

EL SISTEMA
ELÉCTRICO ESPAÑOL
2015





presentación / 2



resumen
ejecutivo / 4



demanda
de
energía
eléctrica / 12



producción
de
energía
eléctrica / 26



intercambios
internacionales
de
energía / 46



transporte
de
energía
eléctrica / 62



mercados
de
electricidad / 80



panorama
europeo / 94



marco
regulatorio / 100



glosario
de
términos / 106

The background features a light blue geometric pattern of overlapping triangles. Several dark grey dots are scattered across the page, some positioned at the vertices of the triangles. The word 'presentación' is centered in a blue, sans-serif font, with a horizontal line extending from the left edge of the page to the start of the word.

presentación




Red Eléctrica de España (REE), como Transportista y Operador del sistema eléctrico español, presenta una nueva edición del Informe del sistema eléctrico español que publica con carácter anual desde su constitución como TSO en 1985. La presente publicación ofrece una visión general de las principales estadísticas del funcionamiento del sistema eléctrico español en 2015.

En esta edición, REE plantea un cambio de enfoque, contenidos y formato respecto al modelo anterior para adaptarlo a las actuales tendencias y soportes de comunicación. El nuevo informe nace con vocación divulgativa para llegar a un mayor número de usuarios, sin perder el rigor y la calidad de la información. Se ha suprimido de la edición impresa las tablas de datos y se ha puesto un mayor énfasis en la parte descriptiva. Entre las novedades de esta nueva publicación, cabe destacar su mayor contenido analítico, la inclusión de indicadores del consumo eléctrico por sectores de actividad, así como una información más amplia del conjunto del sistema eléctrico en España.

Este informe se complementa con **ficheros Excel que amplían la información** y permiten la descarga de datos. Estos ficheros y la versión digital de este informe se pueden consultar a través de la web corporativa: **www.ree.es**

Con el objetivo de mejorar y ofrecer un servicio de mayor calidad para todos los usuarios, ponemos a su disposición la siguiente dirección de correo electrónico **redelctrica@ree.es**, a la que pueden hacernos llegar sus sugerencias y observaciones.



resumen
ejecutivo



La demanda de energía eléctrica en España se recuperó en 2015 tras cuatro años consecutivos de descenso. En concreto, la demanda bruta registró un crecimiento del 1,9% respecto al año anterior, con incrementos positivos en todos los sistemas eléctricos excepto en Ceuta.

En el sistema peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española, el consumo eléctrico resultó un 1,8% superior a 2014. Ajustados los efectos de temperatura y de laboralidad, la demanda atribuible principalmente a la actividad económica creció un 1,6%.

Por **grandes sectores de actividad**, según el Índice de Red Eléctrica (IRE) que recoge los datos de demanda eléctrica de grandes consumidores, el IRE industrial, que representa alrededor del 30% de la demanda, registró un crecimiento del 2,9%, [2,8% corregido de efectos de laboralidad y temperatura], mientras que el IRE servicios, que representa cerca del 13% de la demanda, apenas creció un 0,3% [-0,5% corregido de efectos de laboralidad y temperatura].

Por **áreas geográficas**, la demanda eléctrica comparada con el año anterior muestra un crecimiento generalizado en todas las comunidades, con la excepción de los retrocesos de Ceuta y Cantabria superiores al 2%, y de Galicia y Castilla-La Mancha inferiores al 1%. En contraste, destacan los incrementos de demanda por encima del 2% de las comunidades situadas en el sur y en el arco mediterráneo.

En relación a **los máximos de demanda**, la punta máxima de demanda en el sistema peninsular se registró el 4 de febrero a las 19.56 horas con 40.726 MW, el valor más alto desde 2013, aunque bastante inferior al máximo histórico de 45.450 registrado en diciembre de 2007.



La demanda de energía eléctrica en España rompe la tendencia de descenso de los últimos cuatro años

La **capacidad instalada** del parque generador en España se mantuvo prácticamente estable al finalizar el año con 106.247 MW, apenas un 0,5% más que en 2014. Este incremento se ha debido principalmente a la puesta en servicio de una nueva central hidroeléctrica de bombeo puro de 878 MW y una hidráulica de 23 MW, que se ha contrarrestado con el cierre de la última central existente en la Península de fuel-gas de 506 MW.

En cuanto a la **generación eléctrica**, las energías renovables mantienen un papel destacado en el conjunto de la generación peninsular pero su participación desciende al 36,9%, [42,8% en 2014]. Este retroceso se ha debido principalmente a la variabilidad de las producciones hidráulica y eólica que han registrado descensos respecto a 2014 del 27,5% y 5,8%, respectivamente.

Como contrapartida, las energías no renovables peninsulares han aumentado su participación hasta el 63,1% [57,2% en 2014], con incrementos notables de la producción con carbón (un 23,8%) y ciclo combinado (un 18,7%) respecto al año anterior.

DEMANDA NACIONAL
RESPECTO A 2014

+1,9%

DEMANDA
NACIONAL 2015



263 TWh

CONSUMO ELÉCTRICO GRANDES CONSUMIDORES RESPECTO A 2014

INDUSTRIAL / SERVICIOS

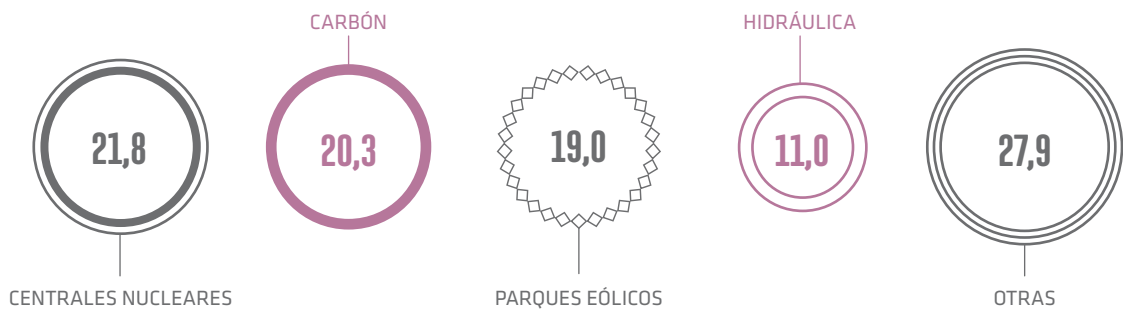
+2,9% +0,3%

Repuntan las emisiones de CO₂ condicionadas por la menor generación hidráulica y eólica

Por tecnologías, la producción de electricidad peninsular durante 2015 se generó en un 21,8% a partir de centrales nucleares (22,0% en 2014), el 20,3% con carbón (16,5% en 2014), el 19,0% con eólica (20,3% en 2014), el 11,0% con hidráulica (15,5% en 2014) y el restante 27,9% se repartió entre los ciclos combinados (10,1%), cogeneración (10,1%), solar (5,1%) y otras (residuos y otras renovables 2,6%).

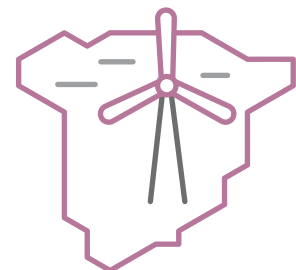
Las emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica en España han aumentado en 2015, debido principalmente a la necesidad de contrarrestar la menor producción hidráulica y eólica con una mayor generación de carbón y ciclo combinado. De este modo, el nivel de emisiones de CO₂ del sector eléctrico español se situó en 77,4 millones de toneladas, valor superior en un 15,1% a las emisiones de 2014.

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PENINSULAR 2015 [%]



ENERGÍAS RENOVABLES

36,9%



RESPECTO
AL TOTAL DE
PRODUCCIÓN
PENINSULAR



El saldo neto de los programas de intercambio de energía con otros países fue nuevamente exportador pero descendió hasta los 147 GWh, un 95,7% inferior a 2014 y el valor más bajo de toda la serie histórica. Las exportaciones descendieron a 11.725 GWh, un 10,2% menos que el año anterior, mientras que las importaciones aumentaron hasta los 11.578 GWh, un 20,0% más que en 2014.

Por interconexiones, España fue un año más exportador neto con todos los países vecinos, excepto en la interconexión con Francia, con la que registró un saldo importador de 7.320 GWh, un 105,4% superior a 2014. En las interconexiones con Portugal y Andorra, el saldo exportador aumentó respecto al año anterior en un 151,7% y un 12,5%, respectivamente, mientras que con Marruecos disminuyó un 14,4%.

La red de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante 2015 un nuevo impulso con la entrada en servicio de 414 km de circuito, 136 nuevas posiciones de subestación y 855 MVA de capacidad de transformación. Con ello, las infraestructuras de la red española se situaron al finalizar el año en 43.124 km de circuito, 5.548 posiciones de subestación y 84.794 MVA.

Entre los proyectos concluidos en 2015, destaca la instalación del primer cable del enlace que une las islas de Mallorca e Ibiza de 118 km de tramo submarino y 8 km de tramo subterráneo. Este enlace, que discurre a una profundidad de hasta 800 metros, es el más largo del mundo en corriente alterna y constituye un proyecto primordial para la fiabilidad y seguridad del suministro, así como para reducir el actual aislamiento eléctrico de Ibiza.

Así mismo, cabe destacar que en 2015 entró en operación la línea en corriente continua entre Santa Llogaia [España] y Baixas [Francia]. Con esta nueva interconexión se duplica la capacidad de intercambio entre ambos países hasta los 2.800 MW.

ENLACE MALLORCA-IBIZA

TRAMO
SUBMARINO

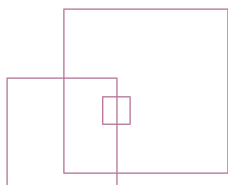
118 km

TRAMO
SUBTERRÁNEO

8 km

KILÓMETROS DE CIRCUITO

PUESTOS
EN SERVICIO
EN 2015

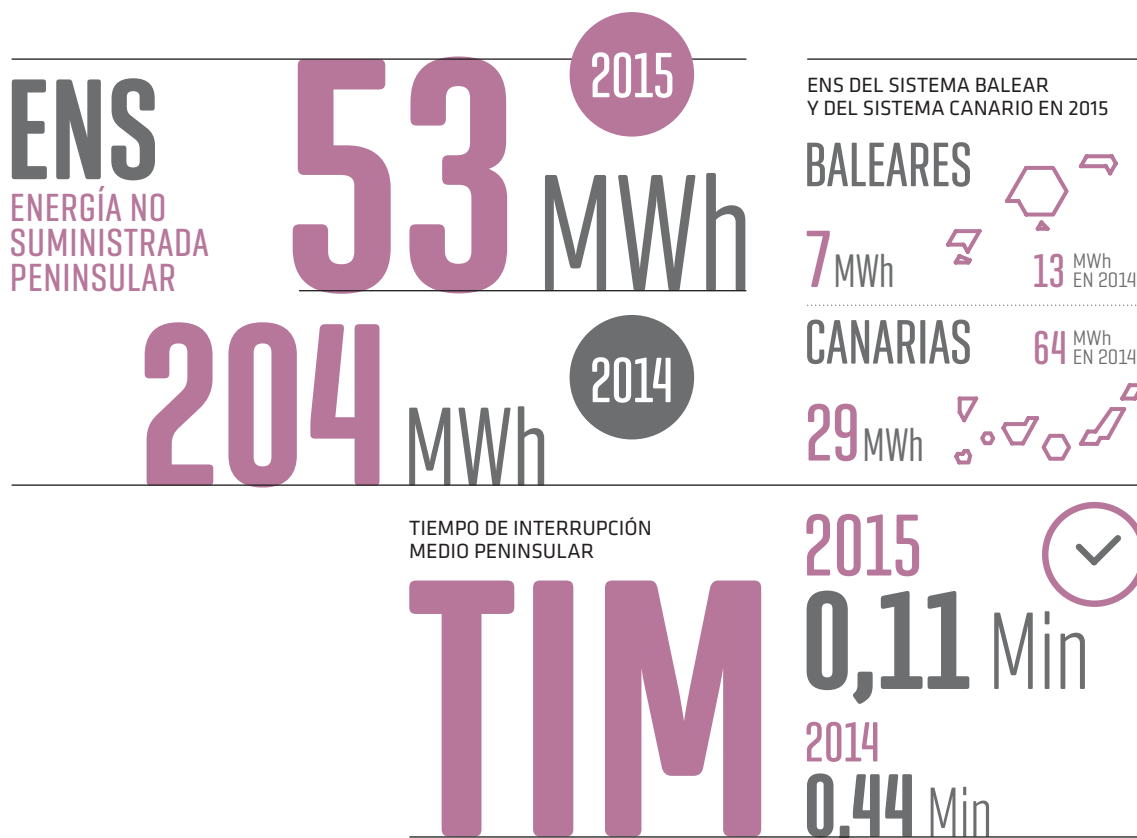


414

Los indicadores de calidad de suministro han mejorado en todos los sistemas eléctricos

Los **indicadores de calidad** de servicio han mostrado un ejercicio más el buen comportamiento de la red de transporte. Los índices de continuidad de suministro, que reflejan las interrupciones efectivas a consumidores finales como consecuencia de incidencias en la red de transporte, han mejorado en todos los sistemas eléctricos. Concretamente, en el sistema peninsular la ENS [Energía No Suministrada] fue de 53 MWh, frente a 204 MWh en 2014. Asimismo, la ENS del sistema balear y del sistema canario fueron respectivamente de 7 MWh [13 MWh en 2014] y de 29 MWh [64 MWh en 2014].

En correspondencia con los datos anteriores, el TIM [Tiempo de Interrupción Medio] se situó en la Península en 0,11 minutos, en Baleares en 0,62 minutos y en Canarias en 1,76 minutos, en todos los casos menores que los del año anterior y muy inferiores al valor de referencia de 15 minutos que establece el Real Decreto 1955/2000. Estos valores y los de la ENS son provisionales, en tanto que están pendientes de auditoría.



La planificación 2015-2020 prevé una inversión de 4.554 millones de euros

Por su parte, el índice de disponibilidad mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte. En 2015, el valor de este índice [dato provisional pendiente de auditoría], ha sido en el sistema peninsular del 97,94% [98,19% en 2014] y en los sistema eléctricos de Baleares y Canarias, ha sido respectivamente del 96,88% y 96,76% [98,01% y 98,37% en 2014].

La planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, aprobada el 16 de octubre de 2015 por el Consejo de Ministros, prevé un volumen de inversiones para el periodo de 4.554 millones de euros. Entre las actuaciones planificadas, cabe destacar el desarrollo de las interconexiones internacionales. Con Francia, prevé para 2017 la instalación de un transformador desfasador en la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV que ayudará a reforzar la red transfronteriza del País Vasco, y con Portugal se incluye un nuevo proyecto de interconexión en la zona de Galicia. Ambos proyectos están considerados por la Unión Europea como Proyecto de Interés Común [PIC].

Asimismo, la planificación contempla el desarrollo de las interconexiones insulares que incluyen ocho nuevos enlaces [cinco en las islas Baleares y tres en las islas Canarias] y un enlace de la Península con Ceuta.

ACTUACIÓN PLANIFICADA

INTERCONEXIÓN CON FRANCIA QUE REFUERZA LA RED TRANSFRONTERIZA DEL PAÍS VASCO



9 NUEVOS ENLACES

5 EN LAS ISLAS BALEARES | 3 EN LAS ISLAS CANARIAS | 1 PENÍNSULA CON CEUTA



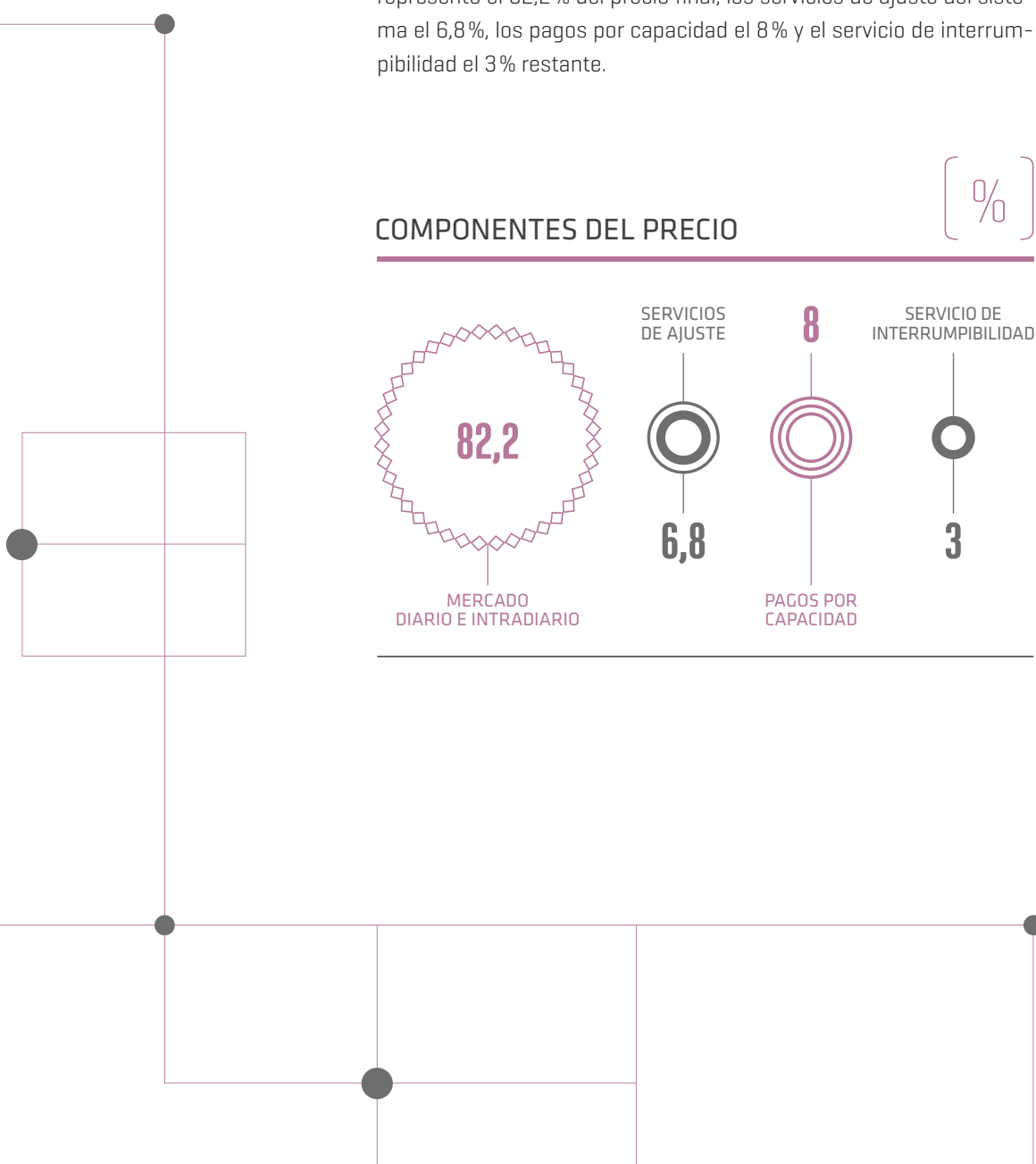
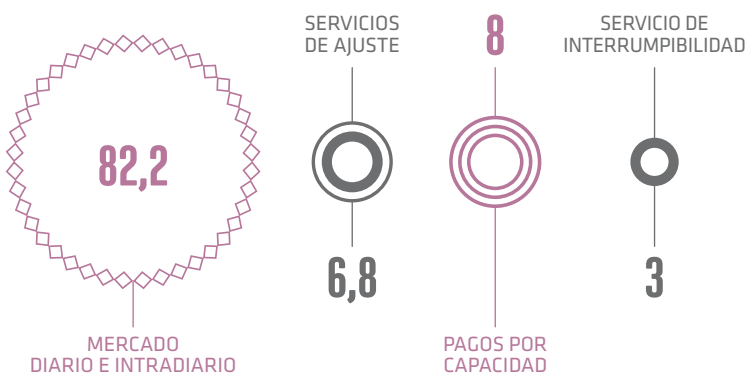
Cabe destacar también que la planificación 2015-2020 incluye un anexo, no vinculante, que recoge una serie de actuaciones consideradas necesarias con un horizonte posterior a 2020, siendo las más relevantes el desarrollo de nuevas interconexiones con Francia, una submarina en corriente continua por el golfo de Vizcaya y dos más a través de Navarra y Aragón. Todas estas actuaciones son proyecto PIC.

Este anexo recoge también otros proyectos relevantes como un segundo enlace Península-Mallorca, el tercer enlace Ibiza-Mallorca y el primer enlace Gran Canaria-Fuerteventura.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico fue de 62,9 €/MWh, un 14,2% superior al precio de 2014. Asimismo, la energía final contratada en el mercado eléctrico [suministro de referencia más contratación libre] fue un 3,5% superior a la del año anterior.

Durante 2015, el precio conjunto de los mercados diario e intradiario representó el 82,2% del precio final, los servicios de ajuste del sistema el 6,8%, los pagos por capacidad el 8% y el servicio de interrumpibilidad el 3% restante.

COMPONENTES DEL PRECIO



The background features a complex geometric pattern of thin, light blue lines. These lines form a grid of squares and circles. Several circles of varying sizes are scattered across the page, some overlapping each other. At the center of each circle, there is a small, solid black dot. The overall aesthetic is clean, modern, and technical.

demanda de energía eléctrica

El consumo eléctrico en España recupera en 2015 una tasa positiva de crecimiento que no se registraba desde el año 2010



En 2015 la demanda de energía eléctrica en España alcanzó los 262.931 GWh, con un crecimiento del 1,9% respecto al año anterior. Este es el primer año en el que se registran variaciones positivas del consumo eléctrico desde el año 2010 cuando la demanda en España creció un 2,8%.

Por sistemas, la demanda creció en todos ellos excepto en Ceuta que tuvo un descenso del 3,2%. Por lo que respecta al sistema peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda eléctrica total española, se demandaron un total de 248.047 GWh con un crecimiento del

1,8% respecto a 2014. A pesar de este crecimiento, el consumo eléctrico peninsular de 2015 se ha situado en niveles apenas ligeramente superiores a los del año 2005, que fue de 246.184 GWh.

Desde el punto de vista de la actividad económica, este año se ha producido una consolidación de la evolución de la actividad tras el dato positivo registrado en 2014. De esta manera, el Producto Interior Bruto (PIB) en 2015 tuvo un crecimiento del 3,2% respecto al año 2014, manteniendo una tendencia de evolución creciente hasta el tercer trimestre del año para, en el último trimestre, ralentizar ligeramente el ritmo de crecimiento.

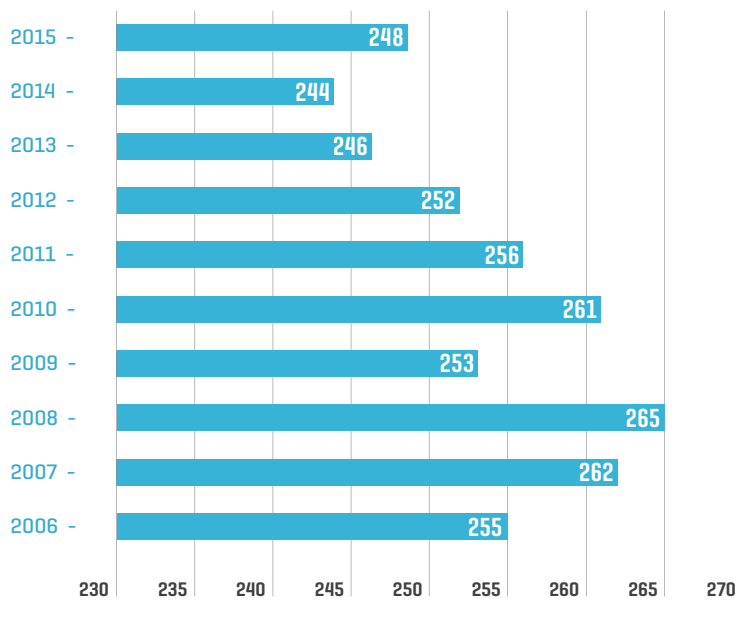


DEMANDA SISTEMA PENINSULAR RESPECTO A 2014

1,8%

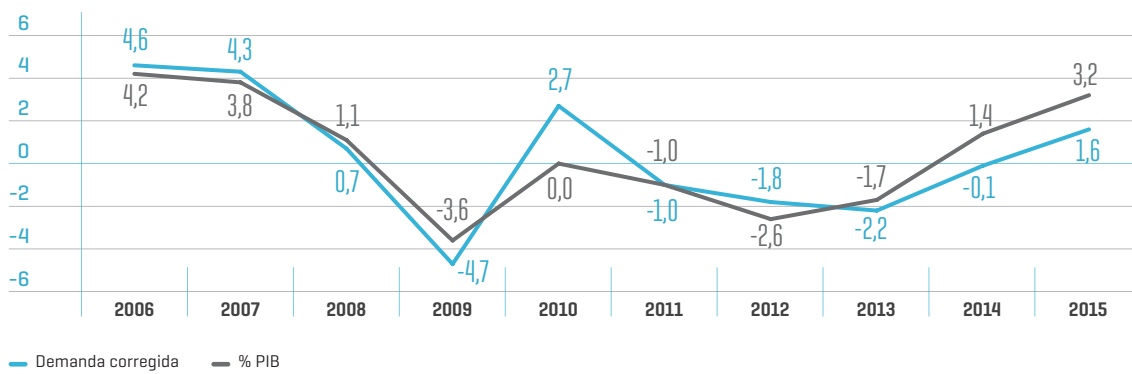
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA B.C. PENINSULAR EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS

[TWh]



VARIACIÓN ANUAL DE LA DEMANDA PENINSULAR Y PIB

[%]





La demanda eléctrica peninsular corregida tuvo un crecimiento del 1,6% respecto al año anterior



CRECIMIENTO DE LA DEMANDA PENINSULAR CORREGIDA RESPECTO AL AÑO ANTERIOR

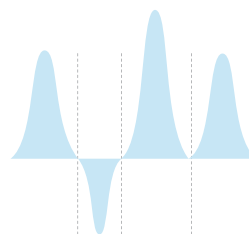
1,6%

Este buen comportamiento de la actividad de la economía española no se ha traducido en un incremento de la demanda de energía eléctrica de igual magnitud. Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, la demanda eléctrica peninsular tuvo un crecimiento del 1,6% respecto al año anterior, lo que supone una elasticidad respecto al PIB de 0,5, valor inferior en 0,8 puntos a la elasticidad media del periodo 1991-2014 que es de 1,3. En cualquier caso, la elasticidad de este año contrasta con la situación del año anterior en el que se produjo un incremento de la actividad económica mientras que la demanda eléctrica aún presentaba variaciones negativas respecto al año anterior.

ELASTICIDAD EN LA DEMANDA 2015

**0,8 PUNTOS
MENOS
QUE LA MEDIA**

0,5



1,3

MEDIA
1991-2014

COMPONENTES DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR

[%]

	Demanda b.c.	Efectos		
		Laboralidad	Temperatura	Corregida
2006	3,6	-0,1	-0,9	4,6
2007	2,9	0,0	-1,3	4,3
2008	1,1	0,4	-0,1	0,7
2009	-4,7	-0,5	0,4	-4,7
2010	3,1	0,1	0,4	2,7
2011	-1,9	0,1	-1,0	-1,0
2012	-1,4	-0,3	0,7	-1,8
2013	-2,2	0,2	-0,3	-2,2
2014	-1,1	0,0	-1,0	-0,1
2015	1,8	-0,1	0,4	1,6

La tendencia de la demanda corregida peninsular a lo largo del año presenta dos periodos claramente diferenciados. Durante la primera mitad del año, la demanda muestra síntomas de estancamiento con crecimientos interanuales que oscilan entre el 0,0% y el 0,3%. A partir del mes de julio, y a lo largo de todo el segundo semestre, la evolución de la demanda se acelera hasta finalizar el año con el crecimiento del 1,6% mencionado.

Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas sobre la demanda, al igual que ocurrió en el año 2014, en el conjunto del año 2015 se han registrado temperaturas más calurosas que las correspondientes a la media histórica^[1]. Los grados-día^[2] con efecto frío han sido inferiores en un 16,6% a los valores medios y los grados-día con efecto calor han sido superiores en un 30,0% a los valores medios del periodo considerado. Esto es, el año desde el punto de vista climático-eléctrico ha sido más suave en los meses de invierno y más caluroso en los de verano.

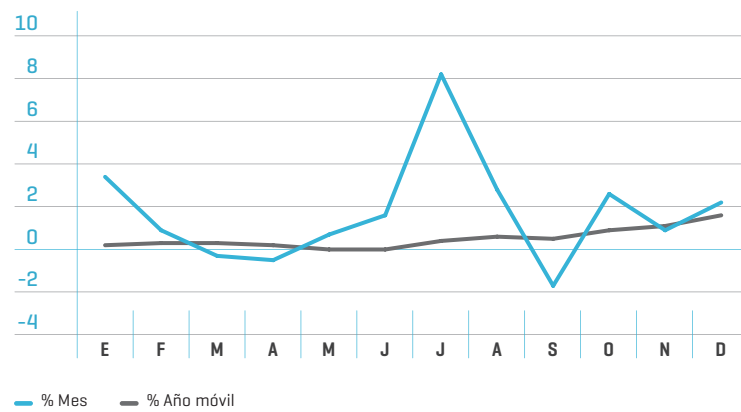
[1] Media de temperaturas máximas diarias en el periodo 1989-2013.

[2] Se define grado-día con efecto frío como los grados centígrados inferiores a 20°C y los grados-día con efecto calor, los superiores a 23°C.

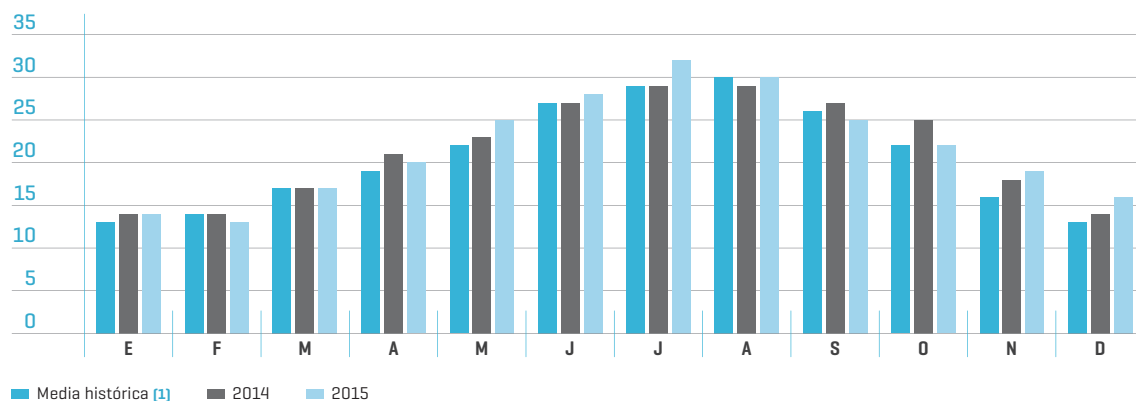
TEMPERATURAS ALTAS
CONTRIBUYERON A LA VARIACIÓN POSITIVA DE LA DEMANDA



VARIACIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA PENINSULAR CORREGIDA



EVOLUCIÓN MENSUAL DE LAS TEMPERATURAS MÁXIMAS



[1] Temperatura media mensual periodo 1991-2014.

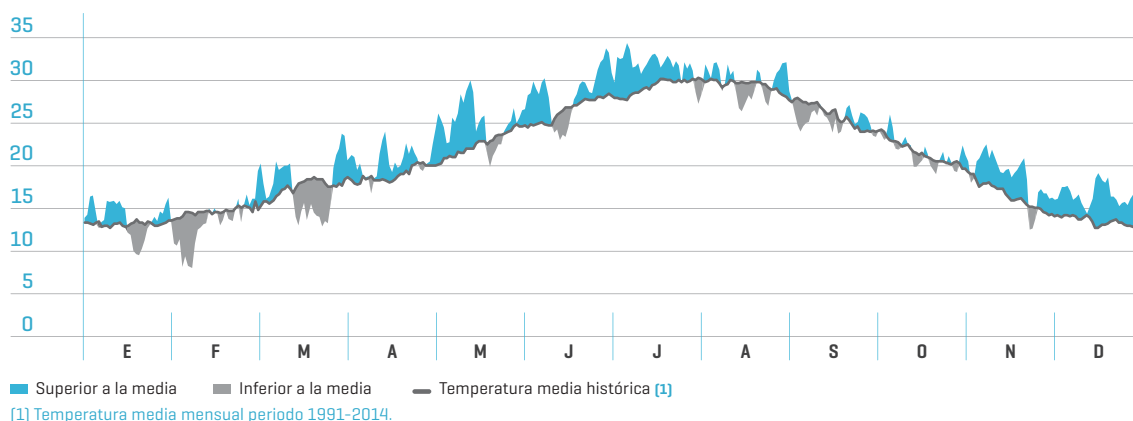


De esta manera, a lo largo del año 2015 en un 33,4% de los días se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica^[3]. Estos días se concentran [más de un tercio de los días del mes] en los meses de marzo, mayo, junio, julio, noviembre y diciembre. En el lado contrario, días con temperaturas inferiores a la media histórica, en tan solo el 12,9% de los días del año se produjo esta situación, concentrándose estos días, principalmente, en los meses de febrero y marzo, y en menor medida en enero.

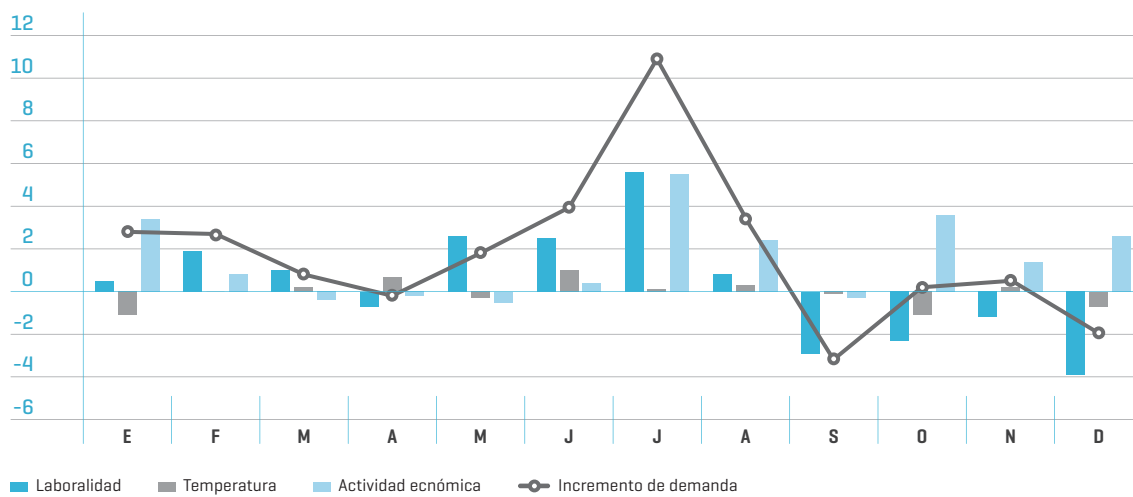
Al comparar con el año anterior, el año 2015 ha sido más caluroso que el año 2014, con un 5,5% de grados-día de frío menos y un 15,5% de grados-día de calor más. Del impacto combinado de estos efectos, con mayor peso de los grados-día de calor, resulta una aportación positiva de las temperaturas de 0,4 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

[3] Días con temperaturas mayores a la media más una vez su dispersión, medida a través de la desviación típica.

EVOLUCIÓN DE LAS TEMPERATURAS COMPARADO CON LA MEDIA HISTÓRICA

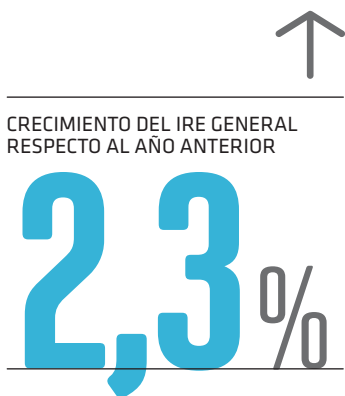


COMPONENTES DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR EN 2015



Crece la demanda de grandes consumidores durante todo el año 2015 aunque a menor ritmo que el año anterior

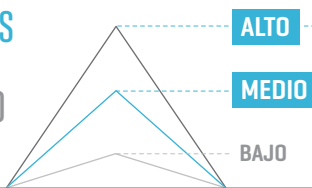
El **Índice Red Eléctrica (IRE)** es un indicador eléctrico adelantado que recoge la evolución del consumo de energía eléctrica de las empresas que tienen un consumo de energía eléctrica de tamaño medio/alto (potencia contratada superior a 450 kW). Este índice se publica tanto a nivel general como detallado por sectores de actividad (CNAE) y está disponible en torno a los 22 días de haber finalizado el mes.



En 2015 el IRE alcanzó un valor de 100,3 respecto al año de referencia (2010), con un crecimiento del 2,3% respecto al año anterior, siendo este el segundo año consecutivo que el IRE presenta tasas de variación positivas. El valor del índice alcanzado este año supone que, tras dos años de crecimiento, se habrían recuperado los niveles (un 0,3% más) del año de referencia.

ÍNDICE RED ELÉCTRICA (IRE)

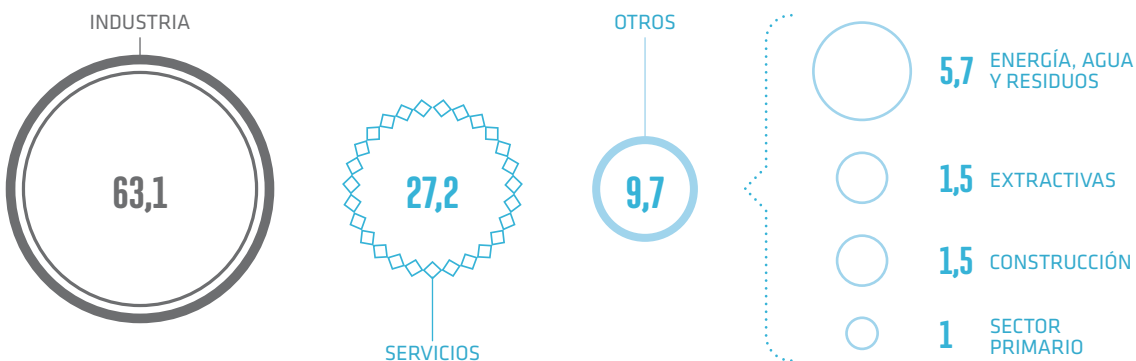
EMPRESAS
NIVEL
CONSUMO



POTENCIA CONTRATADA
+450 kW



COMPOSICIÓN DEL IRE GENERAL

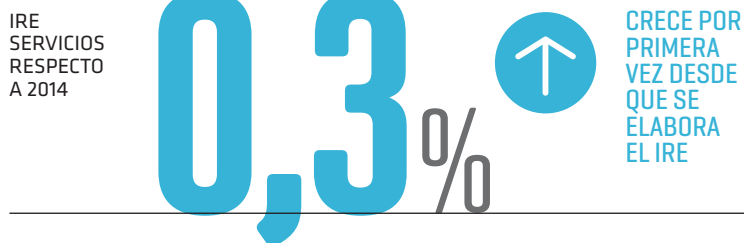
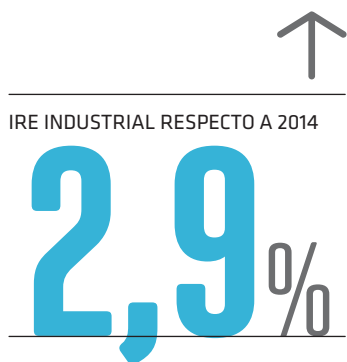




El consumo eléctrico industrial crece en 2015 por tercer año consecutivo

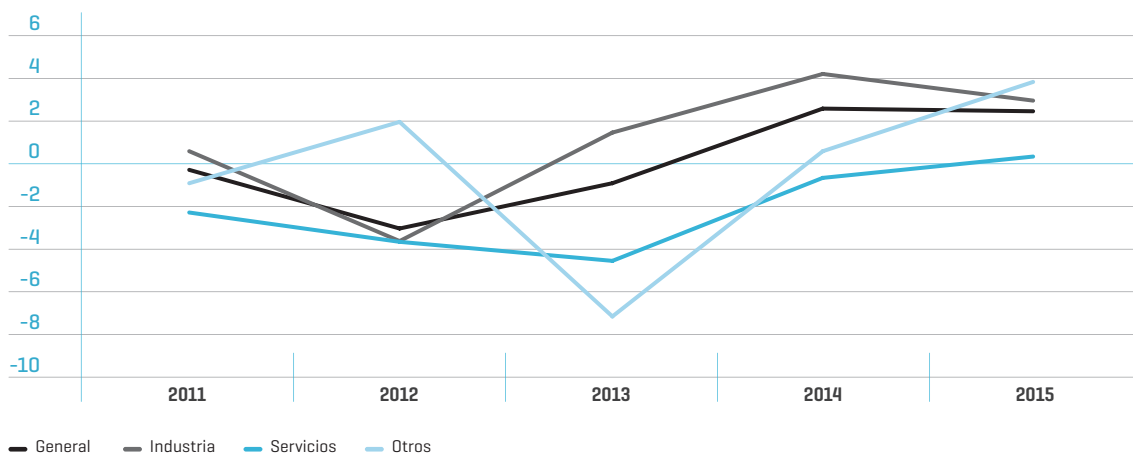
Por grandes ramas de actividad, tanto los sectores industriales, como los de servicios, han presentado una variación positiva del índice sin corregir comparado con el año anterior, si bien cada una de ellas ha tenido un comportamiento claramente diferenciado.

Las actividades industriales crecen por tercer año consecutivo, un 2,9%, si bien a una tasa inferior a la del año anterior que fue del 4,2%. Por su parte, los servicios crecen por primera vez desde que comenzó a elaborarse este índice, si bien con una tasa de variación modesta del 0,3%. En cualquier caso, la evolución positiva de esta agrupación en el conjunto del año ha estado condicionada en gran medida por factores no económicos, principalmente las temperaturas.

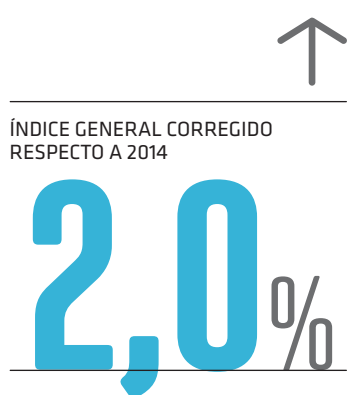


EVOLUCIÓN ANUAL DEL IRE

[%]



Por primera vez el IRE corregido del sector servicios ha tenido una aportación positiva sobre la evolución del índice

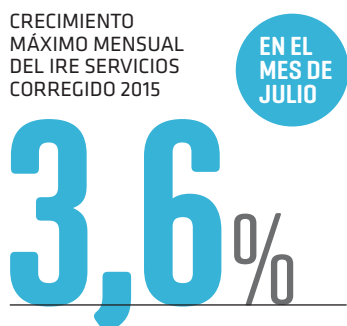


En el conjunto del año 2015, tanto la composición del calendario como la evolución de las temperaturas influyeron positivamente sobre la evolución del IRE aportando, conjuntamente, 0,3 puntos porcentuales (p.p.) a su crecimiento. Esta aportación positiva se debe fundamentalmente a la influencia de las temperaturas ya que el impacto del calendario fue inferior a una décima. Una vez descontados ambos efectos, el índice general creció un 2,0% respecto al año anterior, lo que supone (al igual que en el valor bruto) el segundo año consecutivo con variación positiva del índice, si bien mostrando una mayor ralentización en el ritmo de crecimiento, al ser inferior este en 0,6 p.p. al crecimiento registrado en 2014.

IRE: DESCOMPOSICIÓN DE LA VARIACIÓN EN 2015



	IRE	Efectos		Corregida
		Laboralidad	Temperatura	
General	2,3	0,0	0,3	2,0
Industria	2,9	0,0	0,0	2,8
Servicios	0,3	0,0	0,7	-0,5
Otros	3,8	0,1	1,5	2,2



En la evolución mensual de las dos grandes agrupaciones sectoriales, el crecimiento corregido de los sectores industriales ha sido superior al 2,0% en prácticamente todos los meses del año (el crecimiento mínimo se produjo en el mes de febrero con un 1,8%) y ha mostrado una menor volatilidad que en el año 2014, indicando una cierta estabilización en su evolución. Los sectores de servicios, por el contrario, han presentado una elevada volatilidad, con variaciones respecto al año anterior que han oscilado entre el -3,9% del mes de mayo y el 3,6% de julio, con lo que el consumo de estos sectores en este año no ha terminado de despuntar.

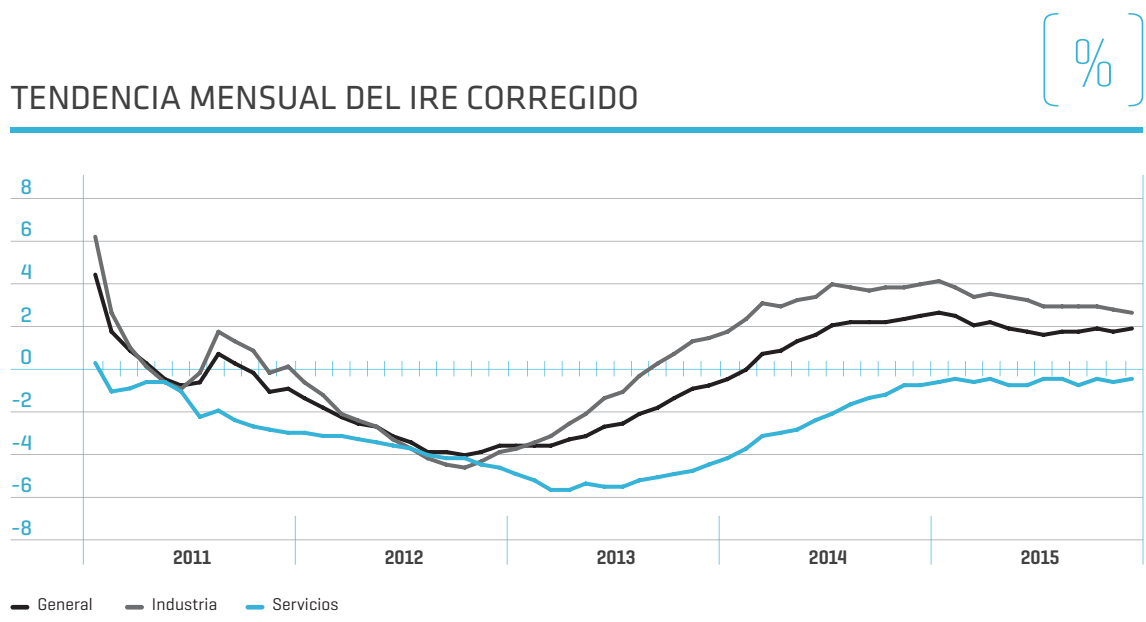
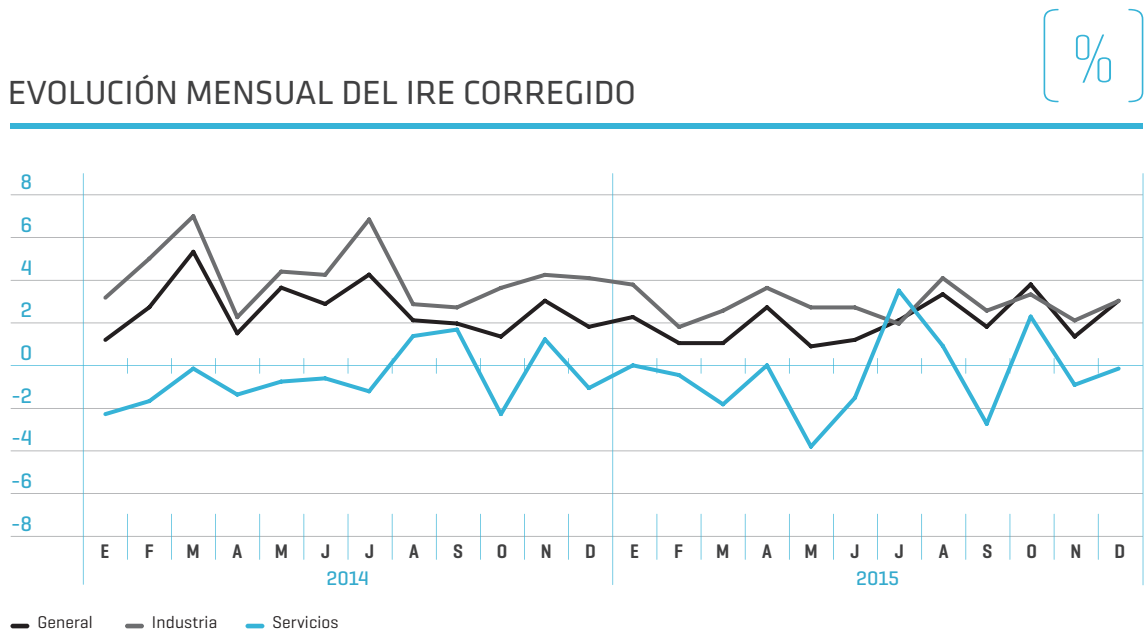
La evolución mensual de los dos grandes agregados comentada en el párrafo anterior se ha traducido en que la evolución tendencial de



ambas magnitudes en 2015 ha mostrado síntomas de agotamiento respecto a la evolución mostrada en el año anterior.

Los sectores industriales alcanzaron un crecimiento máximo corregido del 4,3% en el mes de enero para, a partir de este momento, ir reduciendo gradualmente su tasa de crecimiento hasta finalizar el año con una variación del 2,8% [1,4 p.p. menos] respecto al año anterior, mostrando un paulatino agotamiento como agrupación sectorial dinamizadora del consumo.

Los sectores de servicios que en 2014 apuntaban, de forma acelerada, a una progresiva reducción de sus ritmos de caída, no han confirmado esta tendencia al estabilizarse el ritmo de descenso del consumo en valores situados en torno al 0,5%.



MAYOR CRECIMIENTO

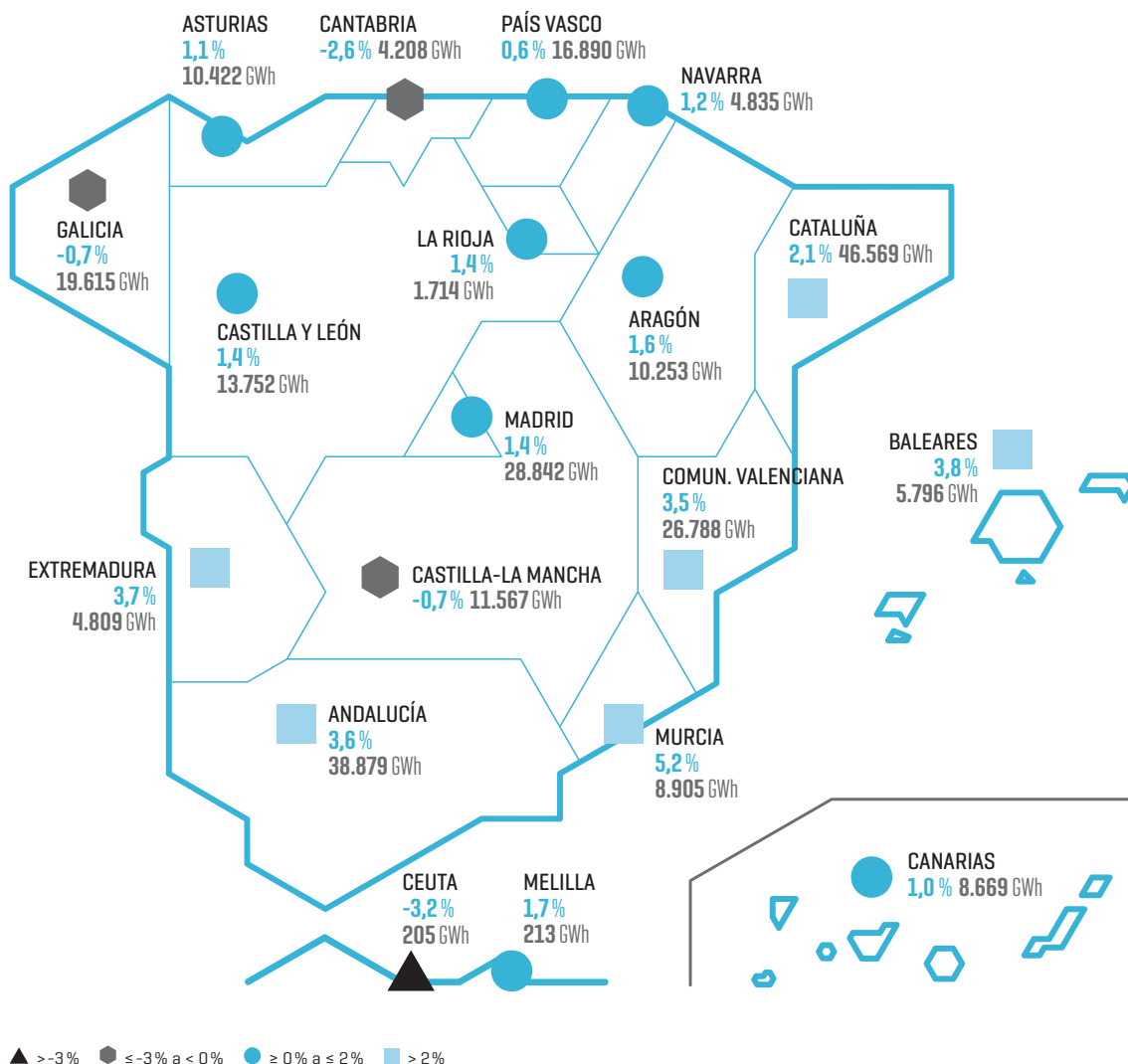
EN EL ARCO
MEDITERRÁNEO
Y EN EL SUR



La evolución de la demanda por zonas geográficas comparada con el año anterior muestra una elevada dispersión con un rango que oscila entre un crecimiento positivo del 5,2% de la Región de Murcia y una caída máxima de la demanda del 3,2% en Ceuta y del 2,6% en Cantabria.

A pesar de esta elevada dispersión de la variación de la demanda, los mayores crecimientos se han situado en el arco mediterráneo y en el sur donde, debido a las altas temperaturas registradas en los meses de verano, se han registrado crecimientos superiores al 3%, excepto en Cataluña que fue del 2,1%. La mayor parte de las comunidades del interior y del norte presentan crecimientos positivos aunque inferiores a la media excepto Galicia, Cantabria y Castilla-La Mancha.

DEMANDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS Y VARIACIÓN RESPECTO AL AÑO ANTERIOR





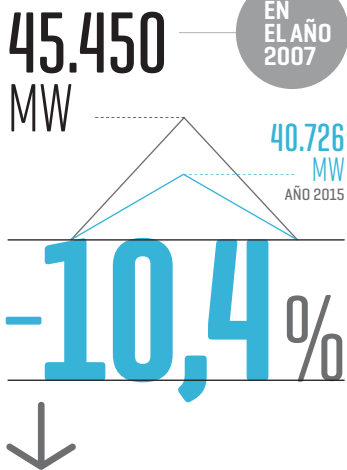
Los máximos de demanda horaria de los meses de frío y calor han sido superiores a los registrados en 2014

El **máximo de demanda instantánea peninsular** durante el año 2015 se registró el 4 de febrero a las 19.56 horas con 40.726 MW demandados. Este valor es superior en tan solo 534 MW al máximo correspondiente a los meses estivales que se produjo el 21 de julio a las 13.33 horas con 40.192 MW. Cabe destacar que el máximo absoluto del año ha sido el valor más alto desde el año 2012 y el máximo de verano el más alto desde 2010 cuando se registró el máximo histórico en esta estación.



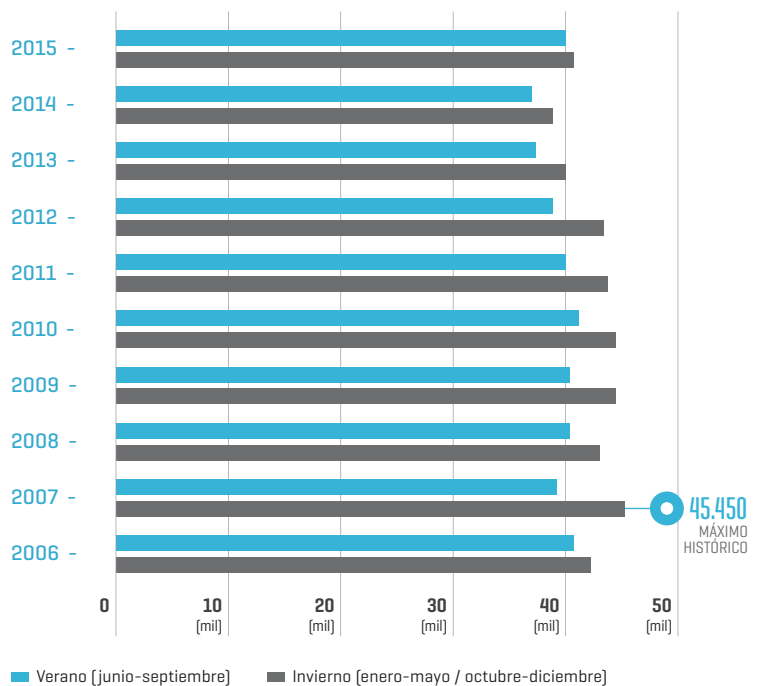
COMPARACIÓN

CON MÁXIMO HISTÓRICO



MÁXIMOS ANUALES DE DEMANDA INSTANTÁNEA PENINSULAR

[MW]



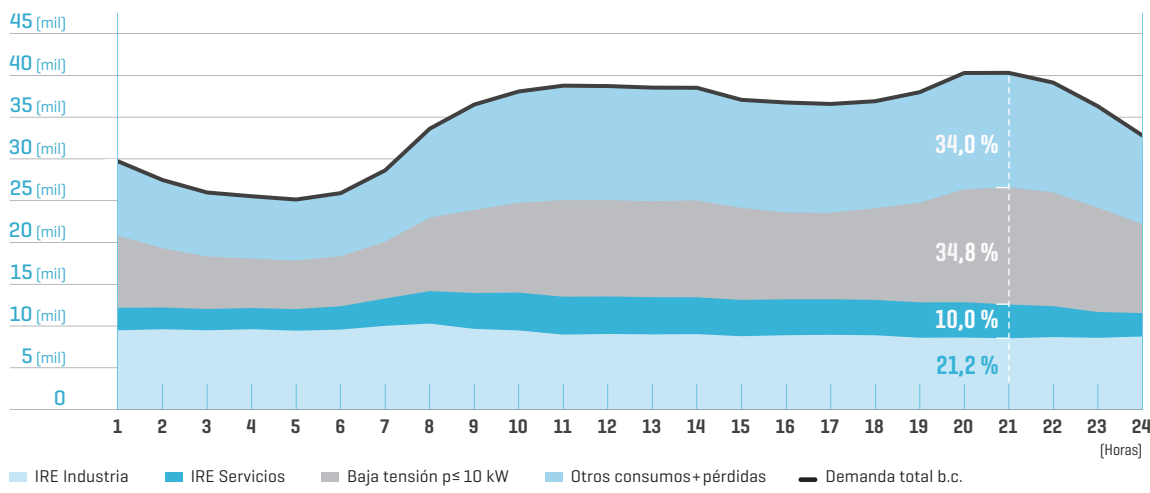


Igualmente, en 2015, tanto los **máximos de demanda horaria peninsular** correspondientes a los meses de frío como a los de calor han sido superiores a los registrados el año anterior, aunque sin alcanzar sus respectivos máximos históricos, si bien el máximo de verano se ha situado a prácticamente 1.000 MWh de su valor máximo que se registró en 2010.

En febrero de 2015 se registró el máximo de demanda horaria de meses de invierno con 40.324 MWh, un 4,3% superior al máximo del año anterior y un 10,1% inferior a su máximo histórico alcanzado en 2007. En el mes de julio tuvo lugar el máximo de demanda horaria de verano con 39.928 MWh, un 7,9% superior al máximo de 2014.

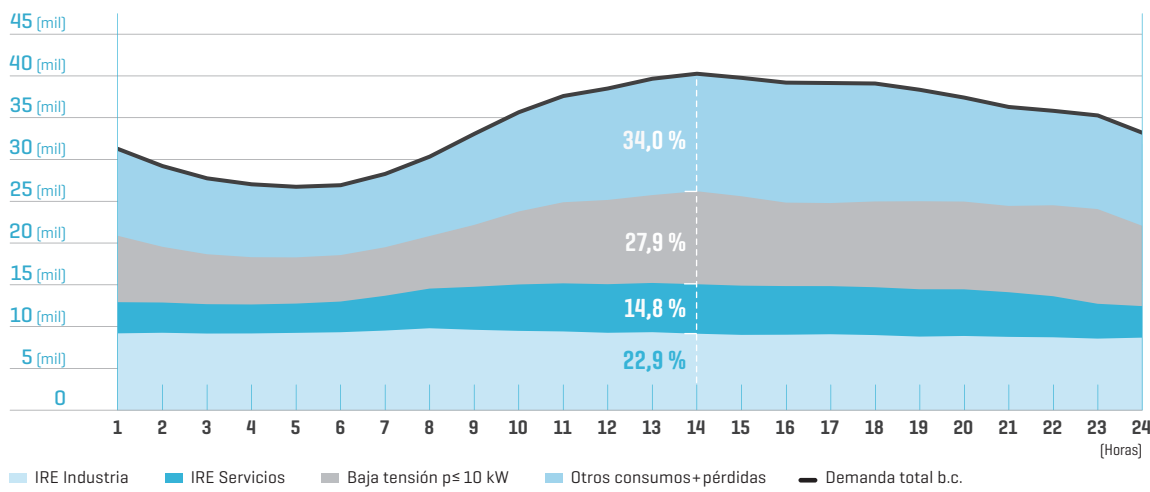
DESCOMPOSICIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA HORARIA DEL AÑO [4 FEBRERO]

[MWh]



DESCOMPOSICIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA HORARIA DE VERANO [21 JULIO]

[MWh]



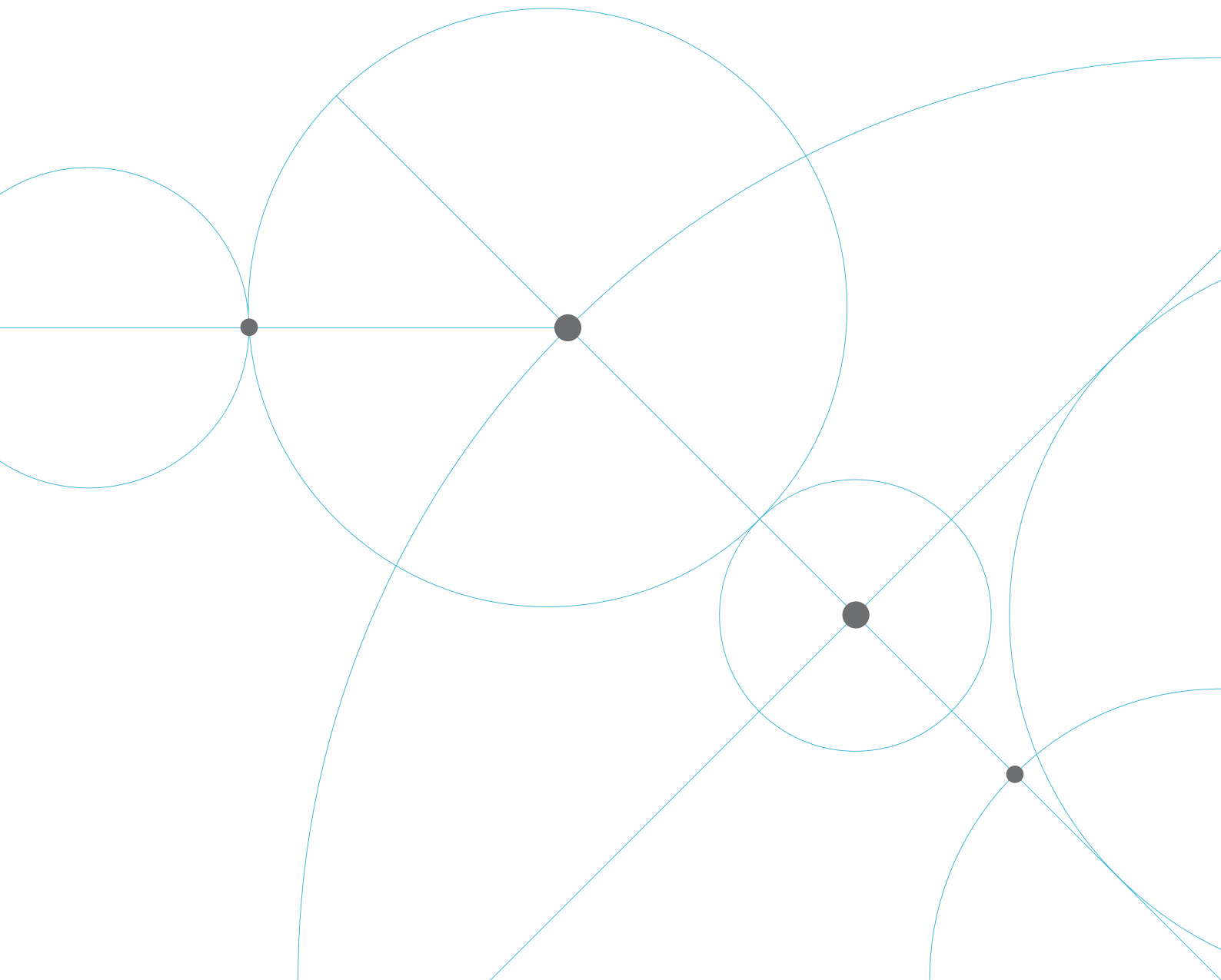


Cabe destacar que la diferencia entre el máximo de demanda horaria de invierno y el de verano ha sido inferior a 400 MW y que las variaciones de los máximos anuales han sido superiores al crecimiento de la demanda.

En la hora punta del día de máxima demanda^[4] horaria del año, el sector residencial^[5] representó el 34,8% del consumo, mientras que el consumo industrial del IRE representó el 21,2% y el de los grandes servicios (IRE) el 10,0%. A lo largo del día punta, el mayor peso de los sectores industriales se produjo durante la madrugada, entre las 4 y las 5 de la mañana, cuando alcanza un peso total sobre la demanda en b.c. del 37,7%, mientras que para los grandes servicios, el periodo horario con mayor peso se origina entre las 9 de la mañana y las 4 de la tarde.

[4] _____
Incluidas pérdidas.

[5] _____
Perfiles horarios aplicados a la tarifa general de baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW.





producción
de
energía
eléctrica

Las energías renovables mantienen un papel destacado en el conjunto de la generación eléctrica en España pero este año reducen su participación condicionadas principalmente por el descenso de la generación hidráulica



El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos ha traído consigo modificaciones que afectan a la estructura del balance de energía y de potencia. Las principales novedades son las siguientes:

- Se incluyen nuevos conceptos como Residuos y Otras renovables que agrupa las tecnologías basadas en biomasa, biogás, hidráulica marina y geotérmica.
- Se mantiene el concepto Cogeneración utilizado exclusivamente para esta tecnología.
- La generación hidráulica se agrupa en un solo concepto, incluyendo la generación hidráulica anteriormente encuadrada en el régimen especial.

Además de estos cambios motivados por la normativa, los datos de producción pasan a ser netos desapareciendo el concepto de 'consumos en generación'.

Como consecuencia de estos cambios se ha adaptado el documento 'El sistema eléctrico español 2015' en línea con la nueva estructura de balance.



La generación de energía eléctrica nacional, que engloba la producción de la Península y la de los sistemas no peninsulares, se ha situado en 267.584 GWh, un 0,3% superior a 2014, la primera tasa positiva tras dos años consecutivos de descenso.

Por tecnologías, la variación de la producción respecto al año anterior ha sido muy desigual. Las energías renovables peninsulares, si bien continúan manteniendo un papel destacado en la estructura de la generación eléctrica peninsular con un 36,9%, descienden respecto a 2014 condicionadas sobre todo por las características hidrológicas del año que han propiciado una notable caída de la producción hidroeléctrica (un 27,5%). Como contrapartida, las energías no renovables elevan su participación al 63,1%, con importantes incrementos de la generación con carbón (un 23,8%) y de ciclo combinado (un 18,7%).

VOLUMEN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL EN 2015



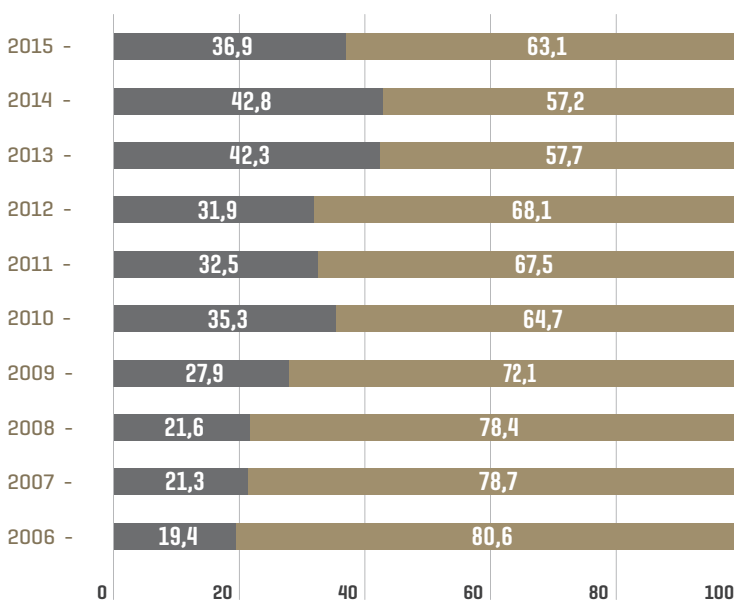
267.584 GWh

RENOVABLES: PORCENTAJE SOBRE EL TOTAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PENINSULAR

36,9%

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE PENINSULAR

[%]



■ Renovables: hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y otras renovables. No incluye la generación bombeo.
 ■ No renovables: nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, cogeneración y residuos.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL ^[1]

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14
Hidráulica	30.815	-27,5	4	3,1	30.819	-27,5
Nuclear	54.755	-0,2	-	-	54.755	-0,2
Carbón	50.924	23,8	1.865	-14,7	52.789	21,9
Fuel/gas ^[2]	0	-	6.497	3,8	6.497	3,8
Ciclo combinado ^[3]	25.334	18,7	4.022	7,6	29.357	17,1
Hidroeléctrica	-	-	9	-	9	-
Eólica	47.707	-5,8	402	1,6	48.109	-5,7
Solar fotovoltaica	7.839	0,5	398	-1,9	8.236	0,3
Solar térmica	5.085	2,5	-	-	5.085	2,5
Otras renovables ^{[4] [5]}	4.615	-2,2	10	-6,7	4.625	-2,2
Cogeneración ^[5]	25.076	-2,0	32	-89,1	25.108	-3,0
Residuos ^[6]	1.886	-	311	-	2.196	-
Generación	254.036	0,2	13.548	2,0	267.584	0,3
Consumos en bombeo	-4.520	-15,2	-	-	-4.520	-15,2
Enlace Península-Baleares ^[7]	-1.336	2,9	1.336	2,9	0	-
Saldo intercambios internacionales ^[8]	-133	-96,1	-	-	-133	-96,1
Demanda (b.c.)	248.047	1,8	14.884	2,0	262.931	1,9

[1] Asignación de unidades de producción según combustible principal. [2] En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. [3] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias se utiliza gasoil como combustible principal. [4] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. [5] Los valores de incrementos incluyen residuos hasta el 31/12/2014. [6] Generación incluida en otras renovables y en cogeneración hasta el 31/12/2014. [7] Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. [8] Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

DESGLOSE DE POTENCIA INSTALADA A 31.12.2015. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 15/14	MW	% 15/14	MW	% 15/14
Hidráulica	20.352	4,6	1	0,0	20.353	4,6
Nuclear	7.573	0,0	-	-	7.573	0,0
Carbón	10.468	0,0	468	0,0	10.936	0,0
Fuel/gas	0	-100,0	2.490	0,0	2.490	-16,9
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.864	0,0	156	0,0	23.020	0,0
Solar fotovoltaica	4.420	0,4	244	0,3	4.664	0,4
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Otras renovables ^{[1] [2]}	742	-24,5	5	0,0	747	-24,4
Cogeneración ^[2]	6.684	-5,2	44	-63,6	6.728	-6,2
Residuos ^[3]	677	-	77	-	754	-
Total	101.027	0,5	5.220	0,0	106.247	0,5

[1] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. [2] Los valores de incrementos incluyen residuos hasta el 31/12/2014. [3] Potencia incluida en otras renovables y en cogeneración hasta el 31/12/2014. // Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC] en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.



La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica se mantiene prácticamente estable después de una senda de crecimiento continuado

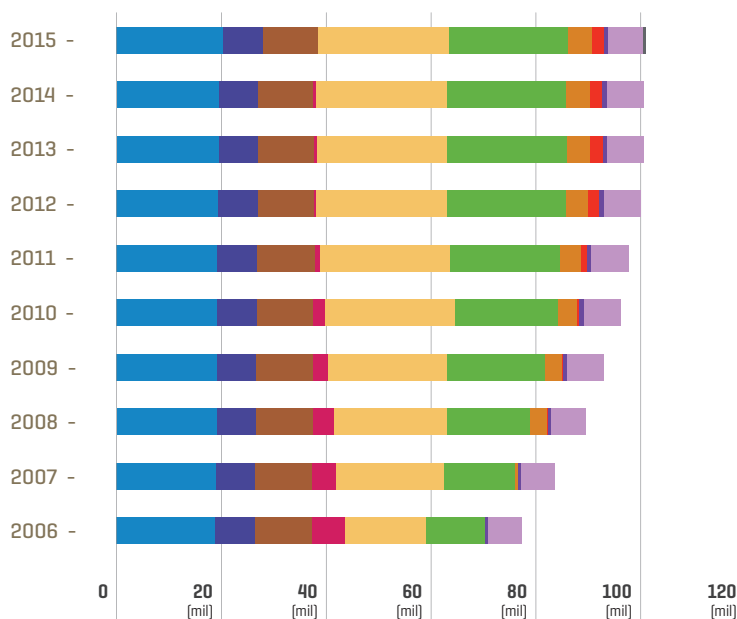
POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA (A 31-DIC-2015)

0,5% MÁS RESPECTO A 2014

106.247 MW

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA PENINSULAR

[MW]



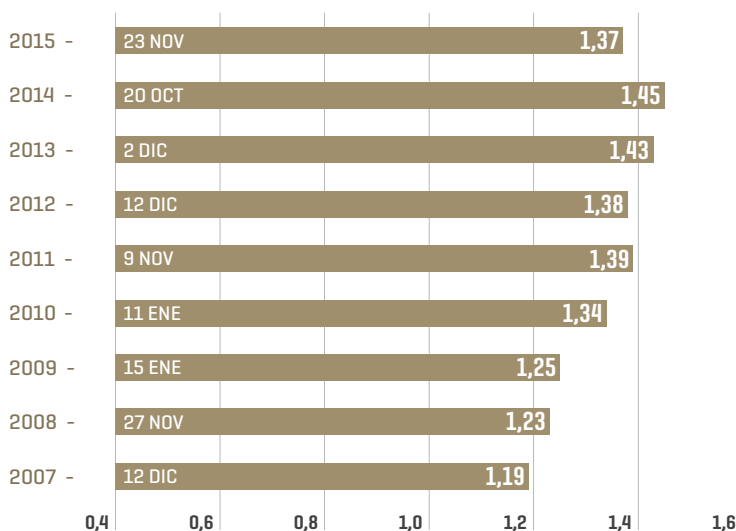
■ Hidráulica [1]
 ■ Nuclear
 ■ Carbón
 ■ Fuel/Gas
■ Ciclo combinado
 ■ Eólica
 ■ Solar fotovoltaica
 ■ Solar térmica
■ Otras renovables
 ■ Cogeneración
 ■ Residuos [2]

[1] Incluye la potencia de bombeo puro. [2] Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014. // Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC] en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

A 31 de diciembre de 2015 el **parque generador de energía eléctrica** en España ha aumentado ligeramente respecto al año anterior al registrar una potencia instalada de 106.247 MW, un 0,5% más que a finales de 2014. La mayor parte de la nueva potencia ha correspondido a la puesta en servicio de la central hidroeléctrica de bombeo puro de La Muela II de 878 MW y de la central hidráulica de San Pedro II de 23 MW. Este aumento de capacidad se ha visto contrarrestado con el cierre de Foix de 506 MW, la última central de fuel-gas existente en el sistema peninsular. Las variaciones en el resto de tecnologías han sido nulas o poco significativas.

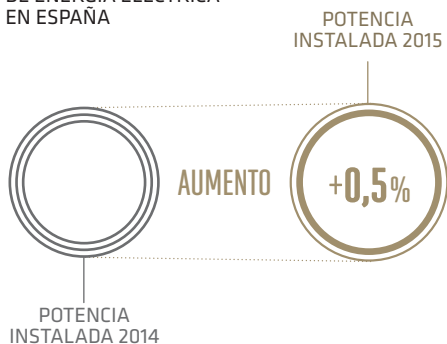
El **índice de cobertura** mínimo peninsular, calculado como el valor mínimo de la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demandada al sistema, se ha situado en 2015 en 1,37.

EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR

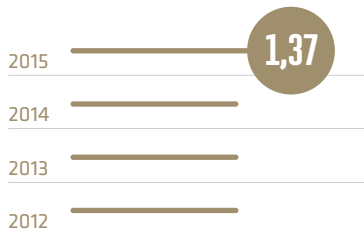


ICmin = Min [Pd/Ps]
 ICmin: Índice de cobertura mínimo, Pd: Potencia disponible en el sistema.
 Ps: Punta de potencia demandada al sistema.

PARQUE GENERADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA



ÍNDICE DE COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR



Descenso de la generación hidráulica y eólica, las tecnologías renovables con más peso en el *mix* de generación

PRODUCCIÓN ELÉCTRICA 2015



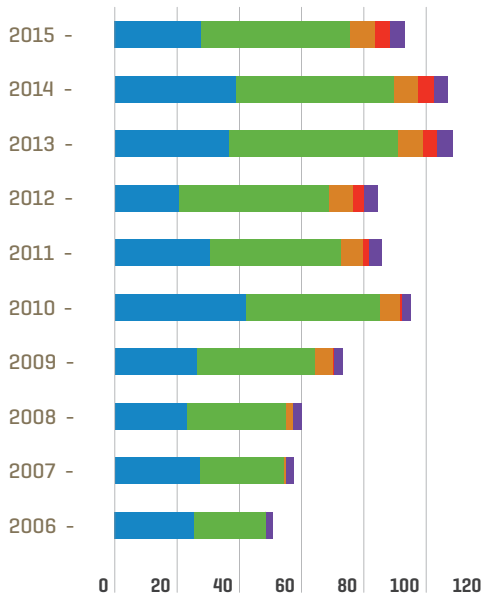
En los gráficos de evolución de la producción de energía renovable y no renovable peninsular se aprecia el descenso de la generación con tecnologías de origen renovable que se ha producido en 2015, rompiendo la tendencia alcista de los años anteriores e incluso superando la disminución que se produjo en 2011. La menor generación con energías renovables del 2015 se ha debido en su mayor parte al descenso de la producción hidráulica.

Como contrapartida, las plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles como energía primaria han incrementado la producción respecto al año anterior, sobre todo las centrales de carbón y los ciclos combinados.

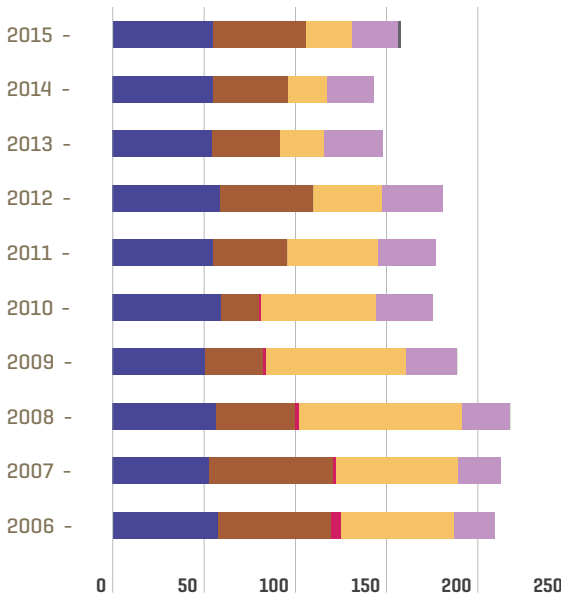
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE Y NO RENOVABLE PENINSULAR

[TWh]

RENOVABLES



NO RENOVABLES



■ Hidráulica [1] ■ Eólica ■ Solar fotovoltaica
■ Solar térmica ■ Otras renovables

■ Nuclear ■ Carbón ■ Fuel/Gas ■ Ciclo combinado
■ Cogeneración ■ Residuos [2]

[1] No incluye la generación bombeo. [2] Generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.



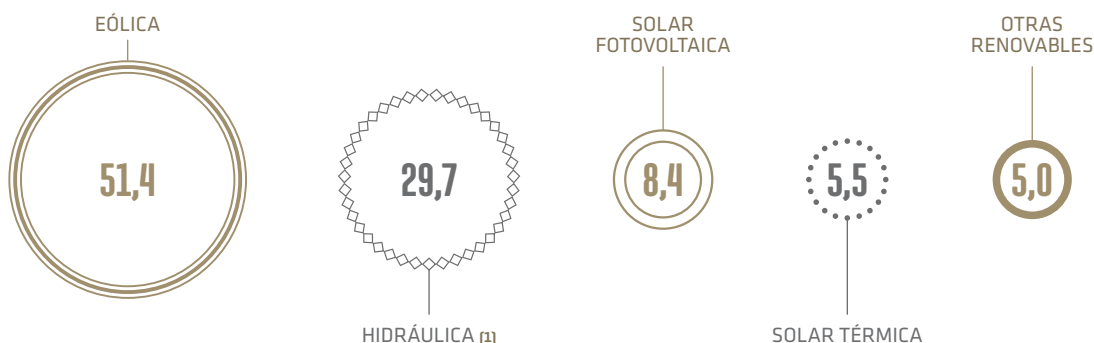
El descenso de la generación en 2015 en las tecnologías renovables con mayor peso [eólica e hidráulica], ha provocado que en términos anuales la producción renovable peninsular haya sido de 92.897 GWh, un 13,1% menor que en 2014. La generación hidráulica ha contribuido especialmente a esta caída ya que redujo su producción un 27,5%, mientras que la eólica, principal fuente renovable, registró un descenso de un 5,8%.

A pesar de este descenso, cabe señalar que la eólica mantuvo un papel destacado al representar el 51,4% de la producción renovable peninsular y situarse como tercera tecnología en la estructura de generación, aportando un 19% del total peninsular en 2015. Así mismo, la eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción total de electricidad peninsular en los meses de febrero y mayo, con una representación del 27,3% y 24,2% respectivamente.

Además, en 2015 se registraron nuevos máximos históricos de producción eólica peninsular instantánea, horaria y diaria. El 29 de enero, la producción de energía eólica alcanzó el récord de potencia instantánea con 17.553 MW a las 19.27 horas, un 2,9% superior respecto al anterior anotado el 6 de febrero del 2013. Ese mismo día se registró el máximo de energía horaria con 17.213 MWh, entre las 19.00 y las 20.00 horas, lo que supuso un incremento del 3,2% respecto al anterior de 16.684 MWh, registrado también el 6 de febrero del 2013.



ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA RENOVABLE PENINSULAR 2015



[1] No incluye la generación de bombeo.



La integración de la generación eólica ha consolidado al sistema eléctrico español como uno de los líderes mundiales en renovables

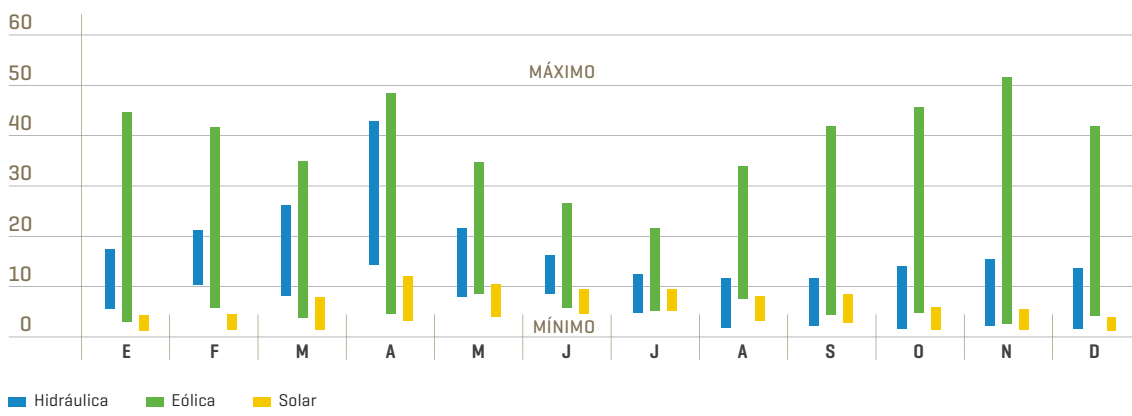


El 30 de enero de 2015 se produjo el record de energía diaria de generación eólica en el sistema eléctrico peninsular, un 1,4% mayor que el registrado en marzo de 2014.

Por último, el 21 de noviembre a las 4.50 horas el 70,4% de la electricidad consumida en la Península se cubrió con energía eólica. La integración de la totalidad de esta generación eólica ha supuesto un reto para la operación del sistema, consolidando al sistema eléctrico español como uno de los líderes mundiales en integración de renovables.

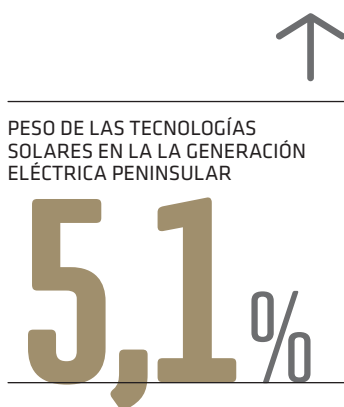
Durante el año 2015, la producción eólica diaria tuvo una participación en la estructura de generación que osciló desde un mínimo de 2,7% el 7 de enero hasta un máximo de 51,5% el 21 noviembre, siendo la tecnología con más peso a la estructura de generación ese día. Esta gran variabilidad que tiene la generación eólica se observa en el gráfico de cobertura máxima y mínima de las tecnologías renovables hidráulica, eólica y solar.

COBERTURA MÁXIMA Y MÍNIMA CON HIDRÁULICA, EÓLICA Y SOLAR PENINSULAR EN 2015



El producible hidráulico se situó muy por debajo del valor medio histórico

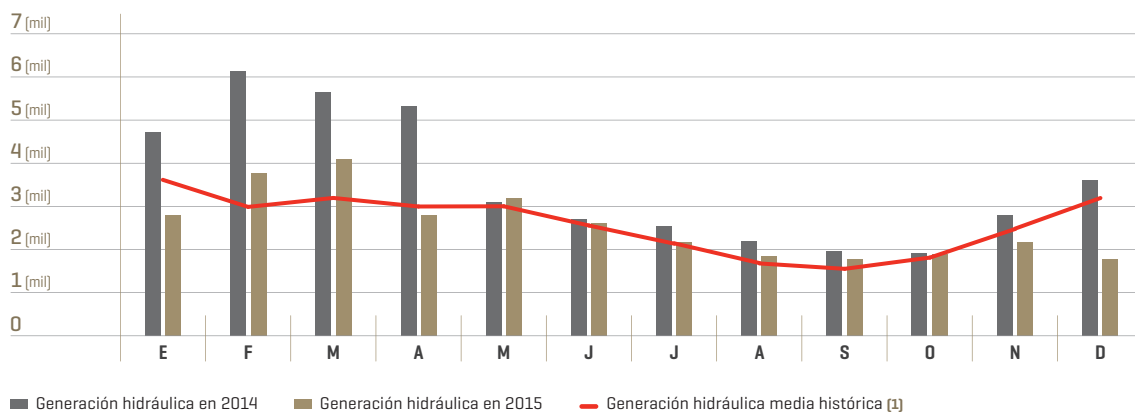
Por lo que respecta a las tecnologías solares, las instalaciones solares fotovoltaicas peninsulares mantienen la senda de crecimiento de más de una década, aunque en los tres últimos años se observa un ritmo de crecimiento mucho menor que en los primeros años. En 2015 la potencia instalada peninsular creció solo un 0,4%, mientras que la generación aumentó un 0,5%. Por su parte, la solar térmica no ha experimentado variaciones de potencia a lo largo de 2015 y su generación aumentó un 2,5% respecto a 2014. Estas tecnologías representaron conjuntamente el 5,1% de la generación total peninsular de 2015.



Las centrales hidráulicas peninsulares han sido el único tipo de instalación con incrementos significativos de capacidad, un 4,6% durante el 2015 como consecuencia de los cuatro grupos nuevos de la central de la Muela II y de la central de San Pedro II. A pesar de este aumento de potencia instalada, la generación hidráulica ha descendido un 27,5% respecto a la del año anterior, alcanzando una producción anual de 30.815 GWh. Como se observa en el gráfico, la producción de estas centrales ha sido inferior a la de 2014 durante casi todos los meses de 2015. En diciembre se produjo la mayor diferencia generando la mitad que el año anterior.

GENERACIÓN HIDRÁULICA PENINSULAR 2014-2015 COMPARADA CON LA GENERACIÓN MEDIA

[GWh]

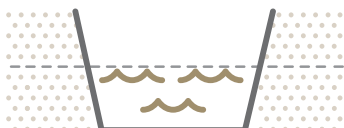


[1] Media de la generación hidráulica mensual en el periodo 1991-2014.



Las reservas hidroeléctricas finalizaron el año por debajo del valor medio estadístico

RESERVAS
HIDROELÉCTRICAS
DE LOS EMBALSES
PENINSULARES
RESPECTO A 2014

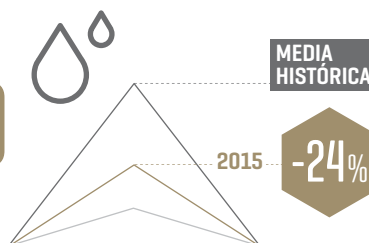


46,6%

En términos hidrológicos, el año 2015 ha sido seco en su conjunto al igual que sucedió en 2012. El producible hidráulico [cantidad máxima de energía eléctrica que se hubiera podido producir en 2015 con las aportaciones hidráulicas registradas] ha sido inferior al valor histórico medio en la mayoría de los meses [solo en febrero y marzo fue superior a la media], lo que ha tenido como consecuencia que haya finalizado el año con un valor de 18.949 GWh, un 24 % menor que el valor histórico medio anual.

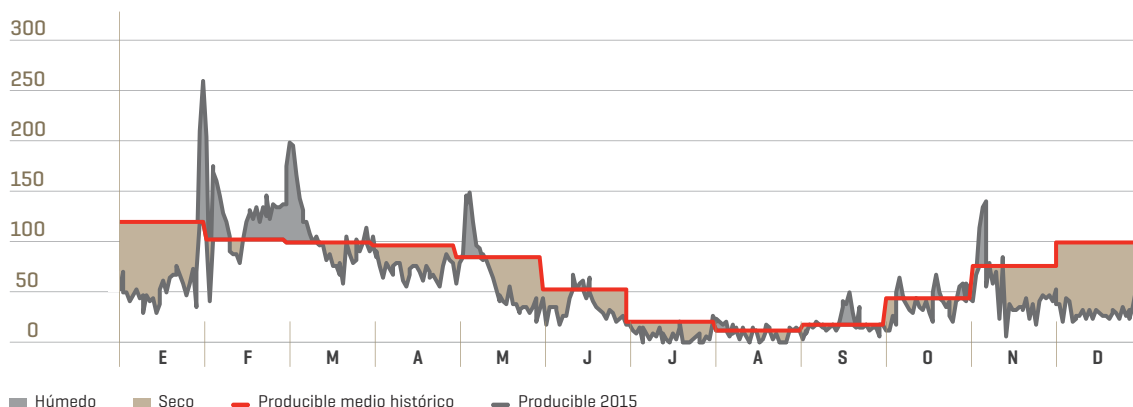
Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 46,6% de su capacidad total, diecisiete puntos por debajo del 2014 e inferiores al valor medio estadístico.

PRODUCIBLE
HIDRÁULICO
18.949 GWh



ENERGÍA PRODUCIBLE HIDRÁULICA DIARIA DURANTE 2015
COMPARADA CON EL PRODUCIBLE MEDIO HISTÓRICO [1]

[GWh]



[1] No incluye las instalaciones menores de 50 MW que no pertenecen a alguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

Aumenta la generación de carbón y ciclo combinado compensando el descenso de la hidráulica y eólica

LA PRODUCCIÓN NUCLEAR

REPRESENTA EL 21,8% DEL TOTAL DE LA GENERACIÓN PENINSULAR



Las **energías no renovables** experimentaron un cambio de comportamiento respecto a 2014 al registrar conjuntamente un aumento de producción peninsular de un 10,5%. Este incremento de generación no renovable se ha visto protagonizado por los elevados incrementos de las centrales de carbón y de los ciclos combinados.

La generación nuclear registró un descenso del 0,2% respecto al año anterior. No obstante, continua siendo por quinto año consecutivo la tecnología con mayor participación en la generación peninsular al representar el 21,8%, valor ligeramente inferior al 22% del 2014. El coeficiente de utilización [relación entre la producción real y la que habría podido alcanzar si las centrales hubieran funcionado a su potencia nominal durante todo el tiempo que han estado disponibles] ha sido del 97,6%.

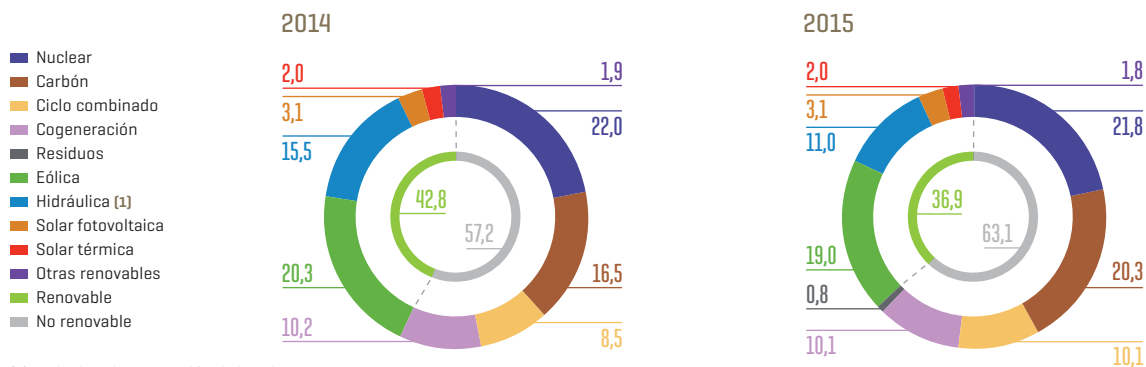
COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN CENTRALES NUCLEARES



97,6%

ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR 2014-2015

[%]



[1] No incluye la generación de bombeo.

Las centrales de carbón peninsulares han vuelto a experimentar crecimientos anuales de producción, como ya sucedió en 2014. En concreto, en 2015 esta tecnología ha incrementado su generación un 23,8% respecto al año anterior, lo que la ha situado como segunda fuente en el mix de generación peninsular, aumentando casi cuatro puntos su porcentaje de participación respecto al año anterior. Además, durante los meses de junio, julio, agosto, octubre y noviembre, el carbón ha sido la principal fuente de generación con una participación mensual en torno al 25%, coincidiendo con los meses en los que se han producido descensos de producción hidráulica. En consonancia con el mayor uso del carbón, el coeficiente de utilización de esta tecnología en 2015 ha sido del 61,8%, valor superior al de los siete años anteriores.



COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN DE CARBÓN

VALOR **>** ÚLTIMOS SIETE AÑOS

61,8%

La producción peninsular de los ciclos combinados creció un 18,7% respecto a 2014, lo que significa el primer incremento de generación tras los descensos sufridos durante los últimos seis años. La generación mensual registró crecimientos durante diez meses y en el mes de julio se produjo el mayor incremento coincidiendo con una ola de calor que hizo que se reactivara la producción de las centrales térmicas. A pesar esta recuperación, esta tecnología sigue teniendo un peso moderado en la estructura de generación (un 10,1% en 2015), siendo su coeficiente de utilización del 12,9%.

PRODUCCIÓN CICLOS COMBINADOS

INCREMENTO TRAS SEIS AÑOS DE DESCENSOS



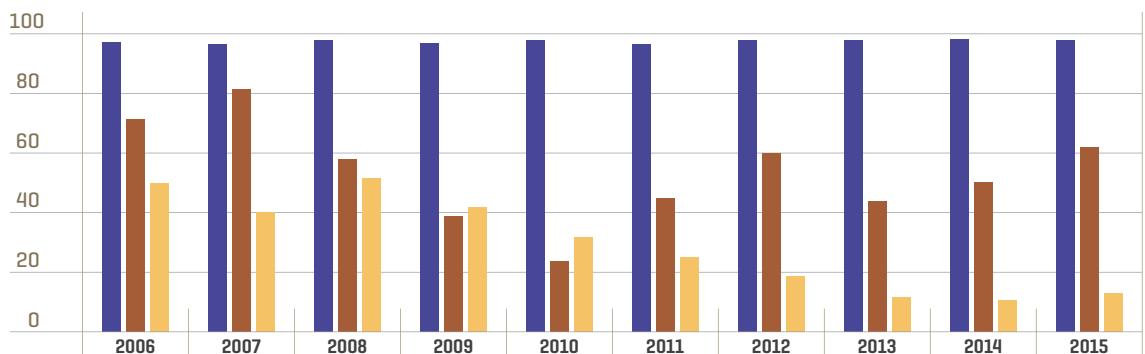
REACTIVACIÓN CENTRALES TÉRMICAS

COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN

12,9%

COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES ⁽¹⁾

[%]



■ Nuclear ■ Carbón ■ Ciclo combinado

[1] El coeficiente de utilización es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible.



Tras seis años seguidos de descensos de producción, en 2015 se recupera la generación eléctrica de los sistemas no peninsulares

La **generación anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares** finalizó 2015 en 13.548 GWh, un 2,0% superior a la del año anterior, el primer crecimiento tras seis años seguidos de descensos de producción. Por sistemas, en Baleares, Canarias y Melilla creció respectivamente un 4,0%, un 1,0% y un 1,7%, mientras que en Ceuta descendió un 3,2%.

La estructura de generación del sistema eléctrico de Baleares ha experimentado cambios significativos a partir de la puesta en servicio de la interconexión que une la Península y Baleares en 2011.

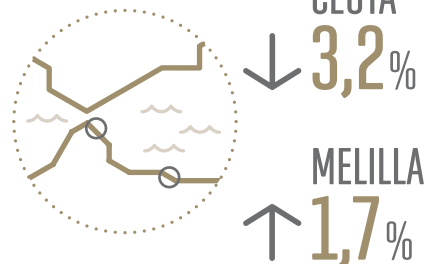
En los primeros meses de funcionamiento de la instalación, el enlace supuso una aportación del 9,8% del consumo global del sistema balear de 2012, lo que se tradujo en una reducción de la generación de las centrales de ciclo combinado. En los años posteriores,

GENERACIÓN DE ENERGÍA. SISTEMAS NO PENINSULARES



13.548 GWh

CRECIMIENTO POR SISTEMAS



El enlace Península-Baleares cambia la estructura de generación de Baleares

ENLACE PENÍNSULA-BALEARES

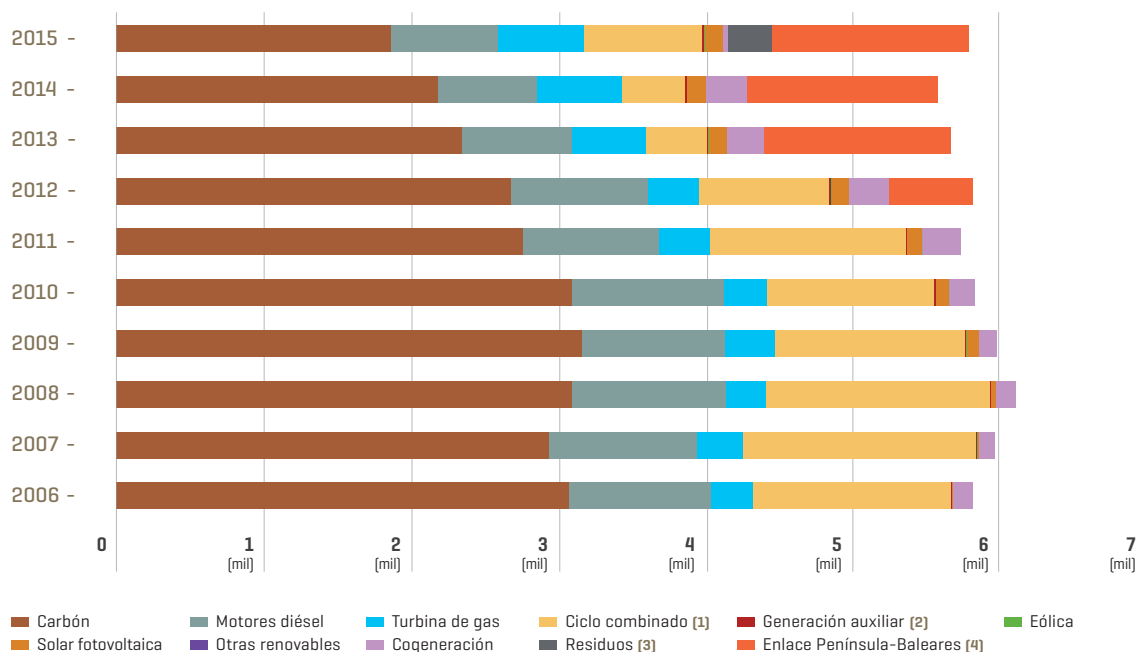
23%
EN 2015
CUBRIÓ EL
DE LA
DEMANDA
DE LAS ISLAS

el peso de la energía intercambiada a través del enlace ha seguido creciendo, llegando a cubrir este año el 23% de la demanda balear desplazando la generación de las tecnologías de carbón, motores diésel y ciclo combinado.

El enlace ha alcanzado con creces los objetivos inicialmente previstos en cuanto a la calidad y seguridad de suministro y reducción de costes en el sistema en las islas de Mallorca y Menorca [interconectadas a su vez por un enlace submarino]. Además, desde el punto de vista medioambiental, esta instalación está suponiendo una importante reducción de emisiones procedentes de la generación de energía eléctrica.

EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE LAS ISLAS BALEARES

[GWh]



[1] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. [2] Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación. [3] Generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014. [4] Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 31/08/2012.



Aumenta la producción renovable de la nueva central hidroeléctrica de Canarias

En el sistema eléctrico de las islas Canarias, cabe destacar el cambio en la estructura de la generación de la isla de El Hierro desde que, en julio de 2014, se pusiera en marcha en esta isla la central Gorona del Viento con una capacidad de 11 MW. Con esta central, de tecnología denominada hidroeléctrica, casi se ha duplicado la potencia instalada de esta isla.

Este proyecto integra un parque eólico, una central de bombeo y una central hidroeléctrica. El parque eólico es capaz de suministrar energía eléctrica directamente a la red y, simultáneamente, alimentar a la central de bombeo que embalsa agua en un depósito elevado, como sistema de almacenamiento energético. Hasta el depósito superior se eleva agua desde el depósito inferior aprovechando el excedente de energía eólica que producen los aerogeneradores. En momentos de escasez de viento, ese volumen de agua acumulada en altura se utiliza para producir energía eléctrica a partir de un sistema hidráulico. De esta forma, la central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial almacenada, garantizando el suministro eléctrico y la estabilidad de la red.

El objetivo de esta nueva instalación es abastecer una parte importante del consumo de la isla de El Hierro mediante generación procedente de fuentes renovables. En esta línea desde mediados de 2015, la central de Gorona del Viento ha ido aumentando su producción, incrementando con ello la integración de energía renovable en el sistema eléctrico de esta isla. Concretamente, en torno al 20% del total de la generación anual de la isla de El Hierro provino de energía renovable y el 9 de agosto de 2015 se alcanzó, por primera vez, una integración renovable del 100% de la demanda.

EL HIERRO CENTRAL HIDROEÓLICA GORONA DEL VIENTO



GENERACIÓN ELÉCTRICA ISLA DE EL HIERRO. INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

9 DE AGOSTO DE 2015



100%
DE LA DEMANDA

La central de Chira-Soria en Canarias contribuirá a un nuevo modelo energético más sostenible y eficiente

GRAN CANARIA

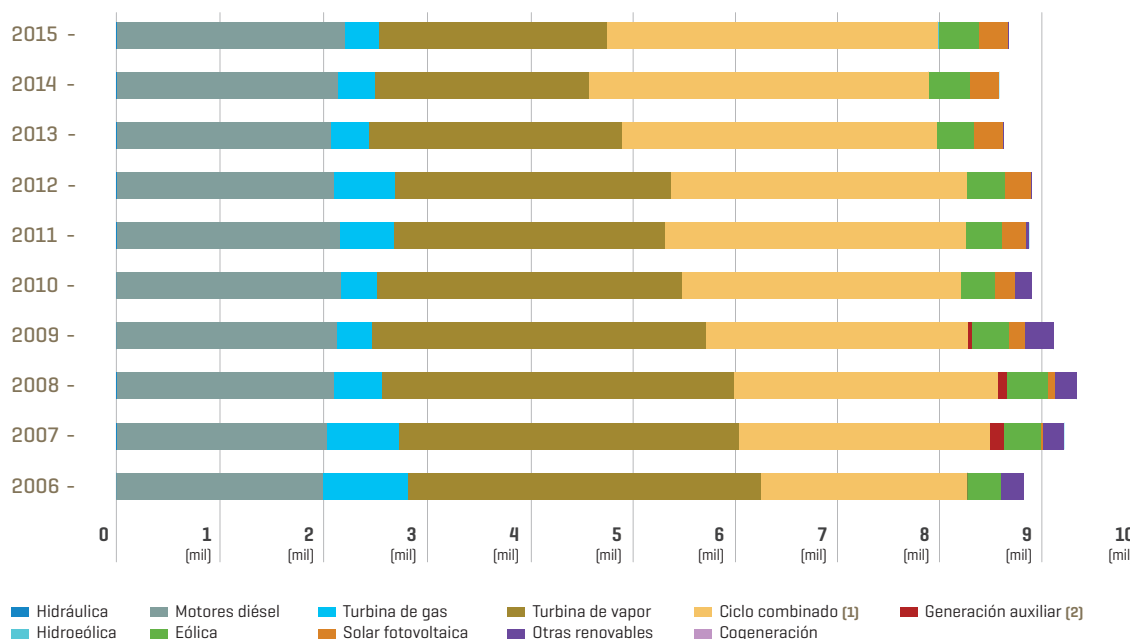
PROYECTO CENTRAL HIDRÁULICA REVERSIBLE DE 200 MW CHIRA-SORIA



Adicionalmente, conforme a lo dispuesto por el Ministerio de Industria el 28 de abril del 2014, Endesa y Red Eléctrica firmaron en enero de 2015 el acuerdo de cesión del proyecto de las instalaciones de la central hidráulica reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria. El proyecto comprende la construcción de una central de bombeo reversible, que no será utilizada como una instalación de generación, sino como una herramienta del operador del sistema para la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables. Constituirá una infraestructura esencial para contribuir a un nuevo modelo energético en Canarias, más sostenible ambientalmente y más eficiente económicamente.

EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN DE LAS ISLAS CANARIAS

[GWh]



[1] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. Utiliza gasoil como combustible principal. [2] Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

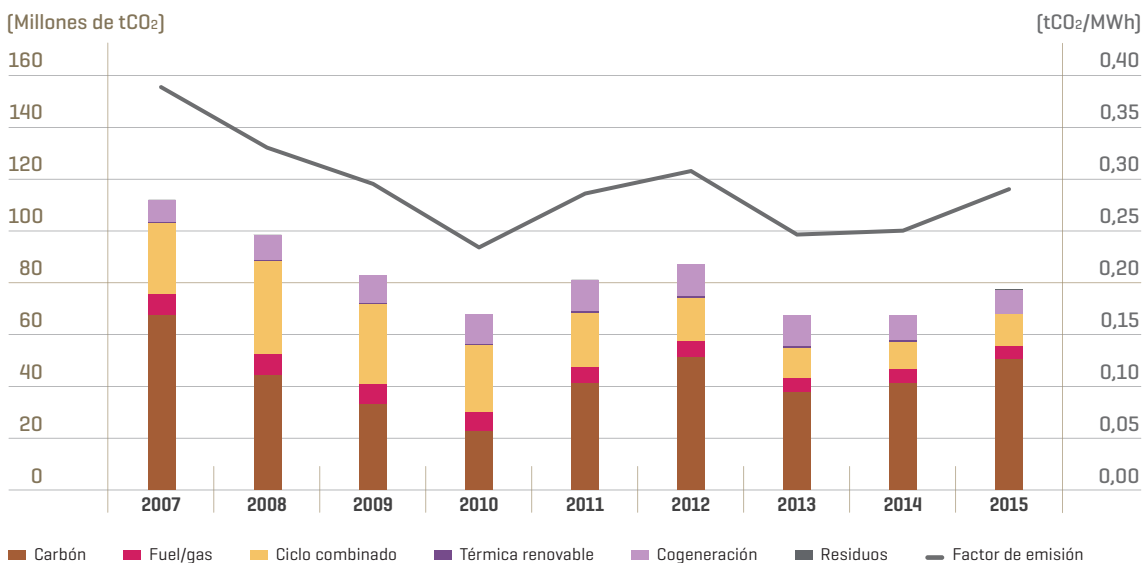


Repuntan las emisiones de CO₂ del sector eléctrico condicionadas por el aumento de la generación con carbón y ciclos combinados

Los cambios en las tecnologías utilizadas en la generación de energía eléctrica nacional llevan asociados variaciones en las **emisiones de CO₂** del sector eléctrico. Así, el aumento de generación con carbón y ciclos combinados ha tenido como consecuencia un repunte de emisiones de CO₂, situando el nivel de emisiones en todo el territorio nacional en 2015 en 77,4 millones de toneladas, valor superior en un 15,1% al de 2014.



EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ ASOCIADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL ^[1]

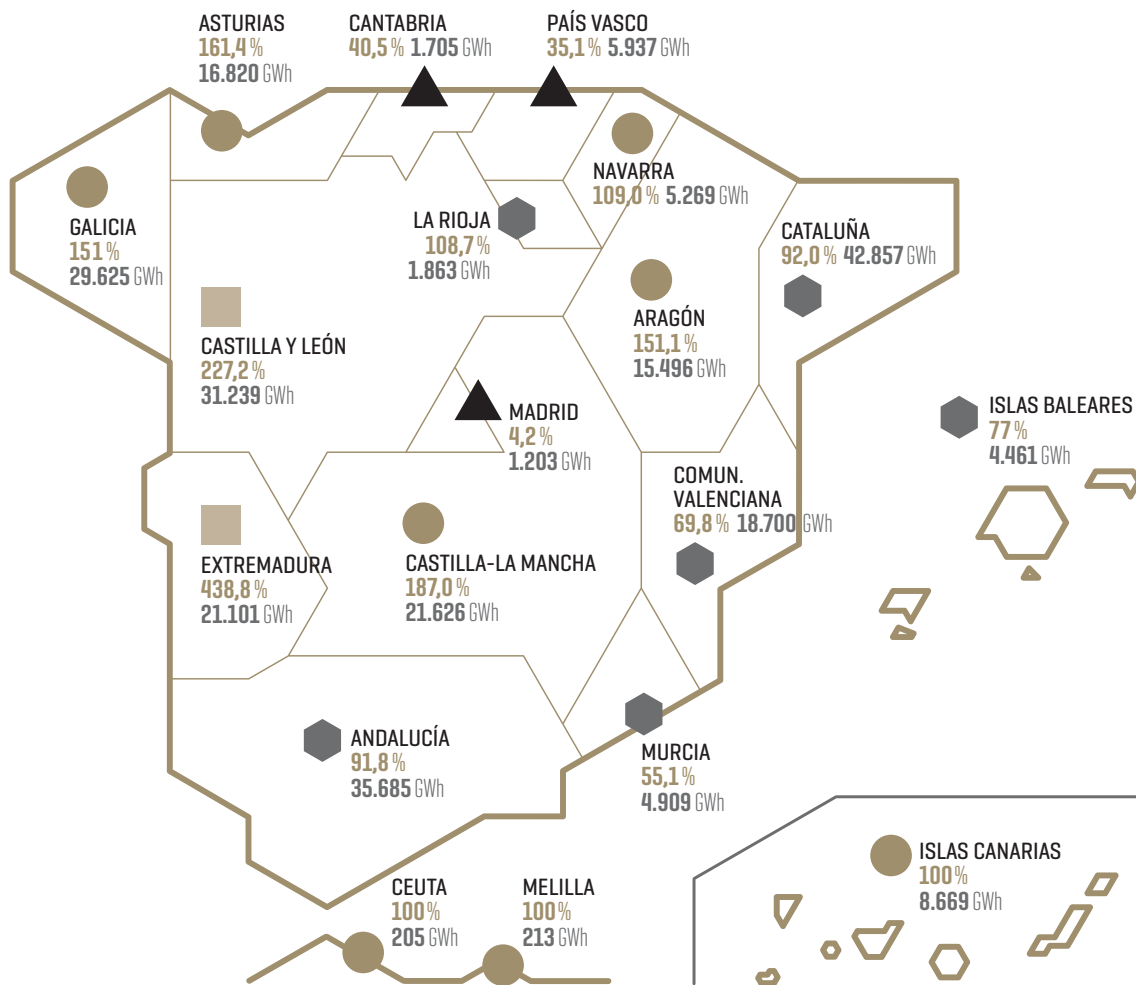


[1] Incluye Península, Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla.

El 70% de la energía eléctrica que se genera en Navarra procede de instalaciones de origen renovable

RATIO GENERACIÓN/DEMANDA [%]
Y GENERACIÓN [GWh] EN 2015 POR CC.AA.

[%] [GWh]



▲ < 50% ● 50% a 99% ● 100% a 199% ■ ≥ 200%



Durante el 2015 el parque generador ha tenido un comportamiento particular en cada una de las **comunidades autónomas** que configuran el territorio nacional. Entre los aspectos más relevantes cabe destacar:

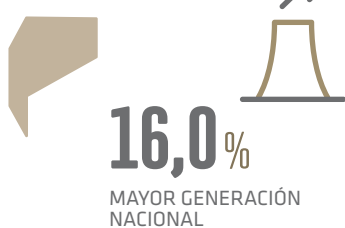
- Extremadura genera cuatro veces más energía que la necesaria para cubrir su demanda. También en Castilla y León y en Castilla-La Mancha la generación es muy superior a su consumo, produciendo en ambos casos en torno al doble de su demanda. En la situación contraria se encuentra Madrid que solo produce el 4% de su demanda, seguida del País Vasco y Cantabria donde la generación no llega a la mitad de la energía demandada.
- En Andalucía, donde se concentra la mayor cantidad de potencia instalada, el 14,6% del total nacional, la generación ha crecido un 11,5%, ya que el 38,3% de su potencia pertenece a ciclos combinados, que este año han aumentado la generación un 27,7%.
- Cataluña, con el 11,8% de la potencia instalada nacional, ha sido la comunidad autónoma con mayor generación en 2015. Este territorio ha generado el 16,0% del total y la mayor parte de esta producción, el 54,4%, ha sido de origen nuclear.

ASPECTOS RELEVANTES

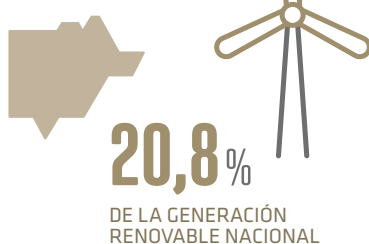
EXTREMADURA



CATALUÑA



CASTILLA Y LEÓN



- Andalucía y Cataluña han sido las comunidades autónomas peninsulares más próximas a una situación de equilibrio demanda-generación en 2015, produciendo en ambos casos el 92% de su demanda.
- Los mayores incrementos de la generación respecto al año anterior han tenido lugar en La Rioja y Asturias, con unos crecimientos del 27,3% y del 27,0% respectivamente. Estos incrementos se explican sobre todo por el aumento de la producción de las centrales de carbón y ciclo combinado.
- Cantabria se sitúa en el polo opuesto con una reducción del 9,0% de la producción respecto al año anterior, debido a que todas las tecnologías que componen su parque generador han experimentado variaciones negativas durante el 2015.
- Castilla y León es la comunidad donde más energía renovable se ha producido, un 20,8% del total de generación renovable nacional, en su mayor parte de origen eólico.
- Navarra ha sido la comunidad autónoma con mayor participación de tecnologías renovables, ya que el 70,7% de su generación procede de instalaciones de origen renovable.
- España tiene además tres sistemas eléctricos aislados que son las islas Canarias, Ceuta y Melilla. En estos territorios la generación tiene que igualar siempre a la demanda.



intercambios
internacionales
de
energía

El saldo anual de los programas de intercambio de España con otros países mantiene el sentido exportador pero desciende al nivel más bajo desde el inicio de la serie histórica



El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 23.303 GWh, un 2,6 % superior a 2014. Se exportaron 11.725 GWh, un 10,2 % menos que el año anterior, y se importaron 11.578 GWh, un 20,0 % más que en 2014. El saldo neto resultó exportador en 147 GWh, valor inferior en un 95,7 % al del pasado año y el valor de saldo exportador más bajo desde el inicio de la serie histórica.



En 2015 el saldo mensual neto programado en las interconexiones españolas fue exportador los nueve primeros meses del año, salvo mayo y junio, e importador en los últimos meses, alcanzándose el máximo saldo importador en el mes de diciembre [907 GWh].

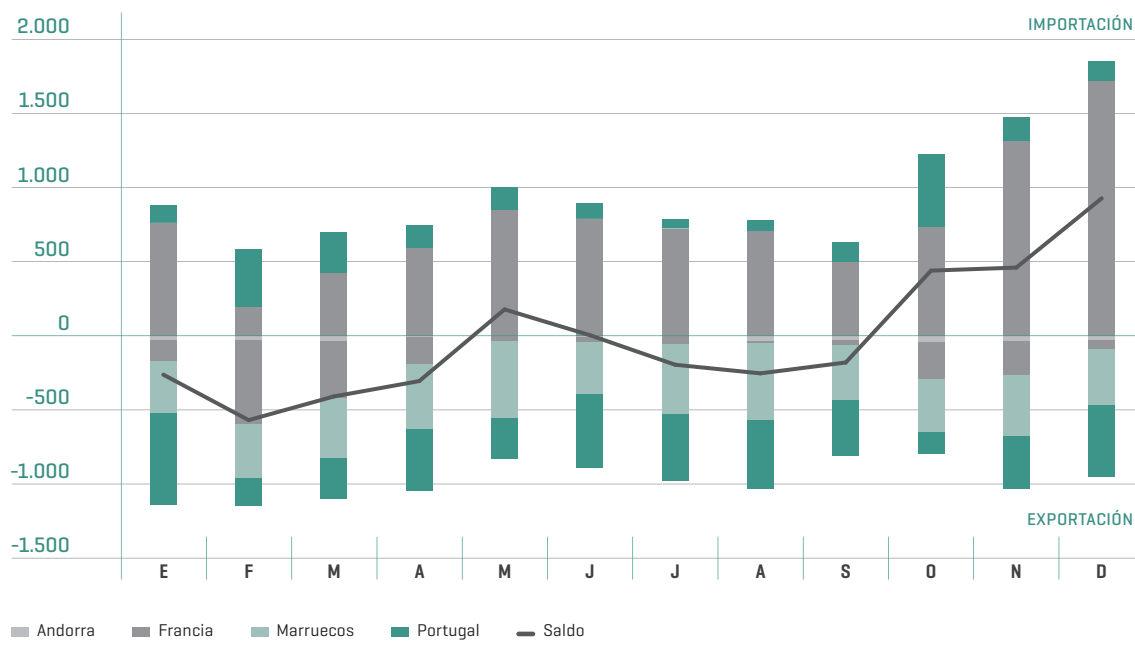
EXPORTACIONES E IMPORTACIONES POR INTERCONEXIÓN

[GWh]

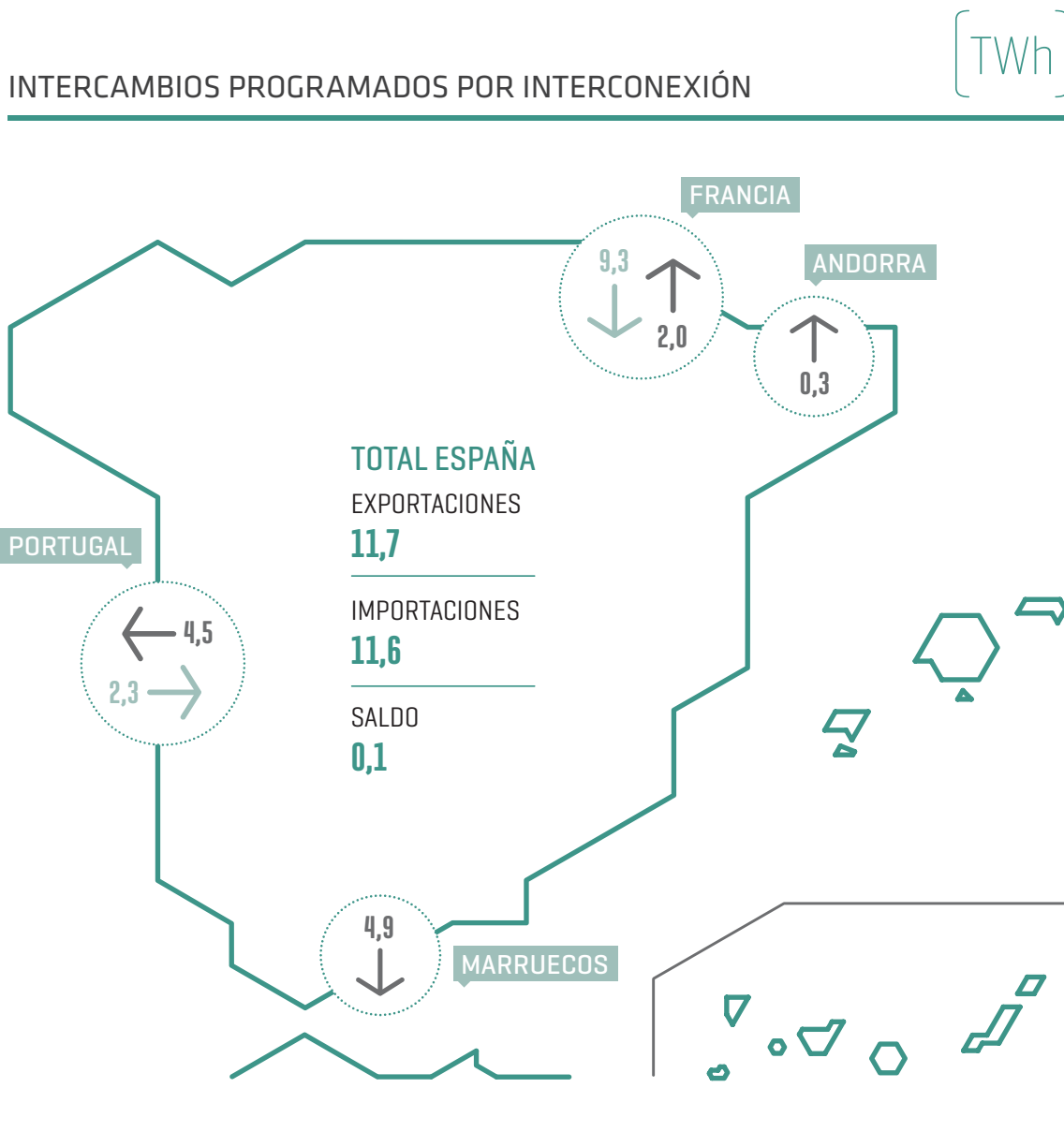


EVOLUCIÓN MENSUAL DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS

[GWh]



Los programas de intercambio con otros países dieron lugar a un volumen de energía negociada de 23.303 GWh, un 2,6 % más que en 2014

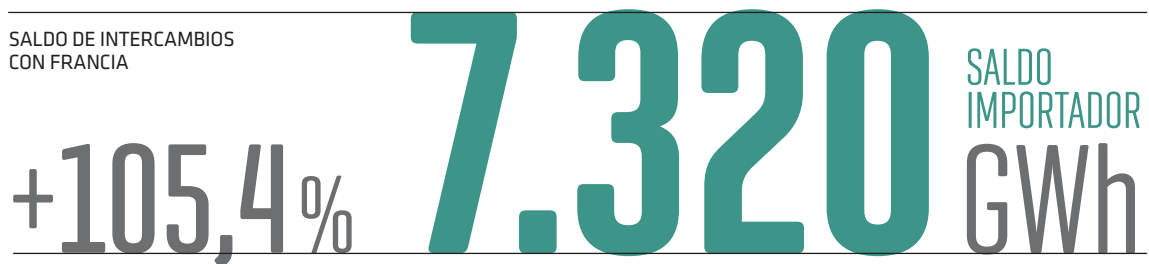




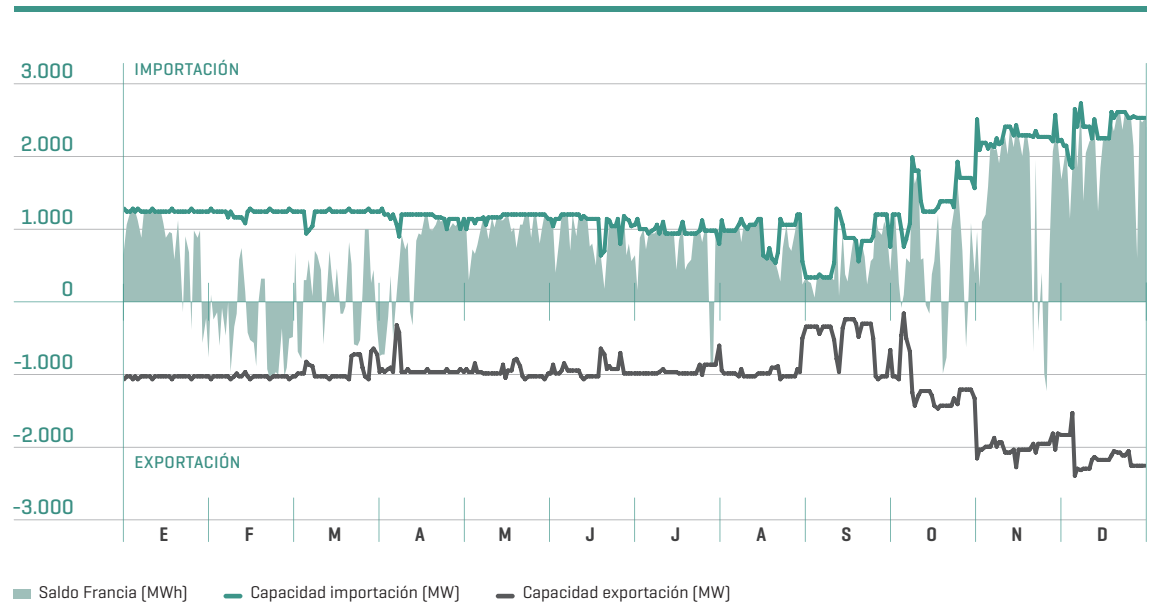
Francia

El saldo de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia ha sido importador en 7.320 GWh, un 105,4% superior al del año 2014. Las importaciones alcanzaron los 9.292 GWh, un 43,7% superiores a las del año anterior, mientras que las exportaciones se redujeron a 1.972 GWh, valor inferior en un 32,1% al del pasado año. Los saldos mensuales han sido todos importadores, salvo el de febrero.

La entrada en operación de la nueva línea HVDC Santa Llogaia-Baixas ha supuesto que cumpla el objetivo de duplicar los valores de capacidad de intercambio comercial en esta interconexión, incluso se ha superado en algunos periodos, alcanzándose valores de capacidades de 2.950 MW. Además, se ha observado un importante uso de la misma en el sentido de Francia hacia España, con congestiones en gran parte de las horas. Esto es debido a que en casi todos los meses los precios del mercado diario en Francia han sido, en general, inferiores a los de España.



CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA [MWh/MW]



La puesta en marcha de la nueva interconexión Santa Llogaia-Baixas duplicó la capacidad de intercambio comercial entre España y Francia en los últimos meses de 2015

DURANTE 2015 LOS PRECIOS

DE FRANCIA FUERON INFERIORES A LOS DE ESPAÑA EN CASI TODOS LOS MESES



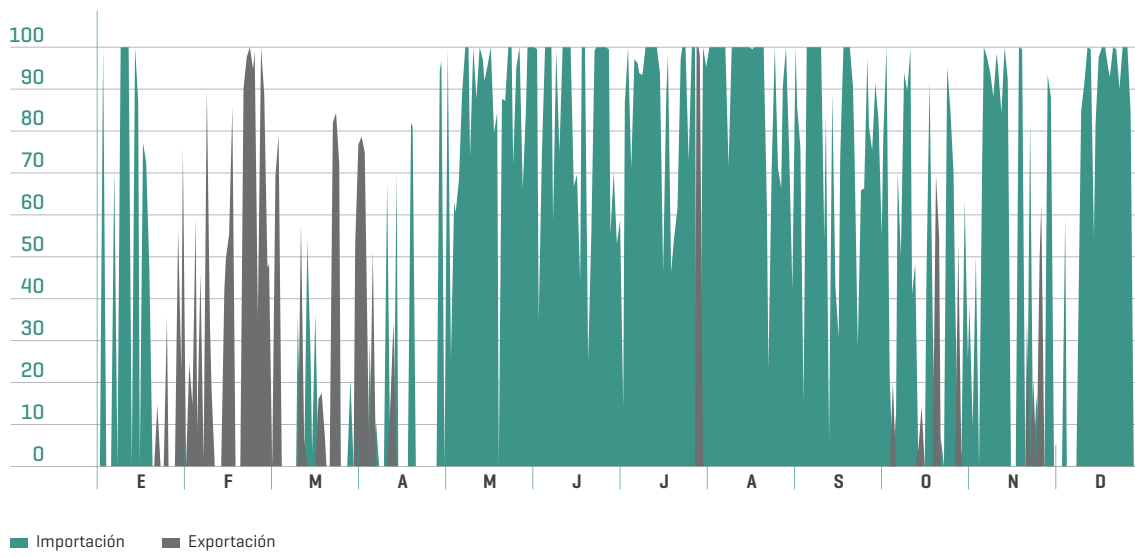
En el siguiente gráfico se observa cómo, salvo en los meses de febrero y marzo, la capacidad se ha congestionado con mayor frecuencia en sentido importador, llegando al 100% en muchas de las horas.

9.292 GWh

IMPORTACIONES CON FRANCIA

USO DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

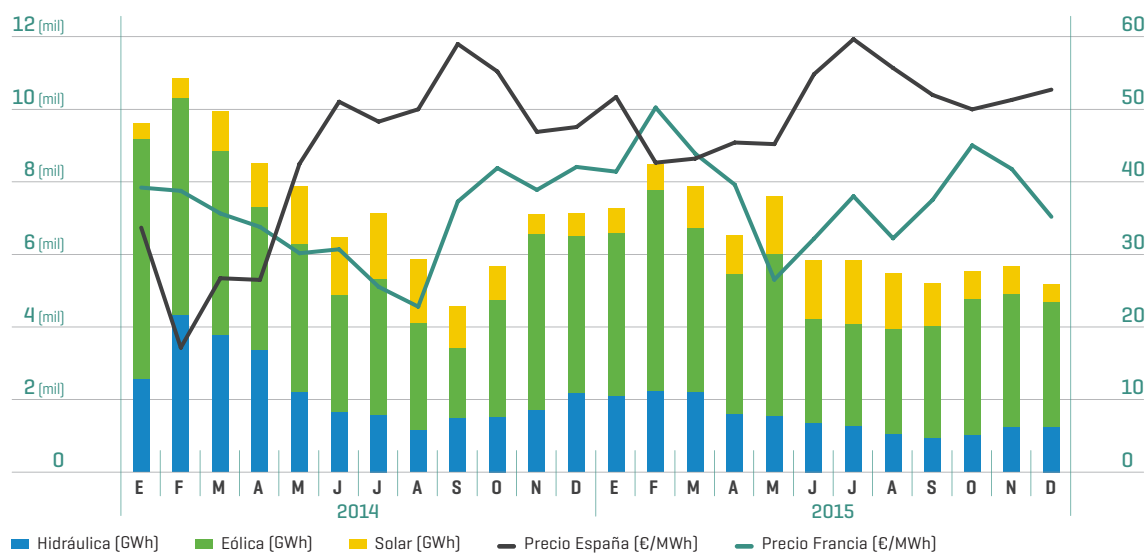
(%)



En el siguiente gráfico 'Generación renovable en España y precios del mercado diario' se muestra la diferencia de precios medios diarios entre Francia y España y el efecto que las renovables tienen sobre esta en los dos últimos años. Se puede observar cómo cuando la producción con renovables (fundamentalmente hidráulica y eólica) es elevada, el precio de España resulta más bajo que el de Francia. Esta circunstancia tuvo lugar en el primer cuatrimestre del 2014 y en los meses de febrero y marzo de 2015.

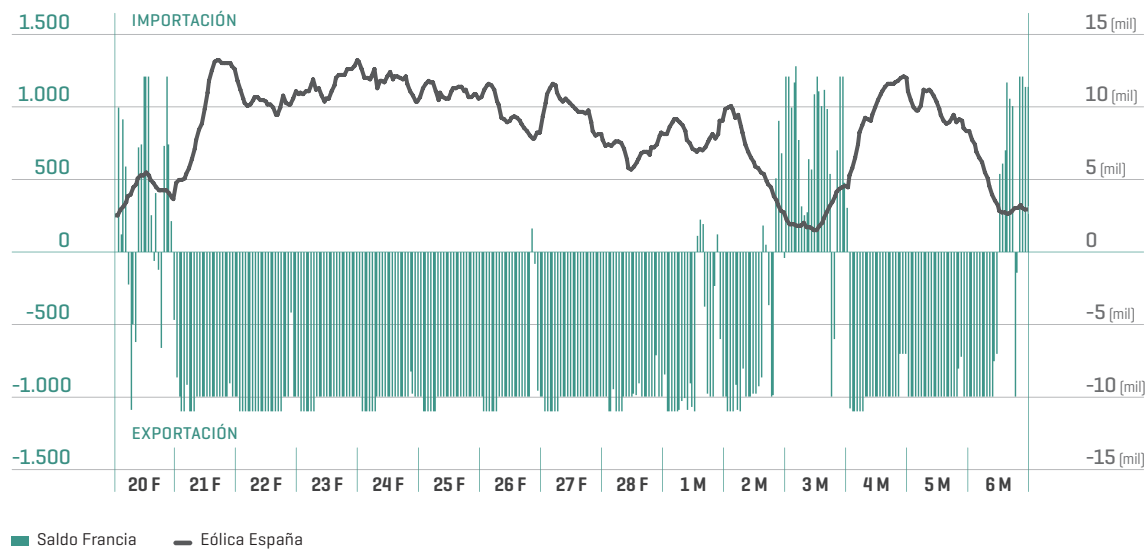
GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA Y PRECIOS DEL MERCADO DIARIO

[GWh] [€/MWh]



SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA Y GENERACIÓN EÓLICA EN ESPAÑA [20 FEBRERO - 6 MARZO]

[MWh]

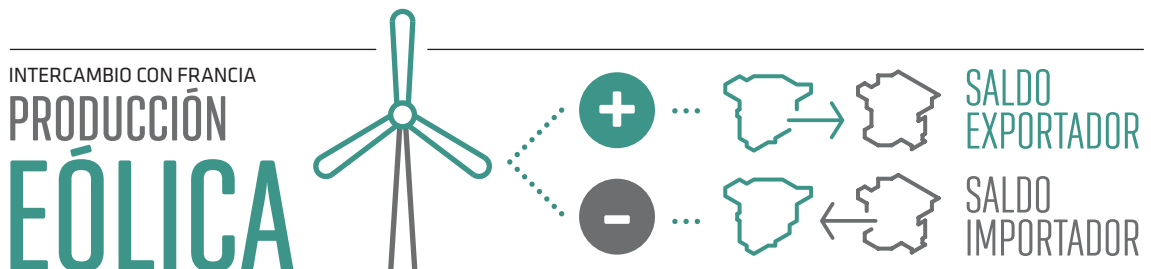




El aumento de producción con renovables, como la hidráulica y la eólica, redujo los precios medios diarios de España respecto a Francia

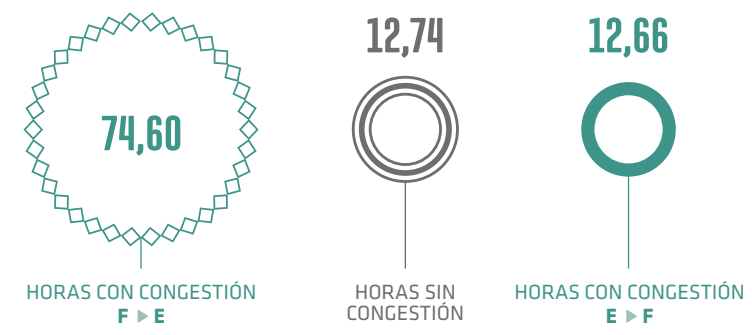
En este sentido, aunque en menor proporción que en la frontera con Portugal, la producción eólica también influye en el sentido del intercambio. En el segundo gráfico de la página anterior se muestra el detalle de quince días de finales de febrero y principios de marzo. Se puede ver como con producciones eólicas bajas, en un periodo de baja hidraulicidad, el saldo de intercambio con Francia es importador, mientras que con producciones elevadas el saldo pasa a ser exportador.

En cuanto al uso de la capacidad de intercambio, en el 75% de las horas se registró congestión en sentido importador como consecuencia de los mayores valores de precios en España respecto a Francia. Tan solo en un 12,7% de las horas la interconexión no ha estado congestionada.



HORAS CON Y SIN CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

[%]



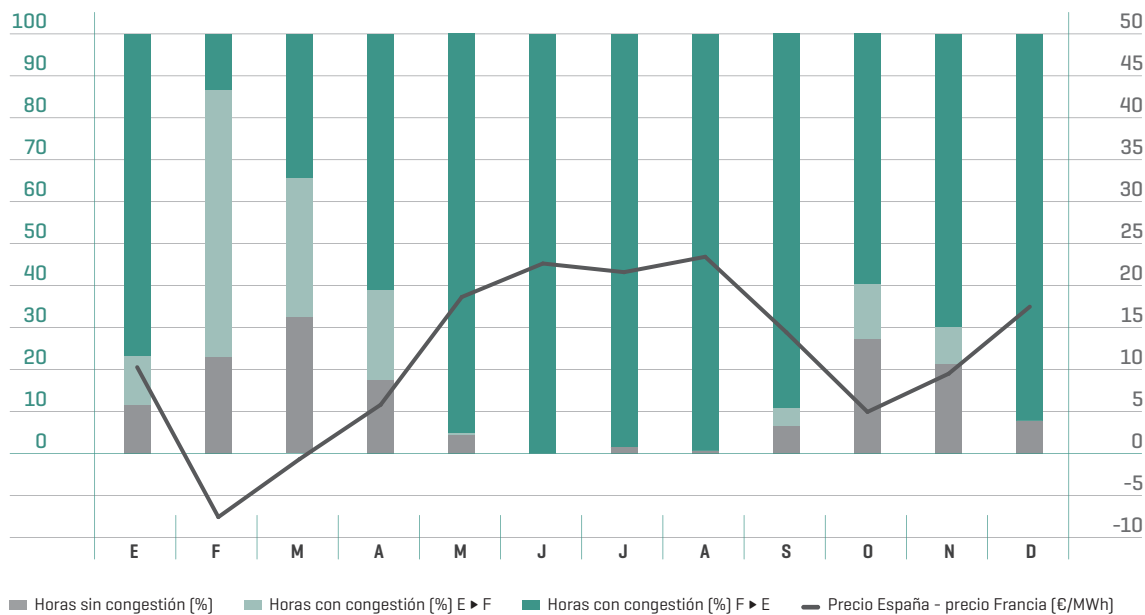
Los niveles de congestión de la capacidad de intercambio son mayores en sentido Francia > España en todos los meses excepto en febrero, mes en que los precios diarios de España fueron inferiores a los franceses.

Las rentas de congestión generadas en el año 2015 representaron 143 millones de euros (125 millones en sentido importador y 18 millones en sentido exportador), correspondiendo el 50% de este total al sistema eléctrico español. Este valor supone un 16% más que las rentas generadas en 2014.



HORAS CON Y SIN CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA Y DIFERENCIA DE PRECIOS DEL MERCADO DIARIO

[%] [€/MWh]





Las acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia alcanzaron los 11 GWh

En cuanto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2015 en el sentido España > Francia registró un valor de 3,82 €/MW, lo que representa un incremento de un 11 % respecto al precio de la subasta anual para el año 2014 [3,43 €/MW]. En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 8,09 €/MW, valor un 15 % inferior al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2014 [9,48 €/MW].

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en agosto, en el sentido Francia > España con un valor de 23,11 €/MW. En el sentido España > Francia el precio máximo se alcanzó en enero con 5,04 €/MW.

Mediante el servicio transfronterizo de balance se han importado 16 GWh en esta frontera y se han exportado 128 GWh.

En el año 2015 fue precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance (programas de intercambio en el sentido de flujo contrario al existente establecidos para garantizar la firmeza de los programas comerciales ante reducciones de la capacidad) de forma coordinada por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Francia, por un valor total de 10.898 MWh en ambos sentidos de flujo.

PRECIO
MÁXIMO DE
LA CAPACIDAD
ASIGNADA
SUBASTAS
MENSUALES

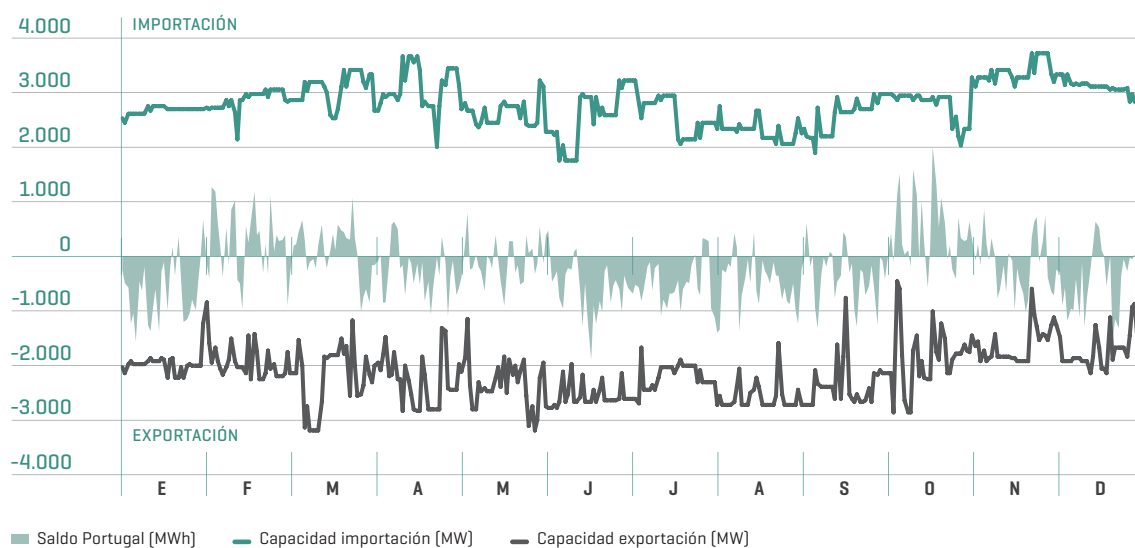


Portugal

El saldo anual de los intercambios de energía eléctrica con Portugal ha sido exportador por valor de 2.267 GWh, un 151,7 % superior al del año 2014. Las importaciones han sido de 2.282 GWh, un 28,3 % inferiores a las del año anterior, mientras que las exportaciones alcanzaron los 4.549 GWh, valor superior en un 11,4 % al del pasado año.

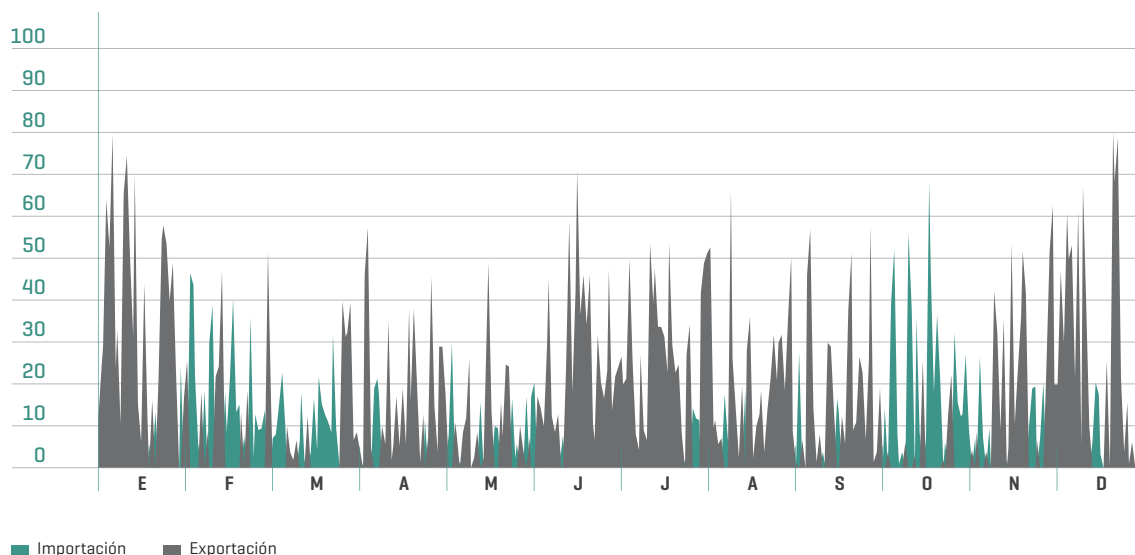
CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

[MWh/MW]



USO DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

[%]





El saldo mensual programado con Portugal ha sido exportador salvo en febrero y octubre

HORAS REGISTRADAS CON SALDO IMPORTADOR

3.238 h

OCT 492h
MES CON MÁS HORAS DE SALDO IMPORTADOR



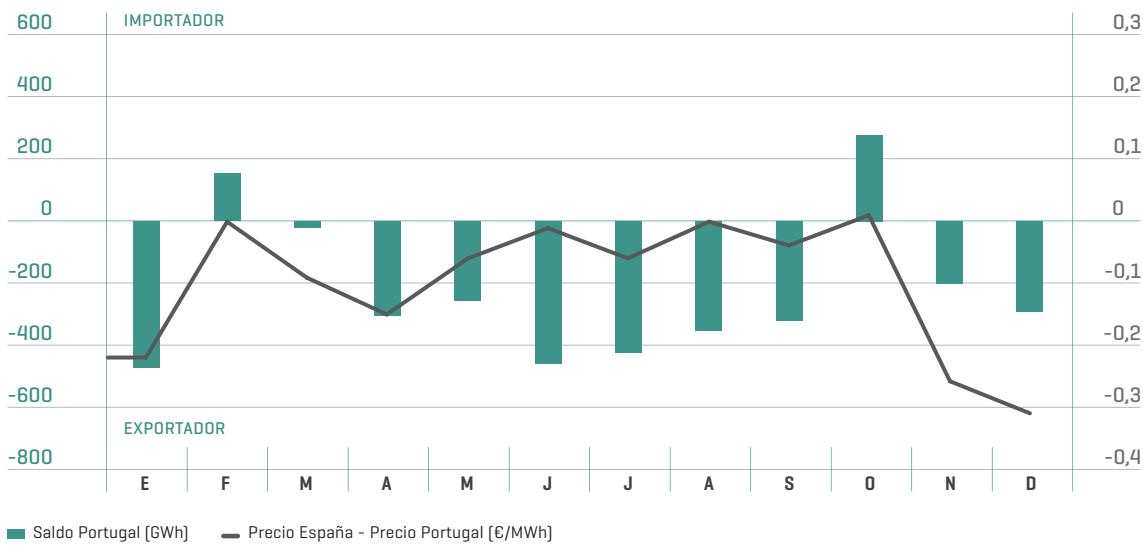
El saldo de todos los meses del año ha sido exportador, salvo en febrero y octubre. En el total del año, se han registrado 3.238 horas con saldo importador, siendo octubre el mes con más horas de saldo importador (492 horas), valor inferior a las más de 600 horas que se registraron en enero y febrero del pasado año.

Los precios del mercado diario en el área portuguesa han sido ligeramente superiores a los del área española. En febrero, los precios medios de España y Portugal tuvieron el mismo valor como consecuencia de que convergieron durante la mayor parte de las horas (672 horas).

Si bien en 2014 los meses con saldo importador se debieron sobre todo a la alta producción hidroeléctrica en Portugal, en 2015 estos saldos han sido consecuencia de su alta generación eólica. En febrero de 2015 la eólica en Portugal fue muy elevada, con producciones superiores a las medias de ese mes. En octubre, además de alta ge-

SALDO NETO PROGRAMADO Y DIFERENCIA DE PRECIOS EN EL MERCADO DIARIO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

[GWh] [€/MWh]



Los saldos importadores y exportadores en la interconexión con Portugal están determinados en gran medida por su producción hidráulica y eólica

MESES CON SALDO IMPORTADOR

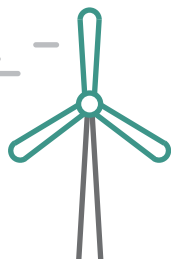


2014

ALTA PRODUCCIÓN
HIDRO-ELÉCTRICA

2015

ALTA PRODUCCIÓN
EÓLICA

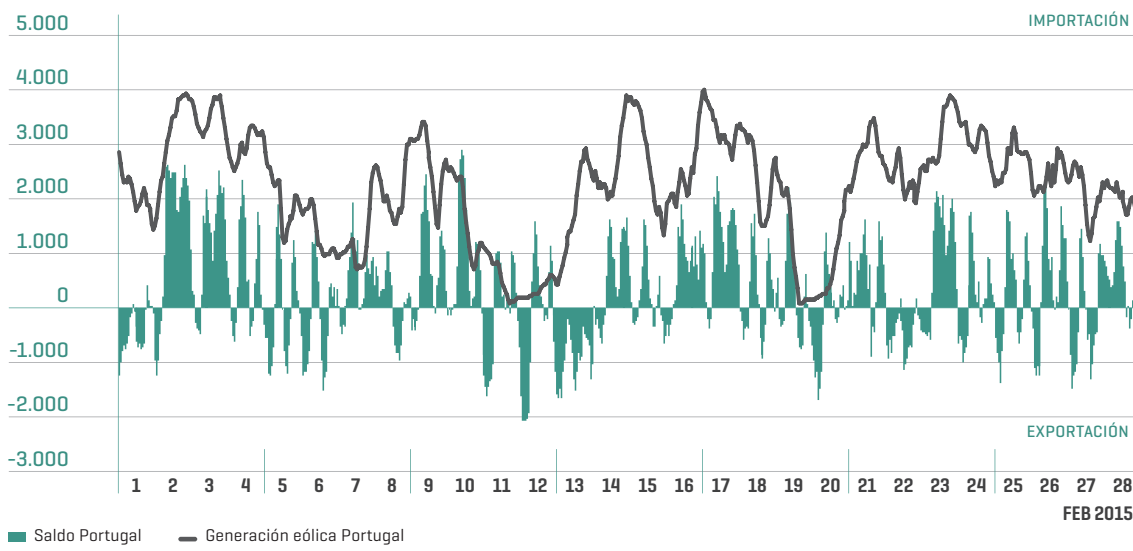


neración eólica en Portugal, hubo una alta hidraulicidad, por lo que los precios de Portugal fueron más bajos que los de España y, por tanto, el saldo de intercambio con Portugal resultó importador.

Tanto la producción hidráulica como la eólica influyen de manera muy importante en el sentido importador o exportador de los saldos programados en la interconexión con Portugal. A modo de ejemplo, se puede ver cómo en un mes con elevada generación eólica en el sistema portugués, el saldo es importador, mientras que con bajas producciones eólicas es exportador o un saldo bajo importador.

SALDO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL Y PRODUCCIÓN EÓLICA EN PORTUGAL

[MWh]





Respecto al uso de la capacidad de intercambio, en esta frontera apenas se registraron horas con congestión [un 2,28% de las horas en sentido exportador, valor inferior al de 2014, y 0,14% en sentido importador].

Por meses se puede observar cómo agosto ha sido el mes en el que en más horas han convergido los precios del mercado diario, mientras que diciembre ha sido el que menos.

Las rentas de congestión han sido de 1,3 millones de euros, proviniedo el 93% del mercado diario y el 7% restante del mercado intradiario. De esta cantidad la mitad corresponde al sistema eléctrico español.

RENTAS DE CONGESTIÓN
INTERCONEXIÓN
ESPAÑA Y PORTUGAL

1,3 MILL.
€

HORAS SIN CONGESTIÓN
Y CON CONGESTIÓN EN LA
INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

[%]



HORAS SIN
CONGESTIÓN

2,28

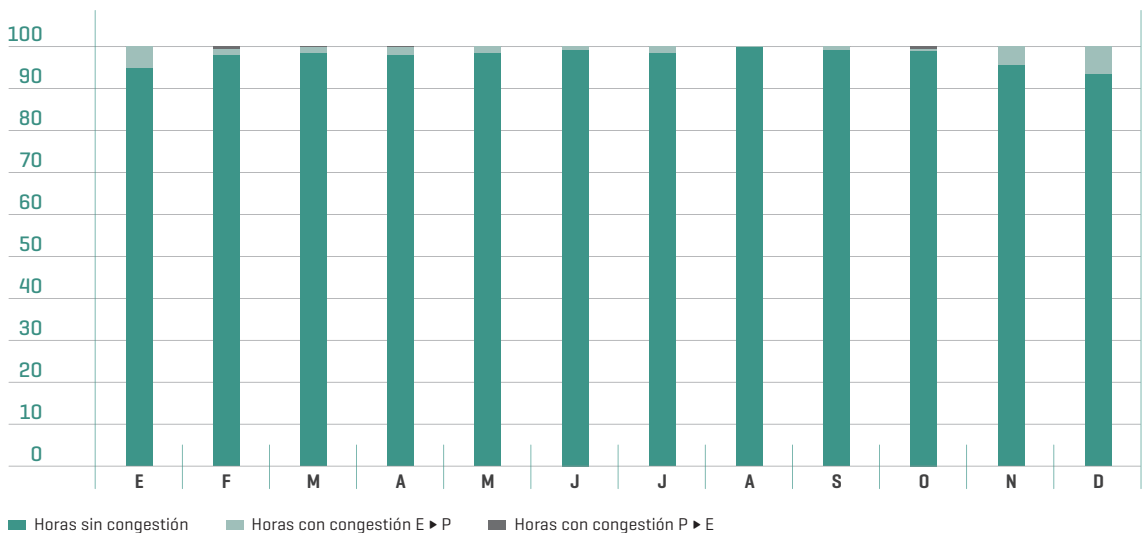
HORAS CON
CONGESTIÓN
E ▶ P

0,14

HORAS CON
CONGESTIÓN
P ▶ E

NIVELES MENSUALES DE CONGESTIÓN
EN LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA - PORTUGAL

[%]



Mediante el servicio transfronterizo de balance se han importado 37 GWh en esta frontera y se han exportado 110 GWh. En 2015 fue precisa la aplicación por los operadores de los sistemas eléctricos de España y Portugal de acciones coordinadas de balance por un valor total de 5.664 MWh, programados únicamente en sentido importador.

Marruecos

El saldo de los intercambios programados con Marruecos ha sido exportador por un valor de 4.936 GWh, un 15,4% inferior al del pasado año. El uso promedio de la capacidad en esta interconexión ha sido del 63% en sentido exportador, valor inferior al 77% del año anterior. Tan solo en 12 horas el saldo de los intercambios programados ha sido importador.

El 8 de junio, debido a la indisponibilidad de dos líneas de la red del sistema marroquí, se registró una reducción de la capacidad en sentido exportador. Por otro lado, en los meses de septiembre y octubre, también se registraron reducciones en el mismo sentido como consecuencia de trabajos en uno de los dos circuitos Puerto de la Cruz-Tarifa.

SALDO EXPORTADOR CON MARRUECOS RESPECTO A 2014

15,4%

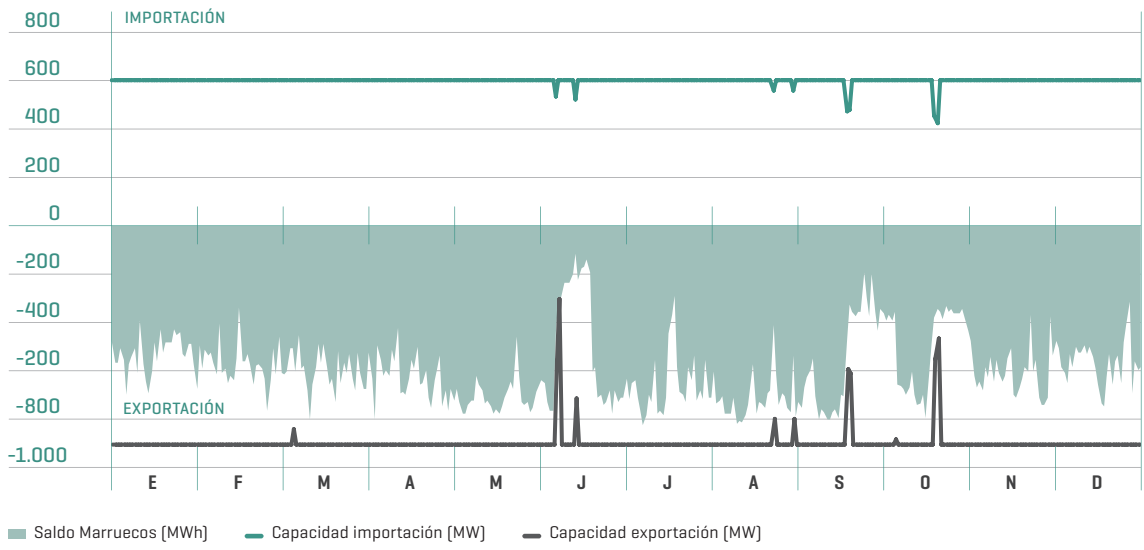


INTERCAMBIOS CON MARRUECOS

4.936 GWh SALDO EXPORTADOR

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON MARRUECOS

[MWh/MW]





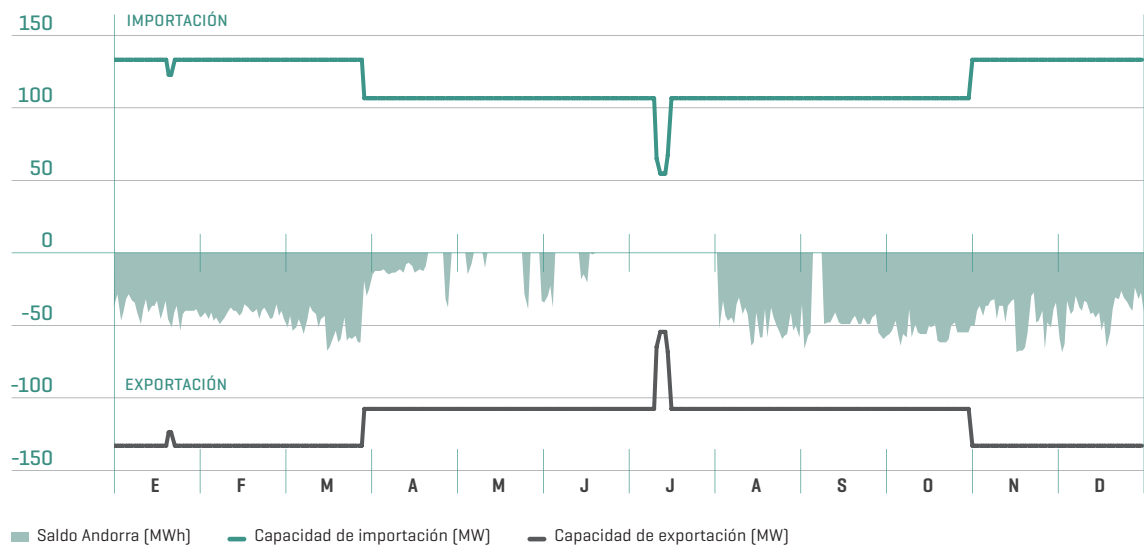
En 2015 disminuyó el saldo exportador con Marruecos. Por el contrario, el saldo exportador en la interconexión con Andorra cerró el año con un valor superior al de 2014

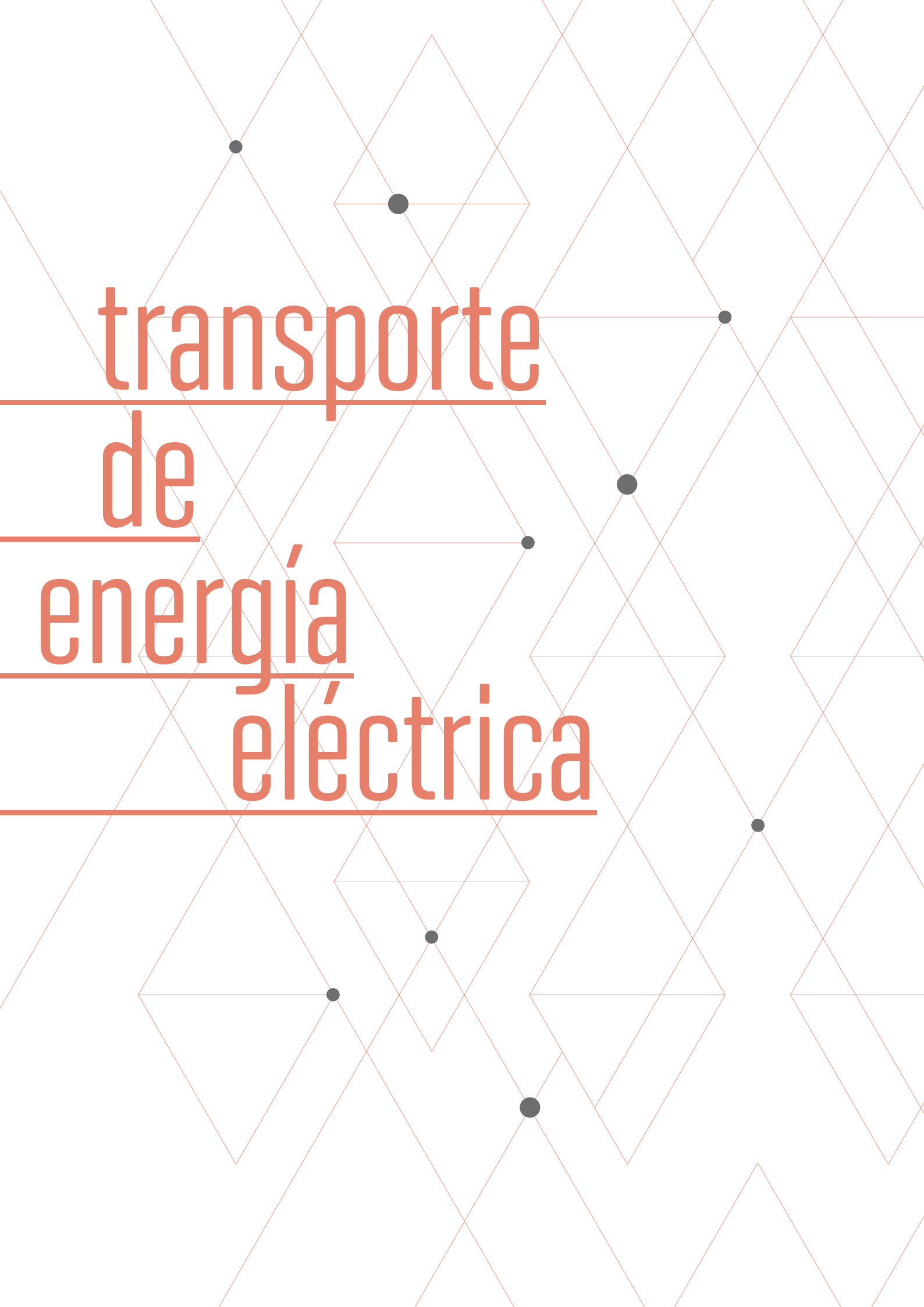
Andorra

El saldo programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador con un valor de 264 GWh, un 12,5% superior al del año 2014. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido de un 25%.

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON ANDORRA

[MWh/MW]





transporte
de
energía
eléctrica

La red española de transporte de electricidad alcanzó a finales de 2015 los 43.124 km de longitud, un desarrollo clave para un suministro eléctrico seguro y eficiente



El desarrollo de la red de transporte experimentó durante 2015 un nuevo impulso con la puesta en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad, el grado de mallado de la red y permiten incorporar mayor cantidad de potencia renovable. En 2015 se pusieron en servicio 414 km de circuito y 136 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuito total de la red nacional en 43.124 km y 5.548 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 855 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 84.794 MVA.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2015 destacan los siguientes según la zona geográfica de su desarrollo:

Andalucía: se puso en servicio la nueva conexión de Cristóbal Colón 220 kV con las subestaciones de Santiponce 220 kV y Torrearenillas 220 kV, y se han avanzado los trabajos en las nuevas subestaciones de Berja 220 kV y Cañuelo 220 kV, necesarias para la alimentación de la demanda y el apoyo de las redes de distribución. Adicionalmente, se ha puesto en servicio la repotenciación de Alhaurín-Cártama 220 kV y se han continuado los trabajos para el aumento de capacidad de una parte de la red de 220 kV de Andalucía, que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo y los consiguientes redespachos de la generación necesarios para eliminarlas.

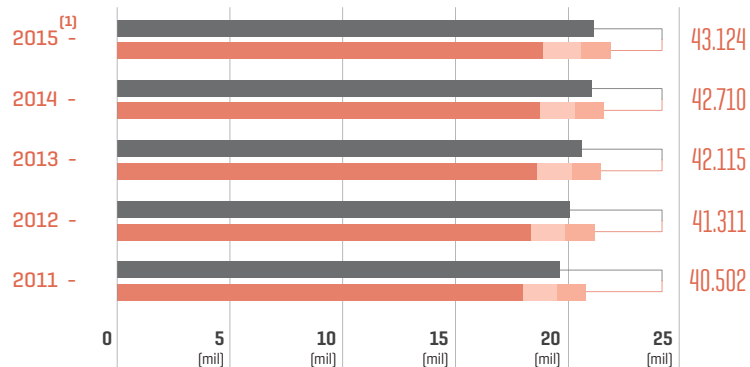
Aragón: se puso en servicio una reactancia en la subestación de Peñafior 400 kV. La instalación de esta nueva reactancia permitirá por un lado mantener el perfil de tensiones en la red de transporte de la zona dentro de los valores establecidos en los procedimientos de operación, sin tener que recurrir a la apertura de líneas con la con-

EXTENSIÓN (EN km DE CIRCUITO)
DE LA RED ELÉCTRICA ACTUAL

MÁS DE
43 MIL

EVOLUCIÓN DE LA RED
DE TRANSPORTE DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ESPAÑA

[km]



■ Península ≤ 220 kV ■ Baleares ≤ 220 kV ■ Canarias ≤ 220 kV ■ Península 400 kV

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA [1]

	400 kV		≤ 200 kV			Total
	Península		Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.179		18.924	1.674	1.347	43.124
Líneas aéreas (km)	21.062		18.189	1.089	1.075	41.415
Cable submarino (km)	29		236	423	30	718
Cable subterráneo (km)	88		499	162	242	991
Transformación (MVA)	79.208		63	3.273	2.250	84.794

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso. Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2015.



La puesta en servicio del primer cable del enlace Mallorca-Ibiza permite explotar el sistema eléctrico balear como un único sistema

siguiente pérdida de calidad, fiabilidad y seguridad de suministro o aumentar los costes del sistema al tener que acoplar generación por control de tensión.

Baleares: se ha progresado en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. Destaca por su importancia, en lo que a fiabilidad y seguridad del suministro se refiere, la puesta en servicio del primer cable del enlace Mallorca-Ibiza de 132 kV entre las subestaciones de Santa Ponsa y Torrent, que permitirá explotar el sistema eléctrico balear como un único sistema, conectando los subsistemas Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. El cable tiene una longitud de 126 km y consta de un tramo subterráneo de 8 km y un tramo submarino de 118 km con una profundidad de hasta 800 metros. Además, en 2015 se ha puesto en servicio la entrada/salida en Falca 66 kV del circuito Rafal-Coliseo y el nuevo circuito Falca-Catalina.

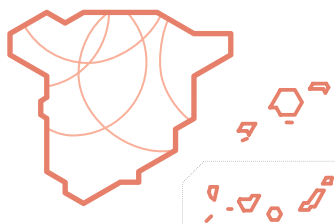
Canarias: continuaron los trabajos del plan de mejora de las infraestructuras canarias con objeto de aumentar la seguridad y la calidad de suministro. Se ha puesto en servicio la entrada/salida en la subestación Los Realejos 66 kV y la entrada/salida de la subestación Arico II 66 kV en el circuito Candelaria-Tagoro para apoyo a la integración de renovables. Igualmente, ha finalizado la construcción de la entrada/salida en la subestación Santa Águeda 220 KV en el circuito Barranco-Jinamar 2.

Castilla-León: prosiguieron los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-San Sebastián de los Reyes (SUMA) a 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid, en el tramo correspondiente a la Comunidad de Madrid. Se han puesto en servicio las nuevas subestaciones a 400 kV Valdecarretas, Pola de Gordón y Luengos, necesarias para la alimentación del tren de alta velocidad.

Cataluña: se ha continuado trabajando en el refuerzo de la red de transporte en el entorno del área metropolitana de Barcelona con la

DESARROLLO DE LA RED DE
TRANSPORTE EN 2015

NUEVOS
414 km



CAPACIDAD DE
TRANSFORMACIÓN

+ 855 MVA



puesta en servicio del cable Maragall-Trinitat 2 220 kV y se reforzó el apoyo a la red de distribución con una ampliación en la subestación existente de Perafort 220 kV. Por otra parte, se puso en operación la nueva subestación Santa Llogaia 320 kV, necesaria para la nueva interconexión con Francia en corriente continua entre las subestaciones de Santa Llogaia y Baixas [Francia]. Esta nueva interconexión entre España y Francia por los Pirineos Orientales permitirá duplicar la capacidad de intercambio actual y alcanzar capacidades de hasta 2.950 MW.

Castilla La Mancha: se prosiguió con el ambicioso plan previsto de repotenciaci3nes e incrementos de capacidad de los ejes de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, como el del doble circuito Loeches-José Cabrera 220 kV.

Extremadura: se reforzó el apoyo a la red de distribución de la región con la puesta en servicio de la entrada/salida en Plasencia 220 kV, cuyo mallado posterior se ha realizado pasando a funcionar de 132 kV a 220 kV la antigua línea Plasencia-Almaraz.

Levante: se puso en servicio parte del desarrollo de la red de transporte previsto entre las subestaciones de Catadau y Valle del Carcer [cambio tensi3n de 132 a 220 kV] con objeto de mejorar la alimentaci3n de la zona.

Zona centro: en Madrid se reforzó la red de transporte en 220 kV, con el cambio de determinados elementos de la red de transporte de Villaverde 220 kV a Villaverde Bajo 220 kV. Por otra parte, se ha incrementado el apoyo a la red de distribución con la definitiva puesta en operaci3n de la subestaci3n de 220 kV de Algete.

Zona norte: con el objeto de aumentar la capacidad de evacuaci3n de energí3 y reforzar la red de transporte de la zona norte, se ha puesto en servicio en el País Vasco el doble circuito en 400 kV entre Abanto y Güeñes y se ha actuado en la subestaci3n de Santurce 400 kV para aumentar la seguridad de suministro. Se ha continuado el avance en la construcci3n de otros tramos del eje norte, en especial la conexi3n entre las subestaciones de 400 kV de Boimente y Pesoz. En Cantabria se han puesto en servicio las subestaciones de Sol3rzano 400 kV y 220 kV, así como las líneas que la conectan a la subestaci3n de Cicero 220 kV.

NUEVA SUBESTACIÓN SANTA LLOGAIA



Las interconexiones internacionales son la clave del desarrollo del mercado interior de la electricidad

Las interconexiones tienen un papel fundamental en la integración de los mercados de energía eléctrica. Este es el objetivo que persigue el llamado Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), que busca integrar el conjunto de los mercados existentes en la Unión Europea. Un diseño adecuado de este mercado debe permitir que la energía eléctrica se desplace libremente a donde sea más necesaria y cuando sea más necesaria, obtener los máximos beneficios para la sociedad derivados de la competencia transfronteriza y ofrecer los incentivos adecuados para activar las inversiones necesarias, a la vez que integrar plenamente un porcentaje cada vez mayor de energías renovables.

El Consejo Europeo estableció en 2002 en Barcelona que los Estados Miembros debían tener para 2005 un nivel de interconexión eléctrica de, al menos, el 10% de su capacidad de producción instalada. Posteriormente en 2014, el Consejo Europeo nuevamente hace referencia a ese objetivo del 10% de interconexión eléctrica para el año 2020 y asume la propuesta de la Comisión de fijar un nuevo objetivo del 15% de interconexión eléctrica para el año 2030. Actualmente, el sistema eléctrico español no alcanza ese nivel mínimo de interconexión eléctrica recomendado, por lo que el aumento de las interconexiones con Europa constituye el principal reto para los próximos años, con el fin de evitar que en 2020 España sea el único país de Europa continental por debajo del objetivo recomendado.

CAPACIDAD DE
**INTER-
CONEXIÓN**
EUROPA
OBJETIVO
2020
10%



MERCADO
INTERIOR
DE LA
ELECTRICIDAD
EN EUROPA

MIE



ENERGÍA DONDE
SEA MÁS
NECESARIA

MAYOR
COMPETENCIA

INTEGRAR
MÁS
RENOVABLES

Además, debido a la posición geográfica de España, las posibilidades de interconexión con el resto de Europa son muy limitadas. El hecho de que únicamente la interconexión con Francia nos permita intercambiar energía con el resto de países de la Unión Europea, junto con la escasa capacidad de intercambio, hace de la península Ibérica prácticamente una isla eléctrica.

En este contexto, incrementar la capacidad de interconexión España-Francia es un factor clave para alcanzar los objetivos europeos en materia energética. En este sentido, a continuación se destacan los recientes proyectos de interconexión eléctrica y los planificados para los siguientes años.

Interconexión con Francia

En 2015 se ha puesto en operación la línea de interconexión de doble circuito entre Santa Llogaia [España] y Baixas [Francia]. Esta interconexión en corriente continua con tecnología VSC (*voltage source converter*) y con una capacidad de 2.000 MW, ha significado un importante avance en el refuerzo de las interconexiones internacionales, duplicando la capacidad de interconexión entre España y Francia, lo que supone un incremento de la capacidad comercial y la seguridad del sistema respecto a la situación anterior. Cabe señalar que la nueva interconexión representa la mayor inversión llevada a cabo por Red Eléctrica en un único proyecto.

Si bien esta interconexión refuerza los flujos de la zona este de la frontera, un aumento de la capacidad de intercambio con Francia requiere reforzar la zona oeste con el fin de mantener un equilibrio en los flujos este-oeste en la frontera. En esa línea, la lista de la Unión Europea de Proyectos de Interés Común (PIC) incluye tres nuevos proyectos en la frontera hispano-francesa:

> Desfasador Arkale 220 kV

Proyecto PIC 2.8 Instalación y operación coordinada de un transformador desfasador en Arkale [España] para aumentar la capacidad de interconexión entre Francia y España.

Un transformador desfasador en la subestación de Arkale 220 kV, con afección a la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV, ayudará a reforzar la red transfronteriza del País Vasco y a equilibrar los flujos este-oeste en la frontera entre España y Francia. Por tanto, permitirá elevar la capacidad de intercambio comercial especialmente de España a Francia.

INTERCONEXIÓN CON EUROPA

FRANCIA

OBJETIVO CLAVE



PARA
ALCANZAR
LOS OBJETIVOS
EUROPEOS
EN MATERIA ENERGÉTICA

LÍNEA DE INTERCONEXIÓN
DE DOBLE CIRCUITO CON FRANCIA

TECNOLOGÍA VSC

2.000 MW



El nuevo proyecto de instalación de un desfasador en Arkale permitirá elevar la capacidad de intercambio entre España y Francia

En la actualidad este proyecto se encuentra en fase de tramitaciones y se prevé su puesta en servicio en el año 2017.

> Proyecto Golfo de Vizcaya

Proyecto PIC 2.7 Interconexión Francia-España entre Aquitania (Francia) y el País Vasco (España).

Tras el análisis de diferentes alternativas de refuerzo entre España y Francia a lo largo de toda la frontera, los resultados conjuntos entre RTE y Red Eléctrica concluyeron que el proyecto más adecuado para reforzar la frontera era una nueva interconexión entre el País Vasco y la región francesa de Aquitania, consistente en un enlace en corriente continua de 2x1.000 MW, submarino en su mayor parte. Este proyecto denominado Golfo de Vizcaya permitirá incrementar la capacidad de intercambio entre España y Francia hasta el rango de 4.000-5.000 MW. En la actualidad este proyecto se encuentra en fase de estudios de viabilidad y se prevé su puesta en servicio en el horizonte 2020-2022.

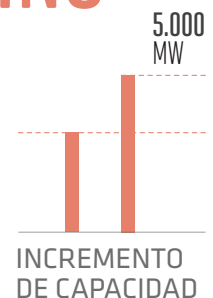
Este proyecto además de PIC tiene una doble calificación al catalogarse también dentro del concepto 'autopistas de la electricidad', lo cual implica que tiene una utilidad estratégica de largo plazo.

PROYECTO
GOLFO
DE VIZCAYA
(HORIZONTE
2020-2022)



ENLACE SUBMARINO
EN SU MAYOR PARTE

2x1.000 MW





> **Proyectos por los Pirineos centrales**

Proyecto PIC 2.27 Aumento de capacidad entre España y Francia (proyecto genérico).

Este proyecto contempla las nuevas interconexiones entre España y Francia a través de los Pirineos, planteadas en la ‘Declaración de Madrid’ de marzo de 2015, con el objetivo de incrementar la capacidad de intercambio entre España y Francia hasta unos 8.000 MW. Las alternativas contemplan trazados desde el País Vasco o Navarra y Aragón.

En la actualidad estos proyectos se encuentran en fase de estudios técnicos y medioambientales por parte de RTE y Red Eléctrica para definir los trazados.

Interconexión con Portugal

En 2006 se estableció entre los gobiernos español y portugués el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio de 3.000 MW entre España y Portugal, con el fin de conseguir el pleno funcionamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad. A su vez, se definieron una serie de proyectos en la zona del Duero, y en el norte y sur de la frontera.

La última línea de interconexión con Portugal entró en servicio en 2014 con el primer circuito de la interconexión Puebla de Guzmán-Tavira, conformando un nuevo eje de 400 kV entre la zona sur de España y Portugal, con una capacidad de térmica por circuito de 1.812 MVA.

Para 2017 está planificada la interconexión eléctrica del oeste a través de Galicia que conectará Fontefría [España] y Vilafría [Portugal] mediante un circuito de 400 kV. Este proyecto permitirá incrementar la capacidad de intercambio entre España y Portugal, y supondrá la completa integración del Mercado Ibérico de la Electricidad, además de mejorar la integración de renovables en la península Ibérica. Este proyecto está considerado por la Unión Europea como un Proyecto de Interés Común [PIC].

INTERCONEXIÓN
PUEBLA DE GUZMÁN-TAVIRA

**CAPACIDAD
TÉRMICA**



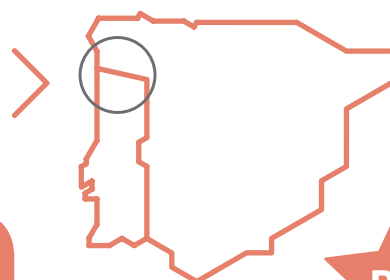
1.812

MVA

INTERCONEXIÓN
FONTEFRÍA-VILAFRÍA

**CAPACIDAD
DE INTERCAMBIO
HASTA**

**CIRCUITO
400 kV**



3.000 **MW**

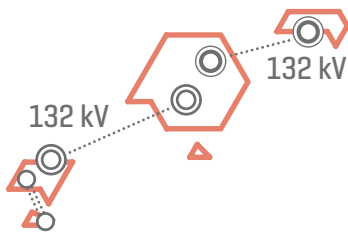


**PROYECTO
DE INTERÉS
COMÚN**

Los futuros proyectos de conexión entre islas aportarán seguridad, estabilidad y eficiencia a los sistemas eléctricos no peninsulares

Los problemas más relevantes de la operación de los sistemas eléctricos aislados, o débilmente conectados, como en el caso de los sistemas eléctricos no peninsulares son, por un lado, el control de frecuencia, ya que se debe garantizar la estabilidad de la frecuencia del sistema en caso de desconexión imprevista de generación o de demanda y, por otro lado, los elevados costes de generación.

NUEVOS ENLACES ISLAS BALEARES



Conexiones en el sistema eléctrico de Baleares

Para continuar resolviendo los problemas singulares de este sistema, se han planificado nuevos enlaces que contribuirán a robustecer el sistema balear: segundo enlace Mallorca-Menorca a 132 kV, el doble enlace Mallorca-Ibiza a 132 kV y el doble enlace Ibiza-Formentera. Estos enlaces derivarán en una mejor gestión de la generación y por tanto en una reducción de los costes del sistema.

Posterior a 2020 se ha planificado el nuevo enlace en tecnología VSC de 500 MW entre Península y Mallorca, así como un tercer enlace Mallorca-Ibiza. Los enlaces a 132 kV Ibiza-Formentera 1 y 2 han iniciado su tramitación.



ENLACE PENÍNSULA-MALLORCA

TECNOLOGÍA VSC

2x500 MW

POSTERIOR 2020



La interconexión Ceuta-Península mediante un enlace submarino a 132 kV tiene prevista su puesta en marcha en 2020

Conexiones en el sistema eléctrico de Canarias

Los sistemas eléctricos de Canarias son sistemas eléctricos vulnerables debido a que, por su reducida inercia, la proximidad eléctrica y geográfica de las instalaciones y el mayor tamaño relativo de los elementos del sistema con respecto al total, cualquier incidente resulta más crítico que en sistemas mayores e interconectados.

Para reducir la vulnerabilidad de estos sistemas, la planificación de la red de transporte incorpora el desarrollo de interconexiones entre estos sistemas que permitirán mejorar considerablemente la seguridad de suministro disminuyendo la energía no suministrada fruto de incidentes en la red, así como optimizar los recursos de generación y mejorar la integración de las energías renovables. Concretamente, el plan de desarrollo incluye un nuevo enlace submarino de 132 kV entre Lanzarote y Fuerteventura y un doble enlace de 66 kV entre Tenerife y la Gomera.

Asimismo, se ha planificado, aunque con posterioridad a 2020, un enlace submarino entre el sistema eléctrico de Gran Canaria y el de Fuerteventura-Lanzarote, que contribuirá a robustecer ambos sistemas. Adicionalmente, este enlace derivará en una mejor gestión de la generación de ambos sistemas y por consiguiente, en una reducción de los costes del sistema.

Conexión eléctrica entre la Península y Ceuta

La interconexión Ceuta-Península, mediante un enlace submarino de doble circuito a 132 kV, está planificada para entrar en servicio en 2020. Este proyecto supondrá un gran ahorro de costes para el conjunto del sistema eléctrico.

CANARIAS. SUBSISTEMA
LANZAROTE-FUERTEVENTURA



132

NUEVO ENLACE
SUBMARINO
kV

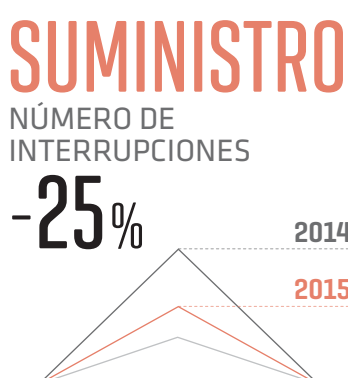


Compromiso con la calidad del servicio

Los indicadores de calidad de servicio del año 2015 muestran el buen comportamiento de la red de transporte peninsular y en los sistemas no peninsulares de Baleares y Canarias.

Los indicadores básicos de calidad global de continuidad de suministro según el Real Decreto 1955/2000 son el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y la Energía No Suministrada (ENS).

En el sistema eléctrico peninsular se registraron 18 interrupciones de suministro en 2015, un 25% menos que en 2014. Esta disminución se ha reflejado en la ENS que disminuye notablemente respecto al año anterior [53 MWh en 2015 frente a 204 MWh en 2014]. Así mismo, el TIM con un valor de 0,11 minutos [0,44 minutos en 2014], se sitúa muy por debajo del valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000. El principal incidente se produjo en Lucero 220 kV [Comunidad de Madrid] con una ENS de 20 MWh.



[Nota] Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR



CALIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Baleares	Canarias	Península	Baleares	Canarias
2011	280	39	17	0,58	3,54	1,02
2012	133	7	10	0,28	0,68	0,61
2013	1.156	81	3	2,47	7,50	0,18
2014	204	13	64	0,44	1,21	3,94
2015 (1)	53	7	29	0,11	0,62	1,76

ENS: energía no suministrada. TIM: tiempo de interrupción medio. // Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema. // Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. [1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

En 2015 los sistemas eléctricos balear y canario han mejorado los indicadores de continuidad de suministro

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO

TIM 

BALEARES

0,62 Min

CANARIAS

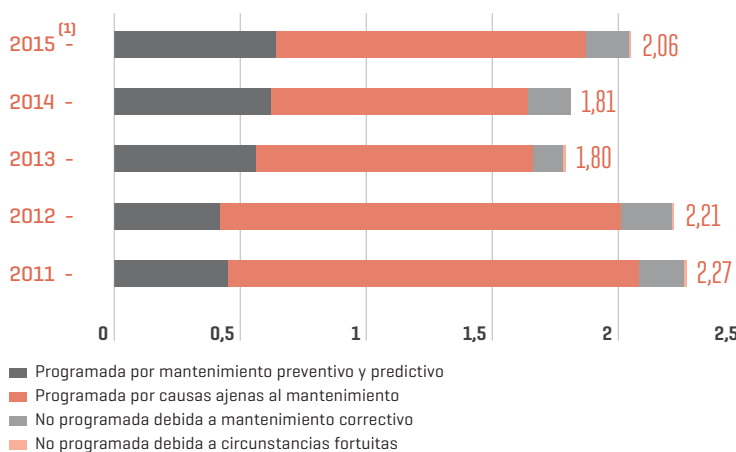
1,76 Min

En el sistema eléctrico balear, los indicadores de calidad de suministro de 2015 mostraron una mejora significativa respecto al año anterior. Se registraron 4 interrupciones de suministro con una ENS de 7 MWh [13 MWh en 2014] y un TIM de 0,62 minutos [1,21 minutos en 2014]. Estos valores se situaron en el sistema eléctrico canario en 29 MWh [correspondientes a 7 interrupciones de suministro] y 1,76 minutos, ambos inferiores a los del año anterior y muy por debajo del valor de referencia de 15 minutos.

La calidad de la red de transporte se evalúa también en base a la disponibilidad de las instalaciones que la componen. La disponibilidad mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte, siendo estos los circuitos de las líneas eléctricas, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva [reactancias y condensadores]. El índice de disponibilidad se obtiene como diferencia entre 100 y el índice de indisponibilidad de la red de transporte. Se muestra en los gráficos la evolución del indicador en los últimos cinco años.

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE PENINSULAR

%



Nota: Clasificación según el RD 1955/2000. // El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.



La tasa de disponibilidad de la red de transporte peninsular en 2015 alcanzó un valor del 97,94%, valor ligeramente inferior al 98,19% del año 2014. En los sistemas balear y canario, la disponibilidad de la red fue respectivamente del 96,88% [98,01% en 2014] y 96,76% [98,37% en 2014]. El aumento respecto al año anterior de la tasa de indisponibilidad en los sistemas eléctricos, tanto peninsulares como no peninsulares, se ha debido fundamentalmente a los trabajos realizados en el ámbito de la construcción, renovación y mejora de los activos de red y, en particular para el caso del sistema eléctrico canario, también por mantenimiento correctivo adicional.

TASA DE
DISPONIBILIDAD
DE LA RED DE
TRANSPORTE

PENINSULAR
97,94%



BALEARES
96,88%

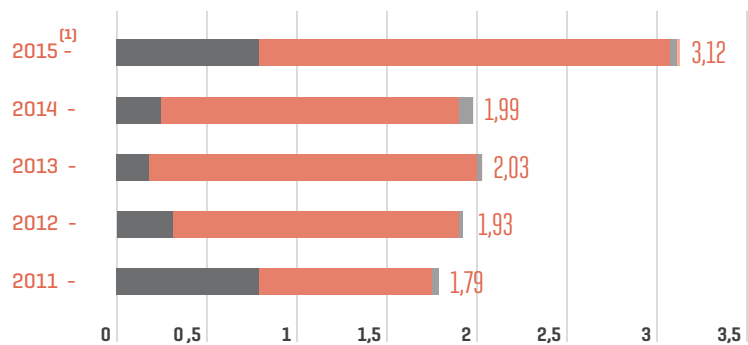


CANARIAS
96,76%



EVOLUCIÓN ANUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE DE BALEARES

(%)



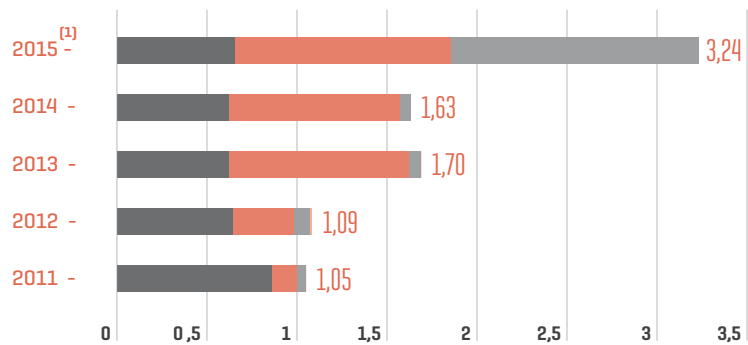
- Programada por mantenimiento preventivo y predictivo
- Programada por causas ajenas al mantenimiento
- No programada debida a mantenimiento correctivo
- No programada debida a circunstancias fortuitas

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000. // El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE DE CANARIAS

(%)



- Programada por mantenimiento preventivo y predictivo
- Programada por causas ajenas al mantenimiento
- No programada debida a mantenimiento correctivo
- No programada debida a circunstancias fortuitas

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000. // El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

I+D+i para el logro de una red segura, eficiente y sostenible

Entre los proyectos finalizados en 2015 con aplicación directa en la red de transporte destacan los siguientes:

Sel-team: el proyecto se ha orientado a mejorar los niveles de integración de información, así como de la calidad del sistema de captación de datos de los activos de transporte, permitiendo una rápida respuesta de los equipos humanos de mantenimiento. Se han instalado 200 equipos que captan información de los sistemas de protección de 241 subestaciones y que posteriormente se integran en la plataforma.

Redireccionador de flujos: se ha diseñado, construido e implantado en la subestación Torres del Segre 220 kV un novedoso dispositivo de electrónica de potencia capaz de hacer variar el flujo de potencia por una línea eléctrica de transporte en tiempo real. Se ha validado su aplicación para evitar la sobrecarga de la línea desviando parte del flujo de potencia a otros caminos paralelos menos cargados, evitando el modificar la topología de la red o redespachar generación. El proyecto se ha llevado a cabo en colaboración con la industria nacional.

Monitorización de temperatura en cables soterrados: se ha monitorizado de forma distribuida en la subestación Eixample 220 kV la temperatura del cable soterrado Maragall-Vilanova 220 kV, con objeto de desarrollar un análisis de la capacidad para soportar sobrecargas y de la influencia del régimen de carga cíclico en la capacidad de transporte del cable.

Monitorización on-line de descargas parciales de cables subterráneos: se ha implantado en la subestación Leganés 220 kV un sistema de monitorización del aislamiento del cable Prado Santo Domingo-T de Retamar 220 kV para detectar potenciales puntos defectuosos. El proyecto se ha llevado a cabo en colaboración con la industria nacional.

SEL-TEAM

RAPIDEZ DE RESPUESTA

DE LOS EQUIPOS HUMANOS DE MANTENIMIENTO



CABLE SOTERRADO MARAGALL-VILANOVA

CONTROL DE **T_a**

CABLE PRADO SANTO DOMINGO-T DE RETAMAR

CONTROL DE **PUNTOS DEFECTUOSOS**



Visibilidad de líneas eléctricas: se ha diseñado una nueva metodología que permite evaluar de forma cualitativa y cuantitativa la visibilidad de las líneas eléctricas aéreas, y se ha implementado en una nueva funcionalidad en el sistema de información geográfica corporativo. Esta herramienta permite elaborar mapas con esta información cualitativa y cuantitativa junto con la orografía, los apoyos y hasta 17 especies de árboles en un entorno tridimensional.

Parque 61850: se han desarrollado prototipos y maquetas de prueba asociados a la implementación del estándar IEC 61850 en la subestación a nivel de control y mando los cuales han alcanzado un nivel de pruebas y madurez suficiente para poder ser desplegados en una subestación real.

Ehighway 2050: en este proyecto europeo se ha elaborado una nueva metodología de planificación del sistema de transporte eléctrico paneuropeo, con un horizonte hasta el año 2050.

La planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020

La planificación de la red de transporte de electricidad para el periodo 2015-2020, aprobada el 16 de octubre de 2015 por el Consejo de Ministros, ha sido elaborada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y tiene por objeto garantizar la seguridad de suministro eléctrico, dentro del respeto al medio ambiente y al menor coste para el consumidor.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema, ha elaborado la planificación eléctrica con la participación de las comunidades autónomas y las Ciudades de Ceuta y Melilla, requiriendo un informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del trámite de audiencia. Además, la planificación eléctrica se ha sometido a un proceso de evaluación ambiental estratégica que ha culminado con la Memoria Ambiental suscrita conjuntamente por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

A partir de esta planificación que abarca un periodo de seis años y que es de carácter vinculante, Red Eléctrica de España, en su condición de transportista y operador del sistema, tiene la responsabilidad de desarrollar una red de transporte de energía segura, eficiente y sostenible. El volumen de inversión total de las infraestructuras planificadas alcanza los 4.554 millones de euros.

Como novedad, la planificación 2015-2020 incluye un anexo, no vinculante, para aquellas instalaciones consideradas necesarias con horizonte posterior a 2020, de manera que pueda iniciarse su tramitación administrativa.

PLANIFICACIÓN
DE LA RED
DE TRANSPORTE
DE ELECTRICIDAD

6
AÑOS

INVERSIÓN
4.554
MILL. €

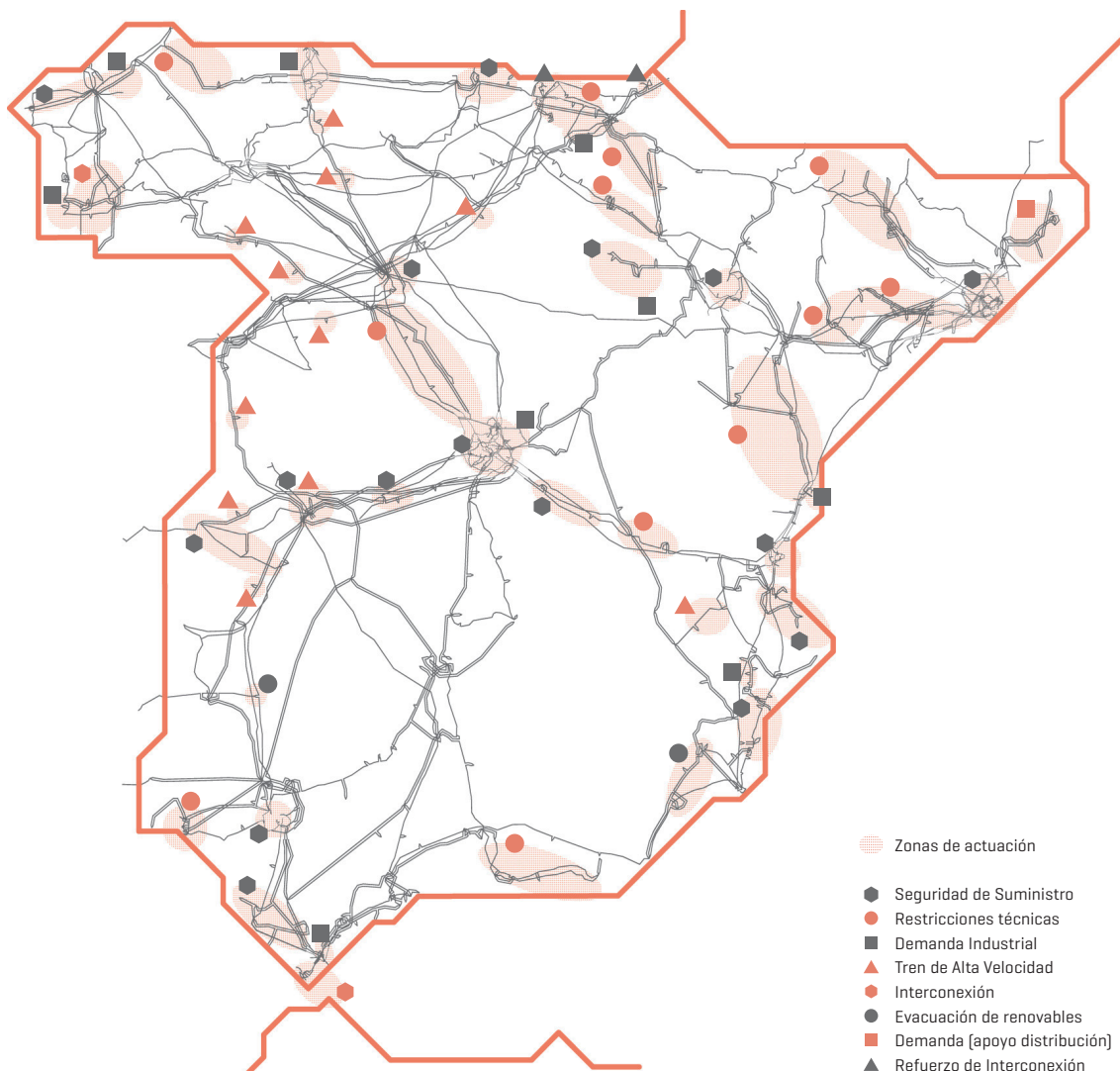
A continuación se resumen las actuaciones planificadas en la red de transporte de electricidad para el horizonte 2015-2020 según su motivación estructural o de conexión:

Seguridad de suministro: se han planificado nuevos mallados de red que permiten mejorar la calidad de suministro en amplias zonas del territorio nacional, así como 155 nuevas actuaciones de apoyo desde la red de transporte a la red de distribución y a grandes consumidores para mejorar la calidad de suministro de forma local.

Restricciones técnicas: se han recogido refuerzos en la red de transporte para eliminar o reducir las restricciones técnicas de evacuación de generación, lo que permite reducir el coste de estas restricciones.

PRINCIPALES ACTUACIONES RECOGIDAS EN LA PLANIFICACIÓN 2015-2020 DE LA RED DE TRANSPORTE

PENÍNSULA



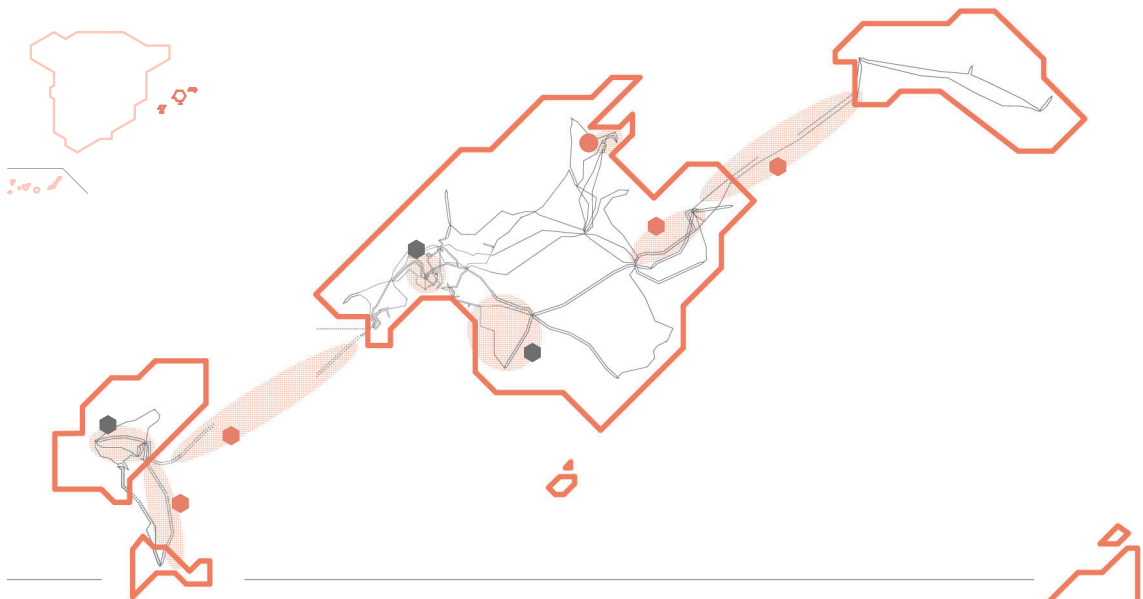


Demanda: se han previsto 13 nuevas subestaciones y la ampliación de otras 11 para la alimentación de los nuevos ejes del tren de alta velocidad. Asimismo se han planificado nuevos desarrollos locales de la red de transporte para el apoyo a la alimentación de la demanda industrial.

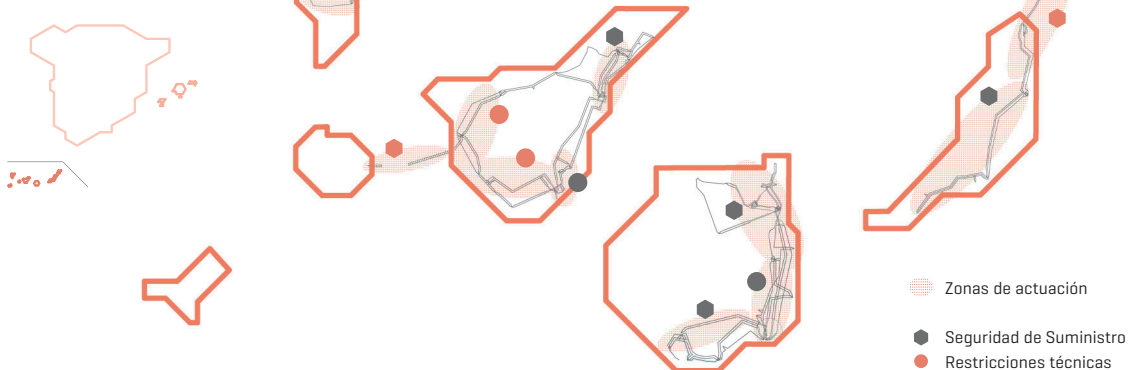
Interconexiones: los refuerzos de las conexiones entre islas y de Ceuta con la Península mejorarán significativamente la calidad de suministro y reducirán el coste de la generación. En este sentido se ha recogido también el refuerzo de las interconexiones internacionales.






Evacuación de generación: se han tenido en cuenta proyectos cuya potencia total se ajusta a la previsión de la cobertura de la demanda y se han priorizado aquellos proyectos que presentan un mayor avance en la tramitación administrativa.


BALEARES



CANARIAS

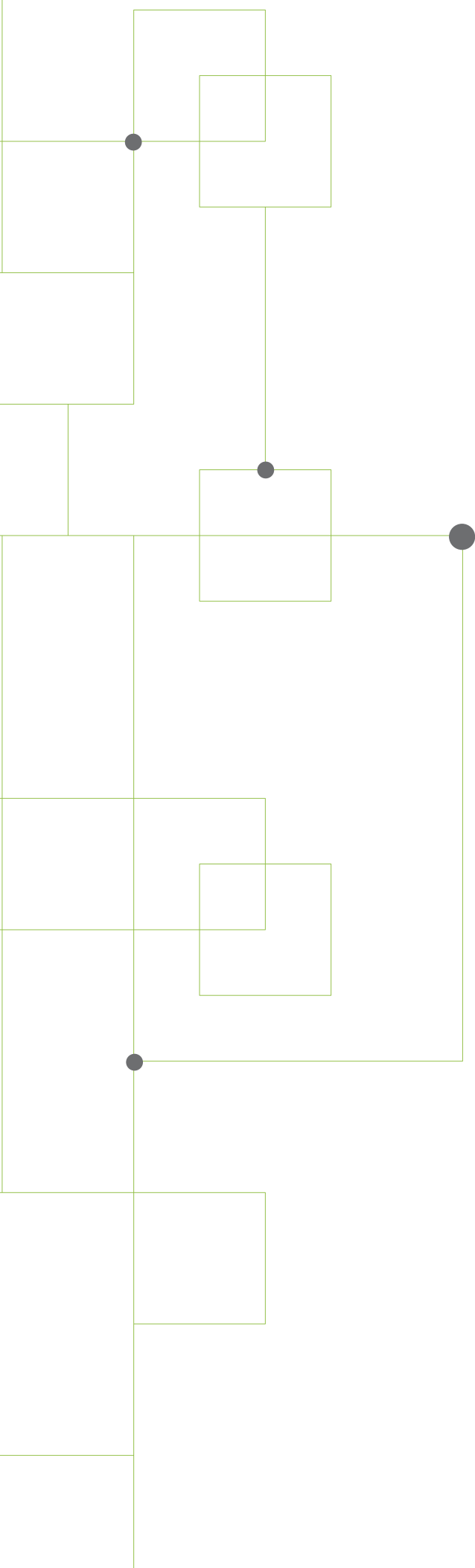


-  Zonas de actuación
-  Seguridad de Suministro
-  Restricciones técnicas
-  Interconexión
-  Evacuación de renovables



mercados
de
electricidad

El precio medio de la energía en el mercado eléctrico ha alcanzado en 2015 el valor más alto desde el año 2008



Mercados de electricidad

Durante el 2015 la energía final en el mercado eléctrico [suministro de referencia más contratación libre] fue superior a la del año anterior en un 3,5%.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 2015 en 62,9 €/MWh, un 14,2% superior al precio del año anterior y el valor más alto desde el año 2008. Por meses, el precio final ha sido más alto en todos salvo en septiembre y octubre, si bien las grandes diferencias con respecto al año anterior se registran en el primer cuatrimestre, cuando los precios del año 2014 fueron extremadamente bajos, lo que provoca que el incremento acumulado anual respecto al año anterior sea muy elevado. Cabe recordar que en esos meses de 2014 hubo una gran participación de la hidráulica en la cobertura, debido a la alta hidraulicidad existente, que provocó que los precios fueran muy bajos.

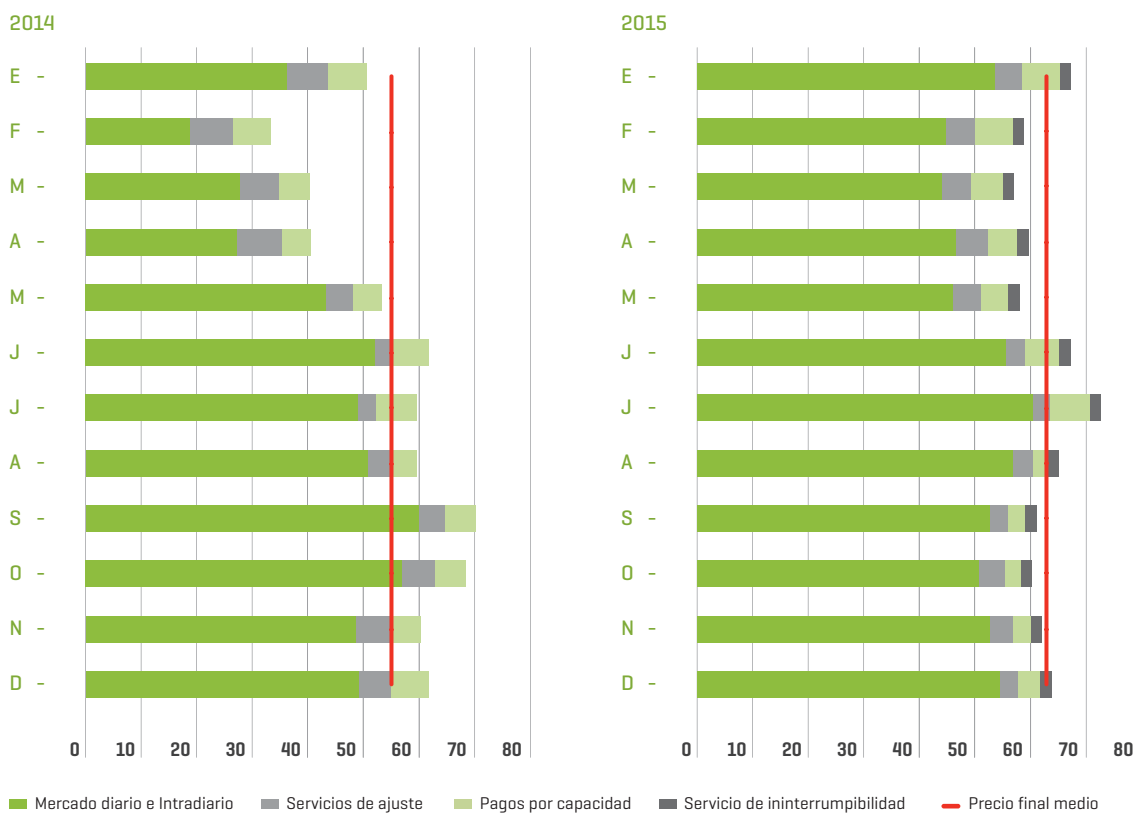


PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO RESPECTO A 2014

+14,2%

€ / MWh

COMPONENTES DEL PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA





Los servicios de ajuste del sistema y los pagos por capacidad disminuyen un 25% y 15% respectivamente, frente al incremento en la componente del precio del mercado diario e intradiario

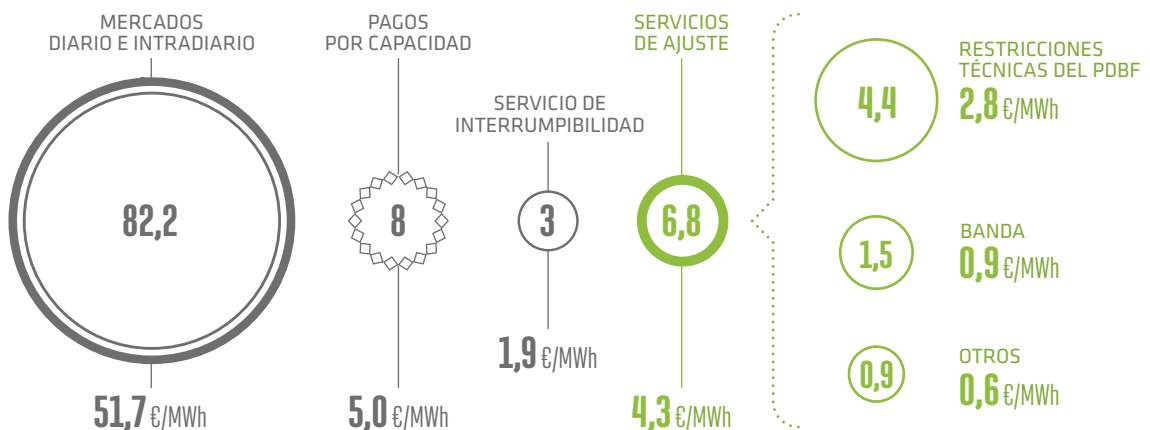
ENERGÍA

PRECIO MEDIO FINAL EN 2015



Durante el 2015 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 82,2%, los servicios de ajuste del sistema un 6,8%, el 8% a los pagos por capacidad y el 3% restante del servicio de interrumpibilidad. Si se compara con el pasado año, se observa un incremento del 19% en la componente del precio del mercado diario e intradiario, mientras que los servicios de ajuste y los pagos por capacidad disminuyen [25% y 15%, respectivamente]. El descenso de la componente de pagos de capacidad es debida a la reducción que se hizo en el Real Decreto-Ley 9/2015 del 10 de julio. En 2015 aparece como nuevo componente el servicio de interrumpibilidad.

COMPONENTES DEL PRECIO FINAL 2015





Mercado diario

La energía en el mercado diario se situó en 247 TWh en 2015 [176 TWh en el mercado spot sin bilaterales], lo que supone un aumento del 0,2% respecto a 2014. El 72,7% de la energía se negoció en el mercado spot [72,0% en 2014], y el 27,3% restante a través de bilaterales, frente al 28,0% del año anterior. Estos porcentajes se mantienen muy similares desde el año 2010, con un valor promedio de 72,6% para el mercado spot y un 27,4% para los bilaterales.

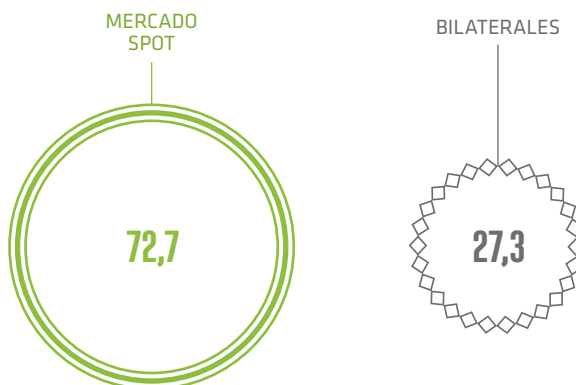
La energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia siguió incrementándose, hasta alcanzar una cuota del 86,3% en 2015, frente al 84,3% del año anterior.



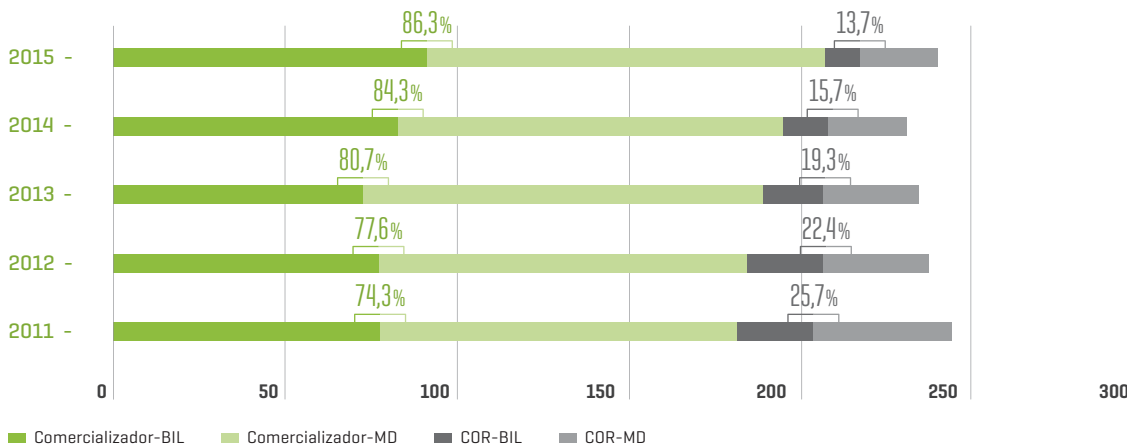
ENERGÍA EN EL MERCADO DIARIO EN 2015



ENERGÍA ADQUIRIDA EN EL MERCADO DIARIO



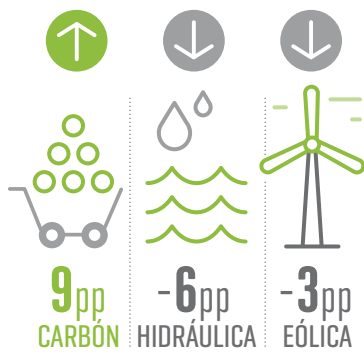
EVOLUCIÓN DE LAS COMPRAS EN PDBF DE LOS COMERCIALIZADORES DE REFERENCIA (COR) Y RESTO DE COMERCIALIZADORES



El precio medio aritmético del mercado diario se situó en los 50,32 €/MWh, un 19,4% superior al del año anterior y ligeramente inferior al de Portugal [50,43 €/MWh].

PRECIO

EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN RESPECTO AL AÑO ANTERIOR

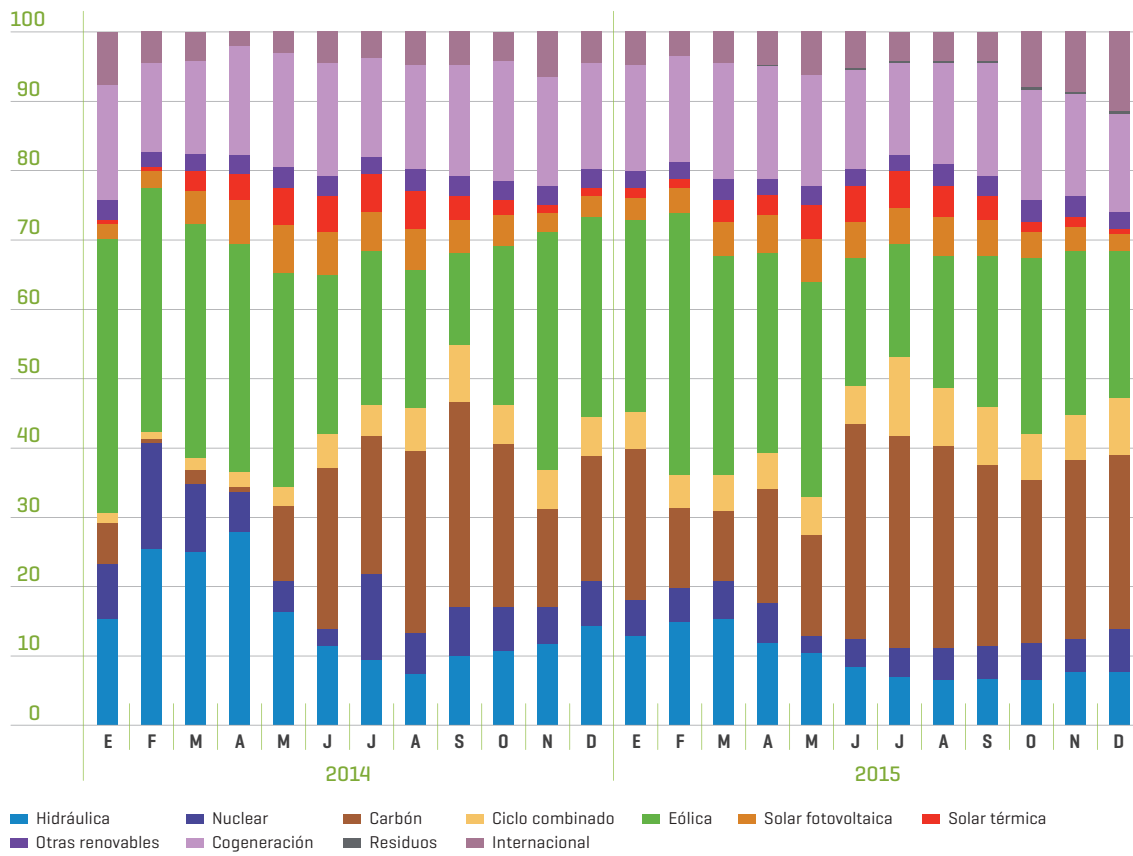


Si se tiene en cuenta la estructura de la generación en el mercado diario, factor importante en la formación del precio, se puede observar como en el año 2015 la hidráulica redujo su participación, mientras que el carbón la aumentó. En términos anuales el carbón aumenta su participación en casi 9 puntos porcentuales, mientras que la hidráulica y la eólica lo reducen en 6 y 3 puntos respectivamente.



PORCENTAJE DE VENTAS DE ENERGÍA POR TECNOLOGÍA EN EL MERCADO SPOT

[%]

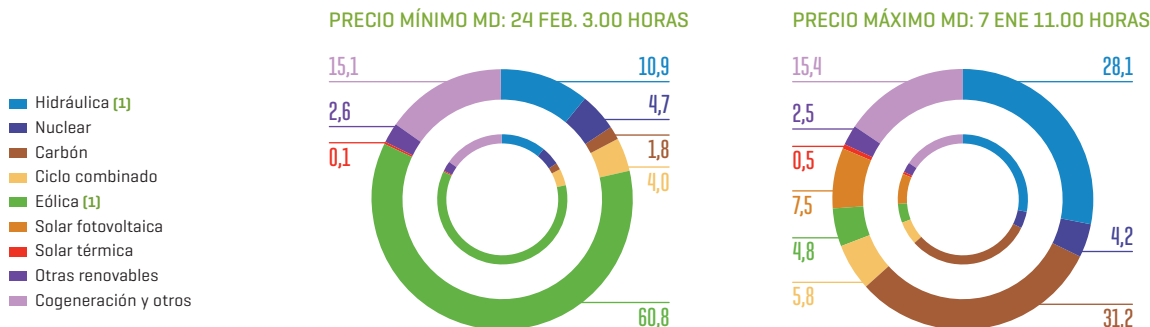




Se puede ver como la energía renovable casada en el mercado diario durante el año 2015 ha sido inferior en media a la del pasado año en un 14%. Se observa cómo cuando la participación de la energía renovable es menor, generalmente el precio del mercado diario es más elevado, si bien la mayor demanda también ha afectado a la subida del precio.

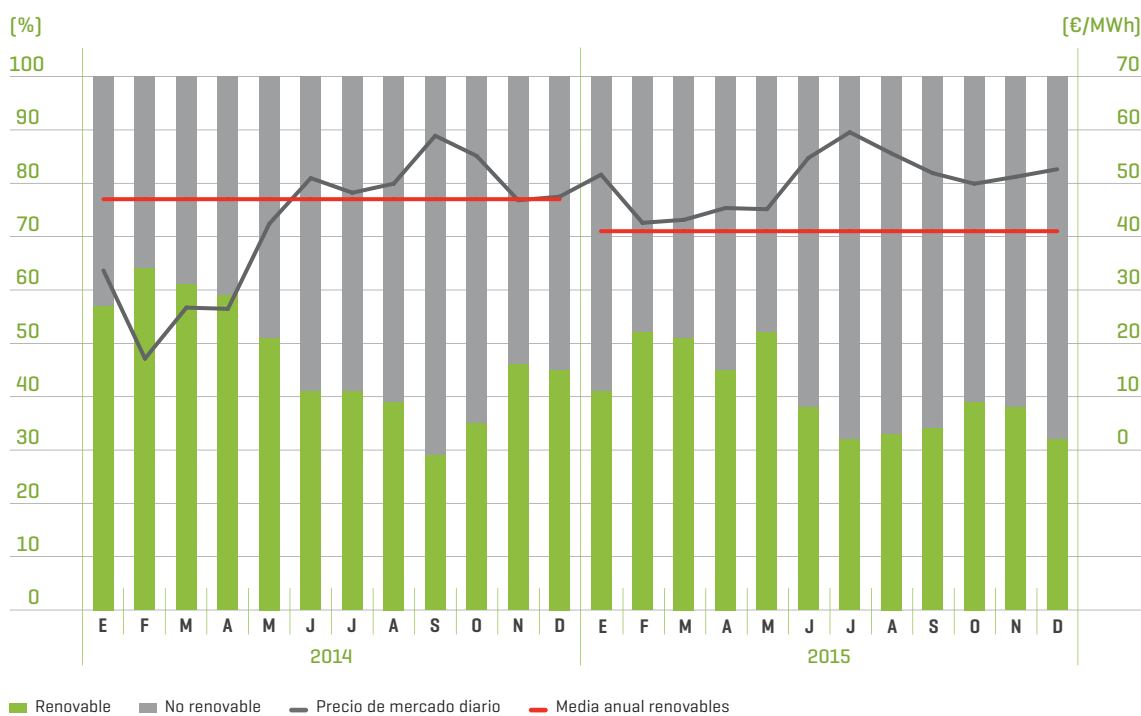
Si se representan las estructuras de la generación de la casación en las horas en las que el precio horario del mercado diario marca el mínimo y el máximo anual, se aprecia cómo estas son muy diferentes. La hidráulica fija el precio tanto en los mínimos como en los máximos, debido a que en escenarios de poca hidraulicidad la energía hidráulica casada en algunas horas para modular se oferta a precios muy elevados al ser un recurso escaso.

ESTRUCTURA DEL PRECIO MÍNIMO Y MÁXIMO DEL MERCADO DIARIO



[1] Tecnología que marca el marginal

GENERACIÓN Y PRECIOS



Otro factor a tener en cuenta a la hora de observar la evolución de los precios del mercado es la inexistencia de horas con precio cero respecto a años anteriores. Este hecho es debido a que con la nueva regulación^[1] los grupos del antiguo régimen especial dejan de ofertar a precio cero, marcando desde entonces dichas unidades el precio marginal durante las horas valle y fines de semana cuando la demanda es baja.

ENERGÍA RENOVABLE
CASADA EN EL MERCADO
DIARIO RESPECTO A 2014

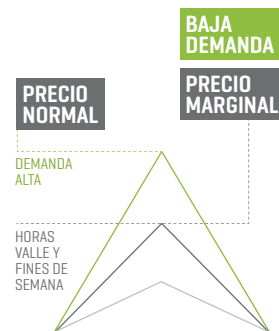
-14%



[1] Orden IET/1045/2014 de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, complementando el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

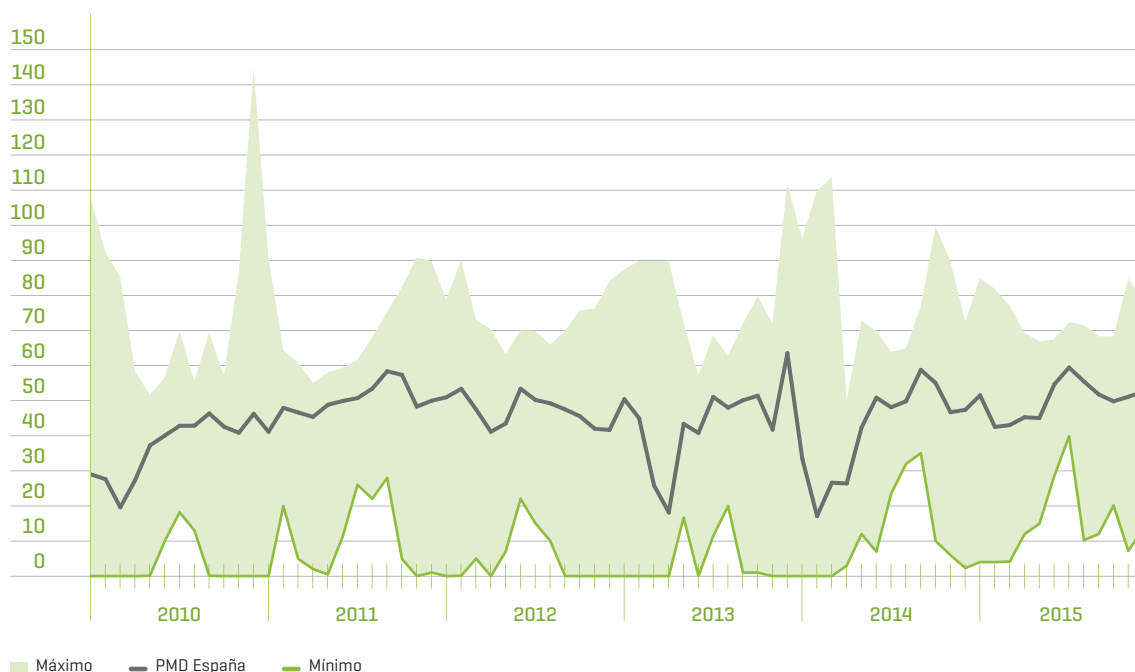
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL MERCADO
RESPECTO A AÑOS ANTERIORES

**INEXISTENCIA
HORAS
PRECIO 0€**



PRECIO MÁXIMO, MÍNIMO Y MEDIO DEL MERCADO DIARIO

[€/MWh]



Durante el 2015 el coste de los servicios de ajuste ha sido de 1.040 M€, un 31,5% inferior al del pasado año

Si se compara el precio del mercado diario español con los precios de los mercados europeos se observa cómo desde mayo de 2014 los precios de OMIE-España fueron, junto con los de Italia, de los más altos de Europa.

Mercado intradiario

Las ventas de energía en el mercado intradiario se situaron en 27,8 TWh, un 10,5% inferiores a las de 2014, correspondiendo un 31,3% de las ventas a un aumento neto de la demanda y/o del consumo de bombeo.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2015 se situó en 51,4 €/MWh, superior a los 50,3 €/MWh del mercado diario.

CONTRATACIÓN DE ENERGÍA
MERCADO INTRADIARIO
RESPECTO A 2014

-10,5%

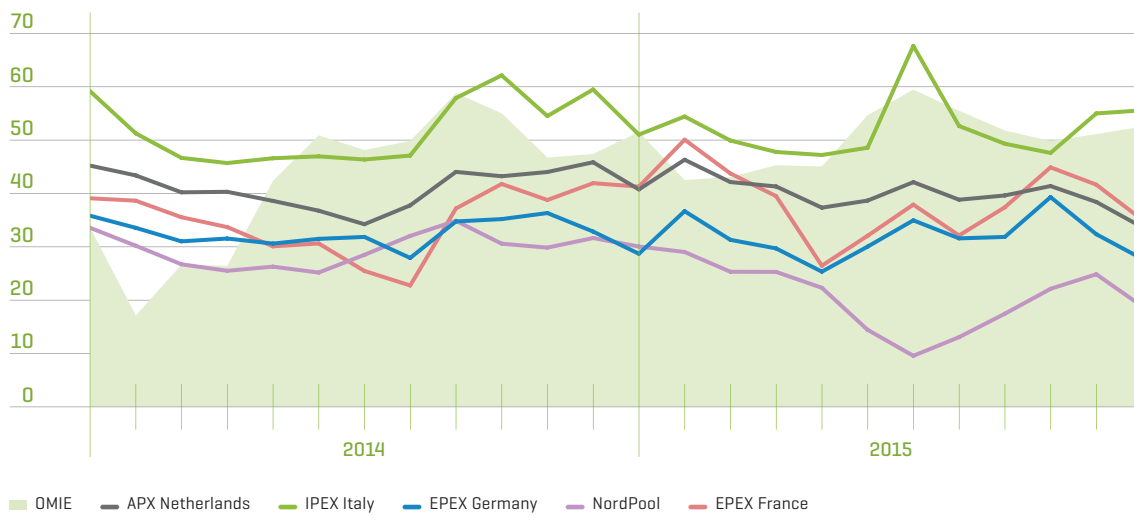


Servicios de ajuste

El volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el año 2015 fue de 18.206 GWh, inferior en un 26,5% al del año anterior. Durante el 2015 ya no ha habido incentivos a la producción con car-

PRECIOS DE MERCADOS EUROPEOS

[€/MWh]





VOLUMEN DE ENERGÍA
GESTIONADA EN LOS SERVICIOS
DE AJUSTE RESPECTO A 2014

-26,5%

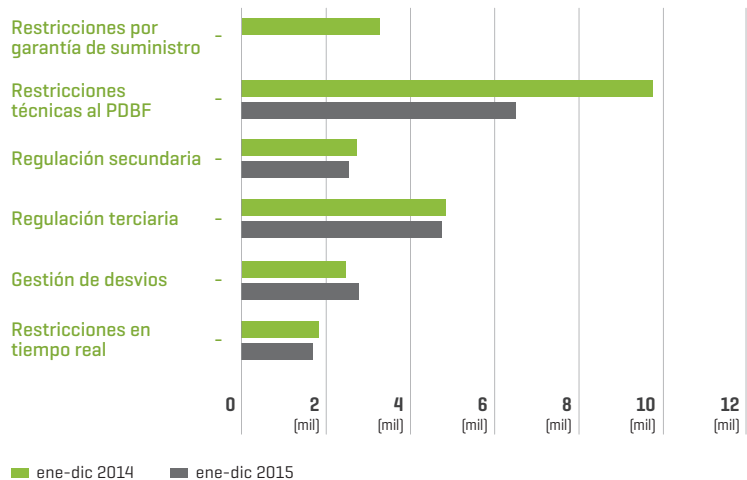


bón nacional, con lo cual no hay energía programada por restricciones de garantía de suministro. En el resto de los servicios de ajuste se ha reducido la energía programada, salvo en gestión de desvíos, que ha sido superior en un 13%, aunque el volumen de energía en este mercado representa tan solo el 15% del total. El descenso de la energía programada por restricciones técnicas del PDBF fue debido a que en el año 2014 esta fue muy alta, ya que se casó mucha generación hidráulica y eólica, desplazando a la térmica, por lo que los grupos de ciclo combinado no resultaron casados en el mercado diario, teniendo que programarse por restricciones técnicas para garantizar la seguridad del sistema.

Durante el 2015 el coste de los servicios de ajuste ha sido de 1.040 millones de euros, un 31,5% inferior al del pasado año. Se aprecia que el coste de desvíos es el que más ha disminuido. En este apartado se consideraba el cierre de energía que desapareció de la liquidación el 31 de marzo de 2015 por cambio normativo, reduciéndose el coste de los desvíos en unos 100 millones de euros.

ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE

[GWh]



COSTE SERVICIOS AJUSTES

[M€]

COSTE DE LOS
SERVICIOS DE AJUSTE
RESPECTO A 2014

-31,5%



	2014	2015
Restricciones PDBF	809	691
Restricciones tiempo real	89	45
Restricciones técnicas	898	736
Banda	269	225
Reserva de potencia adicional a subir	144	49
Desvíos	216	42
Excedentes desvíos	-2	3
Control de factor de potencia	-8	-15
Total Servicios ajustes	1.517	1.040
Δ 2015 / 2014		-31,5%

La repercusión de los servicios de ajustes en el precio medio final del año 2015 ha sido de 4,3 €/MWh, valor un 25% inferior al de 2014.

Restricciones al programa base de funcionamiento

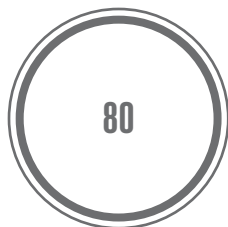
La energía programada para la solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 6.283 GWh a subir [34% inferior a la del año anterior] y 178 GWh a bajar [superior en un 61% a la de 2014]. El valor medio del precio a subir se situó en 156,1 €/MWh, un 32,7% superior al del año pasado y el de bajar en 58,3 €/MWh, un 7,5% superior al de 2014. La repercusión en el precio medio final fue de 2,79 €/MWh frente a los 3,39 €/MWh del año anterior.

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTES EN EL PRECIO RESPECTO A 2014

-25%



ENERGÍA A SUBIR EN FASE I (%)



CICLO COMBINADO



CARBÓN

0,4

HIDRÁULICA

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTES EN EL PRECIO FINAL

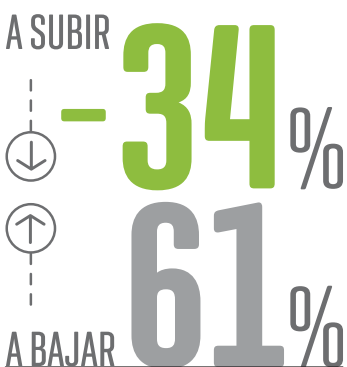
€ / MWh





La energía programada en fase I en restricciones corresponde en su mayor parte a ciclo combinado y a carbón

ENERGÍA PROGRAMADA PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS RESPECTO A 2014



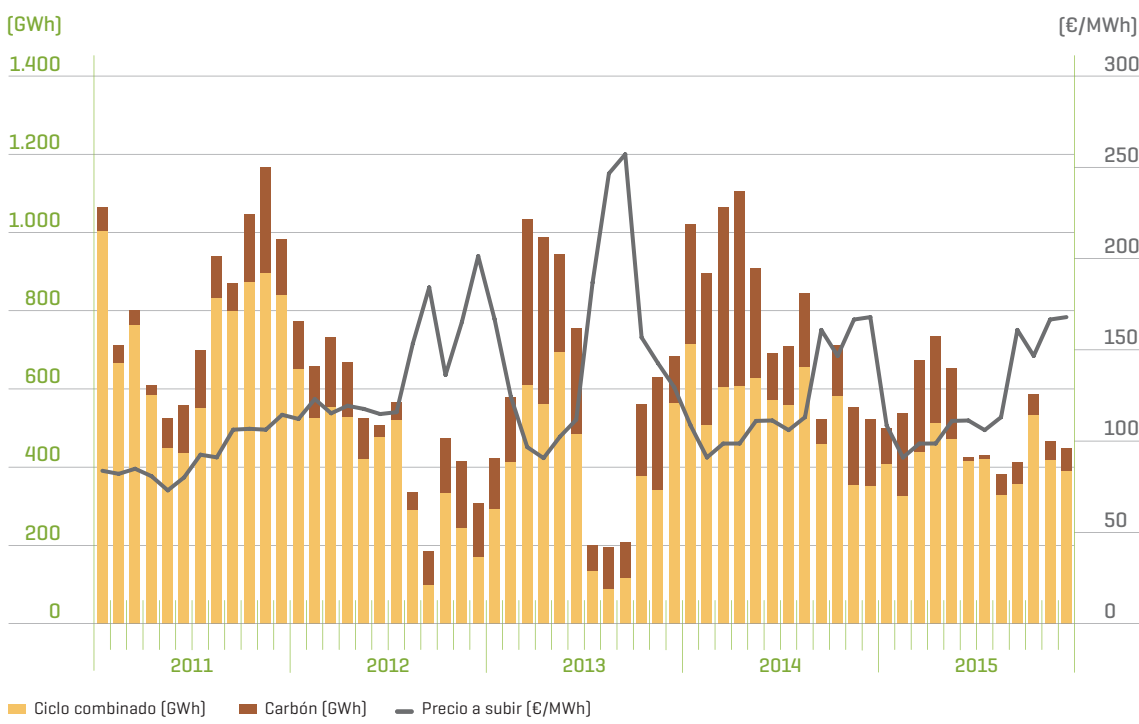
La energía programada en fase I por restricciones técnicas del PDBF corresponde mayoritariamente a ciclo combinado y a carbón. La energía a bajar en fase I es prácticamente despreciable.

En el siguiente gráfico se puede observar la evolución de los últimos cinco años de la energía a subir de estas tecnologías en la fase I de restricciones técnicas del PDBF.

Resto de Servicios de ajuste

En los mercados de regulación secundaria, terciaria, gestión de desvíos y solución de restricciones técnicas en tiempo real se gestionaron 2.559 GWh, 4.753 GWh, 2.763 GWh y 1.670 GWh, respectivamente. De este total, el 74,2% corresponde a energía gestionada a subir y el 25,8% restante corresponde a energía a bajar.

ENERGÍA PROGRAMADA EN FASE I DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO A SUBIR Y PRECIO A SUBIR



En cuanto a potencias, el volumen de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso asignar fue de 2.109 GW, inferior en un 51% a la asignada el año anterior, con una repercusión de 0,19 €/MWh sobre el precio medio final de la energía.

La banda media horaria de regulación secundaria asignada fue de 1.197 MW, con una repercusión del 0,91 €/MWh, un 19,2% inferior a la del año anterior.

Los precios ponderados a subir de secundaria y terciaria se han mantenido bastante constantes, mientras que los precios a subir de redespachos en tiempo real sufrieron un elevado aumento en 2012,

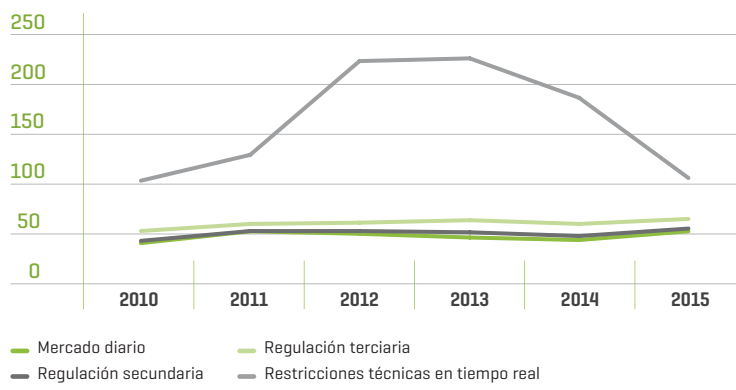
BANDA MEDIA HORARIA DE REGULACIÓN SECUNDARIA RESPECTO A 2014

-19,2%



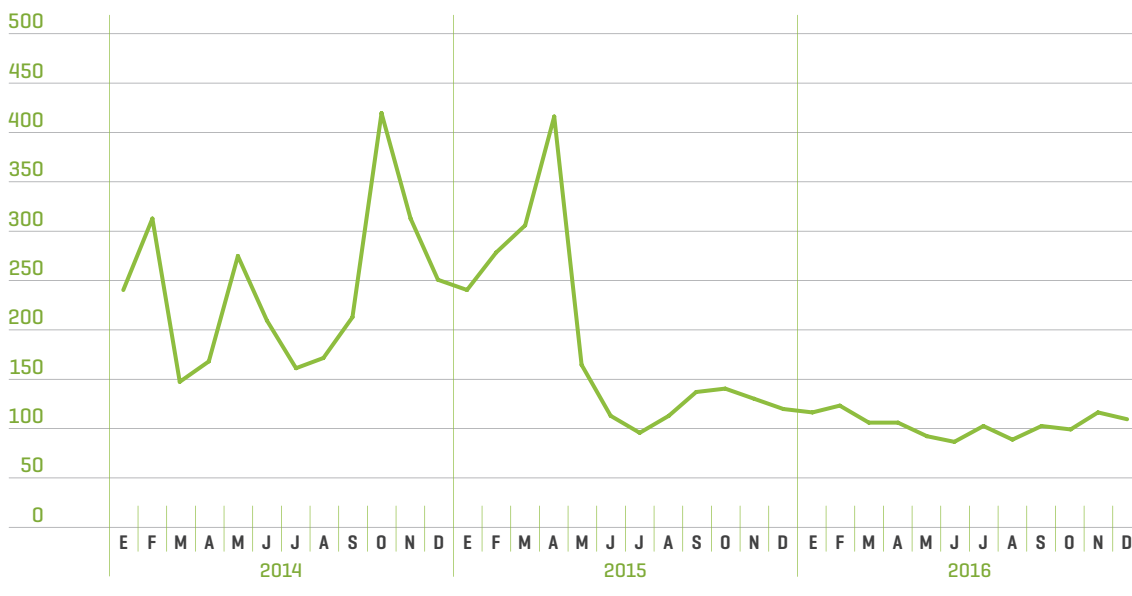
EVOLUCIÓN ANUAL DEL PRECIO MEDIO PONDERADO DE SERVICIOS DE AJUSTE

(€/MWh)



EVOLUCIÓN ANUAL DEL PRECIO MEDIO PONDERADO A SUBIR DE RESTRICCIONES EN TIEMPO REAL

(€/MWh)





manteniéndose en esos valores en 2013 y bajando los dos últimos años. Esto se debe a la modificación por Resolución de 8 de mayo de 2014 del Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago de los servicios de ajuste del sistema, en la que se modifica la metodología de liquidaciones de restricciones técnicas en tiempo real.

En la gráfica de evolución anual del precio medio ponderado a subir de restricciones técnicas en tiempo real se puede ver, con detalle, la evolución de los precios ponderados a subir de restricciones técnicas en tiempo real a nivel mensual.

Precio voluntario al pequeño consumidor

PVPC



132,26
€/MWh

117,0
€/MWh

MÁS ALTO
Y MÁS
BAJO

JUL **ABR**

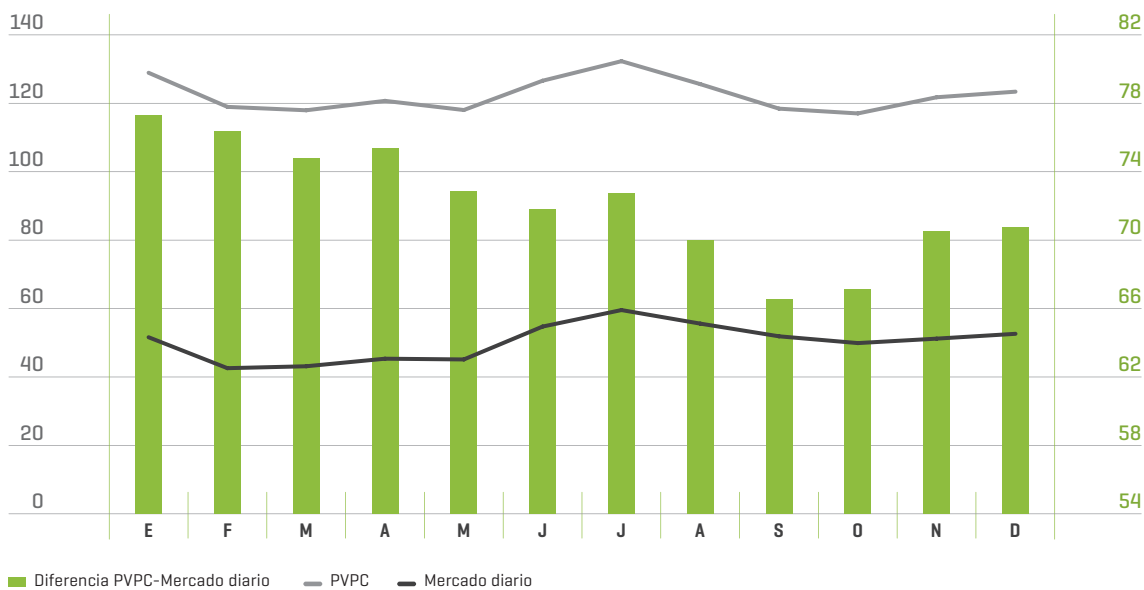
El precio voluntario al pequeño consumidor ha sido superior al del año anterior en un 6,6%.

El precio más alto del PVPC se registró en julio, 132,26 €/MWh, mientras que el más bajo se registró en octubre, 117,0 €/MWh.

Su evolución a lo largo del año 2015 se ha visto condicionada por el incremento del precio del mercado diario ya que el PVPC está indexado a este y por tanto refleja sus variaciones. La diferencia entre el precio del mercado diario y el PVPC se ha reducido en los últimos meses del año. Esto ha sido debido a que desde la segunda parte del año se redujo la parte de peajes del PVPC, en concreto, la cantidad prevista para la garantía de suministro, que en 2015 ya había desaparecido.

EVOLUCIÓN DEL PVPC FRENTE AL PRECIO MERCADO DIARIO (TARIFA GENERAL 2.0 A)

(€/MWh)





panorama
europeo

La demanda eléctrica en Europa recupera en 2015 una tasa positiva de crecimiento que no se registraba desde el año 2010



En el conjunto de los países pertenecientes a ENTSO-E, la demanda eléctrica rompe la tendencia de descenso de los últimos cuatro años al registrar un crecimiento en 2015 de un 1,2% respecto al año anterior. Las razones principales para este aumento fueron las temperaturas más altas durante el verano y más bajas en invierno, así como una mejora en las condiciones económicas.

Nota. Datos disponibles en ENTSO-E. Data Portal y Statistical Factsheet 2015 a 25 de mayo de 2016.



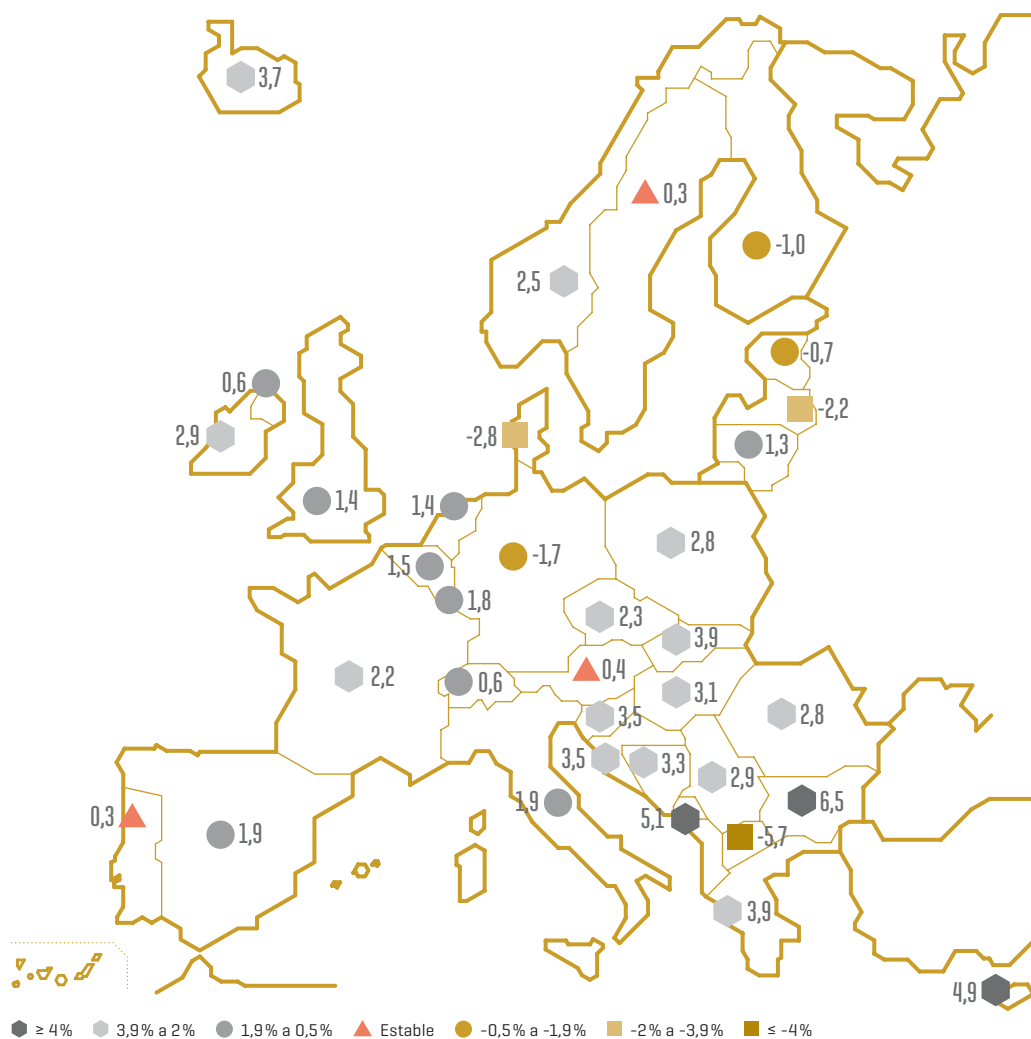
En el siguiente mapa se observa la evolución de la demanda eléctrica en cada uno de los países respecto al año 2014. Por su importancia en la contribución a la demanda en su conjunto, cabe destacar los descensos producidos en Alemania [-1,7%] y Finlandia [-1,0%], así como los incrementos en Francia [+2,2%], España [+1,9%] e Italia [+1,9%].

Crecimiento de las renovables

En cuanto a la generación, la energía procedente de fuentes renovables (se excluye la generación hidráulica de bombeo), ha representado en el conjunto de países de ENTSO-E el 30,3% de la energía producida, un 4,3% superior al año anterior. España se sitúa en segunda posición, tras Alemania, en volumen de generación eólica más solar.

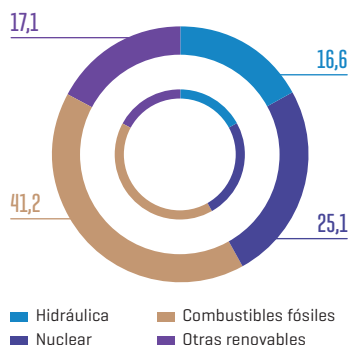
VARIACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E 2015/2014

[%]



Fuente: ENTSO-E. Data Portal y Statistical Factsheet 2015. España REE.

GENERACIÓN NETA 2015 [1] (%)

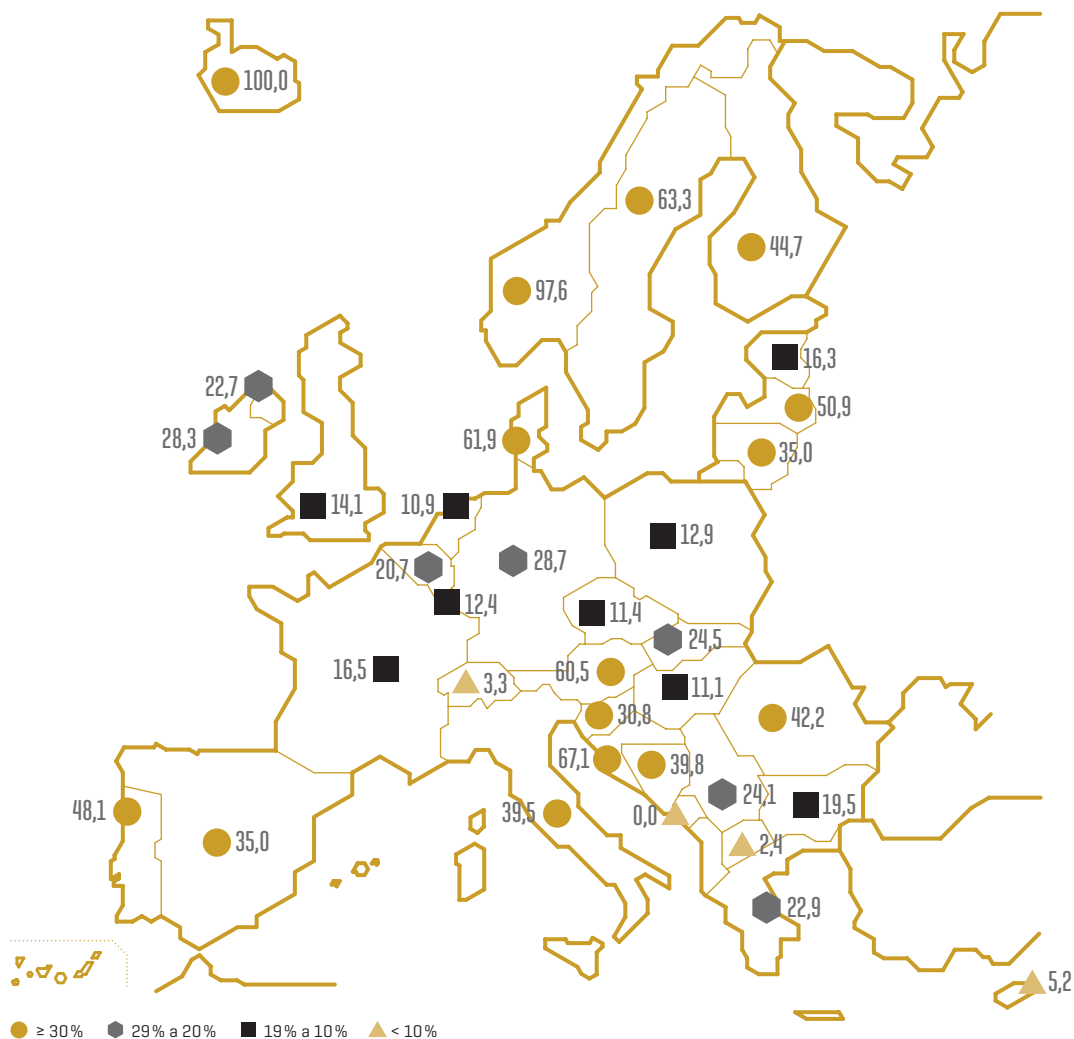


[1] Países miembros de ENTSO-E.
Fuente: ENTSO-E. Data Portal y Statistical Factsheet 2015.

En el siguiente mapa se muestra la contribución de las renovables a la cobertura de la demanda total en cada uno de los países. Cabe señalar que España se encuentra en el grupo de países con mayor tasa de cobertura con renovables con el 35,0% sobre el total de la generación.



ENERGÍA RENOVABLE SOBRE LA PRODUCCIÓN TOTAL EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E 2015 (%)



Fuente: ENTSO-E. Data Portal y Statistical Factsheet 2015. España REE.



En 2015, los países pertenecientes a ENTSO-E exportaron a países limítrofes 6 TWh, y en ocho de ellos este intercambio supuso más del 10% de su generación





marco

regulatorio

A lo largo de 2015 se ha completado el desarrollo del marco regulador del sector eléctrico español aprobado en 2013



El año 2015 ha sido el ejercicio de la consolidación del proceso de reforma de la regulación del sector eléctrico español iniciado en el año 2013, tras la publicación de las siguientes disposiciones con las que se puede dar por prácticamente completado el desarrollo reglamentario básico del nuevo marco normativo del sector eléctrico que emana de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre:

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de

producción con autoconsumo, primera disposición que define una regulación específica para esta modalidad de suministro en la que el consumidor autogenera energía para su propio consumo.

- Real Decreto 738/2015 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, en el que se revisa el marco normativo para la retribución de la actividad de generación y para la gestión económica y técnica de estos sistemas eléctricos, con el triple objetivo de reducir costes de producción en estos sistemas, favorecer la competencia e incorporar señales de precio eficientes para los consumidores.

Asimismo, como desarrollo de lo establecido en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, el Real Decreto 738/2015 regula en un Título específico el régimen administrativo, económico y jurídico de los grupos de bombeo cuya finalidad principal es la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en estos sistemas eléctricos, que son caracterizados como activos pertenecientes a la actividad de operación del sistema.

- Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, disposición que pone fin a la moratoria de la promoción de instalaciones renovables con primas, en vigor desde el año 2012, mediante la convocatoria de una subasta de 500 MW de eólica y 200 MW de biomasa, que abre una nueva etapa en el desarrollo de las energías renovables en el sistema eléctrico español.

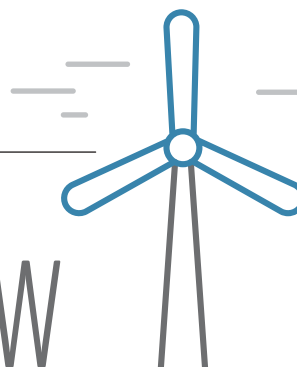
REAL DECRETO

947/2015

CONVOCATORIA SUBASTA

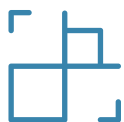
EÓLICA

500 MW



CONVOCATORIA
SUBASTA

BIOMASA 200 MW



En 2015 se han aprobado los valores estándar de referencia de los nuevos modelos de retribución de las actividades de transporte y distribución, que se empezarán a aplicar a partir de 2016

Además de las disposiciones de mayor rango anteriormente relacionadas, durante el año 2015 se han publicado numerosos desarrollos reglamentarios de las principales disposiciones que conforman la reforma del sector eléctrico, entre los que se encuentran la Orden IET/2659/2015 y la Orden IET/2660/2015, ambas de 11 de diciembre, que determinan los valores estándar de referencia de inversión y operación y mantenimiento para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte y distribución, respectivamente.

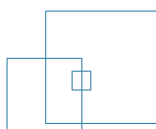
Tras la publicación de estas disposiciones, durante los meses transcurridos del año 2016 se han aprobado diversas resoluciones necesarias para completar los modelos retributivos de las actividades de transporte y distribución. Este proceso se ha cerrado con la publicación de las correspondientes disposiciones que han fijado el coste reconocido para estas actividades para el año 2016, calculados por primera vez por aplicación de sus nuevos modelos de retribución.

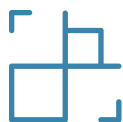
Otro hito destacado de 2015 en el ámbito regulatorio ha sido la aprobación de la Planificación de la Red de Transporte de energía eléctrica para el periodo 2015-2020, formalizada mediante la Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de *Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020*.

PLANIFICACIÓN
RED DE TRANSPORTE
2015-2020

ORDEN
IET/2209/2015

SE APRUEBA
EL DOCUMENTO
DE PLANIFICACIÓN
ENERGÉTICA





El ‘Paquete de la Unión de la Energía’, aprobado por la Comisión Europea en 2015, aspira a cumplir los objetivos de política energética y de lucha contra el cambio climático

El nuevo Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020 prevé un volumen de inversiones para el horizonte de planificación por un importe de 4.554 M€, y pone fin a la suspensión, establecida en el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, del otorgamiento de nuevas autorizaciones administrativas para las instalaciones contempladas en la anterior planificación.

En el ámbito comunitario, en el año 2015 destaca la publicación por la Comisión Europea del ‘Paquete de la Unión de la Energía’, que define un nuevo marco estratégico para lograr los objetivos comunitarios de política energética y de lucha contra el cambio climático, y en concreto para los nuevos objetivos específicos para el horizonte 2030 (40 % de reducción de emisiones respecto a 1990, 27% de cuota de renovables sobre el consumo final de energía, 27% de ahorro energético respecto a las previsiones de consumo y 15% de capacidad de interconexión entre países miembros), lo que exigirá una profunda transformación del sistema energético europeo.

Para favorecer y facilitar la consecución de estos objetivos, este nuevo paquete legislativo confiere una gran importancia al incremento de

NUEVO PLAN
DE DESARROLLO
DE LA RED DE TRANSPORTE

**INVERSIÓN
PREVISTA**

4.554 M€

La interconexión entre España y Francia a través de los Pirineos forma parte de los PIC de la Unión Europea

la capacidad de interconexión entre países miembros, incluyendo una estrategia específica para garantizar la plena integración del mercado interior de la electricidad a través de unos niveles adecuados de interconexión, lo que requiere un gran y renovado impulso político a nivel europeo que implique tanto a las autoridades de los países que se conectan como a las autoridades comunitarias.

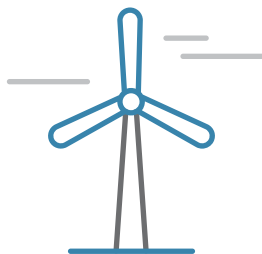
En coherencia con su política energética, durante el año 2015 la UE ha continuado desarrollando instrumentos regulatorios para facilitar la consecución del mercado interior de la energía a través del desarrollo de las infraestructuras necesarias, publicando a tal efecto el Reglamento Delegado [UE] 2016/89 de la Comisión, de 18 de noviembre de 2015, por el que se modifica el Reglamento [UE] nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de Proyectos de Interés Común [PIC]. Entre los PIC que componen esta nueva lista, para cuya selección se ha dado prioridad a aquellos que permitan a los Estados Miembros alcanzar el objetivo del 10% de interconexión en 2020, se ha incorporado el proyecto, genérico, de interconexión entre España y Francia a través de los Pirineos.

POLÍTICA ENERGÉTICA. OBJETIVOS COMUNITARIOS



REDUCCIÓN EMISIONES
RESPECTO A 1990

-40%



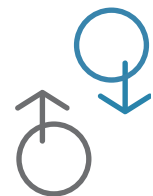
CUOTA RENOVABLES
SOBRE CONSUMO FINAL

27%



AHORRO
ENERGÉTICO

27%



CAPACIDAD
INTERCONEXIÓN

15%



glosario de términos



Acción coordinada de balance o counter trading. Programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando estos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

Acoplamiento de mercados. Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio mediante el cual se obtienen de forma simultánea los precios y posiciones netas de los mercados diarios acoplados, determinándose de forma implícita los flujos de energía resultantes, respetando siempre la capacidad de intercambio disponible.

Banda de regulación secundaria y regulación secundaria. La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control España y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

Capacidad de intercambio comercial. Es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.



Capacidad térmica de la línea. Máxima potencia que puede transportar una línea eléctrica sin incumplir las distancias de seguridad. Este valor depende de las características de la línea y de las características ambientales [temperatura, viento e insolación].

Ciclo combinado. Tecnología de generación de energía eléctrica en la que coexisten dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua, y otro, cuyo fluido de trabajo es un gas. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El calor generado en la combustión de la turbina de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

Cierre de energía en el mercado. Es el saldo resultante de la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas adquiridas por los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado

Cogeneración. Proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica y/o mecánica útil.

Comercializadores. Son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Congestión. Situación en la que la interconexión que enlaza los dos sistemas eléctricos vecinos no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

Consumidores. Personas físicas o jurídicas que compran energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan Consumidores Directos en Mercado.

Consumos en bombeo. Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

Contratos bilaterales. Los productores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualesquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción, podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica.

Control de tensión. Servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se ejecute en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Control del factor de potencia. El artículo 7 apartado e) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece medidas para el control del factor de potencia de aplicación para las instalaciones dentro del ámbito de este Real Decreto.

Demanda b.c. (barras de central). Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Demanda en mercado libre. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.

Demanda en mercado de suministro de referencia. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas aplicables a los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de referencia.

Desvíos medidos. Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

Desvíos medidos a bajar. Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción o reduciendo consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos medidos a subir. Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado. Por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción o aumentando consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos de regulación. Son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

Distribuidores. Son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

Energías renovables. Incluyen hidráulica, hidroeólica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

Energías no renovables. Incluyen nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, cogeneración y residuos.

Excedente/déficit de desvíos. Diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.

Generación con bombeo en ciclo cerrado. Producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que esta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

Gestión de desvíos. El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Índice de producible hidráulico. Cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

Índice Red Eléctrica (IRE). Indicador eléctrico adelantado que recoge la evolución del consumo de energía eléctrica de las empresas que tienen un consumo de energía eléctrica de tamaño medio/alto [potencia contratada superior a 450 kW]. Este índice se publica tanto a nivel general como detallado por sectores de actividad [CNAE] y está disponible en torno a los 22 días de haber finalizado el mes.

Indisponibilidad de las unidades de producción. Una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total.



Intercambios de apoyo. Son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia, para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

Intercambios internacionales físicos. Comprende todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un periodo determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

Intercambios internacionales programados. Son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos como consecuencia del conjunto de transacciones individuales programadas por los Sujetos del Mercado en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Interrumpibilidad. Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico de acuerdo a criterios técnicos (de seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema), que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por Red Eléctrica como Operador del Sistema. De acuerdo con la normativa relativa al mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones) el recurso interrumpible se asigna mediante un procedimiento de subastas, siendo el Operador del Sistema el responsable de organizar y gestionar dicho sistema de subastas.

Mercado de producción. Es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Mercado diario. Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario. Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Mercado secundario de capacidad. Mecanismo que permite la transferencia y reventa, por parte de un sujeto, de los derechos físicos de



capacidad adquiridos en las subastas anuales y mensuales o por medio de transferencias.

Operador del Mercado. Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Operador del Sistema. Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El Operador del Sistema será el gestor de la red de transporte.

Pagos por capacidad. Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

Potencia instantánea. La potencia instantánea es la potencia absorbida por la demanda en cualquier instante de tiempo.

Producible hidráulico. Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado periodo de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa diario base de funcionamiento (PDBF). Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

Red de transporte. Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles no peninsulares.

Regulación terciaria. La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria para las unidades habilitadas, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento

de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Rentas de congestión. Ingresos derivados de la gestión de la capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos.

Reserva de potencia adicional a subir. Es el valor de reserva de potencia a subir que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español. La contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir es realizada por el operador del sistema mediante un mecanismo de mercado, cuando las condiciones del sistema así lo requieren.

Reservas hidroeléctricas. Las reservas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales. Los embalses de **régimen anual** son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un periodo inferior a un año. Los de **régimen hiperanual**, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

Restricciones técnicas de la red de distribución. Son aquellas restricciones técnicas correspondientes a solicitudes de los gestores de las redes de distribución al Operador del Sistema, para garantizar la seguridad en la red de distribución objeto de su gestión.

Restricciones técnicas de la red de transporte. Son aquellas restricciones técnicas identificadas en el sistema conjunto generación-red de transporte, que requieren la modificación de los programas para el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema.

Servicios de ajuste del sistema. Son aquellos servicios gestionados por el Operador del Sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste la solución de restricciones por garantía de suministro y la solución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios (reserva de potencia adicional a subir, regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte) y la gestión de desvíos.

Servicios transfronterizos de balance. Energías de balance programadas horariamente entre dos sistemas eléctricos interconectados mediante la actuación coordinada de los operadores de los sistemas eléctricos, utilizando la capacidad de intercambio vacante tras los mercados intradiarios.

Solar fotovoltaica. Luz solar convertida en electricidad mediante el uso de células solares, generalmente de material semiconductor que, expuesto a la luz, genera electricidad.

Solar térmica. Calor producido por la radiación solar que puede aprovecharse para la producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.

Solución de Restricciones técnicas en tiempo real. Proceso realizado por el Operador del Sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación.

Solución de Restricciones técnicas por garantía de suministro. Proceso gestionado por el Operador del Sistema que tiene por objeto introducir en el programa diario base de funcionamiento, las modificaciones de programas que puedan ser necesarias por garantía de suministro del sistema eléctrico español, procediéndose posteriormente a realizar el correspondiente reequilibrio generación-demanda.

Solución de Restricciones técnicas PDBF. Mecanismo gestionado por el Operador del Sistema para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Subasta de capacidad. Proceso utilizado para asignar capacidad de la interconexión con Francia basado en mecanismos de mercado, mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales.

Suministro de referencia. Régimen de suministro de energía establecido para los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada no superior a 10 kW.

Tasa de disponibilidad de la red de transporte. Indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte [línea, transformador, elemento de control de potencia activa y reactiva] ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas [como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora].



TIM (Tiempo de interrupción medio). Tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS [energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte], entre la potencia media del sistema.

Unidad de gestión hidráulica (UGH). Cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

Información elaborada con datos
9 de mayo de 2016

Edita

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
P.º del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas [Madrid]
Tel. 91 650 85 00
Fax. 91 640 45 42
www.ree.es

Coordinación de la edición

Departamento de Comunicación
e Imagen Corporativa de RED ELÉCTRICA

Coordinación técnica

Departamento de Estadística
e Información de RED ELÉCTRICA

Diseño y maquetación

dis_ñ
estudio@dis-n.es

Otros datos de la edición

Fecha de edición: junio 2016
Impresión: EPES Industrias Gráficas, S.L.
Depósito legal: M-24138-2016



Red Eléctrica trabaja en la selección de las fuentes tipográficas más legibles en sus publicaciones. Los textos y gráficos de este informe se han compuesto con las fuentes tipográficas Geogrotesque y Klavika.





Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas [Madrid]

www.ree.es



MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM



FTSE4Good