



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

INFORME TÉCNICO

Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en
España para el período 2025-2050

Prof. Michel Rivier, Prof. Tomás Gómez, Dr. José Pablo
Chaves, Dr. Rafael Cossent, Prof. Álvaro Sánchez, Dr.
Francisco Martín e Ing. Timo Gerres

Preparado por el IIT con financiación de Iberdrola

Marzo de 2018

Ref IIT-18-026I

Titularidad y responsabilidad

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. INTRODUCCIÓN	14
CONTEXTO	14
OBJETO DEL INFORME	14
ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO	16
3. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	18
DESCRIPCIÓN DEL MODELO SPLAYER	18
TRATAMIENTO DEL HORIZONTE TEMPORAL	19
4. HIPÓTESIS CONSIDERADAS	21
DEMANDA DEL SISTEMA Y PROYECCIONES FUTURAS	21
<i>Elección de días tipo</i>	22
<i>Escenarios de penetración de vehículos eléctricos</i>	25
PARQUE DE GENERACIÓN ACTUAL (CONVENCIONAL Y RENOVABLE) Y EVOLUCIÓN PREVISTA EN EL HORIZONTE DE ESTUDIO	26
<i>Centrales de carbón</i>	26
<i>Centrales de ciclo combinado</i>	26
<i>Instalaciones renovables</i>	27
<i>Escenarios de cierre nuclear</i>	27
PROSPECTIVA DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO: COSTES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	31
CONSIDERACIÓN DE FIABILIDAD	32
CASO BASE Y SENSIBILIDADES	33
<i>Caso base</i>	33
<i>Sensibilidades sobre el caso base</i>	34
5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	36
INVERSIONES ESPERADAS	36
COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO	39
EMISIONES DE CO ₂ ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	41
COSTES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	43
COSTES MARGINALES DE GENERACIÓN DEL SISTEMA	46
RECUPERACIÓN DE COSTES FIJOS: RETRIBUCIÓN A LA CAPACIDAD FIRME Y A LA GENERACIÓN RENOVABLE	48
INGRESOS DE MERCADO Y RECUPERACIÓN DE COSTES PARA FUTURAS INVERSIONES	51
6. CONCLUSIONES	54
7. REFERENCIAS	58
8. ANEXO I. DATOS DE ENTRADA	59
PARÁMETROS TECNOLÓGICOS	59
VALORES DE DÍAS TIPO DE CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO	62

ANEXO II. RESULTADOS	63
RESULTADOS DETALLADOS PARA UN CRECIMIENTO DEL 2% DE LA DEMANDA	63
RESULTADOS DETALLADOS SIN CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	68

1. Resumen ejecutivo

Motivación y objetivos

El sistema eléctrico español ha de hacer frente a crecientes incertidumbres de muy diversos orígenes. Estas incertidumbres están principalmente relacionadas con la evolución futura de los costes tecnológicos, de los precios de los combustibles y de la demanda, ésta última a su vez muy condicionada por los avances en eficiencia energética y la posible electrificación de usos energéticos en sectores como el transporte, la climatización o los asociados a diversos usos industriales. Asimismo, la necesidad ineludible de avanzar hacia un sistema altamente descarbonizado al menor coste posible hace que las decisiones de política energética tanto a nivel europeo como nacional jueguen un papel central, afectando directamente las decisiones de inversión de los agentes del sistema eléctrico.

En este contexto, el objetivo de este informe es evaluar los costes y el funcionamiento del sistema eléctrico español para un horizonte de tiempo 2025-2050, considerando distintos posibles escenarios futuros. Más concretamente, el estudio se centra en analizar el impacto técnico-económico sobre el sistema eléctrico de la decisión relativa a la renovación de las licencias de operación de las centrales nucleares actualmente en servicio y que se están aproximando al final de su vida de explotación comercial. Para ello, como se muestra en la Figura 1, se han analizado y comparado dos escenarios alternativos de cierre de estas centrales: i) el cierre de cada central nuclear se produce al término de su vida de explotación comercial (40 años desde su entrada en servicio), y ii) un cierre ordenado de las centrales articulado en torno a un desmantelamiento progresivo de las mismas y, que tiene como consecuencia una extensión de su vida de explotación comercial más allá de los 40 años. Contemplar un escenario de cierre ordenado se justifica por las dificultades técnicas y el sobre coste de desmantelamiento que implicaría el cierre solapado de tantas centrales en un período de tiempo tan limitado.

Es importante destacar que en los dos escenarios considerados se asume que los propietarios de las centrales reciben una retribución razonable y suficiente para mantenerlas operativas, pero el cálculo de esta retribución no es objeto de este estudio.

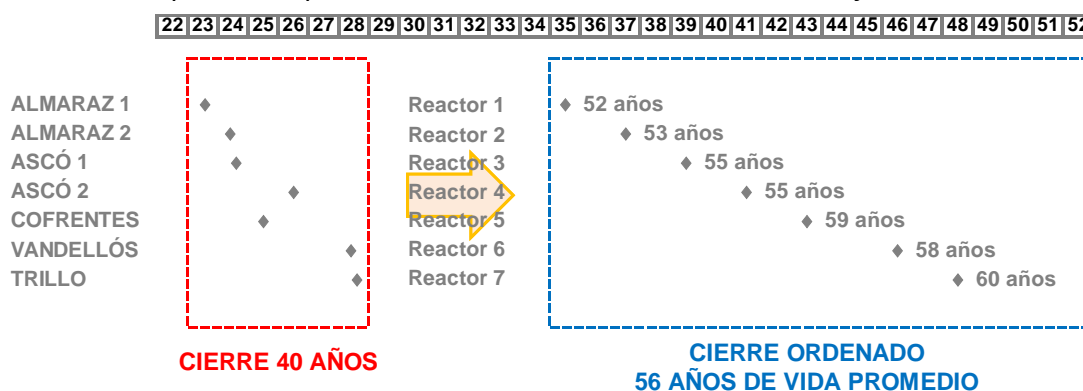


Figura 1: Escenarios de cierre de reactores nucleares en España. Fuente: Iberdrola

El estudio analiza el impacto en costes y emisiones de CO₂ para el conjunto del sistema eléctrico de optar por uno u otro escenario de cierre y ello para distintas hipótesis de crecimiento de la demanda y de evolución de costes de las tecnologías renovables. Y todo ello, imponiendo el cumplimiento de los compromisos medioambientales europeos, traducidos para el sector eléctrico en el cumplimiento de una determinada senda de cuotas mínimas de producción con energías renovables. Este estudio, creemos, pone de manifiesto la importancia, en un entorno tan incierto, de analizar diferentes escenarios futuros y de evaluar el impacto relativo que pueden tener distintos factores. Su objetivo, más que proporcionar recomendaciones concretas o pretender predecir el futuro exacto, es aportar información cualitativa y datos cuantitativos a los análisis sobre la posible evolución futura del sistema eléctrico, y proporcionar argumentos al debate sobre la orientación que han de tomar las decisiones de política energética, y su posible impacto en el futuro del sector eléctrico en términos de costes y emisiones. Para ello, como se explica más adelante, se ha buscado analizar escenarios extremos de crecimiento de la demanda o de reducción de costes de las tecnologías renovables para tratar de evaluar y acotar el impacto que dichos factores pueden tener.

Metodología

El análisis se ha llevado a cabo mediante el uso de un modelo de expansión del sistema eléctrico que proporciona decisiones óptimas tanto de inversión en tecnologías de generación y almacenamiento como de operación del sistema. El modelo busca minimizar los costes totales anualizados del sistema de generación (se han ignorado los costes de red), asegurándose que se suministra la demanda en condiciones adecuadas de seguridad.

El estudio se ha querido plantear desde un punto de vista estrictamente de eficiencia de costes, es decir desde una pura minimización de los costes de suministro eléctrico (costes de inversión en distintas tecnologías de generación¹, costes de combustibles, costes de mantenimiento y costes de emisiones de CO₂), partiendo de la situación actual del parque generador, y sin otros condicionantes que no fueran unos requisitos imprescindibles de garantía de suministro y los cumplimientos de las cuotas de producción de renovables impuestos por la UE.

Se han descartado así voluntariamente condicionantes adicionales que de hecho podrían afectar significativamente la evolución del parque, como por ejemplo los que pueden originar determinadas estructuras de tarifas, otras regulaciones particulares (por ejemplo, sobre autogeneración) o impuestos y peajes a la generación, dado que el estudio pretende analizar de la forma más neutra posible la evolución eficiente del parque generador, y dicho tipo de condicionantes (resultado de un diseño regulatorio

¹ Estos costes de inversión corresponden exclusivamente a las nuevas plantas de generación necesarias para cubrir el crecimiento de la demanda, sustituir la producción de las plantas retiradas del servicio, y cumplir con las restricciones de potencia firme y penetración renovable. El análisis no considera los costes de amortización de la inversión de las unidades existentes ni el coste de desmantelamiento de las centrales nucleares o el coste asociado a la extensión de años de operación de las mismas. Tampoco se considera el coste asociado a las redes de transporte ni de distribución provocado por nuevas inversiones. Ni tampoco se consideran cargos como peajes que deben pagar determinadas tecnologías o impuestos a la generación.

concreto) lo distorsionarían. El estudio del impacto de dichos condicionantes tarifarios o regulatorios es sin duda relevante, pero queda al margen de este estudio y seguramente se abordará en estudios posteriores.

Las simulaciones se realizan para diferentes años clave: 2025, 2030, 2040 y 2050. Los datos de entrada que definen cada año y cada escenario modelado incluyen: la generación existente al inicio del año correspondiente, los costes de inversión y operación de las diferentes tecnologías candidatas según prospectivas obtenidas de distintos informes, la demanda eléctrica estimada, los perfiles de producción de la generación variable no controlable, las restricciones técnicas de las unidades de generación y las restricciones más relevantes asociadas a las políticas energéticas consideradas.

Los resultados del modelo permiten obtener las inversiones de mínimo coste (adicionales a las ya existentes) necesarias en cada caso para cubrir la demanda cumpliendo con todas las restricciones, las horas de funcionamiento y la producción de cada tecnología, los costes marginales de generación del sistema, las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica, y los ingresos que obtendría cada tecnología tanto por su participación en el mercado mayorista de energía, como por su contribución a la potencia firme del sistema o al cumplimiento de una determinada cuota de generación renovable.

En efecto, si son necesarias inversiones, más allá de las puramente económicas, para garantizar suficiente potencia firme en el sistema (cumplimiento de la restricción de garantía de suministro) o suficiente producción renovable (cumplimiento de la restricción de cuotas mínimas renovables), la remuneración obtenida por las distintas tecnologías de generación asociada al precio del mercado de energía será insuficiente para garantizar la recuperación de sus costes, por lo que dichas inversiones nunca tendrían lugar.

El modelo proporciona, como resultado, además del precio del mercado de energía, los precios asociados a dos nuevos productos: la contribución a la potencia firme del sistema y la contribución a la cuota de renovables. Los ingresos adicionales asociados a los precios de dichos productos permiten asegurar la recuperación de costes de todas las nuevas inversiones.

Escenarios e hipótesis de partida

Para los cuatro hitos anuales y los dos escenarios de cierre de las centrales nucleares descritos previamente, se han considerado las siguientes hipótesis y sensibilidades (escenarios) para el estudio.

Se asume que las **centrales existentes** actualmente cierran al final de su vida útil, exceptuando las nucleares, cuyo calendario de cierre se ha descrito anteriormente, y las de carbón, para las que se ha considerado un parque en operación de 2.500 MW en 2025 y el cierre total en 2030.

Respecto a la **demanda eléctrica final**, se han analizado dos escenarios con un crecimiento anual constante del 2% y del 0%. Estos escenarios corresponderían con dos posibles evoluciones extremas de crecimiento económico y de avances en la eficiencia energética, y en la electrificación de otros usos energéticos. La Figura 2 muestra las

curvas monótonas de carga del sistema para los diferentes años evaluados que resultan de aplicar un crecimiento constante de la demanda del 2% anual, representadas junto a la curva de carga real del año 2015. Adicionalmente, y de forma incremental respecto a ese crecimiento de la demanda, se considera un incremento de la demanda debido al uso futuro del **vehículo eléctrico**. Para ello, se asume una senda de penetración de vehículos eléctricos acorde con las previsiones de Bloomberg, pero ajustada a la flota de coches existente en España.

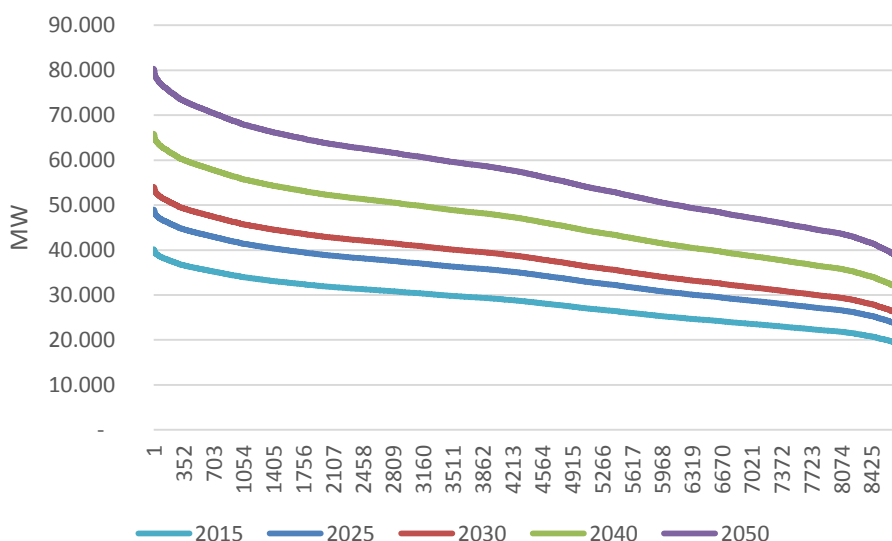


Figura 2 Curvas monótonas de carga eléctrica en España con crecimiento anual del 2%

El estudio supedita la evolución del sistema al cumplimiento de los objetivos de **penetración de energías renovables** fijados por la Unión Europea, concretados en el cumplimiento de una cuota mínima de cobertura de la demanda eléctrica con generación de tipo renovable. Se ha considerado que dicha cuota sigue una senda creciente desde un 46% en 2025 hasta un 85% en 2050. Además, el estudio considera un coste medio de CO₂ de 25 €/ton para todo el período de estudio.

Asimismo, el estudio condiciona la evolución del sistema, en todos los casos considerados, al cumplimiento de un requisito de **seguridad de suministro**, por el cual la potencia firme de generación, que refleja la disponibilidad garantizada de cada tecnología en los momentos críticos del sistema, ha de ser suficiente para cubrir la demanda punta del sistema más un margen de reserva del 10%. Es importante aclarar que se ha ignorado el efecto de una posible contribución de las interconexiones internacionales a la potencia firme del sistema. El impacto de otras opciones posibles se analizará en futuros estudios.

El modelo utilizado en el estudio incorpora todas estas consideraciones como restricciones impuestas a la optimización de las decisiones de inversión y operación del sistema. Por lo tanto, las **inversiones en nueva capacidad de generación** obtenidas pueden estar motivadas por cuatro causas diferentes: reemplazar la capacidad de generación retirada al llegar al final de su vida útil, cubrir el crecimiento de la demanda, cumplir con la restricción de potencia firme, o cumplir con la cuota de generación renovable.

El propio modelo proporciona, tal como se ha explicado previamente, no sólo el **precio del mercado eléctrico** resultante (coste marginal de producción del sistema), con el que sería remunerada la energía producida por las distintas tecnologías, sino además las **remuneraciones adicionales**² al precio del mercado, necesarias, en su caso, para poder satisfacer por un lado la garantía de suministro requerida (a modo por ejemplo de un pago por capacidad a cada tecnología en función de su aportación a la potencia firme del sistema) y por otro el cumplimiento de las cuotas de generación renovable exigidas por la UE (soporte a cada tecnología por su contribución a este compromiso).

En resumen, la metodología descrita se aplica para obtener la evolución de las inversiones y de la operación del parque de generación bajo los dos escenarios de cierre nuclear (cierre a 40 años y cierre ordenado), dos tasas de crecimiento de la demanda anual (0% y 2%) y los 4 años claves analizados dentro del horizonte de estudio (2025, 2030, 2040 y 2050).

Resultados y conclusiones

El análisis de los resultados obtenidos con el modelo permite extraer las siguientes conclusiones generales:

El cierre de las nucleares a los 40 años implicaría adelantar la inversión en nueva potencia

- La Figura 3 muestra la trayectoria de inversiones necesarias para garantizar la cobertura de la demanda y el cumplimiento de la cuota de producción renovable. Las principales inversiones se realizan en renovables, tanto en solar como en eólica. Sin embargo, debido a la variabilidad de la producción renovable y su limitado aporte a la potencia firme del sistema, es necesario invertir en generación de respaldo, principalmente ciclos abiertos de gas. Además, en 2040-2050 la inversión en ciclos abiertos se sustituye por inversión en ciclos combinados, que generan más horas que los ciclos abiertos, y que además de proveer simplemente respaldo, también generan energía en períodos en los que generación renovable es baja.
- Como se observa en la Figura 3, la trayectoria de inversiones difiere de un escenario de cierre de las centrales nucleares a otro. Si bien la composición final para ambos escenarios en 2050 es prácticamente la misma³ debido a que para ese año se encontrarían en cualquier caso todas las centrales nucleares ya cerradas, se puede apreciar cómo, para el escenario de cierre a 40 años, es necesario adelantar inversiones para compensar la retirada de la nuclear, especialmente en ciclos abiertos (3.000 MW en 2025 hasta llegar a los 7.500 MW en 2030) y ciclos combinados (4.300 MW en 2040).

² Solamente se considera retribución adicional para las nuevas inversiones de generación. Se asume que las centrales existentes continúan en operación, sin analizar su viabilidad económica ni la necesidad de recibir pagos adicionales.

³ Existe una diferencia en las inversiones en ciclos abiertos entre ambos escenarios de cierre nuclear, ya que se invertirían en diferentes proporciones en 2025 y 2030, pero luego todas esas inversiones no serían rentables en el horizonte 2040-2050, pudiéndose reconvertir a ciclos combinados los cuales sí serían necesarios y estarían económicamente justificados en 2040-2050.

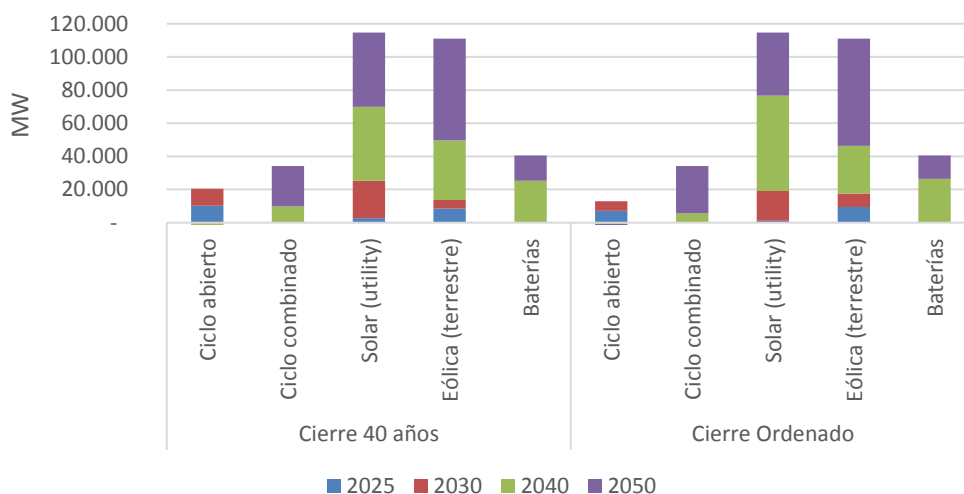


Figura 3: Inversiones por tecnología para 2% de crecimiento de demanda. Comparativa de escenarios de cierre nuclear a 40 años y el cierre ordenado

- El reparto de producciones entre tecnologías mostrado en la Figura 4 representa la evolución hacia un sistema basado en una generación con energías renovables⁴ y con gas natural, llegando la producción con esta última tecnología a cubrir hasta el 36% de la demanda en 2030, con cierre nuclear a 40 años.

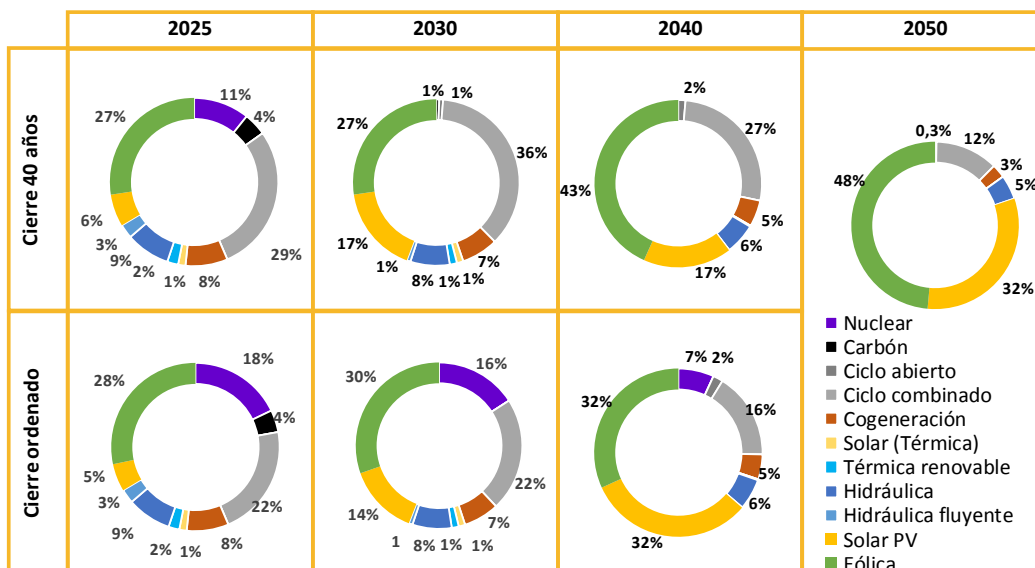


Figura 4: Generación anual para los dos escenarios de cierre nuclear con 2% de crecimiento de demanda

El cierre adelantado de las centrales nucleares implica un importante sobrecoste de operación e inversión del parque de generación eléctrica

⁴ Es importante tener en cuenta que está impuesta, como dato de entrada, una penetración mínima de generación renovable.

- La Figura 5 muestra el desglose de costes anualizados para los años representativos considerados y para los dos escenarios de cierre nuclear y los dos de crecimiento de la demanda. Como puede observarse, los costes de inversión se incrementan conforme avanzan los años, mientras que los costes variables (combustibles y CO₂) disminuyen al sustituirse parte de la generación térmica por generación renovable. Además, el crecimiento de demanda tiene un efecto decisivo en los costes totales del sistema, incrementándose casi al doble para 2040 y 2050 con respecto al escenario sin crecimiento.

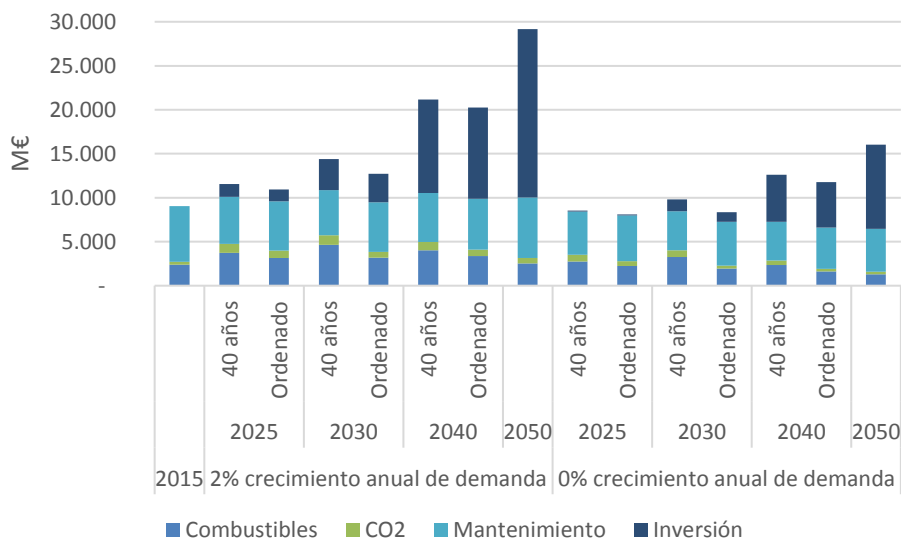


Figura 5: Costes anualizados (en millones de euros, M€) del sistema de generación para ambos escenarios de cierre de nucleares y de crecimiento de demanda

- El cierre adelantado de las centrales nucleares conllevaría un sobrecoste de **entre 1.400 y 1.700 millones de euros anuales en el entorno del año 2030**, lo que representa aproximadamente el 13-16% de los costes de generación (combustibles, emisiones de CO₂, mantenimiento e inversiones incrementales). En el periodo objeto de estudio (2025-2050) este sobrecoste acumulado se sitúa entre 25.000-29.000 M€.
- Este sobrecoste se explica fundamentalmente porque la generación nuclear es sustituida en gran medida por centrales de ciclo combinado. Esto requiere, en el caso del cierre a 40 años, incurrir en inversiones adicionales en nueva generación, especialmente a partir de 2030, aumentando también los costes asociados a los combustibles y las emisiones de CO₂ (ver Figura 6).

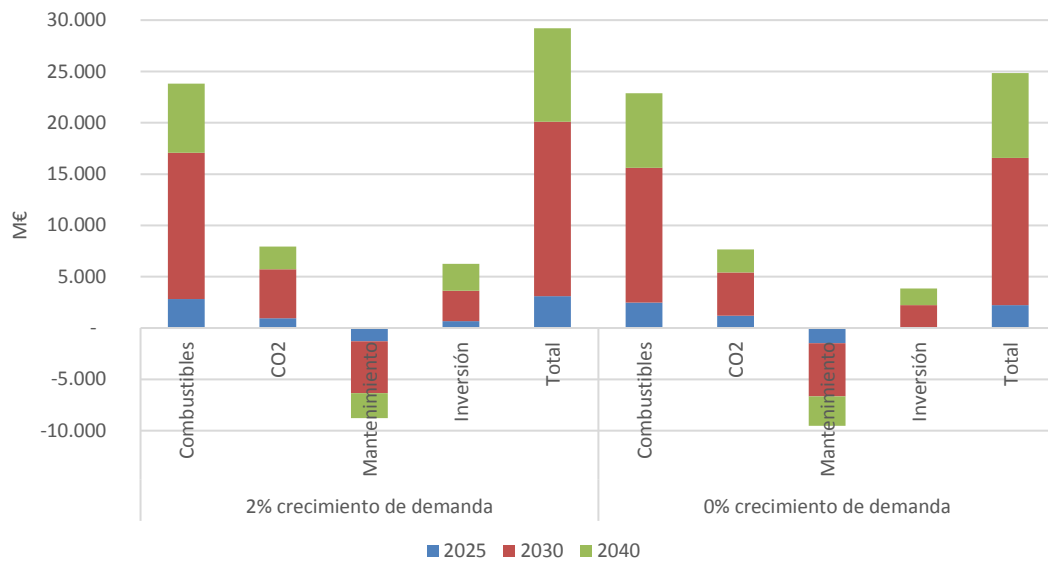


Figura 6: Sobrecoste acumulado (en millones de euros, M€) incurrido por cerrar a los 40 años con respecto al cierre ordenado y según el crecimiento de demanda

El cierre de las nucleares a los 40 años aumenta las emisiones de CO2 significativamente respecto al cierre ordenado

- El cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables permite reducir las emisiones de CO2 a partir de 2025, pero el cierre adelantado de las centrales nucleares volvería a incrementarlas al sustituirse dichas centrales por ciclos combinados de gas, haciendo que la producción libre de emisiones bajara del 76% al 55% en 2030.
- En 2030 el volumen de emisiones se incrementaría en **20 millones de toneladas de CO2** en el escenario de demanda superior, lo que representa un 76% más, tal y como se aprecia en la Figura 7. Las emisiones acumuladas en el período 2025-2050 serían un 30% superiores.

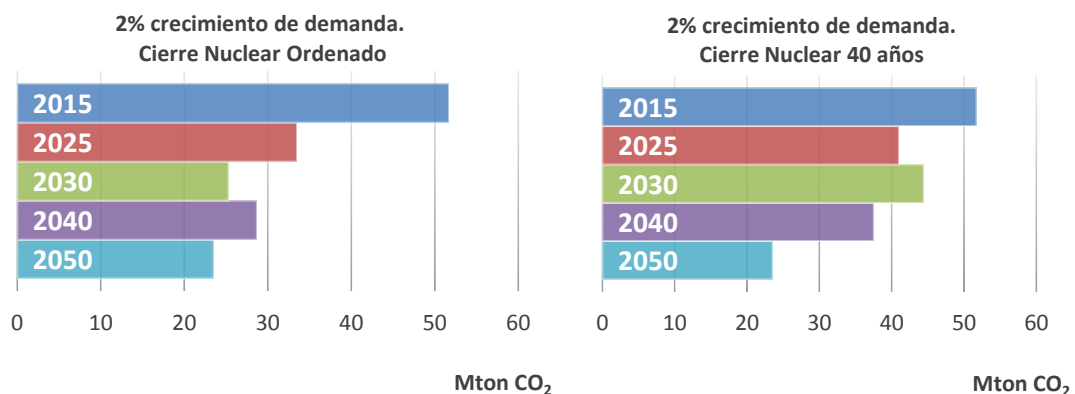


Figura 7: Emisiones anuales de CO₂ en ambos escenarios de cierre nuclear

La nueva potencia instalada necesita un pago adicional por su contribución a la capacidad firme

- La evolución de los costes marginales de generación del sistema, reflejo de los precios del mercado de energía, se ve profundamente afectada por la penetración de renovables. A medida que ésta aumenta, disminuye el valor medio de dichos precios, los cuales pasan de valores de 40€/MWh en 2025-2030 a 30 €/MWh en 2050, mientras crece considerablemente su volatilidad. Por otro lado, un cierre ordenado de centrales nucleares contribuye a reducir el precio medio, ya que la producción nuclear desplaza en el despacho del sistema a las tecnologías con mayores costes marginales. Como consecuencia de ambos efectos, las nuevas inversiones necesarias para cumplir con los compromisos de firmeza y de cuota de generación renovable, requerirían remuneraciones adicionales a los ingresos del mercado.
- Los resultados obtenidos muestran que serían necesarios mecanismos de remuneración de la capacidad firme para garantizar que se acometan las inversiones necesarias para satisfacer el requerimiento de potencia firme (110% de la demanda punta), como se observa en la Figura 8. De lo contrario las nuevas inversiones, principalmente centrales de gas y baterías, no recuperarían todos sus costes fijos y variables. El cierre de la nuclear a 40 años incrementa la necesidad de generación de respaldo adicional.
- El coste marginal de respaldo a medio plazo (2025-2030) queda determinado por el coste de inversión en ciclos abiertos, con un valor en torno a 65.000 €/MW firme. A largo plazo (2040-2050) se calcula entre 64.000 y 56.000 €/MW firme, equivalente al coste de inversión en baterías menos el ingreso que esta tecnología obtiene por arbitraje de energía en el mercado.
- En este estudio no se considera el cierre de las centrales de gas existentes por razones económicas, pero se puede afirmar que este análisis también demostraría la necesidad de una remuneración adicional para evitar el cierre o hibernación de centrales, al ser sus ingresos de mercado insuficientes para recuperar sus costes fijos evitables, es decir aquellos que se podrían evitar con el cierre o hibernación de las centrales. Son costes tales como los costes fijos de O&M o los peajes de acceso a terceros a la red de gas natural.

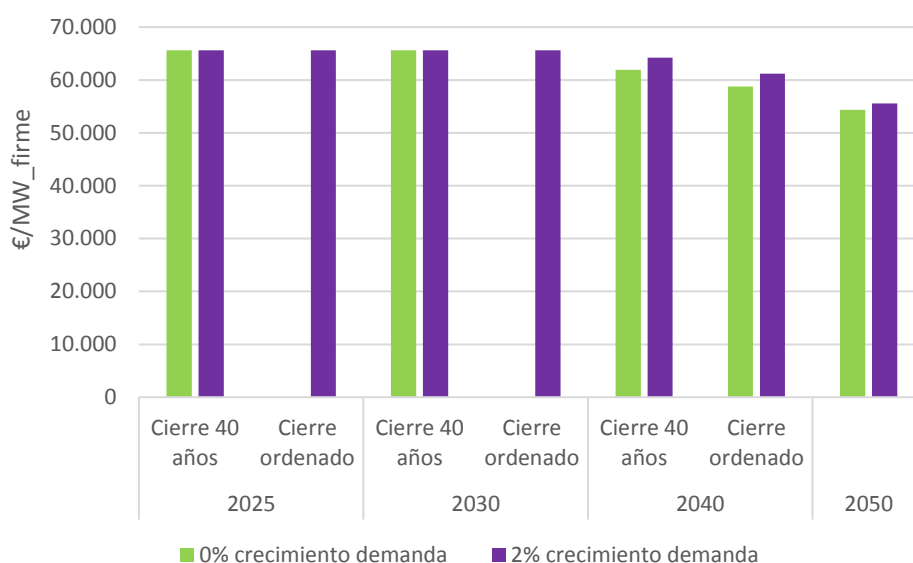


Figura 8: Remuneración anual de capacidad firme por MW

Las renovables necesitan una remuneración adicional para alcanzar el cumplimiento de objetivos

- Los resultados, basados en los distintos supuestos considerados, indican que España no conseguiría cumplir los objetivos de cuotas de generación renovable en ausencia de mecanismos de remuneración a las energías renovables adicionales a los ingresos obtenidos del propio mercado de energía y pagos por potencia firme, ni siquiera con un precio del CO₂ de 25€/t, considerablemente más elevado que el actual.
- Debido a que gran parte de las inversiones renovables se deben principalmente al requisito de cumplimiento de la cuota impuesta de generación renovable, estas tecnologías requerirían una remuneración adicional a la de los propios ingresos de mercado de energía para conseguir recuperar sus costes fijos. La retribución adicional necesaria, por cada MWh de producción renovable, independientemente de la tecnología que lo produce, y para los diferentes escenarios contemplados en el estudio se muestra en la Figura 9. Es interesante señalar que, pese a la significativa reducción esperada de los costes de estas tecnologías, el pago adicional necesario aumentaría con el paso de los años. En algunos casos, esta remuneración adicional debería superar el 50% de los ingresos totales, para que las renovables puedan cubrir sus costes. El motivo radica en que cuanto mayor es la penetración renovable, menores son los precios del mercado en las horas en que producen estas tecnologías, reduciéndose así sus ingresos de mercado.
- Cumplir con la cuota de renovables aumentaría los costes acumulados del sistema hasta 2050 en un 2-2,5%, dependiendo del escenario considerado de cierre de las centrales nucleares y de crecimiento de la demanda. Y en este caso ese incremento de costes impuesto por el cumplimiento de la cuota resulta ser mayor para el escenario de cierre ordenado que para el de cierre a 40 años (en unos 2.500 millones

de euros), porque en el primer caso el precio de mercado resultante sería más bajo. Sin embargo, adelantar en el tiempo inversiones en renovables, como ocurre con el cierre a 40 años, es más costoso porque los costes de estas tecnologías se reducen con el tiempo.

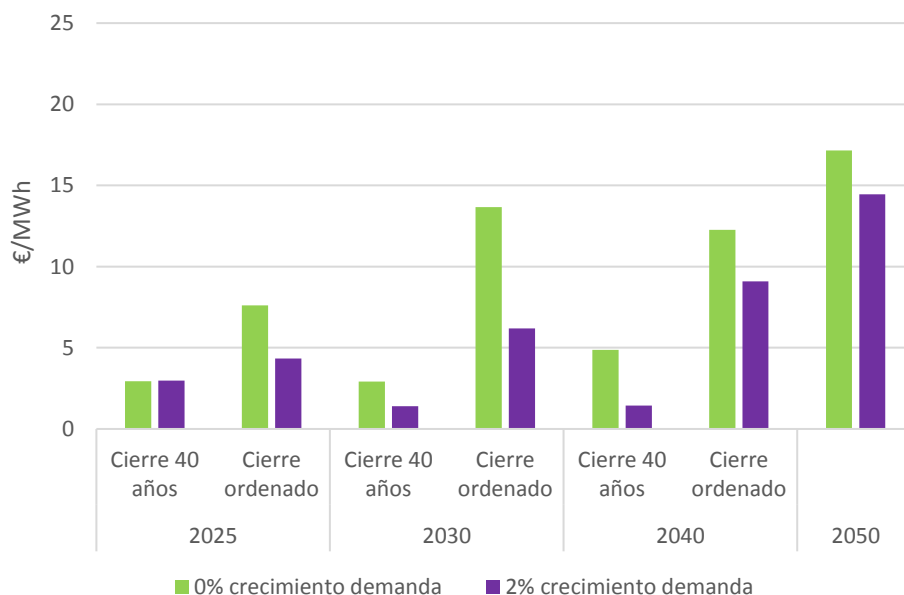


Figura 9: Pago adicional a la energía renovable para cumplir con los objetivos de penetración

- Las inversiones en tecnología eólica y solar serían similares, pero se generaría más con la eólica al tener más horas de funcionamiento que la solar (2.800 frente a 1.700 respectivamente). Estas conclusiones están sujetas a los datos concretos de costes de inversión de tecnologías renovables que se han utilizado en el estudio, basados en una gran variedad de fuentes consultadas, como Bloomberg, IEA, NREL, entre otras, y en las horas equivalentes de generación⁵ para las renovables en España, donde se espera que la eólica aumente hasta las 2.800 horas por mejoras en la tecnología. Modificaciones en los datos considerados podrían arrojar conclusiones diferentes sobre la competitividad mutua entre ambas tecnologías, aunque parece que en mayor o menor medida las dos tecnologías siempre estarán presentes por la complementariedad que tiene la producción eólica respecto a la solar en lo que a las horas de disponibilidad de producción se refiere.

⁵ Las horas equivalentes de generación para las renovables son un dato de entrada al modelo y reflejan el potencial de generación de la tecnología. Sin embargo, las horas de generación efectivas dependen del despacho del sistema y de los vertidos renovables que puedan producirse.

2. Introducción

El presente informe presenta los resultados de un estudio encargado al Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) por la empresa Iberdrola, con objeto de evaluar los costes y el funcionamiento del sistema eléctrico español bajo diferentes escenarios futuros para el horizonte de tiempo 2025-2050. Esta sección introductoria describe el contexto que motiva el presente estudio, así como los objetivos del mismo.

Contexto

La evolución a futuro del parque de generación se ve afectado no solo por los costes de las distintas tecnologías, los precios de los combustibles o el crecimiento de la demanda, sino también por el rumbo que pueden tomar ciertas decisiones de política energética con un enorme impacto sobre el sector en su conjunto.

Las decisiones de política energética relevantes a estos efectos incluyen tanto aquellas que parten de las instituciones europeas, tales como los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero o de cuotas de generación con energías renovables, como las que se toman a nivel nacional. Dentro de estas últimas, es especialmente relevante la decisión respecto a la renovación o no de las licencias de operación de las centrales nucleares actualmente en servicio y que se están aproximando al final de su vida de explotación comercial.

Por este motivo, este estudio se centra en analizar el impacto técnico-económico que el cierre de las centrales nucleares tendría sobre el sistema eléctrico en España. Con objeto de evaluar el impacto de diferentes decisiones políticas a este respecto, se estudiarán dos calendarios para el cierre de estas centrales. Y ello para una determinada trayectoria de penetración de energías renovables, coherente con los objetivos de reducción de emisiones de efecto invernadero actualmente en discusión a nivel europeo.

Objeto del informe

Como se ha descrito en la sección anterior, el objetivo principal de este informe es realizar una evaluación cuantitativa del impacto técnico-económico que produciría el cierre de las centrales nucleares actualmente en servicio en España bajo diferentes escenarios futuros.

En concreto, dos son los grandes escenarios que se contemplan y comparan en el estudio. El primero corresponde al cierre de las centrales nucleares al término de su vida de explotación comercial de diseño (40 años), y el segundo corresponde a un cierre progresivo y ordenado de las centrales, teniendo en cuenta un encadenamiento secuencial de sus desmantelamientos y extendiendo su vida de explotación comercial más allá de los 40 años. Dichos escenarios podrían estar condicionados también por las previsiones de cierre del parque térmico de carbón y de ciclos combinados. Para poder centrar el estudio en el impacto del cierre de las centrales nucleares, las hipótesis adoptadas respecto a las centrales de carbón y ciclos combinados se mantiene idéntica en ambos escenarios.

Es importante destacar que en los dos escenarios considerados se asume que los propietarios de las centrales reciben una retribución razonable y suficiente para mantenerlas operativas, pero el cálculo de esta retribución no es objeto de este estudio.

Para entender claramente el alcance del estudio se describen a continuación las principales premisas que se han adoptado:

- Se analiza la evolución del parque de generación para el horizonte 2025-2050, para los dos escenarios de política energética nacional contemplados –distintos escenarios de cierre de centrales nucleares–, analizando de forma estática los años 2025, 2030, 2040 y 2050. Se comprueba en cualquier caso explícitamente la coherencia de las trayectorias de inversión obtenidas para cada tipo de tecnología involucrada a lo largo de esos años.
- La caracterización de la demanda se realiza de forma agregada y se asumen dos trayectorias extremas de crecimiento: 2% y 0% de crecimiento anual. Adicionalmente se asume un escenario de penetración de vehículos eléctricos coherente con el desarrollo y costes de los mismos.
- La prospectiva tecnológica utilizada para caracterizar la posible evolución a futuro de los costes de inversión y los costes de operación y mantenimiento de cada una de las tecnologías se basa en informes referenciados y de acceso público.
- El efecto que las decisiones de política energética europeas actualmente anunciadas en relación con los compromisos de reducción del nivel de emisiones de efecto invernadero tienen sobre el sistema eléctrico español en el horizonte de estudio, se ha contemplado en este análisis imponiendo una cuota mínima explícita de producción anual de origen renovable en el sistema y un precio del CO₂ consistente con los objetivos marcados por la UE. Se ha fijado un valor de 25€/ton para todo el horizonte de estudio.
- Los estudios cuantitativos de los distintos escenarios y casos futuros se llevan a cabo mediante el uso de un modelo de optimización, que minimiza los costes de inversión y operación del sistema eléctrico usando como variables de decisión las inversiones en las distintas tecnologías de generación, así como la producción y las horas de funcionamiento de dichas tecnologías, y permite considerar el efecto de restricciones explícitas asociadas tanto al cumplimiento de cierto grado de fiabilidad en la cobertura de la demanda del sistema, como a las cuotas mínimas de producción renovable.
- El impacto de la interconexión con Francia se ha tratado de una forma muy simplificada. Si bien los escenarios base del estudio no contemplan dicha interconexión, sí se ha analizado explícitamente la sensibilidad de los resultados a dicha interconexión, modelada con las siguientes premisas. Se ha supuesto que existe una fuente de energía disponible a través de la interconexión con costes de producción ligeramente menores a los de los ciclos combinados en España, de forma que cuando el precio de la energía en España sea mayor al coste de dicha fuente, el sistema español esté importando. Dicha importación está limitada por la capacidad de interconexión prevista a partir del 2025, de 5.000 MW. Sin embargo, a falta de estudios más detallados y contrastados sobre el asunto, y respetando lo que se asume hoy en día, se considera que dicha fuente no contribuye a la potencia firme disponible para el sistema español (en casos críticos tendría preferencia el uso de dicha fuente para la cobertura de la

demanda francesa antes que la española). Futuros estudios que exigen sin duda un modelado bastante más complejo podrían considerar de forma más detallada los intercambios con los sistemas vecinos y sus posibles contribuciones a la potencia firme del sistema español.

- Para asegurar un nivel suficiente de garantía de suministro en el sistema y recoger adecuadamente la necesidad de contar con potencia de respaldo instalada suficiente para hacer frente al carácter intermitente de la producción renovable, se incorpora explícitamente al modelo una restricción de potencia firme, mediante la cual se garantiza que la suma de potencia firme proporcionada por todas las tecnologías de generación cubra al menos el 110% de la demanda punta del sistema. La potencia firme aportada por cada tecnología se mide como su capacidad instalada afectada por un factor de firmeza, específico a cada tecnología, cuyos valores se han obtenido de informes públicos de REE.

Algunas de las preguntas relevantes que se abordan en este informe son las siguientes:

- ¿Cuáles son las tecnologías que conformarían el futuro parque eléctrico español en el horizonte de estudio? y ¿se ven afectadas por un escenario de cierre de las centrales nucleares frente al otro?
- ¿Qué diferencia de costes supone un escenario de cierre de la nuclear frente a otro?
- ¿Qué impacto tienen las políticas de CO2 y de renovables?
- ¿Se conseguirían cumplir los objetivos de garantía de suministro sin una retribución adicional a los ingresos del mercado? En caso contrario, ¿de qué orden sería esta retribución?
- ¿Se conseguirían cumplir los objetivos de cuota de renovables sin una retribución adicional a los ingresos del mercado? ¿De qué orden sería esta retribución?
- ¿Cómo se garantiza la recuperación de costes para las nuevas inversiones?

Organización del documento

A continuación, en la sección 3, se detalla la metodología adoptada para realizar los estudios cuantitativos. Se describe el modelo que se va a utilizar en el estudio para optimizar las inversiones y la operación del parque de recursos de generación y almacenamiento. Así mismo, se presenta el tratamiento realizado para abordar el horizonte temporal del estudio (2025-2050).

En la sección 4 se describen las hipótesis y los datos más críticos utilizados en el estudio (parámetros de entrada al modelo) tales como la evolución considerada de la demanda, la generación existente y su evolución en el período de estudio, el perfil esperado de la producción renovable variable y los costes a futuro de las distintas tecnologías de generación y almacenamiento.

Como se ha mencionado previamente, los dos escenarios contemplados en el análisis se articulan en torno a dos calendarios alternativos de cierre de las centrales nucleares en España. La sección 4 describe dichos calendarios de cierre y plantea los casos de estudio que se han analizado para ambos escenarios de cierre.

Finalmente, la sección 5 describe y analiza los resultados obtenidos y la sección 6 presenta las principales conclusiones del estudio.

3. Metodología del estudio

Para los distintos años descritos anteriormente (2025, 2030, 2040 y 2050) se ha calculado el parque de recursos de generación y de almacenamiento óptimo (en términos de costes de inversión y de operación, sujeto a las restricciones de fiabilidad y cuota de generación renovable que corresponda a cada caso considerado) para cubrir la demanda prevista en esos años. Para esto se ha utilizado el modelo SPODER descrito a continuación.

Descripción del modelo SPODER

SPODER es una plataforma de Planificación y Operación Inteligente de Recursos Energéticos Distribuidos (SPODER por sus siglas en inglés). Esta plataforma está compuesta por distintos modelos que interactúan entre sí, como se puede ver en la Figura 10. En este proyecto se utiliza el modelo SPODER HOME y SPODER SYSTEM.

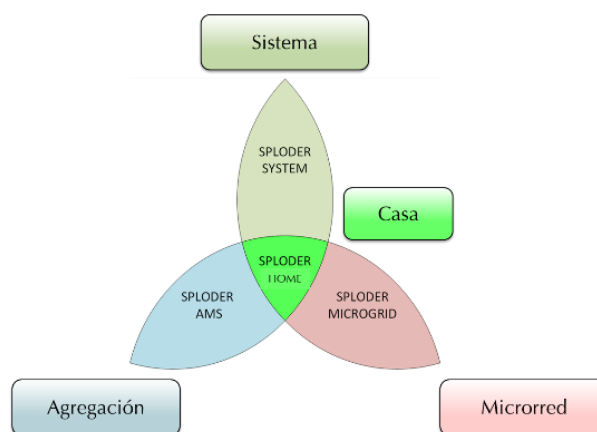


Figura 10: Integración del modelo SPODER

SPODER HOME. Este modelo es el núcleo de la plataforma de modelos SPODER dado que las otras versiones lo utilizan. Este modelo se enfoca en optimizar el coste energético de consumidores comerciales y residenciales. Esta versión optimiza la operación e inversión de recursos distribuidos para satisfacer la demanda térmica y eléctrica de un edificio. El modelo es flexible para incorporar distintos tipos de tarifas y precios, así como las preferencias de los consumidores (iluminación y temperatura). SPODER HOME también incorpora un modelo térmico de un edificio que puede ser calibrado en tiempo real. El modelo puede incorporar predicciones de reacción de los consumidores, estimación de ahorros para los consumidores, sugerencias de eficiencia energética, detección de condiciones anormales de consumo y predicción en tiempo real de preferencia de los consumidores. Esta versión permite a los consumidores reducir sus facturas energéticas, comprometerse en programas de eficiencia energética, mejorar su confort y reducir el impacto ambiental.

SPODER SYSTEM: es una herramienta de planificación de los recursos de generación y almacenamiento del sistema eléctrico, tanto centralizados como distribuidos. Esta versión ha sido desarrollada para análisis regulatorios y respaldar las decisiones estratégicas para empresas eléctricas. La función objetivo del modelo minimiza el coste de las inversiones en nuevos recursos, así como el coste de operación tanto de estas

nuevas inversiones como de los recursos ya existentes. La Figura 11 muestra esquemáticamente los datos de entrada y salida del modelo SPODER SYSTEM.

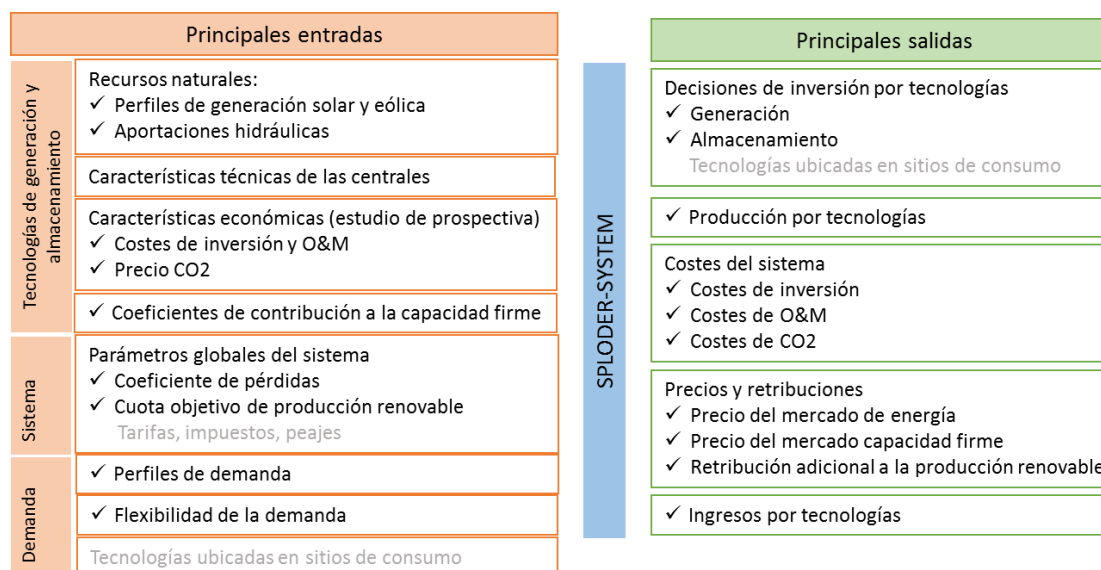


Figura 11: Modelo SPODER-SYSTEM

Adicionalmente y para construir los casos de estudio correspondientes a cada año en particular que se ha analizado, se le proporciona al modelo la evolución temporal de distintos parámetros que afectan al estudio como, por ejemplo, el calendario de cierre de las centrales nucleares, los costes de las tecnologías, o las tasas de crecimiento de la demanda, entre otras.

A pesar de la capacidad del modelo SPODER de considerar algunos aspectos tales como el efecto de las tarifas, o de los impuestos y peajes a la generación, éstos no se han incluido en este estudio dado que el objetivo es analizar cuál es la evolución del parque que minimiza los costes del sistema sin distorsiones por la aplicación de una determinada estructura tarifaria eléctrica (o gasista) que pueda por ejemplo favorecer o entorpecer artificialmente el despliegue de generación distribuida, o por la aplicación de unos impuestos que pueda favorecer unas tecnologías frente a otras.

Así mismo se ha considerado que el impacto diferencial de cada escenario en las inversiones de red y en las pérdidas en las redes no es relevante comparado al resto de costes. También, a pesar de que el modelo, tal como se ha descrito en el SPODER HOME, permite representar explícitamente decisiones de inversión del consumidor final en tecnologías eléctricas para satisfacer necesidades térmicas hoy cubiertas por el gas, se ha considerado que dicha electrificación forma parte ya de los escenarios de crecimiento de demanda considerados en el estudio. Sin embargo, será seguramente de interés modelarlo explícitamente en futuros escenarios.

Tratamiento del horizonte temporal

El horizonte temporal del estudio abarca el periodo 2025-2050. Para ello se analizan cuatro años representativos de dicho periodo, en concreto los años 2025, 2030, 2040 y 2050. Cada año se optimiza de forma individual, si bien se realiza una comprobación de la consistencia en la evolución temporal de las inversiones obtenidas para cada tipo de tecnología.

La tasa de descuento utilizada para poder comparar y sumar años diferentes es del 6,5%. Se ha adoptado un valor medio entre una tasa de descuento asociada a inversiones privadas y una tasa de descuento social.

4. Hipótesis consideradas

Esta sección presenta las distintas hipótesis consideradas respecto al sistema eléctrico español, tanto en lo que refiere a la demanda como a la generación existente, además de los supuestos relacionados con los costes de las distintas tecnologías de generación y almacenamiento considerados en el estudio para los distintos años.

Demanda del sistema y proyecciones futuras

Para la demanda del sistema se ha tomado como referencia la existente en el año 2015 y se ha aplicado una tasa de crecimiento anual constante y homogénea del 2%, incluido ya el efecto de una mayor eficiencia futura en el consumo, para los 25 años del estudio tal y como se muestra en la Figura 12. A este crecimiento de la demanda habría que sumarle el crecimiento de demanda asociado a la penetración del vehículo eléctrico, de acuerdo con las distintas hipótesis contempladas a tal efecto y descritas más abajo. Se ha supuesto que el perfil de la demanda se mantiene escalado según corresponda a cada año. Además, también se considera un escenario con un crecimiento nulo de demanda (al margen del crecimiento de demanda debido a la penetración de los vehículos eléctricos), para así poder evaluar lo sensible que pueden llegar a ser las conclusiones de un estudio de este tipo a las premisas de evolución de la demanda.

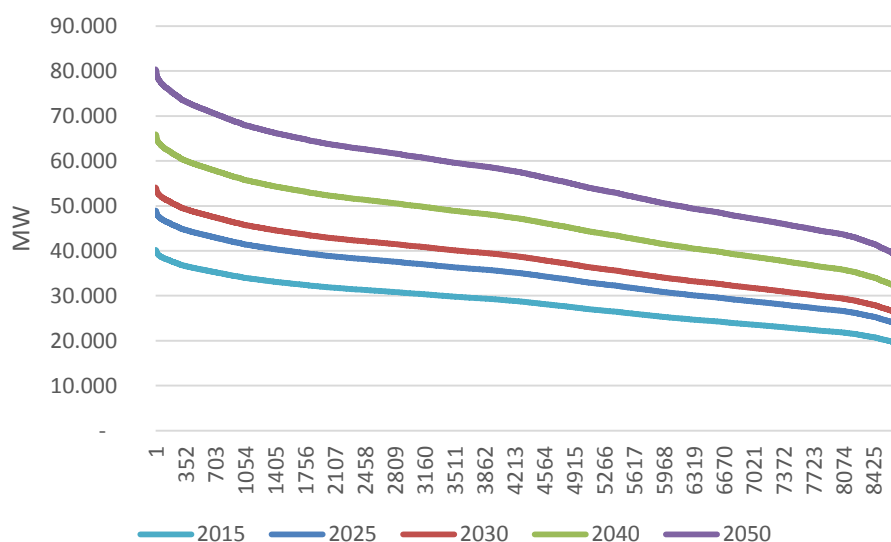


Figura 12 Curvas de monótonas de carga asumidas para el estudio con crecimiento anual del 2%

Los valores supuestos de crecimiento de demanda se encuentran entre los escenarios probables utilizados en los informes de planificación de las redes de transporte. Por ejemplo, MINETUR (2014) asume un crecimiento de la demanda eléctrica significativamente alto para el sistema peninsular en el período 2015-2020 del 1,7%; 1,9% y 2,3%. Por otro lado, ENTSO-E (2015) predice un crecimiento anual de la demanda para España del 2,14% en el período 2015-2025. Sin embargo, posteriormente ENTSO-E ha actualizado este pronóstico y espera una reducción en el crecimiento de la demanda por la aplicación de medidas de eficiencia energética, lo que llevaría a un incremento anual de la demanda menor al experimentado en los años anteriores, alrededor del 0,8% (ENTSO-E 2016a). En esta línea, CNMC (2015) preveía un incremento de la demanda eléctrica del 0,7% para el período 2017-2022. El incremento de la demanda ha sido

actualizado por la CNMC (2016), que estima 3 escenarios de incremento anual de demanda para el período 2016-2030: bajo: -0,2%, medio: 1,1% y alto: 2%. El escenario alto del 2% representaría un escenario de electrificación del sector energético, principalmente por la electrificación de la climatización e incluso de la industria.

Respecto a los perfiles de demanda, se han tomado como base los perfiles del 2015. Los perfiles adoptados están basados en los perfiles publicados por Red Eléctrica de España según los peajes de acceso, permitiendo así considerar los diferentes sectores de demanda. Se consideran como consumos residenciales aquellos consumos asociados a la tarifa de acceso 2.0 y 2.1, que corresponden a consumidores conectados a baja tensión y con potencia contratada menor a 10kW y 15 kW, respectivamente. Para el 2015, estos perfiles representaron el 31,4% de la demanda. Se han considerado consumos del sector servicios aquellos conectados a baja y media tensión, con tarifas de acceso 3.0A, 3.1A, y una parte del consumo asociado a la tarifa de acceso 6.1, hasta representar en conjunto el 33,8% de la demanda total. Finalmente, los perfiles de consumos industriales se han asociado al consumo restante de la tarifa 6.1, así como a los consumos con tarifas 6.2, 6.3 y 6.4. El sector industrial representaría así el 34,8% del consumo total.

Elección de días tipo

La metodología utilizada en el modelo SPODER trabaja con días tipo representativos del año, cada uno con detalle horario de 24 horas. El objetivo es modelar un catálogo relativamente reducido de días suficientemente representativo de los 365 días del año, pero con una representación horaria que permita gestionar recursos como las baterías, modelar la gestión de la demanda térmica de los edificios o capturar el efecto de arranques y paradas de los grupos térmicos ocasionados por cambios de generación renovable o cambios de demanda. Los días representativos se han identificado utilizando técnicas de “clustering” tal como se explica más adelante.

Como se ha comentado en la sección anterior se consideran tres tipos de demandas: residencial, servicios e industrial. Tanto en la demanda residencial, como en la de servicios, la influencia de la climatización es elevada, ya que gran parte del consumo eléctrico se debe al uso de electrodomésticos dedicados a calentar y enfriar los edificios, bien para confort de personas (energía gestionable), o bien para mantener el clima de equipos (no gestionable); como, por ejemplo, los servidores. Por el contrario, la demanda industrial no se ve afectada por las necesidades de climatización como los otros sectores, ya que los consumos debido a procesos industriales copan la mayor parte de la factura eléctrica.

Dado que el modelo SPODER permite modelar por separado la demanda de climatización gestionable, para así optimizar su uso, se necesita identificar en los perfiles de demanda previamente descritos la parte que corresponden a ese tipo de consumo. Se trata de distinguir una demanda eléctrica base, que no incluya la demanda para climatizar gestionable, que se considera poco gestionable, de ésta última que se considera gestionable dentro de un rango marcado por el comportamiento térmico de los edificios y el rango de temperaturas de confort seleccionados para los edificios.

La metodología adoptada para seleccionar los días representativos de la demanda e identificar su perfil horario es la siguiente. En primer lugar, se ha estudiado la demanda

industrial, que apenas se verá afectada por la demanda de climatización gestionable, lo que permite obtener unos primeros perfiles de consumo diarios representativos del año, según el mes y el día de la semana.

Tomando como datos de partida los del 2015, se ha realizado una agrupación, mediante técnicas de clustering, de perfiles de consumo industrial diario para cada mes del año, como se muestra en la Figura 13. Se puede observar que, en general, los domingos, sábados y lunes tienen un perfil de consumo significativamente distinto para casi todos los meses. Además, los lunes tienen un consumo similar al resto de los días de la semana, salvo las primeras 8 horas, ya que provienen de un consumo muy escaso en domingo. A las 8 de la mañana del lunes, la demanda industrial se reactiva hasta el sábado que empieza a disminuir, para entrar en el domingo, día en la que disminuye claramente. Dado que esas primeras 8 horas del lunes no se consideran relevantes para el estudio, el lunes se considera un día de la semana hábil como otro cualquiera. Como consecuencia sólo se van a considerar tres tipos de días dentro de cada mes: los días hábiles, el sábado y el domingo.

Si se analiza por meses, se puede observar que existen meses donde el perfil de consumo industrial es similar:

- Diciembre, enero y febrero (invierno).
- Mayo, junio, julio, septiembre (verano).
- Agosto (vacaciones).
- Marzo, abril, octubre, noviembre (primavera, otoño).

Estas agrupaciones de meses, de forma no casual, se corresponden en cierta medida con las estaciones del año, que representan las distintas formas de clima en España a lo largo del año. Esta agrupación es especialmente apropiada ya que, al corresponderse con las distintas estaciones del año, presentarán valores similares en temperaturas, lluvias, viento e irradiación solar.

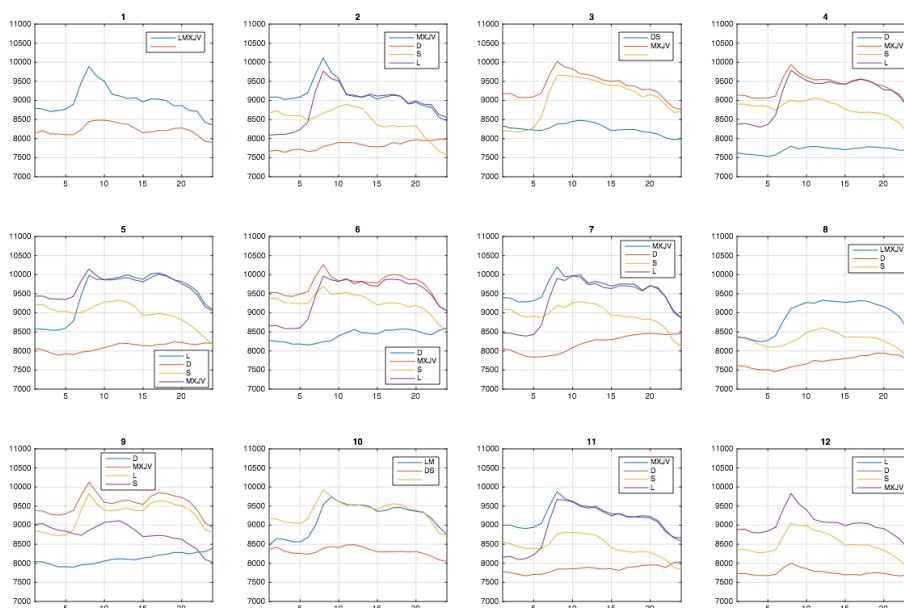


Figura 13 Perfiles de demanda industrial por mes. El eje X de cada gráfica son las horas del día (24). El eje Y de cada gráfica es el consumo en MWh de días representativos de cada mes. En cada gráfica hay varios perfiles que corresponden a días de la semana

Por último, la demanda base (sin climatización) residencial y de servicios apenas se ve influenciada a lo largo del año, salvo en agosto, donde cambia debido a una reducción de la misma por vacaciones. Por ello, se tomará como mes representativo del año el mes de mayo, mes donde la climatización gestionable es mínima y agosto, por ser periodo vacacional.

Observando las Figura 14 y Figura 15, se puede concluir que la demanda residencial tiene dos días representativos dentro de la semana: día laborable y fin de semana. De la misma forma, la demanda del sector servicios, realizando los mismos supuestos que para la industrial y descontando el efecto de la climatización, tiene una demanda base (sin climatización) de dos días representativos dentro de la semana: día laborable y fin de semana. Estos días típicos se han usado para construir una serie de semanas representativas, relevantes para la gestión semanal de embalses.

Para los años considerados se asume que el volumen de la demanda gestionable de climatización aumenta con los años. Para el 2025 no habría demanda gestionable, para 2030 el 25% de la demanda residencial y servicios sería gestionable, estos porcentajes aumentan al 50% y 75% en 2040 y 2050, respectivamente.

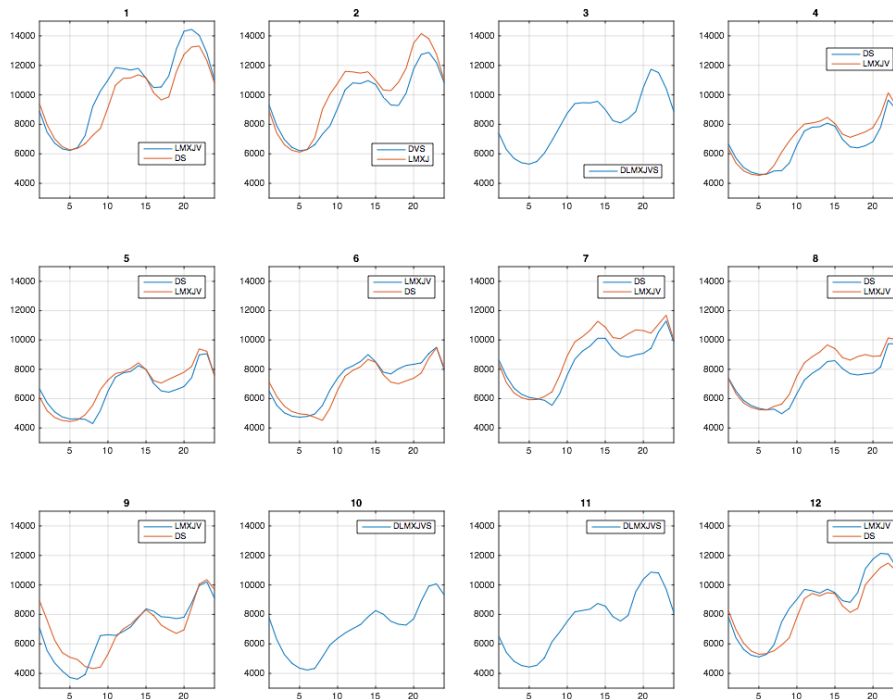


Figura 14 Perfiles de demanda residencial total por mes. El eje X de cada gráfica son las horas del día (24). El eje Y de cada gráfica es el consumo en MWh de días representativos de cada mes. En cada gráfica hay varios perfiles que corresponden a días de la semana

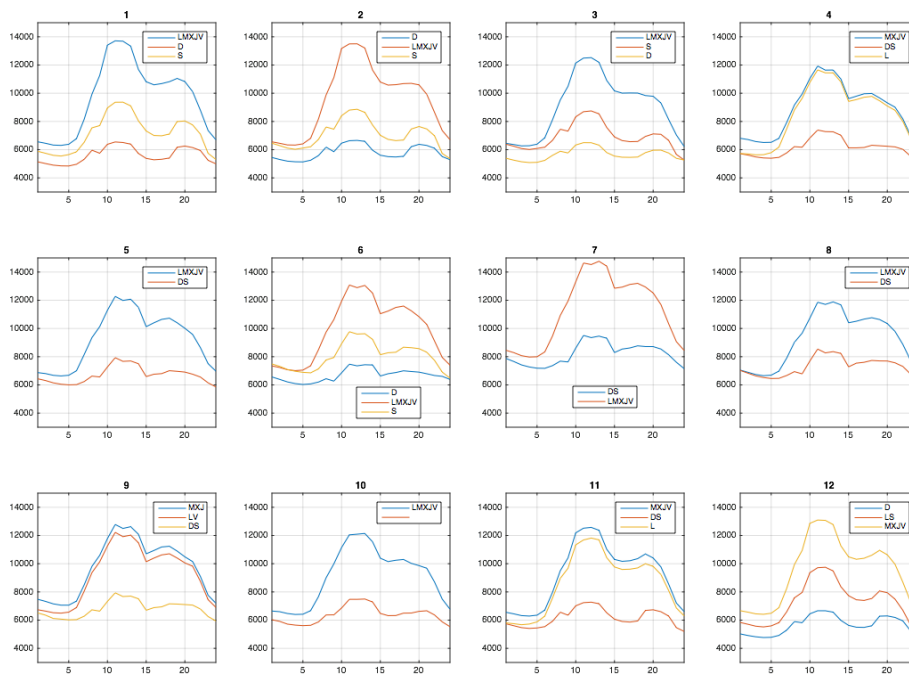


Figura 15 Perfiles de demanda servicios total por mes. El eje X de cada gráfica son las horas del día (24). El eje Y de cada gráfica es el consumo en MWh de días representativos de cada mes. En cada gráfica hay varios perfiles que corresponden a días de la semana

Los valores de los perfiles considerados están incluidos en el Anexo I.

Escenarios de penetración de vehículos eléctricos

La Figura 16 muestra el supuesto adoptado respecto al nivel de penetración de vehículos eléctricos para España para el horizonte de estudio, el cual está basado en prospectivas hechas por BNEF (2017) para la penetración del vehículo eléctrico en el mundo, pero tomando en cuenta a su vez el parque automovilístico español y las nuevas matriculaciones cada año. El consumo de los vehículos eléctricos corresponde a una hipótesis de movilidad de 40km diarios por vehículo y un consumo energético de 0,2 kWh/km (MINETUR 2014).

Respecto a la carga de los coches se supone que el parque se divide en tres grupos. Un tercio de la flota presenta una carga agregada en base durante todas las horas. Esto trata de modelar tanto el uso de flotas que están en movimiento permanente como el cambio en el uso de vehículos eléctricos con respecto a los convencionales, como por ejemplo el aumento de vehículos compartidos que están también en constante movimiento. Otro tercio de la flota realiza su carga agregada en horas punta y corresponde a los conductores principalmente domésticos que cargan sus vehículos al llegar a casa después del trabajo. Finalmente, un tercio de la flota realiza su carga de forma inteligente, cargando las baterías en las horas de menor coste para el sistema y con las tarifas adecuadas también para ellos, entre las 24:00 y las 7:00.

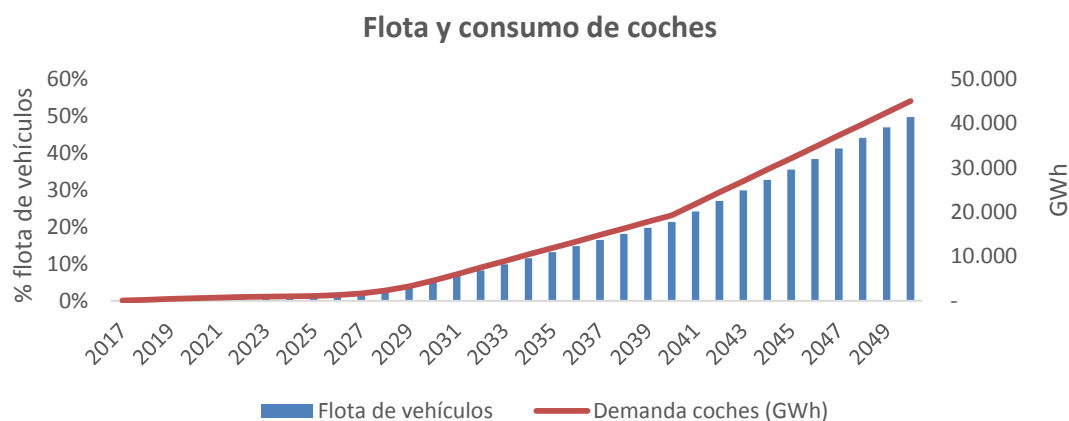


Figura 16 Penetración de vehículos eléctricos para España

Parque de generación actual (convencional y renovable) y evolución prevista en el horizonte de estudio

Los escenarios futuros evaluados parten del parque de generación actual en España. No obstante, gran parte de este parque generador alcanzaría el final de su vida de explotación comercial dentro del horizonte de estudio. Por lo tanto, de cara a construir escenarios futuros razonables, será necesario determinar qué centrales de las existentes dejarán de estar en servicio a lo largo del período estudiado.

Centrales de carbón

Debido a la Directiva Europea de Emisiones Industriales, la cual fija restricciones más estrictas para el funcionamiento de las centrales térmicas, así como el fin de las ayudas al carbón nacional, se ha asumido que solo 2.500 MW instalados de centrales de carbón continuarán en funcionamiento en los años 2025 y 2030⁶. Durante la década de 2030, estas centrales se cerrarían.

Centrales de ciclo combinado

La hipótesis adoptada respecto a las centrales de ciclo combinado es que cierran de manera progresiva al acabar su vida de explotación comercial. La construcción de ciclos combinados de gas en España tuvo lugar principalmente desde 2002 hasta 2011. Para estas centrales se ha asumido una vida de explotación comercial de 35 años debido al bajo número de horas de funcionamiento que han tenido. No obstante, a las nuevas inversiones se les considera una vida útil de 25 años, acorde con unas expectativas de mayores horas de operación. Bajo este supuesto, los primeros cierres se producirían, por tanto, en 2037; produciéndose el cierre de 22 grupos antes de 2040, esto equivaldría a 11.023 MW. El escenario de cierre de los ciclos combinados adoptado en el estudio se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1 Instalaciones existentes que se mantienen en funcionamiento en cada año del estudio a partir del programa de cierre de centrales de carbón y ciclos combinados

⁶ Este es un supuesto proporcionado por Iberdrola.

Variables\Año	2025	2030	2040	2050
Carbón	~5 grupos (2.500 MW)	~5 grupos (2.500 MW)	0	0
Ciclos combinados: cierre a fin de vida útil	51 grupos (24.948 MW)	51 grupos (24.948 MW)	29 grupos (13.925 MW)	0

Instalaciones renovables

Para las instalaciones renovables existentes se ha supuesto un período de funcionamiento de 30 años, por lo que, partiendo del año de instalación de la potencia renovable obtenida de informes de la CNMC, se puede estimar la evolución de la potencia renovable hoy existente para cada uno de los años considerados en este estudio. Los datos se presentan en la Tabla 2. Las instalaciones de eólica y solar incluyen ya los resultados de las subastas renovables celebradas en 2016 y 2017. Estos proyectos deberán entrar en funcionamiento antes de 2020. La capacidad instalada de las grandes centrales hidroeléctricas (convencional y mixta), así como el bombeo se suponen que se mantendrán durante todo el período de estudio.

Tabla 2 Instalaciones renovables existentes en funcionamiento en cada año del estudio de acuerdo con su vida útil comercial

Tecnología\Año	2025	2030	2040	2050
Solar FV	8.583	8.581	4.755	-
Solar Térmica	2.300	2.300	1.768	-
Eólica	27.678	25.382	7.976	-
Mini hidráulica	2.102	636	76	-
Hidráulica convencional y mixta	17.000	17.000	17.000	17.000
Otras	2.327	1.760	337	-

Perfiles de generación renovable

Se consideran perfiles medios de generación renovable basados en datos horarios históricos de Red Eléctrica de España para el período 2012-2016. Basado en estos datos, se ha hecho un análisis de clustering, similar al utilizado en el caso de la demanda y descrito anteriormente. Finalmente se obtienen 3 clústeres para escenarios de perfil de producción eólica: bajo, medio y alto, cada uno con una probabilidad de ocurrencia según los datos históricos. Para el resto de renovables se ha utilizado un escenario de generación medio. Posteriormente, se podrá realizar un análisis de sensibilidad más detallado respecto a la hidráulica y eolicidad para determinar la robustez ante escenarios menos favorables de disponibilidad renovable.

Escenarios de cierre nuclear

Tal y como se describe a continuación, se han considerado dos escenarios alternativos para el cierre de las centrales nucleares, tema central de este informe.

Tabla 3 Centrales nucleares en funcionamiento según los dos programas de cierre considerados en el estudio

Variables\Año	2025	2030	2040	2050
Nuclear: cierre a los 40 años	4 reactores (4.272 MW)	0	0	0
Nuclear: cierre ordenado	6 reactores (7.118 MW)	6 reactores (7.118 MW)	4 reactores (4.272 MW)	0

Actualmente, existen siete reactores nucleares en funcionamiento en España ubicados en cinco centrales o emplazamientos diferentes⁷. La potencia instalada total del parque nuclear español es de 7118 MW, lo que representa aproximadamente el 7.3% de la capacidad de generación instalada en el sistema peninsular español, y cubrió el 23% de la demanda eléctrica peninsular en el año 2016 (REE, 2017).

La construcción de estos reactores tuvo lugar a lo largo de los años 80, con una vida prevista de explotación comercial de 40 años. Atendiendo a este criterio de diseño, todos estos reactores deberían comenzar a cerrar en la década de 2020. No obstante, esto tendría profundas implicaciones tanto en la operación del sector eléctrico español como en los costes relativos a la parada y desmantelamiento de los reactores. Por este motivo, en este estudio se plantea un escenario alternativo, denominado “cierre ordenado”, bajo el que se produce un cierre progresivo de las centrales a partir del año 2035 (a la espera de una solución definitiva para el almacenamiento de los residuos de alta actividad y el traslado de los residuos de las centrales que ya están en proceso de desmantelamiento: José Cabrera y Santa María de Garoña).

Este segundo escenario implica extender la vida operativa media del parque nuclear hasta los 56 años con el objetivo de minimizar el coste de desmantelamiento de los reactores y de traslado de los residuos nucleares al almacenamiento de residuos. El horizonte temporal y orden de parada de los reactores considerados bajo este escenario corresponde a uno de los posibles escenarios barajados por las empresas eléctricas y trasladado a Enresa. Este informe no analiza por lo tanto la optimalidad y consistencia de dicho plan de desmantelamiento frente a otros posibles planes alternativos, sino que simplemente analiza el impacto sobre el conjunto del sistema eléctrico de adoptar dicho plan en comparación con el escenario que apuesta por el cierre de las centrales al cumplir los 40 años de vida de explotación comercial. El adelanto del cierre nuclear podría generar problemas técnicos dado que la capacidad de desmantelamiento es limitada en sus distintas fases, incluyendo la capacidad de evaluación de varios planes a la vez por parte del CSN o el dimensionamiento de Enresa para desmantelar plantas simultáneamente. Además, el cierre a 40 años puede incrementar los costes de desmantelamiento, ya que habría que recurrir a Almacenamiento Temporales Individualizados (ATI) hasta que esté operativo el Almacén Temporal Centralizado de combustible gastado (ATC). Esos costes no están considerados en el estudio. Por otro

⁷ Este estudio no tiene en cuenta la central nuclear de Santa María de Garoña (466MW), que se encuentra parada y con la licencia de explotación expirada desde mediados de 2013.

lado, la extensión de vida útil de las plantas nucleares puede llevar a costes adicionales que tampoco se han considerado en el estudio.

El considerar un plan de desmantelamiento ordenado del estilo del que se analiza en este estudio tiene sentido por las siguientes razones:

Al no estar construido actualmente el ATC, casi todo el combustible usado en las centrales desde el inicio de su operación se encuentra almacenado en sus piscinas, debiendo ser retirado antes de iniciar los desmantelamientos. Es importante haber construido el ATC y trasladado a él todo el combustible gastado de las centrales antes del cese de la operación. Caso contrario, las centrales entrarían en un período de varios años con altos costes de vigilancia de las piscinas, sin generación de ingresos, para el vaciado de las piscinas, previo al inicio real del desmantelamiento.

El cierre de varios reactores en un período de tiempo reducido conllevaría una serie de ineficiencias:

- El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y el Ministerio de Medio Ambiente deberían evaluar varios planes de desmantelamiento de forma simultánea
- Se solaparía el desmontaje de equipos principales en varios reactores y coincidirían todos los emplazamientos en fase de desmantelamiento
- Deberían vaciarse simultáneamente las piscinas, incluyendo el último núcleo de operación, mediante el transporte al ATC de todo el combustible gastado.

Para no provocar retrasos en la evaluación de los planes de desmantelamiento y en el desmontaje de equipos principales, debería mantenerse al menos un período de dos años entre las fechas de cese de los reactores.

En el caso del transporte del combustible gastado, según información aportada por Iberdrola, se requiere 20 años para su traslado al almacenamiento centralizado desde la fecha de puesta en marcha del ATC. Un cierre ordenado podría acompañar las fechas de cese a este período, iniciando el desmantelamiento de los reactores a medida que el combustible gastado de sus piscinas se ha llevado al ATC. Mantener la secuencia actual de cierres concentrados en un período de cinco años podría suponer tener las centrales paradas y sin actividad de desmantelamiento durante varios años, hasta que se vacíen sus piscinas. En el caso del cierre a 40 años habría que añadir el hecho de que el ATC no estaría disponible en el momento en que se inicie la secuencia de cierre de los reactores, con períodos de espera adicionales por este motivo.

Por tanto, un proceso de cierre y desmantelamiento ordenado que ocupara el mismo período de tiempo que viene marcado por el transporte del combustible gastado al ATC eliminaría importantes sobrecostes, por diferentes motivos:

- Necesidad de un elevado número de contenedores y ampliación de los ATIs
- Aumento de los costes de las fases de transición al posponerse las fechas de transferencia de titularidad para el inicio de los desmantelamientos
- Incremento de los costes de personal y operación al prolongarse la duración de los proyectos de desmantelamiento
- No se podrían aplicar las sinergias y lecciones aprendidas de un proyecto en el siguiente

- Costes más elevados por la actual escasez de recursos especializados en la industria nuclear nacional, que a su vez reduciría su participación en estos proyectos.

Ante este escenario, tiene sentido planificar ordenadamente las fechas de cese de los reactores para que no se solapen las actividades críticas (evaluación CSN y segmentación de equipos principales) y se permita optimizar adecuadamente la dedicación de Enresa, el CSN y el conjunto de la industria nuclear española a cada proyecto de desmantelamiento.

El inicio de esta secuencia de cierre estaría marcado por la disponibilidad del ATC. Antes del primer cese debería haberse finalizado con el traslado a esta instalación del combustible de Zorita, Garoña y de gran parte del combustible de este primer reactor. Así mismo, antes del primer cese, se habría trasladado al ATC un porcentaje significativo del combustible almacenado en las piscinas del resto de reactores, reduciendo el camino crítico que pasa por el transporte al ATC. También facilitaría el vaciado de las piscinas en 3 años desde el cese definitivo.

El resto de las centrales secuenciarían su cese cada dos o tres años, lo que permitiría el cierre ordenado del parque nuclear en un plazo de 13 a 20 años.

Este planteamiento llevaría a una vida útil diferente para cada uno de los 7 reactores, y la media de los siete se situaría en el entorno de los 56 años.

La Figura 17 muestra el detalle del cierre de los diferentes reactores bajo ambos escenarios:

- Cierre a 40 años:** bajo este escenario, todos los reactores nucleares se irían cerrando en el momento en que cumplieran los 40 años de funcionamiento.
- Cierre ordenado:** extensión de la vida de explotación comercial de las centrales hasta cumplir entre 50 y 60 años, y cierre progresivo a partir de 2035.

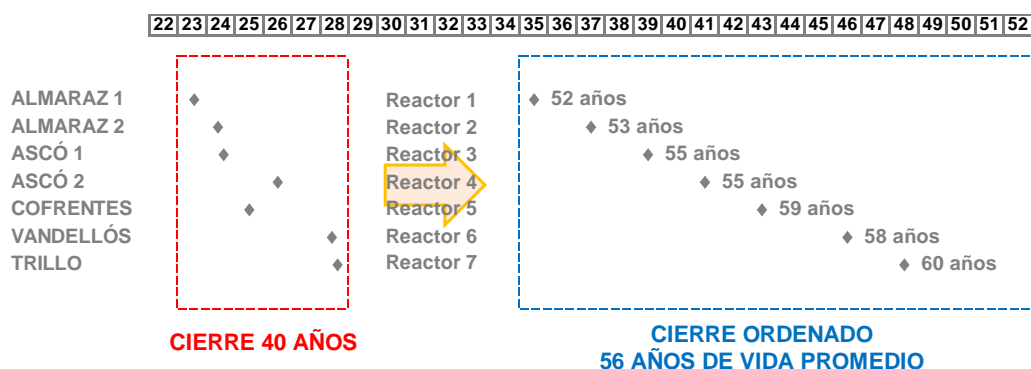


Figura 17: Escenarios de cierre de reactores nucleares en España.

Prospectiva de tecnologías de generación y almacenamiento: costes y características técnicas

Los costes de inversión, operación, mantenimiento, combustibles y parámetros técnicos para los distintos años del estudio se han obtenido de informes públicos centrados, en la mayoría de los casos, en pronósticos para países de la Unión Europea.

Para ejecutar los diferentes casos de estudio, se han utilizado valores medios de las distintas categorías de costes. Además, como estudio de sensibilidad, se ha analizado un escenario con costes bajos de renovables, como se define en la sección 5 (valores de costes tomados de la parte baja de la horquilla del estudio de prospectiva).

Los principales datos de parámetros técnicos se presentan en el Anexo I. La Figura 18 muestra los costes medios de capital para las distintas tecnologías consideradas para realizar nuevas inversiones. El coste de las baterías corresponde a una batería de 4 horas. Sobre estos valores medios, se considera, además, tal como se ha comentado, una sensibilidad a costes bajos para las renovables (en torno al 20%-30% menores), como se detalla más adelante. Las fuentes de estos datos se basan en distintas fuentes públicas (se ha trabajado sólo con las más recientes) dentro de las cuales están: European Energy Innovation, Joint Research Center of the European, National Renewable Energy Laboratory, Agora/Fraunhofer ISE, CarbonTracker/Imperial College, International Energy Agency, UK Department For Business, Energy & Industrial Strategy, International Renewable Energy Agency, Bloomberg New Energy Finance, International Energy Agency, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), entre otros.

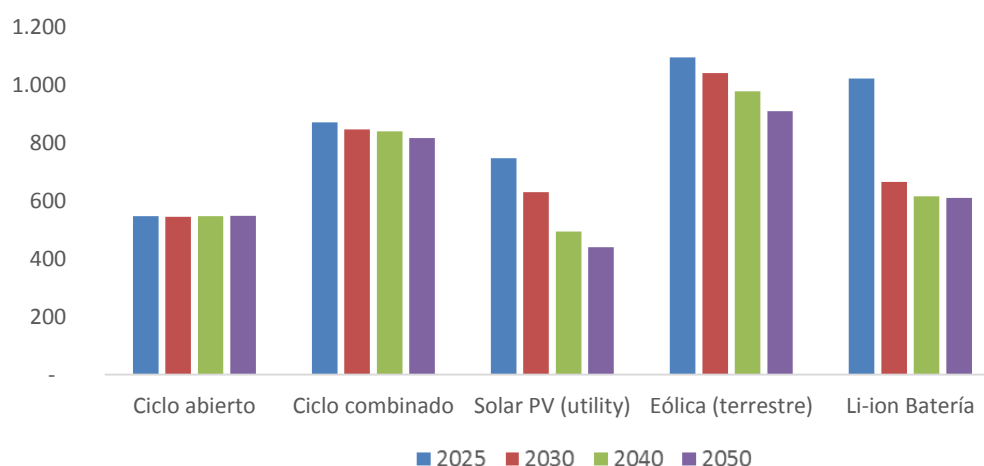


Figura 18: Costes medios de capital para las distintas opciones de inversión consideradas (€/2017/KW). Los costes presentados muestran una batería que puede dar potencia durante 4 horas.

Los costes de producción (consumo del combustible) considerados para cada una de las tecnologías de generación térmica se muestran en la Figura 19 y están basados en datos de precios de combustibles de Bloomberg New Energy Finance (2017), salvo para el

precio del uranio cuya fuente es ENTSO-E (2016b). Se considera que los costes se mantienen constantes durante el período de estudio.

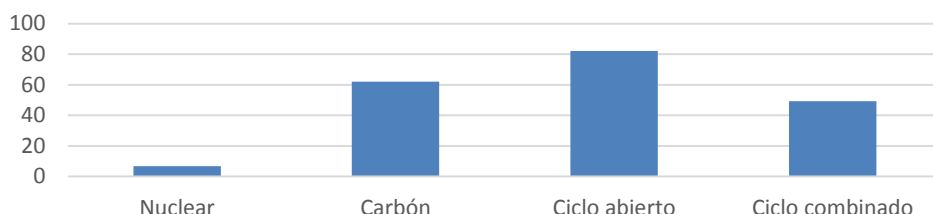


Figura 19: Costes de producción (consumo de combustible, €2017/MWhe).

Consideración de fiabilidad

Siguiendo el criterio empleado por Red Eléctrica de España, la seguridad de suministro se ha analizado de acuerdo con el concepto de potencia firme. Esta potencia se define como la capacidad de generación que con una determinada (alta) probabilidad puede garantizarse que se encuentra disponible en los momentos críticos del sistema. El factor de potencia firme o fiabilidad de cada tecnología depende de la tasa de indisponibilidad de las centrales causada por fallos o averías y de la disponibilidad del recurso primario o combustible.

En el caso de las centrales térmicas, el factor de fiabilidad se ha fijado atendiendo a su disponibilidad histórica reportada por Red Eléctrica de España. Para el caso de las energías renovables, se ha utilizado el porcentaje de firmeza de cada tecnología reportado por REE (2013) para determinar la fiabilidad de cobertura de la punta de invierno del sistema, la cual es la más crítica para el dimensionamiento del sistema. Estos valores se muestran en la Tabla 4. Así, por ejemplo, en el caso de la hidráulica, se consideran los datos correspondientes a una hidraulicidad muy seca (30% de las reservas). Para la eólica se toma en cuenta la potencia con una probabilidad >95% de ser superada. Por otro lado, REE reporta que la potencia solar no contribuye a la cobertura de puntas de invierno. Para las baterías se ha considerado un coeficiente de fiabilidad de 0,96 para una batería de litio con una duración de descarga de 4 horas, dato utilizado actualmente en Reino Unido para la remuneración de la capacidad firme de estas baterías (National Grid 2017).

El modelo incluye una restricción de fiabilidad que asegura que la potencia firme aportada por el conjunto de todas las tecnologías (tanto de generación como de almacenamiento) sea superior en un 10% (margen de reserva) a la demanda punta del sistema. Se ha impuesto el cumplimiento de esta restricción en todos los casos analizados. Recuérdese así mismo que se ha considerado que las interconexiones no contribuyen a la potencia firme del sistema.

Tabla 4 Coeficientes de fiabilidad aplicados a la potencia instalada de cada tecnología para obtener su capacidad firme

	Coeficiente de fiabilidad
Nuclear	0,97

Carbón	0,95
Ciclo abierto	0,96
Ciclo combinado	0,96
Cogeneración	0,55
Térmica renovable	0,55
Hidráulica	0,44
Hidráulica fluyente	0,25
Bombeo	0,77
Solar	0
Eólica	0,07
Baterías de 4 horas	0,96

Caso base y sensibilidades

Como se ha comentado previamente el estudio considera cuatro escenarios, que denominaremos base, correspondientes a la combinación de dos escenarios alternativos de calendario de cierre de las centrales nucleares y de dos escenarios de crecimiento de demanda (0% y 2%). Adicionalmente para cada uno de estos casos base se han ejecutado sensibilidades, tal y como se describe más abajo.

Las hipótesis de crecimiento de la demanda impactan significativamente en el dimensionamiento del sistema. Por ello se han adoptado dos escenarios extremos del 0% de crecimiento y del 2%. El primer caso corresponde al caso en el que las medidas de eficiencia energética en el consumo eléctrico han sido suficientemente exitosas como para contrarrestar el aumento del consumo debido al crecimiento económico y a la electrificación de la economía (electrificación por ejemplo de la climatización o de otros usos industriales). Se recuerda que el vehículo eléctrico está tratado al margen de esta tasa de crecimiento global de la demanda. El segundo caso correspondería en cambio a un escenario más agresivo de electrificación de la economía y de crecimiento económico, así como a un éxito más moderado de las políticas de eficiencia energética en el consumo.

Se recuerda que, aunque no se mencione explícitamente, todos los casos (el caso base de los 4 escenarios y sus casos de sensibilidades) incorporan la restricción de fiabilidad, que garantiza la existencia de una capacidad firme instalada suficiente para cubrir el 110% de la demanda pico del sistema. Efectivamente se considera que no son aceptables degradaciones de la garantía de suministro por debajo del nivel de seguridad comúnmente utilizado por los operadores del sistema hoy en día.

Caso base

Para el caso base de cada uno de los cuatro escenarios se impone que la producción de origen renovable cumpla con las cuotas mínimas (porcentajes) establecidas en la Tabla 5 (definidas como peso en la cobertura de la demanda eléctrica final), para cumplir así con los compromisos europeos.

Dichas cuotas de renovables están basadas en los objetivos europeos a 2020, 2030 y 2050. Son las cuotas de generación renovable que le correspondería a España para cumplir con los objetivos renovables energéticos europeos. Los valores para los años

intermedios 2025 y 2040 se han obtenido interpolando los objetivos de los años donde sí se han fijado objetivos. Para 2020, España tiene el compromiso de cubrir un 40% de la demanda eléctrica con energías renovables (MINETUR 2010). Para 2030, la Unión Europea ha propuesto incrementar los objetivos de renovables al 27% del consumo energético total (Comisión Europea 2016). Todavía queda por determinar los esfuerzos que España asumirá para cumplir con estos nuevos objetivos y que parte de ese esfuerzo le correspondería al sector eléctrico. Sin embargo, si se asume un esfuerzo proporcional al del horizonte 2020, el porcentaje de renovable debería aumentar hasta cubrir el 54% de la demanda en 2030. Para 2050, basados en la hoja de ruta de la Unión Europea⁸, el objetivo de renovable debería ser como mínimo del 85%. Interpolando los resultados intermedios, los objetivos renovables resultantes y considerados en el estudio para el sector eléctrico se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5 Objetivos de renovables como porcentaje de la demanda eléctrica

	2025	2030	2040	2050
Cuota de generación renovable	46%	54%	70%	85%

Para todos los casos analizados se parte de la generación actualmente instalada y se retiran las plantas que han agotado su vida útil (excepto en el caso de las nucleares y carbón tal como se ha explicado previamente). El precio del CO₂ es de 25€/ton⁹ y el coste de las tecnologías de generación y almacenamiento corresponde a costes medios (del rango de valores identificados en el estudio de prospectiva de tecnologías, ver Anexo I).

Sensibilidades sobre el caso base

Sobre el caso base descrito anteriormente (uno para cada uno de los cuatro escenarios contemplados) se analizan sensibilidades a variaciones de ciertos parámetros claves que se describen a continuación.

1. **No se incluye la restricción de cuota de producción renovable.** Con esta sensibilidad se comprueba si es posible cumplir con las cuotas de renovables contando exclusivamente con las inversiones realizadas con criterio puramente económico, y en el caso de que no se cumplan, qué tan lejos se está de cumplirla y cuál es el extracoste para el sistema de tener que cumplirla. El resto de parámetros y supuestos son iguales al caso base.
2. **Coste bajo de eólica y solar & precio bajo de CO₂:** esta sensibilidad trabaja con el valor inferior del rango de costes de inversión tanto para la tecnología eólica como para la solar (según se muestra en el Anexo I), además de un precio bajo de CO₂ de 6€/ton (cercano al valor actual). El considerar un precio menor del CO₂ en este caso se debe a que la reducción del coste de las renovables incentivaría

⁸ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy>

⁹ El precio del CO₂ de 25 €/ton es un precio relativamente bajo si se considera los objetivos europeos de descarbonización del sector energético para el período de estudio. Pero, a su vez, este valor es sensiblemente mayor a los precios actuales. Análisis posteriores analizarán sensibilidades respecto a este parámetro.

más inversiones en estas tecnologías y, por lo tanto, bajarían las emisiones, y el precio de las mismas. Este escenario se estudia para analizar si la reducción en costes de las renovables sería suficiente para cumplir con las cuotas de generación renovable sin la necesidad de una remuneración adicional a los ingresos de mercado.

Las principales consideraciones para el caso base y las sensibilidades estudiadas se resumen en la Tabla 6.

Tabla 6 Resumen de las principales consideraciones de los casos de estudio

Casos de estudio	Restricción de potencia firme	Cuota de renovables	Precio de CO₂	Coste inversión
Base	Sí	Sí	25 €/ton	Medio
Sin restricción renovable	Sí	No	25 €/ton	Medio
Coste bajo de eólica y solar & precio bajo de CO₂	Sí	Sí	6 €/ton	Bajo para renovables

5. Análisis de los resultados obtenidos

Esta sección presenta los principales resultados del estudio, con el objetivo principal de comparar los dos escenarios de cierre nuclear: el escenario de cierre nuclear a 40 años y el escenario de cierre ordenado. Los resultados detallados se encuentran en el Anexo II.

Las variables que se discuten a continuación son:

1. Inversiones en las distintas tecnologías
2. Generación por tecnologías
3. Emisiones de CO₂
4. Costes totales del sistema: inversión, operación & mantenimiento y costes de emisiones de CO₂
5. Costes marginales de generación
6. Pagos necesarios para cubrir costes e ingresos adicionales a los de mercado

Inversiones esperadas

Este apartado analiza las inversiones durante el período de estudio para las dos hipótesis de crecimiento de demanda, 2% y 0%, y compara los resultados para ambos escenarios de cierre nuclear. En primer lugar, se analiza el caso base, que incluye la restricción de cuotas de renovables, y posteriormente, se analizan los resultados de las dos sensibilidades ya comentadas: no inclusión de la cuota de renovables, por un lado, y la reducción más agresiva de los costes de las renovables junto con un precio bajo de CO₂ por otro lado.

La Figura 20 muestra las inversiones acumuladas en las distintas tecnologías para un crecimiento de demanda del 2%. Obsérvese que, en el año 2050, todas las centrales nucleares estarían ya cerradas en ambos escenarios de cierre, por lo que el punto de llegada en el 2050 sería prácticamente el mismo¹⁰ en ambos casos, siendo la trayectoria para llegar ahí la que difiere según el escenario de cierre. Se aprecia por ejemplo como, en el escenario de cierre a 40 años se deben adelantar ciertas inversiones para compensar la retirada de la nuclear, como se detalla más adelante.

¹⁰ Existe una diferencia en las inversiones en ciclos abiertos, ya que se invertirían en 2025 y 2030, pero luego todas las inversiones realizadas no serían rentables en el horizonte 2040-2050. Sin embargo, estos ciclos abiertos podrían reconvertirse a ciclos combinados, los cuales sí serían necesarios en 2040-2050.

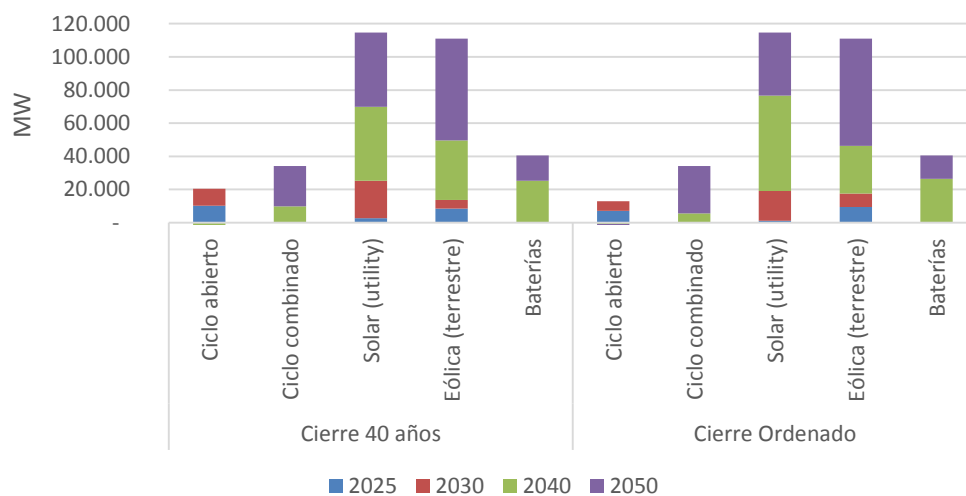


Figura 20: Inversiones por tecnología para 2% de crecimiento de demanda. Comparativa de escenarios de cierre nuclear a 40 años y el cierre ordenado

Al imponerse el cumplimiento de la cuota de generación renovable, se invertiría durante el período 2025-2050 tanto en solar (115 GW) como en eólica (111 GW). Dichas capacidades instaladas estarían aún muy por debajo del potencial peninsular para estas tecnologías, estimado en torno a 915 GW para la eólica y 708 GW para la solar fotovoltaica con seguimiento en el informe GreenPeace (2005). Sin embargo, serían necesarias inversiones anuales a unas tasas de crecimiento altas, para algunos años mayores a 5.000 MW anuales, niveles significativamente mayores a los observados históricamente. Por ejemplo, el año de mayor instalación eólica fue en 2009 con 2.700 MW. Esto requeriría de un fortalecimiento y esfuerzo de la industria para llegar a esos niveles necesarios de inversión.

Para 2025, de acuerdo con las hipótesis del estudio, se prevé que continúe en funcionamiento la mayor parte de la generación instalada actualmente (con la excepción de las centrales de carbón y, dependiendo del escenario, de las centrales nucleares). Los resultados muestran inversiones en ciclos abiertos para proveer potencia firme al sistema ante la retirada del carbón y de algunas de las centrales nucleares en el caso de cierre a 40 años. Además, se invertiría en turbinas eólicas (8.500 y 9.500 MW) y en solar (2.700 y 1.100 MW) para los escenarios de cierre nuclear a 40 años y ordenado, respectivamente.

En 2030, son necesarias inversiones adicionales para alcanzar las cuotas renovables¹¹. Las inversiones en solar serían significativas entre 23.000 y 18.000 MW, siendo mayores para el cierre a 40 años. Las inversiones en eólica serían menores, en torno a 5.200-8.100 MW, siendo mayores para el cierre ordenado. Además, haría falta inversión adicional en ciclos abiertos para cumplir con los requisitos de fiabilidad del sistema. Para el cierre a 40 años harían falta 10.200 MW/año y para el cierre ordenado 5.600 MW/año.

Para la década de 2040, los resultados arrojan una capacidad solar a instalar de 45.000 y 58.000 MW, complementada con unos 25.000 y 29.000 MW de energía eólica, siendo

¹¹ Sin la restricción de cuota renovable, la solar sería competitiva pero no se alcanzarían los niveles necesarios de inversión como para cumplir con la cuota en 2030.

mayor en estos casos la inversión en el escenario de cierre ordenado. Se realizan además inversiones en ciclos combinados, tanto para satisfacer el incremento de demanda como para compensar el faltante de energía procedente de las instalaciones nucleares. Debido a ello las inversiones en ciclos combinados son mayores en el escenario de cierre a 40 años (4.300 MW más). Parte de los ciclos abiertos que se invirtieron en las décadas anteriores se reconvertirían a ciclos combinados al incrementarse sus horas de funcionamiento y aprovechar las mejoras en eficiencia de los ciclos combinados. Finalmente, a partir de 2040, se invertiría en baterías de manera significativa, en torno a 25.000-27.000 MW (las baterías de 4 horas consideradas en el estudio). Las baterías, además de proveer potencia firme al sistema, obtienen ingresos por arbitraje de energía, cargándose en horas de precios bajos (cuando hay abundante generación renovable) y descargándose en horas de precios altos.

Finalmente, en el año 2050 se habría retirado prácticamente la totalidad de la capacidad de generación instalada hoy en día (a excepción de la hidráulica y cogeneración que se asumen constantes durante todo el período). Por lo tanto, el modelo está esencialmente calculando un sistema de generación económicamente adaptado desde cero. A partir de la década de 2050, se invertiría en todas las tecnologías consideradas, siendo la principal tecnología de generación la eólica (61.000-65.000 MW), seguida por la solar (38.000 MW-45.000 MW), ambas para poder satisfacer las cuotas de renovables tan ambiciosas de este año (85%). En ese año habrían instalados pocos ciclos abiertos (2.300 MW) que básicamente darían respaldo, y operarían muy pocas horas (676 horas equivalentes). Las nuevas inversiones en ciclos combinados se ubican en torno a 24.000-29.000 MW siendo sus horas equivalentes de producción cercanas a las 2.000h. Las nuevas inversiones en baterías serían en torno a 15.000-14.000 MW tanto para dar respaldo firme al sistema como para aprovechar el arbitraje en precios, para niveles tan altos de renovables.

La Figura 21 muestra las inversiones acumuladas en las distintas tecnologías cuando se considera que no hay crecimiento de demanda. Se aprecia que, claramente, las inversiones son significativamente menores que en el caso anterior. La solar sigue siendo la tecnología en la que más se invierte en todos los horizontes temporales considerados, manteniendo la proporcionalidad por tecnología que se describía anteriormente. En 2030, no sería necesaria inversión de respaldo y solamente alrededor de 2.000 MW en 2040. La inversión en ciclos combinados se retrasaría prácticamente hasta 2050 para ambos escenarios de cierre nuclear. Por el contrario, en la década del 2040, aumenta en unos 13.300 MW la inversión en baterías (de 4 horas de descarga).

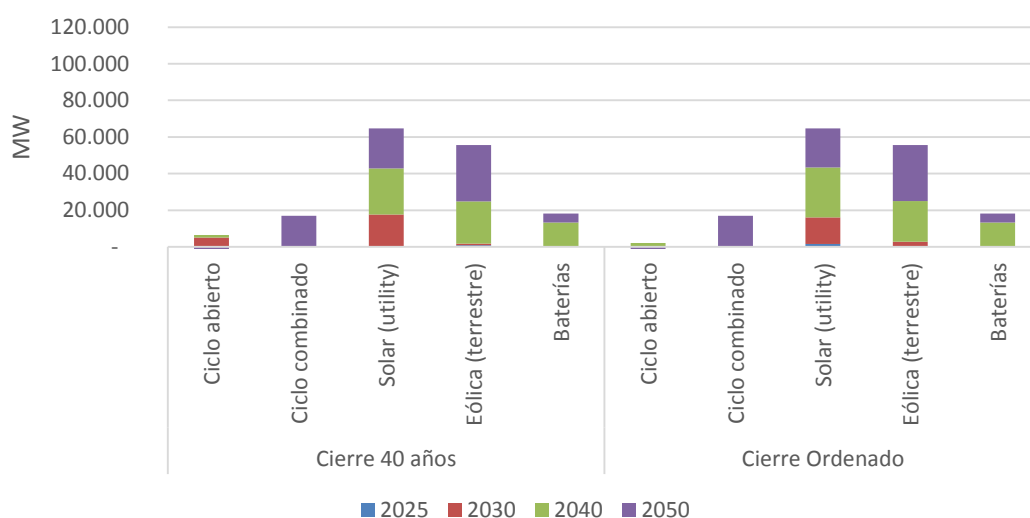


Figura 21: Inversiones por tecnología sin crecimiento de demanda. Comparativa de escenarios de cierre nuclear a 40 años y el cierre ordenado

Para la sensibilidad correspondiente a una reducción más agresiva de los costes de las renovables y a una reducción de precios de CO₂ a 6€/ton, se aprecia que sigue siendo necesario imponer la restricción de cuota de renovables, porque, salvo en el año 2030 y en el caso de cierre ordenado y crecimiento nulo de la demanda, en el que se alcanzaría de forma natural una cuota del 55%, las inversiones en renovables no son suficientes para cumplir las cuotas marcadas. Esto se debe a que la reducción en costes de las renovables no compensa la bajada en el precio de CO₂ que reduce el coste variable de las centrales térmicas y, por lo tanto, los precios del mercado que percibe dicha generación renovable.

Cobertura de la demanda eléctrica y horas equivalentes de funcionamiento

A continuación, se presenta el mix de producción de energía resultante en cada uno de los casos, para el caso con cuotas de renovables y con 2% de crecimiento de demanda (los valores sin crecimiento de demanda son muy similares en términos porcentuales, variando en términos absolutos debido al incremento de demanda). En términos generales, la solar es la tecnología que aumenta más considerablemente su generación, pasando de cubrir el 5-6% de la demanda en 2025 al 32% en 2050. Le sigue la producción eólica que se incrementa también significativamente del 27-28% en 2025 al 48% en 2050.

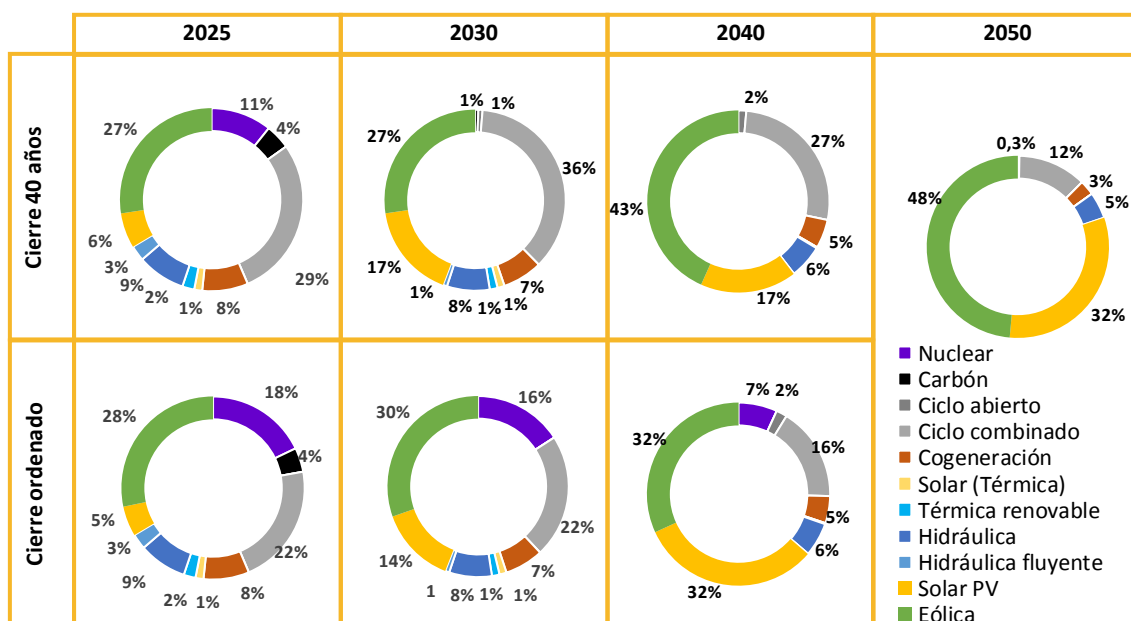


Figura 22: Generación anual para los dos escenarios de cierre nuclear con 2% de crecimiento de demanda

Los ciclos combinados alimentados por gas natural se convierten en la tecnología de generación clave para producir en horas con poca producción renovable y para sustituir el retiro progresivo de las centrales de carbón y nucleares. Respecto a la obertura de la demanda, la generación con ciclos combinados llega a representar el porcentaje más alto en 2030 en el caso de cierre nuclear a 40 años (46%), mientras que, en 2050, con cuotas mayores de renovables, cubriría el 12% de la demanda. El funcionamiento de los ciclos combinados se ve profundamente afectado por la penetración creciente de las renovables, aunque se aprecia en todos los casos un factor de capacidad (de uso) significativamente mayor que el que han tenido los ciclos en los últimos años en el sistema español (ver Figura 23). Claramente, las horas de funcionamiento de los ciclos combinados son mayores con el cierre nuclear a 40 años como se muestra en la Figura 23, sobre todo en 2030 debido a la diferencia en el número de centrales nucleares que estarían operativas en ambos escenarios. Los ciclos de gas abiertos mantendrían en todos los casos un papel de tecnología de respaldo, con menos de 700 horas equivalentes de funcionamiento. El carbón tendría un papel menor en 2025 (en torno al 4% de cobertura de la demanda) debido a la internalización del precio del CO₂, desapareciendo a partir de 2030¹².

¹² Esta es una hipótesis de entrada basada en los requisitos cada vez más exigentes de contaminación atmosférica a los que se ven sometidos estas centrales en Europa.

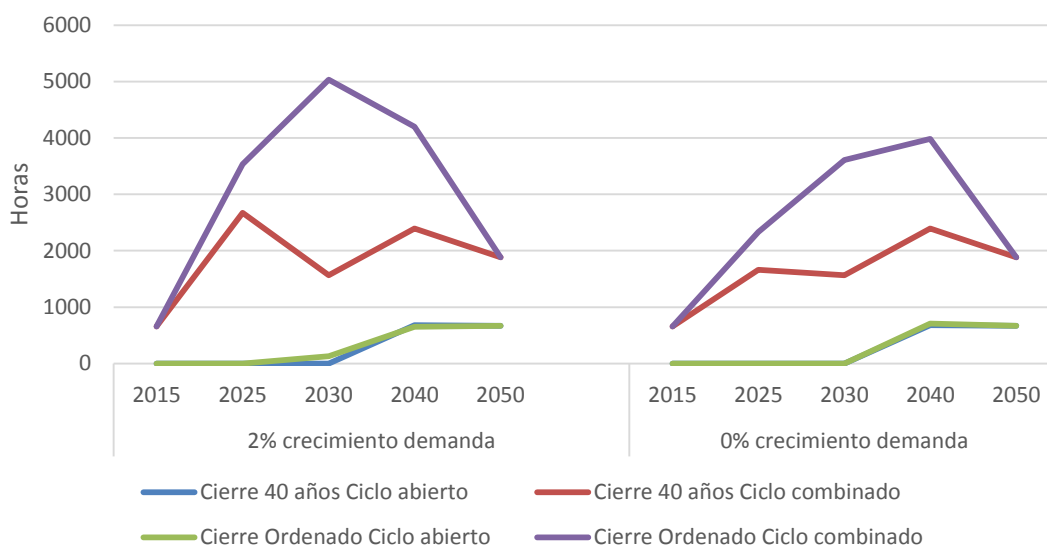


Figura 23: Horas de funcionamiento de ciclos abiertos y ciclos combinados para los escenarios considerados

Sin la restricción impuesta de cuotas de renovables no sería posible cumplir con los compromisos de la Unión Europea, con los supuestos adoptados de trabajar con los costes medios obtenidos de la prospectiva de tecnologías. A modo de ejemplo, los porcentajes de renovables que se alcanzarían sin esta restricción para el cierre a 40 años de la nuclear y para los distintos años serían del: 37% (2025), 48% (2030), 65% (2040) y 70% (2050). Incluso para el caso de sensibilidad que considera una reducción de costes de las renovables más agresiva y un precio de CO₂ de 6€/ton, los porcentajes serían: 37%, 51%, 67% y 75%, respectivamente. Estos valores son incluso menores para un cierre de nuclear ordenado ya que los precios del mercado serían menores, lo que reduce la rentabilidad de las inversiones en renovables.

Emisiones de CO₂ asociadas a la producción de energía eléctrica

Las importantes diferencias que se pueden observar en el parque de generación español para los diferentes casos analizados tienen consecuencias significativas en lo relativo a la reducción de emisiones de CO₂ asociadas a la producción de energía eléctrica. La Figura 24 muestra las emisiones anuales de dióxido de carbono asociado a la producción de electricidad resultante para ambos escenarios de cierre, tomando como referencia unas emisiones de 55Mt para el año 2015.

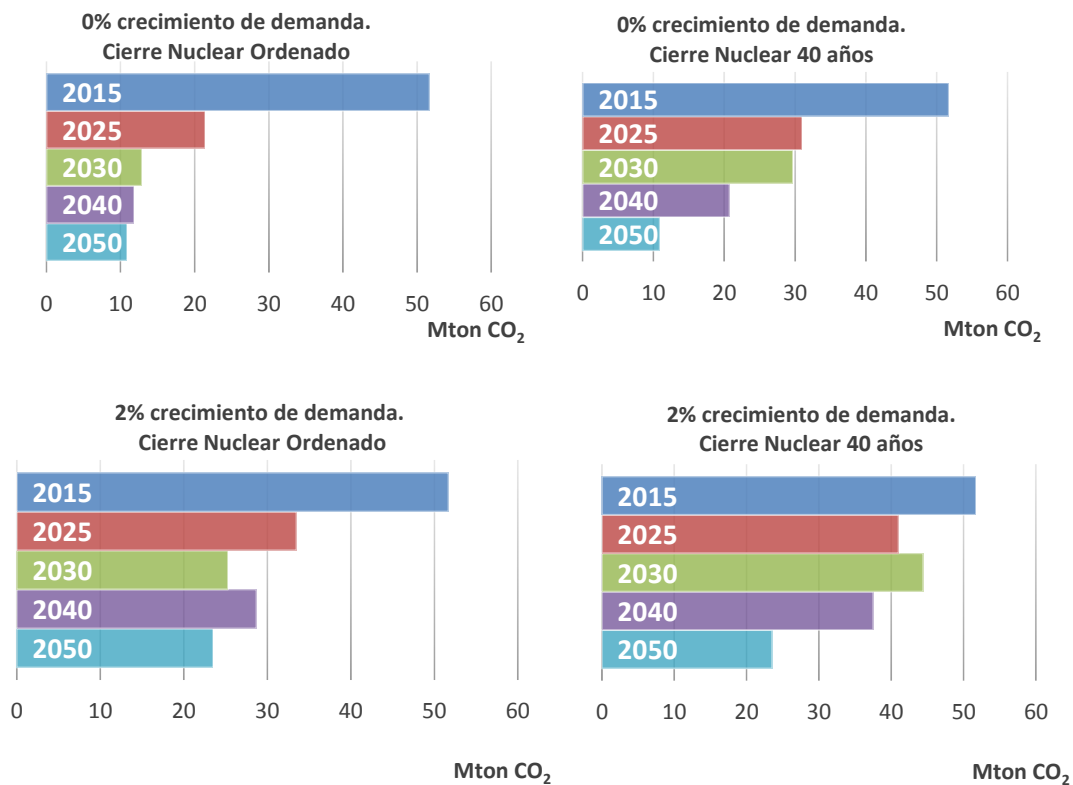


Figura 24: Emisiones anuales de CO₂ en ambos escenarios de cierre nuclear

En esta figura se observa que un cierre ordenado de las centrales nucleares como el planteado en este informe, permitiría reducir el volumen de emisiones de la generación eléctrica respecto al escenario de cierre a los 40 años. El motivo es que, tal y como se mostró anteriormente, la producción de la capacidad nuclear retirada sería fundamentalmente cubierta mediante gas natural.

El cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables permite reducir las emisiones de CO₂ a partir de 2025, pero el cierre adelantado de las centrales nucleares volvería a incrementarlas haciendo que la producción libre de emisiones bajara del 76% al 55% en 2030, con lo que el volumen de emisiones se incrementaría en 20 millones de toneladas de CO₂ en el escenario de demanda superior, lo que representa un 76% más.

Pese a alcanzarse el mismo nivel de emisiones en el año 2050 en ambos escenarios, las emisiones acumuladas en el período 2025-2050 resultarían aproximadamente un 30%¹³ mayores con un crecimiento del 2% anual de demanda y un 26% mayores sin crecimiento de demanda.

¹³ Las inversiones acumuladas se han estimado asumiendo que éstas se mantienen constantes en el período entre cada dos de los años estudiados. Esto es, las emisiones acumuladas entre 2025 y 2030 serían 5 veces las del 2025, las emisiones acumuladas entre 2030 y 2040, 10 veces las de 2030, y así sucesivamente.

Con los costes proyectados para las tecnologías renovables y asumiendo un crecimiento sostenido del 2% anual en la demanda¹⁴, es imprescindible incorporar la restricción de producción renovable si se quiere lograr reducir las emisiones del sector eléctrico. Las emisiones de CO₂ acumuladas en el período 2025-2050 asociadas a los casos con la restricción renovable serían en torno a 32% inferiores a las emisiones asociadas al caso sin restricción de cuota de generación renovable, para el caso de cierre ordenado, mientras que serían en torno a 17% inferiores para el caso de cierre a 40 años.

Costes del sistema de generación

La evolución de los costes anualizados del sistema de generación, función objetivo que minimiza el modelo SPLORDER, en los diferentes escenarios se muestra en la Figura 25, donde se observa tanto el valor de los costes totales como el peso relativo de cada uno de sus componentes (costes variables de operación asociados a los combustibles, coste asociado a las emisiones de CO₂, costes de mantenimiento, y costes incrementales de inversión¹⁵). Como se mencionó anteriormente, los resultados a 2050, y por lo tanto también los costes, son iguales para ambos escenarios de cierre. Para 2025 y 2030, los costes más significativos son de mantenimiento y combustibles, ya que no son necesarias inversiones significativas. A partir de 2040, con el aumento de las inversiones para sustituir el retiro de centrales y satisfacer el incremento de demanda, los costes de inversión son considerablemente mayores respecto a las otras categorías de costes. Es destacable que para algunos casos en 2025 y 2030, sin crecimiento de demanda, los costes anualizados son ligeramente inferiores a los costes de referencia de 2015. Esto se debe principalmente al ahorro en costes de combustibles producido por una mayor generación eólica, y que a su vez compensa el incremento de costes de inversión.

El cierre adelantado de las centrales nucleares conllevaría un sobrecoste de entre 1.400 y 1.700 millones de euros anuales en el entorno del año 2030, lo que representa aproximadamente el 13-16% de los costes de generación.

¹⁴ Esta conclusión podría verse alterada bajo las siguientes premisas: una reducción más marcada de los costes de las renovables y/o unos precios del CO₂ mayores, o unas ganancias significativas en eficiencia energética. Asimismo, cabe destacar que esta conclusión es válida únicamente para las emisiones asociadas a la producción de electricidad y no las emisiones del sector energético en su conjunto. Por ejemplo, la electrificación del transporte puede dar lugar a una mayor demanda eléctrica y un aumento de las emisiones asociadas y, sin embargo, reducir las emisiones del sector energético del país.

¹⁵ Estos costes de inversión corresponden exclusivamente a las nuevas plantas de generación necesarias para cubrir el crecimiento de la demanda, sustituir la producción de las plantas retiradas del servicio, y cumplir con las restricciones de potencia firme y penetración renovable. El análisis no considera los costes de amortización de la inversión de las unidades existentes ni el coste de desmantelamiento de las centrales nucleares o el coste asociado a la extensión de años de operación de las mismas. Tampoco se considera el coste asociado a las redes de transporte ni de distribución provocado por nuevas inversiones. Ni tampoco se consideran cargos como peajes que deben pagar determinadas tecnologías o impuestos a la generación.

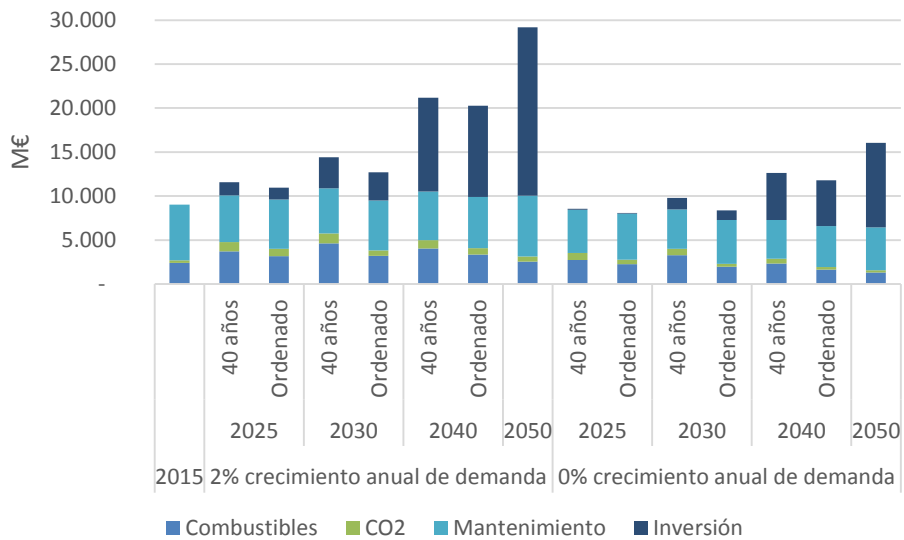


Figura 25: Costes anualizados del sistema de generación para ambos escenarios de cierre de nucleares y de crecimiento de demanda

Para obtener una estimación del diferencial de costes totales entre ambos escenarios de cierre para todo el horizonte temporal, los costes anualizados presentados en la Figura 25 correspondientes a 2025 se han multiplicado por 5 y se consideran que se incurren hasta finales de 2029, mientras que los costes obtenidos en 2030 y 2040 se incurrirían durante 10 años cada uno. El cierre de las centrales nucleares a 40 años acarrea un aumento de los costes del sistema respecto al mismo caso en el escenario de cierre ordenado, como se representa en la Figura 26. La mayor diferencia de costes entre ambos escenarios se debe a los costes de producción (combustibles) debido a la sustitución de las centrales nucleares por centrales de gas. Este aumento en generación con gas provoca a su vez un aumento también del coste asociado a las emisiones. En cambio, los costes de mantenimiento son menores al ser éstos muy elevados para la nuclear en comparación con los de las centrales nuevas de ciclos combinados. El extra coste acumulado entre ambos escenarios de cierre nuclear, para el 2% de crecimiento anual, alcanza más de 29.000 millones de euros¹⁶. Sin crecimiento de demanda, la diferencia en costes acumulados entre ambos escenarios es de 25.000 millones de euros.

¹⁶Representa alrededor del 7% de los costes totales de generación considerados por el modelo, es decir, costes de inversión de las nuevas instalaciones y costes de operación del conjunto del parque.

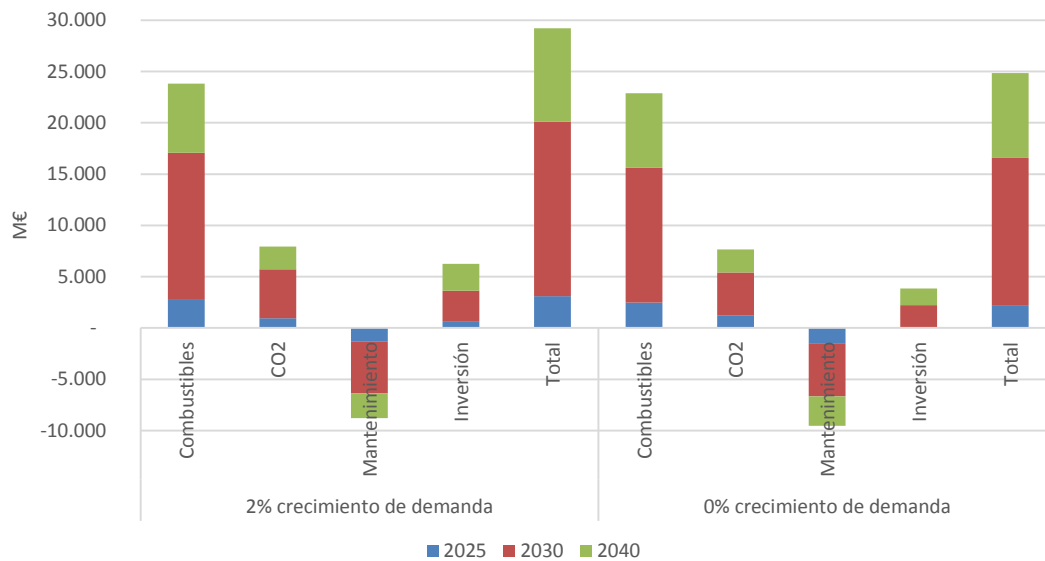


Figura 26: Sobrecoste (en millones de euros, M€) incurrido por cerrar a los 40 años con respecto al cierre ordenado y según el crecimiento de demanda

Los costes presentados son el resultado del parque que cumple con la cuota de renovables, lo cual supone un aumento de los costes del sistema respecto al caso donde no se impone este cumplimiento. Por ejemplo, para el crecimiento anual del 2% de demanda, los costes de cumplir la cuota versus no cumplirla son mayores en un 1,9% (500 M€/año) para el cierre a 40 años y 2,4% (600 M€/año) para el cierre ordenado. Sin crecimiento de demanda, el coste del cumplimiento de cuotas renovables es menor en términos absolutos, ya que cuando no se impone esta restricción las inversiones necesarias son mucho menores, pero similares en términos porcentuales, siendo dicho incremento de costes del 1,9% (300 M€/año) para el cierre a 40 años y del 2,9% (500 M€/año) para el cierre ordenado. En ambos casos el coste de cumplimiento de las cuotas es menor para el cierre a 40 años al ser rentable más inversiones renovables para compensar la retirada de las nucleares. Sin embargo, adelantar en el tiempo inversiones en renovables, como ocurre con el cierre a 40 años, es más costoso porque los costes de estas tecnologías se reducen con el tiempo.

Los resultados presentados no incluyen el impacto que puedan tener las interconexiones. Sin embargo, se ha realizado un análisis adicional de sensibilidad para evaluar el impacto que podría tener sobre el diferencial de costes entre ambos escenarios de cierre nuclear un caso muy favorable de importación desde Francia. En concreto, se ha considerado una capacidad de interconexión de 5 GW, que representa aproximadamente el doble de la capacidad existente en 2017 y que corresponde a la que se prevé esté operativa a partir de 2025. Además, se asume que la interconexión funciona como una fuente de energía en Francia con un coste variable ligeramente menor al coste de operación de las centrales españolas de ciclo combinado. Por lo tanto, se despacharía la interconexión antes que los ciclos españoles. Por otro lado, no se ha considerado la capacidad de exportación hacia Francia y se ha considerado que la contribución de la interconexión a la potencia firme es nula (tal como se considera hoy en día). Con estos supuestos, el diferencial de costes acumulados para 2025-2050 para

los dos escenarios alternativos de cierre nuclear se reduciría en un 3% (de los 29.000 a 28.400 M€). Esta reducción de costes se explica por la disminución de la generación con unidades térmicas españolas, reduciéndose también así el coste de las emisiones, y por la sustitución de las inversiones en ciclos combinados en 2040-2050 por ciclos abiertos. En efecto, producto de las importaciones, los ciclos combinados generarían durante menos horas, siendo por lo tanto más rentable la sustitución parcial de éstos por ciclos abiertos para cumplir con el requisito de potencia firme.

Costes marginales de generación del sistema

Los costes marginales de generación horarios del sistema han sido calculados como la variable dual de la restricción de balance de demanda en cada hora. Estos precios podrán ser mayores al coste variable de la unidad marginal debido a la internalización de los costes de inversión (cuando esta es necesaria para suministrar el MWh marginal)¹⁷, y de los costes de arranque y parada de las unidades térmicas¹⁸.

La Figura 27 muestra la curva monótona de costes marginales de generación (en azul) así como el coste marginal medio aritmético (en rojo) en los diferentes casos estudiados. La reducida volatilidad de los precios se da por el modelado de días representativos que reducen la casuística y la aleatoriedad de las distintas variables relevantes en el funcionamiento del sistema, como son los cambios en la demanda o en la generación renovable.

El coste marginal del sistema se mantendría relativamente plano en el 2025, aumentando progresivamente su variabilidad a lo largo del tiempo. La penetración de renovables reduce los precios medios al ser tecnologías de costes variables bajos. Por otro lado, el cierre a 40 años de las centrales nucleares tiene también como consecuencia un aumento de los precios al tener éstas costes variables más bajos que otras tecnologías que le sustituyen en caso de cierre como centrales de gas y carbón. Tanto el incremento de las renovables como el cierre de las nucleares genera un aumento de la dispersión de los costes marginales de generación (y como consecuencia sobre los precios). Sin crecimiento de demanda, se dan unos efectos en los precios muy similares a los mencionados anteriormente. Sin embargo, los precios suelen ser menores sin crecimiento de demanda al haber menos inversión en ciclos abiertos, los cuales presentan unos costes variables mayores a los de los ciclos combinados, marginando éstos últimos más horas sin crecimiento de demanda.

¹⁷ Esto va a ocurrir sólo en este estudio en la hora pico del sistema.

¹⁸ Es importante señalar que estos costes marginales no incluyen los impuestos a la generación eléctrica definidos en la Ley 15/2012. El motivo es que estos impuestos están sujetos a una elevada incertidumbre regulatoria y podrían ocasionar importantes distorsiones en los resultados. Por lo tanto, se ha considerado razonable el no internalizarlos en los costes variables de la generación. Igualmente, no se ha internalizado el peaje a la generación de 0,5€/MWh fijado en el RD 1544/2011 (modificado en junio de 2014) ni los peajes de Acceso de Terceros a la Red para las centrales de gas. Así mismo, es necesario tener en cuenta que estos precios no incluyen los precios asociados a los servicios complementarios, como los asociados a la prestación de servicios de reserva o a la resolución de restricciones técnicas, etc.

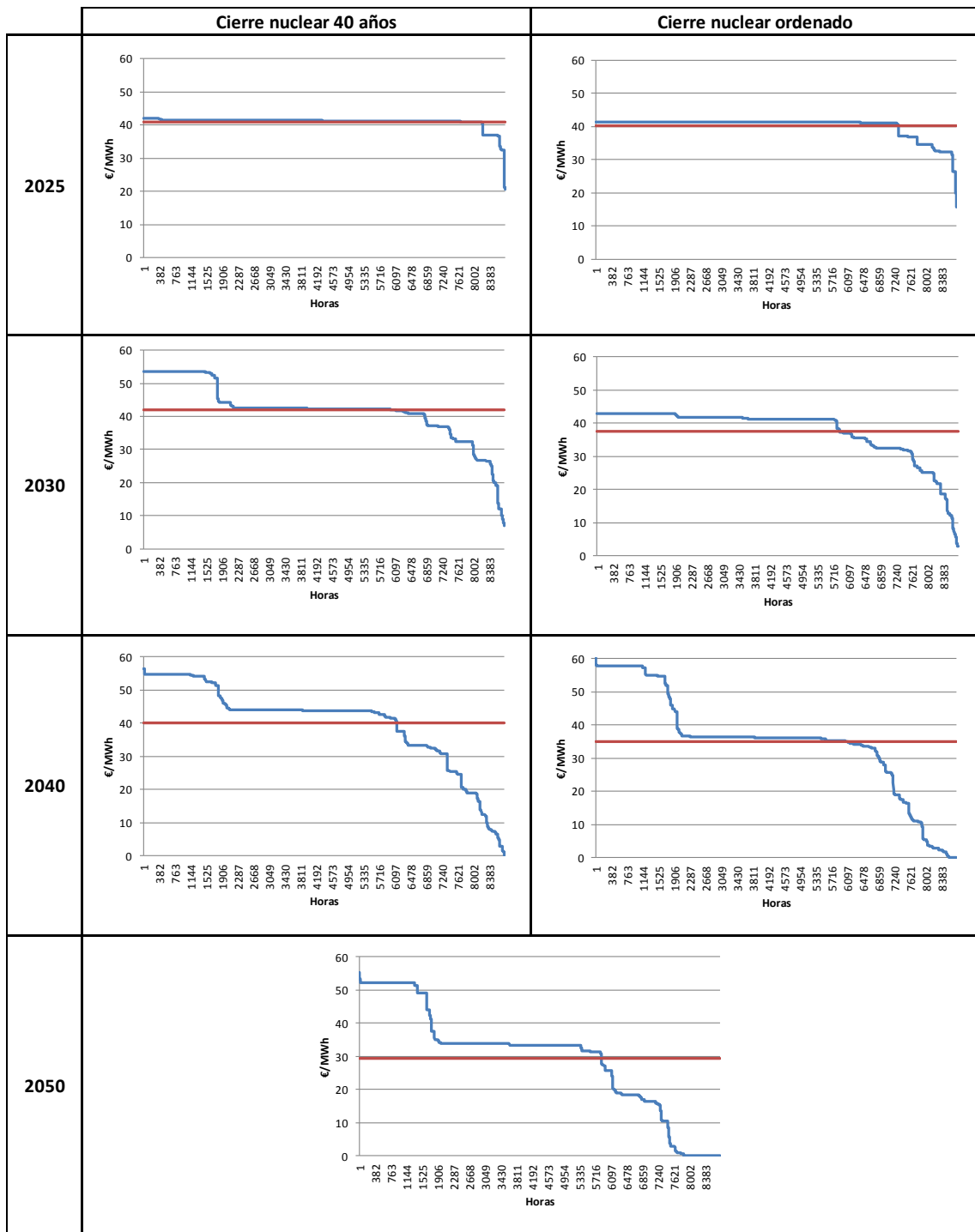


Figura 27 Curvas monótonas de costes marginales de generación (azul) y coste marginal medio aritmético (rojo) para un 2% de crecimiento de demanda

Recuperación de costes fijos: retribución a la capacidad firme y a la generación renovable

Los ingresos recibidos a través de la participación en el mercado de energía pueden no ser suficientes para que parte de la nueva capacidad de generación y almacenamiento recupere sus costes de inversión. Esto es debido a la inclusión de restricciones que fuerzan la inversión en un determinado tipo de tecnología más allá de lo económicamente óptimo. En primer lugar, la restricción de potencia firme fuerza a instalar plantas para lograr alcanzar el valor establecido de seguridad de suministro. Esto por lo general incentiva la instalación de tecnologías que presentan costes fijos reducidos y alta disponibilidad pero que no recuperarían sus costes únicamente con ingresos de mercado ya que no hay otra tecnología que margina por encima de ellas, por ejemplo, turbinas de gas en ciclo abierto o baterías. Por otro lado, la restricción de alcanzar una determinada cuota de producción renovable fuerza, en los casos en los que se encuentra activa, a instalar una mayor capacidad de generación eólica y solar que la que resultaría de su participación sin más en el mercado de energía.

La restricción de potencia firme se encuentra activa en la mayoría de los escenarios y casos analizados (la variable dual de esta restricción es mayor que cero). Igualmente, la restricción asociada a la cuota mínima de producción con energías renovables se encuentra activa en todos los escenarios y casos para los que se incluye esta condición. Esto implica que en ninguno de los escenarios y casos estudiados se alcanzarían los requisitos de potencia firme y energías renovables considerados sin la necesidad de incluir estas restricciones. En términos prácticos, lo que este resultado indica es que serían necesarios mecanismos de retribución adicionales a los ingresos del mercado¹⁹ para satisfacer los objetivos fijados, haciendo viables económicamente las inversiones necesarias en generación.

Al haberse empleado un modelo de optimización lineal, el valor de la variable dual de la restricción de penetración renovable puede interpretarse como el coste marginal de proveer un MWh adicional de energía de origen renovable. En otras palabras, sería la retribución adicional, complementaria a los ingresos por participación en el mercado, con el que sería necesario retribuir a estas tecnologías para alcanzar el objetivo de penetración renovable buscado²⁰. La Figura 28 presenta el valor de esta variable en los diferentes casos en los que se ha introducido esta restricción.

¹⁹ En este estudio únicamente se han considerado los ingresos provenientes de la venta de energía en el mercado diario. Esta conclusión podría verse en parte afectada por los ingresos derivados de la participación en otros mercados y servicios, como mercados de restricciones técnicas o la prestación de servicios de control de frecuencia o tensiones.

²⁰ Si se quiere, puede interpretarse como una retribución adicional que resultaría de una subasta renovable neutral en tecnología. No obstante, dado que en todos los casos analizados en este informe se encuentra activa la restricción de potencia firme, esta retribución adicional a la generación renovable correspondería a una situación en la que la capacidad renovable estuviera recibiendo, además de los ingresos de mercado, un pago por capacidad proporcional a su nivel de firmeza reconocido. Dado que este nivel de firmeza es reducido (0% para la solar fotovoltaica y 7% para la eólica), como se puede ver en la sección 4, el efecto de la restricción de capacidad firme sobre la retribución adicional a las renovables es muy limitado.

Es importante señalar que esta variable dependerá no sólo de la evolución de los costes de estas tecnologías, sino también del coste marginal del sistema en las horas en las que estas tecnologías estén inyectando energía. Cabe esperar que sean precisamente las horas con mayor producción renovable aquellas donde el sistema presenta un menor coste marginal de generación.

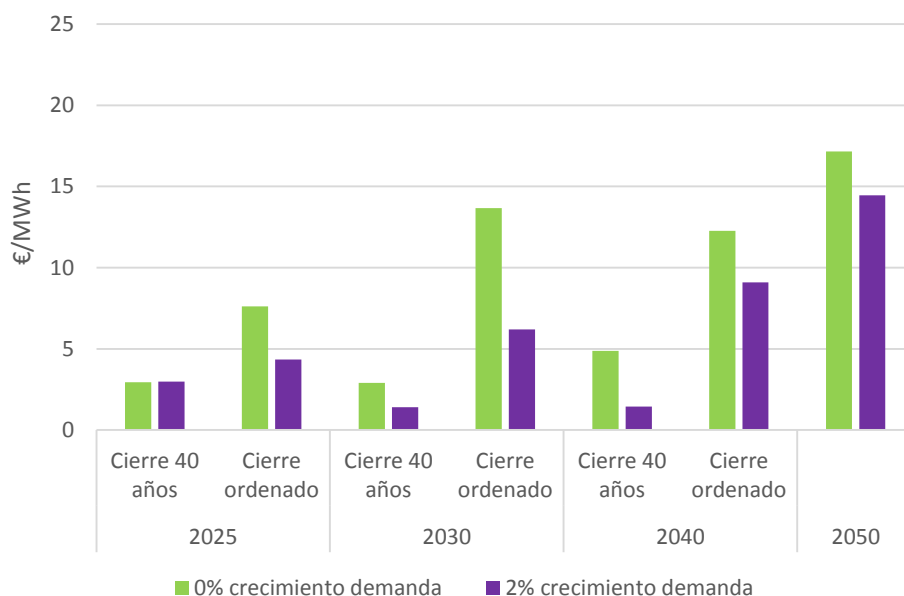


Figura 28: Valor de la variable dual de la restricción renovable en los diferentes casos analizados

Pese a la significativa reducción de costes prevista hasta 2050 para las renovables, se requiere una retribución adicional a los ingresos de mercado para garantizar la recuperación de costes, debido justamente a la reducción de precios del mercado de energía en las horas con mayor generación renovable. Como se muestra en la Figura 28, para el año 2050 se requeriría una retribución adicional de 17€/MWh frente a los aproximadamente 2,9€/MWh obtenidos para el caso base de 2025 (cierre nuclear a 40 años). Asimismo, se observa cómo esta retribución adicional debería ser mayor cuando se produce el cierre ordenado de las centrales nucleares. El motivo no es otro que el hecho de contar con una mayor capacidad nuclear, con un coste variable bajo, reduce los precios del sistema y, como consecuencia, los ingresos de las renovables.

Igualmente, la variable dual de la restricción de capacidad firme, expresada en €/MW_firme/año, puede interpretarse como el coste incremental de proveer un MW adicional de capacidad firme al sistema. Expresado de otra manera, sería la retribución adicional, complementaria a los ingresos por participación en el mercado de energía, con el que sería necesario retribuir la capacidad firme para atraer la inversión necesaria²¹. Nótese que esta variable puede aumentar debido a un incremento de la demanda punta, o bien debido a un incremento del margen de reserva que defina el operador del sistema o la autoridad competente.

²¹ En este caso, esta variable podría traducirse como el pago por capacidad firme para cada tecnología necesario para alcanzar la capacidad firme deseada para el sistema.

La Figura 29 presenta el valor de la remuneración a la potencia firme en los diferentes años analizados y para los distintos escenarios de cierre de nuclear y crecimiento de demanda.

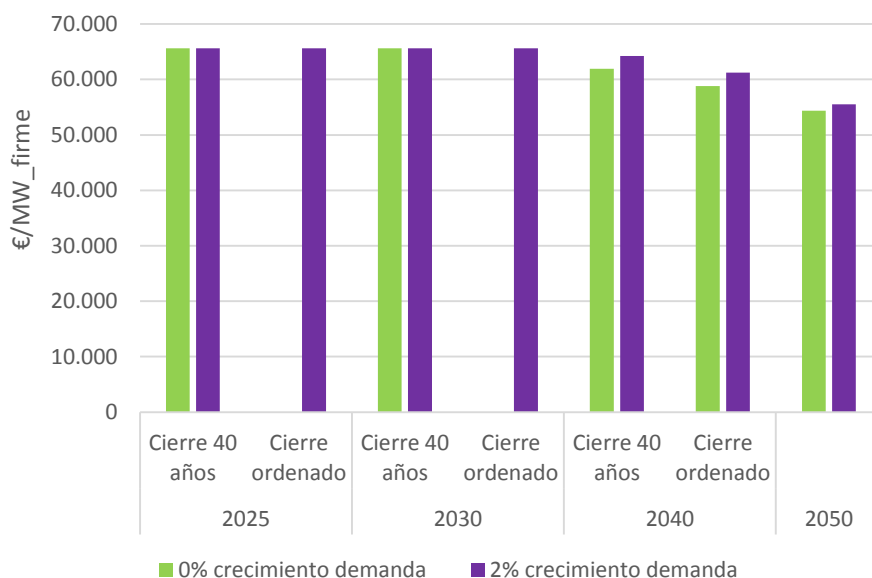


Figura 29: Valor de la variable dual de la restricción de capacidad firme en los diferentes casos analizados

El valor de la variable dual de la restricción de la capacidad firme dependerá de la anualidad de la inversión y los costes fijos de la tecnología marginal necesaria para satisfacer la restricción de capacidad firme (típicamente las centrales de gas de ciclo abierto o baterías) así como de los ingresos que estos generadores reciban por medio de su participación en el mercado. En 2025 y 2030, el valor de esta variable se sitúa próximo a los 66.000 €/MW que aproximadamente corresponde al coste fijo anualizado de un ciclo abierto. En 2040 y 2050, el valor de la restricción de potencia firme corresponde al coste de inversión de las baterías menos los ingresos que ya está obteniendo en el mercado.

No obstante, el valor de la variable es cero en 2025 y 2030 sin crecimiento de la demanda siempre que las instalaciones existentes se mantengan operativas dentro de su vida útil²², ya que habría menos necesidad de potencia firme adicional.

Al incluir la restricción de cuotas de renovables, las curvas de precios presentan mayor variabilidad, debido a un mayor apuntamiento de la curva de demanda residual producida por la generación variable (ver Figura 27). Como consecuencia, en estos escenarios, las turbinas de gas, cuando se instalan, tienden a operar más horas y las baterías se convierten en una alternativa atractiva (en 2040 y 2050 cuando sus costes se espera que sean significativamente menores). Asimismo, la alta capacidad renovable instalada que, en el caso de la eólica, también contribuye a cubrir en parte la capacidad firme necesaria, hace que los costes de cumplir esta condición sean menores.

²² Este análisis no considera el cierre anticipado (o hibernación) de las centrales existentes antes del término de su vida útil que en un contexto de libre entrada y salida del sistema podría ocurrir siempre que los ingresos percibidos no fueran suficientes para recuperar los costes fijos evitables en caso de cierre como pueden ser por ejemplo los costes fijos de O&M o los peajes de ATR de gas.

Por último, un cierre más progresivo de las centrales nucleares tiende a reducir el valor de esta variable ya que bajo un escenario de cierre progresivo, el sistema cuenta con una mayor cantidad de potencia firme de base ya instalada, lo que a su vez produce precios más estables.

Ingresos de mercado y recuperación de costes para futuras inversiones

Basados en el modelado utilizado en este proyecto, los costes totales para las nuevas inversiones se recuperarían, para cada tecnología, por medio de tres tipos de ingresos:

- 1) ingresos del mercado de energía (generación horaria multiplicada por el coste marginal de la energía o precio de mercado)
- 2) ingresos por mecanismos de retribución de la capacidad firme²³ (variable dual de la restricción de capacidad multiplicada por la potencia firme de la inversión para cada tipo de tecnología)
- 3) retribución adicional a las renovables (generación de la inversión renovable multiplicada por la variable dual de la restricción de la cuota de renovables).

La Figura 30 muestra la estructura de costes e ingresos en €/kW (para hacer comparable los ingresos y costes) para las inversiones realizadas, para los dos escenarios de cierre nuclear y para los casos con crecimiento de demanda del 2% anual. Las barras de la izquierda representan los costes, mientras que las de la derecha representan los ingresos. Los pagos por capacidad son mayores para las tecnologías que contribuyen más a la potencia firme como son los ciclos abiertos, ciclos combinados y baterías, y menores para las renovables (nulos en el caso de la solar). Cuando no aparecen indicados ni los ingresos ni los costes es porque no se invierte en la tecnología correspondiente.

En el caso de los ciclos abiertos, se invierte principalmente para proveer potencia firme y recuperan los costes de inversión gracias a los pagos por capacidad firme. Cuando los ciclos abiertos operan recuperan sus costes variables por los ingresos de mercado. En el caso de los ciclos combinados, por otra parte, se invierte cuando generan muchas más horas que los ciclos abiertos y recuperan sus costes variables por ingresos de mercado, mientras que la mayor parte de sus costes fijos los recuperan gracias a los pagos por capacidad también. Nótese que, cuando se invierte en baterías o en ciclos abiertos, los ciclos combinados recuperan una parte de sus costes de inversión gracias a los ingresos de mercado en las horas en las que marginan y marcan precio las baterías o ciclos abiertos. Por su parte, las baterías, recuperan parte de sus costes de inversión al obtener ingresos por arbitraje de energía entre horas para los casos 2040 y 2050, pero requieren también del pago por capacidad firme para recuperar sus costes, de lo contrario no se instalarían baterías.

Finalmente, las renovables, recuperan una parte significativa de sus costes de inversión con ingresos de mercado al marginar otras tecnologías como los ciclos. La solar, en

²³ Estos pagos son el resultado, en parte del modelado utilizado, y representan, por un lado, la falta de aleatoriedad incluida en el modelo y unos precios de mercados menores a los que se observarían en la realidad, y, por otro lado, son el resultado de una potencia firme usualmente implementada en los sistemas eléctricos. Estos pagos se pueden obtener por diferentes mecanismos de capacidad (subastas de capacidad, pagos regulados, contratos a largo plazo, etc.), siendo potestad del regulador decidir la implantación y diseño de estos mecanismos.

particular, recibe casi la totalidad de sus costes a través de los ingresos por mercado en la mayoría de los casos (excepto en 2050 donde la cuota mínima de renovables es del 85%). La eólica, por su parte, además de los ingresos de mercado, recibe pagos por capacidad, que son relativamente menores por la poca contribución a la potencia firme de esta tecnología (estos pagos por capacidad son inexistentes para la solar). Además, una parte importante de los costes de inversión se recuperaría por la retribución adicional a las renovables. La diferencia principal en la estructura de ingresos, entre los dos escenarios de cierre nuclear, se da por un aumento en la retribución adicional a las renovables para el caso de cierre ordenado, ya que los precios y consecuentemente los ingresos de mercado son menores en este caso en comparación con el escenario de cierre a 40 años. La disminución en precios se da porque la nuclear desplaza en el despacho económico tecnologías con costes marginales mayores como los ciclos.

Sin crecimiento de demanda, como se mencionó anteriormente, son necesarias menos inversiones para cubrir la demanda (ver Figura 21). Por ejemplo, no sería necesario inversión adicional de respaldo en 2025, y en 2030, no operarían los ciclos abiertos, y consecuentemente, los precios de mercado los fijan, en muchas horas, los ciclos combinados existentes, contrario a lo que pasa con crecimiento del 2% anual de demanda donde habría más inversión en ciclos abiertos y estos marginan durante algunas horas. Por lo tanto, la retribución adicional a las renovables suele ser mayor para compensar unos ingresos de mercado más bajos y representan una proporción mayor de los ingresos de las renovables en comparación con los casos con crecimiento de demanda.

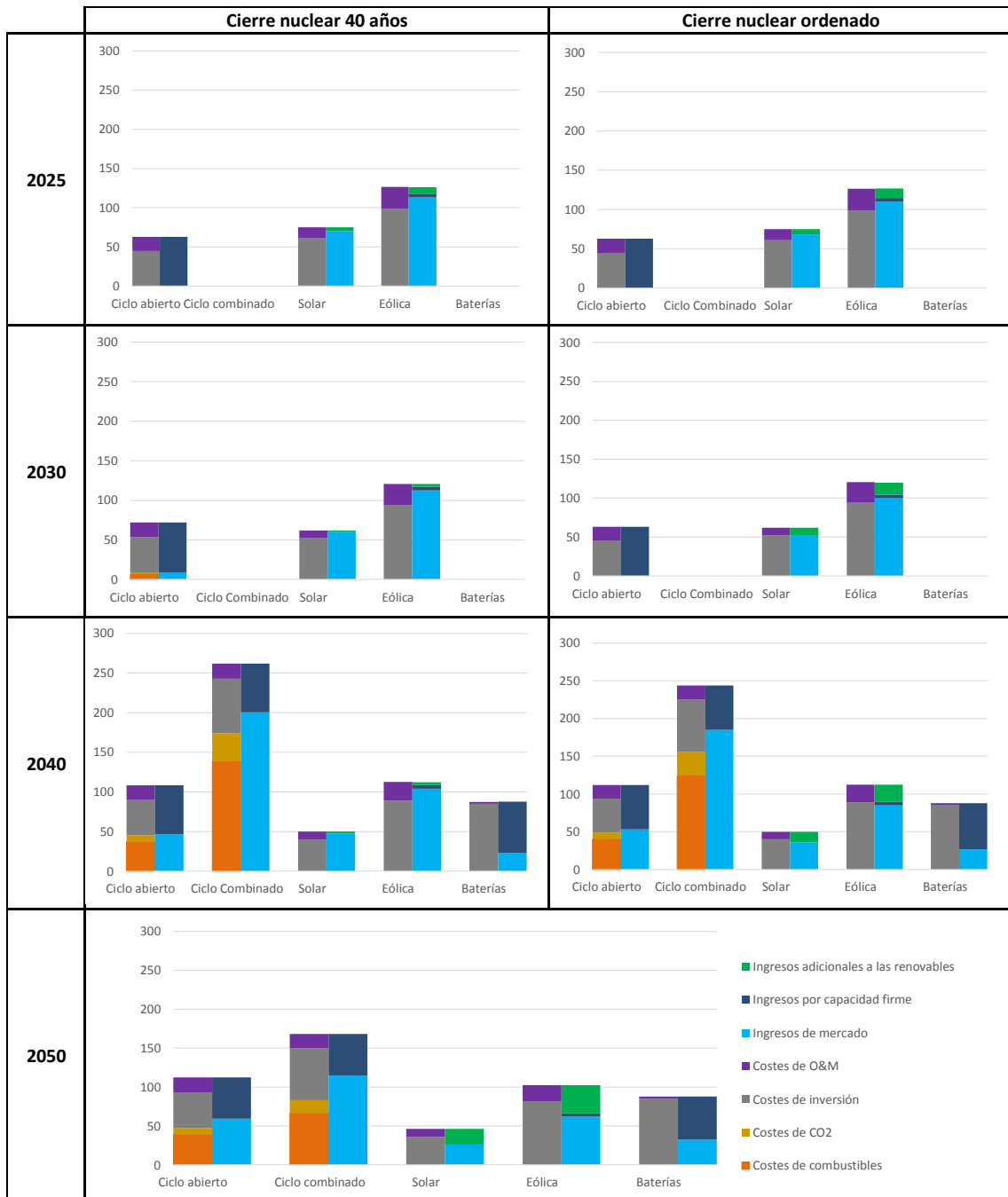


Figura 30 Costes (barras de la izquierda) e ingresos (barras de la derecha), en €/kW por tecnología para inversiones para el escenario de cierre nuclear a 40 y cierre ordenado con un crecimiento de la demanda del 2% anual

6. Conclusiones

Este estudio evalúa las implicaciones de dos escenarios alternativos de cierre de las centrales nucleares para el sistema eléctrico español en el horizonte 2025-2050: un cierre a 40 años y un cierre ordenado, este último motivado por una reducción de los costes de desmantelamiento de las centrales nucleares. En ambos escenarios se asume que los propietarios de las centrales reciben una retribución razonable y suficiente para mantenerlas operativas, pero el cálculo de esta retribución no es objeto de este estudio.

Se consideran dos escenarios extremos de crecimiento anual de demanda del 2% y 0% a partir de la demanda base del 2015, junto con una misma hipótesis en ambos casos de penetración de vehículos eléctricos, basada en la evolución del coste de dichos vehículos.

El estudio analiza en detalle un caso base que incluye una senda de cuota mínima de generación con renovables para alcanzar y cumplir con los objetivos de renovables planteados por la Unión Europea en el horizonte de estudio. Este caso además incluye una restricción de fiabilidad que garantiza una capacidad firme de generación en el sistema suficiente para cubrir la demanda punta más un margen del 10%, así como un precio del CO₂ de 25 €/ton. Sobre este caso base se han montado dos sensibilidades adicionales, 1) sin la restricción de renovable y 2) unos costes de inversión bajos (los valores más bajos reportados por el estudio de prospectivas tecnológicas) para las tecnologías eólica y solar, junto con un precio bajo del CO₂ de 6€/ton (respecto a los 25€/ton del caso base). En el estudio se optimiza el sistema basado en costes de generación para años representativos: 2025, 2030, 2040 y 2050.

Este estudio analiza la evolución del sistema eléctrico basándose exclusivamente en la minimización de los costes del sistema, e ignorando por tanto otros aspectos de carácter más regulatorio que podrían distorsionar los resultados como la existencia de impuestos, tasas, peajes o el efecto de una determinada estructura tarifaria que pudiera llegar a condicionar el despliegue de generación distribuida, por ejemplo. No se han considerado los costes de redes eléctricas. Además, el impacto de las interconexiones en el sistema español se analiza de manera simplificada, mostrándose en el análisis de sensibilidad realizado un impacto reducido sobre los resultados obtenidos en el estudio (alrededor del 3% el diferencial de costes entre ambos escenarios de cierre nuclear). Sin embargo, este impacto de las interconexiones debería considerarse con más detalle en futuros análisis.

El análisis de los resultados obtenidos para estos casos permite extraer las siguientes conclusiones relevantes:

El cierre de las nucleares a los 40 años implicaría adelantar la inversión en nueva potencia

Para cumplir con las cuotas de generación renovable marcadas por los compromisos europeos, se espera fuertes inversiones en solar fotovoltaica y eólica, cerca de 115 y 111 GW, respectivamente, en términos acumulados para el período 2025-2050, siendo las inversiones significativamente mayores al final del período de estudio cuando se están

exigiendo las cuotas más altas de producción renovable. Como se señala, se invertiría en ambas tecnologías casi a parte iguales por la complementariedad de los perfiles de producción eólico y solar lo que permite aumentar la ratio de cobertura de la demanda.

El ciclo abierto es la tecnología en la que se invierte principalmente para proporcionar la potencia firme necesaria al sistema (potencia de respaldo para las tecnologías solar y eólica) y opera muy pocas horas. Por su parte, la inversión en ciclos combinados se realiza para compensar el faltante de energía que deja el cierre de la nuclear y cubrir el crecimiento de la demanda. Para el escenario de cierre a 40 años, la inversión en ciclos combinados se adelanta en el tiempo en comparación con el cierre ordenado.

La batería es una tecnología que empieza a aparecer en el horizonte 2040 y 2050, principalmente para proporcionar potencia firme al sistema. Además, es donde hay más inversión en renovable y, por lo tanto, más posibilidades de arbitraje de energía entre horas con mayor diferencial de precios.

La producción con ciclos combinados se incrementa considerablemente a partir de 2030 para absorber el crecimiento de la demanda y el cierre de centrales. Para el escenario de cierre de la nuclear a 40 años, la generación con ciclos aumenta considerablemente y es necesario invertir en nuevos ciclos a partir del 2030 para todos los casos. Para el escenario de cierre ordenado, la nueva inversión en ciclos se retrasa básicamente hasta la década de 2040.

El cierre adelantado de las centrales nucleares implica un importante sobrecoste de operación e inversión del parque de generación eléctrica

Los costes obtenidos son mayores en el escenario de cierre de la nuclear a 40 años comparados con el escenario de cierre ordenado en todos los casos considerados.

El cierre adelantado de las centrales nucleares conllevaría un sobrecoste de entre 1.400 y 1.700 millones de euros anuales en el entorno del año 2030, lo que representa aproximadamente el 13-16% de los costes de generación (combustibles, emisiones de CO₂, mantenimiento e inversiones incrementales). En el periodo objeto de estudio (2025-2050) este sobrecoste se amplía hasta 25.000-29.000 M€.

Este sobrecoste se explica fundamentalmente porque la generación nuclear es sustituida en gran medida por centrales de ciclo combinado. Esto requiere, en el caso del cierre a 40 años, incurrir en inversiones adicionales en nueva generación, especialmente a partir de 2030, aumentando también los costes asociados a los combustibles y las emisiones de CO₂.

El cierre de las nucleares a los 40 años aumenta las emisiones de CO₂ significativamente respecto al cierre ordenado

Las importantes diferencias que se pueden observar en el parque de generación español para los diferentes casos analizados tienen consecuencias significativas en lo relativo a la reducción de emisiones de CO₂ asociadas a la producción de energía eléctrica.

El cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables permite reducir las emisiones de CO₂ a partir de 2025 con respecto al año 2015, pero el cierre adelantado

de las centrales nucleares durante la década de 2020 volvería a incrementarlas al sustituirse dichas centrales por ciclos combinados de gas, haciendo que la producción libre de emisiones bajara del 76% al 55% en 2030.

En 2030 el volumen de emisiones se incrementaría en 20 millones de toneladas de CO₂, lo que representa un 76% más. Las emisiones acumuladas en el período 2025-2050 serían un 30% superiores.

La nueva potencia instalada necesita un pago adicional por su contribución a la capacidad firme

Los costes marginales de generación del sistema, que representan los precios del mercado de energía, se ven principalmente afectados por la penetración de renovables. Así, en escenarios de mucha renovable, el nivel de precios baja y la volatilidad aumenta considerablemente. Esto además se ve reflejado con el horizonte temporal, a más largo plazo, cuando se invierte más en renovable por la disminución de sus costes o por una mayor cuota de renovables. Entre ambos escenarios de cierre de la nuclear, el escenario a 40 años incrementa la volatilidad de precios, ya que la nuclear desplaza en el despacho económico las tecnologías con mayores costes marginales.

En un sistema donde se requiere cumplir con una determinada fiabilidad (disponer de suficiente potencia firme), los pagos por capacidad firme son necesarios para complementar la retribución de mercado, para todas las tecnologías que contribuyen a dicha capacidad firme. Estos pagos remuneran a todas las tecnologías en proporción a su contribución a la potencia firme y, en muchos casos, el valor de esta retribución refleja la totalidad de los costes de inversión para las tecnologías que se invierten únicamente para dar potencia firme, como es el caso de los ciclos abiertos.

El cierre de la nuclear a 40 años incrementa la necesidad de generación de respaldo adicional y en algunos casos, hace que los pagos por capacidad asociados sean mayores, al ser necesarias tecnologías con costes mayores para dar el respaldo requerido.

Merece la pena recalcar que en este estudio no se considera el cierre de las centrales de gas existentes por razones económicas, pero se puede afirmar que este análisis también demostraría la necesidad de una remuneración adicional para evitar el cierre o hibernación de centrales, al ser sus ingresos de mercado insuficientes para recuperar los costes fijos.

Las renovables necesitan una remuneración adicional para alcanzar el cumplimiento de objetivos

Para alcanzar las cuotas de renovables es necesario forzar su entrada, incluso en los casos de costes de inversión más reducidos contemplados en el estudio, tanto para la tecnología eólica como para la solar. Esto implica que se necesitaría una remuneración adicional a los ingresos de mercado para dichas tecnologías.

Imponer el cumplimiento de las cuotas renovables, implica un incremento de costes relativamente bajo en torno al 2% (600-500 M€) y un 2%-3% (300-500 M€), para un 2% de crecimiento anual y sin crecimiento de demanda, respectivamente. Por otro lado, el coste de la remuneración adicional sería inferior para el escenario de cierre nuclear a 40 años, porque el precio de mercado resultante sería más alto. Sin embargo, adelantar en el tiempo inversiones en renovables es más caro porque los costes de estas tecnologías se reducen con el tiempo.

Las inversiones en eólica y solar serían similares, pero se generaría más con la eólica al ser sus horas de producción superiores a las de la solar. Unas hipótesis distintas a las consideradas en este estudio podrían arrojar conclusiones diferentes sobre la competitividad mutua entre ambas tecnologías, aunque parece que en mayor o menor medida las dos tecnologías siempre estarán presentes por la complementariedad que tiene la producción eólica respecto a la solar en lo que a las horas de disponibilidad de producción se refiere.

7. Referencias

- BNEF, Bloomberg New Energy Finance. 2017. «Electric Vehicle Outlook 2017». https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF_EVO_2017_ExecutiveSummary.pdf.
- CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 2015. «Informe sobre la Propuesta de Orden por a que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el período 2017-2022». https://www.cnmc.es/sites/default/files/1375191_3.pdf.
- . 2016. «Informe de Supervisión del Mercado Peninsular de Producción de Energía. Año 2015». https://www.cnmc.es/sites/default/files/1403915_5.pdf.
- Comisión Europea. 2016. «Propuesta de la Comisión Europea para la promoción del uso de la energía producida por recursos renovables». https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf.
- ENTSO-E. 2015. «Scenario Outlook and Adequacy Forecast». https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141031_SOAF%202014-2030_.pdf.
- . 2016a. «Mid-term Adequacy Forecast». https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf.
- . 2016b. «Ten-Year Network Development Plan 2016 - How did we improve». 2016. <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>.
- GreenPeace. 2005. «Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.» <http://archivo-es.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/renovables-2050.pdf>.
- MINETUR. 2010. «Plan de Acción Nacional del Energías Renovables de España 2011-2020». http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversion_final.pdf.
- . 2014. «Planificación energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020». http://www.minetad.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Documents/Planificaci%C3%B3n%202015_2020%20%202015_12_03%20VPublicaci%C3%B3n.pdf.
- National Grid. 2017. «Duration Limited Storage De-Rating Factor Assessment - Final». <https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/150/Duration%20Limited%20Storage%20De-Rating%20Factor%20Assessment%20-%20Final.pdf>.
- REE, Red Eléctrica de España. 2013. «Previsión de la cobertura de demanda».

8. Anexo I. Datos de entrada

Parámetros tecnológicos

Datos destacables del escenario				
	2025	2030	2040	2050
Precio CO ₂ (€/tonCO ₂)	6 (bajo) 25 (alto)	6 (bajo) 25 (alto)	6 (bajo) 25 (alto)	6 (bajo) 25 (alto)
Demanda EV (GWh)	1.091	4.503	19.298	45.028
Restricción de renovables (% demanda)	46%	54%	70%	85%
Restricción potencia firme (% demanda punta)	110%	110%	110%	110%

Capacidades Iniciales (MW)	2025	2030	2040	2050	Coefficiente de fiabilidad	
Nuclear	4272 / 7118	0 / 7118	0 / 4272	0	0,97	
Carbón	2500	2500	0	0	0,95	
Ciclo abierto	0	0	0	0	0,96	
Ciclo combinado	24948	24948	13925	0	0,96	
Cogeneración	5997	5997	5997	5997	0,55	
Térmica renovable	2327	1760	337	0	0,55	
Hidráulica	13920	13920	13920	13920	0,44	
Hidráulica fluyente	2102	636	76	0	0,25	
Bombeo	2517	2517	2517	2517	0,77	
Solar (utility)	8372	8372	4546	0	0	
Eólica (terrestre)	27849	25553	8147	0	0,07	
Baterías de 4 horas	0	0	0	0	0,96	
Bombas de Calor	Residencial	Continental	5016	5016	5016	5016
		Mediterránea	2712	2712	2712	2712
		Norte	2729	2729	2729	2729
		Comercial	5825.1	5825.1	5825.1	5825.1

Costes tecnológicos (€)	Previsión costes de capital "overnight" 2025			Costes de capital "overnight" 2025 anualizado			Costes fijos O&M [€/kW-año]	Costes variables O&M + fuel [€/MWh]	
	bajo	medio	alto	bajo	medio	alto			
Nuclear	4285.6	4762.7	5652.2	303.0	336.7	399.6	108.3		6.8
Carbón	1644.9	2083.5	2688.4	134.8	170.8	220.4	47.1		62.0
Ciclo abierto	449.9	545.9	657.9	36.9	44.8	53.9	18.4		82.1
Ciclo combinado	772.6	869.2	939.0	63.3	71.3	77.0	20.5		49.4
Hidráulica	1630.8	2795.5	3877.0	106.7	182.9	253.6	70.3		3.0
Solar PV (utility)	571.4	745.7	855.8	46.8	61.1	70.2	13.6		
Eólica (terrestre)	959.0	1093.9		87.0	99.3		27.5		
Li-ion Batería	819.2	1020.7	1205.7	114.0	142.0	167.7			
Energía no suministrada									180

Costes tecnológicos (€)	Previsión costes de capital "overnight" 2030			Costes de capital "overnight" 2030 anualizado			Costes fijos O&M [€/kW-año]	Costes variables O&M + fuel [€/MWhe]
	bajo	medio	alto	[€/MWhe]	medio	alto		
Nuclear	3400.5	4116.2	5450.3	240.4	291.0	385.3	84.4	6.8
Carbón	1549.8	2207.6	3115.1	127.1	181.0	255.4	43.1	62.0
Ciclo abierto	400.1	544.1	712.0	32.8	44.6	58.4	18.4	82.1
Ciclo combinado	700.1	845.1	949.7	57.4	69.3	77.9	19.3	49.4
Hidráulica	1230.4	2977.5	4599.7	80.5	194.8	300.9	68.8	3.0
Solar PV (utility)	367.0	628.5	793.7	30.1	51.5	65.1	10.4	
Eólica (terrestre)	776.8	1039.2		70.5	94.3		26.7	
Li-ion Batería	361.7	663.9	941.4	50.3	92.4	131.0		
Energía no suministrada								180.0

Costes tecnológicos (€)	Previsión costes de capital "overnight" 2040			Costes de capital "overnight" 2040 anualizado			Costes fijos O&M [€/kW-año]	Costes variables O&M + fuel [€/MWhe]
	bajo	medio	alto	[€/MWhe]	medio	alto		
Nuclear	3399.6	4000.6	5050.2	240.3	282.8	357.0	82.6	6.8
Carbón	1549.8	2196.6	3066.5	127.1	180.1	251.4	43.1	62.0
Ciclo abierto	400.1	545.9	684.5	32.8	44.8	56.1	18.4	82.1
Ciclo combinado	700.1	838.6	949.7	57.4	68.8	77.9	19.3	49.4
Hidráulica	1230.4	2919.7	4599.7	80.5	191.0	300.9	68.8	3.0
Solar PV (utility)	367.0	492.7	674.4	30.1	40.4	55.3	10.1	
Eólica (terrestre)	699.1	976.8		56.5	82.4		29.4	
Li-ion Batería	361.7	614.4	891.9	50.3	85.5	124.1		
Energía no suministrada								180.0

Costes tecnológicos (€)	Previsión costes de capital "overnight" 2050			Costes de capital "overnight" 2050 anualizado			Costes fijos O&M [€/kW-año]	Costes variables O&M + fuel [€/MWhe]
	bajo	medio	alto	bajo	medio	alto		
Nuclear	3350.0	3786.8	4999.8	236.8	267.7	353.5	68.8	6.8
Carbón	1549.8	2256.3	3066.5	127.1	185.0	251.4	41.3	62.0
Ciclo abierto	400.1	547.8	656.1	32.8	44.9	53.8	20.2	82.1
Ciclo combinado	700.1	815.7	949.7	57.4	66.9	77.9	18.4	49.4
Hidráulica	1230.4	2962.8	4599.7	80.5	193.8	300.9	69.7	3.0
Solar PV (utility)	278.0	439.5	605.6	22.8	36.0	49.6	10.1	
Eólica (terrestre)	622.2	908.5		63.4	88.7		20.3	
Li-ion Batería	361.7	609.4	862.1	50.3	84.8	119.9		
Energía no suministrada								180.0

BLOOMBERG (2025-2050)									
Costes Combustibles (€)	Costes combustibles			Costes variables + combustible 2030		Intensidad CO ₂ (térmicas)	Intensidad CO ₂	Coste CO ₂	
	[unidades mercado]	[€/MWh]	[MWh/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[t/MWh]	[t/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
Nuclear*	Valores UE 57.	1.51	0.35	4.31	6.81				
Carbón	50 \$/t	6.37	0.40	15.92	62.02	0.34	0.85	42.50	
Ciclo abierto	6.0 0 \$/MMbtu	18.43	0.40	46.08	82.08	0.20	0.50	25.00	
Ciclo combinado	6.0 0 \$/MMbtu	18.43	0.60	30.72	49.39	0.20	0.33	16.67	

* Fuente: "Mid-term Adequacy Forecast - 2016 edition," European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E), 2016.

Parámetros tecnológicos	Capacidad tipo	min. operación	Costes start-up	COP (enfriar)	COP (calentar)
	[MW]	[MW]	[€]		
Nuclear	931	931	25200		
Carbón	352	140	25200		
Ciclo abierto	467	133	15100		
Ciclo combinado	467	133	15100		
Bombas de Calor	aerotérmica			2	3
	geotérmica			2	3

	Unidad	Frecuencia	Base	Fuente
DNI (solar radiación)	W/m2	cada hora/año	capacidad instalada en m2	Base de datos europea
Temperatura	Continental	°C	cada hora/año	temperaturas Madrid 2015
		°C	cada hora/año	temperaturas Valencia 2015
	Norte	°C	cada hora/año	temperaturas Bilbao 2015
Cogeneración	kWh /kW	cada hora/año	capacidad instalada en kW	REE
Eólica	kWh /kW	cada hora/año (3 escenarios)	capacidad instalada en kW	REE
Hidráulica fluyente	kWh /kW	cada hora/año	capacidad instalada en kW	REE
Hidráulica	kWh /kW (disponible)	cada día/año	capacidad disponible en kW	REE

Valores de días tipo de considerados en el estudio

Las Figura 31 y Figura 32 resumen los días tipo considerados en el estudio.

Figura 31 Días tipo para la demanda industrial (en MWh)

Invierno			Verano			Agosto			Primavera-otoño		
LMXJV	D	S	LMXJV	D	S	LMXJV	D	S	LMXJV	D	S
9079,4	7671,7	8670,3	9401,8	8059,4	9081,4	8369,5	7615,7	8349,2	8998,7	7788,5	8561,8
9092,6	7694,7	8727,1	9385,2	8020,0	9082,7	8346,0	7600,5	8328,4	9003,5	7751,6	8512,5
9026,9	7641,4	8616,4	9285,2	7935,5	8961,1	8287,4	7540,4	8262,8	8934,6	7713,4	8438,2
9053,1	7702,1	8593,2	9286,1	7858,7	8886,8	8241,4	7505,6	8164,6	8913,0	7673,0	8393,9
9091,4	7720,2	8603,0	9314,1	7834,6	8910,3	8276,7	7508,3	8104,0	8943,5	7710,8	8394,0
9202,7	7664,1	8498,8	9407,7	7847,0	8879,8	8401,7	7458,3	8109,3	9054,1	7713,1	8380,1
9691,2	7683,4	8556,7	9855,4	7869,8	8994,7	8793,2	7519,0	8146,6	9496,0	7766,3	8506,5
10110,6	7797,1	8666,9	10205,0	7896,8	9191,5	9111,0	7582,1	8232,2	9876,5	7846,3	8769,0
9746,1	7838,7	8734,2	9940,3	7977,6	9147,6	9194,7	7623,3	8329,0	9698,1	7850,5	8815,1
9567,5	7903,6	8839,4	9970,6	8085,8	9261,7	9272,3	7657,1	8483,2	9628,5	7858,7	8813,2
9149,7	7894,0	8896,5	9935,1	8177,0	9288,1	9251,4	7754,1	8542,7	9518,2	7872,0	8794,4
9106,9	7891,9	8844,5	9736,6	8240,6	9260,6	9325,8	7724,6	8605,8	9491,7	7898,5	8752,2
9086,7	7837,3	8790,1	9765,0	8292,9	9226,7	9308,6	7761,5	8549,6	9449,2	7871,4	8737,7
9133,4	7792,8	8577,7	9665,6	8285,7	9124,3	9295,1	7768,3	8467,6	9341,4	7850,0	8605,5
9035,1	7781,0	8347,1	9634,0	8298,5	8931,2	9273,3	7803,3	8362,9	9242,2	7860,0	8405,3
9092,5	7799,7	8304,7	9708,5	8337,3	8930,7	9293,0	7820,4	8366,0	9307,9	7810,1	8340,2
9133,7	7894,7	8338,7	9707,2	8392,4	8888,8	9319,9	7877,5	8358,3	9231,5	7891,3	8314,6
9107,8	7859,1	8314,2	9676,5	8422,6	8892,3	9299,4	7884,1	8360,7	9217,9	7910,4	8288,4
8904,6	7940,3	8327,2	9569,7	8448,2	8827,2	9221,3	7940,0	8340,5	9249,9	7942,4	8315,7
8946,4	7964,5	8331,6	9716,8	8460,2	8837,3	9163,1	7943,4	8258,6	9231,5	7955,8	8285,9
8858,4	7946,2	8062,1	9627,2	8447,8	8756,1	9054,4	7898,0	8157,2	9118,5	7952,0	8201,4
8817,0	7950,0	7868,3	9409,9	8429,3	8583,6	8901,7	7890,6	8051,9	8874,9	7890,9	8100,1
8553,4	7980,2	7666,7	9017,4	8441,5	8270,8	8595,5	7788,6	7853,7	8665,0	8016,1	7904,1
8467,1	7986,0	7570,3	8863,7	8451,7	8109,7	8472,8	7747,0	7724,1	8587,0	8041,9	7827,5

Figura 32 : Días tipo para la demanda servicios y residencial (en MWh)

Comercial				Residencial			
No agosto		Agosto		No agosto		Agosto	
SD	LMXJV	SD	LMXJV	SD	LMXJV	SD	LMXJV
6432,6	6871,0	5740,4	5729,6	6677,2	6124,5	5719,0	5375,7
6309,2	6803,3	5628,7	5659,3	5722,7	5174,2	4949,8	4616,5
6146,7	6680,2	5503,2	5576,9	5092,2	4714,9	4452,0	4212,2
6049,0	6634,6	5426,8	5533,3	4754,2	4515,9	4176,8	4020,2
6001,6	6684,3	5390,9	5592,6	4615,0	4442,2	4047,7	3940,7
6019,8	7002,5	5423,6	5861,0	4627,5	4545,6	4047,8	3998,9
6240,2	8158,3	5646,8	6803,3	4588,6	4898,2	4118,6	4365,7
6623,4	9353,5	5982,8	7723,6	4298,0	5547,0	3856,7	4827,4
6562,7	10132,6	5837,0	8205,7	5193,4	6610,5	4375,3	5486,8
7270,5	11289,8	6501,3	9110,8	6504,0	7266,7	5418,4	6136,0
7930,6	12271,5	7125,6	9941,2	7468,2	7713,2	6255,9	6606,7
7669,6	11988,2	6783,3	9658,6	7752,5	7821,8	6480,9	6773,2
7696,4	12076,7	6801,1	9721,6	7856,8	8065,4	6593,9	6948,3
7501,8	11496,8	6633,2	9306,7	8248,9	8438,0	6950,9	7229,5
6589,9	10128,8	5786,8	8201,4	8001,2	7970,5	6796,6	6898,9
6757,7	10401,6	5966,1	8455,8	7033,1	7226,6	6024,1	6257,4
6799,9	10644,3	5996,9	8649,1	6530,7	7064,2	5630,8	6038,4
7006,6	10730,0	6179,0	8749,3	6441,0	7320,7	5552,7	6235,5
6961,7	10405,3	6149,6	8551,7	6618,6	7558,8	5663,4	6369,5
6909,1	10013,4	6099,6	8279,7	6825,4	7801,6	5819,2	6513,1
6759,5	9579,3	5986,3	8018,0	7429,2	8193,9	6429,9	6988,2
6557,5	8645,8	5892,2	7428,4	8990,4	9393,2	8304,3	8601,8
6147,9	7505,5	5477,0	6414,5	9064,5	9225,5	7816,3	7923,6
5856,6	6978,5	5200,5	5955,4	7634,9	7528,1	6525,8	6479,6

Anexo II. Resultados

Resultados detallados para un crecimiento del 2% de la demanda

Casos de estudio	Demanda		2025							
	2%		Cierre nuclear ordenado				Cierre nuclear 40 años			
	Caso base 2015	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2	
Precio CO2	6	25	25	25	25	6	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	0	1091	1091	1091	1091	1091	1091	1091	1091	1.091
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7118	7118	7118	7118	7118	4272	4272	4272	4272	4.272
Carbón	10936	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2.500
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	26670	24948	24948	24948	24948	24948	24948	24948	24948	24.948
Cogeneración	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5.997
Solar (Térmica)	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2.300
Térmica renovable	2177	2327	2327	2327	2327	2327	2327	2327	2327	2.327
Hidráulica	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13.920
Hidráulica fluyente	1354	2102	2102	2102	2102	2102	2102	2102	2102	2.102
Bombeo	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2.517
Solar (utility)	4664	8372	8372	8372	8372	8372	8372	8372	8372	8.372
Eólica (terrestre)	23020	27849	27849	27849	27849	27849	27849	27849	27849	27.849
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	7.947	7.256	7.943	0	10.823	10.203	10.818	10.818
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica fluyente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (utility)	0	0	0	1.116	0	0	0	2.678	0	0
Eólica (terrestre)	0	0	0	9.475	0	0	0	8.506	0	0
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados generales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	2.402	4.041	4.043	3.168	4.010	4.586	4.594	3.730	4.583	4.583
Coste de CO2 (M€)	310	1.122	1.123	837	278	1.336	1.331	1.025	322	322
Coste anual mantenimiento (M€)	6.317	5.194	5.337	5.601	5.337	4.887	5.082	5.342	5.082	5.082
Coste anual inversión (M€)	0	0	358	1.333	357	0	487	1.465	487	487
Coste total [1+2+3+4+5+6+7] (M€)	9.029	10.357	10.861	10.939	9.982	10.809	11.494	11.562	10.474	10.474
Precio Marginal Medio (€/MWh)	28	41	41	40	35	41	41	41	35	35
Desviación estándar del precio (€/MWh)	1	2	2	6	2	1	1	3	1	1
Ratio Producción Renovable/Producción Total	37%	37%	37%	46%	37%	37%	37%	46%	37%	37%
Energía Producida (TWh)	253	310	310	311	310	310	310	310	310	310
Emissiones (Mton)	52	45	45	33	46	53	53	41	54	54
Cobertura de la demanda punta con potencia firme (%)	125%	86,2%	100%	100%	100%	81%	100%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.796	7.796	7.796	7.792	7.796	7.796	7.796	7.796	7.796	7.796
Carbón	4.939	6.867	6.871	5.305	7.925	7.788	7.595	5.470	7.957	7.957
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	659	3.641	3.644	2.673	3.539	4.438	4.460	3.535	4.424	4.424
Cogeneración	4.185	4.185	4.185	4.165	4.185	4.185	4.185	4.185	4.185	4.185
Solar (Térmica)	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903
Térmica renovable	2.828	2.828	2.828	2.796	2.828	2.828	2.828	2.826	2.828	2.828
Hidráulica	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897
Hidráulica fluyente	4.030	4.030	4.030	4.030	4.030	4.030	4.030	4.030	4.030	4.030
Solar (utility)	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738
Eólica (terrestre)	2.197	2.197	2.197	2.351	2.197	2.197	2.197	2.339	2.197	2.197
Bombeo (generación)	25	15	15	90	25	4	3	57	5	5
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	55.495	55.495	55.495	55.460	55.495	33.306	33.306	33.306	33.306	33.306
Carbón	54.017	17.167	17.177	13.263	19.813	19.470	18.988	13.674	19.892	19.892
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	17.581	90.848	90.903	66.675	88.290	110.716	111.262	88.181	110.368	110.368
Cogeneración	25.099	25.099	25.099	24.980	25.099	25.099	25.099	25.099	25.099	25.099
Solar (Térmica)	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376
Térmica renovable	6.156	6.580	6.580	6.505	6.580	6.580	6.580	6.575	6.580	6.580
Hidráulica	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407
Hidráulica fluyente	5.457	8.472	8.472	8.472	8.472	8.472	8.472	8.472	8.472	8.472
Solar (utility)	8.105	14.548	14.548	16.487	14.548	14.548	14.548	19.202	14.548	14.548
Eólica (terrestre)	50.572	61.181	61.181	87.742	61.181	61.181	61.181	85.026	61.181	61.181
Bombeo Generación	63	37	37	227	62	10	8	142	12	12
Baterías Generación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Consumo	-90	-53	-53	-324	-89	-14	-12	-203	-17	-17
Baterías Consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Caso de estudio	2030							
	Cierre nuclear ordenado				Cierre nuclear 40 años			
	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2
Precio CO2	25	25	25	6	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	4503	4503	4503	4503	4503	4503	4503	4.503
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.118	7.118	7.118	7.118	-	-	-	-
Carbón	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Ciclo abierto	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	24.948	24.948	24.948	24.948	24.948	24.948	24.948	24.948
Cogeneración	5.997	5.997	5.997	5.997	5.997	5.997	5.997	5.997
Solar (Térmica)	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Térmica renovable	1.760	1.760	1.760	1.760	1.760	1.760	1.760	1.760
Hidráulica	13.920	13.920	13.920	13.920	13.920	13.920	13.920	13.920
Hidráulica fluyente	636	636	636	636	636	636	636	636
Bombeo	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517
Solar (utility)	8.372	8.372	8.372	8.372	8.372	8.372	8.372	8.372
Eólica (terrestre)	25.553	25.553	25.553	25.553	25.553	25.553	25.553	25.553
Baterías	0	-	0	0	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	14.197	12.886	14.166	1.356	21.069	20.389	21.107
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica fluyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (utility)	21.694	21.692	19.153	28.426	22.800	27.978	25.312	35.313
Eólica (terrestre)	0	0	17.556	0	24.921	4.389	13.713	3.847
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados generales	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	4.560	4.574	3.206	4.079	3.741	5.328	4.632	4.880
Coste de CO2 (M€)	1.001	1.004	632	274	892	1.310	1.111	343
Coste anual mantenimiento (M€)	4.969	5.224	5.644	5.291	5.072	4.930	5.140	4.990
Coste anual inversión (M€)	1.128	1.767	3.226	1.490	3.589	2.816	3.523	2.282
Coste total (M€)	11.657	12.569	12.708	11.134	13.294	14.384	14.405	12.495
Precio Marginal Medio (€/MWh)	42	42	37	34	49	43	42	34
Desviación estándar del precio (€/MWh)	10	10	11	12	37	12	12	13
Ratio Produccion Renovable/Producción Total	41%	0	54%	44%	62%	48%	54%	51%
Energía Producida (TWh)	312	312	313	315	313	312	313	315
Emisiones (Mton)	40	40	25	46	36	52	44	57
Cobertura de la demanda punta con potencia firme	77%	1	100%	100%	71%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.796	7.796	7.733	7.796	0	0	0	0
Carbón	795	795	0	7.222	795	1.483	795	7.216
Ciclo abierto	0	0	0	0	743	179	127	165
Ciclo combinado	4.657	4.673	3.072	3.680	4.068	5.754	5.035	4.879
Cogeneración	4.170	4.166	4.001	3.998	4.019	4.159	4.120	3.981
Solar (Térmica)	1.903	1.903	1.903	1.863	1.840	1.903	1.903	1.877
Térmica renovable	2.804	2.818	2.670	2.747	2.673	2.813	2.748	2.636
Hidráulica	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897
Hidráulica fluyente	4.028	4.028	4.030	3.989	3.954	4.026	4.019	3.960
Solar (utility)	1.738	1.738	1.726	1.735	1.730	1.738	1.737	1.738
Eólica (terrestre)	2.197	2.197	2.440	2.197	2.495	2.286	2.408	2.271
Bombeo (generación)	434	492	662	923	718	497	565	1.004
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	55.495	55.495	55.400	55.495	0	0	0	0
Carbón	1.987	1.987	0	18.054	1.987	3.707	1.987	18.041
Ciclo abierto	0	0	0	0	1.007	3.781	2.582	3.476
Ciclo combinado	116.187	116.592	76.628	91.818	101.498	143.549	125.604	121.720
Cogeneración	25.008	24.983	23.994	23.978	24.103	24.942	24.712	23.872
Solar (Térmica)	4.376	4.376	4.376	4.284	4.233	4.376	4.376	4.318
Térmica renovable	4.935	4.960	4.698	4.834	4.704	4.951	4.833	4.640
Hidráulica	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407
Hidráulica fluyente	2.562	2.562	2.563	2.537	2.515	2.561	2.556	2.518
Solar (utility)	52.246	52.242	47.499	63.852	53.920	63.165	58.506	75.911
Eólica (terrestre)	56.137	56.137	105.194	56.137	125.954	68.440	94.549	66.774
Bombeo Generación	1.092	1.238	1.667	2.324	1.807	1.251	1.422	2.526
Baterías Generación	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Consumo	-1.560	-1.769	-2.381	-3.320	-2.581	-1.788	-2.032	-3.609
Baterías Consumo	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0

	2040							
	Cierre nuclear ordenado				Cierre nuclear 40 años			
	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2
Precio CO2	25	25	25	6	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	19298	19298	19298	19298	19298	19298	19298	19.298
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	4272	4272	4272	4272	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	13925	13925	13925	13925	13925	13925	13925	13925
Cogeneración	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5.997
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	337	337	337	337	337	337	337	337
Hidráulica	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13.920
Hidráulica fluyente	76	76	76	76	76	76	76	76
Bombeo	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517
Solar (utility)	4546	4546	4546	4546	4546	4546	4546	4546
Eólica (terrestre)	8147	8147	8147	8147	8147	8147	8147	8.147
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	8.304	16.817	12.104	30.995	8.094	15.832	13.105	31.540
Ciclo combinado	12.036	9.689	5.572	11.998	14.817	12.087	9.841	14.629
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica fluyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (utility)	38.316	60.377	76.662	37.340	40.377	66.162	69.942	40.532
Eólica (terrestre)	55.602	38.724	46.256	55.475	62.522	43.234	49.638	62.008
Baterías	0	18.172	26.543	409	0	20.747	25.258	1.073
Resultados generales	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	4.365	4.635	3.367	4.425	4.491	4.772	4.040	4.529
Coste de CO2 (M€)	964	1.028	718	235	1.054	1.120	938	256
Coste anual mantenimiento (M€)	5.692	5.624	5.801	6.087	5.569	5.461	5.558	5.977
Coste anual inversión (M€)	7.685	8.831	10.369	6.872	8.566	9.804	10.631	7.642
Coste total (M€)	18.706	20.119	20.255	17.619	19.681	21.157	21.167	18.404
Precio Marginal Medio (€/MWh)	47	41	35	33	47	41	40	33
Desviación estándar del precio (€/MWh)	39	16	22	15	39	16	17	15
Ratio Producción Renovable/Producción Total	62%	60%	70%	61%	67%	65%	70%	67%
Energía Producida (TWh)	444	444	446	444	444	444	444	444
Emisiones (Mton)	39	41	29	39	42	45	38	43
Cobertura de la demanda punta con potencia firme	69%	100%	100%	100%	66%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.641	7.754	7.097	7.630	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	739	480	702	203	732	513	649	195
Ciclo combinado	4.102	4.709	3.764	4.173	4.093	4.699	4.198	4.152
Cogeneración	3.805	3.946	3.542	3.824	3.776	3.944	3.836	3.769
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	2.525	2.681	2.355	2.517	2.517	2.628	2.525	2.503
Hidráulica	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897
Hidráulica fluyente	3.772	3.877	4.030	3.768	3.754	3.864	3.801	3.757
Solar (utility)	1.687	1.737	1.735	1.687	1.657	1.737	1.736	1.671
Eólica (terrestre)	2.715	2.676	2.590	2.718	2.728	2.680	2.669	2.723
Bombeo (generación)	1.067	801	1.113	941	1.065	820	831	958
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	32.642	33.127	30.320	32.595	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	6.139	8.065	8.494	6.299	5.922	8.121	8.506	6.161
Ciclo combinado	106.494	111.208	73.393	108.165	117.651	122.223	99.766	118.558
Cogeneración	22.818	23.666	21.240	22.932	22.644	23.649	23.003	22.602
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	851	904	794	848	848	886	851	843
Hidráulica	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.401	26.407
Hidráulica fluyente	287	295	306	286	285	294	289	286
Solar (utility)	72.311	112.798	140.918	70.675	74.445	122.848	129.319	75.342
Eólica (terrestre)	173.068	125.436	140.885	172.954	192.757	137.711	154.224	191.041
Bombeo Generación	2.686	2.017	2.802	2.368	2.681	2.064	2.092	2.412
Baterías Generación	0	20.854	32.625	459	0	23.687	28.057	1.216
Bombeo Consumo	-3.837	-2.882	-4.003	-3.383	-3.829	-2.949	-3.026	-3.446
Baterías Consumo	0	-21.951	-34.342	-483	0	-24.934	-29.534	-1.280
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0

	2050			
	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2
Precio CO2	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	45028	45028	45028	45028
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	0	0
Cogeneración	5997	5997	5997	5997
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	13920	13920	13920	13920
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Bombeo	2517	2517	2517	2517
Solar (utility)	0	0	0	0
Eólica (terrestre)	0	0	0	0
Baterías	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	887	2.332	17.294
Ciclo combinado	46.275	45.519	34.110	30.882
Cogeneración	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0
Solar (utility)	52.647	89.584	114.757	92.747
Eólica (terrestre)	96.800	76.324	110.916	86.338
Baterías	0	32.742	40.493	30.059
Resultados generales	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	5.640	5.127	2.547	4.603
Coste de CO2 (M€)	1.312	1.227	588	260
Coste anual mantenimiento (M€)	6.177	6.119	6.897	6.419
Coste anual inversión (M€)	13.045	15.444	19.146	12.457
Coste total (M€)	26.174	27.918	29.178	23.739
Precio Marginal Medio (€/MWh)	44	38	29	30
Desviación estándar del precio (€/MWh)	42	18	28	17
Ratio Producción Renovable/Producción Total	68%	70%	85%	75%
Energía Producida (TWh)	566	566	564	568
Emisiones (Mton)	52	49	24	43
Cobertura de la demanda punta con potencia firme	66%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	681	676	569
Ciclo combinado	3.402	3.216	1.999	3.735
Cogeneración	3.580	3.837	2.496	3.354
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	1.897	1.882	1.897	1.807
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Solar (utility)	1.621	1.734	1.546	1.650
Eólica (terrestre)	2.802	2.773	2.457	2.803
Bombeo (generación)	1.184	923	998	932
Energía No Suministrada	19	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	604	1.576	9.833
Ciclo combinado	157.439	146.366	68.178	115.348
Cogeneración	21.471	23.013	14.966	20.112
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	26.407	26.194	26.407	25.152
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Solar (utility)	85.363	155.347	177.430	153.075
Eólica (terrestre)	271.227	211.661	272.546	242.005
Bombeo Generación	2.979	2.323	2.512	2.346
Baterías Generación	0	35.512	39.263	37.879
Bombeo Consumo	-4.259	-3.333	-4.057	-3.436
Baterías Consumo	0	-37.381	-41.330	-39.874
Energía No Suministrada	961	0	0	0

Resultados detallados sin crecimiento de la demanda

	Demanda	2025							
	0%	Cierre de nuclear ordenado				Cierre de nuclear 40 años			
	Caso base 2015	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2
Precio CO2	6	25	25	25	6	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	0	1091	1091	1091	1091	1091	1091	1091	1.091
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7118	7118	7118	7118	7118	4272	4272	4272	4.272
Carbón	10936	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2.500
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	26670	24948	24948	24948	24948	24948	24948	24948	24948
Cogeneración	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5.997
Solar (Térmica)	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2.300
Térmica renovable	2177	2327	2327	2327	2327	2327	2327	2327	2.327
Hidráulica	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13.920
Hidráulica fluuyente	1354	2102	2102	2102	2102	2102	2102	2102	2.102
Bombeo	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2.517
Solar (utility)	4664	8372	8372	8372	8372	8372	8372	8372	8.372
Eólica (terrestre)	23020	27849	27849	27849	27849	27849	27849	27849	27.849
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	257	191	254
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica fluuyente	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (utility)	0	0	0	1.556	0	0	0	98	0
Eólica (terrestre)	0	0	0	0	0	0	0	911	0
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados generales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	2.402	2.303	2.303	2.246	2.223	2.814	2.819	2.743	2.757
Coste de CO2 (M€)	310	579	579	536	158	813	811	776	210
Coste anual mantenimiento (M€)	6.317	5.194	5.194	5.216	5.194	4.887	4.891	4.917	4.891
Coste anual inversión (M€)	0	0	0	95	0	0	12	105	11
Coste total (M€)	9.029	8.076	8.076	8.093	7.576	8.515	8.533	8.540	7.870
Precio Marginal Medio (€/MWh)	28	40	40	37	32	41	41	41	34
Desviación estándar del precio (€/MWh)	1	6	6	11	6	2	2	3	3
Ratio Produccion Renovable/Producción Total	37%	45%	45%	46%	45%	45%	45%	46%	45%
Energía Producida (TWh)	253	255	255	255	255	255	255	255	255
Emissiones (Mton)	52	23	23	21	26	33	32	23	35
Cobertura de la demanda punta con potencia firme (%)	125%	105%	105%	105%	105%	99%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.796	7.773	7.773	7.752	7.774	7.796	7.796	7.796	7.796
Carbón	4.939	4.306	4.307	3.591	6.820	5.953	5.868	5.465	7.813
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	659	1.683	1.683	1.660	1.433	2.391	2.402	2.334	2.208
Cogeneración	4.185	4.167	4.167	4.150	4.171	4.185	4.185	4.185	4.184
Solar (Térmica)	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903
Térmica renovable	2.828	2.808	2.808	2.767	2.789	2.828	2.828	2.827	2.826
Hidráulica	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897
Hidráulica fluuyente	4.030	4.029	4.029	4.030	4.029	4.030	4.030	4.030	4.030
Solar (utility)	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738	1.738
Eólica (terrestre)	2.197	2.197	2.197	2.197	2.197	2.197	2.197	2.216	2.197
Bombeo (generación)	25	85	85	84	106	41	41	51	55
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	55.495	55.326	55.329	55.181	55.333	33.306	33.306	33.306	33.306
Carbón	54.017	10.765	10.768	8.979	17.051	14.883	14.670	13.662	19.532
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	17.581	41.988	41.984	41.408	35.747	59.654	59.920	58.225	55.096
Cogeneración	25.099	24.991	24.990	24.890	25.011	25.099	25.099	25.099	25.092
Solar (Térmica)	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376	4.376
Térmica renovable	6.156	6.533	6.534	6.439	6.490	6.580	6.580	6.579	6.575
Hidráulica	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407
Hidráulica fluuyente	5.457	8.469	8.468	8.472	8.468	8.472	8.472	8.472	8.472
Solar (utility)	8.105	14.548	14.548	17.252	14.548	14.548	14.548	14.719	14.548
Eólica (terrestre)	50.572	61.181	61.181	61.181	61.181	61.181	61.181	63.734	61.181
Bombeo Generación	63	214	214	212	267	103	102	129	139
Baterías Generación	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Consumo	-90	-305	-306	-303	-382	-147	-146	-185	-199
Baterías Consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	2030							
	Cierre de nuclear ordenado				Cierre de nuclear 40 años			
	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2
Precio CO2	25	25	25	6	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	4503	4503	4503	4503	4503	4503	4503	4.503
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7118	7118	7118	7118	0	0	0	0
Carbón	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2.500
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	24948	24948	24948	24948	24948	24948	24948	24948
Cogeneración	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5.997
Solar (Térmica)	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2.300
Térmica renovable	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1.760
Hidráulica	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13.920
Hidráulica fluuyente	636	636	636	636	636	636	636	636
Bombeo	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517
Solar (utility)	8372	8372	8372	8372	8372	8372	8372	8372
Eólica (terrestre)	25553	25553	25553	25553	25553	25553	25553	25.553
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	5.178	5.048	5.160
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica fluuyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (utility)	8.067	8.067	16.015	13.627	15.704	15.704	17.712	22.119
Eólica (terrestre)	0	0	2.813	0	0	0	1.778	0
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados generales	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	2.512	2.512	1.957	2.062	3.512	3.521	3.268	3.010
Coste de CO2 (M€)	459	459	322	146	805	807	743	233
Coste anual mantenimiento (M€)	4.832	4.832	4.987	4.888	4.311	4.404	4.469	4.468
Coste anual inversión (M€)	419	419	1.097	409	817	1.050	1.315	896
Coste total (M€)	8.223	8.223	8.363	7.504	9.444	9.781	9.796	8.606
Precio Marginal Medio (€/MWh)	39	39	33	30	40	40	39	32
Desviación estándar del precio (€/MWh)	8	8	15	9	6	6	8	9
Ratio Producción Renovable/Producción Total	46%	46%	54%	49%	51%	51%	54%	55%
Energía Producida (TWh)	260	260	263	262	260	260	261	263
Emissiones (Mton)	18	18	13	24	32	32	30	39
Cobertura de la demanda punta con potencia firme (%)	103%	103%	103%	103%	88%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.778	7.778	7.612	7.755	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	6.408	0	0	0	7.214
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	2.229	2.229	1.565	1.292	3.909	3.920	3.609	2.856
Cogeneración	4.151	4.150	3.888	4.036	4.180	4.176	4.145	4.049
Solar (Térmica)	1.901	1.901	1.903	1.878	1.903	1.903	1.903	1.876
Térmica renovable	2.781	2.783	2.539	2.666	2.816	2.828	2.784	2.681
Hidráulica	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897
Hidráulica fluuyente	4.024	4.024	4.030	3.983	4.030	4.030	4.024	4.001
Solar (utility)	1.738	1.738	1.734	1.737	1.738	1.738	1.738	1.738
Eólica (terrestre)	2.197	2.197	2.239	2.196	2.197	2.197	2.236	2.196
Bombeo (generación)	301	301	929	802	319	319	479	856
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	55.362	55.363	54.182	55.199	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	16.021	0	0	0	18.036
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	55.603	55.603	39.049	32.240	97.531	97.797	90.058	71.255
Cogeneración	24.891	24.887	23.317	24.204	25.067	25.046	24.756	24.284
Solar (Térmica)	4.373	4.373	4.376	4.320	4.376	4.376	4.376	4.314
Térmica renovable	4.894	4.898	4.469	4.693	4.955	4.977	4.846	4.719
Hidráulica	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.695	26.407
Hidráulica fluuyente	2.559	2.559	2.563	2.533	2.563	2.563	2.563	2.545
Solar (utility)	28.566	28.566	42.277	38.216	41.836	41.836	49.170	52.985
Eólica (terrestre)	56.137	56.137	63.524	56.106	56.137	56.137	66.977	56.108
Bombeo Generación	758	758	2.339	2.018	803	804	1.440	2.154
Baterías Generación	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Consumo	-1.083	-1.083	-3.341	-2.882	-1.147	-1.148	-2.057	-3.076
Baterías Consumo	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0

	2040							
	Cierre de nuclear ordenado				Cierre de nuclear 40 años			
	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2
Precio CO2	25	25	25	6	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	19298	19298	19298	19298	19298	19298	19298	19.298
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	4272	4272	4272	4272	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	13925	13925	13925	13925	13925	13925	13925	13925
Cogeneración	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5997	5.997
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	337	337	337	337	337	337	337	337
Hidráulica	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13920	13.920
Hidráulica fluyente	76	76	76	76	76	76	76	76
Bombeo	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517	2517
Solar (utility)	4546	4546	4546	4546	4546	4546	4546	4546
Eólica (terrestre)	8147	8147	8147	8147	8147	8147	8147	8.147
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	4.650	10.143	2.093	15.418	4.907	9.004	6.466	16.929
Ciclo combinado	0	0	0	0	2.305	968	0	2.290
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica fluyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar (utility)	22.850	29.695	43.284	21.945	24.896	36.961	42.907	23.851
Eólica (terrestre)	24.741	17.424	25.023	24.838	31.599	22.597	24.839	31.903
Baterías	0	5.816	13.369	0	0	9.925	13.326	0
Resultados generales	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	2.542	2.794	1.622	2.578	2.678	2.812	2.348	2.704
Coste de CO2 (M€)	510	572	295	125	602	634	519	146
Coste anual mantenimiento (M€)	4.517	4.513	4.682	4.704	4.393	4.350	4.398	4.606
Coste anual inversión (M€)	3.325	3.689	5.189	2.917	4.188	4.805	5.351	3.645
Coste total (M€)	10.894	11.567	11.789	10.324	11.861	12.601	12.617	11.101
Precio Marginal Medio (€/MWh)	46	40	33	32	47	41	38	33
Desviación estándar del precio (€/MWh)	39	15	23	14	39	15	19	15
Ratio Produccion Renovable/Producción Total	58%	55%	70%	58%	66%	65%	70%	66%
Energía Producida (TWh)	280	280	282	280	280	280	281	280
Emisiones (Mton)	20	23	12	21	24	25	21	24
Cobertura de la demanda punta con potencia firme (%)	70%	100%	100%	100%	69%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.730	7.796	6.475	7.733	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	761	384	677	234	755	529	710	221
Ciclo combinado	4.011	4.509	2.394	4.092	4.111	4.627	3.981	4.168
Cogeneración	3.918	4.005	3.518	3.916	3.877	3.979	3.786	3.865
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	2.597	2.663	2.298	2.595	2.551	2.640	2.489	2.534
Hidráulica	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897	1.897
Hidráulica fluyente	3.858	3.977	4.030	3.880	3.801	3.934	4.030	3.810
Solar (utility)	1.722	1.738	1.736	1.722	1.710	1.738	1.737	1.712
Eólica (terrestre)	2.644	2.601	2.550	2.647	2.670	2.629	2.602	2.672
Bombeo (generación)	1.066	852	1.247	956	1.057	833	1.004	925
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	33.021	33.306	27.662	33.034	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo abierto	3.538	3.897	1.417	3.606	3.706	4.767	4.590	3.749
Ciclo combinado	55.847	62.786	33.334	56.982	66.728	68.906	55.435	67.585
Cogeneración	23.498	24.017	21.100	23.487	23.250	23.859	22.704	23.178
Solar (Térmica)	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica renovable	875	897	774	875	860	890	839	854
Hidráulica	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407	26.407
Hidráulica fluyente	293	302	306	295	289	299	306	290
Solar (utility)	47.166	59.500	83.015	45.623	50.337	72.124	82.429	48.620
Eólica (terrestre)	86.954	66.503	84.572	87.303	106.124	80.834	85.814	107.020
Bombeo Generación	2.683	2.145	3.138	2.407	2.659	2.097	2.528	2.328
Baterías Generación	0	5.928	16.046	0	0	11.389	15.716	0
Bombeo Consumo	-3.832	-3.064	-4.482	-3.439	-3.799	-2.995	-3.611	-3.326
Baterías Consumo	0	-6.240	-16.891	0	0	-11.988	-16.543	0
Energía No Suministrada	0	0	0	0	0	0	0	0

	2050			
	Sin capacidad firme	Capacidad firme	Capacidad firme + Restricción renovable	Capacidad firme + Coste bajo solar, eólico & precio bajo CO2
Precio CO2	25	25	25	6
Demanda EV (GWh)	45028	45028	45028	45028
Capacidades Iniciales (MW)	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	0	0
Ciclo combinado	0	0	0	0
Cogeneración	5997	5997	5997	5997
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	13920	13920	13920	13920
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Bombeo	2517	2517	2517	2517
Solar (utility)	0	0	0	0
Eólica (terrestre)	0	0	0	0
Baterías	0	0	0	0
Inversiones (MW)	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	713	6.750
Ciclo combinado	23.349	23.362	16.991	15.447
Cogeneración	0	0	0	0
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	0	0	0	0
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Bombeo	0	0	0	0
Solar (utility)	28.534	43.972	64.651	48.424
Eólica (terrestre)	46.577	38.792	55.529	43.101
Baterías	0	13.712	18.173	14.495
Resultados generales	-	-	-	-
Coste anual de operación (M€)	2.904	2.729	1.301	2.390
Coste de CO2 (M€)	668	625	272	128
Coste anual mantenimiento (M€)	4.430	4.427	4.873	4.551
Coste anual inversión (M€)	6.411	7.495	9.596	6.098
Coste total (M€)	14.413	15.275	16.041	13.167
Precio Marginal Medio (€/MWh)	44	38	27	30
Desviación estándar del precio (€/MWh)	41	17	28	18
Ratio Producción Renovable/Producción Total	67%	68%	85%	74%
Energía Producida (TWh)	311	311	312	314
Emisiones (Mton)	27	25	11	21
Cobertura de la demanda punta con potencia firme (%)	63%	100%	100%	100%
Horas equivalentes de producción	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	668	739
Ciclo combinado	3.432	3.208	1.881	3.671
Cogeneración	3.822	3.900	2.432	3.402
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	1.897	1.897	1.897	1.889
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Solar (utility)	1.692	1.737	1.262	1.685
Eólica (terrestre)	2.802	2.786	2.771	2.803
Bombeo (generación)	1.233	925	1.188	1.119
Energía No Suministrada	0	0	0	0
Generación y ENS (GWh)	-	-	-	-
Nuclear	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0
Ciclo abierto	0	0	476	4.989
Ciclo combinado	80.129	74.947	31.956	56.701
Cogeneración	22.921	23.386	14.586	20.402
Solar (Térmica)	0	0	0	0
Térmica renovable	0	0	0	0
Hidráulica	26.407	26.407	26.407	26.291
Hidráulica fluyente	0	0	0	0
Solar (utility)	48.267	76.360	81.568	81.601
Eólica (terrestre)	130.485	108.057	153.892	120.822
Bombeo Generación	3.105	2.328	2.990	2.818
Baterías Generación	0	15.466	18.922	18.071
Bombeo Consumo	-4.435	-3.325	-4.677	-4.038
Baterías Consumo	0	-16.280	-19.918	-19.022
Energía No Suministrada	0	0	0	0

Santa Cruz de Marcenado, 26

28015 Madrid

Tel +34 91 542 28 00

Fax + 34 91 542 31 76

secretaria.tecnica@iit.comillas.edu

www.iit.comillas.edu

