

El sistema eléctrico español

2018

C O M P R O M E T I D O S

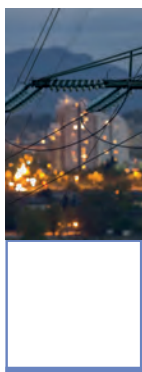
C O N

L A

E N E R G Í A

I N T E L I G E N T E

Í N D I C E



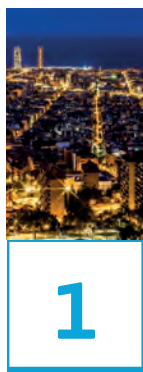
PRESENTACIÓN

Página 4



RESUMEN
EJECUTIVO

Página 6



1

DEMANDA
DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

Página 12



2

PRODUCCIÓN
DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

Página 24



3

INTERCAM-
BIOS
INTERNA-
CIONALES

Página 46



4

TRANS-
PORTE DE
ENERGÍA
ELÉCTRICA

Página 60



5

MERCADOS DE
ELECTRICIDAD

Página 70



6

PANORAMA
EUROPEO

Página 84



7

MARCO
REGULATORIO


Página 90

GLOSARIO
DE
TÉRMINOS

Página 94

P R E S E N T A C I Ó N






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 magnitudes y ratios estadísticos del funcionamiento del sistema eléctrico en el 2018, así como una evolución de los últimos años.

La información que contiene el presente informe pretende ser una herramienta de gestión y referencia en el actual contexto de transición energética, en el que el sistema eléctrico es un actor fundamental y REE se convierte en un agente facilitador de dicha transición.

El informe se complementa con ficheros Excel que amplían la información y permiten la visualización y descarga de datos, así como con la publicación “Las energías renovables en el Sistema Eléctrico Español”, que profundiza en la generación y consumo de las energías renovables, uno de los elementos centrales para alcanzar los objetivos de descarbonización. Esta información está disponible en la nueva sección de información estadística REData de la web corporativa: www.ree.es, junto con otras publicaciones y series estadísticas que periódicamente Red Eléctrica pone a disposición de todos los grupos de interés para su consulta y utilización.

En un esfuerzo de mejora continua, desde Red Eléctrica pretendemos ofrecer un servicio de calidad para todos los usuarios, por lo que ponemos a su disposición el formulario de contacto de la sección REData de la web corporativa, con el fin de acceder a sus sugerencias y observaciones.



La demanda de
energía eléctrica
en España mantiene
la senda de
crecimiento iniciada
en el 2015, aunque
con una tasa inferior
a la del año anterior.

268.877

GWh

DEMANDA
DE ENERGÍA
ELÉCTRICA ESPAÑA

+0,4 %

COMPARATIVA
2017

253.563

GWh

DEMANDA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
PENINSULAR

+ 0,4 %

COMPARATIVA 2017

La **demanda de energía eléctrica en España** continúa con el crecimiento iniciado en el 2015, tras las sucesivas caídas de los cuatro años anteriores, aunque se sitúa todavía por debajo del nivel máximo de demanda alcanzado en el año 2008. En concreto, en el 2018 creció un 0,4 % respecto al año anterior, con una tasa de crecimiento inferior respecto a la del 2017 (1,2 %)

En el sistema peninsular, que representa algo más del 94 % de la demanda total española, el consumo anual de electricidad ha sido igualmente un 0,4 % superior al 2017. Corregidos los efectos de temperatura y de laboralidad, el crecimiento de la demanda eléctrica atribuible principalmente a la actividad económica aumentó hasta el 0,3 % respecto al 2017.

Por **grandes sectores de actividad**, según el Índice de Red Eléctrica (IRE) que recoge los datos de demanda eléctrica de grandes consumidores, el consumo eléctrico industrial, que representa alrededor del 30 % de la demanda, registró un descenso del 2,3 % (un 2,2 % corregidos los efectos de laboralidad y temperatura). Por su parte, el sector servicios, que representa cerca del 13 % de la demanda, descendió también un 0,6 % [+0,4 % corregido de efectos de laboralidad y temperatura]. Por el contrario, el agregado de otros sectores de actividad, que representa un 5 % de la demanda, experimentó un incremento respecto al año anterior del 0,4 % [2,4 % corregido de efectos de laboralidad y temperatura]. Como resultado, el descenso del IRE general fue del 1,7 % [-1,2 % corregido de efectos de laboralidad y temperatura].

40,1 %

GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA
PENINSULAR

+6,4 P.P.

RESPECTO AL 2017

+84,9 %

PRODUCCIÓN
HIDRAÚLICA RESPECTO
AL 2017

Por **áreas geográficas**, la demanda eléctrica creció respecto al año anterior en la mayoría de las comunidades autónomas, destacando los incrementos en Ceuta (+2,2 %), y Castilla-La Mancha y Castilla y León (+1,8 %).

En relación a la los **máximos de demanda**, la punta máxima se registró el 8 de febrero a las 20:24 horas con 40.947 MW, un 1 % inferior al máximo del año anterior registrado en enero, y alejado del récord histórico de 45.450 MW registrado en diciembre del 2007.

Respecto a la **cobertura de la demanda**, el 95,6 % de la demanda del sistema eléctrico peninsular se cubrió con producción interna, mientras que el resto de generación necesaria para abastecer la demanda se importó de otros países. Cabe destacar que esta situación de saldo importador se ha producido por tercer año consecutivo, tras una larga senda de más de diez años de saldo neto fue exportador.

La **capacidad instalada** del parque generador en España no tuvo prácticamente variación respecto al año anterior. En el sistema peninsular descendió por tercer año consecutivo finalizando el año con 98.643 MW instalados, un 0,2 % menos que a finales

del 2017. Del total de la potencia instalada a nivel nacional, el 46,7 % corresponde a instalaciones de energía renovable y 53,3 % a tecnologías no renovables (+0,9 % y -0,8 % respecto al 2017).

En cuanto a la **generación eléctrica**, las energías renovables consolidan su elevada participación en la generación peninsular, aumentando su cuota en un 40,1 % frente al 33,7 % en el 2017, en gran parte por el notable ascenso de la aportación hidráulica a lo largo del año [+84,9%].

Por tecnologías, la producción eléctrica peninsular del 2018 se cubrió en primer lugar con la nuclear con un 21,5 % [22,4 % en el 2017], seguida de la eólica con el 19,8 % [19,1 % en el 2017]. Por su parte, el carbón ha descendido su cuota al 14,1 % [17,1 % en el 2017] y la hidráulica se convierte en la cuarta fuente de generación con un 13,8 % de participación [7,4 % en el 2017]. Le sigue cogeneración con un 11,9 % [11,3 % en el 2017] y los ciclos combinados con 10,7 % [13,6 % en el 2017]. La restante generación se repartió entre las tecnologías solares (4,8 %) y otras (3,4 %).

DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA PENINSULAR

8 DE FEBRERO DEL 2018

40.947

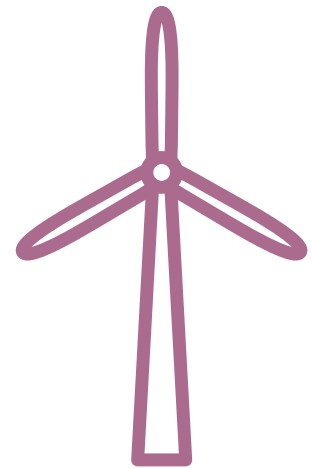
MW

-1,0 %

INFERIOR AL MÁXIMO DEL AÑO ANTERIOR REGISTRADO EN ENERO.

104.094
MW
POTENCIA ELÉCTRICA
INSTALADA EN ESPAÑA

46,7 %
CORRESPONDE A
INSTALACIONES DE
ENERGÍA RENOVABLE



PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA

19,8 %
ENERGÍA EÓLICA

SEGUNDA

FUENTE DE
GENERACIÓN
ELÉCTRICA
PENINSULAR

EMISIONES DE CO₂
DERIVADAS DE LA
GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
2018

64,2
MILLONES DE TONELADAS

-13,8 %
COMPARATIVA 2017

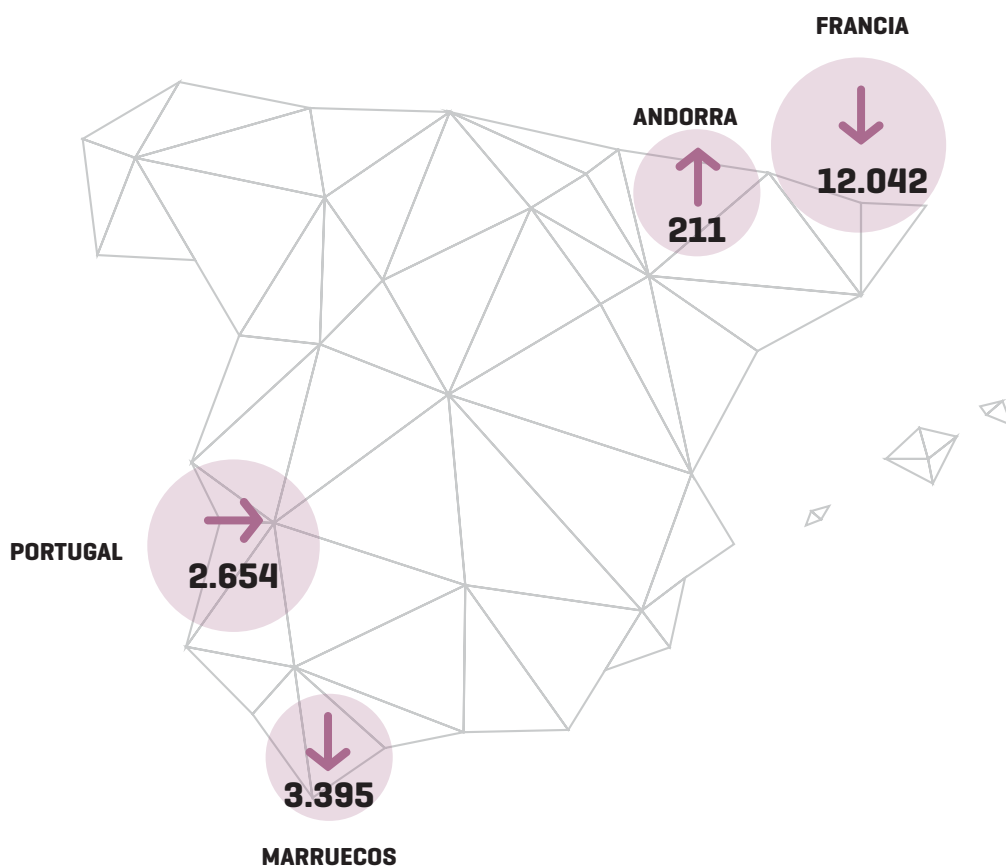
Las **emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica** en España han descendido, debido principalmente, a una mayor participación de las energías renovables, estimándose en el 2018 un total de 64,2 millones de toneladas, un 13,8 % inferiores al registro del 2017. Este incremento de las renovables ha permitido que la generación sin emisiones de CO₂, que incluye las renovables, la turbinación bombeo y la nuclear, alcance una cuota del 59,7 % frente al 54,3 % del 2017.

Los **programas de intercambio de energía eléctrica** de España con otros países registraron un descenso del 12 % respecto al ejercicio anterior. Las exportaciones descendieron un 23,1 %

hasta situarse en 10.499 GWh, así como las importaciones que disminuyeron a 21.590 GWh [-5,4 %]. Por lo tanto el saldo neto vuelve a ser importador, con un valor de 11.090 GWh, un 20,9 % superior al del año 2017.

Por interconexiones, España fue, un año más, importador neto con Francia y por tercer año consecutivo también con Portugal. En la interconexión con Francia registró un saldo importador de 12.042 GWh [12.465 en el 2017] y en la interconexión con Portugal el saldo importador fue de 2.654 GWh [2.685 GWh en el 2017]. Con Andorra y Marruecos, el saldo fue una vez más exportador con valores respectivos de 211 GWh y 3.395 GWh.

Saldos de intercambios internacionales programados de energía eléctrica 2018 (GWh)



La **red de transporte de energía eléctrica** se continuó potenciando en el 2018 con la entrada en servicio de 277 kilómetros de circuito, 144 nuevas posiciones de subestación y 2.592 MVA de capacidad de transformación. Con ello, las infraestructuras de la red española se situaron al finalizar el año en 44.207 kilómetros y 5.865 posiciones de subestación, elevando la capacidad instalada de transformación a 88.846 MVA.

En el 2018 se han puesto en servicio el doble circuito San Miguel Salinas-Torreveja (220 kV) en Alicante, el eje Gran Tarajal-Matas Blancas (132 kV) en Fuerteventura y la subestación de La Farga (220/400 kV) en Gerona.

Los **indicadores de calidad** de servicio muestran un año más el alto grado de seguridad y calidad de la red de transporte, al situarse en todos los sistemas muy por debajo de los valores de referencia prefijados en la normativa vigente. No obstante, debido al incremento de los incidentes, la Energía No Suministrada (ENS) ha experimentado un incremento respecto al año anterior. Con datos provisionales (pendientes de auditoría), la Energía No Suministrada (ENS) del 2018 correspondiente al sistema peninsular fue de 250 MWh (60 MWh en el 2017) y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) de 0,52 minutos (0,13 minutos en el 2017).

En el mismo sentido que en la península, en Baleares la ENS se situó en 38 MWh (33 MWh en el 2017) y un TIM de 3,27 minutos (2,88 minutos en el 2017). En el sistema eléctrico canario se registró una

ENS de 63 MWh (47 MWh en el 2017) y un TIM de 3,77 minutos (2,75 minutos en el 2017).

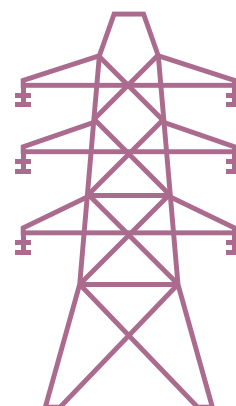
Por su parte, el índice de disponibilidad [que mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte] correspondiente al sistema peninsular fue del 98,14 % y en los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, fue respectivamente del 96,82 % y 98,79 %.

En el conjunto del sistema eléctrico español, el índice de disponibilidad alcanzó el 98,13 %.

El **precio medio final de la energía** en el mercado eléctrico fue de 64,4 €/MWh, un 6,3 % superior al precio del 2017, superando el máximo histórico del 2008. Por su parte, la energía final contratada en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue un 0,4 % superior a la del año anterior.

El precio conjunto del mercado diario e intradiario representó el 90,2 % del precio final, los servicios de ajuste del sistema el 3,7 %, los pagos por capacidad el 4,2 % y el servicio de interrumpibilidad el 1,9 % restante.

Si se compara la repercusión del precio sobre la energía final (demanda servida) con la del pasado año, se observa un incremento del 8,8 % en la del mercado diario e intradiario y descensos del 40 % en la del servicio de interrumpibilidad, del 1,3 % en la de los servicios de ajuste y del 0,7 % en la de pagos por capacidad.



RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

277
KILÓMETROS DE
CIRCUITO PUESTOS EN
SERVICIO EN EL 2018

KILÓMETROS DE
CIRCUITO TOTALES A
FINALES DEL 2018

44.207

1

D	E	M	A	N	D	A	D	E
	E	N	E	R	G	Í	A	
E	L	É	C	T	R	I	C	A





La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2018 mantiene la senda de crecimiento iniciada en 2015.

268.877

GWh

DEMANDA
DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN
ESPAÑA

+0,4 %

COMPARATIVA
2017

253.563
GWh
DEMANDA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
PENINSULAR
+0,4 %
COMPARATIVA 2017

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2018 tuvo un crecimiento del 0,4 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 268.877 GWh demandados. Este crecimiento es sensiblemente inferior al valor alcanzado en el año 2017 en su comparación con el 2016, cuando se registró una variación del 1,2 %

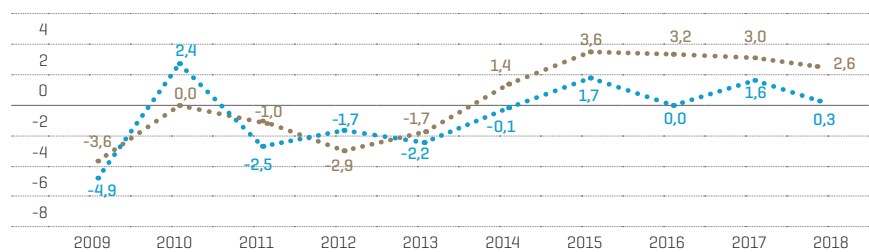
Por lo que respecta a la evolución del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española tuvo, igualmente, un crecimiento del 0,4% respecto al año anterior, con un total de 253.563 GWh demandados, valor inferior en un 4,1 % a la demanda máxima alcanzada en 2008 (264.523 GWh), y situándose en niveles de demanda algo inferiores a los que se registraron en el año 2006.

Evolución de la demanda eléctrica peninsular en los últimos 10 años [TWh]

2018	254
2017	253
2016	250
2015	248
2014	243
2013	246
2012	252
2011	255
2010	260
2009	253

Desde el punto de vista de la actividad económica, se ha registrado una variación del Producto Interior Bruto (PIB) del 2,6 % respecto al año anterior, mostrando una tendencia de ralentización en los ritmos de crecimiento de la actividad.

Variación anual de la demanda eléctrica peninsular y PIB [%]



PIB⁽¹⁾ DEMANDA CORREGIDA PENINSULAR

(1) Fuente: INE

Desde el punto de vista de la demanda eléctrica, este menor crecimiento de la actividad, comparada con su evolución en los años precedentes, se ha traducido en un bajo crecimiento de la misma, dando lugar a una elasticidad de 0,2 entre ambas magnitudes. Esta relación está en consonancia con las bajas elasticidades que se vienen obteniendo desde el inicio de la recuperación económica.

Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, resulta una variación positiva de la demanda eléctrica peninsular respecto al año anterior del 0,3 %, valor inferior en 1,3 puntos porcentuales respecto al crecimiento registrado en el 2017, mostrando una ralentización de los crecimientos de la demanda mucho más acusada que la que está mostrando la economía española.

VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR

+ 0,3 %

CORREGIDA LA INFLUENCIA DE LABORALIDAD Y TEMPERATURA

Componentes de la variación anual de la demanda eléctrica peninsular [%]

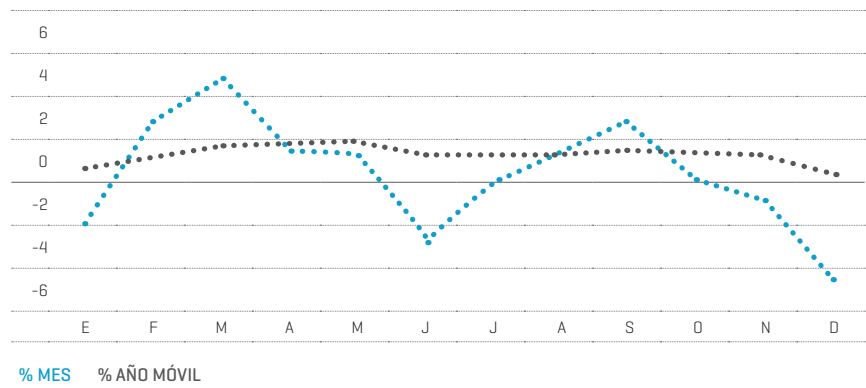
	Δ Demanda en b.c.	Laboralidad	Temperatura	Corregida
2009	-4,4	-0,7	1,1	-4,9
2010	3,0	0,2	0,4	2,4
2011	-2,0	1,4	-0,9	-2,5
2012	-1,3	-0,3	0,7	-1,7
2013	-2,3	0,2	-0,3	-2,2
2014	-1,1	0,0	-1,0	-0,1
2015	2,0	-0,1	0,4	1,7
2016	0,7	0,6	0,1	0,0
2017	1,1	-0,3	-0,2	1,6
2018	0,4	-0,1	0,2	0,3

La demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular mantiene su senda de crecimiento iniciada en 2015, si bien se ralentiza este crecimiento.

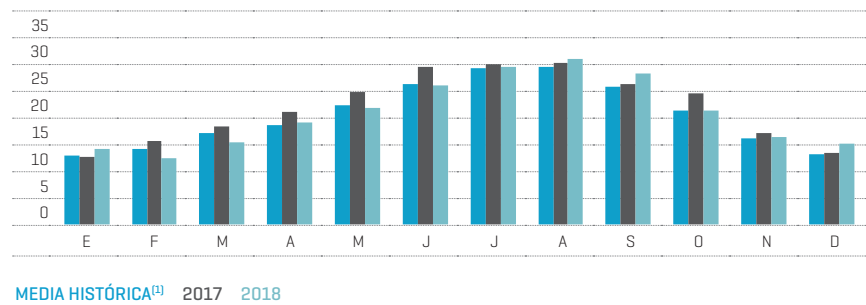
En cuanto a la evolución de la tendencia de la demanda corregida, el conjunto del año ha tenido un comportamiento dispar, alternándose periodos de aceleración y de reducción de los ritmos de crecimiento. Así, tras el impacto que tuvo sobre la tendencia la menor demanda del mes de enero, se inicia un proceso de recuperación de los ritmos de crecimiento que alcanzan su máximo con una variación interanual del 1,9 %.

A finales del segundo trimestre y durante la mayor parte del tercero, la variación de la demanda decae y, aunque se produce un cierto relanzamiento durante el mes de septiembre, en los meses restantes para finalizar el año, el crecimiento decae hasta finalizar 2018 con una variación positiva del 0,3 %, siendo este el crecimiento más bajo que ha experimentado la tendencia desde diciembre del 2016.

Variación mensual de la demanda eléctrica peninsular corregida en el 2018 [%]



Evolución mensual de las temperaturas
Media mensual de las temperaturas máximas [°C]



MEDIA HISTÓRICA^[1] 2017 2018

[1] Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013. Fuente: AEMET y elaboración propia.

Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas sobre la demanda, a diferencia de lo ocurrido en años anteriores, en el conjunto del año 2018 se han registrado temperaturas más calurosas en verano y más frías en invierno que las correspondientes a la media histórica^[1]. Los grados día^[2] con efecto frío han sido superiores en un 8,3 % a los valores medios y los grados día con efecto calor han sido superiores en un 23,8 % a los valores medios del período considerado.

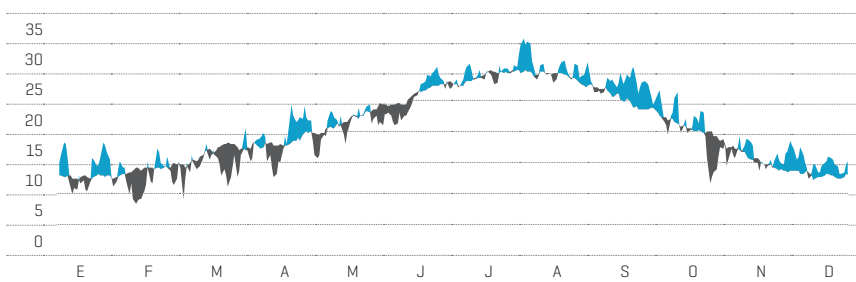
De esta manera, a lo largo del año 2018 en un 20,8 % de los días se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica. Estos días se concentran más en los meses de agosto y septiembre de los meses de verano, y en enero y diciembre de los de invierno. En el lado contrario, días con temperaturas inferiores a la media histórica, en tan sólo el 12,3 % de los días del año se produjo esta situación, concentrándose estos días, principalmente, entre febrero y la primera quincena de abril.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DEMANDA

20,8 %
DE LOS DÍAS SE REGISTRARON TEMPERATURAS MUY SUPERIORES A LA MEDIA

[1] Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013.
[2] Se define grado día con efecto frío como los grados centígrados inferiores a 19°C, y los grados día con efecto calor, los superiores a 23°C.

Evolución de las temperaturas máximas diarias comparado con la media histórica [°C]



SUPERIOR A LA MEDIA **INFERIOR A LA MEDIA**

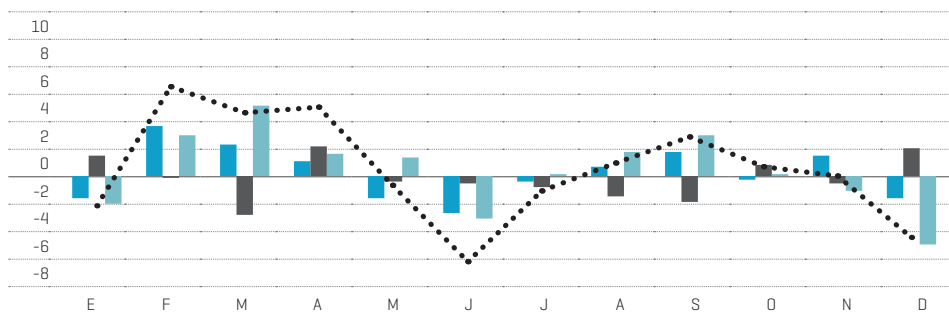
Al comparar con el año anterior, el año 2018 ha sido más frío que el año 2017, con un 24,4 % de grados día de frío más y un 14,0 % de grados día de calor menos. Del impacto combinado de estos efectos,

con mayor influencia sobre el consumo de los grados días de frío, resulta una aportación positiva de las temperaturas de 0,2 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DEMANDA

+0,2 P.P.

Componentes del crecimiento de la demanda eléctrica mensual peninsular 2018 [%]



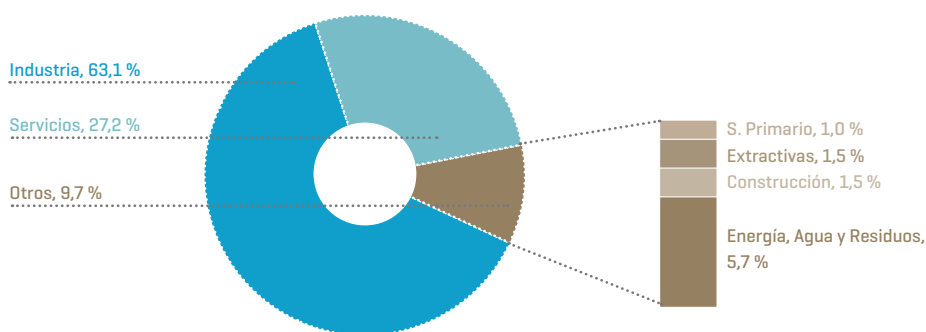
LABORALIDAD **TEMPERATURA** **ACTIVIDAD ECONÓMICA** **INCREMENTO DE DEMANDA**

104,3
ÍNDICE RED ELÉCTRICA

-1,7 %
COMPARATIVA 2017

Descenso del consumo de los grandes consumidores

Composición del IRE General [%]



En el 2018 el conjunto del IRE fue inferior en un 1,7 % respecto al año anterior, con lo que el índice se sitúa en 104,3, valor superior en un 4,3 % al año de referencia (2010=100), perdiéndose, de esta manera, la ganancia obtenida en el año anterior. El descenso registrado este año supone el primer dato negativo del índice desde el año 2013.

Por grandes ramas de actividad, los principales sectores han presentado una tasa de variación negativa, mientras que sólo la agrupación de "otros sectores", con un peso bajo en el índice, creció respecto al año anterior:



- Las actividades industriales descienden un 2,3 % siendo esta la primera variación negativa del índice industrial desde el año 2012, cuando se produjo un descenso del 4,1 %.



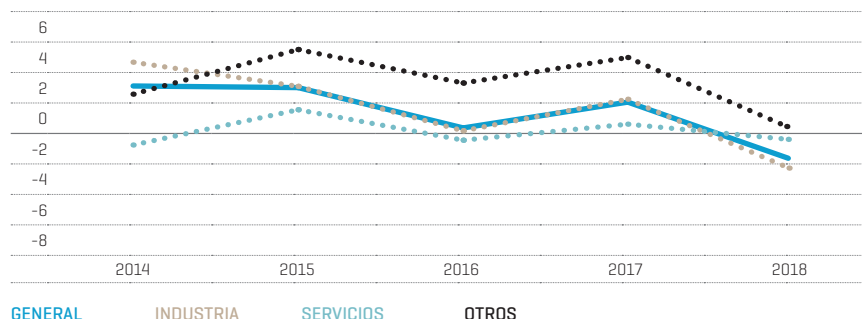
- El sector servicios ha tenido una variación negativa del 0,6 % tras el dato prácticamente nulo del año anterior (0,1 %), y situando los niveles del índice en torno a los valores de hace cuatro años.



- La agrupación de otros sectores de actividad^[3] ha sido la única que ha mostrado cierto dinamismo con un crecimiento del 0,4 % respecto al año anterior, encadenando 5 años consecutivos de variaciones positivas, si bien el crecimiento de este año ha sido menor que el de los años anteriores.

[3] Sector primario, extractivas, energía-agua-residuos, construcción.

Variación anual del IRE (% año anterior)



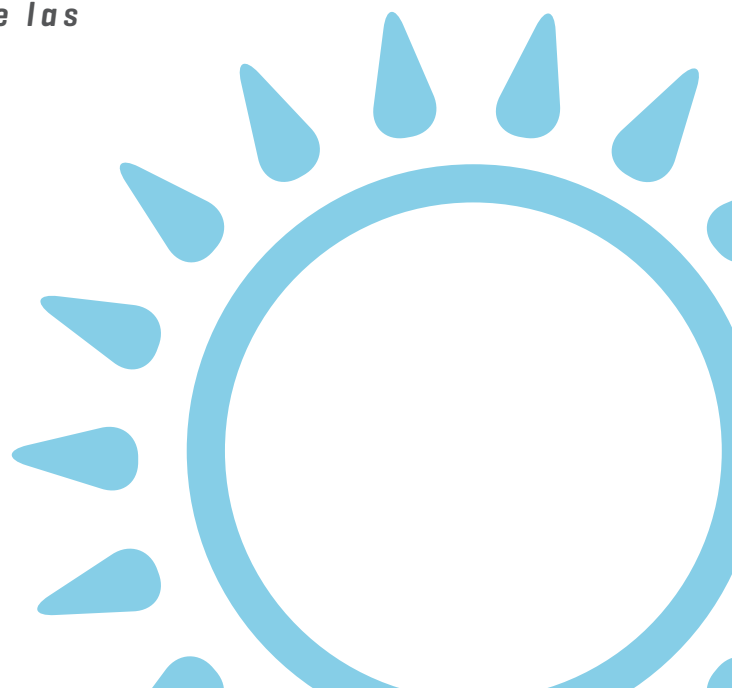
En el 2018 la composición del calendario no tuvo influencia sobre la evolución del índice. Las temperaturas, por el contrario, tuvieron una aportación negativa

de 0,5 puntos porcentuales debido, principalmente, a que las temperaturas en los meses de verano fueron más suaves que las registradas el año anterior.

IRE: Descomposición de la variación en el 2018 [%]

	Bruto	Laboralidad	Temperatura	Corregido
General	-1,7	0,0	-0,5	-1,2
Industria	-2,3	0,0	-0,2	-2,2
Servicios	-0,6	0,1	-1,1	0,4
Otros	0,4	0,0	-2,0	2,4

Las temperaturas tuvieron una aportación negativa de 0,5 puntos porcentuales debido, principalmente, a que las temperaturas en los meses de verano fueron más suaves que las registradas el año anterior.



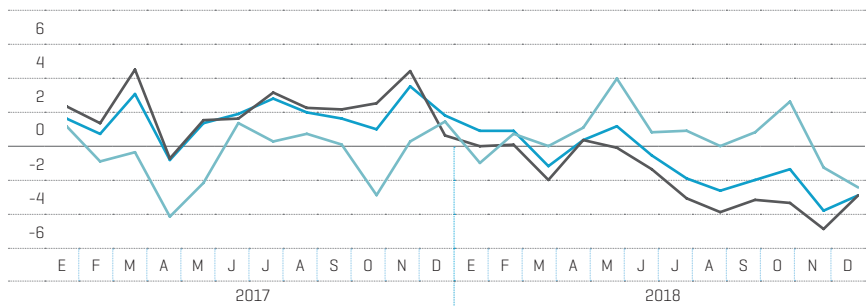
Respecto a la evolución mensual del índice corregido correspondiente a las dos grandes agrupaciones sectoriales (industria y servicios), la industria, con variaciones negativas durante la mayor parte del año ha condicionado la evolución del índice general. La evolución de los servicios, por el contrario, ha presentado fuertes oscilaciones alternándose periodos de variaciones negativas con positivas que han conducido a que, en determinados meses, hayan mantenido la evolución del índice general a pesar de tener un peso más reducido en su composición (27,2 %).

En el año 2017, la evolución de la industria mantuvo un elevado dinamismo registrando elevados niveles de crecimiento, si bien en el último mes del año se produjo una fuerte desaceleración en los ritmos de crecimiento. Esta situación, lejos de ser

puntual, se ha mantenido a lo largo del 2018, registrándose a partir del mes de febrero tasas de variación negativas, con un descenso acelerado que alcanza su máximo en el mes de noviembre con una caída del 5,1 % respecto al año anterior.

Como se ha comentado en párrafos anteriores, los servicios han presentado una fuerte dispersión en su evolución, alternándose periodos de descenso con otros de crecimiento aunque, en el conjunto del año, han predominado estos últimos. Por el lado positivo, destaca el período comprendido entre marzo y junio que, junto con el dato de octubre han mantenido con signo positivo la evolución del índice, mientras que por el lado negativo, han condicionado la evolución del índice los meses de verano y los dos últimos meses del año.

Evolución mensual del IRE corregido [% año anterior]



GENERAL INDUSTRIA SERVICIOS

-2,2 %
ÍNDICE ANUAL CORREGIDO INDUSTRIA



+0,4 %
ÍNDICE ANUAL CORREGIDO SERVICIOS



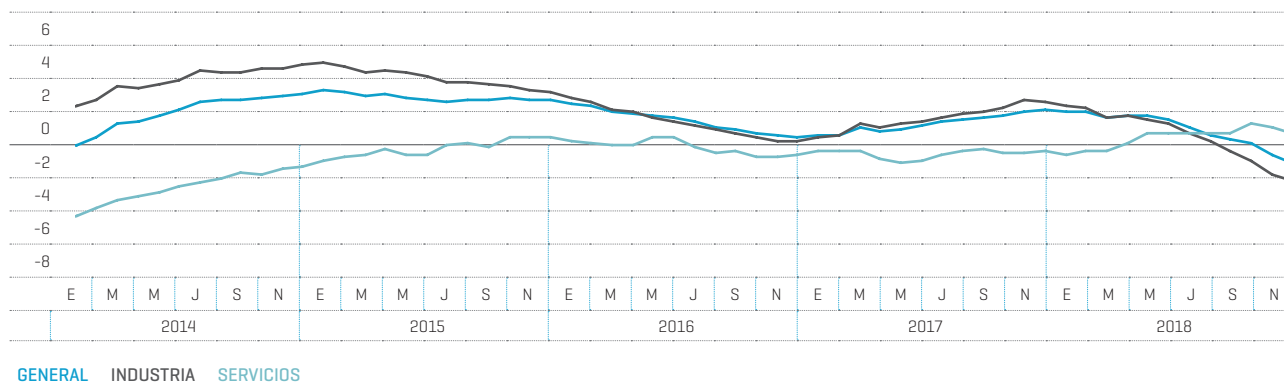
En cuanto a la tendencia, el crecimiento acelerado que mostró la evolución del índice durante el año 2017 se ha convertido en un cierto mantenimiento de las tasas de crecimiento durante el primer semestre del año 2018 gracias a la evolución positiva de los sectores de servicios. En el segundo semestre del año, y muy condicionado por la evolución negativa de los sectores industriales, el índice general ha tomado una senda descendente que se traduce en variaciones negativas a partir del mes de septiembre.

El crecimiento acelerado de la tendencia corregida de los sectores industriales del año 2017 se ha visto truncada en el 2018 en el que el índice ha tomado una senda descendente que se ha acelerado en la

segunda mitad del año, registrándose tasas de variación negativas a partir del mes de agosto hasta finalizar el año con el descenso del 2,2 % mencionado, siendo destacable que no producían tasas de variación negativas de esta magnitud desde el año 2013.

Al contrario que la industria, los sectores de servicios comenzaron el año 2018 con la misma tónica con la que finalizó el año 2017 es decir, mantenimiento de la tasa de descenso del índice. Sin embargo, el buen comportamiento del índice a partir del mes de marzo se ha traducido en que la tendencia tome valores positivos que se mantienen de forma más o menos sostenida con un crecimiento medio del 0,5 % entre los meses de mayo y diciembre del 2018.

Variación mensual del IRE corregido (% año móvil)



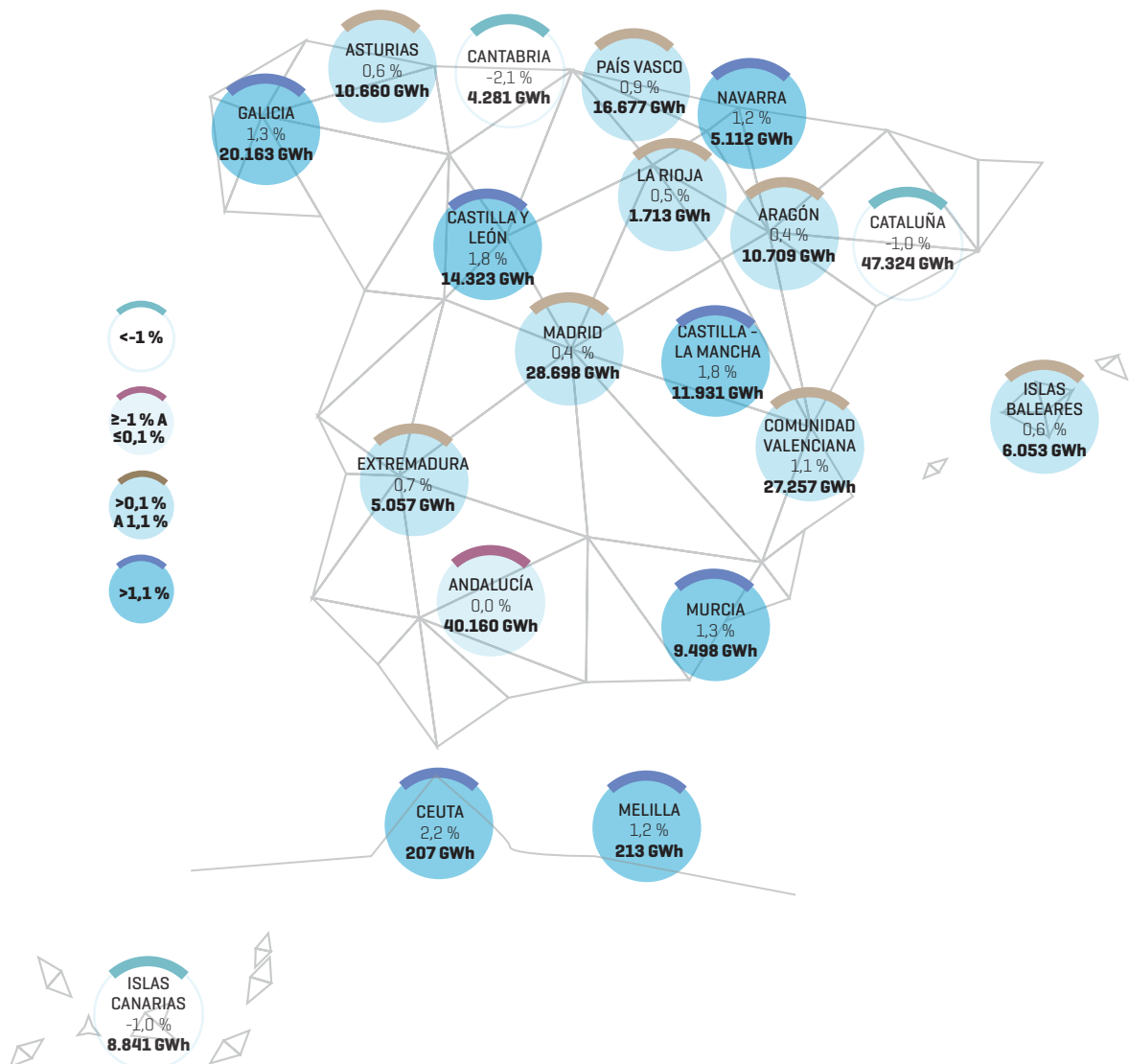
La tendencia del IRE ha sido decreciente durante el 2018, condicionado por la evolución negativa del sector industrial.

Crecimientos más elevados en Ceuta, la Comunidad Valenciana, Murcia, Castilla-La Mancha, Castilla y León, Navarra y Galicia

El detalle geográfico de la evolución de la demanda en el 2018 habría oscilado entre un crecimiento máximo en Ceuta del 2,2 % y un descenso del 2,1 % en Cantabria. Además, se han producido descensos de demanda en comunidades tan dispersas geográficamente como

Cataluña y las Islas Canarias. El resto de las comunidades autónomas han experimentado una variación positiva de la demanda, destacando los crecimientos más elevados registrados en Galicia y Navarra, así como en el este-sureste con la Comunidad Valenciana y Murcia.

Demanda eléctrica por comunidades autónomas y variación respecto al año anterior [GWh y %]



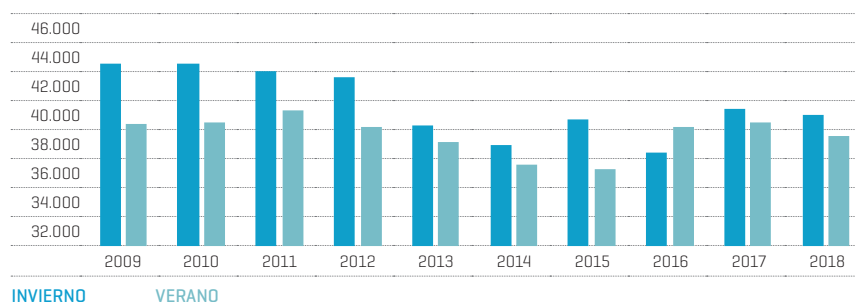
Máximo anual algo inferior al del 2017

En el año 2018 los máximos de demanda horaria correspondientes a los periodos de frío y de calor han tenido un comportamiento divergente ya que, mientras que el máximo de invierno era un 0,9 % inferior al registrado en el año 2017, el máximo de verano fue un 1,0 % superior al del año anterior. Este año, la diferencia entre los máximos de invierno y verano se ha reducido, siendo el máximo de invierno un 2,4 % superior al de verano,

mientras que en el 2017 esta diferencia era del 4,2 %.

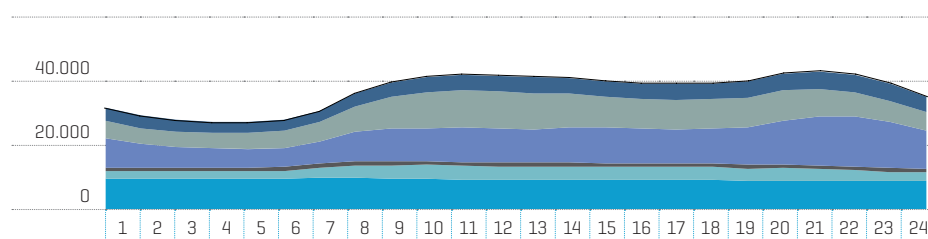
En cualquier caso, estos valores máximos quedan muy alejados del máximo histórico de demanda horaria registrado en el año 2007, siendo el máximo de invierno inferior en 4.265 MWh y el de verano inferior en 1.249 MWh a sus correspondientes máximos históricos.

Máximos instantáneos de demanda eléctrica peninsular [MW]



INVIERNO VERANO

Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2018-8 de febrero [MWh]



IRE INDUSTRIA IRE SERVICIOS IRE OTROS BAJA TENSIÓN P≤10kW
RESTO (PEQUEÑO COMERCIO Y SERVICIOS) PÉRDIDAS DEMANDA TOTAL BC

En la hora punta del día de máxima demanda⁽⁴⁾ horaria del año, el sector residencial⁽⁵⁾ representó el 35,4 % del consumo, mientras que el consumo industrial del IRE representó el 20,5 %, los grandes servicios el 8,8 % y el pequeño comercio y servicios el 19,8 %. 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 35,1 %, mientras que para los grandes servicios, el período horario con mayor peso es entre las 7 de la mañana y las 7 de la tarde con participaciones sobre el consumo comprendidas entre el 9,9 % y 10,6 %.

DEMANDA MÁXIMA HORARIA INVIERNO



40.611
MWh

-0,9 %
RESPECTO AL 2017

DEMANDA MÁXIMA HORARIA VERANO



39.689
MWh

+1,0 %
RESPECTO AL 2017

[4] Incluidas pérdidas.

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

2

	P	R	O	D	U	C	C	I	Ó	N
D	E	E	N	E	R	G	Í	A		
	E	L	É	C	T	R	I	C	A	





La generación
renovable se
incrementa
favorecida por la
mayor producción
de las centrales
hidráulicas.

246.893

GWh

GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
EN EL SISTEMA
PENINSULAR

-0,5 %

COMPARATIVA
2017

+84,9 %
GENERACIÓN HIDRÁULICA

-21,5 %
CICLOS COMBINADOS

-17,8 %
CARBÓN

GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
EN EL SISTEMAS NO
PENINSULARES

14.081
GWh

-0,7 %

COMPARATIVA 2017

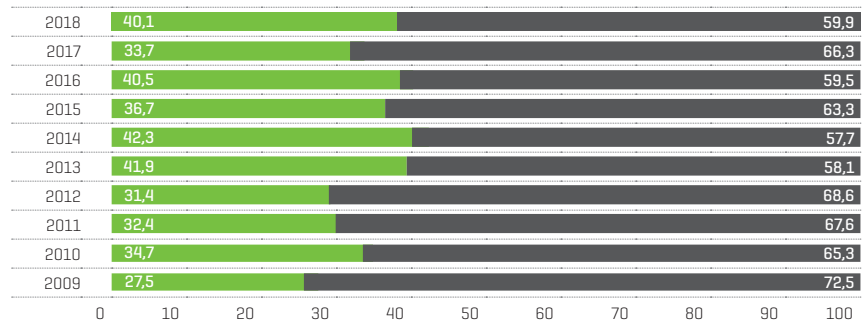
La generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa en torno al 95 % de la generación total nacional, se ha reducido un 0,5 % en el 2018, situándose en 246.893 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación hidráulica que ha aumentado un 84,9 %, mientras que los ciclos combinados y el carbón disminuyeron su producción un 21,5 % y un 17,8 %, respectivamente.

La generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares [14.081 GWh] descendió un 0,7 % respecto al año anterior, destacando la disminución

del 7,9 % del carbón y del 4,5 % del fuel/gas. En sentido contrario, cabe señalar el aumento de la producción eólica que fue un 56,6 % superior a la producción del año anterior.

En cuanto al balance de generación por tipo de energía, al contrario que en el 2017, las energías renovables han recuperado su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular al 40,1 % frente al 33,7 % en el 2017, como consecuencia de la mayor producción hidráulica. Como contrapartida, las energías no renovables redujeron su participación al 59,9 % [66,3 % en el 2017].

Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular [%]



RENOVABLES: HIDRÁULICA, EÓLICA, SOLAR FOTOVOLTAICA, SOLAR TÉRMICA, RESIDUOS RENOVABLES Y OTRAS RENOVABLES

NO RENOVABLES: NUCLEAR, CARBÓN, FUEL/GAS, CICLO COMBINADO, COGENERACIÓN, TURBINACIÓN BOMBEO Y RESIDUOS NO RENOVABLES

Las energías renovables han recuperado su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular al 40,1 % frente al 33,7 % en el 2017, como consecuencia de la mayor producción hidráulica.

Balance de energía eléctrica nacional ^[1]

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%18/17	GWh	%18/17	GWh	%18/17
Hidráulica	34.103	84,9	3	0,1	34.106	84,9
Turbinación bombeo ^[2]	2.009	-10,7	-	-	2.009	-10,7
Nuclear	53.198	-4,2	-	-	53.198	-4,2
Carbón	34.882	-17,8	2.392	-7,9	37.274	-17,2
Fuel/gas ^[3]	-	-	6.683	-4,5	6.683	-4,5
Ciclo combinado ^[4]	26.403	-21,5	3.642	6,5	30.044	-18,9
Hidroeléctrica	-	-	24	16,9	24	16,9
Eólica	48.946	3,0	625	56,6	49.570	3,5
Solar fotovoltaica	7.374	-7,8	385	-3,1	7.759	-7,6
Solar térmica	4.424	-17,3	-	-	4.424	-17,3
Otras renovables ^[5]	3.547	-1,5	10	-8,3	3.557	-1,5
Cogeneración	28.981	2,9	35	-3,5	29.016	2,8
Residuos no renovables	2.294	-6,7	141	-5,2	2.435	-6,6
Residuos renovables	733	0,7	141	-5,2	874	-0,3
Generación	246.893	-0,5	14.081	-0,7	260.974	-0,5
Consumos en bombeo	-3.198	-11,3	-	-	-3.198	-11,3
Enlace Península-Baleares ^[6]	-1.233	4,6	1.233	4,6	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos ^[7]	11.102	21,1	-	-	11.102	21,1
Demanda (b.c.)	253.563	0,4	15.314	-0,3	268.877	0,4

[1] Asignación de unidades de producción según combustible principal.

[2] Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

[3] En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares.

[4] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal.

[5] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

[6] Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

[7] Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador. Los valores de incrementos no se calculan cuando los saldos de intercambios tienen distinto signo.

Balance de potencia eléctrica instalada a 31.12.2018. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%18/17	MW	%18/17	MW	%18/17
Hidráulica	17.047	0,1	2	0,0	17.049	0,1
Bombeo puro	3.329	0,0	-	-	3.329	0,0
Nuclear	7.117	0,0	-	-	7.117	0,0
Carbón	9.562	0,3	468	0,0	10.030	0,3
Fuel/gas	0	-	2.490	0,0	2.490	0,0
Ciclo combinado	24.562	-1,5	1.722	0,0	26.284	-1,4
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	23.091	0,7	416	97,7	23.507	1,6
Solar fotovoltaica	4.466	0,6	248	0,2	4.714	0,5
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables ^[1]	859	0,6	6	0,0	865	0,6
Cogeneración	5.730	-1,3	10	0,0	5.741	-1,3
Residuos no renovables	452	-1,4	38	0,0	491	-1,3
Residuos renovables	123	0,0	38	0,0	162	0,0
Total	98.643	-0,2	5.452	3,9	104.094	0,0

[1] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

Aumento de la potencia instalada renovable y descenso de la no renovable.

POTENCIA INSTALADA
EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO
PENINSULAR

98.643
MW

+0,5 %

POTENCIA RENOVABLE
PENINSULAR

+3,9 %

POTENCIA RENOVABLE
SISTEMAS NO
PENINSULARES

A 31 de diciembre del 2018 el parque generador de energía eléctrica del sistema peninsular ha descendido ligeramente respecto al año anterior al registrar una potencia instalada de 98.643 MW, un 0,2 % menos que a finales del 2017.

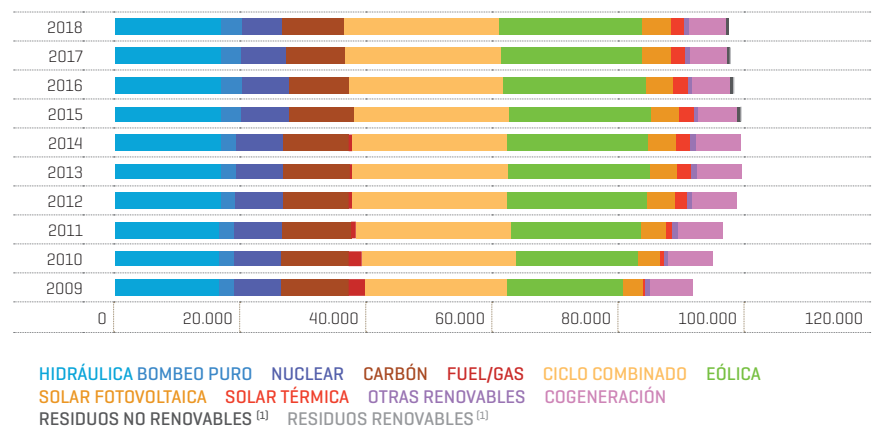
Este parque generador de energía eléctrica es cada vez más renovable y menos dependiente de tecnologías contaminantes, puesto que la potencia renovable peninsular ha experimentado un aumento del 0,5 %, mientras que las no renovables disminuyen un 0,9 %. En el 2018, el ciclo combinado se ha reducido en un 1,5 % respecto al año anterior, debido al cierre definitivo de la central térmica de ciclo combinado Tarragona I. También ha descendido la potencia de cogeneración en un 1,3 %, así como la de los residuos no renovables en un 1,4 %.

Por el contrario, han entrado en servicio más parques de generación eólica, solar fotovoltaica y de otras renovables, que incrementan su potencia instalada en un 0,7 %, 0,6 % y 0,6%, respectivamente. Las variaciones en el resto de tecnologías han sido nulas o poco significativas.

En los sistemas no peninsulares se ha producido un aumento del 3,9 % de la potencia instalada a final del 2018. Este incremento se explica sobre todo porque en las Islas Canarias se ha duplicado la potencia eólica instalada.

En el conjunto del territorio nacional que engloba el sistema peninsular y los sistemas no peninsulares, la potencia instalada no ha tenido variación, finalizando el año 2018 en 104.094 MW. Del total de la potencia instalada, el 46,7 % corresponde a instalaciones de energía renovable y 53,3 % a tecnologías no renovables.

Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular [MW]

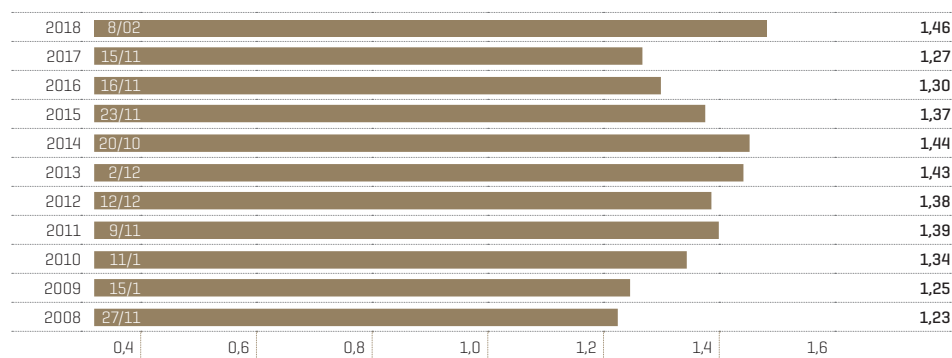


[1] Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: Datos Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC] hasta el 2014 en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

El índice de cobertura mínimo peninsular, definido 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 el 2018 en 1,46, valor máximo en los últimos diez años.

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.

ÍNDICE DE COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR

1,46

**EL VALOR MÁS
ALTO EN LOS
ÚLTIMOS DIEZ
AÑOS**

GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA PENINSULAR

40,1 %

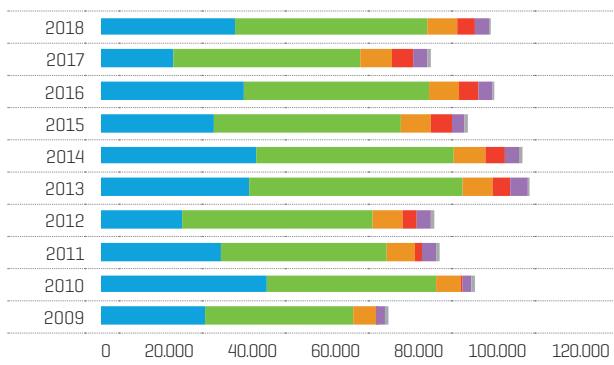
Mayor generación renovable peninsular debido al incremento de la aportación hidráulica.

La **contribución de las energías renovables** a la generación eléctrica peninsular ha registrado en el 2018 el cuarto valor más alto en toda la serie histórica, aumentando su cuota en la generación eléctrica al 40,1 %, frente al 33,7 % en el 2017. El 2018 ha sido un año con buena aportación de la producción hidroeléctrica, casi el doble que en el 2017, un año de sequía, lo que ha ayudado a que las renovables consoliden su elevada participación en la generación eléctrica peninsular.

Esta mayor producción de energía hidráulica ha vuelto a producir un cambio en el mix de generación peninsular, provocando el descenso del uso de plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles como energía primaria. Estas instalaciones no renovables han sido reemplazadas por el incremento de la producción de energía hidráulica, repercutiendo sobre todo en una menor producción de las centrales de ciclo combinado y de carbón.

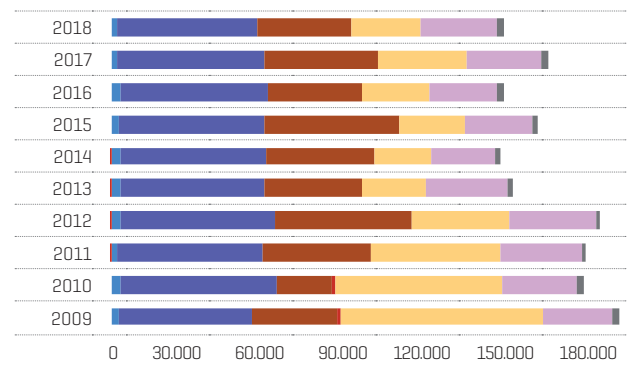
Evolución de la producción de energía eléctrica renovable y no renovable peninsular (GWh)

RENOVABLES



HIDRÁULICA EÓLICA SOLAR FOTOVOLTAICA SOLAR TÉRMICA
OTRAS RENOVABLES RESIDUOS RENOVABLES

NO RENOVABLES



TURBINACIÓN BOMBEO (1) NUCLEAR CARBÓN FUEL/GAS CICLO COMBINADO
COGENERACIÓN RESIDUOS NO RENOVABLES

(1) Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

La eólica vuelve a ser la segunda fuente de generación eléctrica por tercer año consecutivo.

La **producción renovable peninsular** en el 2018 creció un 18,5 % respecto al año anterior, situándose en 99.127 GWh, valor similar al registrado en el año 2016. Este crecimiento de la energía renovable se produjo sobre todo durante la primera mitad del año, destacando el mes de marzo del 2018, cuando la generación renovable fue un 51,1 % superior a la del mismo mes del año anterior, registrándose el máximo histórico de generación renovable mensual con 13.204 GWh.

Además, el 20 de marzo del 2018 se produjo el récord histórico de producción renovable diaria con 540 GWh, representando el 63,0 % del total de la generación peninsular de ese día.

Para hacer posible la operación de un sistema eléctrico con tan alta penetración de energías renovables bajo condiciones de seguridad, resulta fundamental la

labor de control y supervisión realizada desde el Centro de Control de Energías Renovables [CECRE] de Red Eléctrica. En este sentido, el CECRE continúa siendo un centro pionero y de referencia en el ámbito mundial para la integración de energías renovables. Su labor ha hecho posible que en marzo del 2018 se haya registrado un nuevo máximo histórico en la producción eólica mensual, alcanzando los 7.676 GWh, así como un nuevo récord de participación en el mix energético, alcanzando el 33,1%.

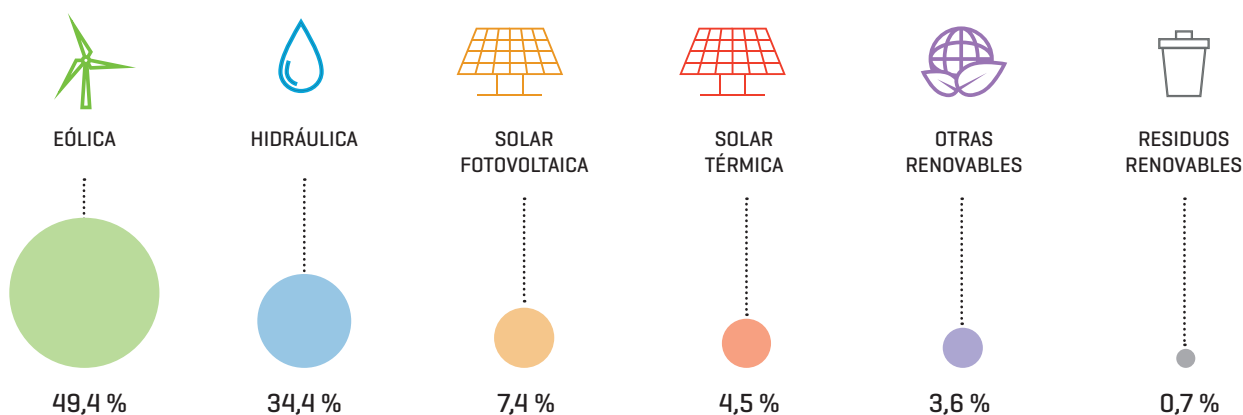
La producción eólica peninsular del 2018 se situó en 48.946 GWh, un 3,0 % superior a la registrada el año anterior. Este incremento resulta de una mayor disponibilidad de recurso primario y se produce principalmente en el primer trimestre del año, cuando esta tecnología generó un 22,3 % más que en el mismo trimestre del 2017. Además, la eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor

relevancia en el sistema peninsular, ya que en el 2018 ha supuesto casi la mitad (el 49,4 %) del conjunto de renovables.

En línea con los años anteriores, cabe destacar la importante contribución de la generación eólica en el mix de generación anual que, con un peso del 19,8 % de la producción, se sitúa en segundo lugar dentro de las tecnologías del parque generador peninsular, tan sólo por detrás de la energía nuclear.

Además, la eólica fue la tecnología protagonista en la estructura de producción peninsular en los meses de enero [24,3 %] febrero [22,3 %], marzo [33,1 %], noviembre [21,4 %] y diciembre [21,0 %].

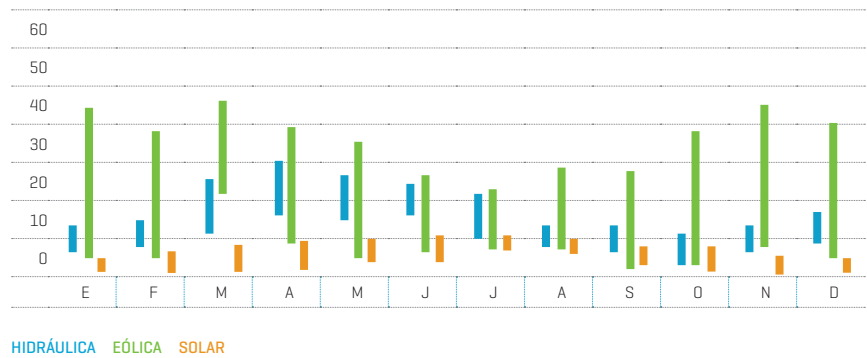
Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2018 [%]



La gran variabilidad de la **generación eólica** se observa en el gráfico de cobertura diaria máxima y mínima de las tecnologías renovables hidráulica, eólica y solar. Durante el año 2018 la producción eólica diaria tuvo una participación en

la estructura de generación que osciló desde un mínimo de 2,4 % los días 19 de septiembre y 17 de octubre, hasta un máximo de 45,3 % el 11 de marzo.

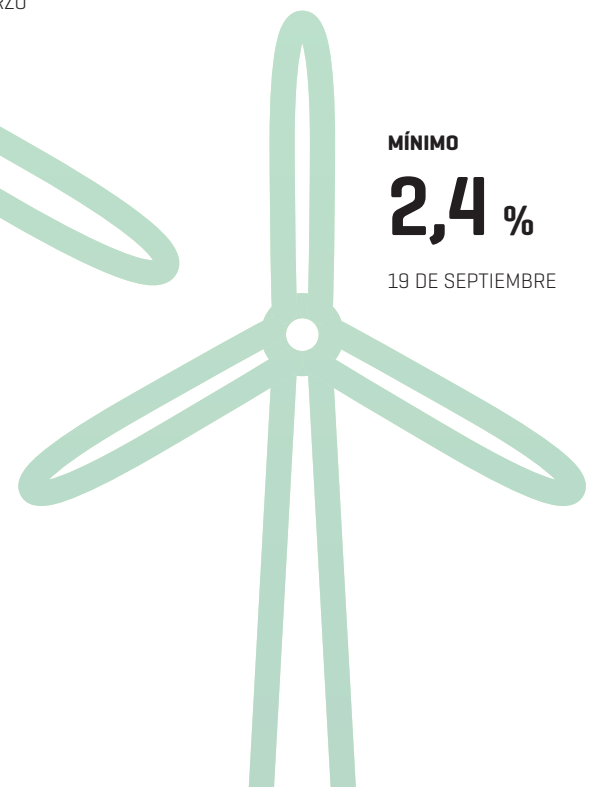
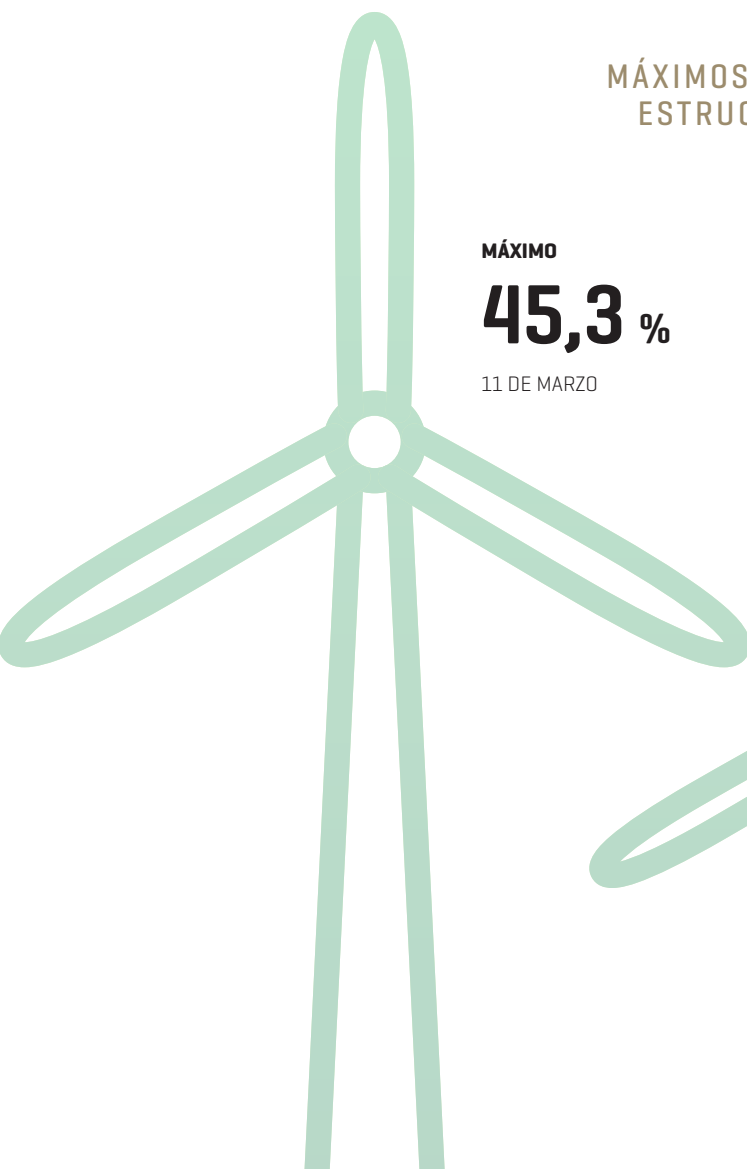
Cobertura diaria máxima y mínima con hidráulica, eólica y solar en el 2018 [%]



MÁXIMOS Y MÍNIMOS DIARIOS DE EÓLICA EN LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN PENINSULAR

MÁXIMO
45,3 %
11 DE MARZO

MÍNIMO
2,4 %
19 DE SEPTIEMBRE



En el 2018 las centrales hidráulicas peninsulares casi han duplicado su producción respecto al año anterior.

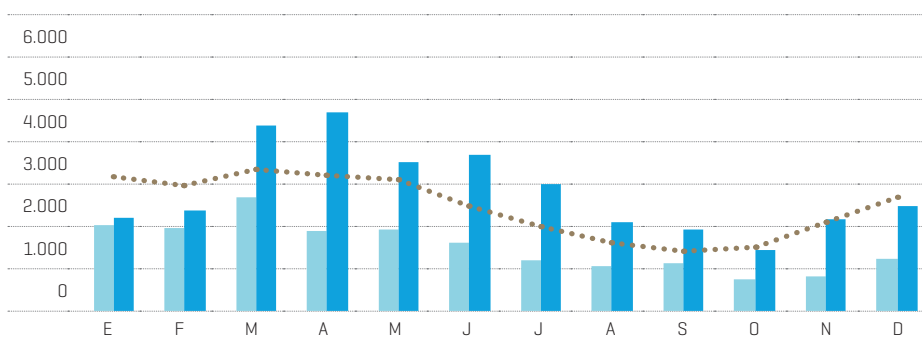
Durante el 2018 las lluvias han hecho posible el incremento de la hidráulica, que ha experimentado un aumento del 84,9 % en la generación anual respecto al 2017, un año especialmente seco. De enero a diciembre, con esta tecnología se han producido 34.103 GWh, lo que significa una aportación a la estructura de la generación peninsular del 13,8 %. En el 2018 el total generado por las centrales hidráulicas situó a esta tecnología como la cuarta fuente de generación, mientras que el año anterior fue la sexta con un peso del 7,4 % en el total peninsular.

En el gráfico comparativo de generación hidráulica peninsular 2017-2018 se aprecia cómo durante todos los meses del 2018 la producción hidráulica ha sido superior a la generación del 2017. También ha registrado valores mayores a la media histórica, calculada con las producciones

de los últimos veinte años, excepto en los meses de enero, febrero, octubre y diciembre.

En los meses de abril, junio, julio y noviembre la generación hidráulica peninsular supuso más del doble de la registrada en los mismos meses del año anterior. Además, en los meses de abril y junio la hidráulica fue la principal fuente de producción del mix energético peninsular, con aportaciones del 24,0 % y 19,9 %, respectivamente. Esta situación contrasta con lo sucedido el año anterior, cuando en los meses de mayo, julio, octubre y noviembre la contribución hidráulica en el balance eléctrico registró los mínimos históricos de esos meses desde que existen valores mensuales (enero de 1990), con aportaciones del 10,2 %, 5,6 %, 3,8 % y 3,9 %, respectivamente.

Generación hidráulica peninsular 2017-2018 comparada con la generación media [GWh]



GENERACIÓN HIDRÁULICA EN EL 2017 GENERACIÓN HIDRÁULICA EN EL 2018 MEDIA HISTÓRICA^[1]

[1] Media de la generación hidráulica mensual de los últimos 20 años..



PRODUCCIÓN
HIDRÁULICA
PENINSULAR

34.103
GWh

+84,9 %
RESPECTO AL 2017

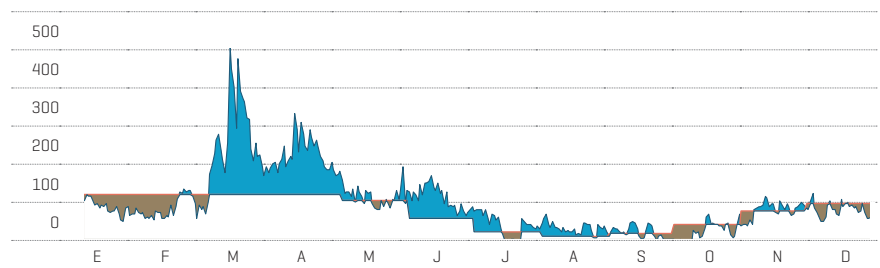
APORTACIÓN A LA
ESTRUCTURA DE
LA GENERACIÓN
PENINSULAR

13,8 %

El aumento de la **generación hidráulica** está en consonancia con el producible hidráulico (cantidad máxima de energía eléctrica que se hubiera podido producir con las aportaciones hidráulicas registradas) que en el 2018 alcanzó los 37.392 GWh, un 134,1 % superior al registrado en el 2017 y un 28,2 % mayor

que el valor medio histórico anual. Por tanto, podemos considerar que el 2018 en su conjunto ha sido un año húmedo, puesto que el índice de producible hidráulico, definido como el cociente entre la energía producible y la energía producible media, ha alcanzado un valor de 1,3.

Energía producible hidráulica diaria durante el 2018 comparada con el producible medio histórico [GWh]



HÚMEDO SECO PRODUCIBLE MEDIO HISTÓRICO PRODUCIBLE 2018

Las reservas hidroeléctricas se recuperan y terminan el 2018 con valores cercanos a la media estadística.

Al inicio del 2018 el nivel de partida de los embalses era inusualmente bajo, acusado por la sequía del año anterior. Sin embargo, las precipitaciones durante el año aumentaron las reservas hidroeléctricas hasta situar el volumen

de agua de los embalses hidroeléctricos en España a 31 de diciembre del 2018 en el 44,1 % de su capacidad de llenado, es decir, 17,7 puntos porcentuales por encima del año anterior.

RESERVAS HIDROELÉCTRICAS DEL CONJUNTO DE EMBALSES

44,1 %

DE SU CAPACIDAD TOTAL A
31/12/2018

Las **instalaciones solares fotovoltaicas** del sistema peninsular produjeron 7.374 GWh, lo que supone un descenso del 7,8 % respecto al 2017, año en el que se batió el récord histórico de producción anual con 8.001 GWh, y una aportación del 3,0 % a la estructura de generación peninsular.

Por lo que respecta a la solar térmica peninsular, en el 2018 se generaron 4.424 GWh con esta tecnología, un 17,3 % menos que el año anterior, cuando también se registró un nuevo máximo de generación anual con 5.348 GWh, y tuvo una

contribución del 1,8 % en la producción total peninsular.

El descenso en la **solar fotovoltaica y solar térmica** se justifica por una menor disponibilidad de recurso primario, especialmente en los meses más relevantes de primavera y verano.

De la misma forma, el resto de renovables (biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica) han tenido menor producción con un 4,1 % respecto al año anterior, y su peso en el mix de generación peninsular ha sido del 1,4 %.

Disminuye la generación no renovable debido a la menor producción con carbón y ciclos combinados.

Las energías no renovables del sistema peninsular registraron en el 2018 una generación de 147.766 GWh, un 10,2 % inferior a la del 2017. Este descenso contrasta con el aumento del 11,2 % experimentado el año pasado y ha tenido como consecuencia una reducción de su aportación a la generación total peninsular en 6,4 puntos porcentuales, alcanzando en el 2018 un peso del 59,9 %, frente al 66,3 % del 2017.

Dentro de las energías no renovables, la nuclear generó en el 2018 un total de 53.198 GWh, un 4,2 % menos que el año anterior. Esta reducción se produjo sobre todo durante el primer semestre del año 2018, cuando la producción nuclear descendió un 10,9 %. Sin embargo, a partir del mes de julio las nucleares incrementaron su generación y en el segundo semestre produjeron un 2,8 % más que en el mismo período del 2017.

A pesar de esta menor producción en el acumulado del año 2018, las centrales nucleares han sido por octavo año consecutivo la primera fuente de generación peninsular (en el 2013 compartió el liderazgo con la eólica). En el 2018, alcanzaron una cuota en la generación peninsular del 21,5 % (un 22,4 % en el 2017).

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 98,3 %.

Son la fuente de generación que más horas funciona, 7.623 horas de las 8.760 que tiene el año. Y el 34,5 % de la electricidad libre de emisiones contaminantes generada en el 2018, se consiguió gracias a la energía nuclear.



INSTALACIONES
SOLARES
FOTOVOLTAICAS

7.374
GWh

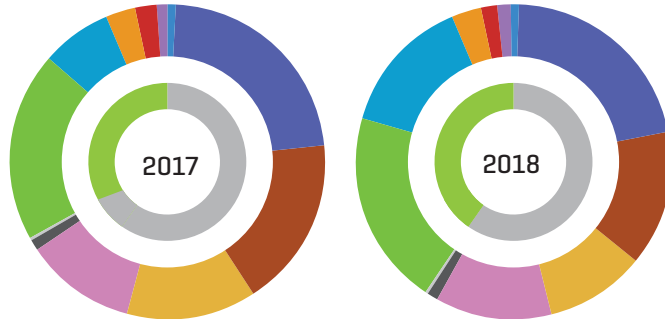
-7,8 %
RESPECTO AL 2017

APORTACIÓN A LA
ESTRUCTURA DE
LA GENERACIÓN
PENINSULAR

3,0 %

Estructura de la generación eléctrica peninsular en el 2017 y 2018 [%]

	2017	2018
TURBINACIÓN BOMBEO	0,9	0,8
NUCLEAR	22,4	21,5
CARBÓN	17,1	14,1
CICLO COMBINADO	13,6	10,7
COGENERACIÓN	11,3	11,9
RESIDUOS NO RENOVABLES	1,0	0,9
RESIDUOS RENOVABLES	0,3	0,3
EÓLICA	19,1	19,8
HIDRÁULICA	7,4	13,8
SOLAR FOTOVOLTAICA	3,2	3,0
SOLAR TÉRMICA	2,2	1,8
OTRAS RENOVABLES	1,5	1,4



	2017	2018
RENOVABLES	33,7	40,1
NO RENOVABLES	66,3	59,9

CENTRALES DE CARBÓN PENINSULARES

34.882

GWh

-17,8 %

RESPECTO AL 2017

Por lo que respecta a las **centrales de carbón peninsulares**, en el 2018 generaron 34.882 GWh, el tercer valor más bajo en la serie histórica, y un 17,8 % menos que el año anterior. Este descenso ha sido especialmente significativo en el segundo trimestre del año, cuando la producción con carbón fue un 39,1 % inferior al mismo trimestre del 2017. Por meses, destacan enero y junio que tuvieron una generación inferior respecto al año anterior de un 41,5 % y 46,8 %, respectivamente.

En el cómputo anual las centrales de carbón han vuelto a ser la tercera fuente de producción en el 2018, a pesar de haber perdido 3 puntos porcentuales en su participación en la estructura de generación peninsular, pasando de un 17,1 % en el 2017 al 14,1 % del 2018.

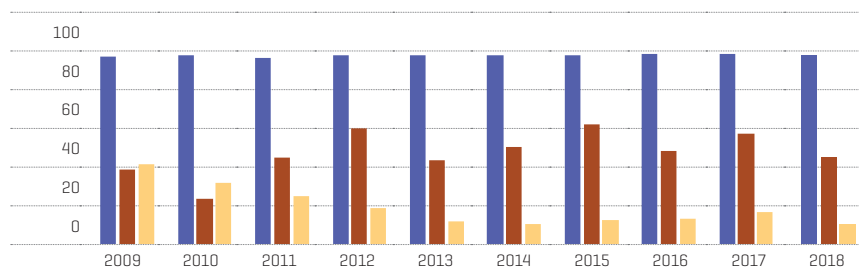
El coeficiente de utilización del carbón también ha disminuido ya que en el 2018 se situó en el 45,3 %, frente al 57,1 % del año anterior.

APORTACIÓN A LA ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN PENINSULAR

14,1 %

Las centrales de carbón han sido la tercera fuente de producción en el 2018, con un descenso de 3 puntos en su participación en la estructura de generación peninsular.

Coefficiente 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.

En cuanto a la producción de los ciclos combinados, después de tres años consecutivos de incrementos de producción, en el 2018 generaron un 21,5 % menos que el año anterior, con un total anual de 26.403 GWh. En el segundo semestre se produjo un descenso de producción del 28,5 % respecto al mismo periodo del año anterior, con caídas del 40,3 % en julio y del 35,0 % en octubre del 2018.

Como consecuencia de esta menor producción, los ciclos combinados han descendido 2,9 puntos en el mix energético, con un peso del 10,7 % en la estructura peninsular del 2018 (un 13,6 % en el 2017), y han pasado a ser la sexta fuente de generación.

El coeficiente de utilización del 2018 alcanzó el 13,2 % (16,7 % en el 2017).

PRODUCCIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS

26.403 GWh

-21,5 %

RESPECTO AL 2017

APORTACIÓN A LA ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN PENINSULAR

10,7 %

En el 2018 las centrales de ciclo combinado han sido la sexta fuente de generación, perdiendo 2,9 puntos en el del mix energético peninsular.

Desciende la generación eléctrica de los sistemas no peninsulares después de tres años seguidos de crecimiento.

La producción anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares en el 2018 alcanzó los 14.081 GWh, un 0,7 % inferior a la del año anterior. Este descenso se produce después de tres años consecutivos de crecimiento de generación no peninsular. Por sistemas, en Baleares y Canarias descendió respectivamente 0,4 % y 1,0 %, mientras en Ceuta y Melilla creció un 2,2 % y un 1,2.

La energía eléctrica producida en el sistema de Baleares también se ha reducido, después de tres años registrando

crecimientos, alcanzando en el 2018 los 4.820 GWh, un 0,4 % menos que el año anterior. Las centrales de carbón han reducido su producción un 7,9 %, pero siguen siendo la tecnología con mayor peso en el mix energético balear ya que han representado el 49,6 % del total generado en el 2018 (un 53,7 % en el 2017).

Por el contrario, las centrales de ciclo combinado del sistema eléctrico de Baleares han generado en el 2018 un 40,5 % más que en el 2017. Esta tecnología ha alcanzado un peso en la estructura de producción del 12,3 %, lo que significan 3,6 puntos más que el año anterior.

PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

14.081

GWh



-0,7 %

RESPECTO AL 2017

La energía transferida desde la Península en el 2018 se ha incrementado un 4,6 %.

El descenso de generación en las Islas Baleares se ha visto compensado por la mayor cantidad de energía procedente de la Península a través del enlace Península-Baleares, que en el 2018 se ha incrementado un 4,6 %, respecto al año anterior.

Este aumento de entrada de energía se produjo sobre todo durante la primera mitad del año, llegando a registrar en febrero un incremento del 54,9 %. Sin embargo, en verano, de junio a

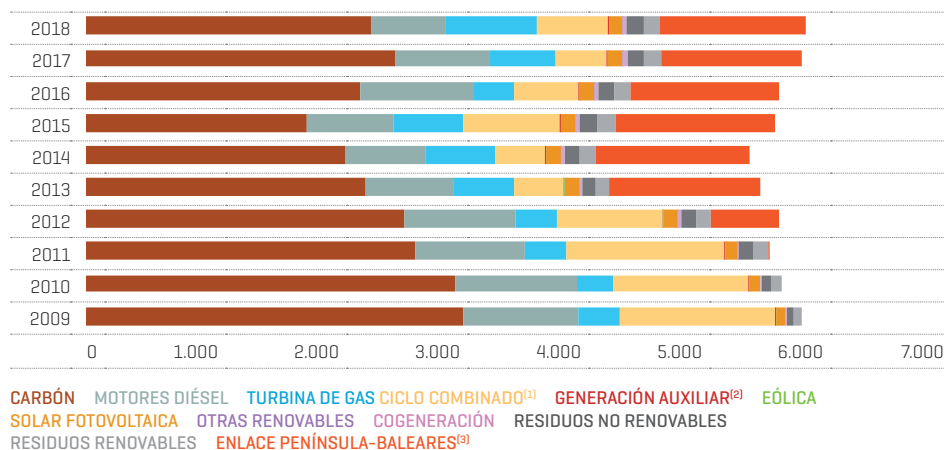
septiembre, siguen siendo los meses con mayor volumen de intercambio de energía.

La energía transferida en España desde la península ha cubierto el 20,4 % de la demanda de las Islas Baleares, llegando a alcanzar picos que superan el 33 % del consumo horario, lo que ha supuesto un ahorro del 14 % en los costes de cobertura del sistema balear y ha evitado la emisión a la atmósfera de aproximadamente 400.000 toneladas de CO₂ eq en este territorio.

INTERCAMBIO DE ENERGÍA ENTRE LA PENÍNSULA Y BALEARES

+4,6 %
RESPECTO AL 2017

Evolución de la cobertura de la demanda eléctrica 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 el déficit de generación.

(3) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 31/08/2012.

La potencia eólica instalada en Canarias se ha duplicado en el 2018.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CANARIAS

8.841

GWh

-1,0 %

RESPECTO AL 2017

GENERACIÓN DE ORIGEN RENOVABLE EN CANARIAS

+32,2 %

RESPECTO AL 2017

Al igual que en Baleares, la producción de energía eléctrica en el sistema eléctrico de Canarias ha descendido, tras los tres años anteriores con crecimiento, alcanzando en el 2018 los 8.841 GWh, un 1,0 % menos que el año anterior. La disminución de generación del 2018 se concentró principalmente en tecnologías que utilizan combustibles fósiles, como los motores diésel, las turbinas de gas y de vapor, cuya generación se redujo respecto al año anterior un 5,4 %, un 9,5 % y un 8,2 %, respectivamente.

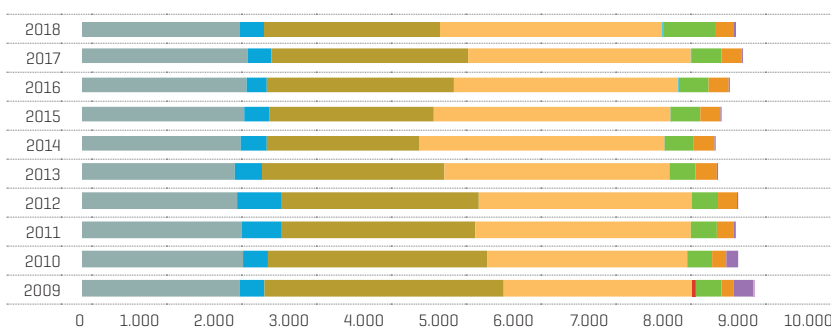
Por el contrario, la potencia eólica instalada en Canarias ha pasado en el último año de 207 MW a 413 MW, lo que supone un incremento del 99,5 %. Dicha potencia eólica instalada representa a 31 de diciembre del 2018 el 13,8 % del total instalado, frente al 7,4 % del 2017.

La generación de origen renovable en el 2018 ha sido un 32,2 % superior a la del año anterior y ha tenido un peso en el mix de generación canario del 10,5 %, lo que significan 2,6 puntos porcentuales más que en el 2017.

Este incremento tan elevado de la generación renovable instalada en Canarias, eólica en particular, ha llevado a la revisión de los criterios de operación de sus sistemas, con objeto de asegurar la integración de su energía en condiciones de seguridad para los sistemas eléctricos canarios.

Además, Red Eléctrica ha finalizado y ha puesto en servicio las nuevas infraestructuras de transporte previstas en el Plan Eólico Canario necesarias para conectar la energía eléctrica generada por los nuevos parques eólicos y fotovoltaicos a los sistemas eléctricos de las islas.

Evolución de la estructura de generación eléctrica de las islas Canarias [GWh]



MOTORES DIÉSEL TURBINA DE GAS TURBINA DE VAPOR CICLO COMBINADO⁽¹⁾ GENERACIÓN AUXILIAR⁽²⁾
 HIDROEÓLICA EÓLICA SOLAR FOTOVOLTAICA OTRAS RENOVABLES

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. Utiliza fuel y gasoil como combustible principal.

(2) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

La realización del Plan Eólico Canario es un paso necesario y muy significativo hacia la transición energética en un proceso de electrificación de la sociedad que cambiará la forma de generar, distribuir y consumir la energía eléctrica.

El desarrollo de las infraestructuras de transporte y generación eólica han supuesto durante el año 2018 nuevos registros de máximos de punta de

potencia eólica en Tenerife, alcanzando el 27 de diciembre un valor de 113,27 MW, frente a los 32,45 MW del 29 de febrero de 2016, récord anterior al plan eólico.

En Gran Canaria se ha registrado el 2 de noviembre un máximo histórico de punta de potencia eólica, alcanzando un valor de 127,55 MW, lo que supone un incremento del 64 % respecto al récord anterior, de 16 de febrero del 2016, antes del plan eólico.

Nuevo récord mensual de integración renovable en la isla de El Hierro.

Para la isla de El Hierro, sistema eléctrico especialmente relevante por contar con la central hidroeólica de Gorona del Viento, la revisión continua de sus criterios de operación ha posibilitado que se alcancen niveles aún más altos de integración renovable. De este modo, el 96,2 % de la energía eléctrica consumida en la isla de El Hierro durante el mes de julio del 2018 fue de origen renovable y alcanzó el máximo mensual de integración de renovables en España.

En el acumulado del año 2018, la generación renovable herreña ha cubierto más de la mitad de su demanda de electricidad, el 56,5 %, lo que significa 10 puntos porcentuales más que en el mismo periodo del año anterior.

Las condiciones favorables del viento y las mejoras operativas introducidas recientemente y fruto de la colaboración entre Red Eléctrica y la central hidroeólica de Gorona del Viento han hecho posible una mayor integración de generación renovable en el sistema herreño.

**ENERGÍA ELÉCTRICA
CONSUMIDA EN LA ISLA
DE EL HIERRO DURANTE
EL MES DE JULIO DEL
2018**

96,2 %

**FUE DE ORIGEN
RENOVABLE**

La demanda de energía eléctrica de la isla de El Hierro se cubrió durante más de 18 días consecutivos con energía 100 % renovable.

De esta forma, el sistema eléctrico de El Hierro ha cubierto su demanda eléctrica con energía 100 % renovable durante 18 días y 9 horas consecutivos, iniciando este periodo de producción renovable ininterrumpida el 15 de julio y terminando en la mañana del día 2 de agosto.

La central hidroeólica de Gorona del Viento, operada por Red Eléctrica, comenzó a funcionar a pleno rendimiento en julio del 2015 y, desde entonces, se ha convertido en una pieza clave para la integración de generación renovable en la isla herreña. Similares efectos positivos producirá en la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria para la integración de renovables en la isla de Gran Canaria.

La central hidroeléctrica reversible Chira-Soria es un proyecto esencial para el nuevo modelo energético canario.

Red Eléctrica es la compañía responsable de desarrollar los proyectos de almacenamiento energético mediante centrales hidroeléctricas de bombeo que tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados.

El proyecto de Chira-Soria de Red Eléctrica en la isla de Gran Canaria supone el desarrollo de una central capaz de almacenar los excedentes de generación renovable no integrables en el sistema eléctrico que se darán cuando la producción de este tipo de energía sea elevada, evitando su vertido. Así, será posible su aprovechamiento posterior en momentos de menor producción renovable. Pero el proyecto de Chira-Soria diseñado por Red Eléctrica va más allá. La central, además de almacenar una gran cantidad de energía, mediante su flexibilidad y capacidad de regulación, será capaz de atender los objetivos que impulsaron su diseño: la integración de renovables, la seguridad del sistema y la garantía del suministro.

Con una inversión que superará los 300 millones de euros, la central de Chira-Soria contará con 200 megavatios de potencia, lo que representa alrededor del 36 % de la punta de demanda actual de Gran Canaria. El proyecto incluye la construcción de una planta desaladora de agua de mar y las obras marinas asociadas, así como las instalaciones necesarias para su conexión a la red de transporte para poder evacuar dicha energía al sistema. Durante la obra, se estima la creación de 500 puestos de trabajo directos y 1.500 indirectos.

Respecto a los avances alcanzados en el 2018 en el desarrollo del proyecto, cabe destacar que en el mes de junio finalizó la ampliación de la campaña de geotecnia, con un presupuesto de 1,5 millones de euros, con el fin de conocer en detalle las características geológicas y geotécnicas del terreno en el que se construirá la central. Asimismo, se ha procedido a la adjudicación del diseño e ingeniería del proyecto de construcción, así como la asistencia técnica y la dirección de obra, por un importe aproximado de 20 millones de euros, lo que supone la incorporación de un equipo de más de 70 personas durante toda la vida del proyecto.

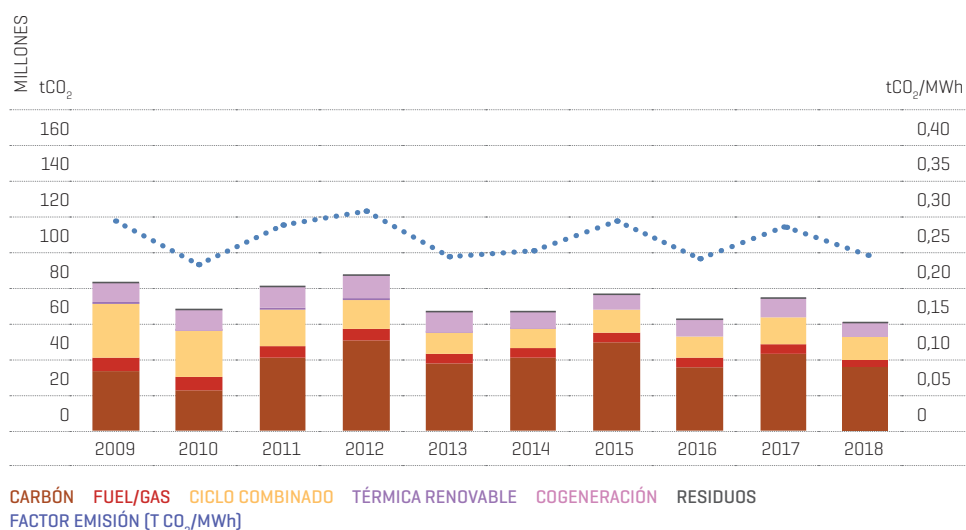
El incremento de la participación de las renovables tiene efecto directo sobre el descenso de las emisiones de CO₂.

La generación renovable nacional alcanzó en el año 2018 el 38,5 % del total, lo que representa un crecimiento de 6,3 puntos porcentuales frente al 32,2 % que suponía un año antes. Este incremento de las renovables ha permitido que la generación sin emisiones de CO₂, que incluye las renovables, la turbinación bombeo y la nuclear, tuviera una cuota del 59,7 % frente al 54,3 % del 2017.

La composición del mix de producción condiciona las variaciones de las emisiones de CO₂ asociadas a la

generación de energía eléctrica. Así, el aumento de la generación renovable nacional en el 2018 ha tenido como consecuencia un descenso de las emisiones de CO₂ del 13,8 % respecto al año anterior. De esta forma, las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico español en el 2018 alcanzaron los 64,2 millones de toneladas, de las cuales el 55,5 % están asociadas a la producción con carbón y el 18,4 % se relacionan con los ciclos combinados.

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.

Extremadura tiene el mix energético con menos emisiones de CO₂.

MAYOR CUOTA EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

42.468

GWh

CATALUÑA

MAYOR INCREMENTO DE GENERACIÓN

+19,5 %

RESPECTO AL 2017

GALICIA

MAYOR CUOTA EN LA GENERACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE

20,5 %

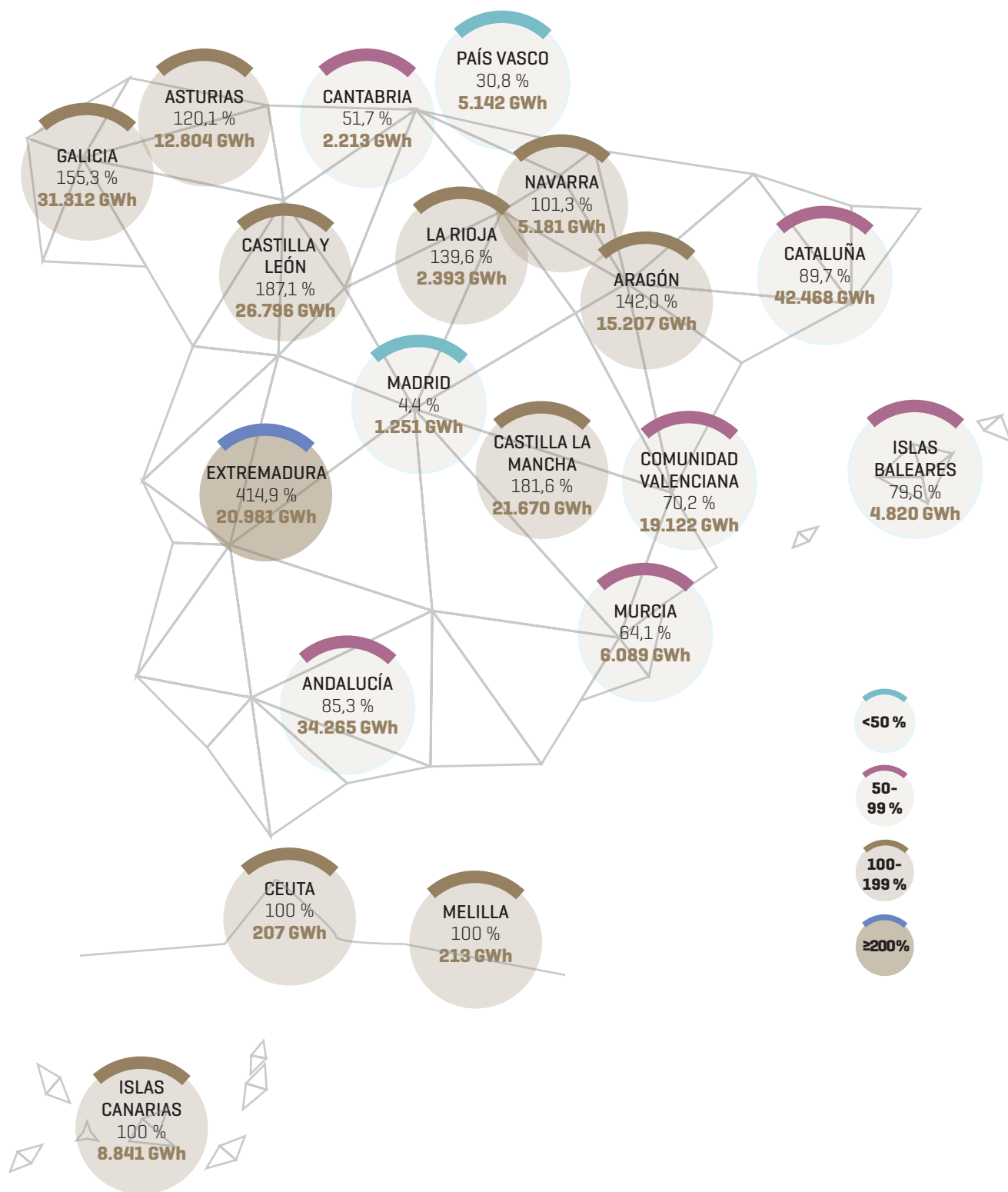
DEL TOTAL NACIONAL

CASTILLA Y LEÓN

Entre los aspectos más relevantes de la generación eléctrica por comunidades autónomas durante el 2018 cabe destacar los siguientes:

- Cataluña es la comunidad que más energía ha generado durante el año 2018, un total de 42.468 GWh, a pesar de que su producción ha descendido un 5,2 % respecto al 2017. La mayor parte (70,4 %) esta generación es sin emisiones de CO₂.
- Galicia es la comunidad autónoma que mayor incremento de generación ha tenido en el 2018, un 19,5 % superior a la del 2017. Este crecimiento se ha debido al aumento de generación renovable, en concreto, de las centrales hidráulicas y eólicas que han producido un 161,2 % y un 21,4 % más que el año pasado, respectivamente.
- Castilla y León sigue registrando la mayor producción de energía renovable alcanzando en el 2018 los 20.593 GWh, lo que representa el 20,5 % del total renovable nacional. Así mismo, es la comunidad con mayor cuota de renovables en su mix de generación, un 76,8 % en el 2018. Más de la mitad de esta generación renovable ha sido eólica.
- Extremadura tiene el mix energético con mayor porcentaje de generación sin emisiones de CO₂, ya que el 99,7 % de su producción procede de tecnologías libres de emisiones.
- Durante el 2018, ocho comunidades autónomas han generado más energía eléctrica de la que han consumido, entre las que destaca Extremadura, donde la energía generada ha sido cuatro veces superior a su demanda. Le siguen Castilla y León y Castilla-La Mancha, que producen casi el doble de la cantidad que necesitan para satisfacer su demanda.
- En relación con la potencia instalada, las variaciones más significativas en el 2018 se han producido en: Cataluña con una reducción del 3,2 % debido al cierre definitivo de la central térmica de ciclo combinado Tarragona I de 386 MW, y en Canarias donde se ha duplicado la potencia eólica, pasando de 207 MW instalados en el 2017 a 413 MW en el 2018.

Ratio generación eléctrica/demanda [%] y generación eléctrica [GWh] en el 2018 por comunidad autónoma



3

I	N	T	E	R	C	A	M	B	I	O	S
	I	N	T	E	R	N	A	C	I	O	-
					N	A	L	E	S		





Por tercer año consecutivo, los programas de intercambio de energía eléctrica de España con otros países cierran el año 2018 con saldo importador.

11.090

GWh

SALDO
IMPORTADOR

+20,9 %

COMPARATIVA
2017

10.499
GWh

EN PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN

-23,1 %

COMPARATIVA 2017

21.590
GWh

EN PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN

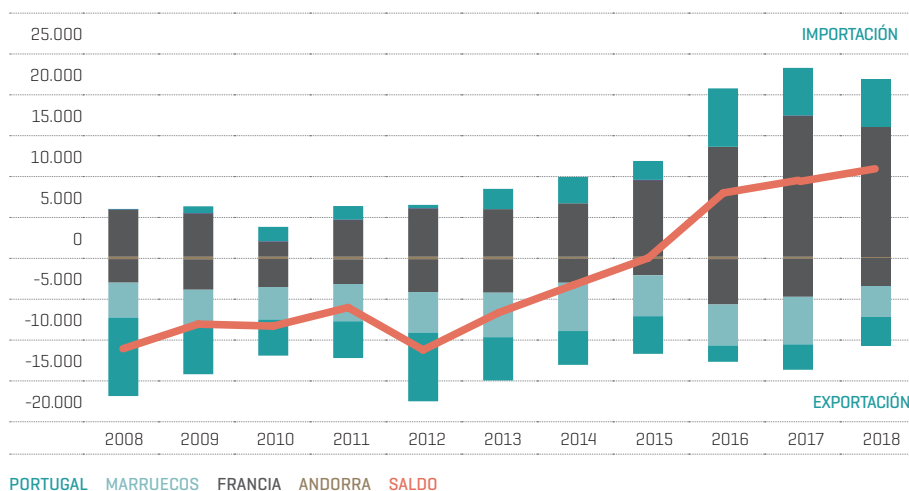
-5,4 %

COMPARATIVA 2017

El volumen de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 32.089 GWh, valor un 12,0 % inferior al 2017. Se programaron 10.499 GWh de exportación, un 23,1 % menos que el año anterior, y 21.590 GWh de importación,

valor inferior en un 5,4 % al del 2017. Al igual que el año anterior el saldo neto vuelve a ser importador, con un valor de 11.090 GWh, un 20,9 % superior al del año 2017.

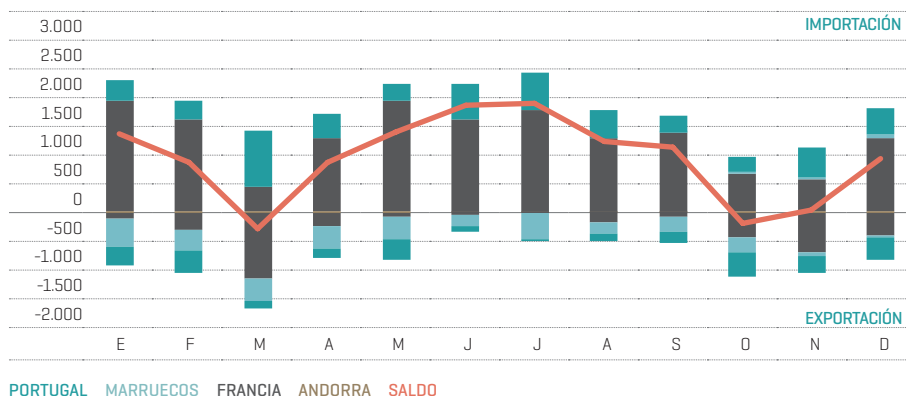
Evolución anual de los intercambios internacionales programados [GWh]



PORTUGAL MARRUECOS FRANCIA ANDORRA SALDO

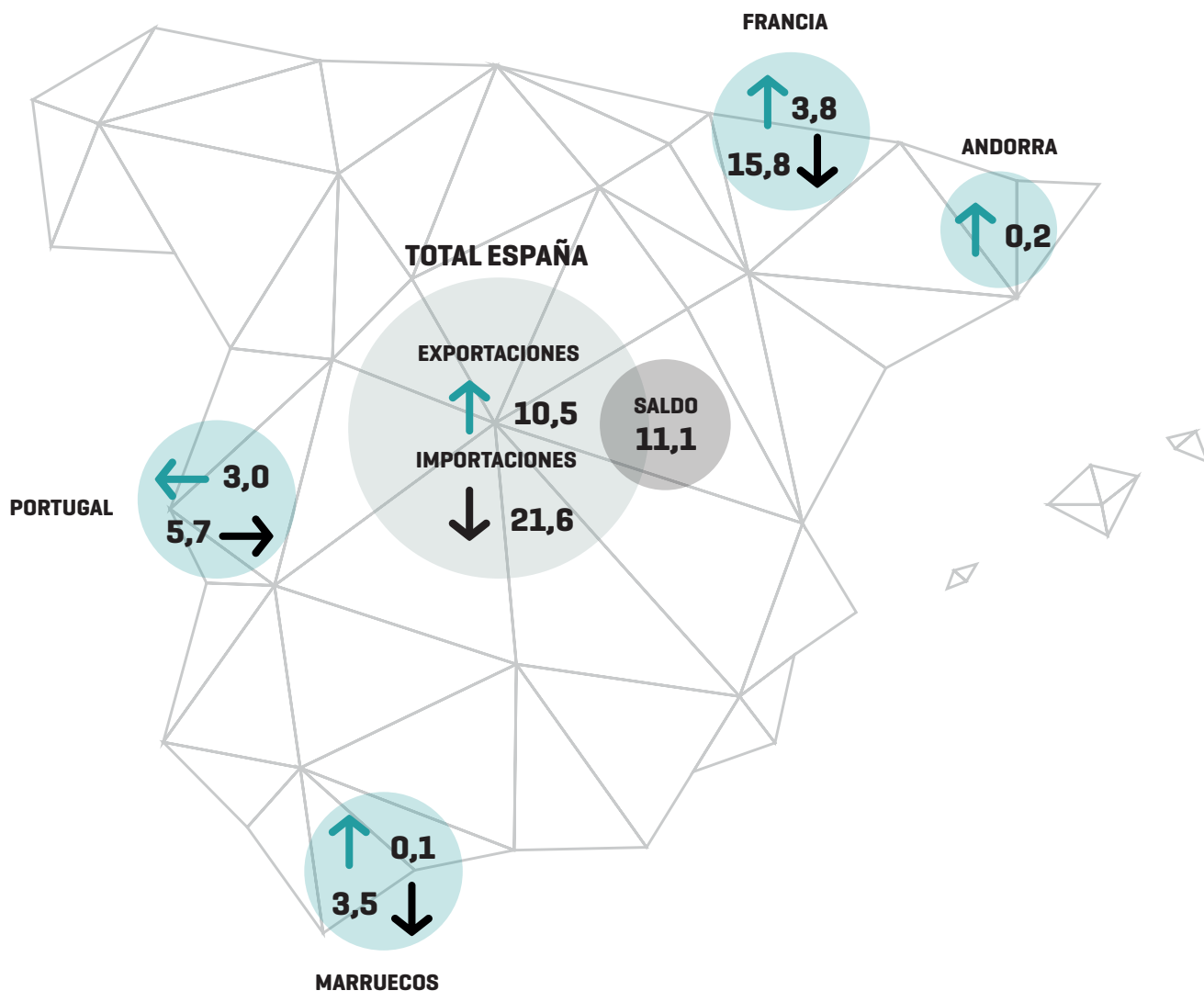
En el 2018 el saldo mensual neto programado en las interconexiones españolas fue importador, salvo los meses de marzo y octubre. El máximo saldo neto importador se dio en el mes de julio (1.895 GWh).

Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2018 [GWh]



PORTUGAL MARRUECOS FRANCIA ANDORRA SALDO

Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2018 [TWh]



12.042
GWh
INTERCAMBIOS CON
FRANCIA SALDO
IMPORTADOR
-3,4 %
COMPARATIVA 2017

15.816
GWh
PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN
-7,3 %
COMPARATIVA 2017

3.775
GWh
PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN
-18,0 %
COMPARATIVA 2017

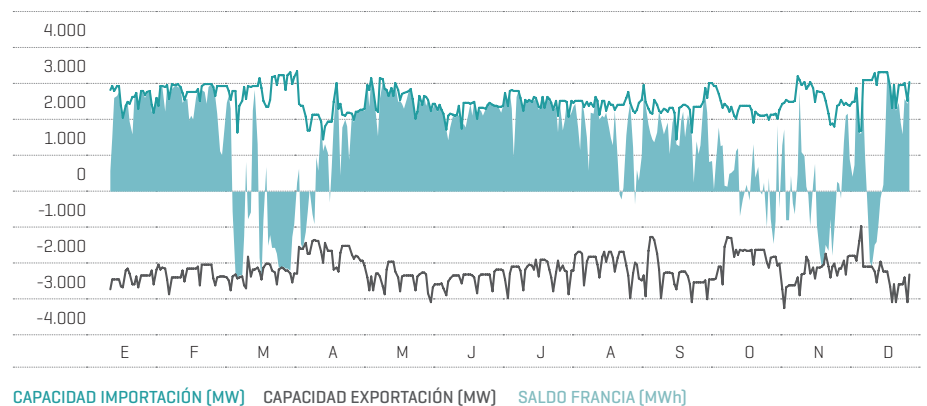
FRANCIA

El saldo de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia ha sido importador en 12.042 GWh, un 3,4 % inferior al del año 2017. Los programas de importación alcanzaron los 15.816 GWh, un 7,3 % inferiores a los del año anterior, mientras que los de exportación disminuyeron a 3.775 GWh, valor inferior en un 18,0 % al del pasado año. Salvo en

marzo y noviembre, los saldos netos mensuales han tenido todos los meses sentido importador.

Durante el 2018 se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión, congestionándose la mayor parte del tiempo en el sentido Francia hacia España [52 % de las horas].

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Francia 2018 (MW/MWh)



Durante el 2018 se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión, congestionándose la mayor parte del tiempo en el sentido Francia hacia España [52 % de las horas].

Respecto al uso de la capacidad de intercambio diaria final en la interconexión con Francia, desde mayo hasta julio la interconexión se ha congestionado mayoritariamente en sentido importador, estando el 48 % de los días con un uso por encima del 90 %. En marzo predominó el uso en sentido exportador (78 % de las horas) debido fundamentalmente a la elevada eolicidad e hidráulica.

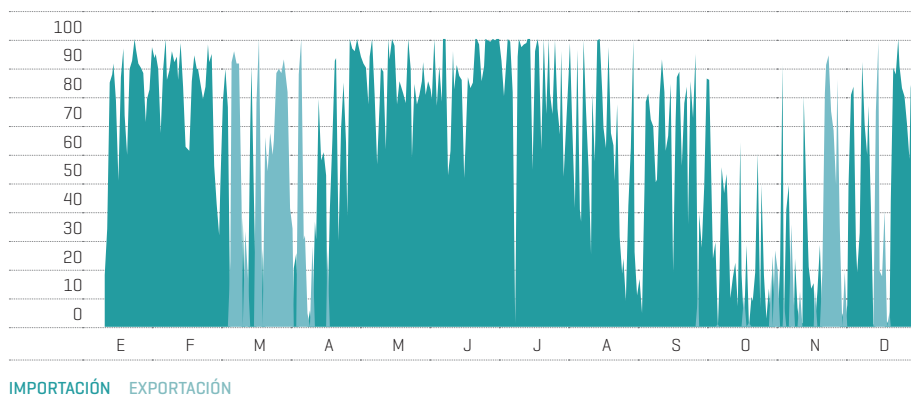
En la última mitad de noviembre se identificó en el sistema eléctrico francés una situación de cobertura más ajustada motivada, entre otras causas, por ola de frío y las indisponibilidades que afectaron a las centrales nucleares francesas. Se aprecia como el saldo de la interconexión en esta segunda mitad de mes resulta más veces exportador (73 % de las horas) que importador.

CONGESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA EN SENTIDO IMPORTADOR DURANTE 3 MESES

48 %
DE LOS DÍAS CON UN USO POR ENCIMA DEL

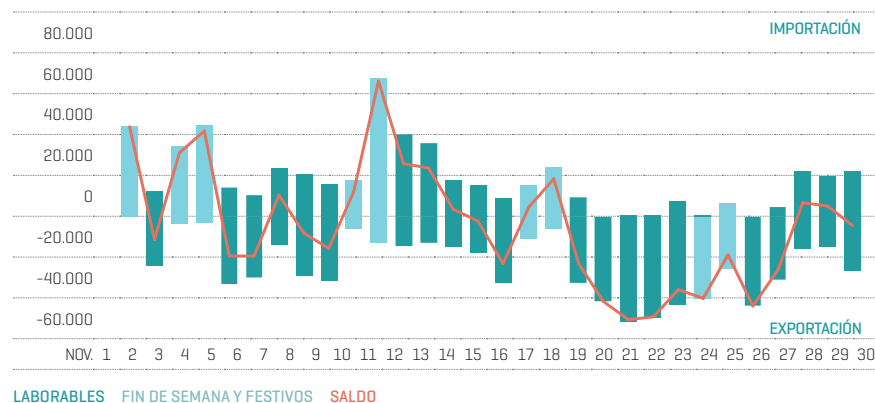
90 %

Uso diario de la capacidad de intercambio en la interconexión con Francia 2018 [%]



La ola de frío y la indisponibilidad de las centrales nucleares francesas originaron que el saldo en la interconexión con Francia resultara exportador en un 73 % de los días en la segunda mitad de noviembre.

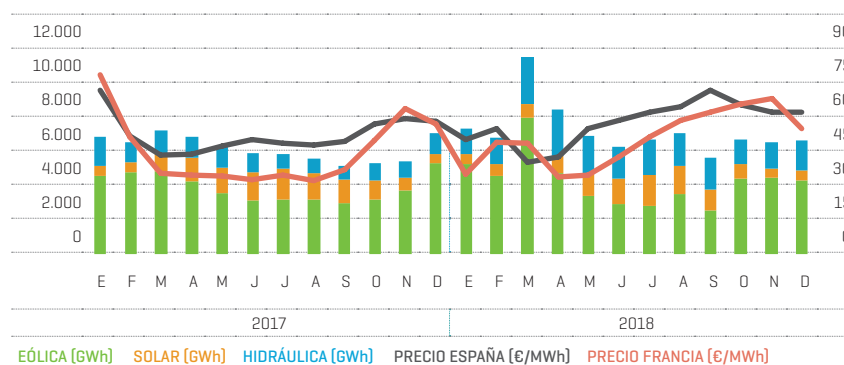
Efecto de la ola de frío y la indisponibilidad nuclear francesa en la interconexión con Francia. Noviembre 2018 [GWh]



Comparando la evolución de los precios del mercado diario en Francia y España con la generación renovable en España en los dos últimos años, se observa que cuando la generación de origen renovable es elevada en España, los diferenciales de precio con el país vecino resultan más bajos.

En los meses de enero y noviembre del 2017 y en noviembre del 2018, en el sistema francés se registraron precios del mercado diario más elevados debido a las indisponibilidades que afectaron a las centrales nucleares francesas, lo que dio lugar a un incremento de los programas de exportación de energía desde el sistema español y a una mayor cuota de utilización de generación no renovable en España.

Generación renovable en España y precios del mercado diario (GWh/€/MWh)

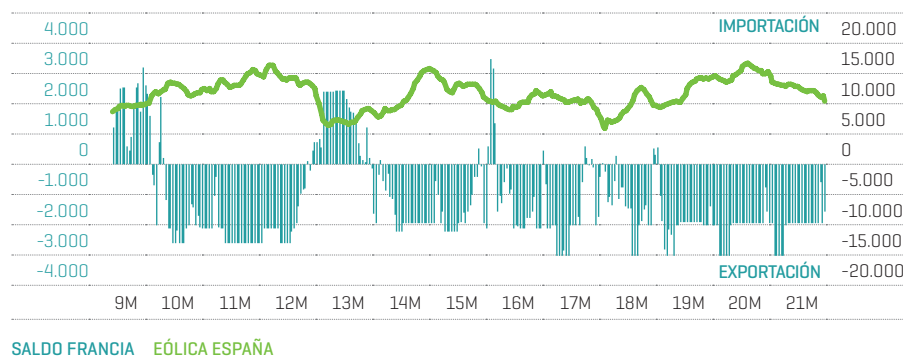


En marzo de 2018, la alta hidraulicidad y eolicidad provocaron una mayor participación de las energías renovables en la estructura de la generación del mercado diario, resultando los precios de España inferiores a los de Francia.

La producción eólica influye en los precios y condiciona el sentido del intercambio. En el mes de marzo, el saldo de los programas de intercambio con Francia es importador cuando se

registran bajos niveles de producción eólica en España, mientras que el saldo pasa a ser mayoritariamente exportador con niveles elevados de producción eólica.

Saldo neto programado en la interconexión y generación eólica en España [9 al 21 de marzo 2018]
[MWh]

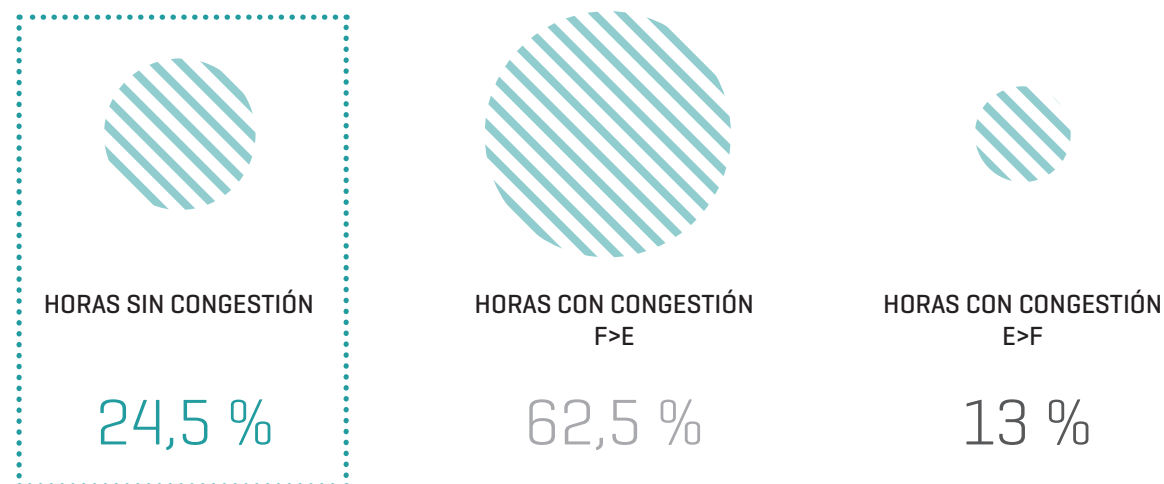


En cuanto al uso de la capacidad en el horizonte diario se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión. Así, en 5 de cada 8 horas [62,5 %] estuvo congestionada en el sentido Francia a España, con una diferencia de precios media de 14,3 €/MWh; en un 13 % de las horas presentó congestión en el sentido España a Francia, con una diferencia de precios media también de

14,3 €/MWh, y en el restante 24,5 % de horas no se observó congestión en esta interconexión.

En el año 2018 en la interconexión con Francia no ha habido ningún día completo sin congestión en el horizonte diario. El 78 % de los días ha habido congestión en más de 12 horas.

Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Francia en el 2018 [%]

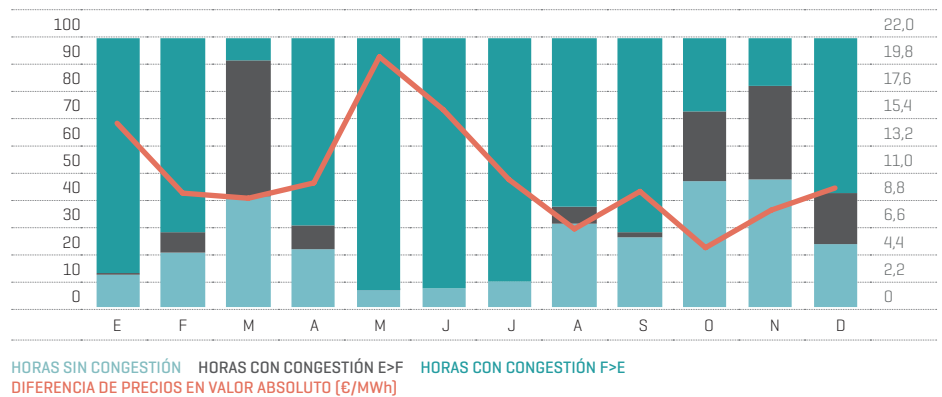


Los niveles de congestión para el uso de la capacidad de intercambio en horizonte diario fueron mayores en el sentido Francia a España todos los meses, salvo en marzo y en noviembre, en los que los precios de España fueron inferiores a los franceses. En octubre el precio de España es ligeramente inferior

al de Francia, aunque el porcentaje de horas de congestión en cada sentido está muy igualado.

El diferencial medio de precios en valor absoluto fue igual en el 2018 a 10,8 €/MWh.

Horas con y sin congestión en la interconexión con Francia y diferencia de precios del mercado diario en el 2018 [% y €/MWh]



225
MILLONES DE EUROS
RENTAS DE
CONGESTIÓN EN LA
INTERCONEXIÓN
ESPAÑA-FRANCIA

188
MILLONES DE
EUROS EN SENTIDO
IMPORTADOR

37
MILLONES DE
EUROS EN SENTIDO
EXPORTADOR

Las rentas de congestión generadas en el año 2018 en esta interconexión ascendieron a 225 millones de euros [188 millones en sentido importador y 37 millones en sentido exportador], correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español. Este valor supera en un 2,0 % a las rentas generadas en el año 2017. Respecto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2018 en el sentido España → Francia fue igual a 2,25 €/MW, valor un 8,5 % inferior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2017 (2,46 €/MW). En el sentido Francia → España, el precio marginal resultante fue igual a 10,25 €/MW, lo que representa un incremento de casi un 27 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2017 (8,10 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en junio, en el sentido Francia

→ España con un valor de 24,20 €/MW. En el sentido España → Francia el precio máximo se alcanzó en diciembre con 7,11 €/MW.

Mediante la gestión de los servicios transfronterizos de balance a través de la plataforma BALIT se han programado importaciones de energías de balance por valor de 23 GWh en esta frontera y exportaciones por valor de 204 GWh.

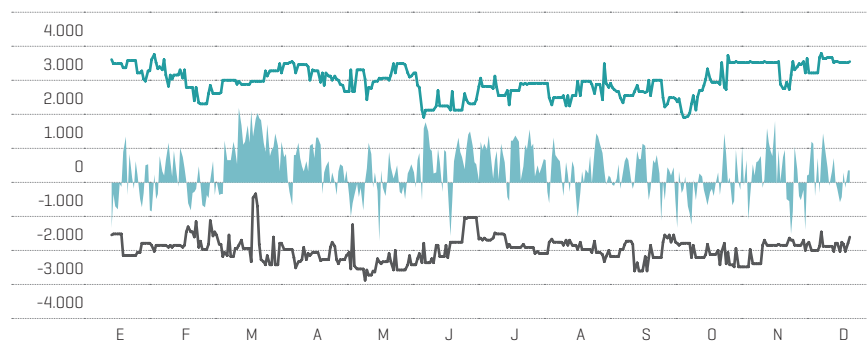
En el año 2018 fue precisa, de forma menos acusada que el año anterior, la aplicación de acciones coordinadas de balance [programas de intercambio en el sentido de flujo contrario al existente, establecidos para garantizar la firmeza de los programas comerciales ante reducciones de capacidad] de forma coordinada por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Francia, por un valor total de 195 GWh, cifra muy inferior a los 406 GWh programados el año anterior, aunque muy superior al de años anteriores al 2017.

PORTUGAL

El saldo anual de los intercambios de energía programados en la interconexión con Portugal ha sido de nuevo importador, por valor de 2.654 GWh, frente a un valor de 2.685 GWh en el 2017. Los programas de

importación han alcanzado una cifra de 5.651 GWh, con una reducción de un 1,8 % respecto al año anterior, mientras los de exportación alcanzaron los 2.997 GWh, valor inferior en un 2,4 % al del pasado año.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Portugal en el 2018 (MW/MWh)

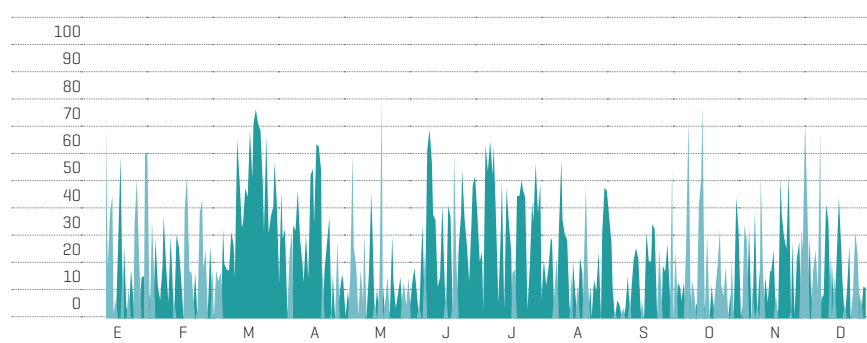


CAPACIDAD IMPORTACIÓN (MW) CAPACIDAD EXPORTACIÓN (MW) SALDO PORTUGAL (MWh)

El saldo neto de programas ha sido importador todos los meses, salvo en febrero, mayo y octubre. En el total del año, se han registrado 3.645 horas con saldo exportador, siendo octubre el mes con más horas de saldo exportador, 457 horas. Portugal ha reducido un número importante de horas la capacidad de exportación de energía desde España [E → P] para integrar el máximo de producción de eólica en su sistema.

Respecto al uso diario final de la capacidad de intercambio, en esta interconexión no se han registrado días con congestión durante las 24 horas. El máximo uso de la capacidad de intercambio en sentido exportador ha sido del 86 % y en sentido importador del 75 %.

Uso diario final de la capacidad de intercambio en la interconexión con Portugal en el 2018 (%)



IMPORTACIÓN EXPORTACIÓN

2.654
GWh
INTERCAMBIOS CON
PORTUGAL
SALDO IMPORTADOR
-1,2 %
COMPARATIVA 2017

5.651
GWh
PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN
-1,8 %
COMPARATIVA 2017

2.997
GWh
PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN
-2,4 %
COMPARATIVA 2017

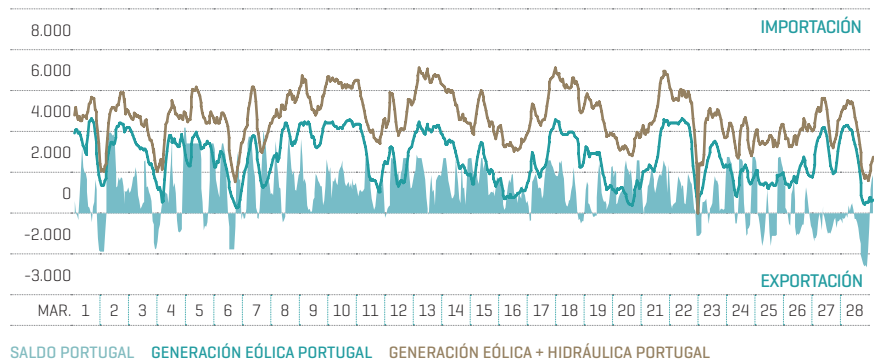
La producción hidráulica y la eólica influyen de manera muy importante en los saldos programados en la interconexión con Portugal.

Los saldos importadores se deben, en gran medida, a la alta producción eólica e hidráulica en Portugal, que terminó el año con un índice de eolicidad de 1,00 y de hidraulicidad de 1,05¹. Marzo es el mes que registra el mayor saldo importador y también el de mayores índices de producible hidráulico y eólico registrados (2,22 y 1,52, respectivamente) en el sistema portugués. Julio, junio y agosto, en este orden, son los siguientes con mayor saldo importador y también cuentan con un alto índice de producible hidráulico [superior al 1,5] en el sistema portugués.

Sin embargo, el producible hidráulico registra los valores mínimos en febrero, enero, octubre y diciembre, meses en los que hay más exportaciones.

Tanto la producción hidráulica como la eólica influyen de manera muy importante en los saldos programados en la interconexión con Portugal. A modo de ejemplo, se puede ver como en un mes con una elevada producción eólica e hidráulica en Portugal (como marzo), el saldo es importador, mientras que con bajas producciones es exportador o bien un saldo bajo de sentido importador.

Saldo programado en la interconexión y producción eólica e hidráulica en Portugal en Marzo del 2018 (MWh)

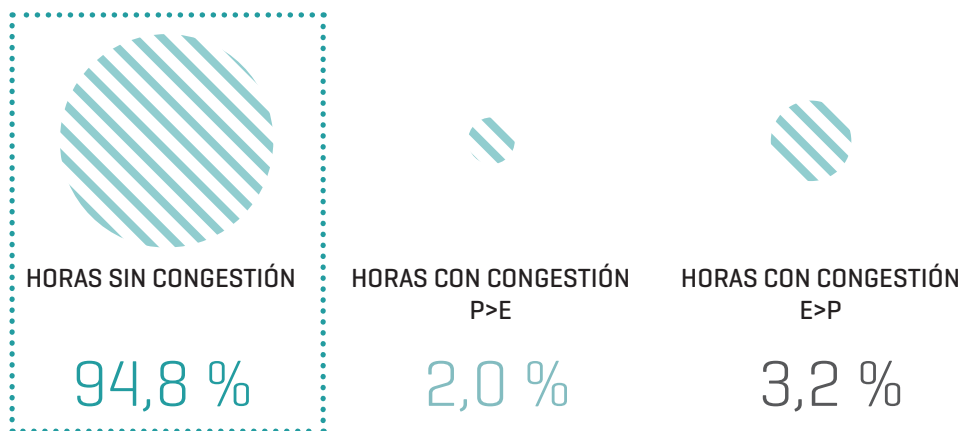


MENOS DEL
6 %
DE HORAS CON
CONGESTIÓN

En el horizonte diario los niveles de acoplamiento (o sin congestión) registrados en la interconexión con Portugal en el 2018 han sido elevados, resultando un porcentaje de horas con congestión en el mercado diario inferior al 6 %. Por consiguiente, los precios en uno y otro sistema han sido muy similares, siendo el diferencial horario de precios en términos absolutos de 0,3 €/MWh.

^[1] Fuente REN (<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensual.aspx>)

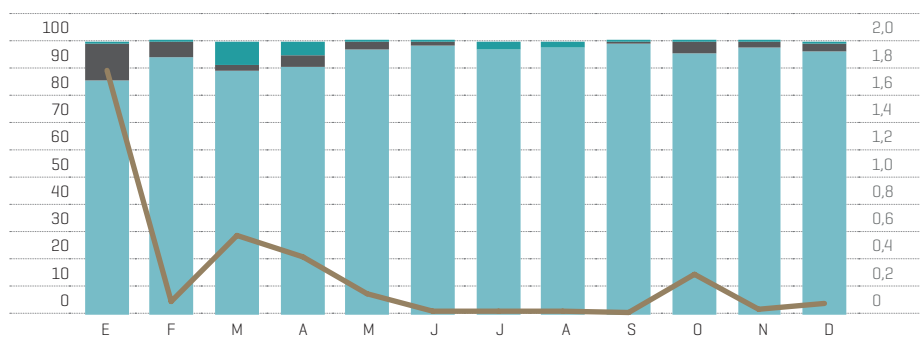
Horas con congestión y sin congestión en la interconexión con Portugal en el 2018 [%]



En la evolución mensual se puede ver cómo septiembre ha sido el mes en el con un mayor índice de acoplamiento, mientras que en enero se ha registrado

el mayor porcentaje de horas con congestión, con algo más de un 14 % de las horas del mes y una diferencia de precios de 1,8 €/MWh.

Niveles mensuales de congestión y diferencia de precios en la interconexión con Portugal en el 2018 [% y €/MWh]



HORAS SIN CONGESTIÓN HORAS CON CONGESTIÓN E>P HORAS CON CONGESTIÓN P>E
DIFERENCIA DE PRECIOS EN VALOR ABSOLUTO (€/MWh)

5,1
MILLONES DE EUROS
RENTAS DE
CONGESTIÓN DE LA
INTERCONEXIÓN
ESPAÑA - PORTUGAL

98 %
MERCADO DIARIO

Las rentas de congestión alcanzaron los 5,1 millones de euros, proviniendo el 98 % del mercado diario y el 2 % restante del mercado intradiario. Un 50 % de esta cantidad corresponde al sistema eléctrico español.

Mediante la gestión de los servicios transfronterizos de balance se han programado en esta interconexión

energías de balance por un valor de 26 GWh de importación y 99 GWh de exportación.

En el año 2018 fue precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance por un valor total de 2.018 MWh, el 72 % se programaron en sentido importador y el 28 % restante en sentido exportador.

MARRUECOS

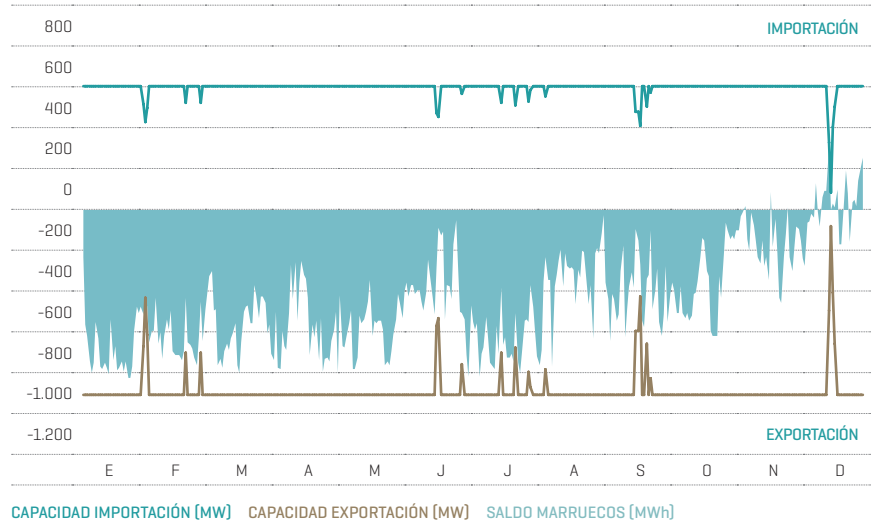
3.395
GWh
INTERCAMBIOS CON
MARRUECOS
SALDO EXPORTADOR
-40,9 %
COMPARATIVA 2017

El saldo de los intercambios programados con Marruecos ha sido exportador, con un valor de 3.395 GWh, que representa un descenso del 40,9 % respecto al pasado año y el más bajo desde el año 2006, año en que entró en servicio la segunda interconexión. El saldo neto del mes de diciembre resulta importador por primera vez en la historia.

El uso promedio de la capacidad de esta interconexión en sentido exportador ha sido del 45 %, inferior al 77 % de utilización del año anterior.

Las reducciones de la capacidad de intercambio en esta interconexión se debieron a indisponibilidades de uno de los dos enlaces que constituyen esta interconexión (desde las 16 h del 15/12 hasta las 18.25 del 16/12 coincidieron las dos interconexiones) o de una línea de influencia (como es el caso del 31 de enero).

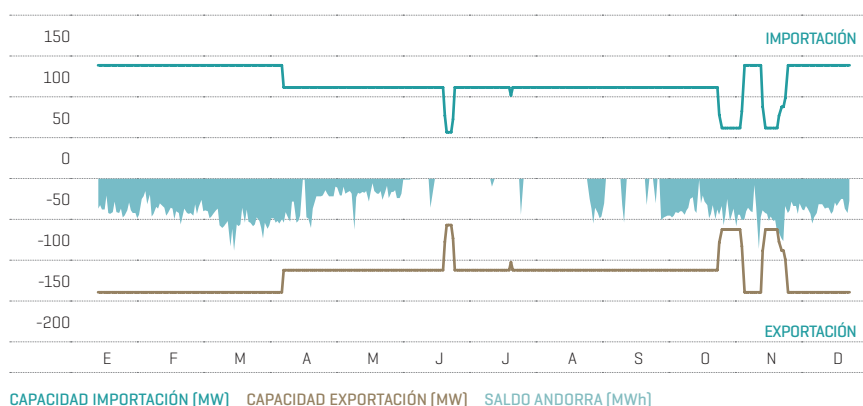
Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Marruecos en el 2018 [MW/MWh]



ANDORRA

El saldo programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador, con un valor de 211 GWh, que supone una reducción de un 9,6 % respecto al año 2017. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido del 22 %.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Andorra en el 2018 (MW/MWh)



211

GWh

INTERCAMBIOS CON ANDORRA

SALDO EXPORTADOR


-9,6 %

COMPARATIVA 2017

4

T	R	A	N	S	P	O	R	T	E										
	D	E		E	N	E	R	G	Í	A									
				E	L	É	C	T	R	I	C	A							





Para garantizar la seguridad y calidad de suministro, en 2018 se continuó potenciando la red de transporte bajo criterios de sostenibilidad.

44.207

KM

**LONGITUD DE
CIRCUITOS
TOTAL DE LA RED
NACIONAL**

88.846

**CAPACIDAD
INSTALADA DE
TRANSFORMACIÓN
NACIONAL**

RED DE
TRANSPORTE277
KMNUEVOS EN SERVICIO
2018AUMENTO DE LA
CAPACIDAD DE
TRANSFORMACION2.592
MVA
2018

HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Durante el 2018 se continuó potenciando la red de transporte mediante la puesta en servicio de instalaciones que favorecen la evacuación de energía renovable y el mallado de la red, con el objetivo fundamental de garantizar la seguridad del suministro, la calidad del servicio y alinearse con la transición energética. Se pusieron en servicio 277 kilómetros de

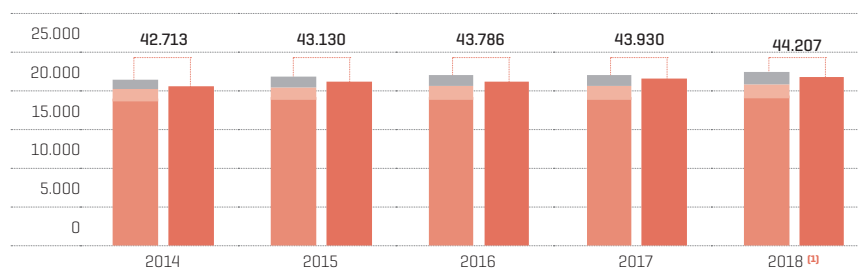
circuito y 144 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuitos total de la red nacional en 44.207 kilómetros y 5.865 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 2.592 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 88.846 MVA.

Instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica en España

	400 kV	≤220 kV			Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.730	19.133	1.854	1.491	44.207
Líneas aéreas (km)	21.613	18.343	1.133	1.187	42.276
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	553	181	273	1.096
Transformación (MVA)	81.490	613	3.433	3.310	88.846

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.
Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre del 2018.

Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en España (km de circuito)



PENÍNSULA 400kV PENÍNSULA ≤220kV BALEARES ≤220kV CANARIAS ≤220kV

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Entre los proyectos llevados a cabo en el 2018 destacan los siguientes según su zona geográfica de desarrollo:

Andalucía: han continuado los trabajos para el aumento de capacidad de una buena parte de la red de 220 kV, que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo y los consiguientes redespachos de la generación necesarios para eliminarlas. Las líneas de 220 kV afectadas han sido: Don Rodrigo-Aljarafe, Aljarafe-Santiponce, Carmona-Dos Hermanas y Dos Hermanas-Puerto Real. Adicionalmente, se pusieron en servicio dos nuevas reactancias de 400 kV: una en Cabra y otra en Guillena.

Castilla La Mancha: se ha realizado la instalación de una nueva reactancia de 400 kV en Minglanilla para facilitar el control de la tensión eléctrica.

Aragón: se ha incorporado a la red de transporte el parque de Valdeconejos 220 kV junto con varias líneas asociadas. El objetivo de este desarrollo es incrementar las posibilidades de evacuación de generación principalmente de origen renovable al tiempo que se aumenta la calidad, fiabilidad y seguridad de suministro.

Castilla y León: han continuado 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. Se han puesto en servicio las subestaciones de Arbillera 400 kV y 220 kV para la alimentación del tren de alta velocidad. Se ha mallado la subestación de Moncayo 220 kV con las subestaciones de 220 kV Trévago y Magallón para mejorar la seguridad de suministro de la zona. Para mejorar el control de los niveles de tensión se ha puesto en servicio una reactancia en la Lomba 400 kV.

Baleares: se ha seguido trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. Se han puesto en servicio las líneas de doble circuito a 132 kV Cala Blava-Llucmajor y Arenal-Cala Blava.

Cataluña: ha continuado el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de la subestación binudo de Begues 220 kV y la ampliación de Viladecans 220 kV. Para mejorar el control de la tensión en período de valle se ha puesto en servicio una reactancia en Begues y Pierola 400 kV. Igualmente se ha avanzado en los refuerzos de la red de transporte de Gerona con la puesta en servicio de la subestación La Farga 220/400 kV, destacando también la puesta en servicio del transformador de 600 MVA en la citada subestación. Asimismo, se ha culminado la repotenciación de La Roca-Vic 400 kV.

Canarias: destaca el esfuerzo realizado por desarrollar la red de transporte, que permite la conexión y evacuación de la generación renovable, siendo los principales hitos la puesta en servicio del doble circuito Arinaga-Barranco de Tirajana 66 kV en Gran Canaria, la construcción y conexión de la subestación Abona 66 kV y El Porís 66/220 kV en Tenerife y del eje de 132 kV Matas Blancas-Jares en Fuerteventura.

Extremadura: han continuado los trabajos en el eje de 220 kV J.M. Oriol-Los Arenales [Cáceres]-Trujillo, y siguen avanzando las tramitaciones sobre dos nuevas subestaciones: Cañaveral y Carmonita para la alimentación del tren de alta velocidad. Adicionalmente, se puso en servicio una nueva reactancia en Brocales 400 kV.

Levante: se ha puesto en servicio el doble circuito San Miguel Salinas-Torrevieja 220 kV para mejorar la seguridad de suministro de la zona sur de Alicante y a la desaladora.

Zona centro: mientras siguen los trabajos del proyecto SUMA y con objeto de no dejar en antena La Cereal 400 kV, esta subestación ha pasado a conectarse a Segovia 400 kV en lugar de a Galapagar 400 kV hasta la finalización del citado proyecto. Continúa la tramitación de aquellas actuaciones (apoyo a distribución, binudos, bypasses) que permiten mayor fiabilidad del sistema de la zona, compaginando el apoyo a la demanda con el control de la potencia de cortocircuito.

Zona norte: se ha reforzado la seguridad de suministro en el País Vasco mediante la eliminación de la conexión en T de La Jara. Continúan los trabajos en el eje planificado de 400 kV que, pasando por Ichaso, conectará el oeste del País Vasco (eje Abanto-Güeñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón). Este refuerzo permitirá aumentar la capacidad de evacuación de energía y una mayor integración de energías renovables. Se ha puesto en servicio una reactancia en la subestación de Soto de Ribera 400 kV para mejorar el control de los niveles de tensión de la zona.

PUESTA EN SERVICIO
DEL DOBLE CIRCUITO
**SAN MIGUEL
SALINAS-
TORREVIEJA**

220 kV
EN ALICANTE

PUESTA EN SERVICIO
EJE

**GRAN
TARAJAL-
MATAS
BLANCAS**
132 kV
EN FUERTEVENTURA

PUESTA EN SERVICIO
SUBESTACIÓN DE
LA FARGA

220/400 kV
EN GERONA

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Las interconexiones son protagonistas de la transición energética. Su papel es clave para lograr una mayor integración de energías renovables y avanzar en la descarbonización, por lo que el fortalecimiento de las interconexiones ha sido y es una prioridad para los próximos años en el desarrollo de la red de transporte.

El año 2018 ha supuesto un hito en el ámbito de las interconexiones en la medida en la que se ha conseguido recoger dentro de la normativa europea, a través de su paquete “Energía limpia para todos los europeos”, un objetivo de interconexión del 15 % a 2030 [Reglamento de Gobernanza]. En este sentido, los estados miembros deberán marcar en sus Planes Nacionales

Integrados de Energía y Clima una estrategia elaborada en cooperación con los estados miembros vecinos para progresar en las interconexiones y alcanzar los objetivos definidos en dicho reglamento.

Por otro lado, merece la pena destacar la firma de un memorando de entendimiento [MoU] a finales de año entre los Gobiernos de Marruecos, España, Portugal, Francia y Alemania para impulsar las energías renovables, la cooperación internacional y las interconexiones entre la Unión Europea y Marruecos.

15 % AÑO 2030

DE CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN

Los estados miembros deberán marcar en sus Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima una estrategia elaborada en cooperación con los estados miembros vecinos para progresar en las interconexiones.

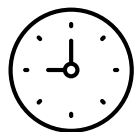
SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

16,7 %

INCREMENTO DE LAS
INTERRUPCIONES EN
EL SUMINISTRO EN EL
2018

0,52 MINUTOS

VALOR TIM EN EL 2018



LA CALIDAD DEL SERVICIO

Los indicadores de calidad del servicio del 2018 siguen reflejando un muy buen comportamiento de la red transporte en España, en relación con los indicadores establecidos como referencia en el Real Decreto 1955/2000, Tiempo de Interrupción Medio [TIM] y Energía No Suministrada [ENS].

No obstante, han existido incidentes singulares que han ocasionado que la ENS haya experimentado un incremento en relación con los años inmediatamente precedentes.

En el sistema eléctrico peninsular se registraron 14 interrupciones de suministro en el 2018, un 16,7 % más que en el 2017. Este incremento se ha reflejado en la ENS que ha aumentado respecto al año anterior [250 MWh en el 2018 frente a 60 MWh en el 2017]. Así mismo, el TIM con un valor de 0,52 minutos [0,13 minutos en el 2017], 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 Tabiella 220 kV con una ENS de 175 MWh [supone el 70 % del total del 2018].

Energía no suministrada [ENS] y tiempo de interrupción medio [TIM] de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Baleares	Canarias	Península	Baleares	Canarias
2014	204	13	148	0,44	1,21	9,04
2015	53	29	150	0,11	2,66	9,08
2016	78	0,3	457	0,16	0,03	27,45
2017	60	33	47	0,13	2,88	2,75
2018⁽¹⁾	250	38	63	0,52	3,27	3,77

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio.
Tiempo de interrupción medio [TIM] = Energía no suministrada [ENS] / Potencia media del sistema
(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

En el sistema eléctrico balear, los indicadores de continuidad de suministro del 2018 mostraron un leve incremento respecto al año anterior. Se registraron cuatro interrupciones de suministro que en conjunto produjeron una ENS de 38 MWh [33 MWh en el 2017] y un TIM de 3,27 minutos [2,88 minutos en el 2017]. En el sistema eléctrico canario sucedió algo parecido, situándose la ENS en 63 MWh [correspondiente también a 4 interrupciones de suministro] y el TIM en 3,77 minutos, ambos por encima de los valores del 2017.

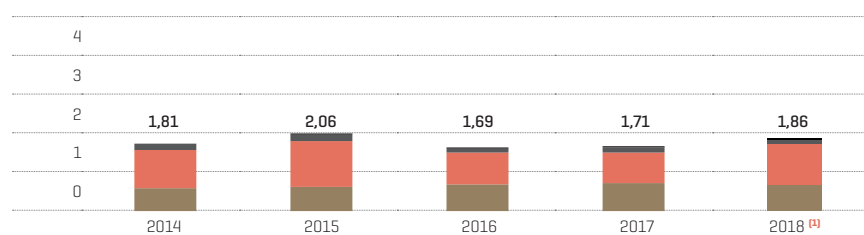
La calidad de la red de transporte se evalúa también mediante la disponibilidad de las instalaciones que la componen. La disponibilidad mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte, siendo éstos los circuitos de las líneas eléctricas, 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 índice de indisponibilidad en los últimos cinco años. La tasa de disponibilidad de la red de transporte peninsular en el 2018 alcanzó un valor del 98,14 %, valor ligeramente inferior al 98,29 % del año 2017. En los sistemas balear y

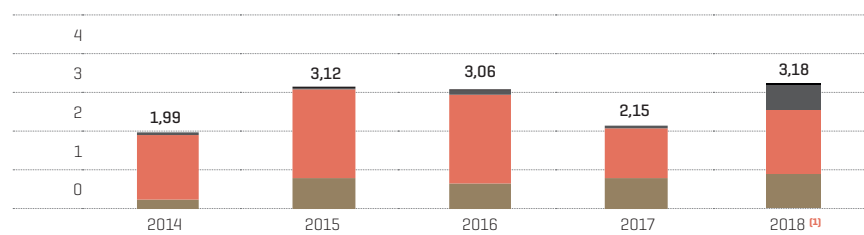
canario, la disponibilidad de la red fue respectivamente del 96,82 % (97,85 % en el 2017) y 98,79 % (98,12 % en el 2017). El descenso más notable que se ha producido en el índice de disponibilidad acumulado del sistema balear respecto al año anterior, se ha debido fundamentalmente a la

indisponibilidad del enlace Mallorca-Menorca y a las indisponibilidades programadas como consecuencia del mayor número de puestas en servicio del plan de inversión y de las actuaciones de mejora en los activos de red.

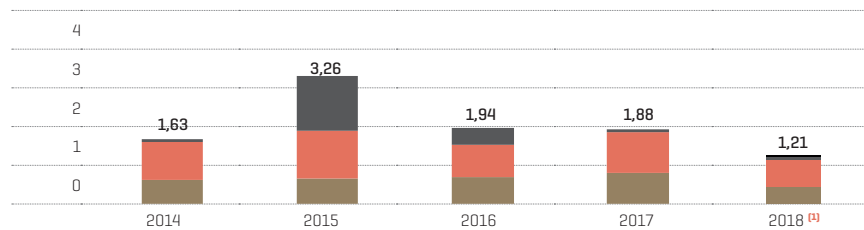
Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte peninsular [%]



Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte de Baleares [%]



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 POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO
 NO PROGRAMADA DEBIDA A CIRCUNSTANCIAS FORTUITAS

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.
 El total del índice 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.

ÍNDICE DE
 DISPONIBILIDAD
 DE LA RED EN EL 2018

PENINSULAR

98,14 %

BALEARES

96,82 %

CANARIAS

98,79 %

INNOVACIÓN APLICADA A LA RED DE TRANSPORTE

En el año 2018 se ha seguido trabajando en la implantación y despliegue de la Estrategia de Innovación, con el propósito de potenciar la innovación como palanca de crecimiento, cambio cultural y sostenibilidad del Grupo Red Eléctrica. Con esta iniciativa se pretende extender la innovación a todos los ámbitos de actividad empresarial, enfocándola principalmente a cuatro vectores: tecnología, digitalización, sostenibilidad y personas.

A lo largo del año se han dedicado 10,2 millones de euros a 86 proyectos de innovación. Entre los proyectos finalizados en el 2018 destacan los siguientes en el área de transporte:

Geoventilación para instalaciones blindadas y galerías de cables:

se ha continuado trabajando en la subestación blindada de Fuencarral 220 kV para aprovechar la energía geotérmica del terreno para climatización, intercambiando calor con una corriente de aire forzada. Se ha revisado el informe final presentado por el socio de este proyecto, en el que se incluyen conclusiones técnico-económicas y ejecutivas del proyecto piloto implementado, así como ventajas e inconvenientes. El sistema funciona, pero requiere un estudio de cada caso particular.

Stability FACTS (Flexible AC Transmission Systems) para sistemas aislados:

se ha desarrollado un prototipo de laboratorio con el que validar el diseño y el control de un dispositivo que permita controlar los principales parámetros que aportan estabilidad a un sistema aislado [66-132 kV]: control de frecuencia, control continuo de la tensión y amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Best Paths: se han llevado a cabo cinco subproyectos demostrativos enfocados a superar o mitigar una serie de barreras técnicas de cara a la maximización de la integración de energía renovable (principalmente eólica no terrestre) en el sistema europeo. Se ha concluido el desarrollo de las actividades del proyecto con resultados y logros técnicos muy relevantes en los diferentes ámbitos de actuación. Además de ello se ha logrado la validación en campo de un sensor de altas prestaciones y bajo coste para monitorización de líneas aéreas.

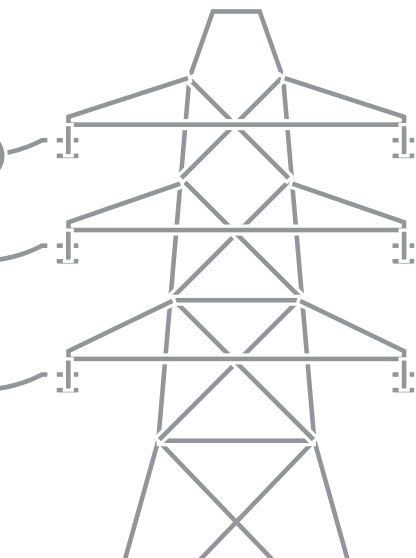
Captación rápida de información geográfica con RPAS (Remotely Piloted Aircraft System):

se ha dispuesto de la capacidad de captura de datos geográficos mediante fotogrametrías realizados con RPAS con muy buenos resultados.

Tecnología LFH (Low Frequency Heating) para secado de trafos:

se ha realizado una comparativa de distintas técnicas en el secado de transformadores acorazados y reactancias en campo con la tecnología LFH con objeto de reducir el tiempo de secado. Se ha mostrado la bondad del secado mediante aplicación de corrientes de baja frecuencia a los devanados, aumentando la extracción de humedad y eficacia del proceso de secado. Es un estudio comparativo de tres métodos de secado diferentes sobre tres transformadores monofásicos iguales.

Back-to-back General Cable: se han diseñado, fabricado y realizado ensayos con Conector Back-To-Back para conexión de 2 terminales blindados de los enlaces móviles provisionales de 245 kV.



Validación en campo SAS: se ha desplegado y puesto en servicio una solución completa de bus de proceso digital [SAS] 61850 en la posición de reactancia de la subestación de Rocamora. Se han solventado todos los requerimientos para su cierre.

DEVIFO V2 - Detección de vibraciones por fibra óptica para cables soterrados:

se ha conseguido desarrollar un equipo capaz de utilizar la fibra óptica como sensor de vibraciones para detectar amenazas a lo largo de la traza de las líneas subterráneas. Los resultados de las pruebas realizadas en el demostrativo instalado en la entrada/salida de la subestación Plaza muestran un comportamiento exitoso del sistema. Como consecuencia, se ha decidido instalar tres equipos en puntos singulares de la red con alta densidad de líneas subterráneas [Madrid, Barcelona y Palma de Mallorca].

Modelo para la estimación de la vida útil de las estructuras metálicas:

se han identificado modelos de envejecimiento de las estructuras metálicas [apoyos], en función de los parámetros ambientales, o bien de datos provenientes de inspección. Además, se han desarrollado modelos de optimización económica de las actuaciones de mantenimiento necesarias para cada apoyo, para un nivel de degradación dado. Resultará útil cuando las bases de datos y los motores de cálculo que gestionarán el mantenimiento basado en la condición estén operativos.

Interconexión de posiciones blindadas tipo GIS (Gas Insulated Switchgear) para distintos fabricantes:

se ha desarrollado e implantado un proceso que permite la interconexión de equipos blindados de distintos fabricantes. Con esta tecnología se ha renovado y puesto en servicio la subestación GIS de Narcea 400 kV, renovando las posiciones propiedad de Red Eléctrica de España conectando equipos de diferentes suministradores.

Opto-reciclado de pérdidas electromagnéticas en líneas de alta tensión con tecnologías opto-eléctricas:

se buscaba obtener energía a pie de apoyo mediante técnicas opto-eléctricas. Se ha realizado un demostrativo en un apoyo de la línea Loeches-Coslada 1. Si bien se ha conseguido que el sistema funcione, los resultados obtenidos son más bajos de lo esperado. La experiencia ha aportado valiosas lecciones aprendidas y se han identificado puntos de mejora.

Herramienta para el aprovechamiento óptimo de la capacidad de transporte de cables:

se ha desarrollado una herramienta informática que optimiza la capacidad de transporte del cable aislado, con ventajas para la operación, planificación y mantenimiento de líneas.

ATAC - Monitorización de temperatura de cables subterráneos en áreas de congestión y puntos singulares de circuitos existentes:

se ha encontrado una solución técnica válida para obtener datos térmicos de la cubierta de los cables sin necesidad de disponer de sensores en su interior, sino poniendo determinados elementos [sondas PT100] sobre su superficie y comunicando todo el conjunto. Estos datos servirán de base para modelar la temperatura del conductor.

Indicadores predictivos para la toma de decisiones:

se ha puesto en funcionamiento una herramienta piloto que permite realizar previsiones sobre el coste y duración de proyectos de desarrollo de la red de transporte para líneas aéreas y subestaciones.

Análisis de amortiguamiento de generadores, FACTS y HVDC (High Voltage Direct Current):

se ha desarrollado una plataforma de simulación capaz de realizar estudios de pequeña señal y diseño de estabilizadores de potencia para generadores síncronos convencionales, facilitando la investigación en cuanto a la implantación de dispositivos para el amortiguamiento de oscilaciones en convertidores electrónicos de potencia empleados en generadores eólicos y plantas fotovoltaicas, dispositivos FACTS y en HVDC.

5

M	E	R	C	A	D	O	S	D	E		
E	L	E	C	T	R	I	C	I	D	A	D





El precio medio de la energía en el mercado eléctrico aumentó un 6,3 % respecto al año anterior, siendo el valor más elevado desde el máximo histórico del 2008.

**ENERGÍA FINAL
EN EL MERCADO
ELÉCTRICO**

+0,4 %
RESPECTO AL 2017

**COMPONENTE DEL
MERCADO DIARIO E
INTRADIARIO EN LA
COMPOSICIÓN DEL
PRECIO FINAL DE LA
ENERGÍA RESPECTO
AL 2017**

+8,8 %

**PRECIO MEDIO FINAL
EN EL MERCADO
ELÉCTRICO**

**64,4
€/MWh**

+6,3 %

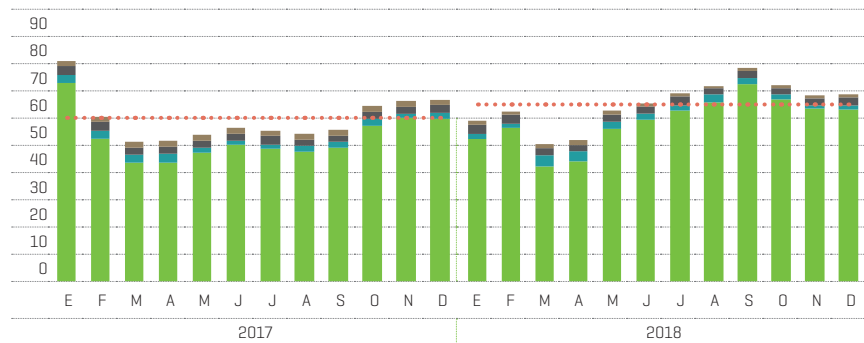
RESPECTO AL 2017

Durante el año 2018 la energía final en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue un 0,4 % superior al del año anterior.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en el 2018 en 64,4 €/MWh, un 6,3 % superior al precio

del 2017, siendo el más alto desde el 2008, en que se registró el máximo histórico, y el tercero desde la liberalización del mercado en 1998. Comparando mes a mes se observa que de mayo a octubre los precios finales han sido más altos que en los mismos meses del año anterior, enero inferior y el resto similares.

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico [€/MWh]



MERCADO DIARIO E INTRADIARIO
SERVICIOS DE AJUSTE
PAGOS POR CAPACIDAD
SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD
PRECIO MEDIO FINAL

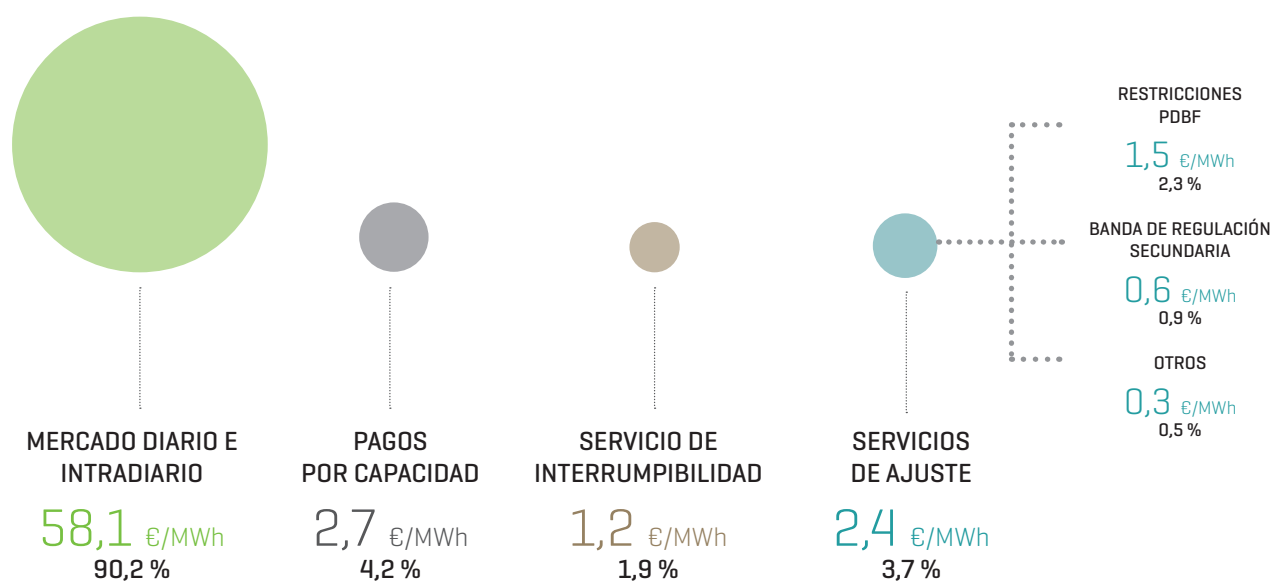
De mayo a octubre los precios finales han sido más altos que en los mismo meses del año anterior, enero muy inferior y el resto similares.

Durante el 2018 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 90,2 %, los servicios de ajuste del sistema un 3,7 %, los pagos por capacidad el 4,2 %, y el 1,9 % restante el servicio de interrumpibilidad.

Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa un incremento del 8,8 % en la del mercado diario e intradiario y descensos del 40 % en la del servicio de interrumpibilidad, del 1,3 % en la de los servicios de ajuste y del 0,7 % en la del pago por capacidad.

La única componente que aumenta durante el 2018 es la del mercado diario e intradiario, siendo además, la de mayor peso en la composición del precio final. El fuerte descenso en el servicio de interrumpibilidad se debe a las reducciones registradas en el precio tras el resultado de las dos subastas anuales. El servicio de pagos por capacidad^[1] se mantiene, ya que lo que pagan los consumidores por los mecanismos de capacidad está fijado en Boletín Oficial del Estado (BOE) y no se ha cambiado tras eliminar el servicio de disponibilidad.

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2018



Durante 2018 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 90,2 %, los servicios de ajuste del sistema un 3,7 % los pagos por capacidad el 4,2 % y el 1,9 % restante el servicio de interrumpibilidad.

[1] El servicio de pago de capacidad se estructura en un incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad.

MERCADO DIARIO

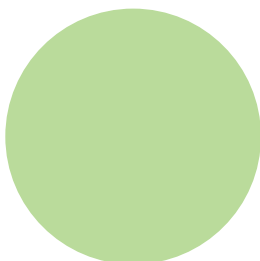
ENERGÍA EN EL MERCADO DIARIO

248 TWh

-1,8 %

RESPECTO A 2017

Porcentaje de energía adquirida en el mercado diario y mediante contratación de bilaterales



MERCADO SPOT

73,6 %



BILATERALES

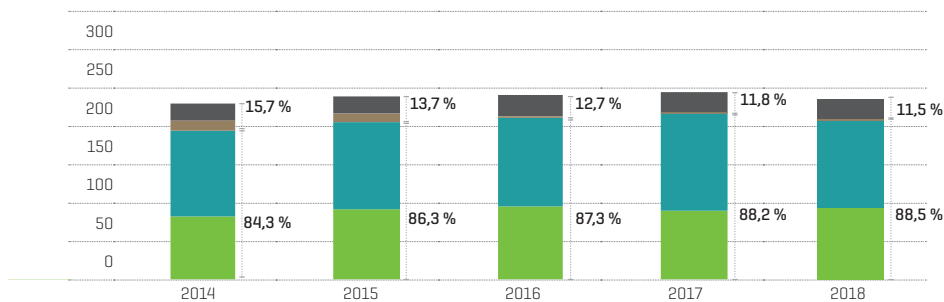
26,4 %

La energía en el mercado diario se situó en 248 TWh en el 2018 [183 TWh en el mercado spot sin bilaterales], lo que supone un descenso del 1,8 % respecto al 2017. El 73,6 % de la energía se negoció en el mercado spot (76,0 % en el 2017) y el 26,4 % restante a través de bilaterales,

frente al 24,0 % del año anterior. Estos porcentajes tienen valores bastante similares desde el año 2010, con un valor promedio de 73,0 % para el mercado spot y del 27,0 % para los bilaterales, aunque en los tres últimos años se observa una reducción del porcentaje de contratación bilateral.

La energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia siguió incrementándose, hasta alcanzar una cuota del 88,5 % en 2018, frente al 88,2 % del año anterior.

Evolución de las compras en PDBF de los comercializadores de referencia (COR) y resto de comercializadores (TWh)



COMERCIALIZADOR-BIL COMERCIALIZADOR-MD COR-BIL COR-MD

El precio medio aritmético del mercado diario en España se situó en los 57,29 €/MWh, valor superior en un 9,7 % al del año anterior y ligeramente inferior al de Portugal (57,45 €/MWh). Es el segundo precio más alto desde el inicio del mercado, tan solo superado por los 64,43 €/MWh del año 2008. Los precios de febrero y de mayo a noviembre registraron los valores medios más altos de la última década para estos meses.

Un factor clave en el incremento del precio del mercado diario ha sido el fuerte incremento que en el año ha experimentado el precio de las subastas de CO₂, que comenzó el año con unos valores en torno a 8 €/tonelada y llegó a rozar en septiembre los 25 €/tonelada, para finalizar el año con un valor superior a los 23 €/tonelada de CO₂.

Si se tiene en cuenta la estructura de la generación en el mercado diario, factor importante en la formación del precio, se

aprecia que el mes en el que se registra el máximo anual del precio medio aritmético, septiembre, el carbón es la tecnología con mayor porcentaje en dicha estructura, mientras que en los meses de marzo y abril, en los que se registran los precios mínimos, tiene una escasa participación, siendo las tecnologías eólica e hidráulica las de mayor porcentaje.

Noviembre es el mes que tiene mayor participación conjunta de carbón y ciclo combinado. No obstante, su precio no fue el más elevado al entrar en vigor las medidas adoptadas por el Gobierno en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre.

En términos anuales la hidráulica aumentó su participación en 6 puntos porcentuales respecto al año anterior y la eólica en algo más de 4 puntos, mientras que el carbón reduce su participación en algo más de 6 puntos porcentuales y el ciclo combinado en 5,5 puntos porcentuales.

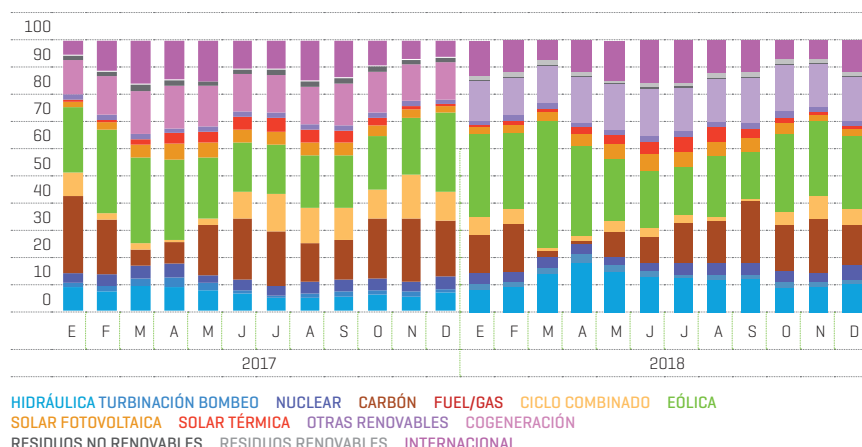
PRECIO MEDIO ARITMÉTICO DEL MERCADO DIARIO

**57,29
€/MWh**

+9,7 %

RESPECTO AL 2017

Porcentaje de ventas de energía por tecnología en el mercado spot



PRECIO MÍNIMO DEL MERCADO DIARIO

70 %
GENERACIÓN RENOVABLE

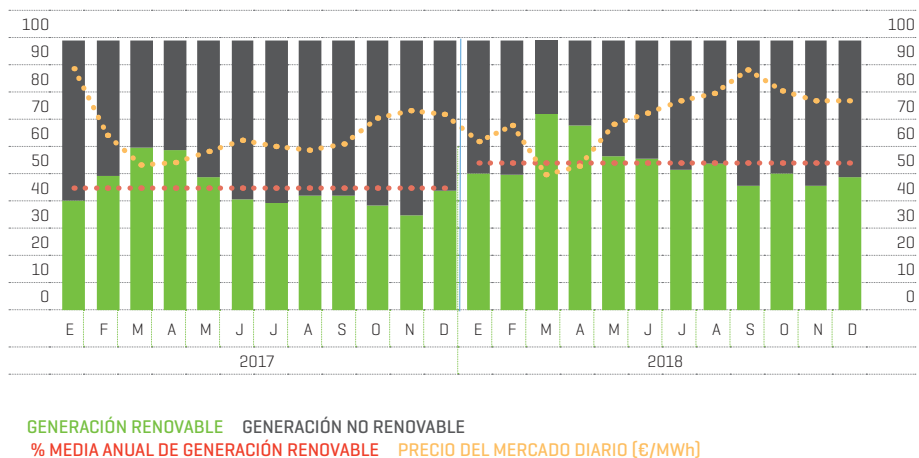
PRECIO MÁXIMO DEL MERCADO DIARIO

58 %
GENERACIÓN NO RENOVABLE

Se puede observar que la energía renovable casada en el mercado diario durante el año 2018 ha sido superior en media a la del pasado año en un 20 %.

Además, existe una correlación inversa entre el precio del mercado diario y la participación de las energías renovables, de modo que una menor participación de las energías renovables, muestra un incremento del precio del mercado diario.

Generación en España y precios [% y €/MWh]

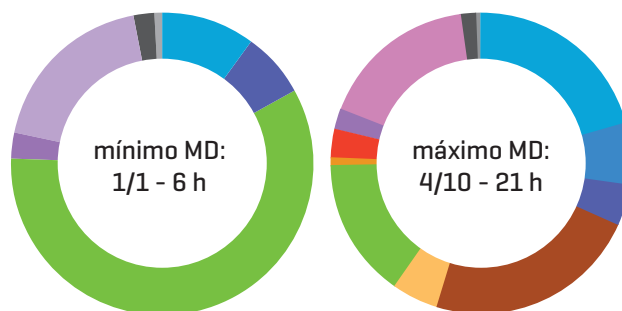


Si se representan las estructuras de la generación casada en las horas en las que el precio del mercado diario marcó el mínimo y el máximo anual, se aprecia que estas son muy diferentes. En la hora en que se registró el precio mínimo se advierte como la eólica fue la que marcó el precio marginal, siendo la energía renovable casada en esa hora superior al 70 %. Si se observa la estructura en la

hora en la que se alcanzó el precio máximo, se aprecia que es la hidráulica y el resto [cogeneración, eólica y solar] las que marcan el marginal, aunque el carbón es el que mayor porcentaje tiene en la estructura [23 %]. Ese día la mayor energía casada con precios cercanos al marginal, corresponde al carbón, seguido de la hidráulica y el ciclo combinado.

Estructura de la generación en las horas de precio mínimo y máximo del mercado diario 2018 (%)

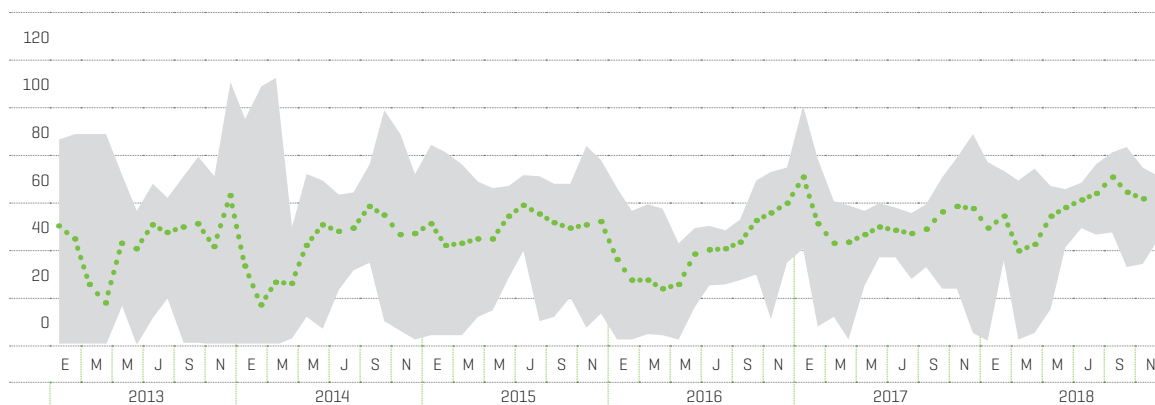
	Precio mínimo	Precio máximo
	1 de enero	4 de octubre
HIDRÁULICA	10,5 %	20,5 % (1)
TURBINACIÓN BOMBEO	0 %	6,9 %
NUCLEAR	7,1 %	4,3 %
CARBÓN	0 %	23,0 %
CICLO COMBINADO	0 %	5,2 %
EÓLICA	58,2 (1)	15,2 %
SOLAR FOTOVOLTAICA	0,1 %	0,8 %
SOLAR TÉRMICA	0 %	3,1 %
OTRAS RENOVABLES	2,8 %	2,2 %
COGENERACIÓN	18,5 %	16,9 %
RESIDUOS NO RENOVABLES	2,1 %	1,6 %
RESIDUOS RENOVABLES	0,7 %	0,4 %



(1) Tecnología que marca el marginal

En 2018 los meses de mayor hidraulicidad y eolicidad fueron los únicos que registran precios inferiores a 6 €/MWh. Siguen sin registrarse durante el año horas con precio nulo.

Precio máximo, mínimo y medio del mercado diario (€/MWh)

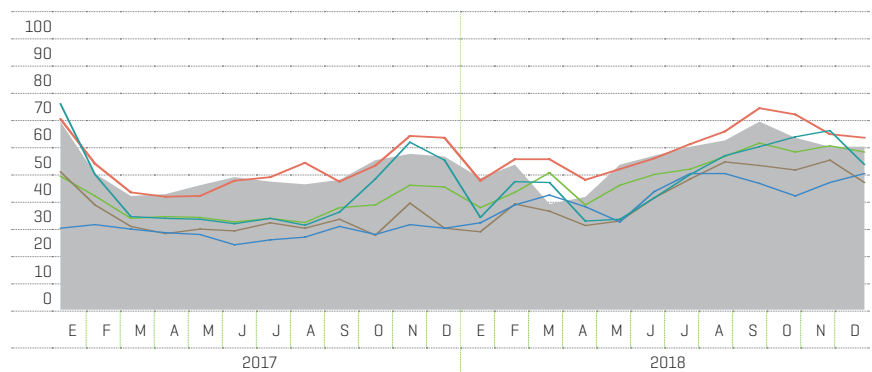


BANDA DE PRECIOS PRECIO MERCADO DIARIO

Si se compara el precio del mercado diario español con los precios de los mercados europeos se observa que los precios de Italia (Precio Único Nacional) y España son,

en general, los más altos de Europa, pero cada vez más semejantes a los del resto de países.

Precios de mercados europeos (€/MWh)



OMIE APX NETHERLANDS IPEX ITALY (PUN) EPEX GERMANY NORDPOOL EPEX FRANCE

MERCADO INTRADIARIO

El precio medio aritmético del mercado intradiario por subastas en 2018 se situó en 58,03 €/MWh, superior a los 57,29 €/MWh del mercado diario.

Las ventas de energía en el mercado intradiario por subastas se situaron en 33,4 TWh, un 5,7 % superiores a las de año 2017, correspondiendo un 37,3 % de las ventas a un aumento neto de la demanda y/o del consumo de bombeo.

El precio medio aritmético del mercado intradiario por subastas en el 2018 se situó en 58,03 €/MWh, superior a los 57,29 €/MWh del mercado diario.

El 12 de junio los Operadores Designados para el Mercado Eléctrico (NEMO) y los

Transportistas y Operadores del Sistema (TSO), entre los que se encuentra Red Eléctrica de España, lanzaron el Mercado Intradiario Transfronterizo Europeo (XBID), que permite que un total de 14 países europeos comercialicen la electricidad de forma continuada en el horizonte intradiario.

Las ventas de energía en el mercado intradiario continuo se situaron en 1,0 TWh. El precio medio ponderado en España ha oscilado entre los 58,37 €/MWh de junio y los 74,34 €/MWh de septiembre.

SERVICIOS DE AJUSTE^[2]

El volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el año 2018 fue de 19.785 GWh, inferior en un 4,6 % al del año anterior, resultado de un descenso de la energía programada por regulación terciaria y de restricciones técnicas tanto de PDBF como en tiempo

real. La energía de regulación secundaria y la gestión de desvíos se vieron por el contrario ligeramente incrementadas. La energía de restricciones del PDBF bajó casi un 4 %, representando el volumen de energía en este mercado un 57,3 % del total.

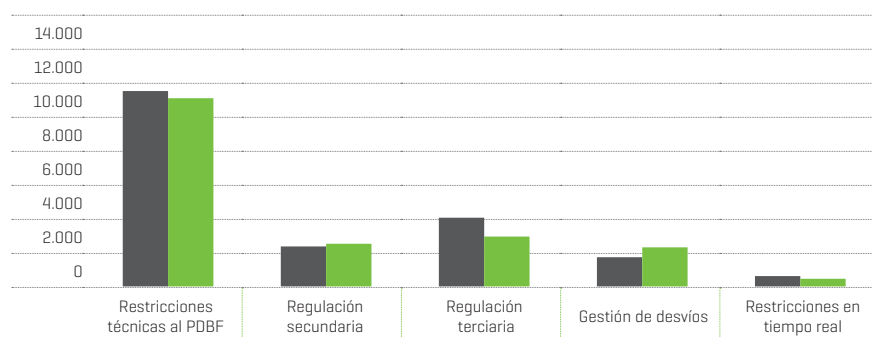
ENERGÍA GESTIONADA DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE

19.785
GWh

-4,6 %

RESPECTO AL 2017

Energía gestionada en los servicios de ajuste [GWh]



2017 2018

Durante el año 2018 el coste de los servicios de ajuste ha sido de 595 millones de euros, un 0,9 % inferior al del año anterior.

Coste de los servicios de ajuste [M€]

	2017	2018
Restricciones PDBF	368	372
Restricciones tiempo real	23	18
Restricciones técnicas	391	390
Banda	159	139
Reserva de potencia adicional a subir	28	58
Desvíos	63	41
Otros*	-25	-18
Control de factor de potencia	-15	-15
Total Servicios ajustes	600	595
•2018/2017		-0,9 %

COSTE DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE

595
M€

-0,9 %

RESPECTO AL 2017

[*] Incluye incumplimiento de energía de balance, saldo de desvíos y desvíos entre sistemas

[2] No incluye reserva de potencia adicional a subir, banda de regulación secundaria, ni energías asociadas a los servicios transfronterizos de balance.

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE EN EL PRECIO MEDIO

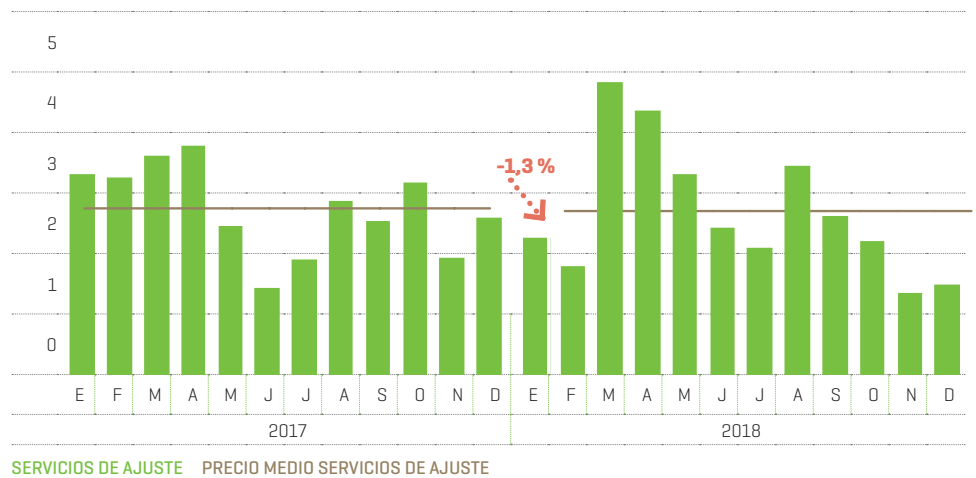
2,35
€/MWh
-1,3 %

RESPECTO AL 2017

La repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final de la energía en el 2018 ha sido de 2,35 €/MWh, valor un 1,3 % inferior al del 2017 y el más bajo desde el año 2007, registrándose los precios más altos en los meses de marzo y abril, que es cuando el precio del mercado diario es inferior. Este comportamiento se

registra cuando las tecnologías renovables representan un porcentaje mucho mayor frente a la tecnología térmica convencional en el resultado de la casación y con posterioridad es necesario programar por restricciones técnicas al PDBF dicha tecnología térmica.

Repercusión de los servicios de ajustes en el precio final (€/MWh)

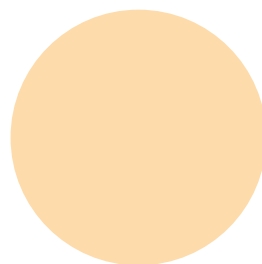


Restricciones del programa base de funcionamiento

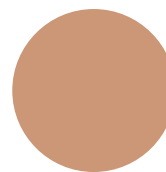
La energía programada para la solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 10.969 GWh a subir (1 % inferior a la del año anterior) y 374 GWh a bajar (la mitad

que el valor de la del año anterior). El valor medio del precio de la energía a subir se situó en 88,5 €/MWh, un 8,5 % superior al del año pasado, y el de la de bajar fue de 54,3 €/MWh, un 12,8 % superior al del año 2017. La repercusión en el precio medio final fue de 1,47 €/MWh frente al 1,46 €/MWh del año anterior.

Energía a subir en fase I



CICLO COMBINADO
67,0 %



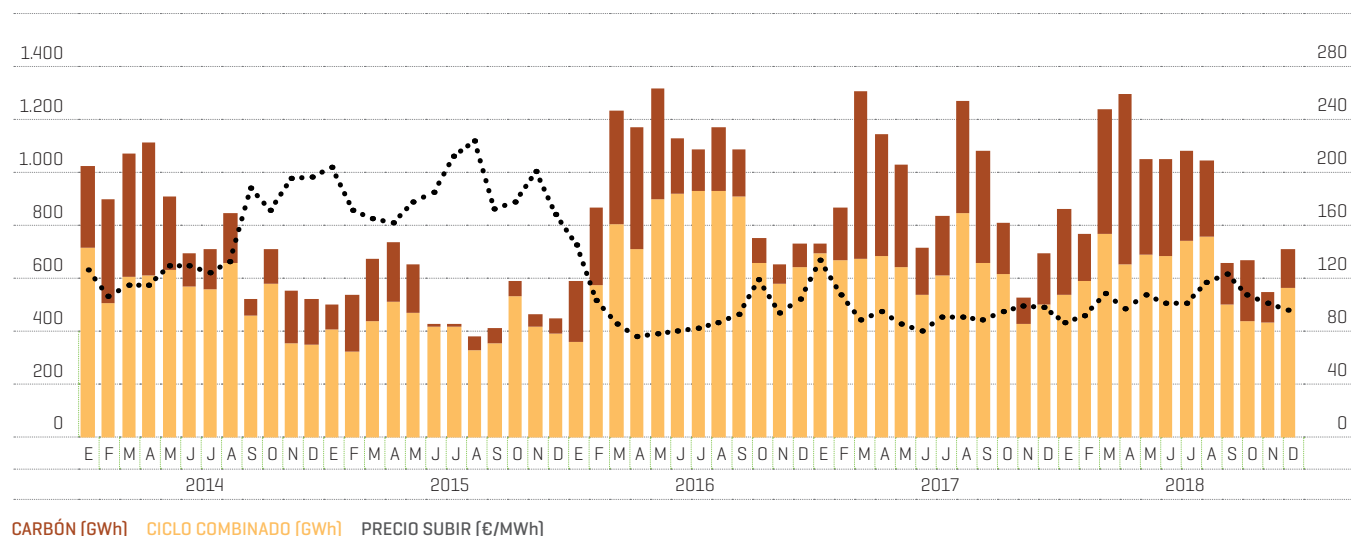
CARBÓN
33 %

HIDRÁULICA	0,1 %
CONSUMO BOMBEO	0,1 %

La energía programada en fase I de restricciones técnicas del PDBF correspondió prácticamente a las tecnologías de ciclo combinado y carbón. La energía a bajar en fase I fue prácticamente despreciable.

En el gráfico "Energía programada en fase I de carbón y ciclo combinado a subir y precio a subir" se puede observar la evolución de los últimos cinco años de la energía programada a subir de estas tecnologías en la fase I de restricciones técnicas del PDBF.

Energía programada en fase I de carbón y ciclo combinado a subir y precio a subir (GWh y €/MWh)



Resto de servicios de ajuste

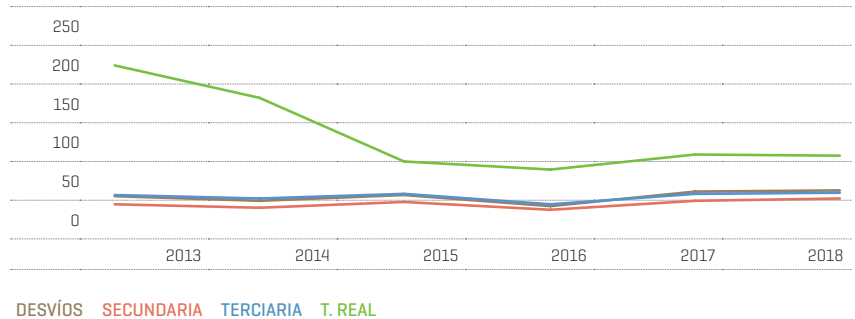
En los mercados de regulación secundaria, terciaria, gestión de desvíos y solución de restricciones técnicas en tiempo real se gestionaron 2.592 GWh, 3.031 GWh, 2.358 GWh y 461 GWh, respectivamente. De este total, el 59,9 % correspondió a energía gestionada a subir y el 40,1 % restante a la gestión de energía a bajar.

En cuanto a potencias, el volumen de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso asignar fue de 5.333 GW, valor muy superior a la asignada el año anterior (1.559 GW); con una repercusión de 0,23 €/MWh de demanda servida.

La banda media horaria de regulación secundaria asignada fue de 1.132 MW, con una repercusión del 0,55 €/MWh de demanda servida, un 12,7 % inferior a la del año anterior.

Los precios ponderados de energía a subir de regulación secundaria y terciaria se han mantenido bastante constantes, mientras que los precios de energía a subir de redespatchos por seguridad en tiempo real han tenido valores altos en el 2013 y 2014, los siguientes años registran valores bajos y luego suben ligeramente, manteniéndose en valores de 114 €/MWh los dos últimos años.

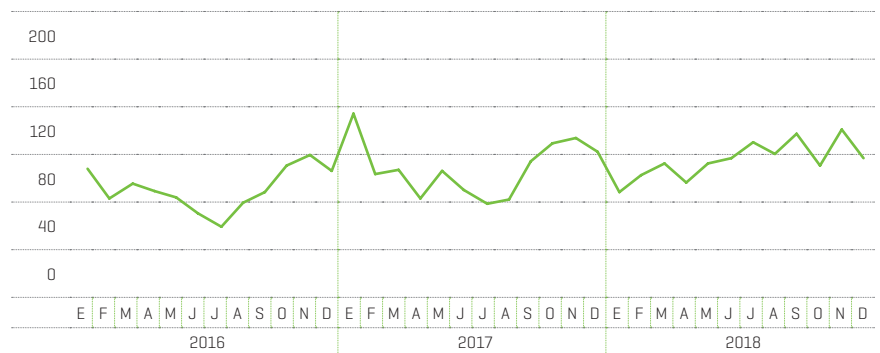
Evolución anual del precio medio ponderado de servicios de ajuste (€/MWh)



En la gráfica "Evolución del precio medio ponderado a subir de restricciones técnicas en tiempo real" se puede observar la evolución de los precios

medios ponderados de la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real, a nivel mensual.

Evolución del precio medio ponderado a subir de restricciones técnicas en tiempo real (€/MWh)



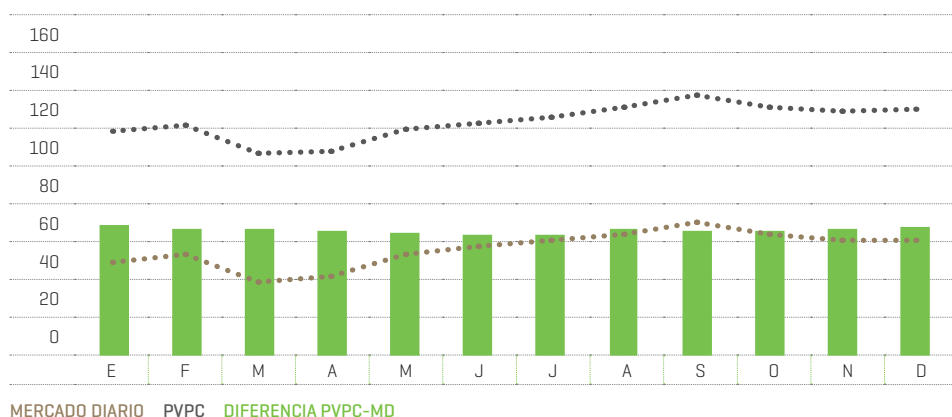
Precio voluntario al pequeño consumidor

El precio voluntario al pequeño consumidor superó en un 2,9 % al del año anterior.

El PVPC está condicionado por el precio del mercado diario, por este motivo el precio más alto del PVPC se registró en septiembre, 138,3 €/MWh, mientras que el más bajo se registró en marzo, 108,0 €/MWh.

El precio voluntario al pequeño consumidor superó en un 2,9 % al del año 2017.

Evolución del PVPC frente al precio mercado diario (tarifa general 2.0 A) [€/MWh]



Los clientes que optan por esta tarifa pagan unos peajes y cargos por costes regulados, que son fijados por el Gobierno a principios de cada año y que no han sufrido incremento desde el año 2014, y una cantidad por la energía consumida, que está en función de los precios en el mercado eléctrico durante el periodo de facturación.

Así, para el caso de un consumidor doméstico medio, acogido a la tarifa regulada 2.0A con una potencia contratada de 4,6 kW y un consumo de 3.900 kWh/año, el coste de su factura para todo el año 2018 habría sido de 858 €, un 2,5 % superior a lo que habría pagado para este mismo consumo en el 2017, es decir 21€ más al año.


De los 858 € que habría pagado este cliente tipo por su consumo eléctrico en el 2018, 314 € corresponderían a la compra de la energía en el mercado (37 % de la factura), 361 € (42 %) a la parte regulada de peajes y cargos del sistema y el resto, 183 € corresponderían a impuestos (21 %). De esta forma, aunque el coste de la energía comprada en el mercado eléctrico se habría incrementado en un 5,5 % respecto al 2017 (frente al 6,3 % de incremento del precio medio final de la energía), al no tener el resto de costes ningún incremento respecto al año anterior, la facturación total solo habría subido un 2,5 %, incremento que en términos reales, descontada la inflación prevista para el 2018 (1,2 %), sería del 1,3 %.

SEPTIEMBRE
138,3 PVPC €/MWh
 PRECIO MÁS ELEVADO

MARZO
108 PVPC €/MWh
 PRECIO MÁS BAJO

6

P	A	N	O	R	A	M	A
E	U	R	O	P	E	O	



La demanda de energía eléctrica en Europa registra en 2018 un ligero descenso respecto al año anterior, y rompe la senda de crecimiento de los tres últimos años.

VARIACIÓN DE
LA DEMANDA
ELÉCTRICA EN LOS
PAÍSES MIEMBROS
DE ENTSO-E

-0,3 %
RESPECTO AL 2017

ENERGÍA
RENOVABLE SOBRE
LA PRODUCCIÓN
TOTAL EN LOS
PAÍSES MIEMBROS
DE ENTSO-E

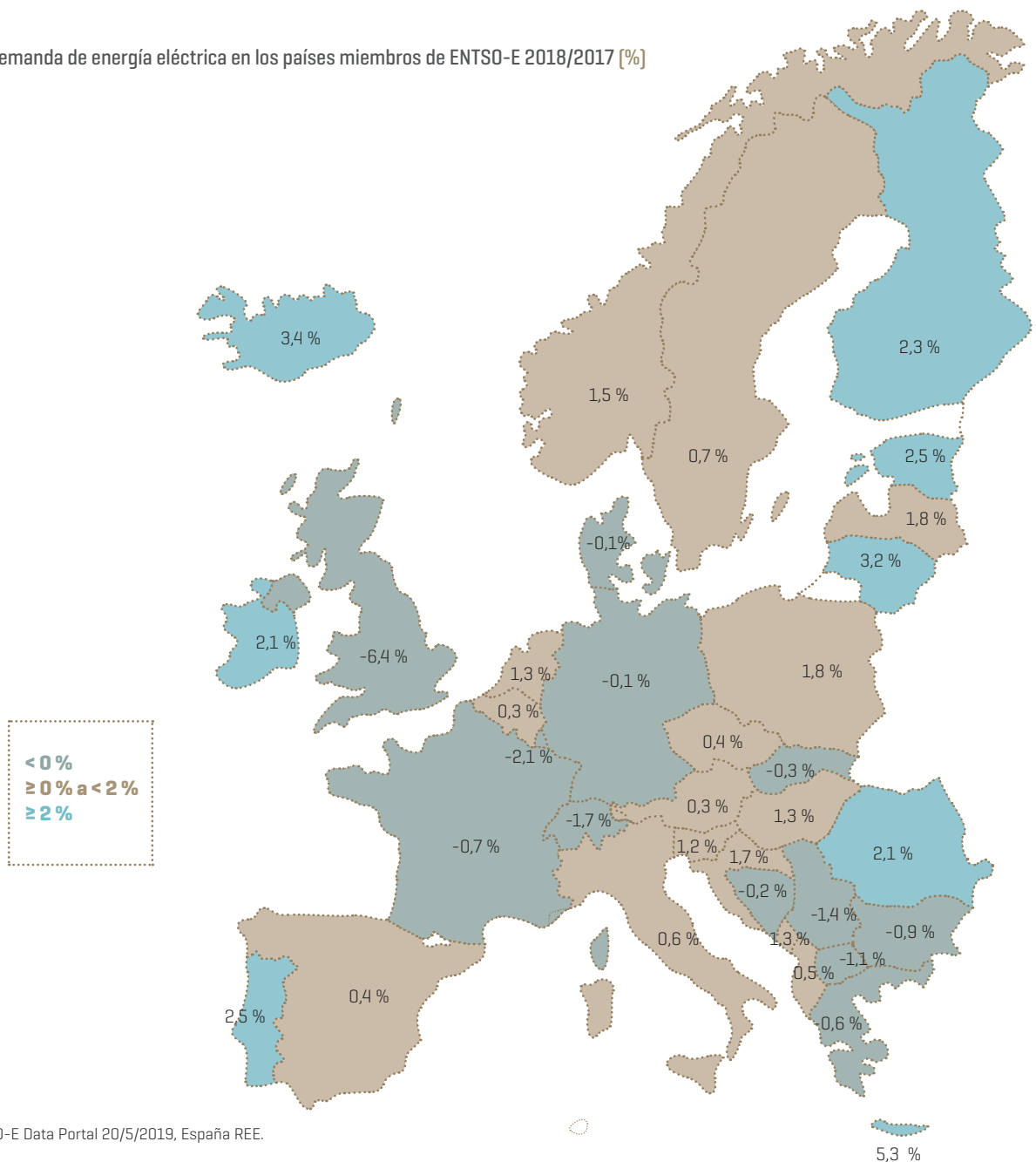
35,8 %

PROGRESANDO HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EUROPEA

En el conjunto de los países pertenecientes a ENTSO-E, se ha producido un ligero descenso en la demanda eléctrica en el año 2018, siendo éste del -0,3 % respecto al año anterior. Se observan contrastes en la variación de la demanda por países, ya que mientras que en los países de Europa oriental se

ha producido un ligero crecimiento, en la Europa más occidental han sucedido situaciones dispares: crecimiento en la Península Ibérica y estabilización en la parte central del continente excluyendo descensos más significativos en países como Luxemburgo, Suiza y Gran Bretaña.

Variación de la demanda de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E 2018/2017 [%]



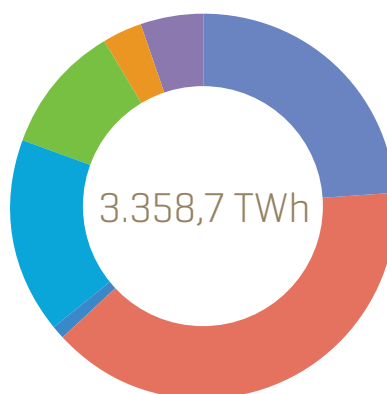
LAS ENERGÍAS RENOVABLES MANTIENEN SU CRECIMIENTO

En cuanto a la generación procedente de fuentes renovables [se excluye la generación hidráulica de bombeo], ha representado en el conjunto de países de ENTSO-E el 35,8 % de la energía producida. La energía producida con fuentes renovables ha supuesto una variación del 5,7 % respecto al año

anterior, impulsada fundamentalmente por la energía hidráulica que ha experimentado una variación del 10,3 % respecto al 2017. España ocupa en el 2018 la posición quince en cobertura con renovables, siendo el quinto país en cobertura con energía eólica y solar, calculadas ambas sobre el total de la producción de energía eléctrica.

Generación neta 2018 (TWh)

NUCLEAR	808,8	24,1 %
TÉRMICA CLÁSICA	1.317,3	39,2 %
TURBINACIÓN BOMBEO	29,2	0,9 %
HIDRÁULICA	555,9	16,6 %
EÓLICA	359,7	10,7 %
SOLAR	118,6	3,5 %
OTRAS RENOVABLES	169,3	5,0 %
TOTAL	3.358,7	100,0%



Fuente: ENTSO-E Data Portal 20/5/2019, España REE.

GENERACIÓN ELÉCTRICA PROCEDENTE DE ENERGÍAS RENOVABLES

35,8 %

EN EL CONJUNTO DE PAÍSES DE ENTSO-E

+5,7 %

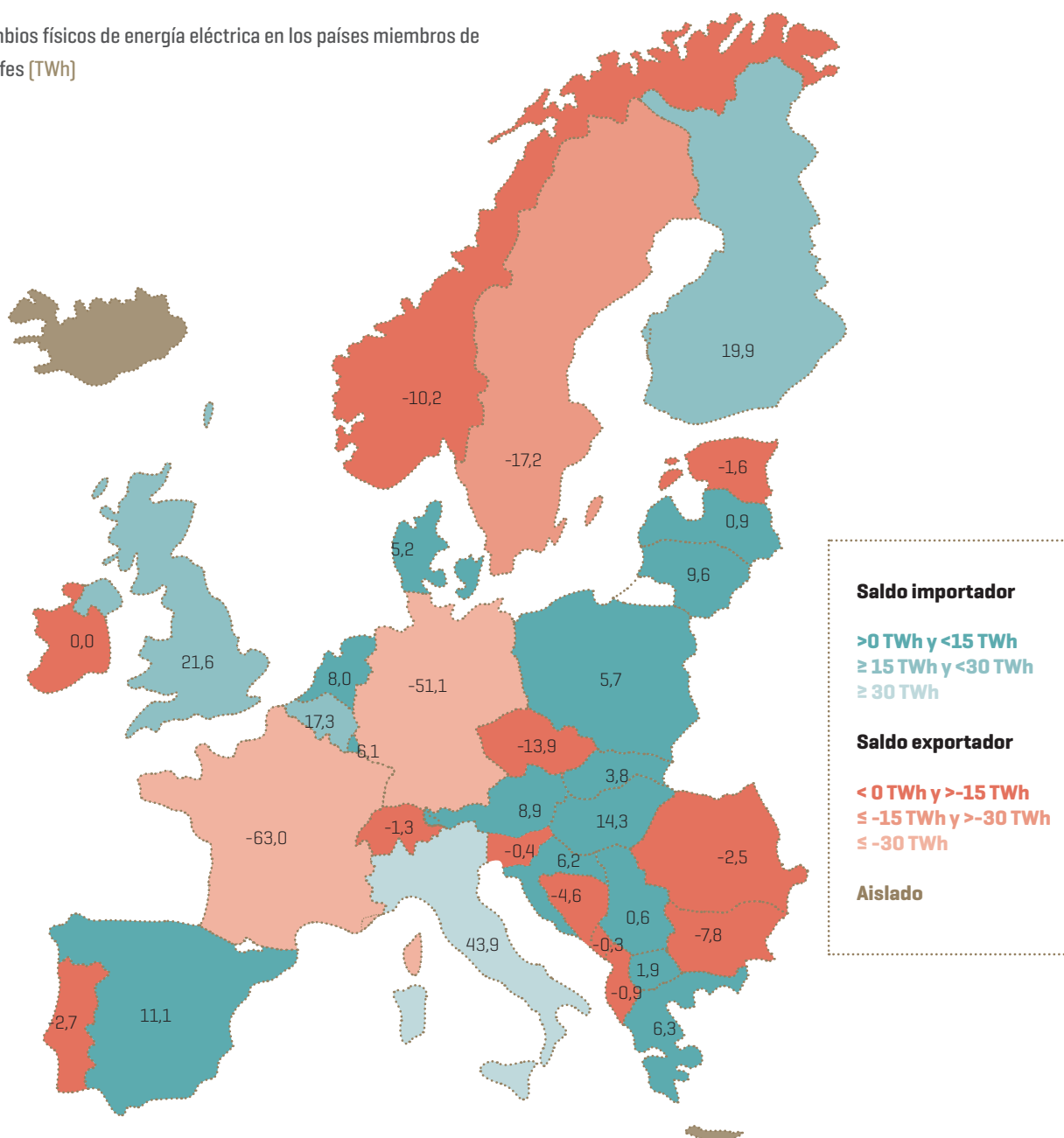
RESPECTO AL 2017

LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ADQUIEREN UN SENTIDO IMPORTADOR

Los intercambios de energía de un país fluctúan año tras año, dependiendo de factores tales como la capacidad de intercambio, acoplamiento de mercados e influencia de los precios. En el 2018 el saldo neto de intercambios de energía eléctrica entre países ENTSO-E y con países limítrofes ha resultado ser de

carácter importador con casi 14 TWh. Entre los países más exportadores figuran Francia, Alemania, Suecia y República Checa, con saldos exportadores de 63 TWh, 51 TWh, 17 TWh y 14 TWh respectivamente.

Saldo de intercambios físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes [TWh]



Fuente: ENTSO-E Data Portal 20/5/2019, España REE.
 [1] Desde el 2017, se incluye la información correspondiente a Albania
 [2] Incluye a Irlanda del Norte

7

M A R C O
R E G U L A T O R I O



La regulación energética del año 2018 ha venido marcada por el cambio de Gobierno que se produjo en el mes de junio, tras el éxito de la moción de censura presentada por el partido líder de la oposición. Aunque durante los últimos años la política energética española, con independencia del signo ideológico del Gobierno de turno, se ha alineado con los objetivos comunitarios de reducción de emisiones y de lucha contra el cambio climático, así como con la necesidad de abordar un proceso de transformación del sector energético para alcanzar dichos objetivos, el nuevo Ejecutivo puso de manifiesto su intención de ser más ambicioso y de cambiar las prioridades en la implantación de las medidas que deben adoptarse para afrontar la transición energética.

En consonancia con este objetivo de impulsar el avance hacia la transición energética, en octubre se publicó el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que constituye la novedad regulatoria más destacada del año 2018. En esta disposición se establecen una serie de medidas urgentes para garantizar que, ante unas expectativas de precios finales elevados y sostenidos en el tiempo, los consumidores dispongan de información e instrumentos para gestionar su demanda, optimizar su consumo y reducir su factura energética, dotándose además de mecanismos de protección específicos a los consumidores vulnerables, con menor capacidad económica para afrontar el coste del suministro eléctrico. Asimismo se introducen diversas medidas enfocadas a favorecer una mayor integración de las energías renovables y fomentar la movilidad sostenible y la eficiencia energética, con objeto de acelerar la transición a una economía descarbonizada.

■

Con el objetivo de impulsar el avance hacia la transición energética, en octubre se publicó el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que constituye la novedad regulatoria más destacada del año 2018.

Una vez cumplidos cinco años desde la entrada en vigor de la nueva Ley 24/2013, del sector eléctrico y del nuevo marco normativo del sector fijado tras el proceso de reforma iniciado en el año 2012, los superávits de ingresos regulados registrados durante el período indican que se avanza por el buen camino para alcanzar la sostenibilidad económica y financiera a medio y largo plazo del sistema eléctrico, objetivo último de la reforma. No obstante, el proceso de reforma no se puede dar por concluido, ya que, por un lado, quedan aún por abordar diversos aspectos del tratamiento operativo y económico de la sobrecapacidad de generación con tecnologías convencionales en el actual contexto de fuerte penetración de las tecnologías renovables, tales como la revisión de los mecanismos de retribución de la capacidad y la fijación de un procedimiento para el cierre temporal o permanente de centrales, y, por otro, la regulación eléctrica española deberá adaptarse durante los próximos dos años a la revisión de la normativa eléctrica comunitaria incluida en el paquete legislativo “Energía limpia para todos los europeos”, conocido informalmente como “Winter Package”.

A este respecto, en el año 2018 se han aprobado y publicado la mitad de las ocho propuestas de nuevas disposiciones legislativas que componen el “Winter Package”, tras la aprobación en el mes de junio de la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios, a la que siguieron en el mes de diciembre la Directiva de Renovables, la Directiva de Eficiencia Energética y el Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía. En estas disposiciones han quedado recogidos algunos de los nuevos objetivos de la política energética comunitaria para el año 2030, tales como conseguir que el 32 % del consumo final de energía proceda de energías renovables, fijado en la Directiva de Renovables, y el objetivo de reducir el consumo energético en un 32,5 %, establecido en la Directiva de Eficiencia Energética.

Respecto a las cuatro propuestas restantes -la Directiva y el Reglamento de Electricidad, el Reglamento ACER [Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía] y el Reglamento de Preparación ante Riesgos en el Sector Eléctrico-, al finalizar el año 2018 se encontraban

en la última fase de su proceso de tramitación, esperándose que se aprueben antes de las próximas elecciones europeas, previstas para el mes de mayo del 2019.

Durante el proceso de tramitación del “Winter Package”, la Unión Europea ha reforzado la consideración en la nueva normativa comunitaria de las interconexiones energéticas. En particular, en el Reglamento de Gobernanza se otorga una gran relevancia a las interconexiones eléctricas, estableciendo expresamente los objetivos de mínima capacidad comercial de interconexión para 2020 y 2030 -el 10 y el 15 %, respectivamente, de la potencia instalada de cada estado miembro-, y exigiendo que los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima fijen una estrategia, elaborada en cooperación con los estados miembros vecinos, para progresar en el desarrollo de las interconexiones y alcanzar los objetivos comunitarios en esta materia.

Un último aspecto reseñable de la regulación energética comunitaria del año 2018 es la publicación en abril del informe del grupo de expertos sobre la transición energética, exigido a cada estado miembro en el marco del paquete estratégico de la “Unión de la Energía” como paso previo a la elaboración de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima. En su informe, el grupo de expertos español identifica, analiza y valora diferentes escenarios coherentes con la estrategia y objetivos de la política energética europea, poniendo de manifiesto que la electrificación de la sociedad constituye una necesidad para alcanzar los objetivos comunitarios de reducción de emisiones y de lucha contra el cambio climático, y destacando asimismo que las redes energéticas deben ser el elemento vertebrador de la transición hacia un nuevo modelo energético sostenible y descarbonizado.

El informe del grupo de expertos español sobre la transición energética pone de manifiesto que la electrificación de la sociedad constituye una necesidad para alcanzar los objetivos comunitarios de reducción de emisiones y de lucha contra el cambio climático, y destaca, asimismo, que las redes energéticas deben ser el elemento vertebrador de la transición hacia un nuevo modelo energético descarbonizado.

G	L	O	S	A	R	I	O
----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

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 éstos, 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 siempre respetando 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).

BOMBEO PURO

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.

BOMBEO MIXTO

Producción de energía eléctrica realizada por centrales capaces de generar energía eléctrica con o sin bombeo previo desde su vaso inferior. Cuando hay excedentes de agua la central funcionará como una central convencional, teniendo la posibilidad también de almacenar energía mediante bombeo desde la presa inferior a la superior.

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.

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 una o varias turbinas de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una turbina de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas

y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

COGENERACIÓN

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

COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA (COR)

Sustituyen a las Comercializadores de Último Recurso [CUR] y son las designadas para ofrecer el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor [PVPC].

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.

ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS)

Energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

ENERGÍA PRODUCIBLE HIDRÁULICO

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

ENERGÍAS RENOVABLES

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

ENERGÍAS NO RENOVABLES

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

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.

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.

HIDROEÓLICA

Producción de energía eléctrica a través de la integración de un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica. El funcionamiento permite al parque eólico suministrar energía eléctrica directamente a la red y, simultáneamente, alimentar a un grupo de bombeo que embalse agua en un depósito elevado, como sistema de almacenamiento energético. La central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial almacenada, garantizando el suministro eléctrico y la estabilidad de la red.

INCUMPLIMIENTO DE ENERGÍA BALANCE

Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria.

ÍNDICE 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).

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. Un índice de producible hidráulico menor que 1 indica que el periodo es seco, mientras que si es mayor que la unidad es húmedo.

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 INTERNACIONALES FÍSICOS

Comprende todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período 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 INSTALADA

Capacidad de energía que puede generar y entregar una central eléctrica en condiciones ideales.

POTENCIA INSTANTÁNEA

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

PRECIO MARGINAL

Precio de la última oferta de venta que ha sido necesario asignar para cubrir la demanda en una convocatoria de mercado. Este precio es el que cobran todos los productores y el que pagan todos los consumidores que participan en dicha convocatoria.

PRECIO VOLUNTARIO AL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)

Es un sistema de fijación del precio de la energía eléctrica implantado por la Administración que se aplica en la factura de aquellos consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW. El PVPC sustituye a la anterior Tarifa de Último Recurso (TUR).

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 cuyo ciclo de llenado y vaciado dura un año. Los embalses de régimen hiperanual son aquellos que permiten compensar las variaciones de hidráulicidad en ciclos de más de un año de duración.

RESIDUOS

Materiales combustibles resultantes de un producto o subproducto de desechos que, al ser procesados, producen energía para propósitos tales como calefacción y generación de energía eléctrica.

RESIDUOS RENOVABLES

Material orgánico no fósil de origen biológico resultante de los desechos sólidos urbanos y algunos desechos comerciales, e industriales no peligrosos. Se consideran renovables el 50 % de los residuos sólidos urbanos (RSU).

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 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 el mercado intradiario.

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**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 trans 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.

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO (TIM)

Tiempo, en minutos, que resulta de dividir la energía no suministrada [ENS] 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
8 de abril del 2019

Edita

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
Paseo 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 Marca e Imagen Corporativa

Coordinación técnica

Departamento de Acceso
a la Información del Sistema Eléctrico

Diseño y maquetación

gosban | reporting

Otros datos de la edición

Fecha de edición: junio 2019

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.



Paseo del Conde
de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)
www.ree.es



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

