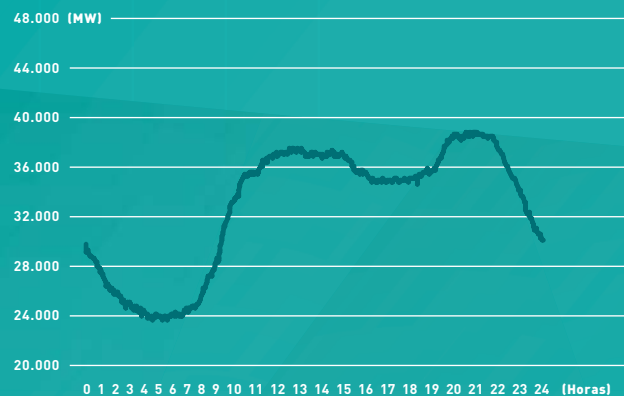


El sistema eléctrico español [2014]



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

El sistema eléctrico español [20 14]



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA



Índice general

El sistema
eléctrico español

[20]
[14]

4	EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN 2014	78	6. CALIDAD DE SERVICIO
24	SISTEMA PENINSULAR	82	7. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES
24	1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	98	SISTEMAS NO PENINSULARES
30	2. COBERTURA DE LA DEMANDA	108	EL SISTEMA ELÉCTRICO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS
36	3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	124	COMPARACIÓN INTERNACIONAL
52	4. OPERACIÓN DEL SISTEMA	136	GLOSARIO DE TÉRMINOS
70	5. RED DE TRANSPORTE		

Notas aclaratorias:

1. La nueva Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013, de 26 de diciembre) elimina los conceptos de régimen ordinario y especial en los que hasta ahora se agrupaban las diferentes tecnologías de generación eléctrica. En coherencia, a partir de la entrada en vigor de la nueva ley, se han eliminado dichos conceptos del balance eléctrico, manteniendo el resto de datos una estructura homogénea con anteriores balances.
2. Debido al redondeo de cifras decimales puede observarse en algunos casos que la suma de datos presenta pequeñas diferencias con la cifra impresa.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA



El sistema eléctrico español en 2014



La demanda de energía eléctrica prolongó en 2014 la trayectoria descendente de los últimos años. No obstante, cabe destacar que la caída de este año ha sido menor que la registrada en el año 2013, indicando que el consumo, a diferencia de lo ocurrido otros años, ha mostrado ciertos signos de recuperación. En concreto, la demanda eléctrica peninsular (que representa el 94,3 % del total nacional) finalizó el año en 243.530 GWh, lo que supone un descenso respecto al año anterior del 1,2 %. Corregidos los efectos de la laboralidad y temperatura, la demanda eléctrica atribuible principalmente a la actividad económica registró un leve descenso del 0,1 %, frente al retroceso del 2,2 % experimentado en 2013.

A la vista de los datos anteriores, puede decirse que la demanda eléctrica en 2014 está reflejando, aunque a un ritmo más lento, la evolución positiva de la economía española que finalizó el 2014 con un incremento del PIB del 1,4 %. En comparación con el conjunto de los países de la Unión Europea pertenecientes al grupo Continental Europe de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), la caída del

consumo eléctrico en España se sitúa muy por debajo del descenso del 3,0 % registrado en este grupo de países.

Desde la perspectiva de la oferta de generación, se mantiene la línea ascendente de las energías renovables, aunque de forma más moderada que en años precedentes, con una mayor participación de la hidráulica. En consecuencia, las energías no renovables han reducido su participación ya que solo la generación con carbón ha registrado un significativo aumento respecto a 2013. En cuanto a los intercambios de energía con otros países, el saldo exportador se ha reducido un 49,4 % respecto al año anterior situándose en 3.406 GWh, el nivel más bajo desde el año 2007.

Marco regulatorio

En el ámbito regulatorio, el año 2014 ha sido el primero en el que se ha aplicado el nuevo marco normativo del sector eléctrico que emana del proceso de reforma de la regulación del sector

eléctrico, iniciado en 2013 con la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y consolidado tras la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, con excepción de algunas de sus disposiciones adicionales.

Durante el año 2014, este nuevo marco normativo ha continuado su desarrollo reglamentario con la aprobación de numerosas disposiciones de singular importancia para el sector eléctrico, sobresaliendo por su incidencia sobre la mayor parte de los pequeños consumidores de energía eléctrica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Conforme a lo establecido en esta disposición, el precio voluntario para el pequeño consumidor, al que podrán acogerse los consumidores conectados en baja tensión con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW, será el precio máximo que podrán aplicar a estos consumidores los comercializadores de referencia, nuevo término para referirse a los comercializadores de último recurso. Este precio se calculará horariamente de forma aditiva, añadiendo al precio regulado del peaje de acceso, un coste también regulado de comercialización y el coste de la energía,

obtenido a partir del precio horario real de la energía en el mercado de producción, que sustituye al precio fijo trimestral resultante de las antiguas subastas CESUR.

En 2014 se han publicado además otras disposiciones necesarias para avanzar en la reforma del marco regulatorio del sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- 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, que establece un nuevo régimen jurídico y económico para estas instalaciones de generación de energía eléctrica, coherente con los principios fundamentales para la fijación de la retribución de estas tecnologías definidos en el Real Decreto-ley 9/2013 y en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

Esta disposición, con la que se completa la revisión de los modelos retributivos de las actividades reguladas para adaptarlos a los principios generales establecidos en la Ley 24/2013, ha sido desarrollada mediante la aprobación durante el año 2014 de cuatro Órdenes ministeriales, entre las que destaca la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.
- Esta disposición establece la metodología de cálculo del tipo de interés a aplicar a la financiación de los desajustes temporales negativos entre ingresos y costes regulados del sector a partir del año 2014, así como de los pagos e importes pendientes de esos desajustes. Asimismo, establece que los titulares de los derechos de cobro correspondientes al déficit del año 2013 podrán ceder total o parcialmente estos derechos a favor de terceros, fijando igualmente los principios generales del procedimiento de cesión. De esta forma, una vez que las empresas titulares iniciales del déficit reconocido para el año 2013 lleven a cabo la cesión de sus derechos de cobro, la totalidad del déficit neto del sector eléctrico estará titulizado.

Aunque con menor rango reglamentario que las anteriores, en 2014 también se puede resaltar la publicación de tres Órdenes ministeriales (Orden IET/338/2014, de 5 de marzo, Orden IET/1131/2014, de 24 de junio, y la Orden IET/1132/2014, de 24 de junio), en las que se modifican aspectos puntuales del Plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad y se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para la autorización excepcional de determinadas instalaciones, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10.5 del Real Decreto-ley 13/2012. De esta

forma, en los anexos de dichas disposiciones se relacionan las instalaciones de transporte que quedan al margen de la suspensión de la planificación de la red de transporte establecida en el Real Decreto-ley 13/2012 y que, por tanto, podrán obtener la autorización administrativa imprescindible para su construcción.

Si bien no tienen relación directa con la reforma del sector eléctrico español, en 2014 también merecen ser destacadas dos disposiciones que desarrollan la Directiva 27/2014/UE, de eficiencia energética. Así, el Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en su título III, traspone algunos principios establecidos en la citada Directiva, que fueron posteriormente desarrollados por la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, cuyas principales disposiciones en relación a la eficiencia energética son las siguientes:

- Crea el “Fondo Nacional de Eficiencia”, que será gestionado por IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y estará dotado con fondos FEDER (Fondo Europeo de Desarrollo Regional), aportaciones de sujetos obligados, los comercializadores, y aportaciones de los PGE (Presupuestos Generales del Estado).
- Determina que los objetivos de ahorro serán fijados por Orden ministerial, y serán repartidos entre los comercializadores en función de sus ventas de energía.
- Se podrá establecer un mecanismo de acreditación de la consecución de ahorro, que se basará en “Certificados de Ahorro Energético” (CAE) negociables.

Demanda de energía eléctrica

Durante 2014, la demanda eléctrica peninsular ha vuelto a experimentar un descenso respecto al año anterior, aunque esta reducción ha sido inferior a la registrada en 2013. La evolución mensual de la demanda a lo largo del año ha mostrado signos de indecisión, alternándose variaciones positivas y negativas, terminando

la demanda anual en 243.530 GWh, lo que representa un 1,2 % menos que el año pasado. Este descenso recoge fundamentalmente el efecto de las temperaturas que en el conjunto del año han contribuido a restar un punto al crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad ha tenido un efecto casi neutro. Corregidos estos efectos, el descenso de la demanda atribuible principalmente a la actividad económica se reduce al 0,1 %, frente a la caída del 2,2 % del año anterior.

Componentes de la variación de la demanda peninsular en b.c.

	%13/12	%14/13
Demanda en b.c.	-2,2	-1,2
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-0,3	-1,0
Efecto laboralidad	0,2	0,0
Efecto actividad económica y otros	-2,2	-0,1

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total. (2) Una media de las temperaturas máximas diarias peninsulares por debajo de 20°C en invierno y por encima de 23°C en verano, produce aumento de la demanda.

La demanda de energía eléctrica peninsular ha empezado a mostrar una tendencia de crecimiento pero a un ritmo más lento que otros indicadores de la economía española. Así, mientras que el PIB ha tenido tasas anuales de crecimiento positivo durante todos los trimestres del 2014, la demanda de electricidad ha mejorado su comportamiento en los tres primeros trimestres del año pero mantiene todavía una tasa de variación negativa respecto a 2013.

Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular

	PIB (1)	por actividad económica	Δ Demanda
2010	0,0	2,7	3,1
2011	-0,6	-1,0	-1,9
2012	-2,1	-1,8	-1,4
2013	-1,2	-2,2	-2,2
2014	1,4	-0,1	-1,2

(1) Fuente: INE

En el conjunto de los sistemas no peninsulares - Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla - la demanda de energía eléctrica en 2014 se situó en 14.588 GWh, lo que supone una tasa de variación negativa del 0,8 %. Tanto Baleares como Canarias han experimentado descensos, 1,6 % y 0,5 % respectivamente, menores que los del año 2013, mientras que en Ceuta y Melilla las variaciones han sido positivas, 5,1 % y 0,1 %.

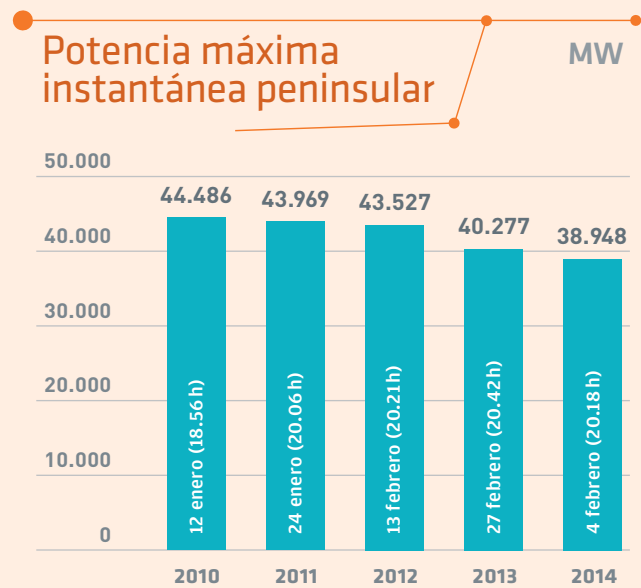
Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de descenso del 1,1 % respecto a 2013, con una energía demandada de 258.117 GWh.

Respecto a los máximos anuales de potencia instantánea y demanda horaria y diaria correspondientes al sistema peninsular, todos ellos se volvieron a situar por debajo de los máximos históricos registrados en el año 2007. El 4 de febrero a las 20.18 horas se registró la potencia máxima instantánea con 38.948 MW, un 14,3 % inferior a la equivalente del 2007. Ese mismo día, entre las 20 y las 21 horas, se obtuvo la demanda máxima horaria con 38.666 MWh, un 13,8 % inferior al máximo histórico obtenido en el 2007. Por su parte, el máximo anual de energía diaria se produjo el 11 de febrero con 798 GWh, un 12,0 % inferior al récord histórico alcanzado igualmente en el año 2007.

En los meses de verano el máximo de potencia instantánea se alcanzó el 17 de julio a las 13.21 horas con 37.299 MW, lo que significa un 9,7 % menos que el máximo histórico registrado en julio de 2010.

En los sistemas no peninsulares, la demanda máxima horaria en 2014 se fijó para Baleares en 1.150 MWh (el récord 1.226 MWh en 2008) y para Canarias en 1.377 MWh (el récord 1.496 MWh en 2007). En Ceuta y Melilla,

la demanda máxima horaria alcanzada durante el año fue respectivamente de 37 MWh (el récord 41 MWh en 2008) y 38 MWh (el récord 40 MWh en 2012).



Balance de potencia a 31.12.2014. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%14/13	MW	%14/13	MW	%14/13
Hidráulica	17.791	0,0	1	0,0	17.792	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	-1,4	510	0,0	11.482	-1,4
Fuel/gas	520	0,0	2.789	0,0	3.309	0,0
Ciclo combinado (1)	25.348	0,0	1.851	0,0	27.199	0,0
Hidroeólica	-	-	12	-	12	-
Resto hidráulica (2)	2.105	0,0	0,5	0,0	2.106	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.002	0,0
Solar fotovoltaica	4.428	0,1	244	0,4	4.672	0,1
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	1.012	3,9	5	0,0	1.018	3,8
Cogeneración y resto	7.075	-0,1	121	0,0	7.196	-0,1
Total	102.262	-0,1	5.692	0,2	107.954	-0,1

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal.

(2) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

Balance de energía eléctrica nacional (1)

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%14/13	GWh	%14/13	GWh	%14/13
Hidráulica	35.860	5,6	0	-	35.860	5,6
Nuclear	57.376	1,0	-	-	57.376	1,0
Carbón	44.064	10,7	2.416	-6,8	46.480	9,6
Fuel/gas (2)	0	-	6.663	-4,8	6.663	-4,8
Ciclo combinado (3)	22.060	-12,1	3.859	7,7	25.919	-9,6
Consumos en generación (4)	-6.561	4,6	-755	-3,7	-7.317	3,7
Hidroeólica	-	-	1	-	1	-
Resto hidráulica (5)	7.067	-0,4	3	14,1	7.071	-0,4
Eólica	50.630	-6,8	396	7,4	51.026	-6,7
Solar fotovoltaica	7.794	-1,6	405	-0,9	8.199	-1,5
Solar térmica	4.959	11,6	-	-	4.959	11,6
Térmica renovable	4.718	-6,9	11	15,6	4.729	-6,8
Cogeneración y resto	25.596	-20,1	290	11,8	25.887	-19,8
Generación neta	253.564	-2,6	13.289	-1,1	266.853	-2,5
Consumos en bombeo	-5.330	-10,5	-	-	-5.330	-10,5
Enlace Península-Baleares (6)	-1.298	2,3	1.298	2,3	0	-
Saldo intercambios internacionales (7)	-3.406	-49,4	-	-	-3.406	-49,4
Demanda (b.c.)	243.530	-1,2	14.588	-0,8	258.117	-1,1

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal.

(4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. (5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (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.

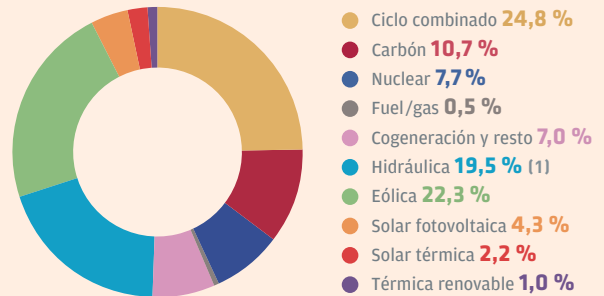
Cobertura de la demanda

La potencia instalada peninsular se ha mantenido prácticamente estable respecto al año anterior, ya que al finalizar el año 2014 se situaba en 102.262MW, 116 MW (un 0,1 %) menos que en diciembre de 2013. La mayor variación la ha registrado el carbón que ha reducido su potencia en 159 MW como consecuencia del cierre de la central de Escucha. El resto de tecnologías no han tenido variaciones de potencia o han sido poco significativas.

En los sistemas no peninsulares, la potencia instalada se ha mantenido prácticamente sin cambios en todos los sistemas, a excepción de Canarias donde cabe destacar la incorporación de 12 MW en la Isla de El Hierro correspondientes a una nueva central que combina bombeo y eólica (incluida en el balance con el término hidroeléctrica).

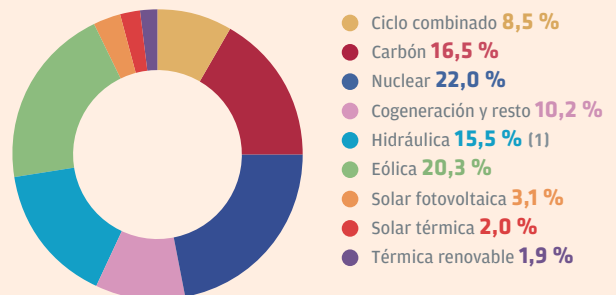
En cuanto a la cobertura de la demanda, la nuclear ha sido la tecnología con mayor peso ya que cubrió el 22,0 % del total (un 21,2 % en 2013), le sigue la eólica, que ha aportado el 20,3 % de la demanda (un 21,2 % en 2013). El carbón ha aumentado este año su participación, alcanzando el 16,5 % (un 14,6 % en 2013). Otra tecnología que también ha tenido mayor representatividad ha sido la hidráulica que con un 15,5 % del total ha superado el ya de por sí buen comportamiento que tuvo en 2013, cuando alcanzó un 14,2 % de la cobertura, duplicando la aportación que tuvo en el año 2012. En sentido contrario, la cogeneración y los ciclos combinados han visto reducida su participación, aportando un 10,2 % y un 8,5 %, respectivamente (un 12,5 % y un 9,5 % en 2013). Por debajo del 10 % se han situado las tecnologías solares y la térmica renovable que conjuntamente han cubierto el 7 % de la demanda, aportación similar a la de 2013.

Potencia instalada a 31.12.2014. Sistema eléctrico peninsular



(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.517 MW).

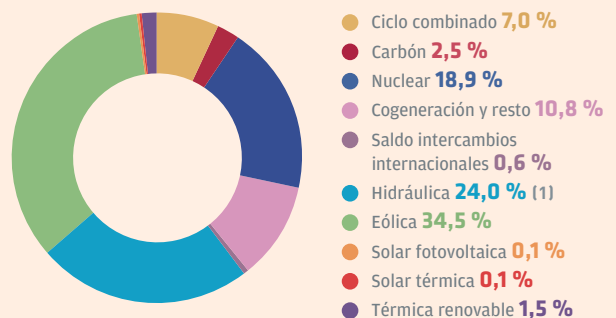
Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular



(1) No incluye la generación de bombeo.

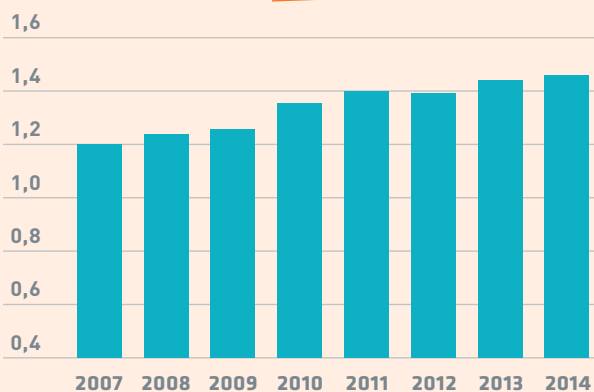
Cobertura de la demanda máxima horaria peninsular 38.666 MWh

4 de febrero del 2014 (20-21 h)



(1) No incluye la generación de bombeo.

Evolución del índice de cobertura mínimo peninsular



ICmin = Min (Pd/Ps)

ICmin: Índice de cobertura mínimo

Pd: Potencia disponible en el sistema

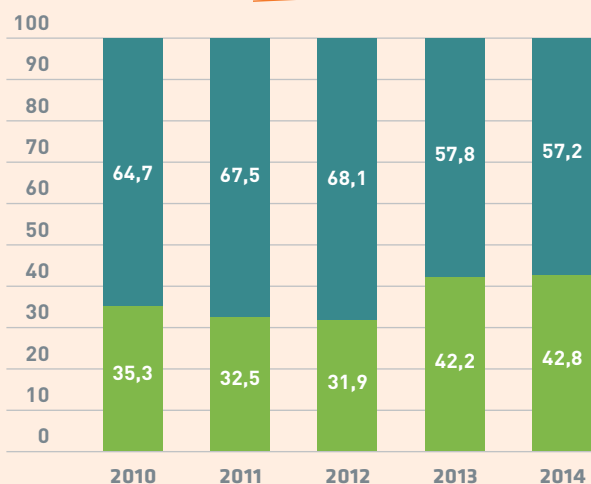
Ps: Punta de potencia demandada al sistema

Las energías renovables han mantenido un papel destacado en la producción global de energía del sistema peninsular cubriendo el 42,8 % de la producción total (un 42,2 % en 2013). Dentro de estas energías, cabe destacar un año más el importante papel de la generación eólica, que si bien ha reducido su producción respecto al año anterior, su contribución a la producción anual peninsular se situó en el 20,3 %, lo que coloca a esta tecnología en el segundo lugar en cuanto a la participación de los distintos tipos de energía en la cobertura de la demanda peninsular, tan sólo detrás de la nuclear. Así mismo, en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema eléctrico peninsular, alcanzando el 29,2 %, el 27,8 %, el 25,6 % y el 21,7 %, respectivamente.

En cuanto a emisiones de CO₂ del sector eléctrico peninsular, el aumento de generación con carbón se ha compensado con la generación de fuentes renovables, situando el nivel de emisiones en 2014 en 60,5 millones de toneladas, valor similar a los 60,1 millones de toneladas en 2013.

Respecto a los intercambios de energía a través del enlace Península-Baleares, se ha registrado un saldo exportador hacia Baleares de 1.298 GWh (un

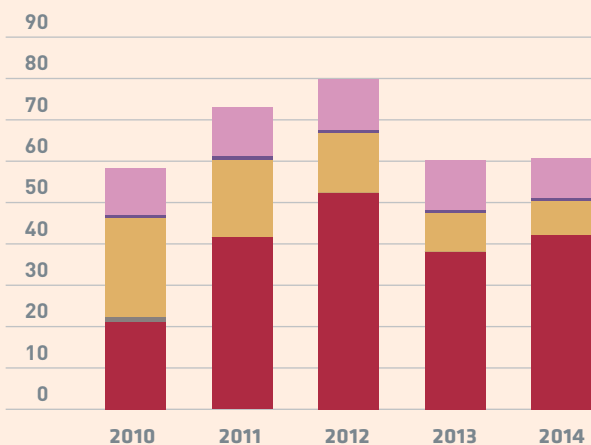
Estructura de la cobertura de la demanda en b.c.



■ Renovables: hidráulica (1), eólica, solar y térmica renovable.
 ■ No renovables: nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, y cogeneración y resto.

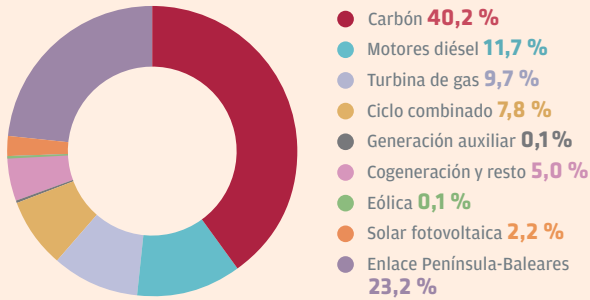
(1) No incluye la generación bombeo.

Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de energía eléctrica peninsular



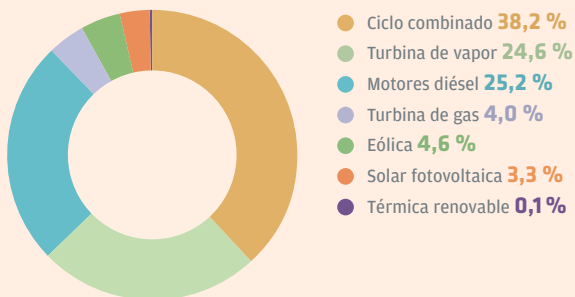
■ Carbón ■ Fuel/gas ■ Ciclo combinado
 ■ Térmica renovable ■ Cogeneración y resto

Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Baleares



Respecto al sistema eléctrico balear, la energía transferida en 2014 a través del enlace que une la isla de Mallorca con el sistema eléctrico peninsular cubrió el 23,2 % de la demanda de estas islas. El carbón ha vuelto a reducir su participación en dos puntos y el resto de tecnologías han tenido ligeras variaciones. En cuanto al sistema eléctrico canario, las tecnologías han repetido el mismo comportamiento que en 2013, el ciclo combinado ha vuelto a incrementar su peso cubriendo el 38,2 % de la demanda (35,2 % en 2013) mientras que los grupos de fuel-gas redujeron su aportación conjunta al 53,8 % (57,2 % en 2013).

Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Canarias



Generación

La generación neta peninsular en 2014 ha sido de 253.564 GWh, un 2,6 % inferior al año anterior, lo que la sitúa en un nivel parecido al que tuvo en el año 2005. La potencia instalada peninsular se ha mantenido prácticamente estable respecto al año anterior, al finalizar el año 2014 en 102.262 MW, 116 MW (un 0,1 %) menos que en diciembre de 2013. Con este parque generador las centrales que han tenido mayor producción que en 2013 han sido las de la tecnología hidráulica, nuclear, carbón y solar térmica.

2,3 % superior a 2013), un 0,5 % de la generación peninsular, lo que representa el mismo peso que en el año 2013.

El saldo de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica ha vuelto a ser exportador una vez más y tras diez años consecutivos, alcanzando en 2014 un valor de 3.406 GWh, si bien respecto al año anterior ha sido inferior en un 49,4 %. Las exportaciones se situaron en 15.716 GWh (16.936 GWh en 2013) y las importaciones en 12.310 GWh (10.204 GWh en 2013).

En este sentido, la generación hidráulica de aquellas centrales que pertenecen a alguna unidad de gestión hidráulica (UGH), han seguido incrementando su generación aunque con una variación del 5,6 %, alejada del elevado crecimiento que tuvieron en 2013 con un 74,6 %, debido sobre todo a que el año 2012 fue extremadamente seco.

En términos hidrológicos, el año 2014 ha sido húmedo en su conjunto al igual que sucedió en 2013. El producible hidráulico registrado ha sido superior al valor histórico medio en la mayoría de los meses, lo que ha tenido como consecuencia que haya finalizado el año con un valor de 32.408 GWh, lo que significa un 17 % más que el valor histórico medio anual.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares finalizaron el 2014 al 63,8 % de su capacidad total, seis puntos por encima del año anterior.

Por lo que respecta a la generación térmica no renovable el crecimiento experimentado por las centrales nucleares y de carbón ha quedado contrarrestado por el descenso de la producción de los ciclos combinados y de la cogeneración. El crecimiento de la generación nuclear durante el 2014 no ha sido muy significativo, sobre todo, teniendo en cuenta que durante el 2013 se produjo un descenso del 7,6 %, fundamentalmente por la retirada de producción de la Central Nuclear de Garoña al encontrarse en una situación de cese transitorio.

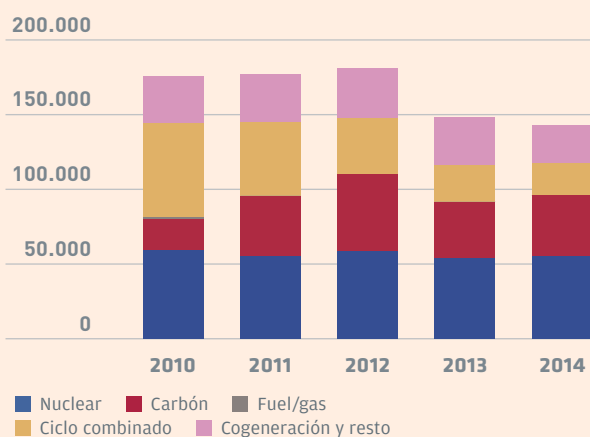
Las centrales de carbón han registrado un crecimiento del 10,7 %, lo que supone un cambio de signo respecto al año anterior, cuando los niveles de generación de esta tecnología cayeron un 27,3 % respecto al 2012.

La producción de los ciclos combinados en 2014 ha registrado este año una caída del 12,1 % respecto al año anterior, continuando la senda de descenso iniciada en 2009, que a pesar de haberse suavizado, son valores muy alejados

de los porcentajes de crecimiento que tuvo esta tecnología durante sus primeros años de vida.

Las instalaciones de cogeneración también han repetido la reducción de potencia instalada y de producción que tuvieron en 2013 registrando en 2014 una variación negativa del 0,1 % y del 20,1 %, respectivamente.

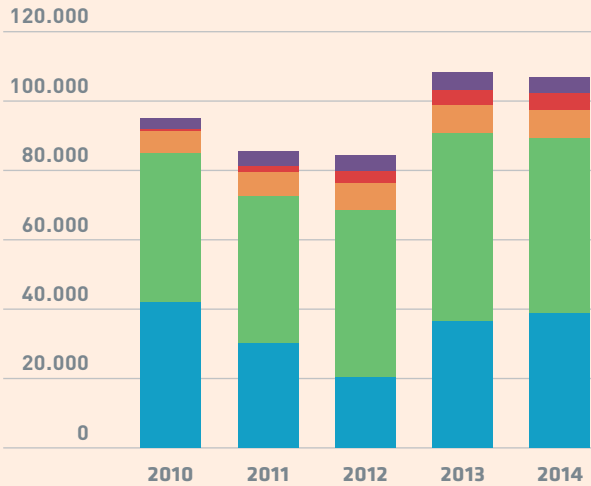
Evolución de la producción de energía no renovable peninsular



La generación peninsular procedente de fuentes de energía renovable ha sido inferior en todas las tecnologías, excepto la hidráulica y la solar térmica, lo que ha provocado que en términos anuales la producción renovable haya sido un 1,3 % menor que en 2013. La generación eólica ha contribuido especialmente a esta caída de las renovables ya que en el mismo periodo ha reducido su producción un 6,8 %.

A pesar del descenso de la generación eólica, cabe destacar que en 2014 se alcanzaron nuevos

Evolución de la producción de energía renovable peninsular



■ Hidráulica (1) ■ Eólica ■ Solar fotovoltaica
■ Solar térmica ■ Térmica renovable

(1) No incluye la generación de bombeo.

máximos históricos de producción eólica diaria y mensual. El 25 de marzo se registró el récord diario con 346.745 MWh (un 1,2 % superior al máximo histórico anterior registrado el 16 de enero de 2013) y el récord mensual se produjo en el mes de enero con 6.539 GWh (un 1,7 % mayor que el registrado en noviembre de 2013).

El crecimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas se ha estancado después de más de diez años de incrementos continuados. La potencia instalada en 2014 creció sólo un 0,1 %, mientras que la generación se redujo por primera vez en un 1,6 %. La solar térmica no ha experimentado variaciones de potencia a lo largo de 2014 pero su generación aumentó un 11,6 % respecto al 2013.

La térmica renovable ha sido la tecnología con mayor crecimiento de potencia instalada, un

3,9 %. Este incremento de potencia no se ha traducido en una mayor producción, ya que durante 2014 la generación térmica renovable se redujo un 6,9 %.

Operación del sistema

Durante el año 2014 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional –suministro de referencia más contratación libre– y saldo de los intercambios internacionales) fue un 0,4 % inferior al año anterior. De este total, el 85,1 % correspondió a contratación de suministro en el mercado libre y el 15,9 % restante a suministro de referencia.

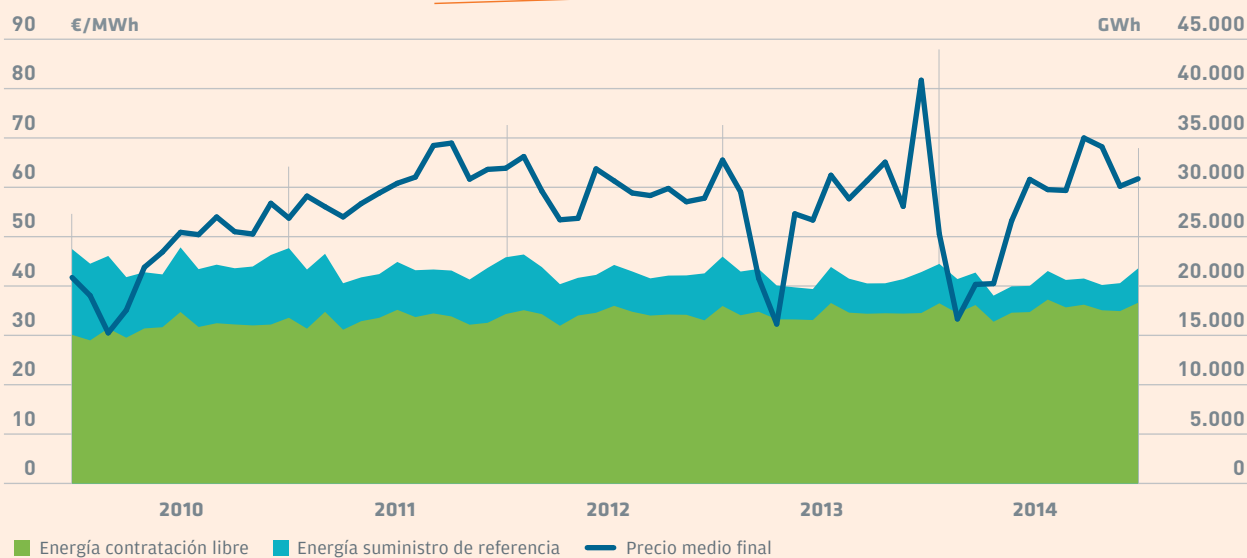
El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico fue de 55,01 €/MWh, valor un 4,8 % inferior al de 2013.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario representó un 78,9 % del precio final, mientras que el coste resultante de la gestión de los servicios de ajuste del sistema supuso el 10,4 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 10,7 % restante.

En el mercado diario se gestionó un total de 173.902 GWh, con un precio medio ponderado de 42,12 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio disminuyó en un 5,0 %, mientras la energía adquirida en este mercado disminuyó un 6,1 %.

En el mercado intradiario, el volumen total de energía negociada ascendió a 31.087 GWh, correspondiendo un 36,5 % de este total a un aumento neto de la demanda y/o del consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 43,08 €/MWh, valor un 2,3 % superior al del mercado diario.

Evolución de la energía mensual y precio final medio en el mercado eléctrico (1)



(1) Datos de demanda nacional.

La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema en el año 2014 fue de 24.780 GWh, valor un 1,1 % inferior al registrado el año anterior. La repercusión del coste de estos servicios (sin incluir las restricciones por garantía de suministro), en el precio final de la energía fue de 5,69 €/MWh, valor un 1,6 % superior al de 2013.

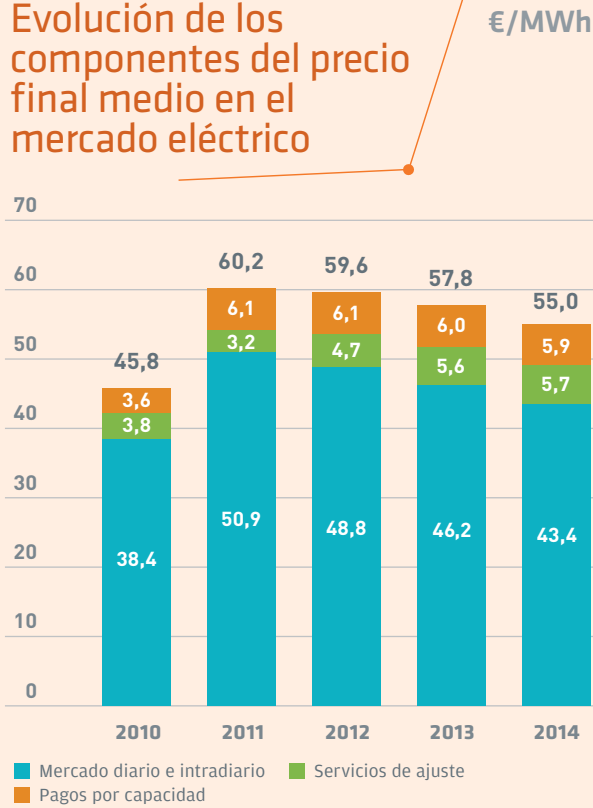
Durante el año 2014, la energía programada para la solución de restricciones de garantía por suministro se situó en 3.260 GWh, lo que supuso un 15,6 % del volumen máximo de producción autorizado en el año 2014 para las centrales adscritas a este procedimiento. El volumen total de energía producida por estas centrales ascendió

a 15.379 GWh, valor que representó un 72,1 % del volumen máximo de producción establecido por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía para el año 2014.

La energía programada para la solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 9.571 GWh a subir y 110 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 3,38 €/MWh frente a los 2,83 €/MWh del año anterior.

En 2014 el volumen total anual de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso asignar fue de 4.279 GW, con una repercusión de 0,59 €/MWh sobre el precio medio final de la energía.

Evolución de los componentes del precio final medio en el mercado eléctrico



La banda media horaria de regulación secundaria asignada en 2014 fue de 1.179 MW, con una repercusión de 1,12 €/MWh en el precio medio final de la energía, valor un 23,2 % inferior al registrado el año anterior.

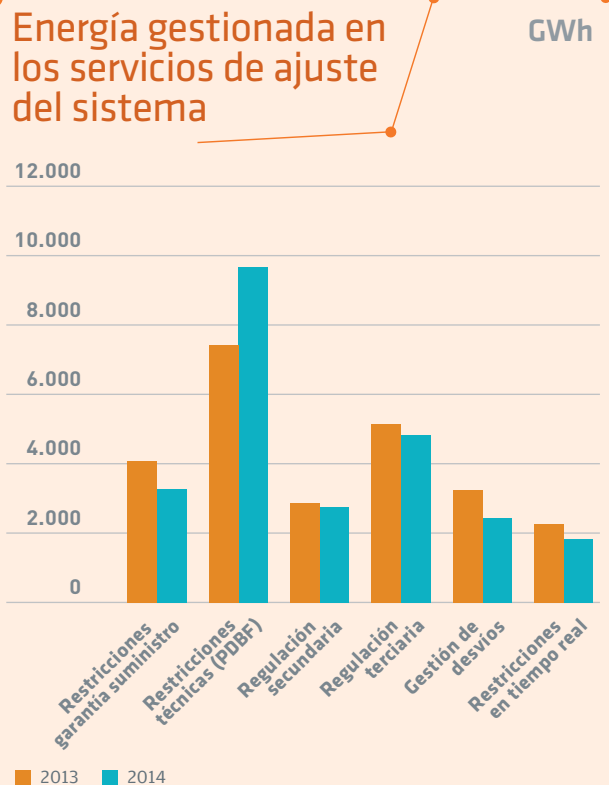
La gestión de los servicios complementarios (incluido el control del factor de potencia) y de gestión de desvíos, más la solución de restricciones técnicas en tiempo real tuvieron una repercusión de 0,60 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor inferior a los 0,86 €/MWh registrados en el año 2013.

En los mercados de regulación secundaria, regulación terciaria, gestión de desvíos y solución

de restricciones técnicas en tiempo real, se gestionaron en 2014, 2.741 GWh, 4.832 GWh, 2.437 GWh y 1.830 GWh, respectivamente. En este conjunto de energía, la energía programada a subir ha representado un 61,1 % del total, frente a un 38,9 % de energía gestionada a bajar.

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema tuvo que gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste alcanzó un total de 6.584 GWh a subir y 6.214 GWh a bajar, con un precio medio de 34,92 €/MWh en el caso de los desvíos a subir y de 48,60 €/MWh en el caso de los desvíos a bajar.

Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



Intercambios internacionales

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 22.707 GWh, un 1,9 % inferior a 2013. Las exportaciones se redujeron un 12,6 % (13.057 GWh en 2014 frente a 14.944 GWh en 2013), mientras que las importaciones aumentaron un 17,6 % (9.651 GWh en 2014 frente a 8.209 GWh en 2013).

Como resultado, el saldo anual de los programas de intercambio en 2014 descendió un 49,4 % respecto a 2013, situándose en 3.406 GWh, el nivel más bajo desde el año 2007.

En 2014 el saldo neto mensual programado en las interconexiones españolas fue exportador en todos los meses excepto en enero (38 GWh) y

Saldo de los intercambios internacionales programados

GWh

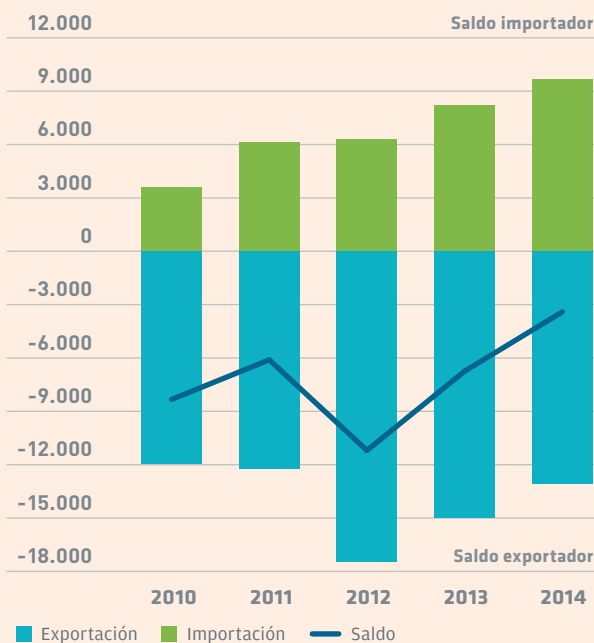
	2014
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-3.348
Francia (1)	3.579
Portugal	-857
Andorra	-235
Portugal	-5.835
Acciones coordinadas de balance Francia - España	-1
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	0
Intercambios de apoyo	0
Servicios transfronterizos de balance (2)	-57
Total	-3.406

(1) Incluye intercambios con otros países europeos. (2) Desde junio de 2014 están operativos los servicios transfronterizos de balance en la región Suroeste de Europa (SWE), que utilizan la capacidad de intercambio vacante entre sistemas tras el ajuste de los programas de intercambio en el horizonte intradiario.

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo).

Evolución de los intercambios internacionales programados

GWh



noviembre (197 GWh), alcanzándose el máximo saldo exportador en el mes de abril (658 GWh).

Por interconexiones, España fue un año más exportador neto con todos los países vecinos excepto con Francia, interconexión a través de la cual se estableció un saldo importador de 3.564 GWh, un 108,8 % mayor que en 2013. En las interconexiones con Portugal y con Andorra el saldo exportador anual disminuyó, respecto a 2013, un 67,8 % y un 18,3 %, respectivamente, mientras que con Marruecos aumentó un 8,6 %.

El día 13 de mayo de 2014, en el proceso de programación del día siguiente, se inició la aplicación en el sistema eléctrico peninsular

español del mecanismo de acoplamiento de los mercados diarios (Multi Regional Coupling -MRC-).

En el mes de junio de 2014 se inició la operación de los nuevos servicios transfronterizos de balance, en las interconexiones de España con Francia (desde el 11/6/14) y con Portugal (desde el 17/6/14). Hasta el 31 de diciembre se programaron 73 GWh en total (73 % en la interconexión con Portugal).

Los mayores niveles de utilización media de la capacidad de intercambio en el año 2014 se registraron en la interconexión con Marruecos (77 % en sentido exportador y en la interconexión con Francia (61,9 % en sentido importador).

Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión entre España y Francia

Las rentas de congestión generadas en el año 2014 representaron 123 millones de euros, correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español.

El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2014 en el sentido España → Francia registró un valor de 3,43 €/MW, lo que representa un incremento de un 19,1 % respecto al precio de la subasta anual para el año 2013 (2,88 €/MW). En el sentido Francia → España, el precio marginal resultante fue de 9,48 €/MW, valor un 21,4 % superior al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2013 (7,81 €/MW).

Con fecha 24 de marzo de 2014 (fecha de realización de la subasta mensual de abril 2014),

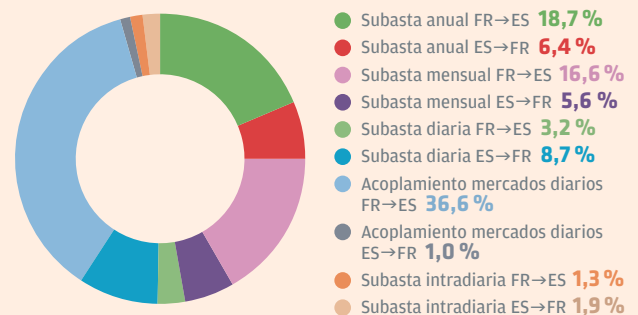
las subastas explícitas de capacidad de largo plazo de la interconexión entre España y Francia pasaron a ser realizadas en la plataforma suprarregional de subastas explícitas CASC.EU.

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en julio, en el sentido Francia → España con un valor (26 €/MW) que representó un máximo absoluto en dicho sentido de flujo. En el sentido España → Francia el precio máximo registrado fue de 20,23 €/MW (marzo 2014).

A partir del 13 de mayo de 2014, la subasta explícita diaria de capacidad de la interconexión entre España y Francia fue sustituida por el mecanismo de acoplamiento de los mercados diarios. Desde esa fecha, y hasta final del año, en el horizonte diario en la interconexión entre España y Francia se registró congestión en un 90 % de las horas (84 % de horas en el sentido Francia → España y 6 % de horas en el sentido España → Francia).

Renta de congestión en la interconexión con Francia ⁽¹⁾

123.481 miles de €



(1) Con fecha 13/05/2014 se inicia el proceso de acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling). No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (counter trading) ni otros costes.

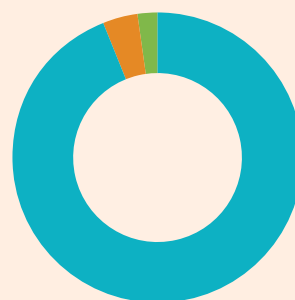
En 2014 fue precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance (establecimiento de programas de intercambio en el sentido contrario de flujo ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales de intercambio ya establecidos) de forma coordinada por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Francia, por un valor total de 2.200 MWh.

Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión entre España y Portugal

En un 94 % de las horas del año 2014, el precio resultante del mercado diario fue el mismo en toda la península Ibérica, al no existir congestión en la interconexión entre España y Portugal.

En un 4 % de las horas se identificaron congestiones en el sentido Portugal → España, y en el 2 % restante de horas la congestión fue observada en el sentido España → Portugal.

Horas con/sin congestión en la interconexión con Portugal



- Horas sin congestión (precio único en la Península Ibérica) **94 %**
- Horas con congestión (precio en la zona española > precio en la zona portuguesa) PT→ES **4 %**
- Horas con congestión (precio en la zona española < precio en la zona portuguesa) ES→PT **2 %**

Renta de congestión en la interconexión con Portugal ⁽¹⁾

	Miles de €	%
Mercado diario	6.835	96,75
Mercado intradiario	230	3,25
Total	7.065	100,00

⁽¹⁾ Con fecha 13/05/2014 se inicia el proceso de acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling). No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (counter trading) ni otros costes.

Potencia interrumpible en períodos de máxima demanda

MW



Las rentas de congestión derivadas de la gestión de esta interconexión durante el año 2014 representaron un total de 7,1 millones de euros, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

En 2014 no fue preciso aplicar acciones coordinadas de balance en esta interconexión.

Gestión de la demanda

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad entró en vigor el 1 de julio de 2008, en virtud de lo dispuesto en la Orden

ITC/2370/2007 de 26 de julio, donde se estableció el marco normativo para la prestación del servicio tanto en el sistema peninsular como en los sistemas insulares. Con la publicación, en noviembre de 2013, de la Orden IET/2013/2013 se estableció un nuevo mecanismo de asignación del recurso interrumpible basado en un procedimiento de subastas de aplicación únicamente para los proveedores peninsulares. En el año 2014 se implantó por primera vez este nuevo mecanismo para la asignación del recurso interrumpible peninsular durante la temporada eléctrica 2015.

A 31 de diciembre de 2014 se encontraban en vigor 140 contratos de interrumpibilidad de los cuales 124 corresponden al sistema peninsular, 15 al sistema canario y 1 al sistema balear.

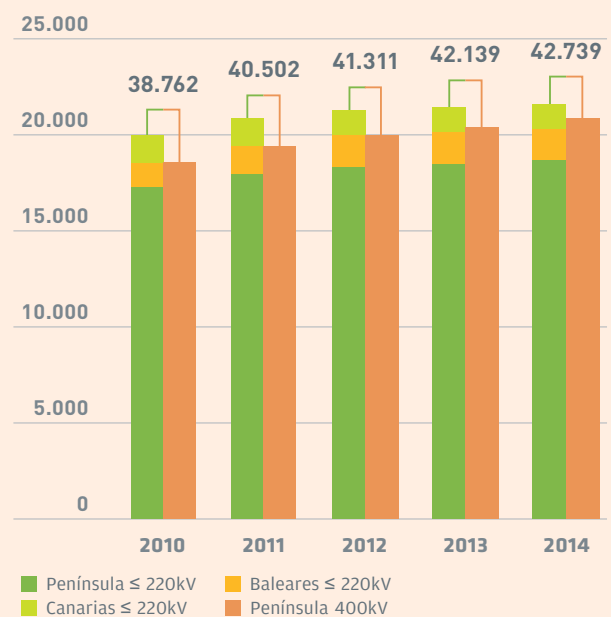
La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda es de 2.414,6 MW, de los cuales 2.362 MW corresponden al sistema peninsular, 49,4 MW a los sistemas canarios y 3,2 MW al sistema balear.

Red de transporte

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante el 2014 un nuevo impulso con la entrada en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad y el grado

Evolución de la red de transporte en España

km de circuito



Instalaciones de la red de transporte en España

	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Baleares	Canarias	Península	
Total líneas (km)	21.094	1.545	1.289	18.811	42.739
Líneas aéreas (km)	20.977	1.089	1.023	18.096	41.185
Cable submarino (km)	29	306	30	236	601
Cable subterráneo (km)	88	150	237	479	954
Transformación (MVA)	79.808	2.793	1.875	63	84.539

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2014.

de mallado de la red y permiten incorporar la potencia renovable.

Durante el 2014 se han puesto en servicio 600 km de circuito, lo que sitúa la longitud de circuito de la red nacional en 42.739 km al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 3.250 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 84.539 MVA.

Entre los proyectos concluidos en 2014 destaca la línea de 400 kV Brovales-Guillena (237,5 km), que completa la construcción del eje Almaraz-Guillena cuyo principal objetivo es asegurar la calidad de suministro de la demanda prevista en las comunidades autónomas de Extremadura y Andalucía. Además, este eje da continuidad a la nueva línea de interconexión con Portugal, Puebla de Guzmán-Tavira de 400 kV puesta en servicio en 2014.

En cuanto a las interconexiones internacionales, se ha reforzado la interconexión con Francia con la línea en corriente continua y soterrada Santa Llogaia-Baixas. Esta línea duplicará la capacidad de interconexión entre España y Francia de 1.400 a 2.800 MW, lo que aumentará la seguridad, estabilidad y calidad del suministro eléctrico de los dos países y facilitará la integración de las energías renovables en la red europea.

Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del año 2014 muestran un ejercicio más el buen comportamiento de la red de transporte, evaluado en función de la disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Islas Baleares	Islas Canarias	Península	Islas Baleares	Islas Canarias
2010	1.571	9	4.090	3,17	0,77	241,68
2011	280	39	17	0,58	3,54	1,02
2012	133	7	10	0,28	0,68	0,61
2013	1.156	81	3	2,47	7,50	0,18
2014 (1)	204	13	64	0,44	1,21	3,94

ENS: Energía no suministrada. **TIM:** Tiempo de interrupción medio.

Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema.

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

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.



Los índices de disponibilidad de la red de transporte reflejan la disponibilidad media para el servicio de los elementos en cada sistema. En el año 2014, dicho índice ha sido para el sistema peninsular del 98,21 %, valor muy parecido a la disponibilidad de 2013 para el que se registró un 98,20 %. En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, la tasa de disponibilidad ha sido respectivamente del 98,01 % y 98,35 % (97,97 % y 98,30 % en 2013). En todos los sistemas, estos valores son provisionales, pendientes de auditoría en curso.

Los índices de continuidad de suministro reflejan las interrupciones efectivas a consumidores finales consecuencia de incidencias en la red de transporte. En la red de transporte peninsular, durante 2014 se registraron 25 interrupciones de suministro, un 39 % más de las que tuvieron lugar en 2013. Sin embargo, este aumento no ha tenido reflejo en la energía no suministrada que baja notablemente respecto al año anterior (204,35 MWh en 2014, frente a 1.156 MWh en 2013) y en el tiempo de interrupción medio que con un ligero valor de 0,44 minutos, se sitúa muy por debajo del

valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre. (1)

En el sistema eléctrico balear, los indicadores de continuidad de suministro mostraron una mejora significativa respecto a años anteriores. Los valores de la energía no suministrada y el tiempo de interrupción medio se situaron respectivamente en 12,81 MWh y 1,21 minutos. Estos valores se situaron en el sistema eléctrico Canario en 64,27 MWh y en 3,94 minutos. (1)

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



Demanda de energía eléctrica

SISTEMA PENINSULAR

[1]

26

EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.

COMPONENTES DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MENSUAL

27

DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.

28

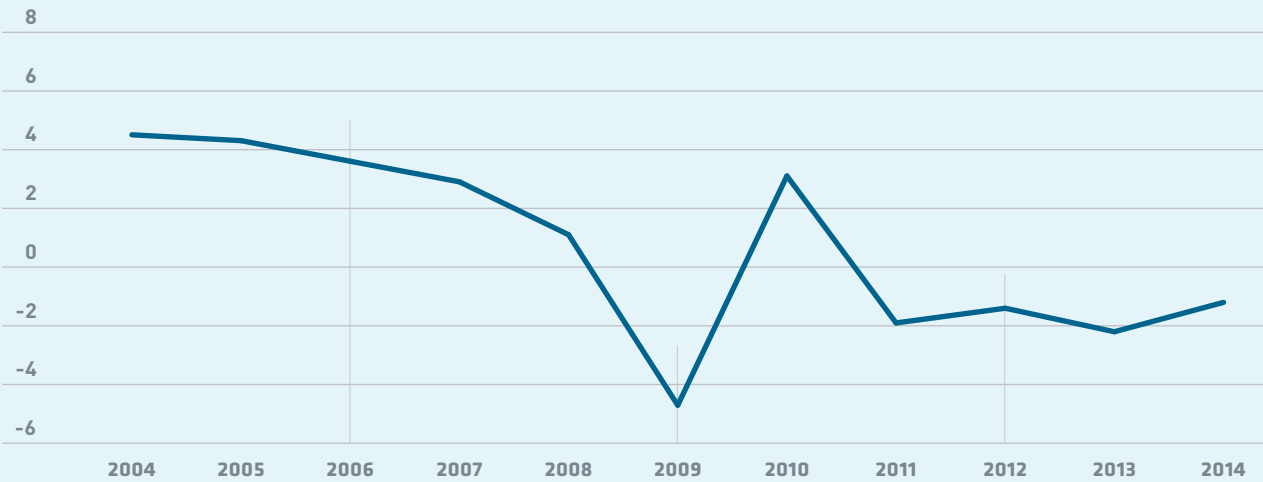
CURVAS DE CARGA DE LOS DÍAS DE DEMANDA MÁXIMA HORARIA
DEMANDA MÁXIMA HORARIA Y DIARIA

29

POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA

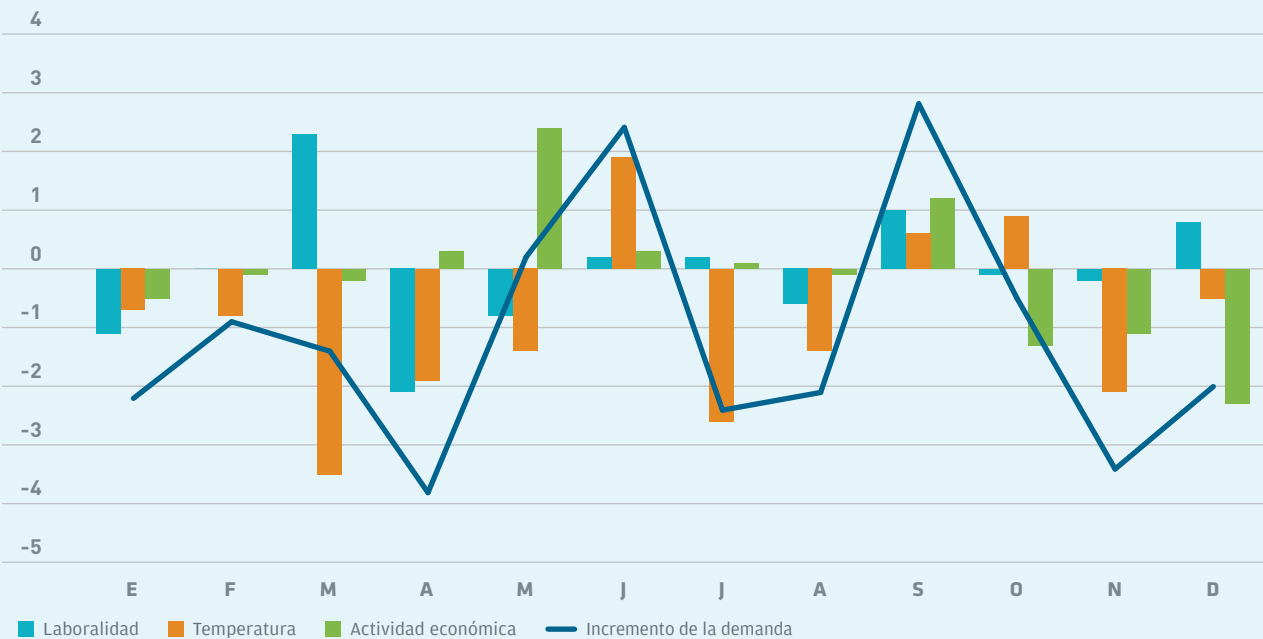
Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

%



Componentes del crecimiento de la demanda mensual

%



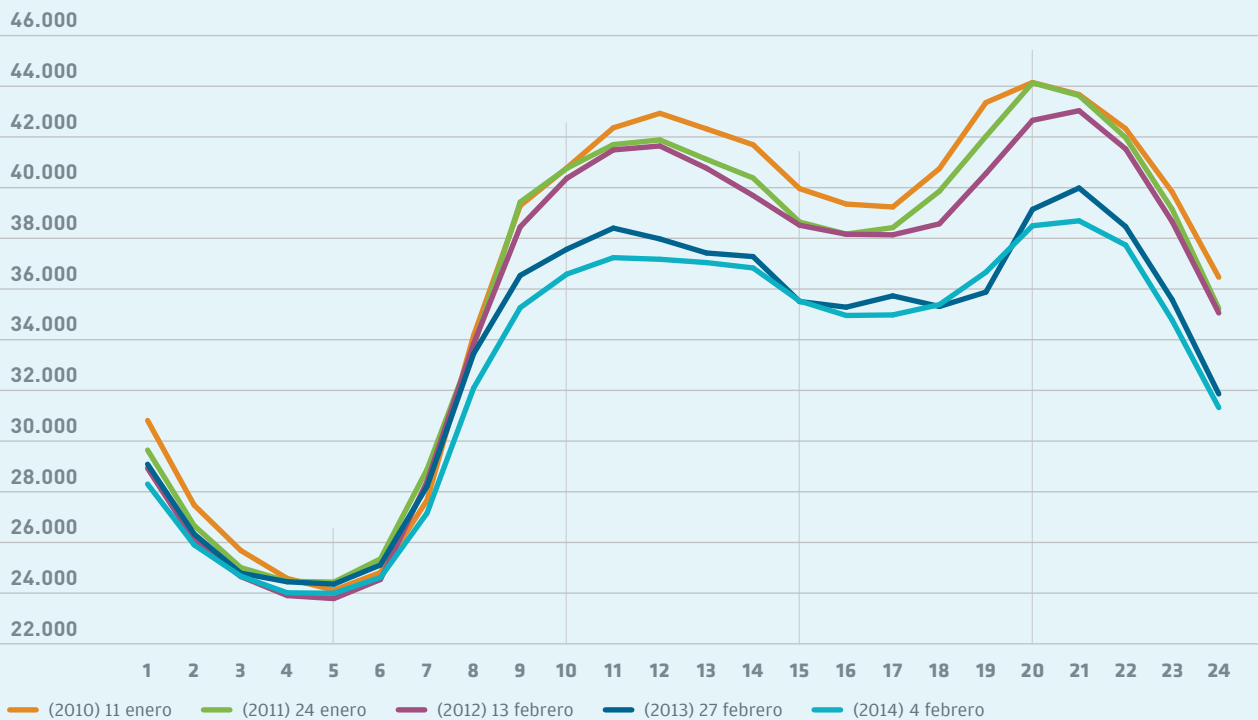
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2010		2011		2012		2013		2014	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	23.751	9,1	23.668	9,3	23.090	9,2	22.553	9,2	22.054	9,1
Febrero	21.911	8,4	21.415	8,4	22.948	9,1	20.549	8,3	20.372	8,4
Marzo	22.816	8,8	22.737	8,9	21.328	8,5	21.218	8,6	20.920	8,6
Abril	19.935	7,7	19.254	7,5	19.477	7,7	19.498	7,9	18.766	7,7
Mayo	20.423	7,8	20.346	8,0	20.191	8,0	19.447	7,9	19.478	8,0
Junio	20.439	7,8	20.740	8,1	20.752	8,2	19.144	7,8	19.600	8,0
Julio	23.145	8,9	21.997	8,6	21.671	8,6	21.638	8,8	21.120	8,7
Agosto	21.456	8,2	21.589	8,4	21.448	8,5	20.608	8,4	20.170	8,3
Septiembre	20.702	7,9	21.021	8,2	19.794	7,9	19.706	8,0	20.260	8,3
Octubre	20.499	7,9	20.339	8,0	19.717	7,8	19.780	8,0	19.687	8,1
Noviembre	22.012	8,4	20.615	8,1	20.270	8,0	20.481	8,3	19.785	8,1
Diciembre	23.440	9,0	21.877	8,6	21.328	8,5	21.746	8,8	21.319	8,8
Total	260.527	100,0	255.597	100,0	252.014	100,0	246.368	100,0	243.530	100,0

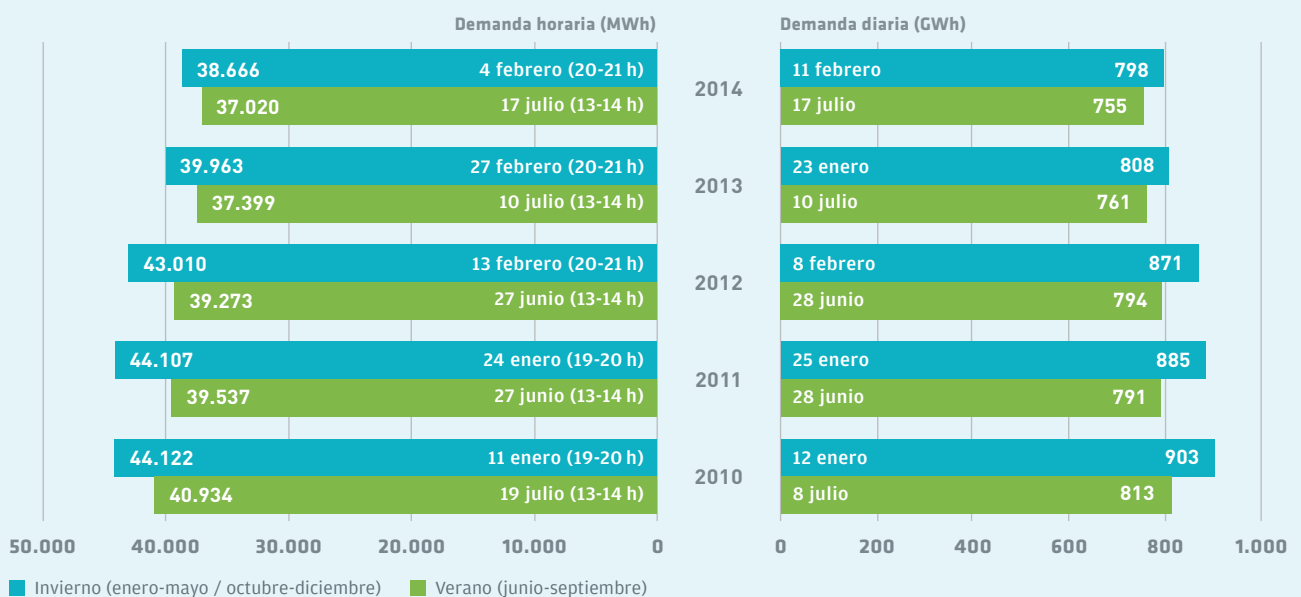
Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.



Curvas de carga de los días de máxima demanda horaria MWh

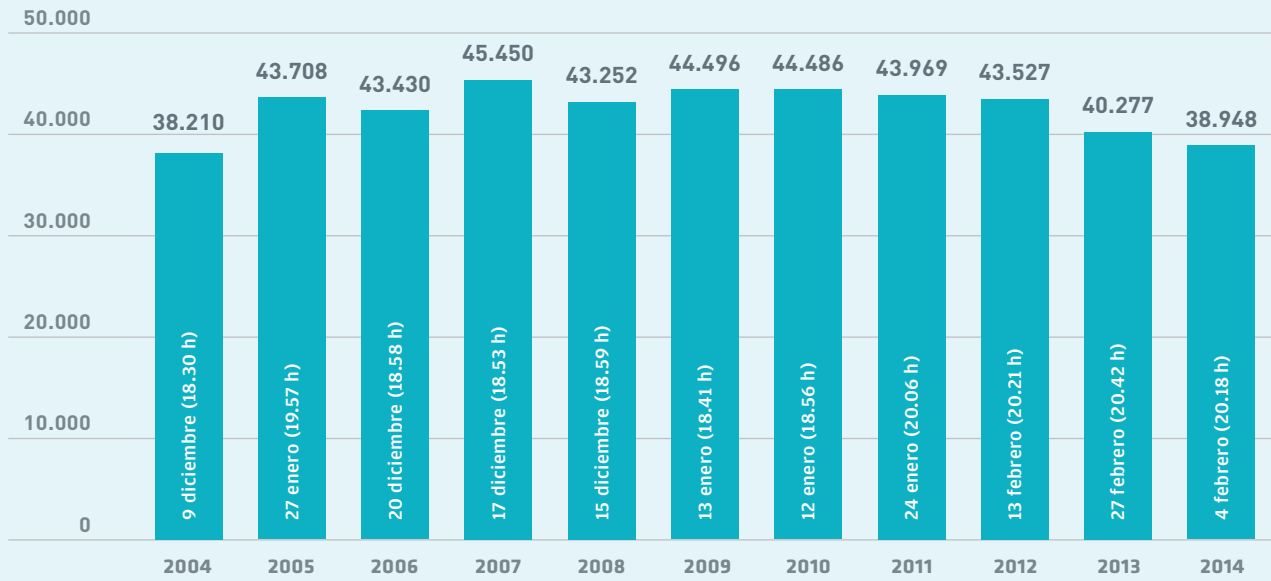


Demanda máxima horaria y diaria



Potencia máxima instantánea

MW





Cobertura de la demanda

SISTEMA PENINSULAR

[2]

32

COBERTURA DE LA DEMANDA
MÁXIMA HORARIA

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA POTENCIA
INSTALADA

33

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA
COBERTURA DE LA DEMANDA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

ESTRUCTURA DE LA COBERTURA
DE LA DEMANDA EN B.C.

34

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA
COBERTURA DE LA DEMANDA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

35

CURVA MONÓTONA DE CARGA

Cobertura de la demanda máxima horaria

MWh

	2010 11 enero 19-20h	2011 24 enero 19-20h	2012 13 febrero 20-21h	2013 27 febrero 20-21h	2014 4 febrero 20-21h
Hidráulica convencional y bombeo mixto	6.946	8.469	3.435	5.988	7.905
Bombeo puro	1.566	1.264	1.537	876	1.296
Hidráulica	8.512	9.733	4.972	6.864	9.201
Nuclear	5.410	6.486	7.463	7.096	7.107
Carbón	5.021	2.878	7.789	8.037	955
Fuel / gas	389	0	0	0	0
Ciclo combinado	16.284	11.636	10.381	3.786	2.630
Resto hidráulica (1)	935	918	517	963	1.107
Eólica	4.846	8.279	9.216	8.787	12.969
Solar fotovoltaica	0	0	0	73	48
Solar térmica	8	48	249	48	39
Térmica renovable	406	491	497	669	574
Cogeneración y resto	3.815	4.305	4.637	4.734	4.027
Enlace Península-Baleares (2)	-	-	-	-102	-265
Saldo Andorra	-23	-59	-30	-23	-8
Saldo Francia	-500	-300	-1.000	-1.000	-1.000
Saldo Portugal	-381	442	-930	813	2.000
Saldo Marruecos	-600	-750	-750	-780	-780
Saldo intercambios internacionales (3)	-1.504	-667	-2.710	-990	212
Diferencias por regulación	-	-	-	-	64
Demanda (b.c.)	44.122	44.107	43.010	39.963	38.666

(1) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (2) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (3) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Evolución anual de la potencia instalada

MW

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2010	2011	2012	2013	2014
Hidráulica convencional y bombeo mixto	15.047	15.054	15.269	15.268	15.274
Bombeo puro	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517
Hidráulica	17.564	17.571	17.785	17.785	17.791
Nuclear	7.791	7.866	7.866	7.866	7.866
Carbón (1)	11.409	11.649	11.114	11.132	10.972
Fuel / gas	2.282	833	520	520	520
Ciclo combinado (2)	25.278	25.312	25.348	25.348	25.348
Resto hidráulica (3)	2.036	2.041	2.042	2.105	2.105
Eólica	19.560	21.017	22.608	22.845	22.845
Solar fotovoltaica	3.656	4.059	4.321	4.424	4.428
Solar térmica	532	999	1.950	2.300	2.300
Térmica renovable	780	884	970	975	1.012
Cogeneración y resto	7.123	7.196	7.155	7.079	7.075
Total	98.009	99.426	101.679	102.378	102.262

(1) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (3) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica ⁽¹⁾

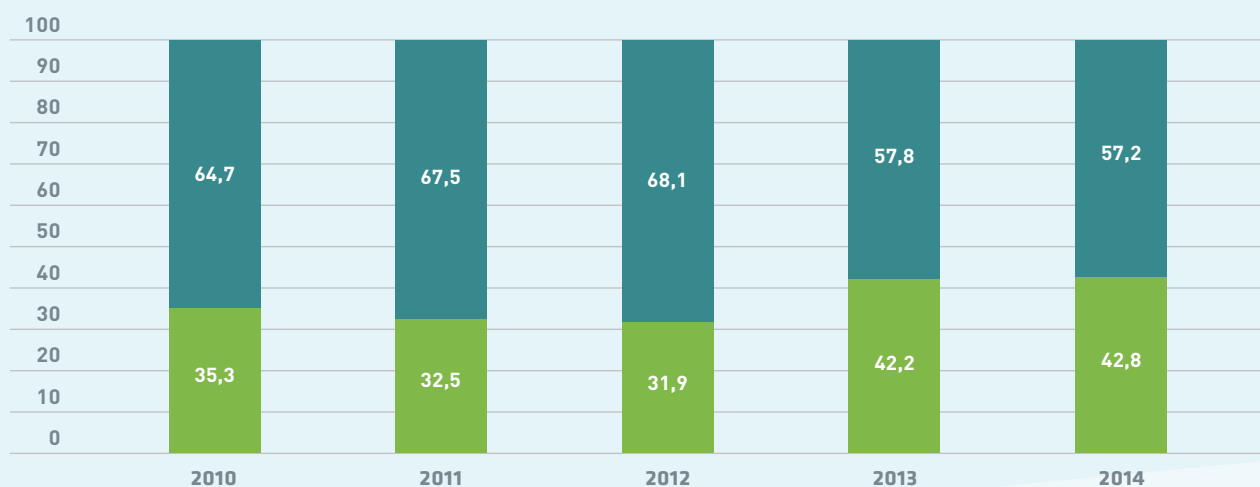
GWh

	2010	2011	2012	2013	2014	%14/13
Hidráulica	38.653	27.571	19.455	33.970	35.860	5,6
Nuclear	61.990	57.731	61.470	56.827	57.376	1,0
Carbón (2)	22.097	43.488	54.721	39.807	44.064	10,7
Fuel / gas	1.825	0	0	0	0	-
Ciclo combinado (3)	64.634	50.750	38.593	25.091	22.060	-12,1
Consumos en generación (4)	-6.706	-7.297	-7.730	-6.273	-6.561	4,6
Resto hidráulica (5)	6.824	5.294	4.645	7.099	7.067	-0,4
Eólica	43.208	42.105	48.140	54.344	50.630	-6,8
Solar fotovoltaica	6.140	7.092	7.830	7.918	7.794	-1,6
Solar térmica	692	1.832	3.444	4.442	4.959	11,6
Térmica renovable	3.172	4.285	4.746	5.066	4.718	-6,9
Cogeneración y resto	30.789	32.051	33.493	32.037	25.596	-20,1
Generación neta	273.318	264.903	268.807	260.327	253.564	-2,6
Consumos en bombeo	-4.458	-3.215	-5.023	-5.958	-5.330	-10,5
Enlace Península-Baleares (6)		-0,5	-570	-1.269	-1.298	2,3
Saldo intercambios internacionales (7)	-8.333	-6.090	-11.200	-6.732	-3.406	-49,4
Demanda (b.c.)	260.527	255.597	252.014	246.368	243.530	-1,2

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. (5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (7) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Estructura de la cobertura de la demanda en b.c.

%



■ Renovables: hidráulica ⁽¹⁾, eólica, solar y térmica renovable. ■ No renovables: nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, y cogeneración y resto.

(1) No incluye la generación bombeo.

Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica ⁽¹⁾

GWh

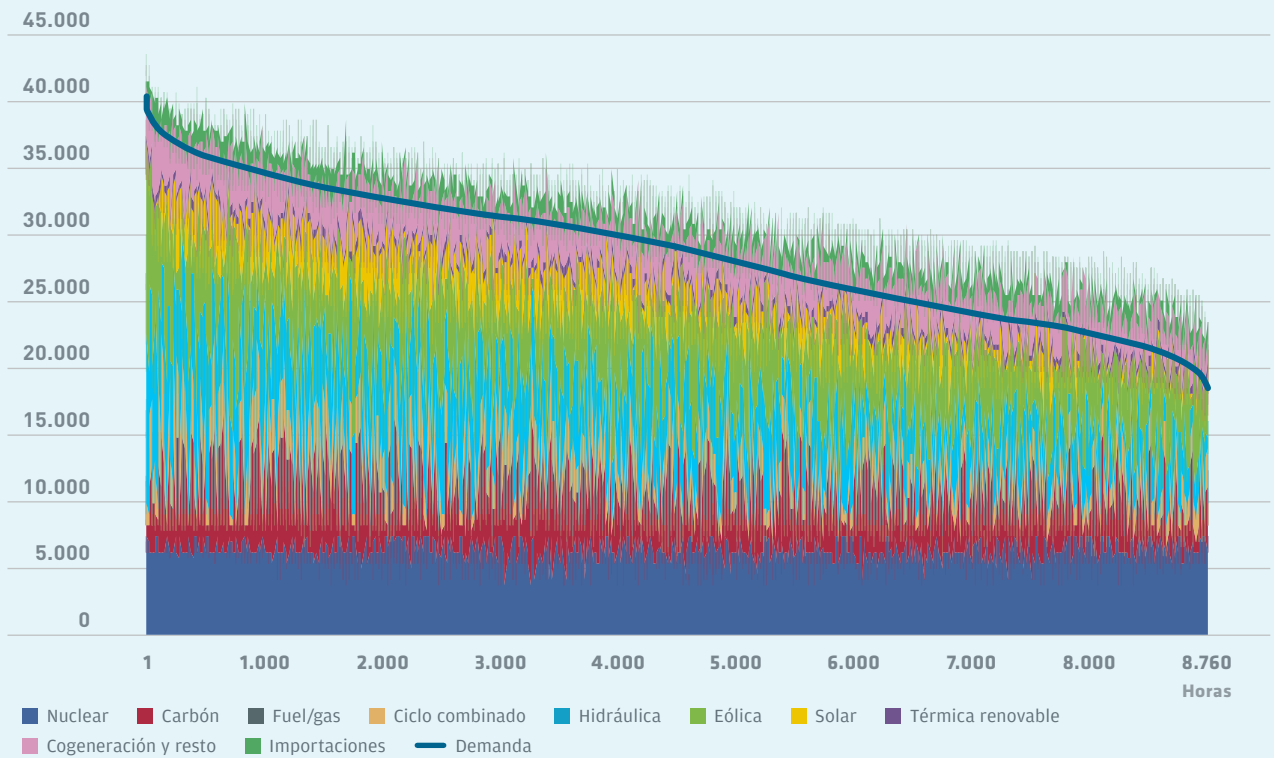
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
Hidráulica	3.960	5.427	4.887	4.579	2.520	2.192	
Nuclear	4.742	4.924	5.512	5.280	4.539	3.587	
Carbón	2.279	816	1.244	1.325	3.400	5.353	
Fuel / gas	0	0	0	0	0	0	
Ciclo combinado (2)	1.610	1.323	1.335	1.284	1.469	1.827	
Consumos en generación (3)	-469	-368	-418	-424	-498	-572	
Resto hidráulica (4)	783	755	806	776	608	523	
Eólica	6.539	5.884	5.050	3.950	4.135	3.276	
Solar fotovoltaica	353	406	698	753	882	863	
Solar térmica	80	103	385	436	730	687	
Térmica renovable	424	331	365	339	410	406	
Cogeneración y resto	2.681	1.981	1.894	1.710	2.060	2.193	
Generación neta	22.982	21.583	21.758	20.007	20.256	20.336	
Consumos en bombeo	-858	-633	-524	-508	-435	-325	
Enlace Península-Baleares (5)	-99	-87	-88	-80	-86	-125	
Saldo intercambios internacionales (6)	28	-491	-226	-652	-256	-286	
Demanda (b.c.)	22.054	20.372	20.920	18.766	19.478	19.600	(sigue...)

	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.072	1.813	1.621	1.558	2.261	2.970	35.860
Nuclear	4.470	4.434	5.044	5.374	4.562	4.909	57.376
Carbón	5.752	5.400	6.076	4.697	3.388	4.335	44.064
Fuel / gas	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado (2)	1.910	2.281	2.736	2.212	1.998	2.075	22.060
Consumos en generación (3)	-661	-644	-726	-644	-529	-609	-6.561
Resto hidráulica (4)	480	401	358	363	543	671	7.067
Eólica	3.590	2.857	2.131	3.383	5.072	4.763	50.630
Solar fotovoltaica	909	870	654	615	361	431	7.794
Solar térmica	811	833	390	289	90	124	4.959
Térmica renovable	411	445	422	388	373	404	4.718
Cogeneración y resto	2.251	2.099	2.253	2.265	2.069	2.141	25.596
Generación neta	21.994	20.790	20.959	20.500	20.187	22.213	253.564
Consumos en bombeo	-240	-218	-216	-408	-518	-445	-5.330
Enlace Península-Baleares (5)	-153	-165	-147	-101	-80	-88	-1.298
Saldo intercambios internacionales (6)	-482	-237	-336	-304	195	-361	-3.406
Demanda (b.c.)	21.120	20.170	20.260	19.687	19.785	21.319	243.530

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (3) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. (4) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (5) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. (6) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Curva monótona de carga

MW





Producción de energía eléctrica

SISTEMA PENINSULAR

[3]

Producción hidroeléctrica ⁽¹⁾

- 38** VARIACIONES DE POTENCIA EN EL EQUIPO GENERADOR
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS
- 39** ENERGÍA PRODUCIBLE HIDRÁULICA DIARIA DURANTE 2014 COMPARADA CON EL PRODUCIBLE MEDIO HISTÓRICO
ENERGÍA PRODUCIBLE HIDROELÉCTRICA MENSUAL
- 40** EVOLUCIÓN MENSUAL DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS
VALORES EXTREMOS DE LAS RESERVAS
EVOLUCIÓN ANUAL DE LA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA EN B.A.
- 41** EVOLUCIÓN ANUAL DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE HIDROELÉCTRICA
POTENCIA INSTALADA Y RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 31 DE DICIEMBRE POR CUENCAS HIDROGRÁFICAS
- 42** EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS
EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS ANUALES
EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS HIPERANUALES

Producción térmica ⁽²⁾

- 43** VARIACIONES DE POTENCIA EN EL EQUIPO GENERADOR
PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES DE CARBÓN
- 44** UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE CARBÓN
- 45** PRODUCCIÓN EN B.A. DE LOS GRUPOS NUCLEARES
UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS NUCLEARES
- 46** PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES CICLO COMBINADO
- 48** UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE CICLO COMBINADO
- 50** UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES TÉRMICAS
COMPARACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA EN B.C. CON LA INDISPONIBILIDAD DIARIA DEL EQUIPO TÉRMICO

Producción renovable ⁽³⁾

- 51** EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA RENOVABLE

[1] Incluye todas aquellas unidades que pertenecen a alguna unidad de gestión hidráulica (UGH). [2] Datos correspondientes a la producción nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. [3] Incluye hidráulica, resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y térmica renovable.

Producción hidroeléctrica

Variaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Las Picadas 2	Hidráulico	abril-14	2,3
Portochao	Hidráulico	marzo-14	0,1
Portodis	Hidráulico	marzo-14	0,5
San Juan 2	Hidráulico	abril-14	3,4
Total altas			6,4

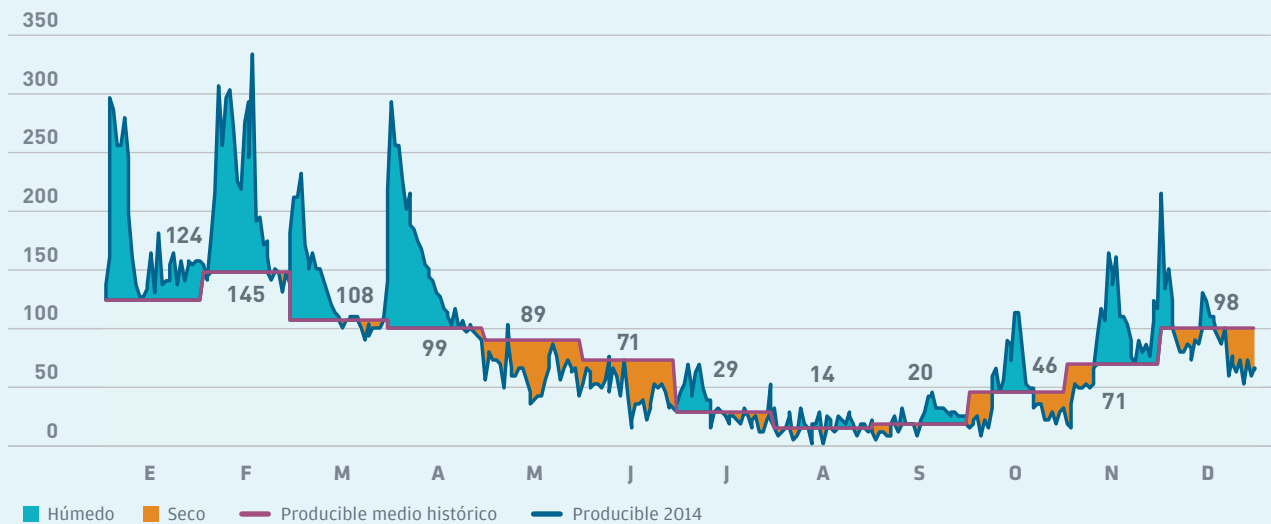
Producción hidroeléctrica por cuencas

Cuenca	Potencia MW	Producción (GWh)			Producible (GWh)		
		2013	2014	%14/13	2013	2014	%14/13
Norte	4.879	11.669	11.766	0,8	11.298	10.922	-3,3
Duero	3.887	7.531	9.541	26,7	7.968	9.161	15,0
Tajo-Júcar-Segura	4.349	5.034	5.563	10,5	4.280	4.362	1,9
Guadiana	226	273	197	-28,0	378	187	-50,5
Guadalquivir-Sur	1.025	1.224	945	-22,8	889	553	-37,8
Ebro-Pirineo	3.425	8.239	7.847	-4,8	7.818	7.223	-7,6
Total	17.791	33.970	35.860	5,6	32.631	32.408	-0,7

Producción hidroeléctrica

Energía producible hidráulica diaria durante 2014 comparada con el producible medio histórico

GWh



Energía producible hidroeléctrica mensual

	2013		2014		2013		2014	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	3.828	3.828	0,99	0,99	5.354	5.354	1,39	1,39
Febrero	3.480	7.309	0,86	0,92	5.880	11.235	1,45	1,42
Marzo	6.538	13.847	1,96	1,23	4.093	15.327	1,23	1,36
Abril	5.608	19.454	1,89	1,37	4.552	19.880	1,53	1,40
Mayo	3.074	22.528	1,11	1,33	1.958	21.837	0,71	1,28
Junio	2.094	24.622	0,98	1,29	1.382	23.220	0,65	1,21
Julio	1.165	25.787	1,28	1,29	1.033	24.253	1,14	1,21
Agosto	628	26.414	1,43	1,29	572	24.825	1,30	1,21
Septiembre	649	27.063	1,09	1,28	702	25.527	1,18	1,21
Octubre	1.464	28.527	1,03	1,27	1.387	26.913	0,97	1,20
Noviembre	2.014	30.541	0,95	1,24	2.596	29.510	1,22	1,20
Diciembre	2.089	32.631	0,69	1,18	2.898	32.408	0,95	1,17

Producción hidroeléctrica

Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

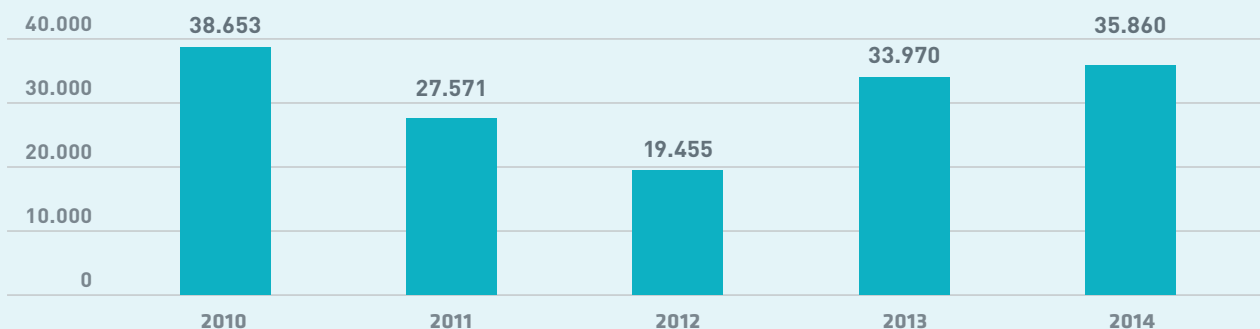
	2013				2014							
	Anuales		Hiperanuales		Anuales		Hiperanuales					
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%				
Enero	4.918	55	4.113	43	9.032	49	6.314	70	6.781	71	13.095	71
Febrero	5.132	57	4.584	48	9.716	52	6.672	74	7.456	78	14.128	76
Marzo	6.911	77	6.262	65	13.173	71	6.459	72	7.463	78	13.922	75
Abril	7.115	79	7.305	76	14.421	78	6.854	76	7.493	78	14.348	77
Mayo	7.027	78	7.512	78	14.539	78	6.789	76	7.319	76	14.108	76
Junio	6.745	75	7.432	78	14.178	76	6.524	73	7.043	74	13.566	73
Julio	6.055	68	7.000	73	13.056	70	5.711	64	6.748	70	12.458	67
Agosto	5.234	58	6.511	68	11.746	63	4.786	53	6.397	67	11.183	60
Septiembre	4.430	49	6.231	65	10.662	58	4.263	48	6.085	64	10.348	56
Octubre	4.360	49	6.247	65	10.607	57	4.489	50	6.116	64	10.606	57
Noviembre	4.394	49	5.960	62	10.354	56	5.275	59	6.274	66	11.549	62
Diciembre	4.658	52	6.009	63	10.667	58	5.550	62	6.276	66	11.826	64

Valores extremos de las reservas

		2014			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	7.057	13 abril	78,7	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	7.642	11 marzo	79,8	abril de 1979	91,1
	Conjunto	14.655	13 abril	79,1	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	4.176	8 octubre	46,6	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	6.054	1 enero	63,3	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	10.242	7 octubre	55,3	octubre de 1995	23,6

Evolución anual de la producción hidroeléctrica en b.a.

GWh

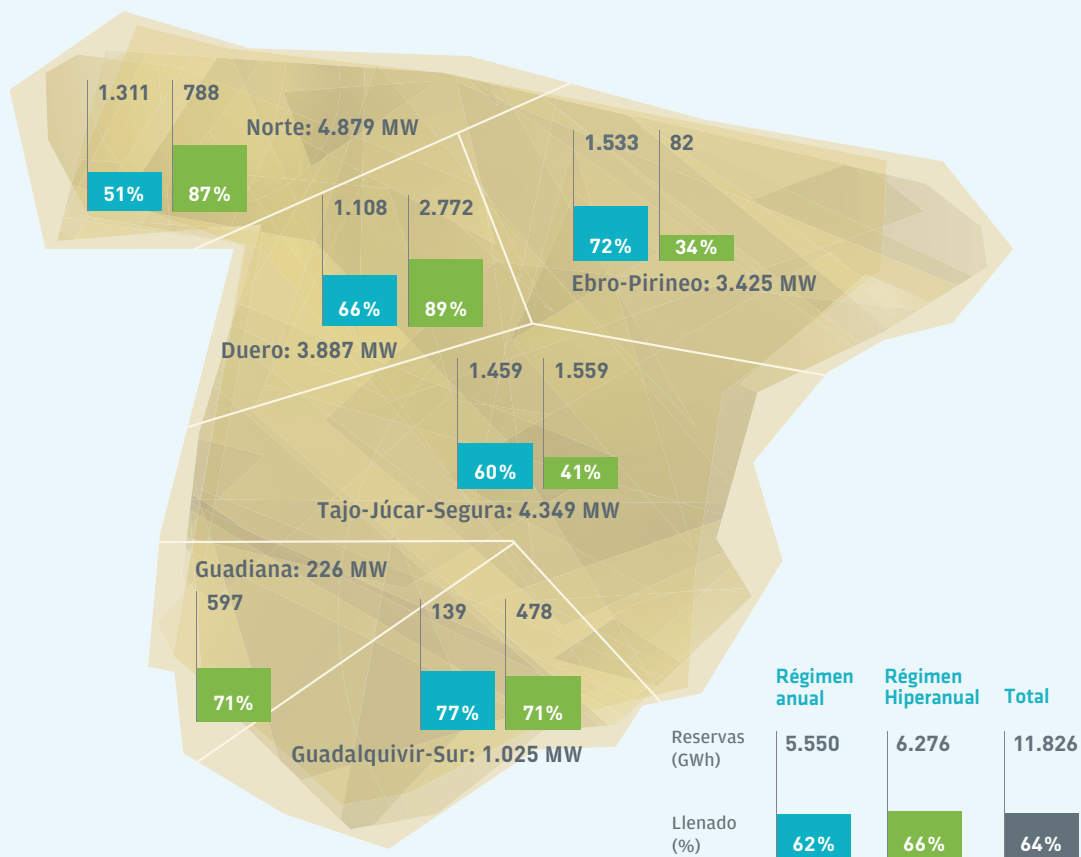


Producción hidroeléctrica

Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2010	37.405	1,34	13%
2011	22.575	0,81	74%
2012	12.722	0,46	100%
2013	32.631	1,18	25%
2014	32.408	1,17	26%

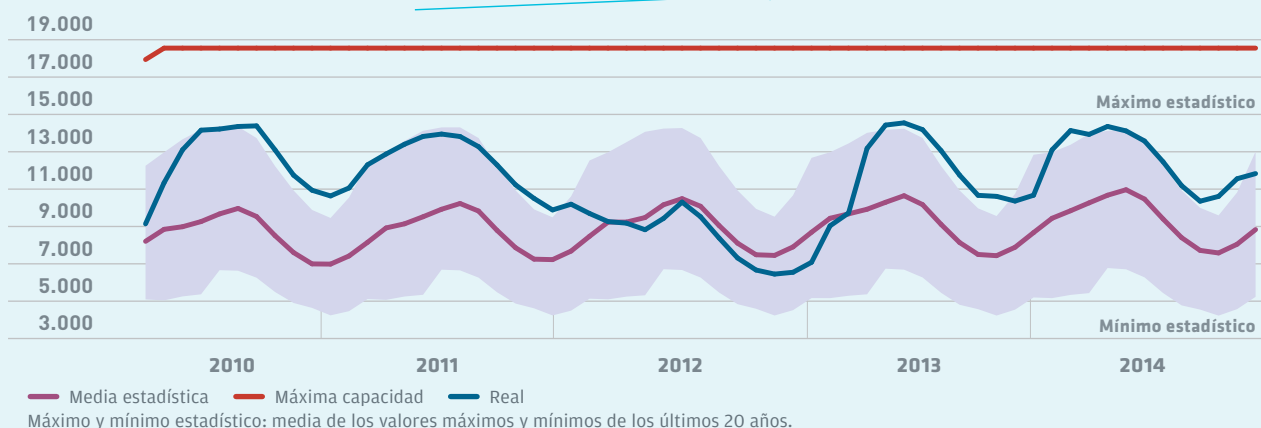
Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



Producción hidroeléctrica

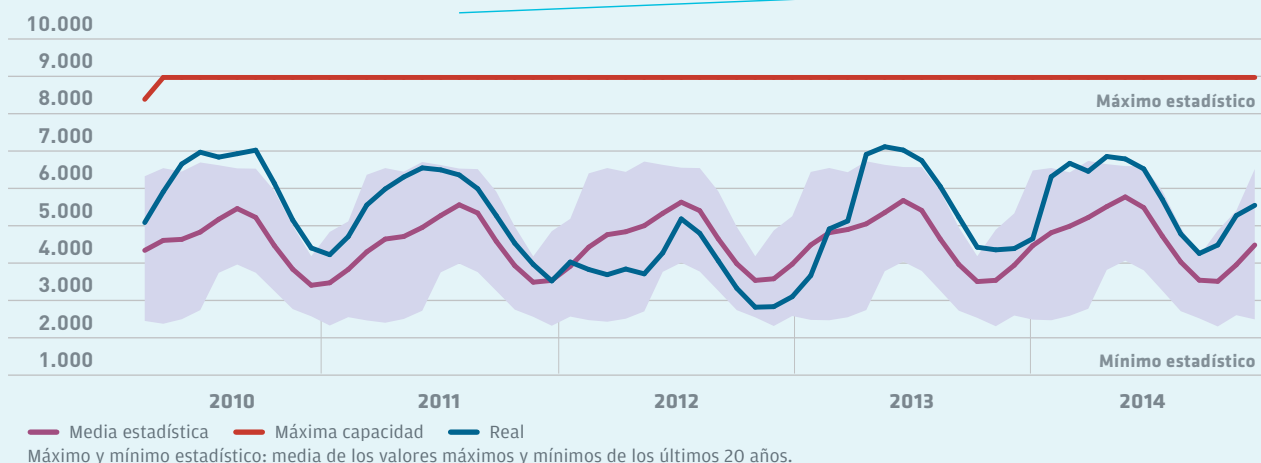
Evolución de las reservas hidroeléctricas

GWh



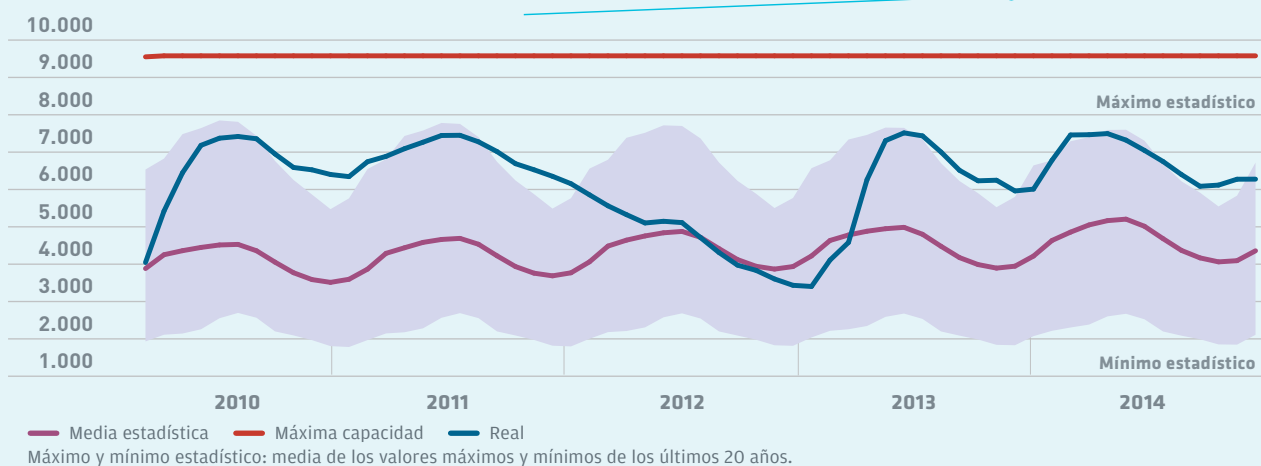
Evolución de las reservas hidroeléctricas anuales

GWh



Evolución de las reservas hidroeléctricas hiperanuales

GWh



Producción térmica

Variaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Escucha	Carbón	mayo-14	159,4
Total bajas			159,4

Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia MW	2013		2014		%14/13
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	5.748	14,4	5.455	12,4	-5,1
Anllares	365	863	2,2	1.182	2,7	37,1
Compostilla II	1.200	2.560	6,4	4.537	10,3	77,3
Escucha (1)	0	0	0,0	0	0,0	-
GICC-PL ELCOGAS	320	899	2,3	1.035	2,3	15,1
Guardo	516	1.105	2,8	1.250	2,8	13,1
La Robla	655	1.689	4,2	1.675	3,8	-0,8
Lada	358	1.432	3,6	1.410	3,2	-1,6
Litoral de Almería	1.159	6.148	15,4	5.912	13,4	-3,8
Los Barrios	589	2.924	7,3	3.005	6,8	2,8
Meirama	580	2.529	6,4	2.443	5,5	-3,4
Narcea	596	899	2,3	916	2,1	2,0
Puentenuevo 3	324	703	1,8	1.153	2,6	64,1
Puentes García Rodríguez	1.469	7.356	18,5	7.626	17,3	3,7
Puertollano (2)	221	30	0,1	0	0,0	-100,0
Soto de la Ribera	604	1.145	2,9	1.463	3,3	27,8
Teruel	1.101	3.777	9,5	5.002	11,4	32,4
Total	10.972	39.807	100,0	44.064	100,0	10,7

(1) Inactivo desde julio 2013. Baja en mayo 2014. (2) Inactivo desde noviembre 2013.

Producción térmica

Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Prevista	No prevista	
Aboño 1	360	1.834	6.116	63,2	83,3	0,0	8,0	92,0
Aboño 2	556	3.621	8.071	78,3	80,7	2,3	2,8	94,9
Anllares	365	1.182	3.532	37,1	91,7	0,0	0,3	99,7
Compostilla 2	148	309	2.589	25,4	80,6	0,0	6,3	93,7
Compostilla 3	337	1.272	4.043	44,3	93,3	0,0	2,8	97,2
Compostilla 4	359	1.545	4.716	50,1	91,3	0,0	1,9	98,1
Compostilla 5	356	1.412	4.304	47,5	92,2	0,0	4,7	95,3
Escucha (3)	0	0	0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
GICC-PL ELCOGAS	320	1.035	4.498	49,2	71,9	0,0	25,0	75,0
Guardo 1	155	83	620	6,3	86,5	0,0	2,1	97,9
Guardo 2	361	1.167	3.486	37,9	92,8	0,0	2,7	97,3
La Robla 1	284	773	3.076	31,9	88,4	0,0	2,8	97,2
La Robla 2	371	902	2.746	29,9	88,6	0,0	7,2	92,8
Lada 4	358	1.410	4.616	47,2	85,2	0,0	4,8	95,2
Litoral de Almería 1	577	3.395	7.996	73,5	73,6	0,0	8,7	91,3
Litoral de Almería 2	582	2.517	5.559	56,9	77,8	10,3	3,0	86,7
Los Barrios	589	3.005	7.647	65,9	66,7	1,4	10,2	88,4
Meirama	580	2.443	5.522	50,5	76,2	0,0	4,9	95,1
Narcea 1	65	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	144	1.082	10,0	80,0	0,0	0,6	99,4
Narcea 3	364	772	2.361	27,1	89,8	0,0	10,8	89,2
Puentenuevo 3	324	1.153	3.754	76,0	94,9	0,0	46,5	53,5
Puentes 1	369	2.109	6.883	65,7	83,1	0,0	0,6	99,4
Puentes 2	366	2.035	6.641	63,4	83,6	0,0	0,1	99,9
Puentes 3	366	1.984	6.321	61,9	85,7	0,0	0,0	100,0
Puentes 4	367	1.497	4.857	56,8	84,0	13,8	4,2	82,0
Puertollano (4)	221	0	0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Soto de la Ribera 2	254	590	2.975	28,3	78,1	0,0	6,2	93,8
Soto de la Ribera 3	350	873	2.772	33,5	90,0	0,0	14,9	85,1
Teruel 1	368	1.762	5.401	55,0	88,6	0,0	0,6	99,4
Teruel 2	368	1.469	4.547	53,9	87,9	12,1	3,3	84,7
Teruel 3	366	1.771	5.356	57,4	90,5	0,0	3,6	96,4
Total	10.972	44.064	4.877	51,1	82,3	4,1	6,3	89,7

(1) 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. (2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo). (3) Grupo con indisponibilidad permanente del 100 % por parada de larga duración. Inactivo desde julio 2013. Baja en mayo 2014. (4) Grupo con indisponibilidad permanente del 100 % por parada de larga duración. Inactivo desde noviembre 2013.

Producción térmica

Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	2013		2014		%14/13
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	1.049	8.001	14,1	7.518	13,1	-6,0
Almaraz II	1.044	7.720	13,6	8.299	14,5	7,5
Ascó I	1.033	9.055	15,9	7.394	12,9	-18,3
Ascó II	1.027	7.638	13,4	7.175	12,5	-6,1
Cofrentes	1.092	8.327	14,7	9.470	16,5	13,7
Garroña (1)	466	0	0,0	0	0,0	-
Trillo I	1.067	8.003	14,1	8.320	14,5	4,0
Vandellós II	1.087	8.083	14,2	9.201	16,0	13,8
Total	7.866	56.827	100,0	57.376	100,0	1,0

(1) Inactivo desde diciembre 2012.

Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Prevista	No prevista	
Almaraz I	1.049	7.518	7.351	97,6	97,5	15,9	0,4	83,8
Almaraz II	1.044	8.299	8.054	98,7	98,7	6,8	1,3	91,9
Ascó I	1.033	7.394	7.224	98,3	99,1	16,0	0,8	83,2
Ascó II	1.027	7.175	7.007	99,8	99,7	11,8	8,3	79,9
Cofrentes	1.092	9.470	8.758	100,0	99,0	0,0	1,3	98,7
Garroña (3)	466	0	0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Trillo I	1.067	8.320	7.898	97,3	98,7	8,4	0,1	91,5
Vandellós II	1.087	9.201	8.665	97,1	97,7	0,0	0,5	99,5
Total	7.866	57.376	7.398	98,5	98,6	13,8	1,7	84,5

(1) 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. (2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo). (3) Grupo con indisponibilidad permanente del 100 %. Inactivo desde diciembre 2012.

Producción térmica

Producción en b.a. de las centrales ciclo combinado

Centrales	Potencia MW	2013		2014		%14/13
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	392	189	0,8	179	0,8	-5,4
Aceca 4	379	954	3,8	908	4,1	-4,8
Algeciras 3 CC	831	0	0,0	32	0,1	-
Amorebieta	795	169	0,7	176	0,8	4,1
Arcos 1	396	0	0,0	1	0,0	-
Arcos 2	379	15	0,1	7	0,0	-53,9
Arcos 3	844	102	0,4	76	0,3	-25,5
Arrúbal 1	402	228	0,9	17	0,1	-92,5
Arrúbal 2	397	177	0,7	149	0,7	-15,9
Bahía de Bizkaia	800	3.032	12,1	2.835	12,9	-6,5
Besós 3	419	162	0,6	272	1,2	68,4
Besós 4	407	2.186	8,7	2.247	10,2	2,8
Besós 5	873	702	2,8	668	3,0	-4,8
Campo Gibraltar 1	393	209	0,8	0	0,0	-100,0
Campo Gibraltar 2	388	207	0,8	0	0,0	-100,0
Cartagena 1	425	794	3,2	1.007	4,6	26,9
Cartagena 2	425	582	2,3	718	3,3	23,4
Cartagena 3	419	945	3,8	528	2,4	-44,2
Castejón 1	429	243	1,0	192	0,9	-21,2
Castejón 2	381	0	0,0	0	0,0	-
Castejón 3	426	138	0,6	198	0,9	43,4
Castellón 3	793	50	0,2	9	0,0	-82,6
Castellón 4	854	479	1,9	344	1,6	-28,1
Castelnou	798	90	0,4	157	0,7	75,1
Colón 4	398	165	0,7	181	0,8	9,4
El Fangal 1	409	34	0,1	22	0,1	-36,4
El Fangal 2	408	19	0,1	26	0,1	34,4
El Fangal 3	402	40	0,2	118	0,5	193,0
Escatrón 3	818	3	0,0	32	0,1	974,8
Escatrón Peaker	282	8	0,0	43	0,2	458,5
Escombreras 6	831	0	0,0	0	0,0	-
Málaga 1 CC	421	1.713	6,8	1.248	5,7	-27,2
Palos 1	394	335	1,3	133	0,6	-60,2
Palos 2	396	440	1,8	396	1,8	-10,1
Palos 3	398	723	2,9	69	0,3	-90,5
Plana del Vent 1	426	258	1,0	302	1,4	17,3
Plana del Vent 2	421	426	1,7	16	0,1	-96,2

(Continúa en la página siguiente →)

Producción térmica

(Continuación →)

Producción en b.a. de las centrales ciclo combinado

Centrales	Potencia MW	2013		2014		%14/13
		GWh	%	GWh	%	
Puentes García Rodríguez 5	870	258	1,0	336	1,5	30,0
Puerto de Barcelona 1	447	1.244	5,0	1.171	5,3	-5,8
Puerto de Barcelona 2	445	760	3,0	507	2,3	-33,3
Sabón 3	397	950	3,8	211	1,0	-77,8
Sagunto 1	417	1.547	6,2	894	4,1	-42,2
Sagunto 2	420	946	3,8	1.388	6,3	46,6
Sagunto 3	419	1.028	4,1	1.501	6,8	46,0
San Roque 1	397	1.858	7,4	2.022	9,2	8,8
San Roque 2	402	223	0,9	375	1,7	68,2
Santurce 4	403	1	0,0	6	0,0	483,9
Soto de la Ribera 4	432	236	0,9	232	1,1	-1,7
Soto de la Ribera 5	434	81	0,3	79	0,4	-2,4
Tarragona	395	0	0,0	0	0,0	-
Tarragona Power	424	138	0,5	31	0,1	-77,5
Total ciclo combinado	25.348	25.091	100,0	22.060	100,0	-12,1

Producción térmica

Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Prevista	No prevista	
Aceca 3	392	179	1.054	5,7	43,4	7,7	0,3	92,0
Aceca 4	379	908	3.738	31,9	64,1	0,0	14,3	85,7
Algeciras 3 CC	831	32	152	0,5	25,7	0,0	6,8	93,2
Amorebieta	795	176	641	2,6	34,6	0,3	0,7	99,0
Arcos 1	396	1	11	0,0	18,8	2,6	0,1	97,3
Arcos 2	379	7	45	0,2	39,7	4,7	0,0	95,3
Arcos 3	844	76	342	1,2	26,3	7,6	6,1	86,3
Arrúbal 1	402	17	81	0,5	52,4	9,3	0,6	90,1
Arrúbal 2	397	149	531	4,3	70,7	0,1	0,3	99,5
Bahía Bizcaya	800	2.835	7.938	44,5	44,6	5,4	3,6	91,0
Besós 3	419	272	1.588	7,6	40,9	0,0	3,0	97,0
Besós 4	407	2.247	8.407	65,4	65,8	2,5	1,0	96,5
Besós 5	873	668	3.569	9,0	21,4	1,8	1,4	96,8
Campo de Gibraltar 1	393	0	0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Campo de Gibraltar 2	388	0	0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Cartagena 1	425	1.007	3.623	27,5	65,5	1,0	0,5	98,5
Cartagena 2	425	718	2.741	20,4	61,7	2,0	3,2	94,8
Cartagena 3	419	528	2.032	14,9	61,9	2,6	1,2	96,2
Castejón 1	429	192	901	5,3	49,5	3,4	0,7	95,8
Castejón 2	381	0	0	0,0	0,0	1,7	2,0	96,3
Castejón 3	426	198	969	5,6	48,1	1,9	3,1	95,0
Castellón 3	793	9	53	0,1	20,8	0,0	16,1	83,9
Castellón 4	854	344	1.695	5,0	23,8	0,0	8,3	91,7
Castelnou	798	157	837	2,3	23,6	0,0	0,0	100,0
Colón 4	398	181	1.040	5,2	43,7	0,0	0,1	99,9
El Fangal 1	409	22	131	0,6	40,2	0,0	0,1	99,9
El Fangal 2	408	26	161	0,7	39,7	0,0	0,2	99,8
El Fangal 3	402	118	584	3,4	50,5	0,0	0,1	99,9
Escatrón 3	818	32	162	0,5	23,8	13,1	0,3	86,7
Escatrón Peaker	282	43	729	1,8	21,1	2,2	0,2	97,6
Escombreras 6	831	0	0	0,0	0,0	9,0	0,0	91,0
Málaga 1 CC	421	1.248	4.610	34,3	64,3	1,1	0,1	98,8
Palos 1	394	133	554	3,9	61,0	0,0	2,0	98,0
Palos 2	396	396	1.624	11,7	61,6	1,3	1,3	97,4
Palos 3	398	69	285	2,7	60,4	11,7	14,8	73,5

(Continúa en la página siguiente →)

Producción térmica

(Continuación →)

Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Prevista	No prevista	
Plana del Vent 1	426	302	1.597	8,4	44,5	1,9	1,8	96,3
Plana del Vent 2	421	16	120	0,5	32,3	1,6	0,6	97,7
Puentes Gcía. Rguez. 5	870	336	1.536	4,5	25,1	1,8	0,0	98,1
Puerto de Barcelona 1	447	1.171	4.289	30,1	61,1	0,0	0,8	99,2
Puerto de Barcelona 2	445	507	2.059	13,7	55,4	3,3	1,5	95,2
Sabón 3	397	211	846	7,0	62,6	12,4	0,7	86,9
Sagunto 1	417	894	3.406	24,5	62,9	0,0	0,1	99,9
Sagunto 2	420	1.388	5.097	39,1	64,9	3,2	0,2	96,5
Sagunto 3	419	1.501	5.545	41,2	64,7	0,0	0,7	99,3
San Roque 1	397	2.022	7.680	59,2	66,3	1,4	0,5	98,2
San Roque 2	402	375	2.593	12,1	36,0	9,1	2,5	88,4
Santurce 4	403	6	36	0,2	42,3	0,6	0,0	99,4
Soto de la Ribera 4	432	232	1.034	6,3	52,0	1,9	0,0	98,1
Soto de la Ribera 5	434	79	413	2,1	44,0	1,8	0,0	98,2
Tarragona	395	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Tarragona Power	424	31	223	0,9	32,8	6,9	0,0	93,0
Total	25.348	22.060	1.698	10,8	51,2	6,0	2,3	91,7

[1] 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. [2] Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Producción térmica

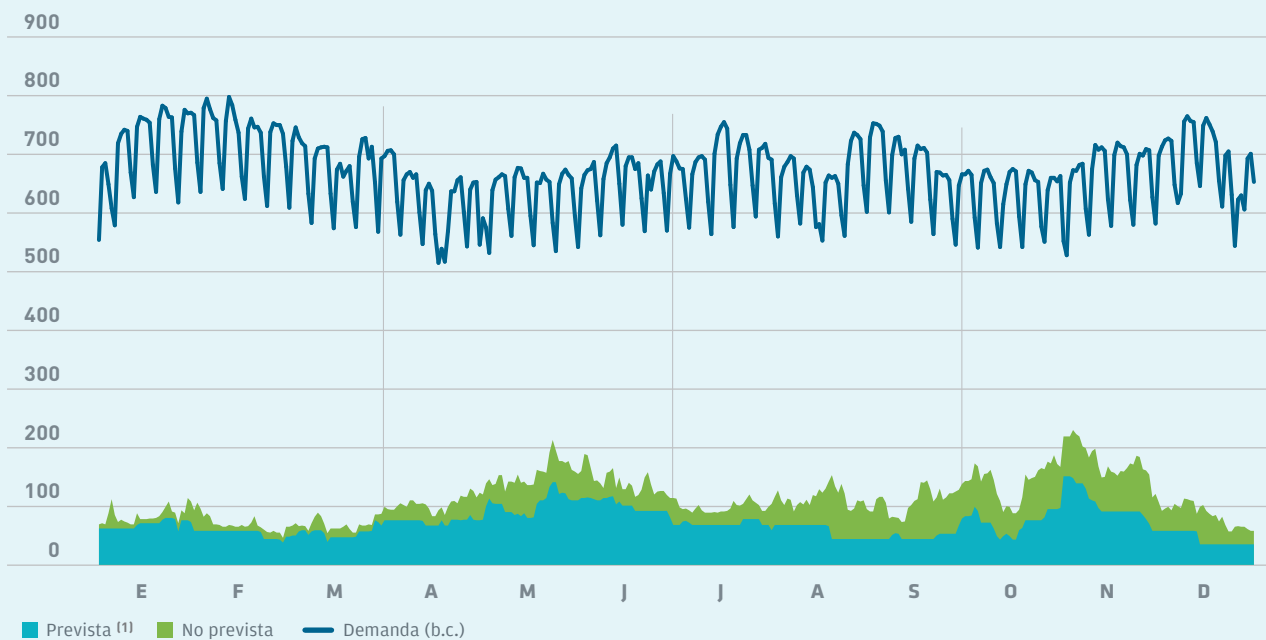
Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas

	Carbón		Fuel/gas (1)		Ciclo combinado		Nuclear	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Potencia (MW)	11.132	10.972	520	520	25.348	25.348	7.866	7.866
Producción (GWh)	39.807	44.064	0	0	25.091	22.060	56.827	57.376
Horas funcionamiento	4.350	4.877	0	0	1.736	1.698	7.367	7.398
Coefficiente de utilización (%)								
s/Disponibles (2)	44,5	51,1	0,0	0,0	11,9	10,8	98,2	98,5
En horas de acoplamiento (3)	82,2	82,3	-	-	57,0	51,2	98,1	98,6
Indisponibilidad (%)								
Prevista	5,8	4,1	0,0	0,0	3,4	6,0	12,6	13,8
No prevista	2,5	6,3	0,0	68,9	1,6	2,3	3,4	1,7
Disponibilidad (%)	91,7	89,7	100,0	31,1	94,9	91,7	84,0	84,5

(1) Datos correspondientes a la central de Foix. (2) 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. (3) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico

GWh

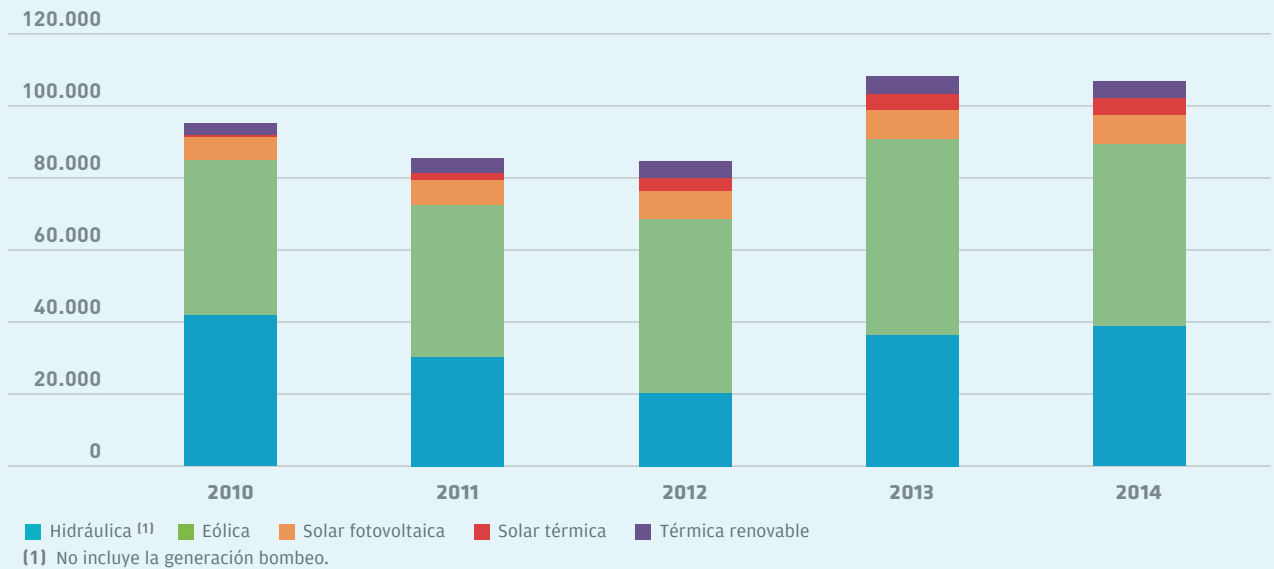


(1) Incluye la indisponibilidad permanente de Escucha, Puertollano y Garoña.

Producción renovable

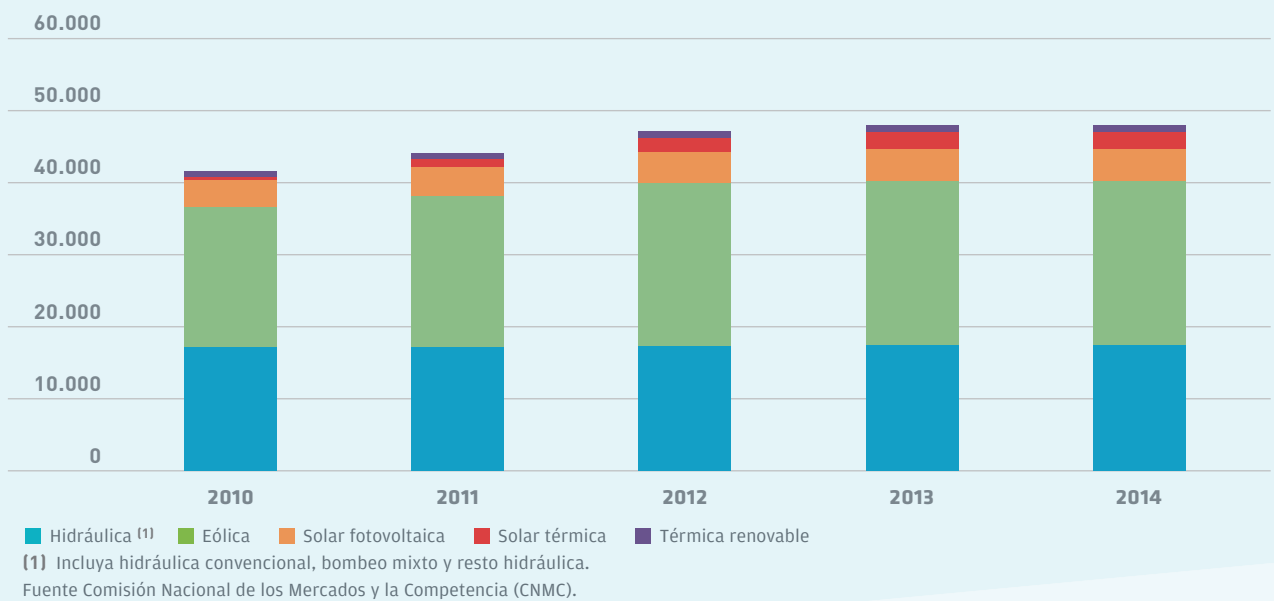
Evolución de la producción de energía renovable

GWh



Evolución de la potencia instalada renovable

MW





Operación del sistema

[4]

SISTEMA PENINSULAR

- 54** COMPONENTES DEL PRECIO FINAL MEDIO. DEMANDA NACIONAL
PRECIO FINAL MEDIO Y ENERGÍA. DEMANDA NACIONAL
- 55** REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA EN EL PRECIO FINAL MEDIO
EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL MEDIO. DEMANDA NACIONAL
- 56** ENERGÍA Y PRECIOS MEDIOS PONDERADOS EN EL MERCADO DIARIO
MERCADO DIARIO. PRECIO MEDIO PONDERADO DIARIO Y ENERGÍA
- 57** ENERGÍA Y PRECIOS MEDIOS PONDERADOS EN EL MERCADO INTRADIARIO
ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA PENINSULAR
- 58** ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA PENINSULAR RESPECTO A LA DEMANDA NACIONAL
RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO
- 59** RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS
RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS
- 60** RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS. DESGLOSE POR TIPO DE RESTRICCIONES
RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS. DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS. TOTAL ANUAL
- 61** RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR ASIGNADA
MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE. ENERGÍA GESTIONADA
- 62** REGULACIÓN SECUNDARIA
BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y BANDA MEDIA
- 63** TOTAL MENSUAL DE BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA ASIGNADA. DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS
REGULACIÓN SECUNDARIA. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS
- 64** REGULACIÓN TERCIAARIA
REGULACIÓN TERCIAARIA. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS
- 65** REGULACIÓN TERCIAARIA. DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS. TOTAL ANUAL
GESTIÓN DE DESVÍOS
- 66** GESTIÓN DE DESVÍOS. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS
GESTIÓN DE DESVÍOS. DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS. TOTAL ANUAL
- 67** RESTRICCIONES EN TIEMPO REAL
RESTRICCIONES EN TIEMPO REAL. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS
- 68** DESVÍOS NETOS MEDIDOS. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS MENSUALES Y ENERGÍA NETA DE BALANCE
DESVÍOS NETOS MEDIDOS
- 69** PRECIO DEL DESVÍO EN RELACIÓN AL PRECIO DEL MERCADO DIARIO
HORAS DE DESVÍOS CONTRARIOS AL SISTEMA

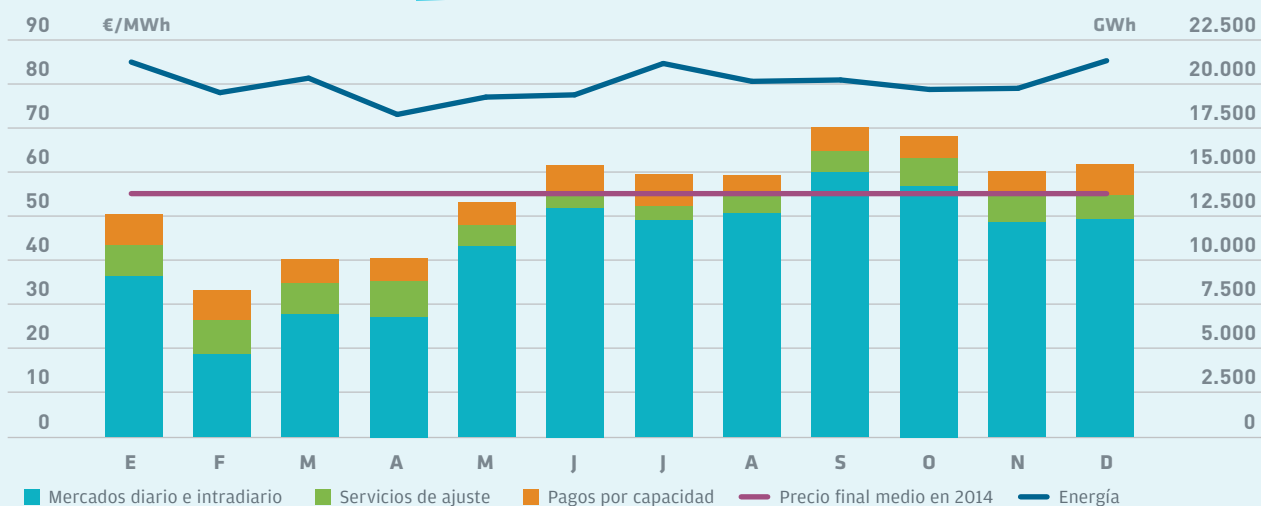
Fuente: OMIE y REE

Componentes del precio final medio. Demanda nacional (Suministro de referencia + libre) €/MWh

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	%14/13
Mercado diario	36,39	18,77	27,90	27,26	43,18	51,92	49,09	50,70	59,90	56,84	48,57	49,31	43,46	-6,0
Mercado intradiario	-0,08	-0,12	-0,07	-0,06	0,00	-0,03	-0,04	-0,02	0,03	-0,02	-0,01	-0,01	-0,04	-37,4
Servicios de ajuste del sistema	7,20	7,79	7,03	8,00	4,88	3,56	3,30	4,20	4,82	6,28	6,07	5,36	5,69	1,6
Restricciones técnicas (PDBF)	4,11	3,75	4,20	4,99	3,52	2,36	2,14	2,87	2,62	3,54	3,47	3,12	3,38	19,5
Reserva de potencia adicional a subir	0,96	1,62	0,95	0,64	0,07	0,01	0,00	0,01	0,48	0,71	0,80	0,85	0,59	-19,8
Banda de regulación secundaria	1,44	1,42	0,87	0,93	0,81	1,02	0,93	0,99	1,25	1,55	1,38	0,89	1,12	-23,2
Restricciones tiempo real	0,29	0,69	0,58	1,17	0,26	0,15	0,16	0,19	0,30	0,30	0,27	0,16	0,37	-19,8
Desvíos (1)	0,50	0,23	0,42	0,26	0,21	0,22	0,17	0,14	0,16	0,22	0,23	0,45	0,27	-10,8
Excedente desvíos	-0,10	0,08	0,01	0,01	0,01	-0,13	-0,04	0,00	0,01	-0,04	-0,01	-0,04	-0,02	-120,90
Control del factor de potencia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07	-0,06	0,00	0,00	0,00	-0,07	-0,07	-0,02	-
Pagos por capacidad	7,00	6,89	5,46	5,29	5,14	6,14	7,17	4,47	5,23	5,09	5,58	7,06	5,90	-2,38
Precio final 2014	50,51	33,33	40,32	40,49	53,20	61,59	59,52	59,35	69,98	68,19	60,21	61,72	55,01	-4,8
Precio final 2013	65,50	59,06	41,58	32,30	54,62	53,35	62,43	57,66	61,32	65,08	56,13	81,67	57,79	

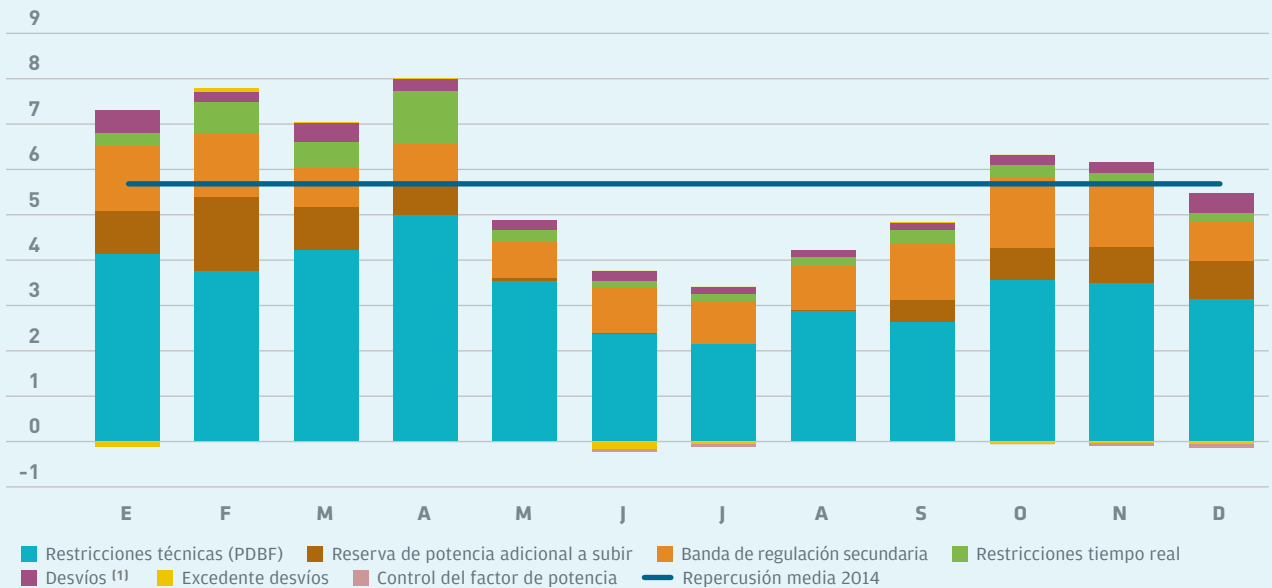
Nota: Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.
 (1) Incluye la liquidación de los servicios transfronterizos de balance implantados en Junio 2014.

Precio final medio y energía. Demanda nacional (Suministro de referencia + libre)



Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio

€/MWh

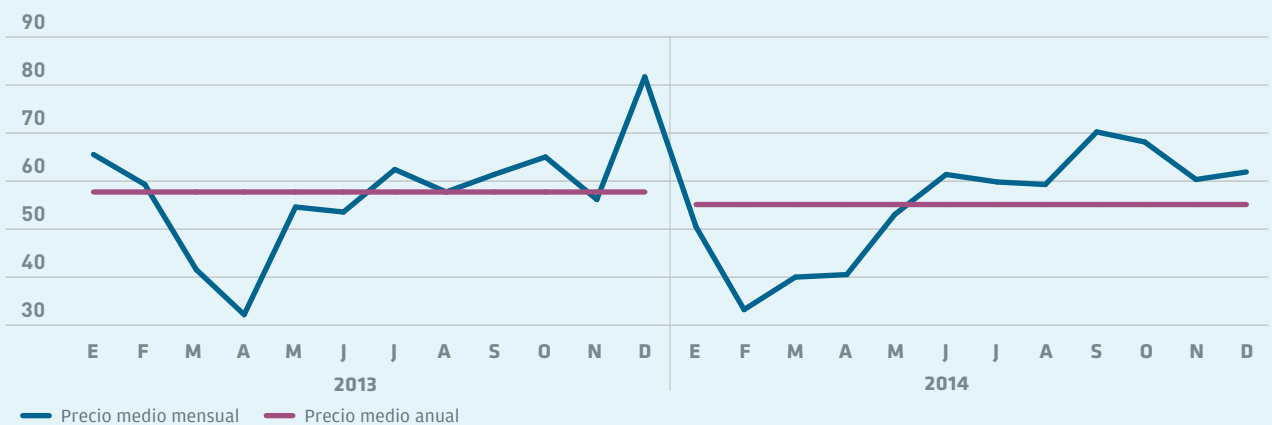


■ Restricciones técnicas (PDBF)
 ■ Reserva de potencia adicional a subir
 ■ Banda de regulación secundaria
 ■ Restricciones tiempo real
 ■ Desvíos (1)
 ■ Excedente desvíos
 ■ Control del factor de potencia
 — Repercusión media 2014

(1) Incluye servicios transfronterizos de balance desde junio de 2014.

Evolución del precio final medio. Demanda nacional (Suministro de referencia + libre)

€/MWh



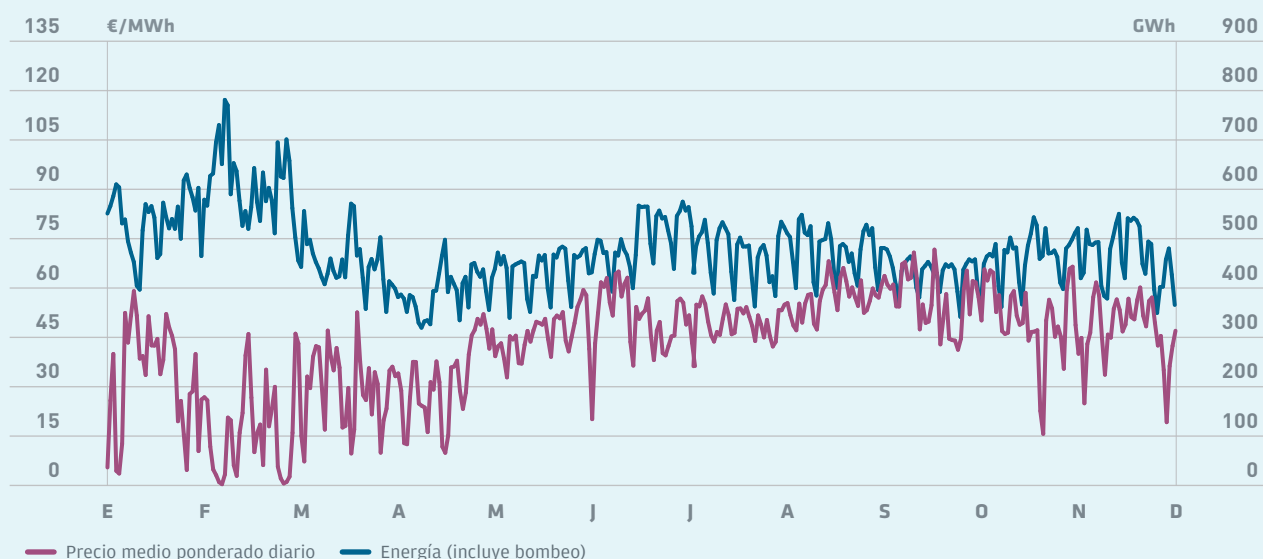
— Precio medio mensual
 — Precio medio anual

Energía y precios medios ponderados en el mercado diario

	Energía ⁽¹⁾ (GWh)	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	16.647	0,00	33,34	96,30
Febrero	17.072	0,00	16,12	110,00
Marzo	15.167	0,00	25,42	113,92
Abril	11.927	2,98	26,46	50,00
Mayo	13.113	12,00	42,97	72,90
Junio	13.639	7,00	51,94	69,99
Julio	16.010	23,58	49,05	64,02
Agosto	14.518	32,00	50,80	65,03
Septiembre	13.960	35,10	59,70	76,96
Octubre	13.489	10,00	56,38	99,77
Noviembre	13.954	5,99	47,69	90,00
Diciembre	14.405	2,30	48,79	72,69
Anual	173.902	0,00	42,12	113,92

(1) Incluye bombeo.

Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía



Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario

	Ventas de energía (GWh)	Energía (1) (GWh)	Precio medio (€/MWh)	
			Medio mensual	Máximo horario
Enero	2.999	1.249	34,78	89,02
Febrero	2.489	1.011	17,55	80,01
Marzo	2.638	1.006	29,12	95,92
Abril	2.471	914	26,25	56,71
Mayo	2.600	976	43,50	70,00
Junio	2.467	898	51,06	79,01
Julio	2.563	919	47,68	67,46
Agosto	2.650	1.187	50,05	68,10
Septiembre	2.424	652	61,24	84,65
Octubre	2.451	673	56,36	93,90
Noviembre	2.572	794	49,35	85,45
Diciembre	2.763	1.064	50,27	72,01
Anual	31.087	11.343	43,08	95,92

(1) Resultado neto negociado de la energía de las unidades de producción.

Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema peninsular (1)

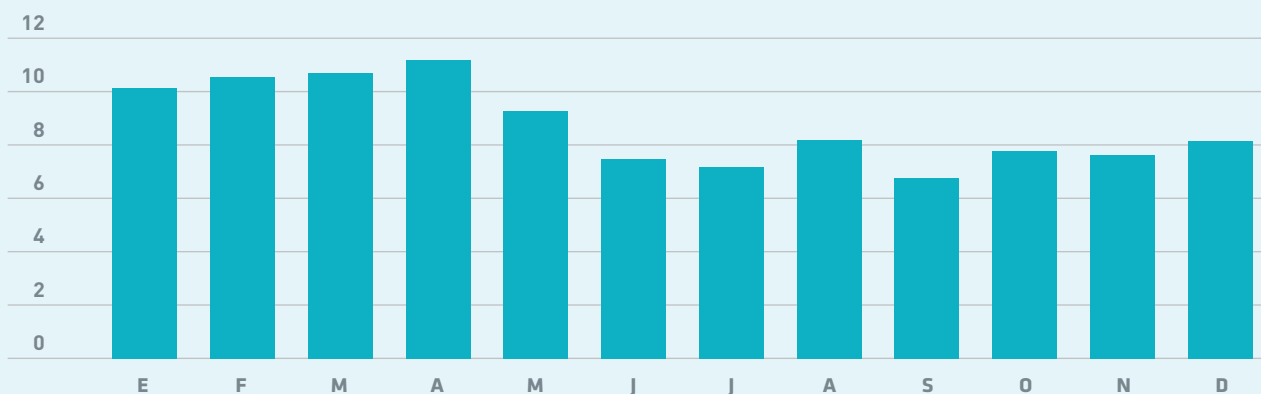
	2013		2014		% 14/13	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones por garantía suministro (2)	4.085	-	3.260	-	-20,2	-
Restricciones técnicas (PDBF) (3)	7.240	193	9.571	110	32,2	-42,9
Regulación secundaria	1.806	1.070	1.746	995	-3,3	-7,1
Regulación terciaria	3.330	1.812	3.066	1.765	-7,9	-2,6
Gestión de desvíos	2.347	905	1.865	571	-20,5	-36,9
Restricciones en tiempo real (4)	558	1.701	556	1.274	-0,5	-25,1
Energía total gestionada	25.048		24.780		-1,1	

(1) No incluye reserva de potencia adicional a subir, banda de regulación secundaria, ni energías asociadas a los servicios transfronterizos de balance. (2) Energía incrementada en la fase 1 de resolución de restricciones por garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (3) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de resolución de restricciones técnicas del PDBF (P.O.3.2).

(4) Incluye los redespachos de energía del enlace Sistema eléctrico peninsular-Sistema eléctrico balear.

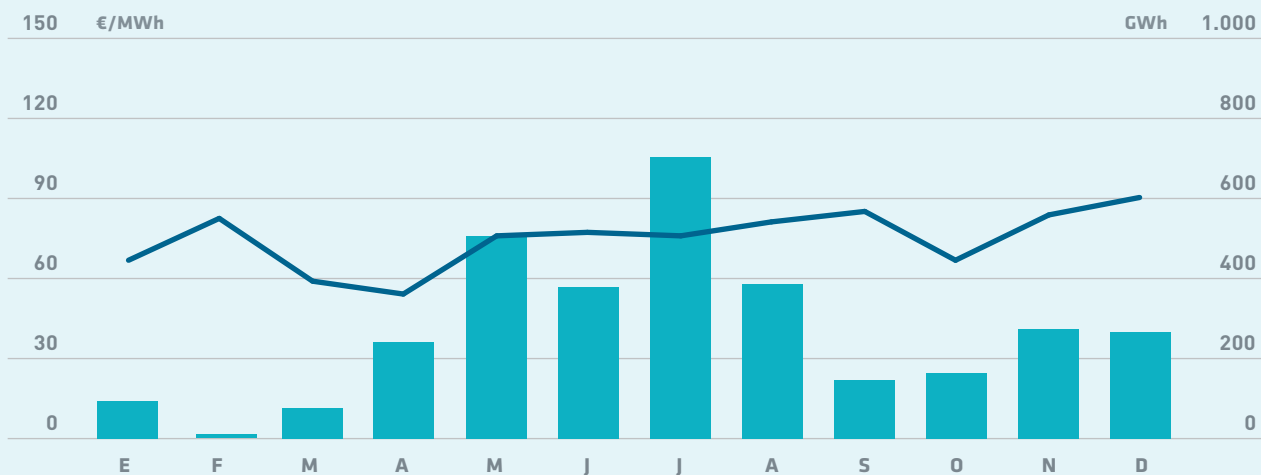
Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema peninsular respecto a la demanda nacional (Suministro de referencia + libre)

%



Nota: No incluye restricciones por garantía de suministro.

Resolución de restricciones por garantía de suministro ⁽¹⁾



■ Energía mensual — Precio medio ponderado mensual ⁽²⁾

(1) Energía incrementada en la fase 1 de resolución de restricciones por garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010).

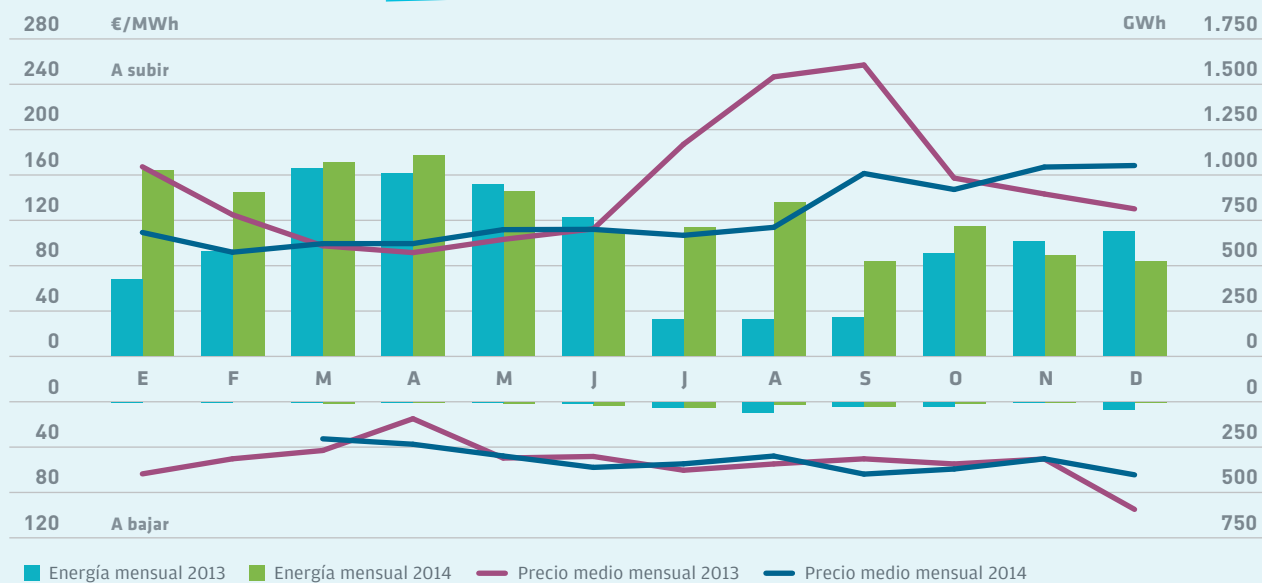
(2) Calculado sobre la base del coste del proceso de resolución de restricciones de garantía de suministro dividido por la energía programada por restricciones de garantía de suministro.

Resolución de restricciones técnicas (PDBF)

Fase I

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (GWh)	Medio ponderado	Máximo	Energía (GWh)	Medio ponderado	Máximo
Enero	1.022	108,58	223,04	-	0,00	-
Febrero	900	91,06	178,19	-	0,00	-
Marzo	1.069	98,67	231,49	8	31,98	90,00
Abril	1.108	98,71	239,69	0	36,81	42,01
Mayo	908	111,08	681,03	8	47,20	56,89
Junio	692	111,32	1.773,35	20	57,33	69,99
Julio	710	106,04	4.611,89	28	54,18	64,02
Agosto	847	113,12	4.611,89	14	47,27	65,03
Septiembre	524	160,92	4.199,73	26	63,29	73,20
Octubre	714	146,70	4.573,92	6	58,77	85,00
Noviembre	553	166,61	1.190,22	1	49,72	64,48
Diciembre	523	167,94	1.383,31	1	63,93	72,69
Anual	9.571	117,64	4.611,89	110	54,25	90,00

Resolución de restricciones técnicas (PDBF). Precios medios ponderados y energías



Resolución de restricciones técnicas (PDBF). Desglose por tipo de restricciones

GWh



Resolución de restricciones técnicas (PDBF). Desglose por tecnologías. Total anual

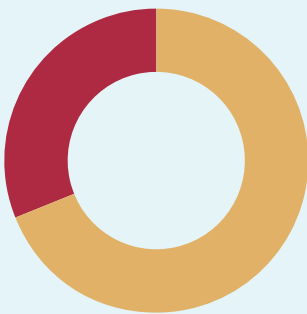
%

Fase I

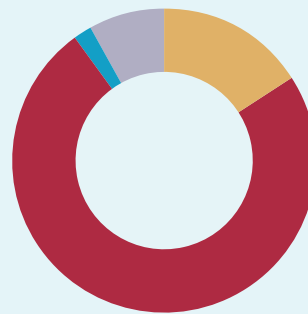
A subir

Fase II

A subir



● Ciclo combinado 69%
● Carbón 31%



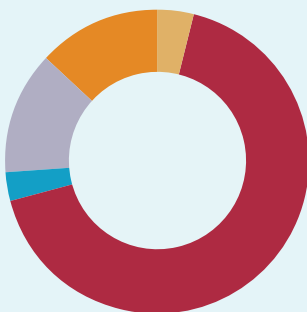
● Ciclo combinado 16%
● Carbón 74%
● Hidráulica 2%
● Turbinación bombeo 8%

Fase I

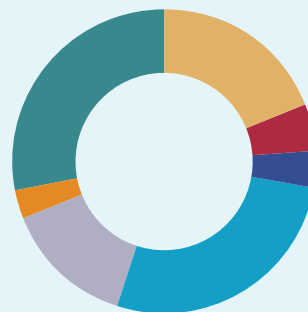
A bajar

Fase II

A bajar

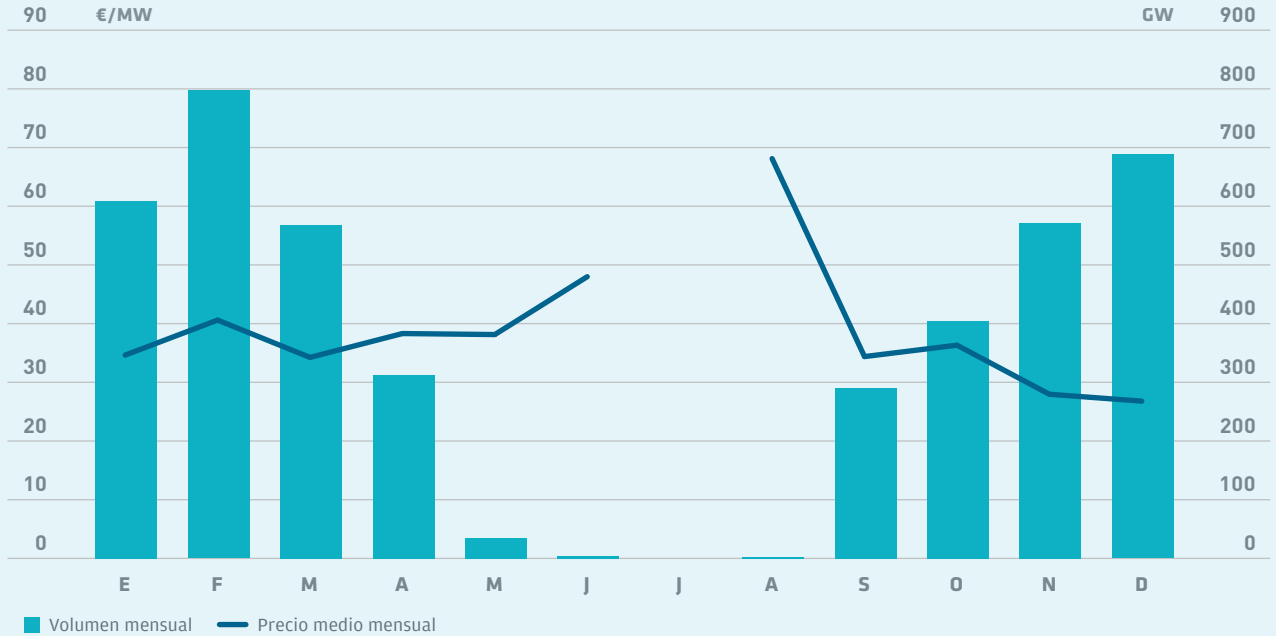


● Ciclo combinado 4%
● Carbón 67%
● Hidráulica 3%
● Turbinación bombeo 13%
● Otras renovables, cogeneración y residuos 13%

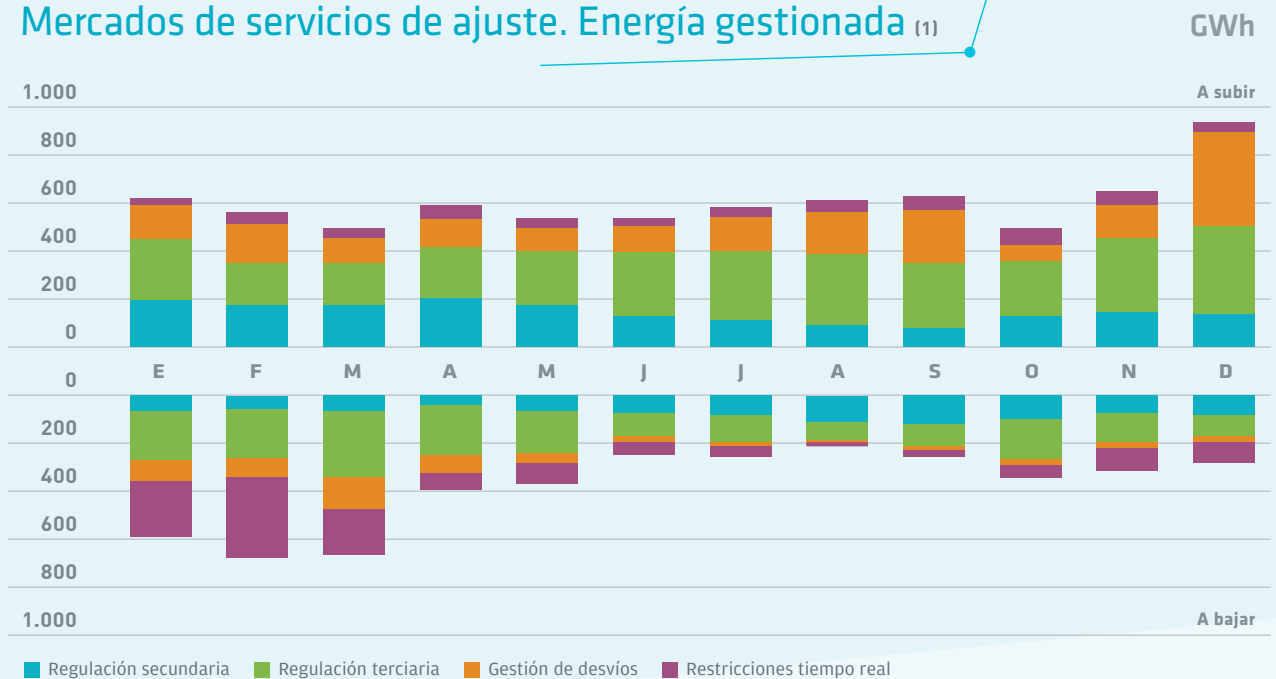


● Ciclo combinado 19%
● Carbón 5%
● Nuclear 4%
● Hidráulica 27%
● Turbinación bombeo 14%
● Otras renovables, cogeneración y residuos 3%
● Consumo bombeo 28%

Reserva de potencia adicional a subir asignada



Mercados de servicios de ajuste. Energía gestionada (1)



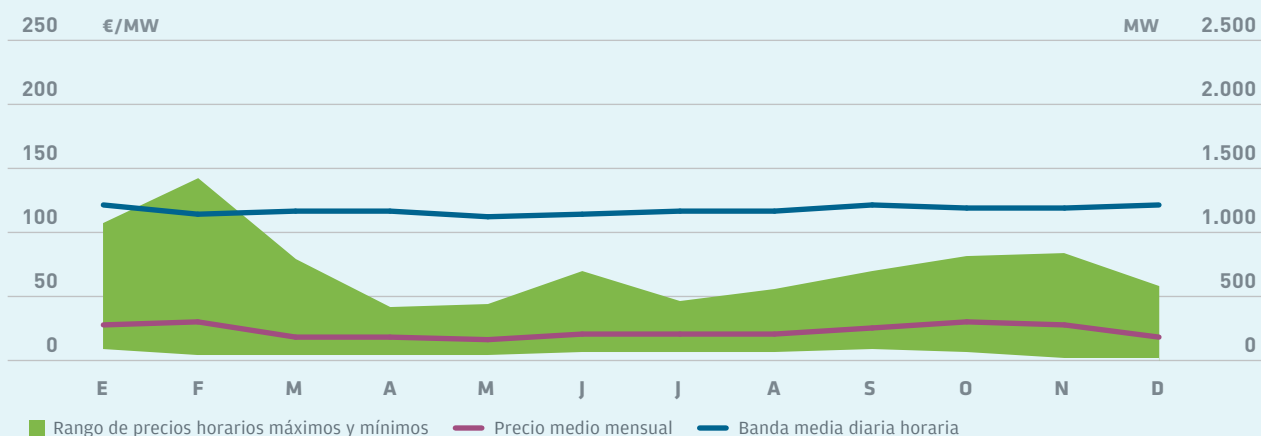
(1) No incluye restricciones por garantía de suministro ni restricciones técnicas (PDBF).

Regulación secundaria

	Banda media horaria (MW)			Banda		A subir			Energía A bajar		
	A subir	A bajar	Total	Precio (€/MW)		Energía (GWh)	Precio (€/MWh)		Energía (GWh)	Precio (€/MWh)	
				Medio ponderado	Máximo		Medio (1)	Máximo		Medio (2)	Máximo
Enero	699	515	1.215	28,82	108,00	197	44,50	107,77	69	15,09	86,80
Febrero	654	491	1.145	30,98	143,10	173	24,06	130,15	65	5,16	62,90
Marzo	663	499	1.162	17,87	80,00	179	31,37	90,04	73	8,63	62,13
Abril	677	496	1.173	17,50	42,34	206	34,49	53,56	47	10,27	45,17
Mayo	645	483	1.128	16,51	45,09	173	46,65	112,00	72	31,09	55,96
Junio	661	495	1.155	21,75	69,29	125	55,21	83,20	78	38,81	140,00
Julio	672	510	1.182	20,66	45,55	107	48,95	76,30	88	32,01	94,10
Agosto	670	497	1.167	21,01	55,00	90	50,62	83,32	113	35,83	70,00
Septiembre	703	508	1.211	26,31	70,00	79	62,64	87,00	125	48,73	75,01
Octubre	683	506	1.190	31,22	81,72	131	61,12	139,98	100	44,74	94,51
Noviembre	688	507	1.194	28,21	84,90	145	55,97	86,00	81	38,06	80,00
Diciembre	705	515	1.219	18,67	58,91	142	54,53	79,00	84	38,09	67,00
Anual	677	502	1.179	23,27	143,10	1.746	45,35	139,98	995	31,61	140,00

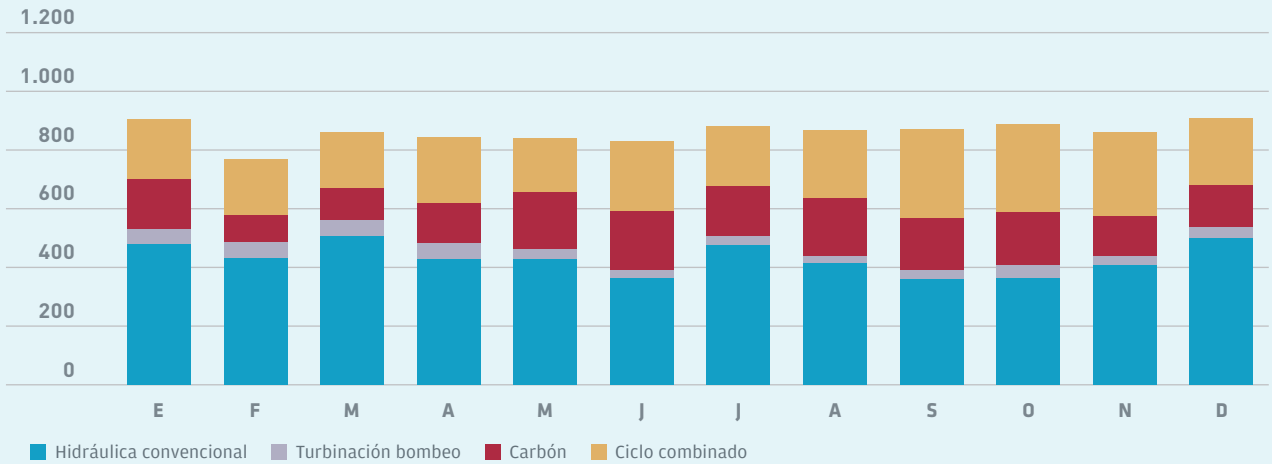
(1) Precio medio ponderado de venta. (2) Precio medio ponderado de recompra.

Banda de regulación secundaria. Precios medios ponderados y banda media

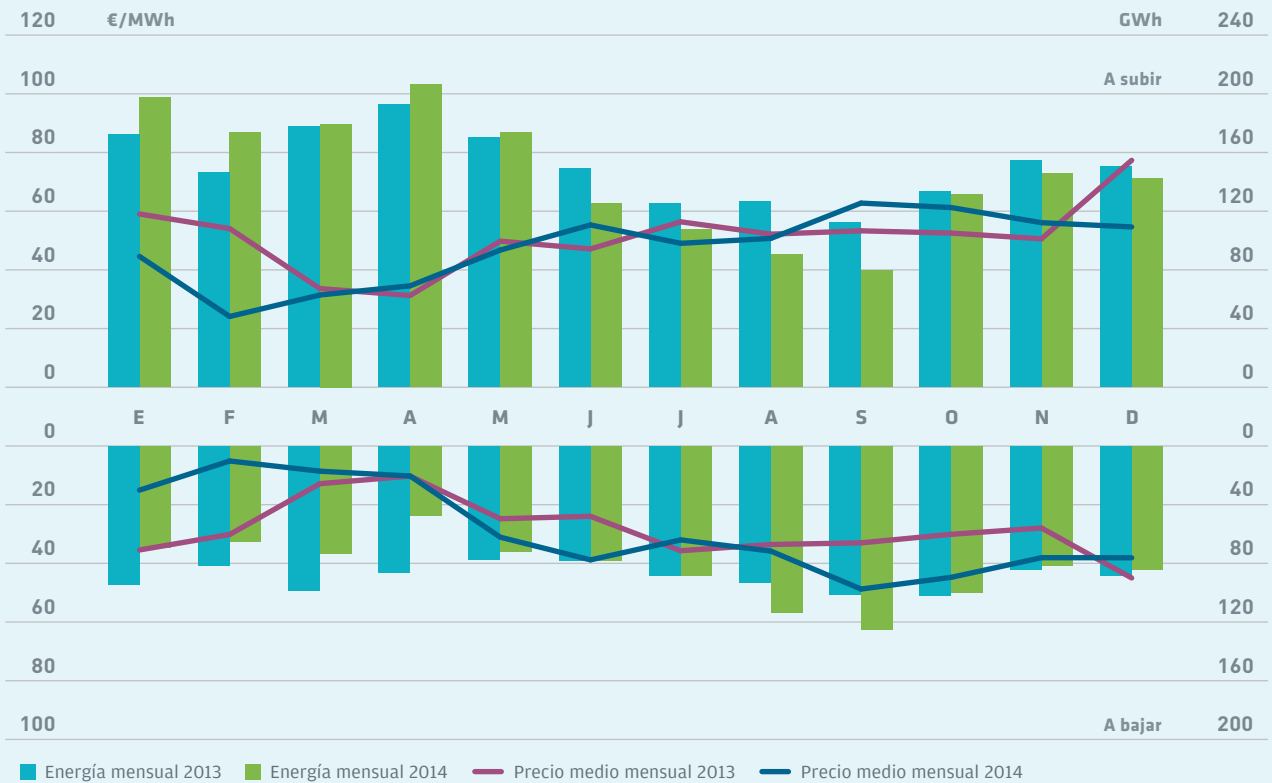


Total mensual de banda de regulación secundaria asignada. Desglose por tecnologías

GW



Regulación secundaria. Precios medios ponderados y energías

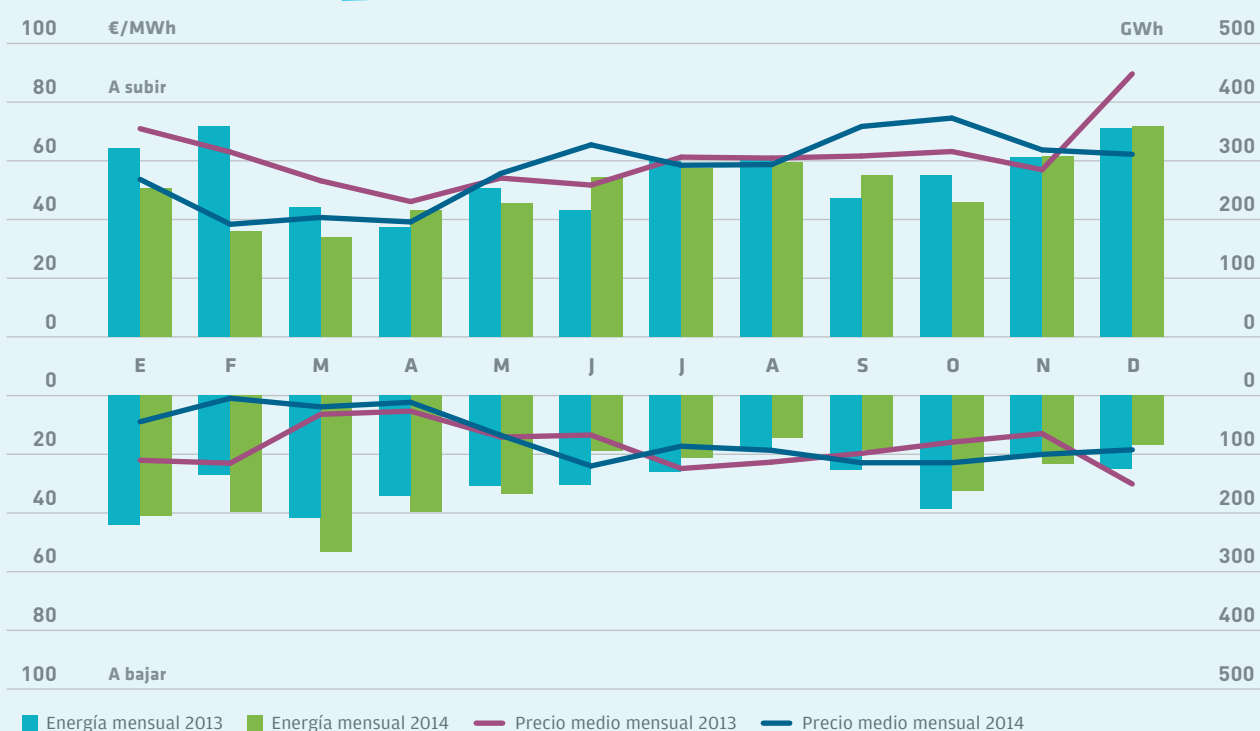


Regulación terciaria

	Energía (1) (GWh)	Energía a subir Precio (€/MWh)		Energía (1) (GWh)	Energía a bajar Precio (€/MWh)	
		Medio (2)	Máximo		Medio (3)	Máximo
Enero	252	53,58	105,77	205	8,97	50,00
Febrero	180	38,31	124,00	198	0,97	35,00
Marzo	170	40,62	79,75	267	3,89	42,00
Abril	216	39,11	110,16	199	2,35	43,00
Mayo	227	55,61	110,12	167	13,58	50,00
Junio	272	65,34	83,20	94	24,01	60,00
Julio	287	58,39	76,00	106	17,28	45,00
Agosto	296	58,61	81,64	72	18,68	46,00
Septiembre	274	71,59	90,00	92	22,91	66,00
Octubre	228	74,44	136,74	163	22,90	69,50
Noviembre	307	63,61	84,50	117	20,07	60,36
Diciembre	358	62,11	78,00	85	18,50	53,00
Anual	3.066	58,23	136,74	1.765	11,90	69,50

(1) Incluye energía de regulación terciaria por MER (Mecanismo Excepcional de Resolución). (2) Precio medio ponderado de venta. (3) Precio medio ponderado de recompra.

Regulación terciaria. Precios medios ponderados y energías

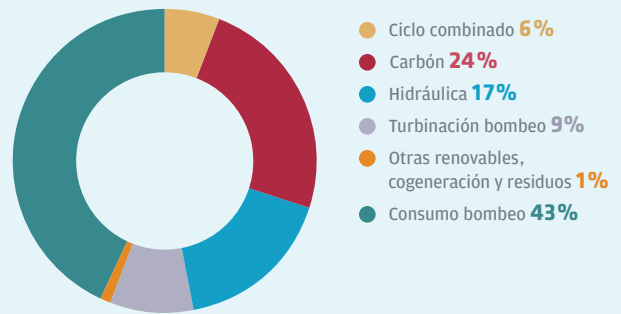
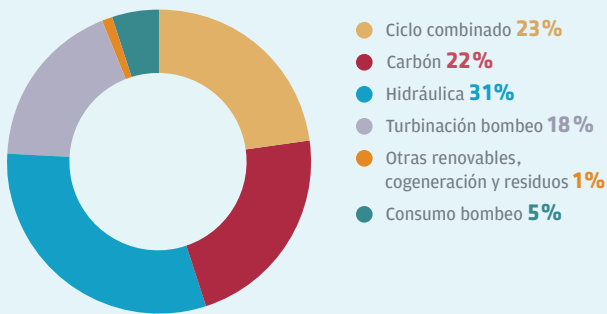


Regulación terciaria. Desglose por tecnologías. Total anual

%

A subir

A bajar

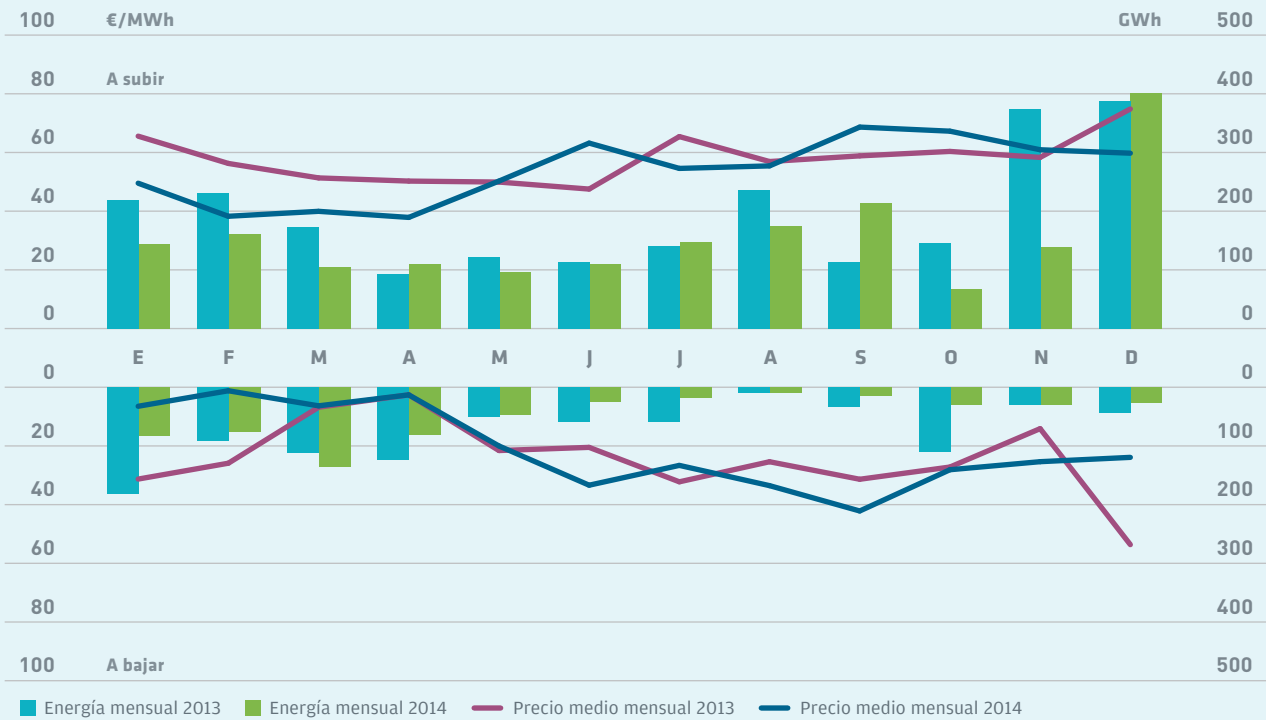


Gestión de desvíos

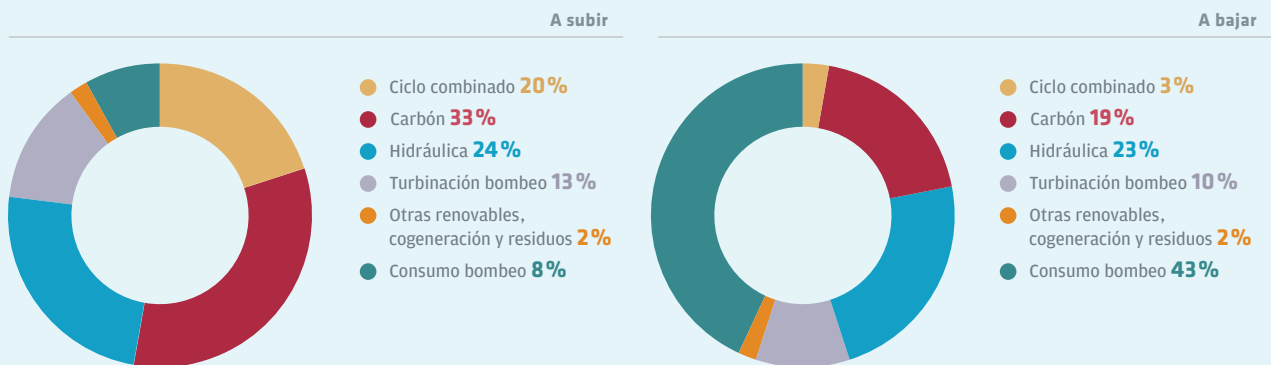
	Energía (GWh)	Energía a subir Precio (€/MWh)		Energía (GWh)	Energía a bajar Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máximo		Medio (2)	Máximo
Enero	144	49,48	86,87	82	6,50	37,83
Febrero	160	38,23	83,55	76	1,22	34,57
Marzo	104	39,91	53,55	136	6,35	39,20
Abril	110	37,84	90,00	81	2,62	25,00
Mayo	96	50,20	71,50	47	20,00	36,00
Junio	109	63,12	81,50	24	33,35	55,00
Julio	147	54,51	71,51	18	26,61	42,10
Agosto	174	55,37	78,76	10	33,50	46,00
Septiembre	214	68,57	84,11	14	42,12	66,90
Octubre	67	67,18	99,70	29	28,09	56,14
Noviembre	139	60,86	81,10	29	25,35	58,00
Diciembre	401	59,69	78,00	26	23,88	48,00
Anual	1.865	54,95	99,70	571	12,23	66,90

(1) Precio medio ponderado de venta. (2) Precio medio ponderado de recompra.

Gestión de desvíos. Precios medios ponderados y energías



Gestión de desvíos. Desglose por tecnologías. Total anual

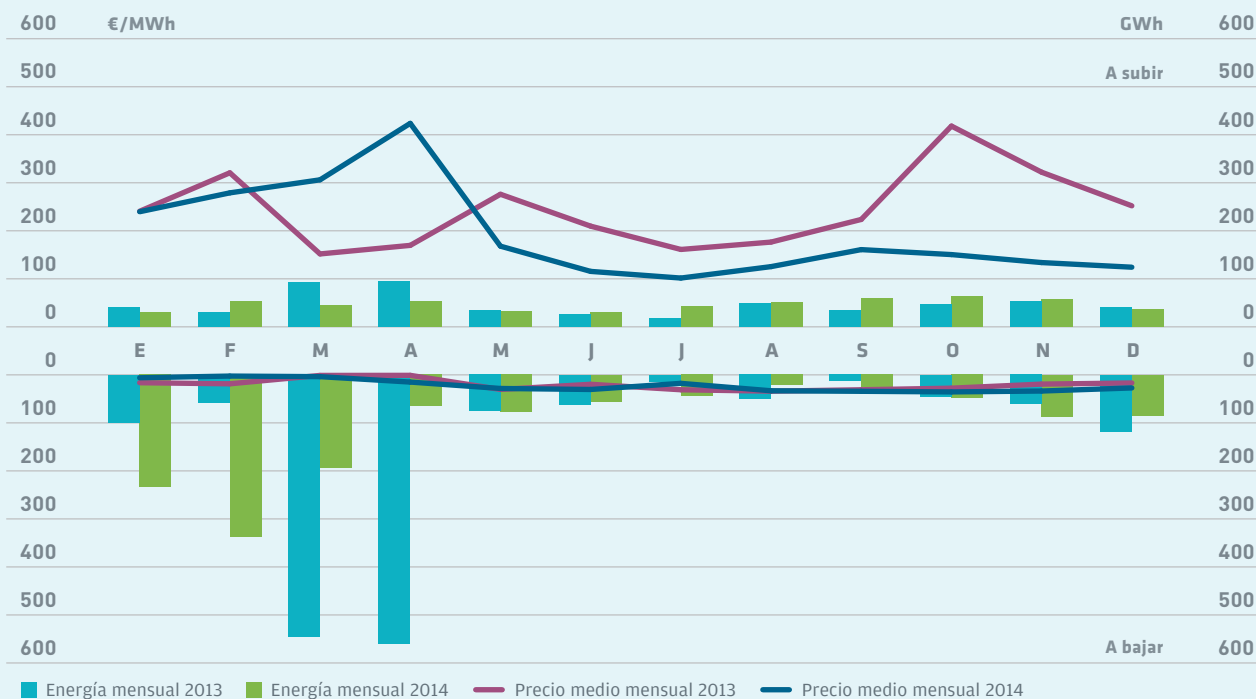


Restricciones en tiempo real

	Energía (1) (GWh)	Energía a subir Precio (€/MWh)		Energía (1) (GWh)	Energía a bajar Precio (€/MWh)	
		Medio (2)	Máximo		Medio (3)	Máximo
Enero	30	238,78	1.919,60	234	6,26	65,53
Febrero	53	277,98	2.635,25	336	2,72	46,85
Marzo	45	305,09	2.579,85	193	3,95	50,10
Abril	54	422,44	7.996,94	65	15,22	39,10
Mayo	33	167,18	2.182,05	78	28,52	56,03
Junio	30	114,77	200,00	56	30,61	66,48
Julio	43	100,92	180,30	44	17,86	52,28
Agosto	51	124,68	191,65	21	33,30	58,00
Septiembre	59	160,03	280,00	25	34,40	67,00
Octubre	64	149,70	1.047,40	49	35,68	84,80
Noviembre	58	133,12	1.226,11	87	33,84	59,13
Diciembre	36	123,48	1.575,00	85	27,43	60,91
Anual	556	196,50	7.996,94	1.274	13,71	84,80

(1) Incluye los redespachos de energía del enlace Sistema eléctrico peninsular-Sistema eléctrico balear.
 (2) Precio medio ponderado de venta. (3) Precio medio ponderado de recompra.

Restricciones en tiempo real. Precios medios ponderados y energías



Desvíos netos medidos. Precios medios ponderados mensuales y energía neta de balance

	Energía a subir		Energía a bajar	
	Energía GWh	Precio (€/MWh)	Energía GWh	Precio (€/MWh)
Enero	1.120	23,84	332	42,21
Febrero	1.180	10,79	230	24,49
Marzo	1.028	15,14	299	31,59
Abril	630	18,53	387	32,06
Mayo	421	34,71	429	47,95
Junio	397	45,06	525	58,15
Julio	270	42,33	624	52,26
Agosto	268	44,65	652	53,94
Septiembre	267	54,13	626	65,96
Octubre	382	45,92	516	62,31
Noviembre	296	40,89	621	56,25
Diciembre	326	43,11	975	56,07
Anual	6.584	34,92	6.214	48,60

Desvíos netos medidos

GWh

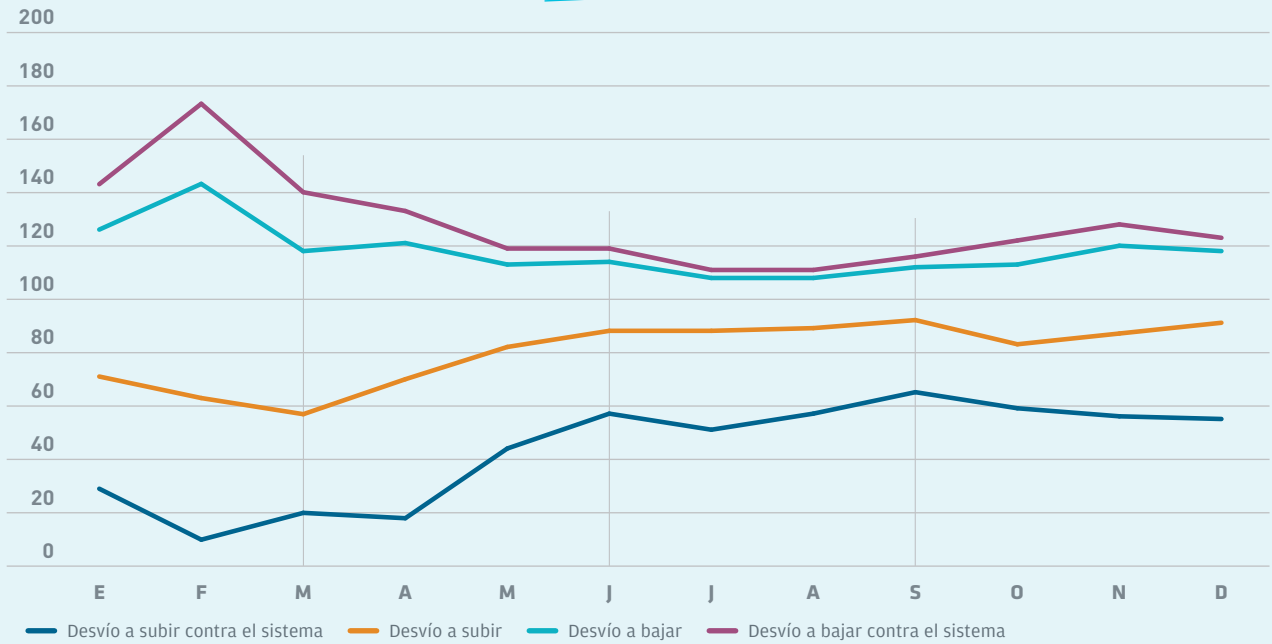


Comercializadores Generación convencional Eólico Otras renovables, cogeneración y residuos (1) Importaciones Exportaciones Desvíos entre sistemas

(1) Excepto instalaciones en zona de regulación, que están incluidas en generación convencional

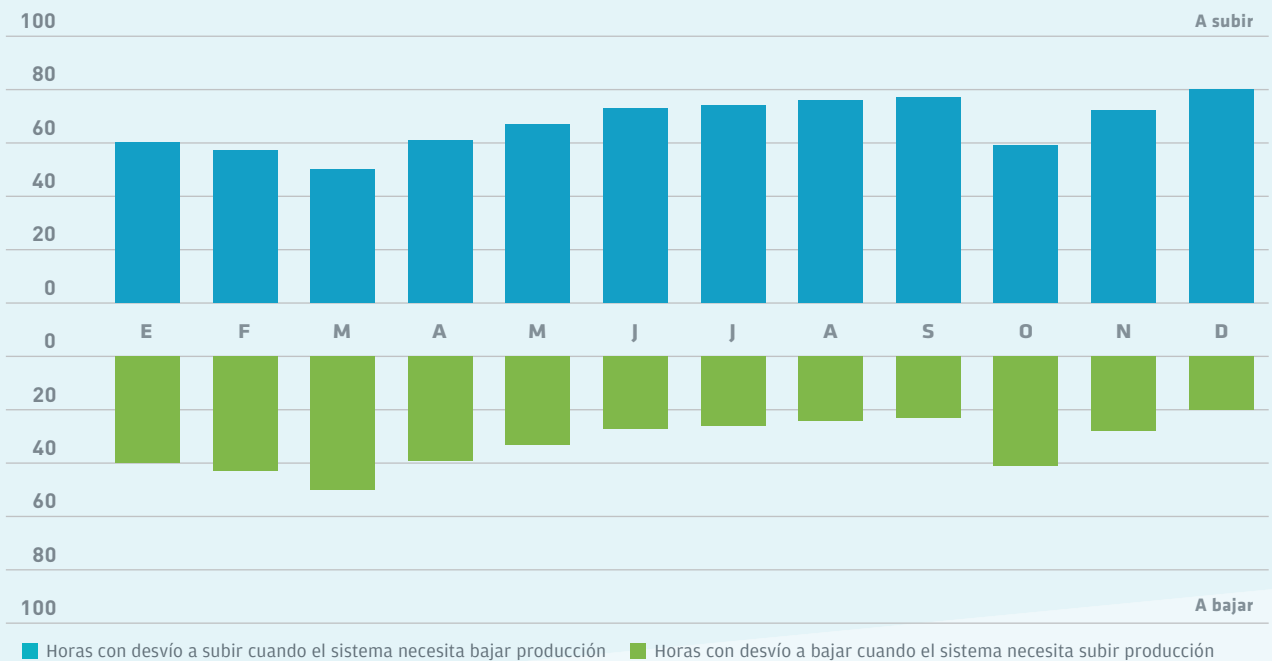
Precio del desvío en relación al precio del mercado diario

%



Horas de desvíos contrarios al sistema

%





Red de Transporte

SISTEMA PENINSULAR

[5]

72

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN
LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 kV PUESTAS EN SERVICIO EN EL 2014

73

LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 kV PUESTAS EN SERVICIO EN EL 2014

74

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE LÍNEAS EN EL 2014
PARQUES PUESTOS EN SERVICIO EN EL 2014

75

TRANSFORMADORES INVENTARIADOS EN EL 2014
EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 kV Y \leq 220 kV

76

GRÁFICO DE EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 kV Y \leq 220 kV
LÍNEAS DE LA RED DE TRANSPORTE CON CARGA SUPERIOR AL 70%

Evolución del sistema de transporte y transformación

		2010	2011	2012	2013	2014
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	18.792	19.671	20.109	20.639	21.094
	Otras empresas	0	0	0	0	0
	Total	18.792	19.671	20.109	20.639	21.094
km de circuito ≤ 220 kV	Red Eléctrica	17.291	17.891	18.260	18.558	18.702
	Otras empresas	109	109	109	109	109
	Total	17.401	18.001	18.370	18.667	18.811
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	66.596	68.996	74.596	76.871	79.871
	Otras empresas	0	0	0	0	0
	Total	66.596	68.996	74.596	76.871	79.871

Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2014

Línea	Empresa	N.º circuitos	km de circuito	Capacidad de transporte (MVA) (1)
E/S Ludrio L/ Montearenas-Puentes	Red Eléctrica	2	0,5	1.398
L/ Bescanó-Santa Llogaia	Red Eléctrica	2	85,1	2.441
L/ Brovales-Guillena	Red Eléctrica	2	237,5	2.441
L/ Guillena-Puebla de Guzmán (modificación)	Red Eléctrica	2	4,2	1.812
L/ Pinilla-Campanario	Red Eléctrica	1	40,3	2.441
L/ Puebla de Guzmán-Interconexión portuguesa	Red Eléctrica	1	24,8	1.812
L/ Santa Llogaia-Interconexión francesa (S)	Red Eléctrica	2	61,9	1.000
Total			454,3	

(1) Capacidad térmica de transporte según el acta de puesta en servicio o el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

(S) Subterráneo.

Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2014

Línea	Empresa	N.º circuitos	km de circuito	Capacidad de transporte (MVA) (1)
E/S Alcobendas L/ Fuencarral-S.S. Reyes	Red Eléctrica	2	0,7	556
E/S Alcobendas L/ Fuencarral-S.S. Reyes (S)	Red Eléctrica	2	4,1	556
E/S Algete L/ Ardoz-S.S. Reyes 1 (S)	Red Eléctrica	2	1,7	662
E/S Eiris L/ Mesón do Vento-Puerto	Red Eléctrica	1	0,2	375
E/S Eiris L/ Mesón do Vento-Puerto (S)	Red Eléctrica	2	5,8	375
E/S Novelda L/ Benejama-Saladas	Red Eléctrica	2	0,8	662
E/S Novelda L/ Benejama-Saladas (S)	Red Eléctrica	2	1,7	662
E/S Parque Central L/ Beniferri-Fuente de San Luis (S)	Red Eléctrica	2	6,7	539
E/S Polígono L/ Ventas del Batán-Aguacate (S)	Red Eléctrica	2	0,3	539
L/ Baró de Viver-Santa Coloma (S)	Red Eléctrica	1	1,9	490
L/ Cañuelo-Los Barrios	Red Eléctrica	2	5,9	894
L/ Costa De La Luz-Onuba	Red Eléctrica	2	25,7	894
L/ Gavarrot-Nudo Viario (S)	Red Eléctrica	2	6,2	500
L/ Maragall-Trinitat (S)	Red Eléctrica	1	4,4	461
L/ Mérida-San Serván	Red Eléctrica	2	46,1	850
L/ Valle del Cárcer (antes Vilanova)-Catadau (S)	Red Eléctrica	1	0,7	592
L/ Valle del Cárcer (antes Vilanova)-Valldigna-Gandía	Red Eléctrica	2	30,9	639
L/ Valle del Cárcer (antes Vilanova)-Valldigna-Gandía (S)	Red Eléctrica	2	0,4	639
Palos: conexión a posición de reactancia (S)	Red Eléctrica	1	0,1	300
Total			144,0	

(1) Capacidad térmica de transporte según el acta de puesta en servicio o el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

(S) Subterráneo.

Aumento de la capacidad de líneas en el 2014

Línea	Tensión (kV)	km de circuito	Aumento de capacidad (MVA) (1)
L/ Ave Zaragoza-Peñaflor	220	21,0	105
L/ Cartujos-Montetorrero	220	1,4	105
L/ Cartujos-Peñaflor	220	26,1	105
L/ Cordovilla-Orcoyen	220	21,3	105
L/ El Sequero-Logroño	220	27,4	105
L/ El Sequero-Quel	220	29,0	105
L/ Mesón do Vento-Portodemouros	220	38,6	105
L/ Mesón do Vento-Sabón	220	24,6	105
L/ Montetorrero-Ave Zaragoza	220	7,1	105
L/ San Pedro-Velle	220	15,6	105
L/ Tajo de la Encantada-Los Ramos	220	32,7	105
Total		244,7	

(1) Capacidad térmica de transporte según el acta de puesta en servicio o el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

Parques puestos en servicio en el 2014

Parque	Empresa	Tensión kV
Campanario	Red Eléctrica	400
Santa Llogaia	Red Eléctrica	400
Benicull	Red Eléctrica	220
Murcia	Red Eléctrica	220
Valldigna	Red Eléctrica	220
Valle del Cáncer	Red Eléctrica	220

Transformadores inventariados en 2014

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
La Farga (antes Ramis) - TR1	Red Eléctrica	400	400/220	600
La Farga (antes Ramis) - TR2	Red Eléctrica	400	400/220	600
Torrejón de Velasco - TR1	Red Eléctrica	400	400/220	600
Torrejón de Velasco - TR2	Red Eléctrica	400	400/220	600
Viladecans	Red Eléctrica	400	400/220	600
Total				3.000

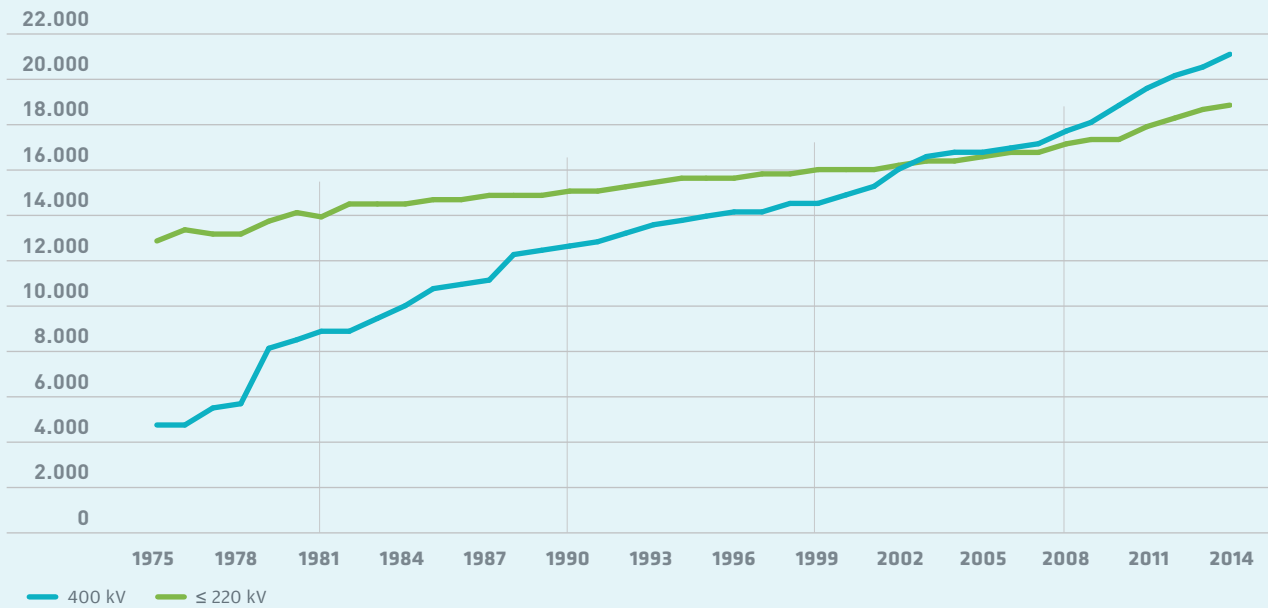
(TR) Transformador.

Evolución de la red de transporte de 400 kV y ≤ 220 kV

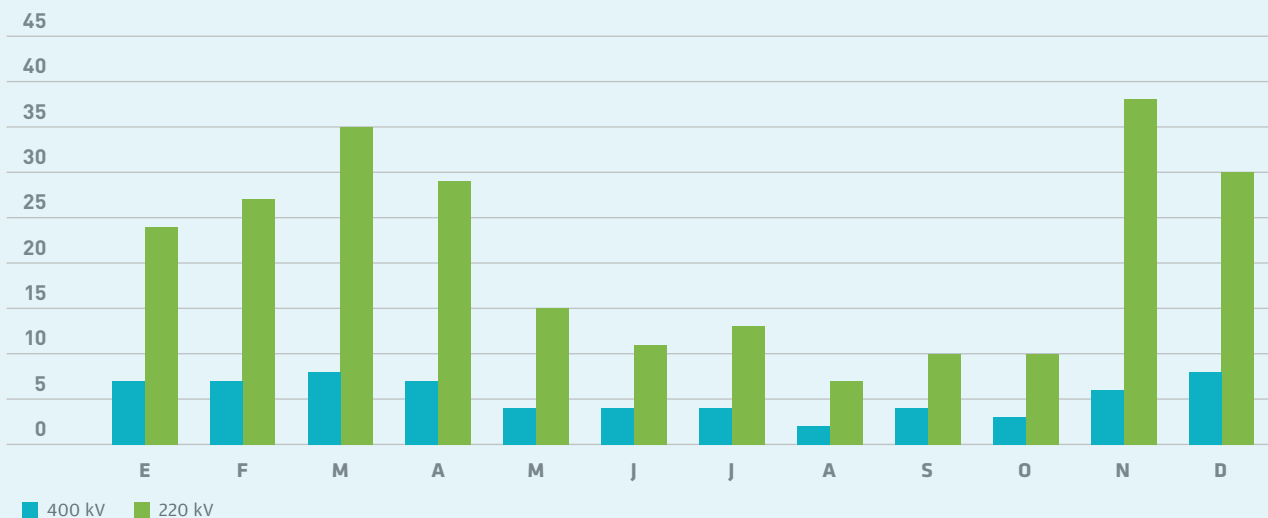
			km de circuito		
Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.629
1976	4.715	13.501	1996	14.084	15.734
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.776
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.876
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.975
1980	8.518	14.139	2000	14.918	16.078
1981	8.906	13.973	2001	15.364	16.121
1982	8.975	14.466	2002	16.067	16.296
1983	9.563	14.491	2003	16.592	16.344
1984	9.998	14.598	2004	16.841	16.464
1985	10.781	14.652	2005	16.846	16.530
1986	10.978	14.746	2006	17.052	16.753
1987	11.147	14.849	2007	17.191	16.817
1988	12.194	14.938	2008	17.765	17.175
1989	12.533	14.964	2009	18.056	17.307
1990	12.686	15.035	2010	18.792	17.401
1991	12.883	15.109	2011	19.671	18.001
1992	13.222	15.356	2012	20.109	18.370
1993	13.611	15.442	2013	20.639	18.667
1994	13.737	15.586	2014	21.094	18.811

Gráfico de evolución de la red de transporte de 400 kV y ≤ 220 kV

km de circuito



Líneas de la red de transporte con carga superior al 70% (1)



(1) Nº de líneas que superanen algún momento el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno.

Red de Transporte [5]

SISTEMA PENINSULAR





Calidad de Servicio

SISTEMA PENINSULAR

[6]

80

ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INCIDENCIAS EN LA RED DE TRANSPORTE

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO (TIM) POR INCIDENCIAS EN LA RED DE TRANSPORTE

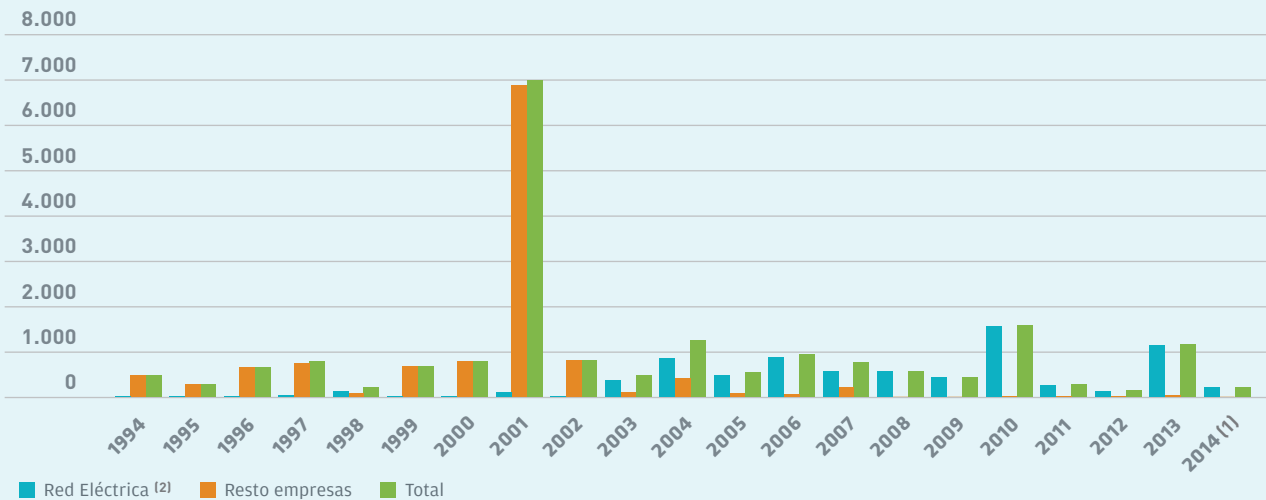
81

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

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE

Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte

MWh



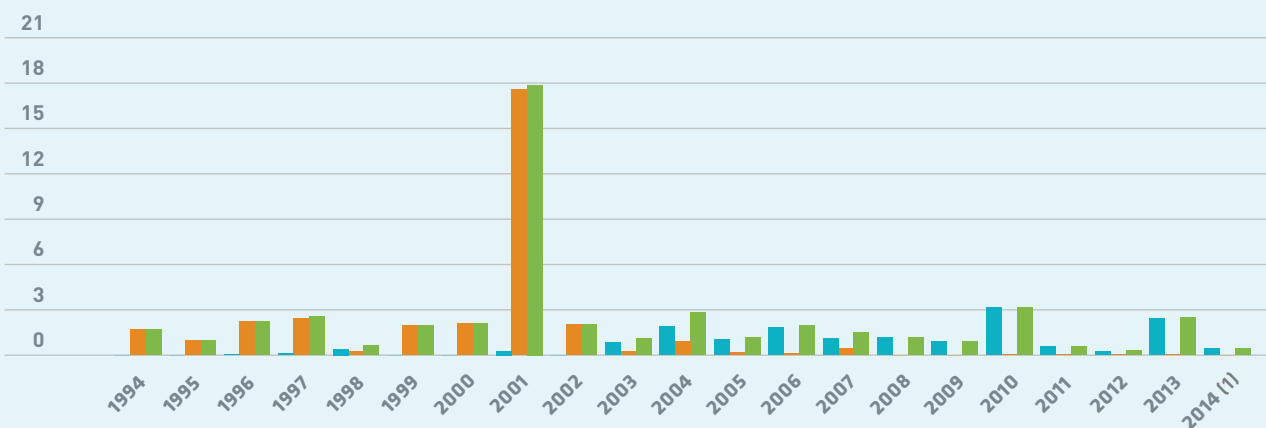
■ Red Eléctrica (2) ■ Resto empresas ■ Total

(1) Datos provisionales pendiente de auditoría en curso.

(2) A partir del año 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas. Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.

Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte

minutos



■ Red Eléctrica (2) ■ Resto empresas ■ Total

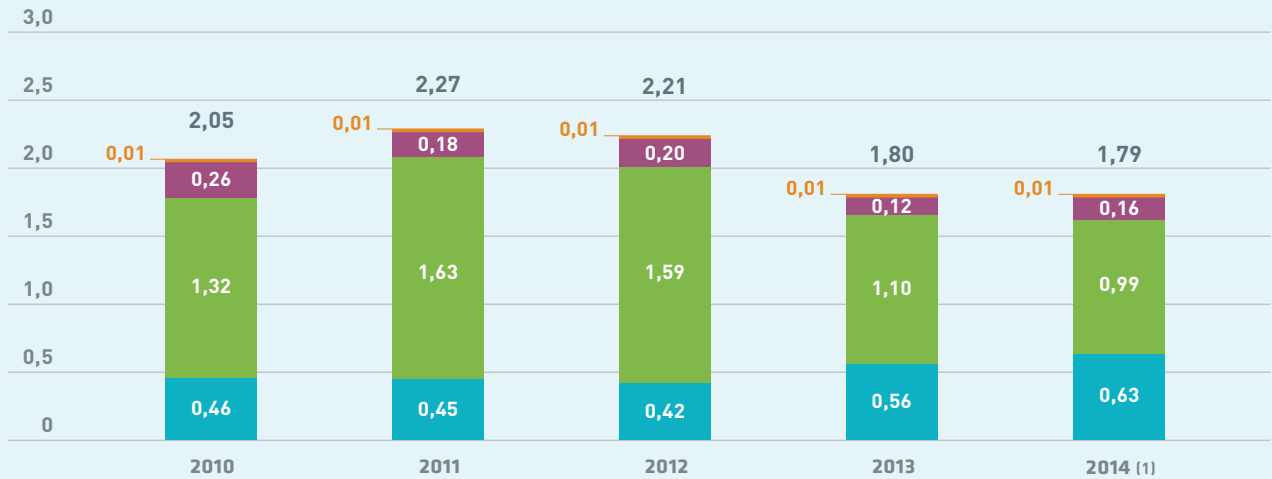
(1) Datos provisionales pendiente de auditoría en curso.

(2) A partir del año 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas. Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.

Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema.

Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte

%



■ Programada por mantenimiento preventivo y predictivo ■ Programada por causas ajenas al mantenimiento
 ■ No programada debido a mantenimiento correctivo ■ No programada debido a circunstancias fortuitas

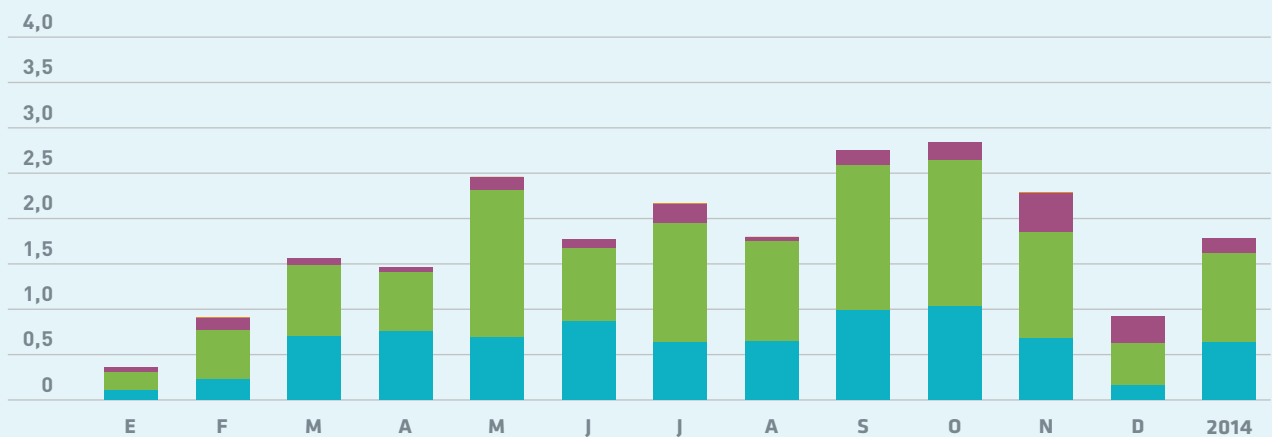
Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (1)

%



■ Programada por mantenimiento preventivo y predictivo ■ Programada por causas ajenas al mantenimiento
 ■ No programada debido a mantenimiento correctivo ■ No programada debido a circunstancias fortuitas

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.



Intercambios internacionales

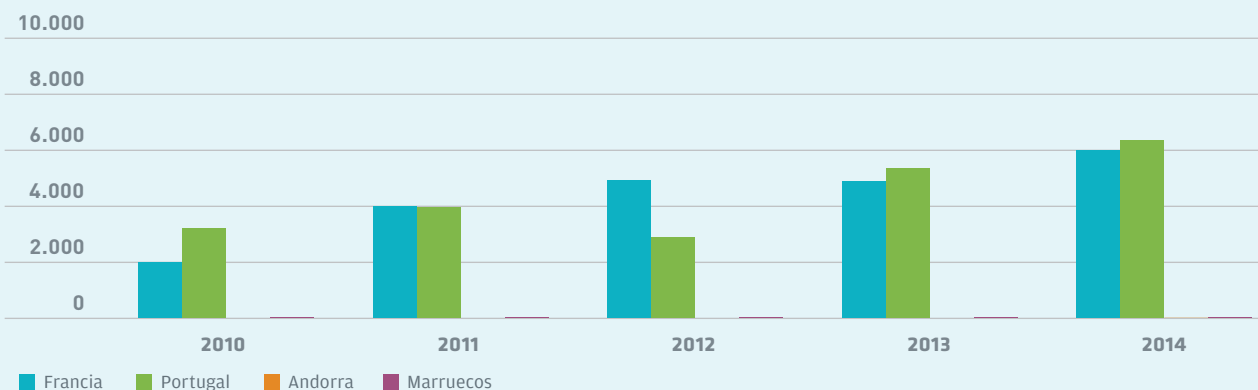
SISTEMA PENINSULAR

[7]

- 84 EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES EN LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES EN LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS
- 85 EVOLUCIÓN DE LOS SALDOS DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS
MAPA DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS
- 86 INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS
- 87 RESUMEN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SALDOS MENSUALES DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS
- 88 INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS POR TIPO DE TRANSACCIÓN E INTERCONEXIÓN
CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL DE LAS INTERCONEXIONES
- 89 UTILIZACIÓN PROMEDIO DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL EN LAS INTERCONEXIONES
GRADO DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL DE LAS INTERCONEXIONES
- 90 EVOLUCIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (IFE)
- 91 CAPACIDAD DE LARGO PLAZO NEGOCIADA EN LAS SUBASTAS EXPLÍCITAS EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (IFE)
CAPACIDAD NEGOCIADA EN LAS SUBASTAS EXPLÍCITAS INTRADIARIAS EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (IFE)
- 92 RENTA DE CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA DERIVADA DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD Y DEL ACOPLAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIOS MRC (MULTI-REGIONAL COUPLING)
RENTA DE CONGESTIÓN Y TASA DE ACOPLAMIENTO EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA DERIVADA DEL ACOPLAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIOS MRC (MULTI-REGIONAL COUPLING)
- 93 APLICACIÓN DE ACCIONES COORDINADAS DE BALANCE (*COUNTER TRADING*) EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA
RENTA DE CONGESTIÓN Y TASA DE ACOPLAMIENTO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL DERIVADA DEL ACOPLAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIOS MRC (MULTI-REGIONAL COUPLING)
- 94 RENTA DE CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL DERIVADA DEL ACOPLAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIOS MRC (MULTI-REGIONAL COUPLING) Y DE LA SEPARACIÓN DE LOS MERCADOS EN HORIZONTE INTRADIARIO
APLICACIÓN DE ACCIONES COORDINADAS DE BALANCE (*COUNTER TRADING*) EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL
- 95 ENERGÍAS Y PRECIOS MEDIOS DE SERVICIOS TRANSFRONTERIZOS DE BALANCE ACTIVADOS POR LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EXTERNOS
- 96 ENERGÍAS Y PRECIOS MEDIOS DE SERVICIOS TRANSFRONTERIZOS DE BALANCE ACTIVADOS POR EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL A TRAVÉS DE LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA
ENERGÍAS Y PRECIOS MEDIOS DE SERVICIOS TRANSFRONTERIZOS DE BALANCE ACTIVADOS POR EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL A TRAVÉS DE LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

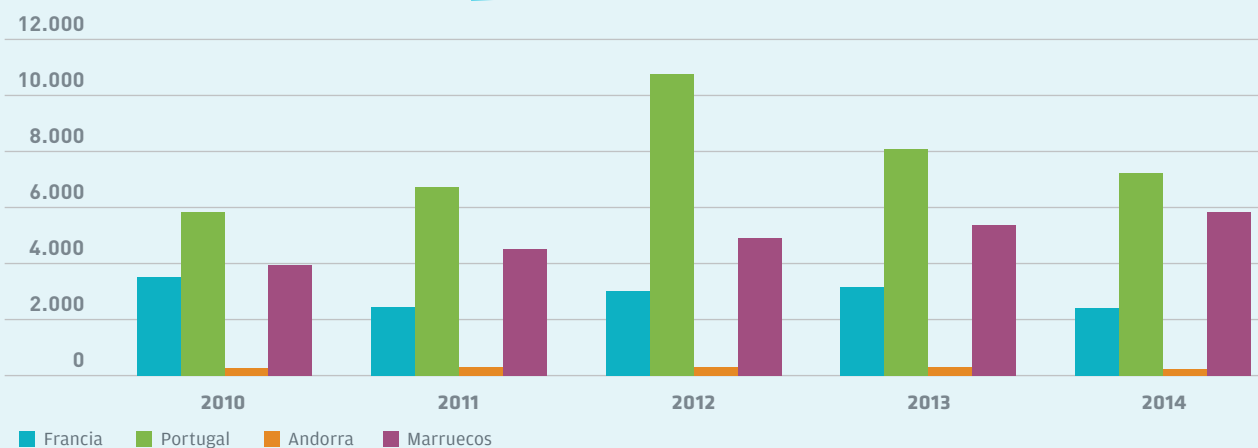
Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos

GWh



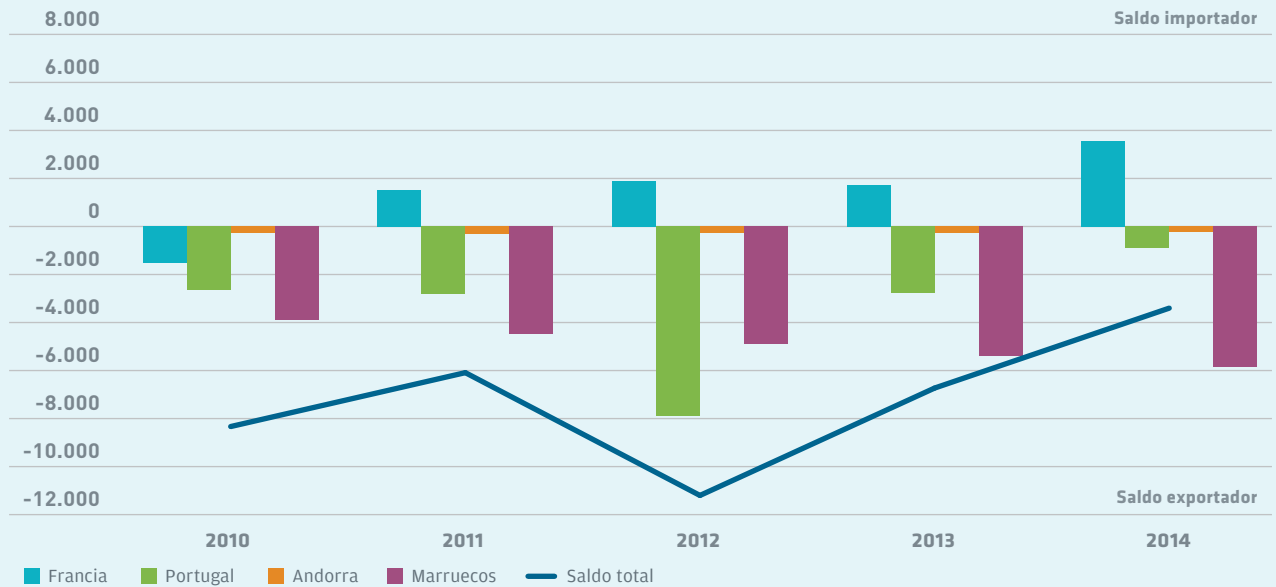
Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos

GWh



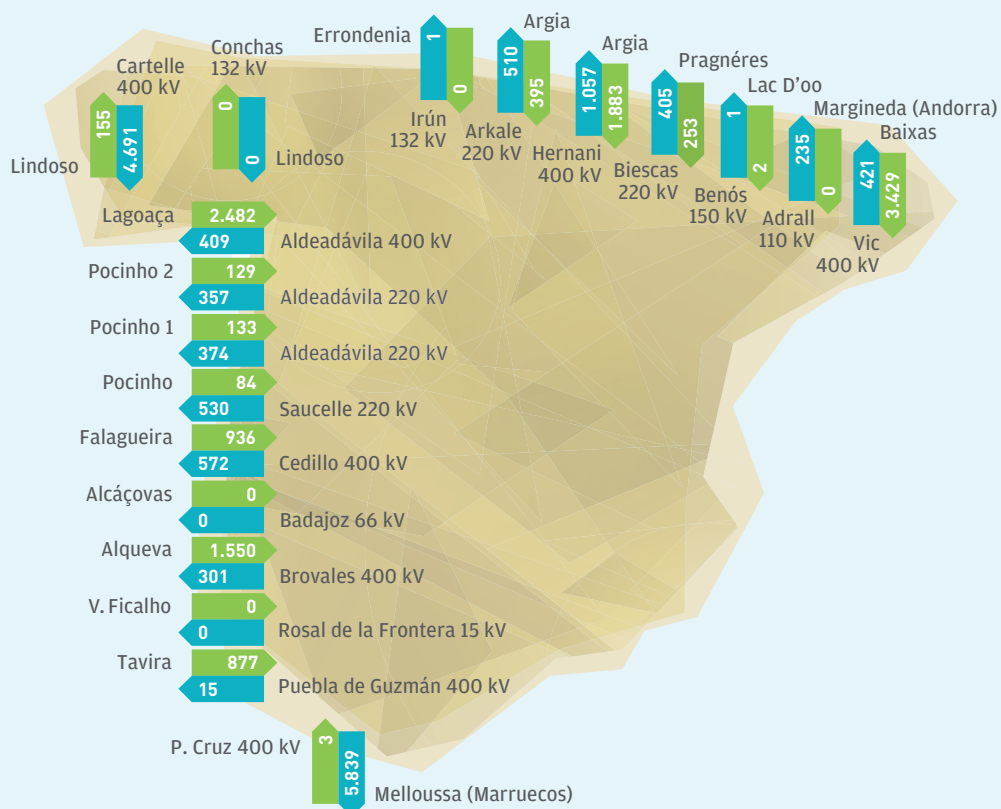
Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos

GWh



Mapa de intercambios internacionales físicos

GWh



Intercambios internacionales físicos

GWh

	Entrada		Salida		Saldo (1)		Volumen	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Francia	4.879	5.963	3.171	2.395	1.708	3.567	8.050	8.358
Portugal	5.323	6.345	8.100	7.247	-2.777	-903	13.424	13.592
Andorra	0	0	287	235	-287	-235	287	235
Marruecos	1	3	5.377	5.839	-5.376	-5.836	5.378	5.841
Total	10.204	12.310	16.936	15.716	-6.732	-3.406	27.139	28.026

(1) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Intercambios internacionales programados (1)

GWh

	Importación		Exportación		Saldo (2)	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Francia (3)	5.759	6.467	4.052	2.903	1.707	3.564
Portugal	2.450	3.184	5.232	4.084	-2.782	-901
Andorra	0	0	287	235	-287	-235
Marruecos	0	0	5.373	5.835	-5.373	-5.835
Total	8.209	9.651	14.944	13.057	-6.736	-3.406

(1) Con fecha 13/05/2014 se inicia la aplicación del acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling). Desde esa fecha la capacidad de intercambio de las interconexiones España - Francia y España - Portugal es asignada en horizonte diario de forma implícita en este proceso. (2) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador. (3) Incluye intercambios con otros países europeos.

Resumen de los intercambios internacionales programados de energía eléctrica

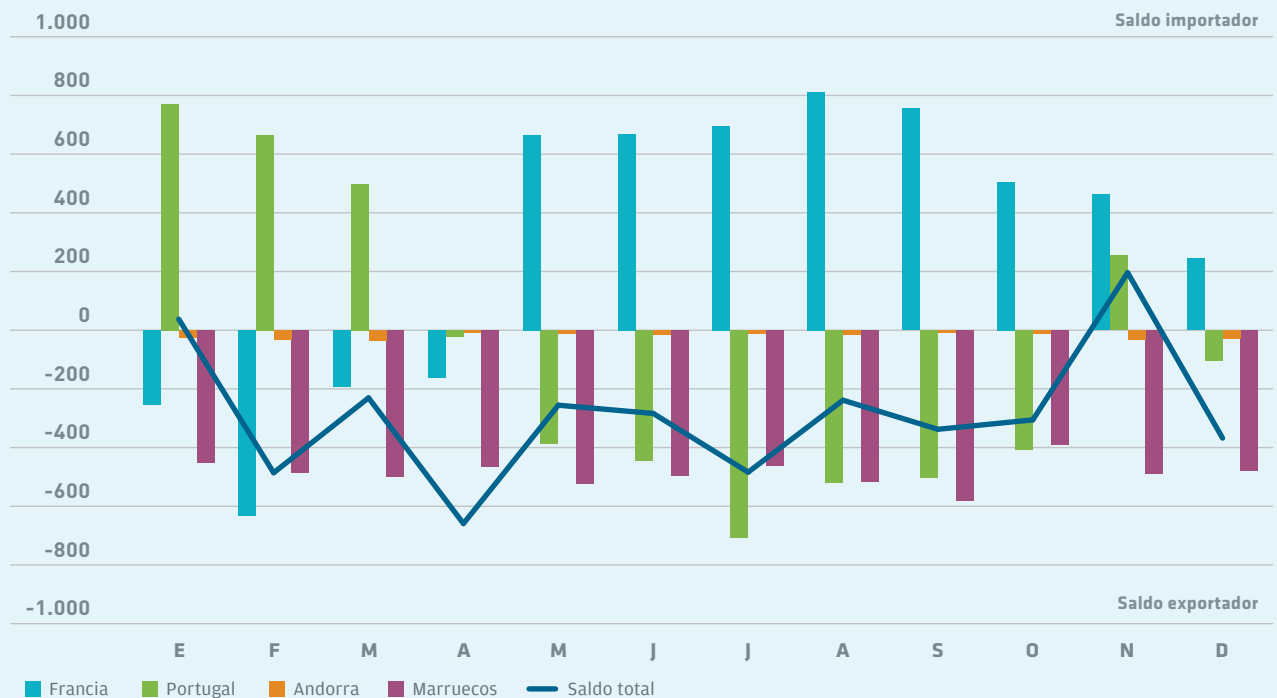
GWh

	Importación	Exportación	Saldo
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	9.643	12.991	-3.348
Francia (1)	6.464	2.885	3.579
Portugal	3.179	4.036	-857
Andorra	0	235	-235
Marruecos	0	5.835	-5.835
Acciones coordinadas de balance Francia - España	1	2	-1
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	0	0	0
Intercambios de apoyo	0	0	0
Servicios transfronterizos de balance (2)	7	65	-57
Total intercambios programados	9.651	13.057	-3.406
Desvíos de regulación objeto de compensación			0
Saldo físico de los intercambios internacionales			-3.406

(1) Incluye intercambios con otros países europeos. (2) Desde junio de 2014 están operativos los servicios transfronterizos de balance en la región Suroeste de Europa (SWE), que utilizan la capacidad de intercambio vacante entre sistemas tras el ajuste de los programas de intercambio en el horizonte intradiario.

Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados

GWh



Intercambios internacionales programados por tipo de transacción e interconexión (1)

GWh

	Mercados + contratos bilaterales		Servicios transfronterizos de balance (2)		Acciones coordinadas de balance		Intercambios de Apoyo		Total		Saldo
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	
Francia (3)	6.464	2.885	3	17	1	2	0	0	6.467	2.903	3.564
Portugal	3.179	4.036	5	48	0	0	0	0	3.184	4.084	-901
Andorra	0	235	0	0	0	0	0	0	0	235	-235
Marruecos	0	5.835	0	0	0	0	0	0	0	5.835	-5.835
Total	9.643	12.991	7	65	1	2	0	0	9.651	13.057	-3.406

(1) Con fecha 13/05/2014 se inicia la aplicación del acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling). Desde esa fecha la capacidad de intercambio de las interconexiones España - Francia y España - Portugal es asignada en horizonte diario de forma implícita en este proceso. (2) Desde junio de 2014 están operativos los servicios transfronterizos de balance en la región Suroeste de Europa (SWE), que utilizan la capacidad de intercambio vacante entre sistemas tras el ajuste de los programas de intercambio en el horizonte intradiario. (3) Incluye intercambios con otros países europeos.

Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones

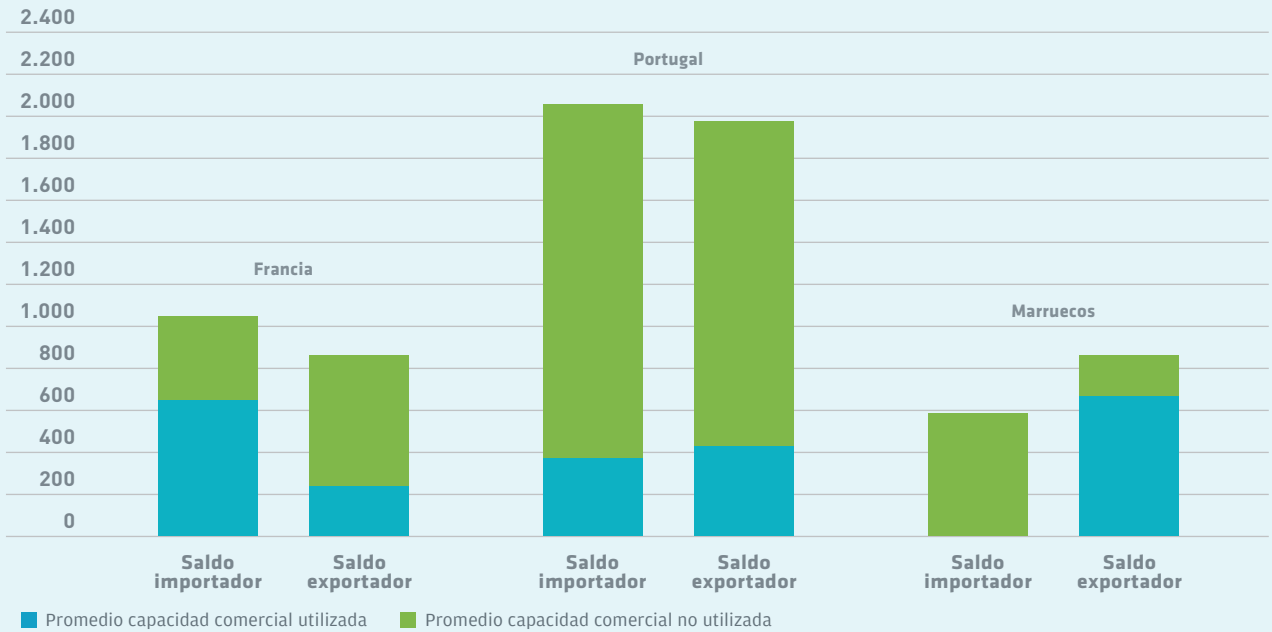
MW



(1) Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

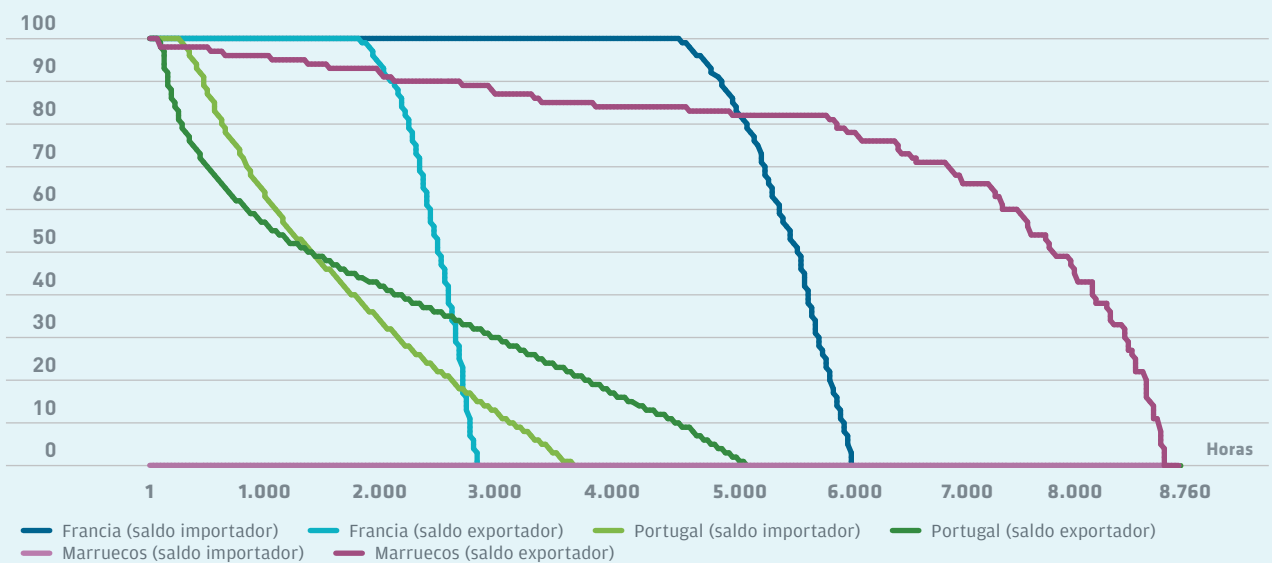
Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones

MW



Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones

% Utilización



Ordenación decreciente de la utilización de la capacidad comercial (curvas monótonas).

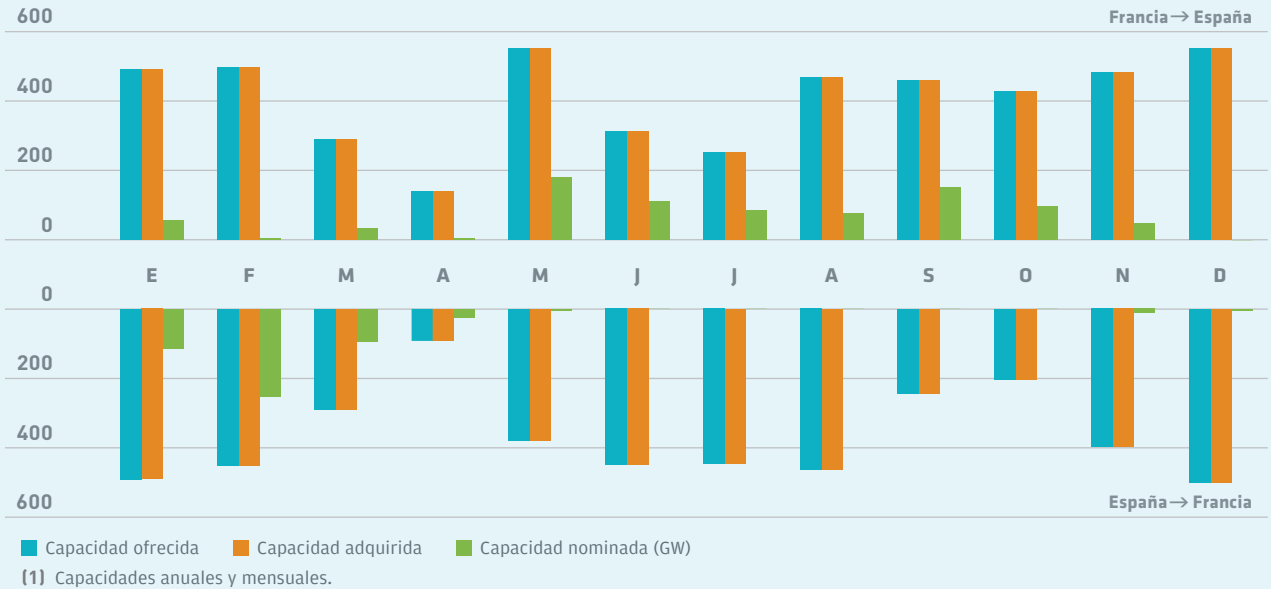
Evolución de los resultados de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE) ⁽¹⁾



(1) El resultado de la subasta anual/mensual de capacidad aplica para cada hora salvo para los periodos reflejados en las especificaciones publicadas para dicha subasta.

Capacidad de largo plazo negociada en las subastas explícitas en la interconexión con Francia (IFE) ⁽¹⁾

GW



Capacidad negociada en las subastas explícitas intradiarias en la interconexión con Francia (IFE)

GW



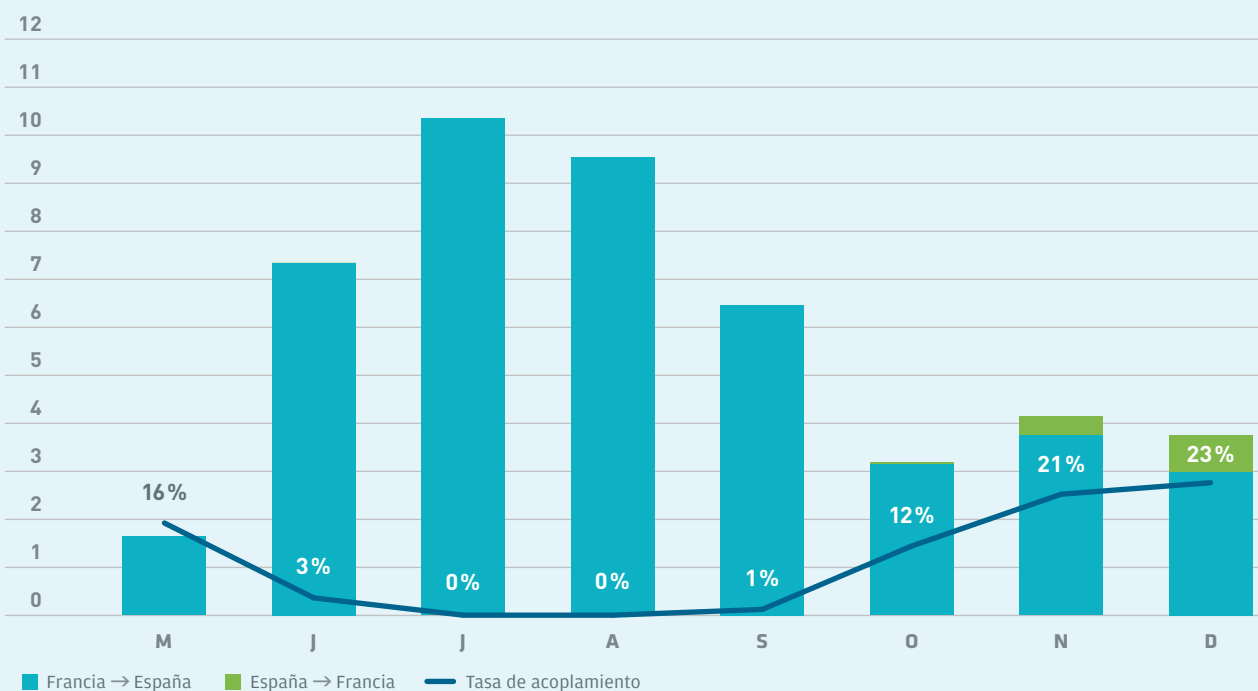
Renta de congestión en la interconexión con Francia derivada de las subastas de capacidad y del acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling) ⁽¹⁾

	Francia → España		España → Francia		Total	
	Miles de €	%	Miles de €	%	Miles de €	%
S. anual	23.139	18,7	7.903	6,4	31.042	25,1
S. mensual	20.453	16,6	6.929	5,6	27.382	22,2
S. diaria	3.992	3,2	10.730	8,7	14.722	11,9
S. intradiaria	1.551	1,3	2.360	1,9	3.911	3,2
Acoplamiento mercados	45.182	36,6	1.242	1,0	46.424	37,6
Total	94.317	76,4	29.164	23,6	123.481	100,0

(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

Renta de congestión y tasa de acoplamiento en la interconexión con Francia derivada del acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling) ^{(1) (2)}

Millones de €



(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

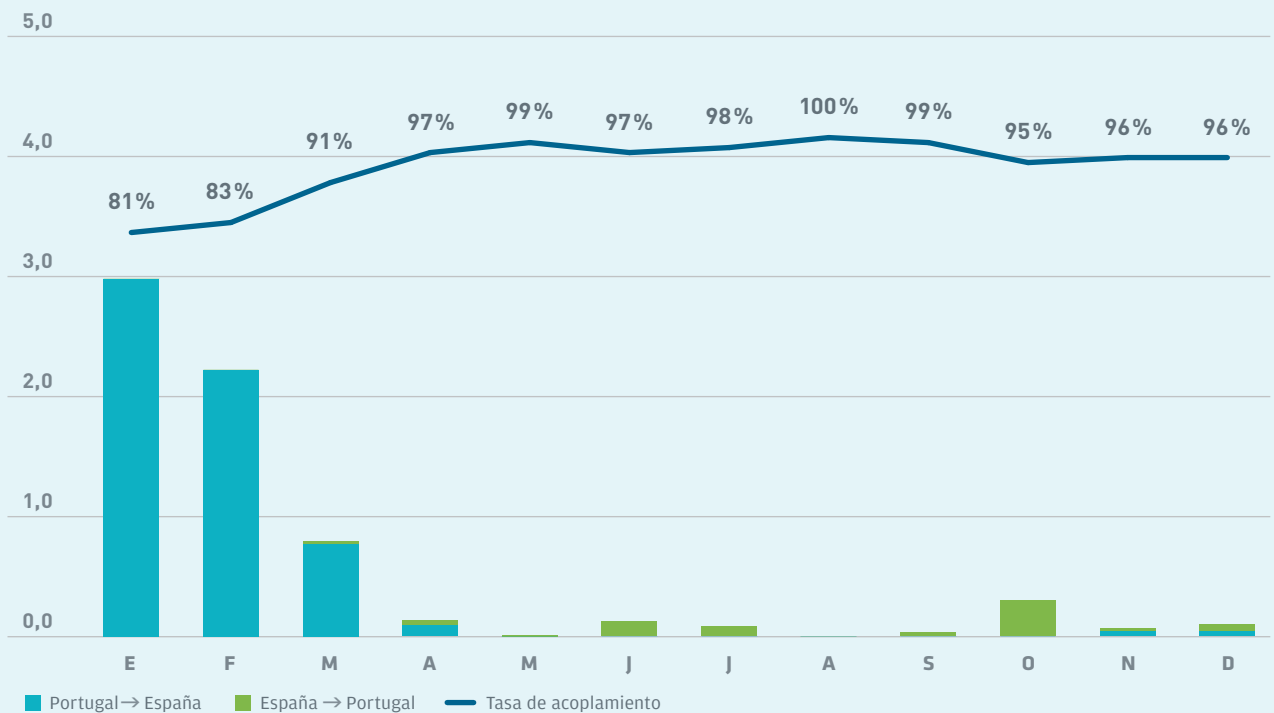
(2) Tasa de acoplamiento: % horas sin congestión en horizonte diario.

Aplicación de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) en la interconexión con Francia

Mes	Día	Sentido	MWh
Abril	27	Francia → España	700
Octubre	31	España → Francia	1.500
Total España → Francia			1.500
Total Francia → España			700

Renta de congestión y tasa de acoplamiento en la interconexión con Portugal derivada del acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling) ^{(1) (2)}

Millones de €



(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.
 (2) Tasa de acoplamiento: % horas sin congestión en horizonte diario.

Renta de congestión en la interconexión con Portugal derivada del acoplamiento de los mercados diarios MRC (Multi-Regional Coupling) y de la separación de los mercados en horizonte intradiario ⁽¹⁾

Millones de €

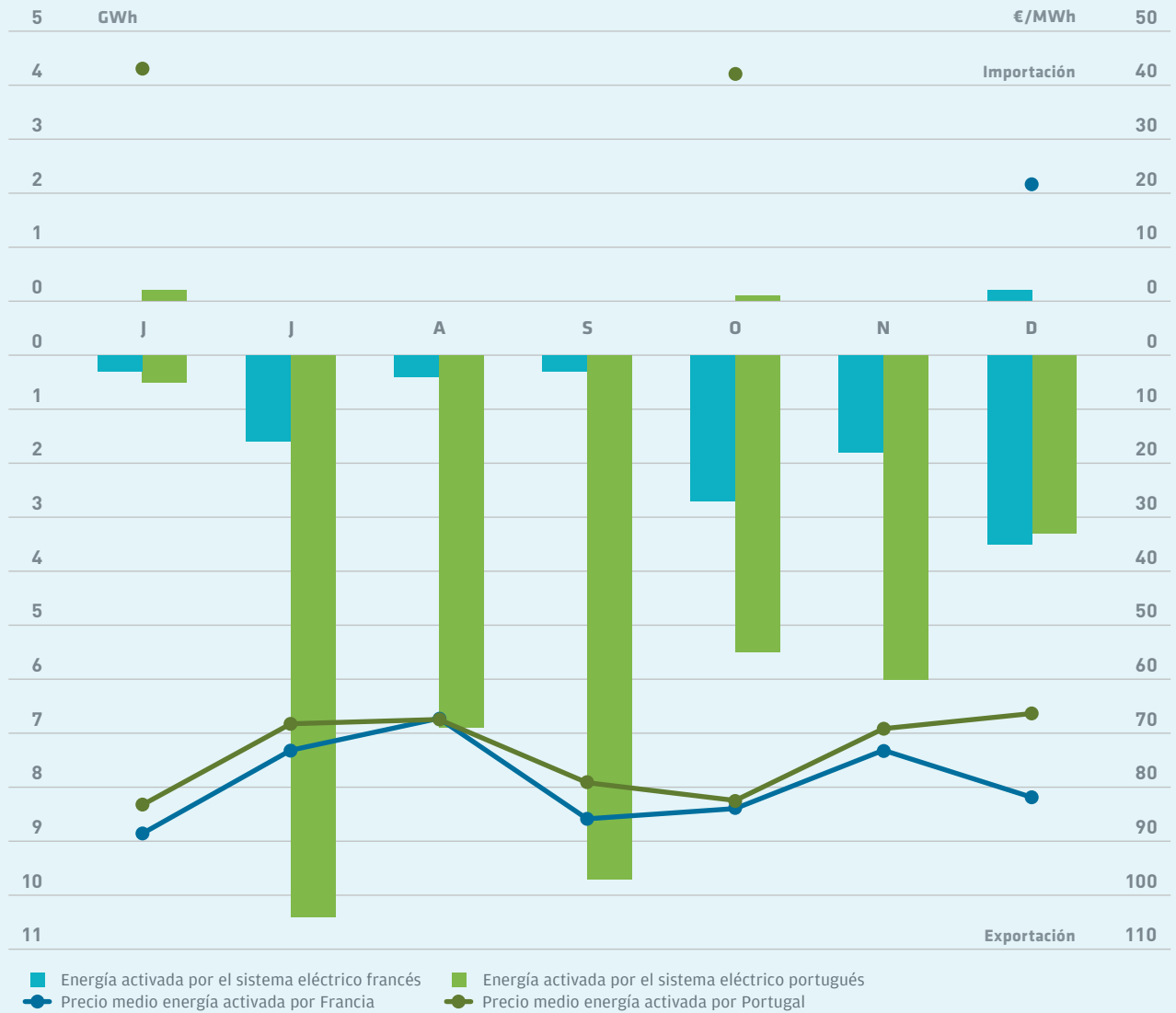
Mes	Renta de congestión en el mercado diario Portugal-España	Renta de congestión en el mercado diario España-Portugal	Renta total de congestión en el mercado intradiario
Enero	2,98	0,00	0,09
Febrero	2,22	0,00	0,03
Marzo	0,77	0,02	0,01
Abril	0,09	0,04	0,01
Mayo	0,00	0,01	0,02
Junio	0,00	0,12	0,00
Julio	0,00	0,08	0,01
Agosto	0,00	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,03	0,00
Octubre	0,00	0,30	0,05
Noviembre	0,04	0,03	0,01
Diciembre	0,04	0,06	0,00
Total	6,14	0,69	0,23

(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

Aplicación de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) en la interconexión con Portugal

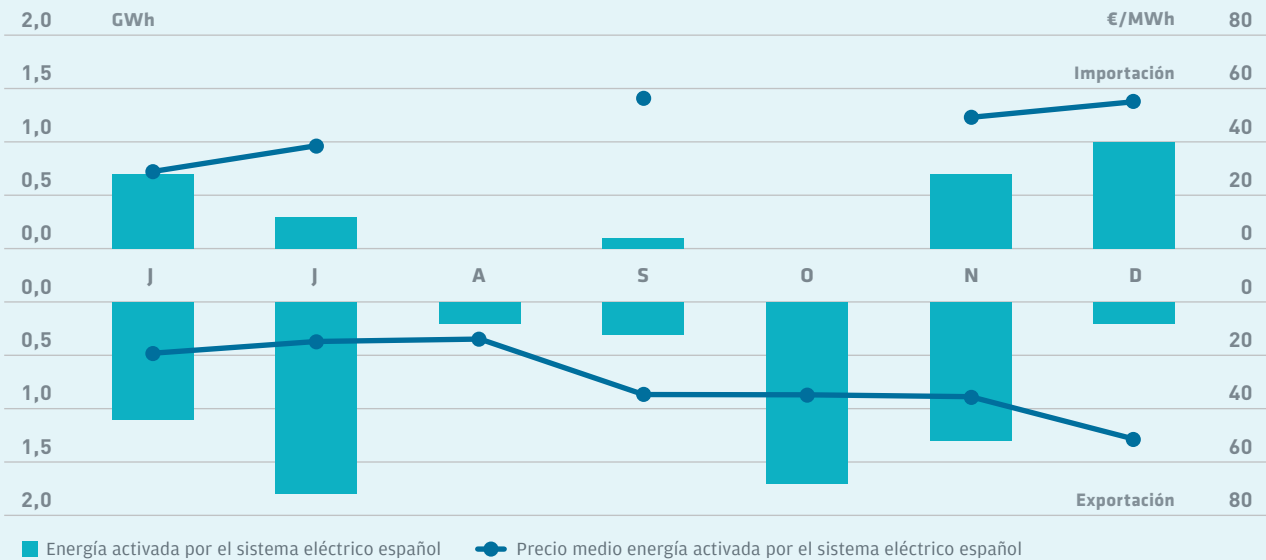
Mes	Día	Sentido	MWh
Total España → Portugal			0
Total Portugal → España			0

Energías y precios medios de servicios transfronterizos de balance activados por los sistemas eléctricos externos (1)



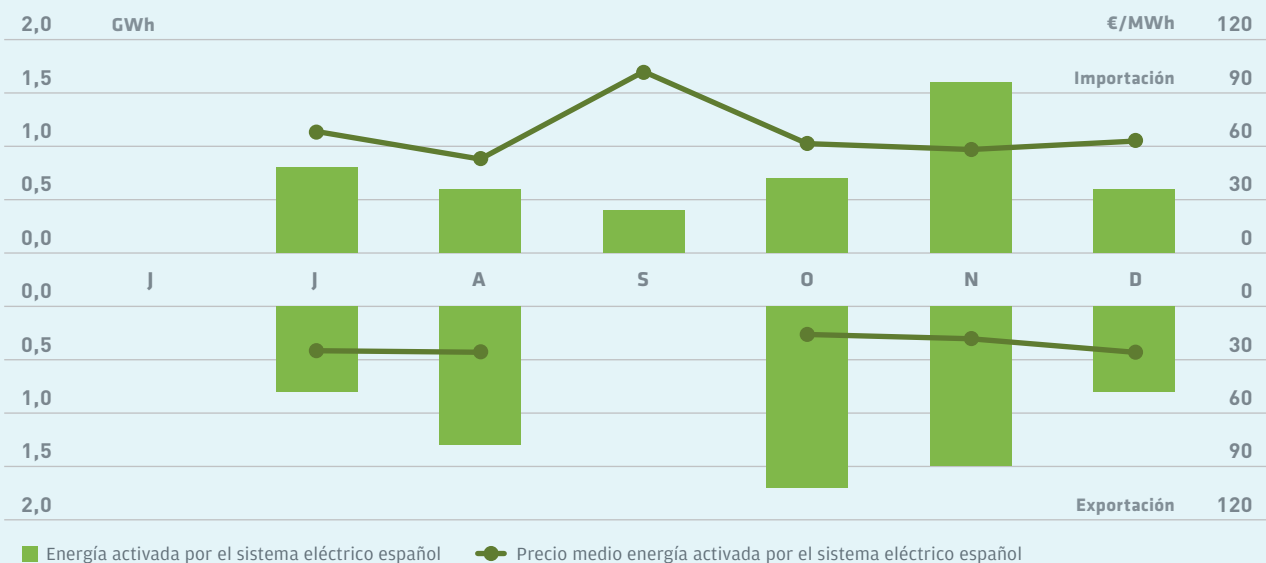
(1) Servicios transfronterizos de balance implantados en las interconexiones con Francia y con Portugal desde el 11 y el 17 de junio de 2014, respectivamente.

Energías y precios medios de servicios transfronterizos de balance activados por el sistema eléctrico español a través de la interconexión con Francia ⁽¹⁾



(1) Servicios transfronterizos de balance implantados en la interconexión con Francia desde el 11 de junio de 2014.

Energías y precios medios de servicios transfronterizos de balance activados por el sistema eléctrico español a través de la interconexión con Portugal ⁽¹⁾



(1) Servicios transfronterizos de balance implantados en la interconexión con Portugal desde el 17 de junio de 2014.





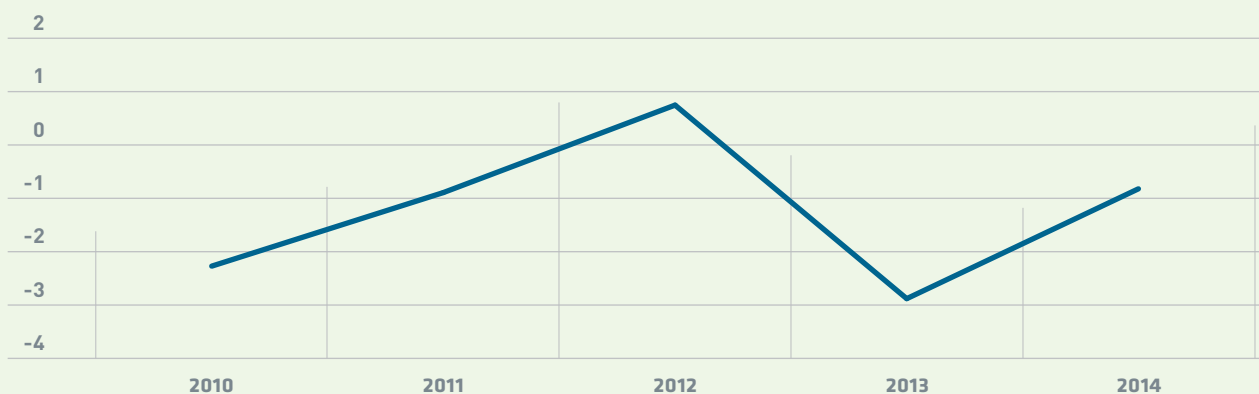
Sistemas no peninsulares

[NP]

- 100** CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.
DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.
- 101** EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.
EVOLUCIÓN ANUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- 102** BALANCE ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- 103** POTENCIA INSTALADA A 31.12.2014
EVOLUCIÓN ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- 104** CRECIMIENTO MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.
DEMANDA MÁXIMA HORARIA Y DIARIA
- 105** VARIACIONES EN EL EQUIPO GENERADOR
LÍNEAS DE TRANSPORTE PUESTAS EN SERVICIO EN EL 2014
PARQUES PUESTOS EN SERVICIO EN EL 2014
TRANSFORMADORES INVENTARIADOS EN 2014
- 106** EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN
CALIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE
- 107** EVOLUCIÓN ANUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE

Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

%

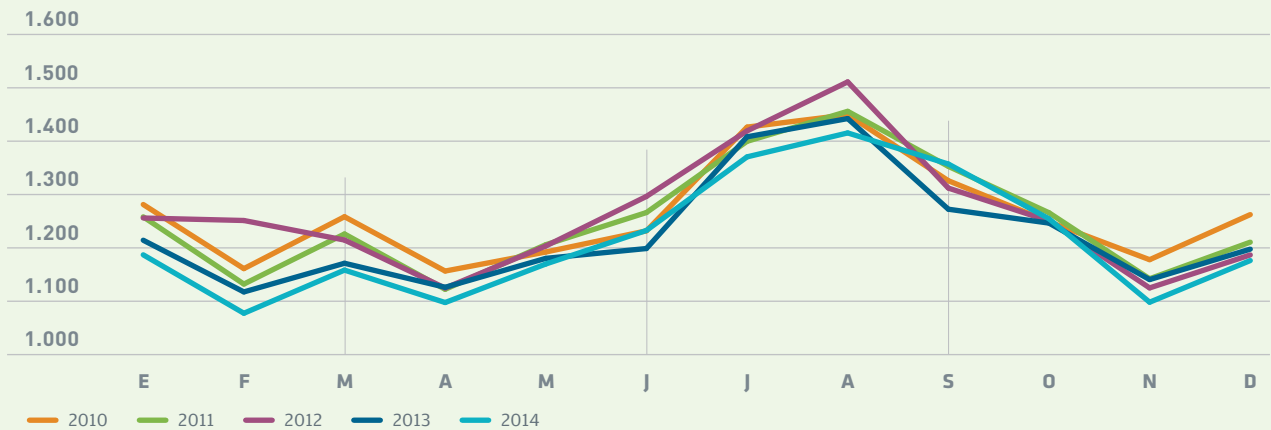


Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2010		2011		2012		2013		2014	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	1.281	8,4	1.258	8,4	1.255	8,3	1.214	8,3	1.186	8,1
Febrero	1.160	7,7	1.132	7,5	1.251	8,3	1.117	7,6	1.077	7,4
Marzo	1.258	8,3	1.225	8,2	1.214	8,0	1.171	8,0	1.158	7,9
Abril	1.156	7,6	1.122	7,5	1.124	7,4	1.125	7,7	1.097	7,5
Mayo	1.192	7,9	1.205	8,0	1.203	7,9	1.180	8,0	1.169	8,0
Junio	1.231	8,1	1.266	8,4	1.296	8,6	1.198	8,1	1.232	8,4
Julio	1.426	9,4	1.399	9,3	1.419	9,4	1.408	9,6	1.370	9,4
Agosto	1.449	9,6	1.456	9,7	1.511	10,0	1.442	9,8	1.415	9,7
Septiembre	1.325	8,7	1.352	9,0	1.312	8,7	1.272	8,6	1.357	9,3
Octubre	1.248	8,2	1.265	8,4	1.250	8,3	1.246	8,5	1.254	8,6
Noviembre	1.177	7,8	1.141	7,6	1.124	7,4	1.140	7,7	1.097	7,5
Diciembre	1.262	8,3	1.210	8,1	1.186	7,8	1.197	8,1	1.176	8,1
Total	15.166	100,0	15.031	100,0	15.145	100,0	14.709	100,0	14.588	100,0

Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en b.c.

GWh



Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (1)

GWh

	2010	2011	2012	2013	2014	%14/13
Hidráulica	0	0	0	0	0	-
Carbón	3.381	3.031	2.941	2.591	2.416	-6,8
Motores diésel	3.818	3.694	3.660	3.393	3.405	0,4
Turbina de gas	662	904	949	906	969	6,9
Turbina de vapor	3.242	2.873	2.924	2.696	2.281	-15,4
Fuel / gas	7.721	7.471	7.533	6.995	6.656	-4,9
Ciclo combinado (2)	3.991	4.406	3.917	3.581	3.859	7,7
Generación auxiliar (3)	7	9	9	7	8	11,5
Consumos en generación (4)	-899	-882	-850	-784	-755	-3,7
Hidroeléctrica	-	-	-	-	1	-
Resto hidráulica	0	2	2	3	3	14,1
Eólica	337	360	368	369	396	7,4
Solar fotovoltaica	283	333	372	409	405	-0,9
Térmica renovable	161	33	9	9	11	15,6
Cogeneración y resto	184	268	274	260	290	11,8
Generación neta	15.166	15.031	14.574	13.440	13.289	-1,1
Enlace Península-Baleares (5)	-	0,5	570	1.269	1.298	2,3
Demanda (b.c.)	15.166	15.031	15.145	14.709	14.588	-0,8

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal. (3) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación. (4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, carbón, fuel/gas, ciclo combinado y generación auxiliar. (5) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

Balance anual de energía eléctrica (1)

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	GWh	%14/13	GWh	%14/13	GWh	%14/13	GWh	%14/13	GWh	%14/13
Hidráulica	-	-	0	-	-	-	-	-	0	-
Carbón	2.416	-6,8	-	-	-	-	-	-	2.416	-6,8
Motores diésel	694	-9,5	2.266	3,5	231	4,8	214	-0,6	3.405	0,4
Turbina de gas	596	13,4	372	-2,2	0	-64,6	1	713,8	969	6,9
Turbina de vapor	-	-	2.281	-15,4	-	-	-	-	2.281	-15,4
Fuel / gas	1.291	-0,2	4.919	-6,6	231	4,7	215	-0,3	6.656	-4,9
Ciclo combinado (2)	458	2,5	3.401	8,5	-	-	-	-	3.859	7,7
Generación auxiliar (3)	8	11,5	0	-	-	-	-	-	8	11,5
Consumos en generación (4)	-297	-5,1	-425	-2,9	-19	0,7	-14	0,4	-755	-3,7
Hidroeólica	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Resto hidráulica	-	-	3	14,1	-	-	-	-	3	14,1
Eólica	6	-4,8	391	7,7	-	-	-	-	396	7,4
Solar fotovoltaica	123	0,5	282	-1,6	-	-	0	4,9	405	-0,9
Térmica renovable	2	161,6	9	2,7	-	-	-	-	11	15,6
Cogeneración y resto	281	11,8	0	-	-	-	9	10,7	290	11,8
Generación neta	4.287	-2,7	8.580	-0,5	212	5,1	210	0,1	13.289	-1,1
Enlace Península-Baleares (5)	1.298	2,3	-	-	-	-	-	-	1.298	2,3
Demanda (b.c)	5.585	-1,6	8.580	-0,5	212	5,1	210	0,1	14.588	-0,8

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal. (3) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación. (4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, carbón, fuel/gas, ciclo combinado y generación auxiliar. (5) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

Potencia instalada a 31.12.2014

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	MW	%14/13	MW	%14/13	MW	%14/13	MW	%14/13	MW	%14/13
Hidráulica	-	-	1	0,0	-	-	-	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	-	-	-	-	-	-	510	0,0
Motores diésel	199	0,0	566	0,0	83	0,0	70	0,0	918	0,0
Turbina de gas	678	0,0	643	0,0	16	0,0	15	0,0	1.351	0,0
Turbina de vapor	-	-	520	0,0	-	-	-	-	520	0,0
Fuel / gas	877	0,0	1.729	0,0	99	0,0	85	0,0	2.789	0,0
Ciclo combinado (1)	934	0,0	918	0,0	-	-	-	-	1.851	0,0
Generación auxiliar (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	-	-	12	-	-	-	-	-	12	-
Resto hidráulica	-	-	0,5	0,0	-	-	-	-	0,5	0,0
Eólica	4	0,0	154	0,0	-	-	-	-	158	0,0
Solar fotovoltaica	78	0,1	166	0,6	-	-	0,1	0,0	244	0,4
Térmica renovable	2	0,0	3	0,0	-	-	-	-	5	0,0
Cogeneración y resto	86	0,0	33	0,0	-	-	2	0,0	121	0,0
Total	2.490	0,0	3.016	0,4	99	0,0	87	0,0	5.692	0,2

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En Canarias 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.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

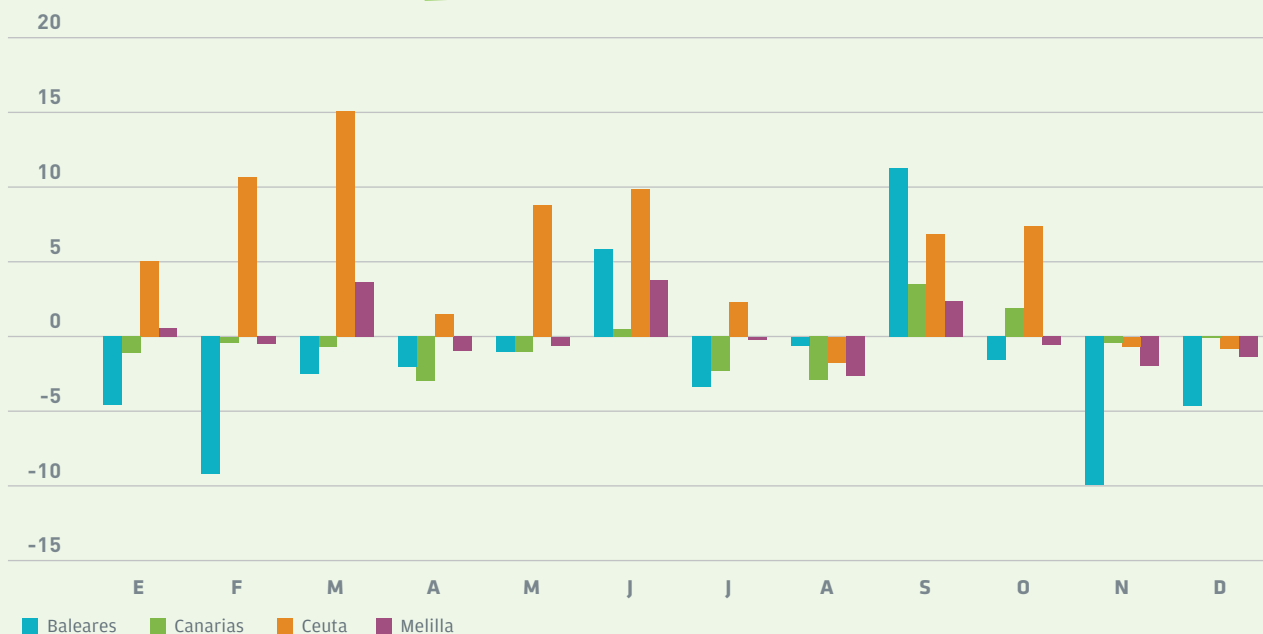
Evolución anual de la demanda de energía eléctrica

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla	
	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)
2010	5.840	-2,5	8.895	-2,3	218	2,8	213	3,6
2011	5.743	-1,7	8.870	-0,3	203	-6,7	215	0,7
2012	5.823	1,4	8.893	0,3	212	4,5	217	1,1
2013	5.674	-2,6	8.624	-3,0	202	-4,8	210	-3,5
2014	5.585	-1,6	8.580	-0,5	212	5,1	210	0,1

(Δ) Variación respecto al año anterior.

Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c

%



Demanda máxima horaria y diaria

Demanda horaria (MWh)

906	31 diciembre (19-20h)
1.150	11 agosto (21-22h)

1.377	31 diciembre (19-20h)
1.322	16 septiembre (20-21h)

37	21 Enero (21-22h)
37	1 septiembre (13-14h)

35	29 Enero (20-21h)
38	29 agosto (13-14h)

Demanda diaria (MWh)

16.477	1 octubre
23.145	11 agosto

26.417	28 octubre
26.090	16 septiembre

671	12 febrero
671	1 septiembre

631	29 enero
728	29 agosto

■ Invierno (enero-mayo / octubre-diciembre) ■ Verano (junio-septiembre)

Variaciones en el equipo generador

	Altas			Bajas		
	Tipo	Fecha	MW	Tipo	Fecha	MW
Islas Baleares						
Formentera AUX	Grupos electrógenos	junio-14	10	Grupos electrógenos	septiembre-14	10
Islas Canarias						
El Palmar diésel móvil 3				Motores diésel	septiembre-14	0,23
Gorona del Viento	Hidroeléctrica	julio-14	12			
Llanos Blancos 18 diésel 16				Motores diésel	abril-14	0,03
Total			22			10

Líneas de transporte puestas en servicio en 2014

Línea	Empresa	Tensión (kV)	Nº circuitos	km de circuito
Islas Baleares				
L/ Murterar - Sant Martí (S)	Red Eléctrica	220	1	0,7
E/S Sant Martí - L/ Alcudia-Sa Pobla	Red Eléctrica	66	2	0,3
E/S Sant Martí - L/ Alcudia-Sa Pobla (S)	Red Eléctrica	66	2	0,3
San Martí 220-San Martí 66 (S)	Red Eléctrica	66	2	0,2
Islas Canarias				
San Mateo (S)	Red Eléctrica	66	1	0,1
Total				1,5

(S) Subterráneo.

Parques puestas en servicio en 2014

Parque	Empresa	Tensión (kV)
Islas Baleares		
Sant Martí	Red Eléctrica	220
Falca	Red Eléctrica	66
Sant Martí	Red Eléctrica	66
Islas Canarias		
Los Realejos	Red Eléctrica	66

Transformadores inventariados en 2014

	Empresa	Tensión (kV)	Transformación	
			kV	MVA
Islas Baleares				
Sabinal (Nueva Jínámar)	Red Eléctrica	220	220/66	250
Total				250

Evolución del sistema de transporte y transformación

		2010	2011	2012	2013	2014
km de circuito a 220 kV	Baleares	185	430	430	430	431
	Canarias	163	163	163	163	163
	Total	348	594	594	594	594
km de circuito ≤ 132 kV	Baleares	1.095	1.110	1.113	1.113	1.114
	Canarias	1.126	1.126	1.126	1.126	1.126
	Total	2.221	2.236	2.239	2.239	2.240
Capacidad de transformación (MVA)	Baleares	1.998	2.248	2.408	2.793	2.793
	Canarias	1.625	1.625	1.625	1.625	1.875
	Total	3.623	3.873	4.033	4.418	4.668

Incluye enlaces submarinos.

Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)		TIM (minutos)	
	Islas Baleares	Islas Canarias	Islas Baleares	Islas Canarias
2010	8,5	4.089,6	0,77	241,68
2011	38,7	17,3	3,54	1,02
2012	7,5	10,3	0,68	0,61
2013	81,0	2,9	7,50	0,18
2014 (1)	12,8	64,3	1,21	3,94

ENS: Energía no suministrada. **TIM:** Tiempo de interrupción medio.

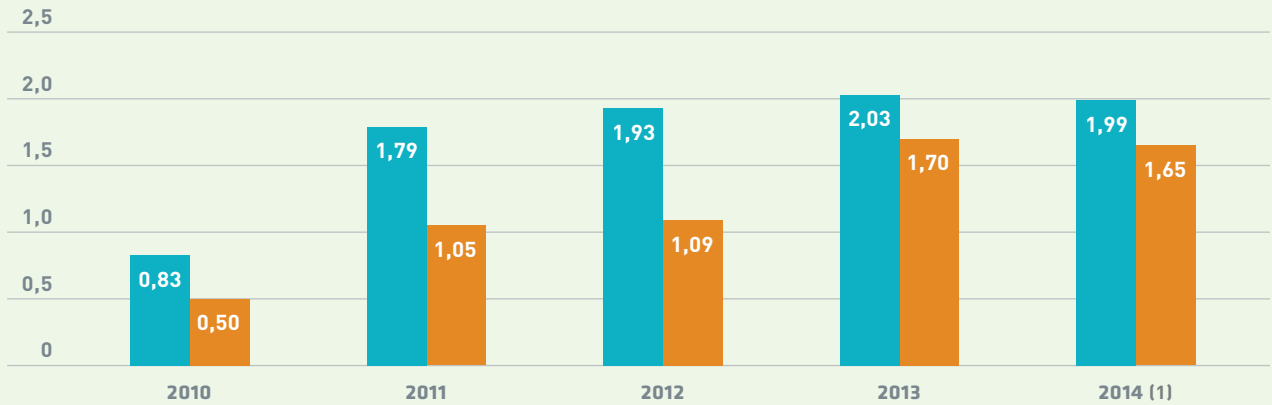
Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema.

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

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte

%



■ Islas Baleares ■ Islas Canarias

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.



El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas



- 110** BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- 111** PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE
- 112** ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN NO RENOVABLE POR TIPO DE CENTRAL
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE POR TIPO DE CENTRAL
- 113** POTENCIA INSTALADA
- 114** ESTRUCTURA DE LA POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE POR TIPO DE CENTRAL
ESTRUCTURA DE LA POTENCIA INSTALADA RENOVABLE POR TIPO DE CENTRAL
- 115** SITUACIÓN DE LAS PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS
- 116** PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES
- 118** SALDOS DE INTERCAMBIOS DE ENERGÍA EN COMUNIDADES AUTÓNOMAS
- 119** SOLICITUDES DE ACCESO DE NUEVA GENERACIÓN A LA RED DE TRANSPORTE 2000-2015
ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE NUEVA GENERACIÓN CONVENCIONAL 2000-2015
- 120** ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE NUEVA GENERACIÓN RENOVABLE, COGENERACIÓN Y RESIDUOS (RCR) 2000-2015
- 121** ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE DEMANDA Y DISTRIBUCIÓN 2000-2015
- 122** ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO

Balace de energía eléctrica (1)

GWh

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	1.001	3.408	1.688	-	1.760	0	681	531	10.233	4.392
Nuclear	-	-	-	-	9.470	-	-	8.320	0	23.769
Carbón	10.070	5.002	9.244	2.416	-	-	-	1.035	8.645	-
Fuel / gas (2)	-	-	-	1.298	-	4.919	-	-	-	0
Ciclo combinado (3)	4.539	232	311	458	4.136	3.401	-	1.087	-	5.216
Consumos en generación (4)	-713	-450	-721	-297	-500	-425	-10	-737	-751	-1.228
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Resto hidráulica (5)	287	998	281	-	38	3	205	541	742	1.176
Eólica	6.450	4.314	1.141	6	2.577	391	76	8.388	12.274	2.867
Solar fotovoltaica	1.574	297	1	123	549	282	2	1.681	839	413
Solar térmica	2.124	-	-	-	94	-	-	734	-	66
Térmica renovable	1.420	349	644	2	41	9	86	183	249	150
Cogeneración y resto	5.244	2.383	652	281	1.801	0	832	764	1.682	4.806
Generación neta	31.996	16.534	13.240	4.287	19.966	8.580	1.873	22.528	33.912	41.626
Consumos en bombeo	-481	-441	-79	-	-1.576	-	-851	-101	-1.107	-361
Saldo Intercambios (6)	6.488	-6.239	-2.820	1.298	7.817	-	3.272	-11.247	-19.883	5.010
Demanda (b.c.) 2014	38.003	9.854	10.341	5.585	26.206	8.580	4.294	11.179	12.923	46.275
Demanda (b.c.) 2013	38.303	9.943	10.439	5.674	26.129	8.624	4.370	11.251	13.083	46.752
% 14/13	-0,8	-0,9	-0,9	-1,6	0,3	-0,5	-1,8	-0,6	-1,2	-1,0

(Continúa en la página siguiente →)

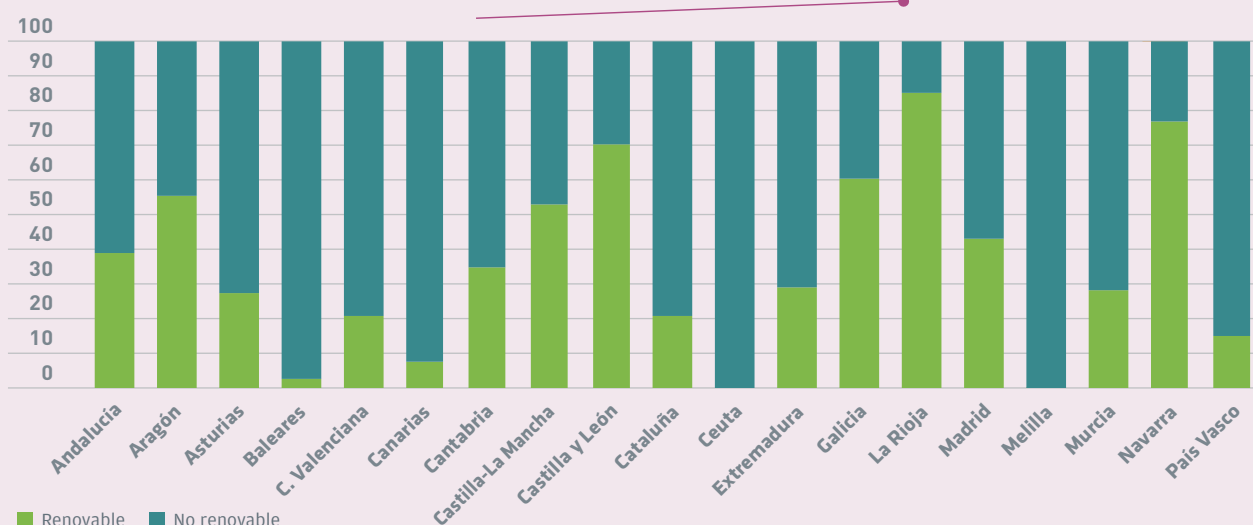
(Continuación →)

Balance de energía eléctrica (1)

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
Hidráulica	-	3.106	8.382	96	114	-	77	127	264	35.860
Nuclear	-	15.817	-	-	-	-	-	-	-	57.376
Carbón	-	-	10.069	-	-	-	-	-	-	46.480
Fuel / gas (2)	231	-	-	-	-	215	-	-	-	6.663
Ciclo combinado (3)	-	-	546	166	-	-	2.419	390	3.018	25.919
Consumos en generación (4)	-19	-649	-629	-5	-2	-14	-83	-22	-60	-7.317
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Resto hidráulica (5)	-	49	1.863	64	93	-	51	537	141	7.071
Eólica	-	-	8.314	948	-	-	511	2.425	344	51.026
Solar fotovoltaica	-	1.071	19	129	93	0	800	298	29	8.199
Solar térmica	-	1.899	-	-	-	-	41	-	-	4.959
Térmica renovable	-	215	575	7	270	-	54	306	169	4.729
Cogeneración y resto	-	14	2.147	57	736	9	1.494	710	2.273	25.887
Generación neta	212	21.522	31.287	1.463	1.304	210	5.363	4.772	6.177	266.853
Consumos en bombeo	-	-71	-262	-	-	-	-	-	-	-5.330
Saldo Intercambios (6)	-	-17.160	-11.575	187	27.541	-	3.205	-23	10.722	-3.406
Demanda (b.c.) 2014	212	4.292	19.451	1.650	28.845	210	8.568	4.748	16.899	258.117
Demanda (b.c.) 2013	202	4.567	19.720	1.663	30.359	210	8.391	4.750	16.649	261.077
% 14/13	5,1	-6,0	-1,4	-0,8	-5,0	0,1	2,1	0,0	1,5	-1,1

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal. (4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. (5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (6) Valor provisional. Incluye saldo de intercambios de energía entre comunidades e internacionales. Un valor positivo indica un saldo de intercambios importador y un valor negativo exportador.

Porcentaje de producción renovable y no renovable



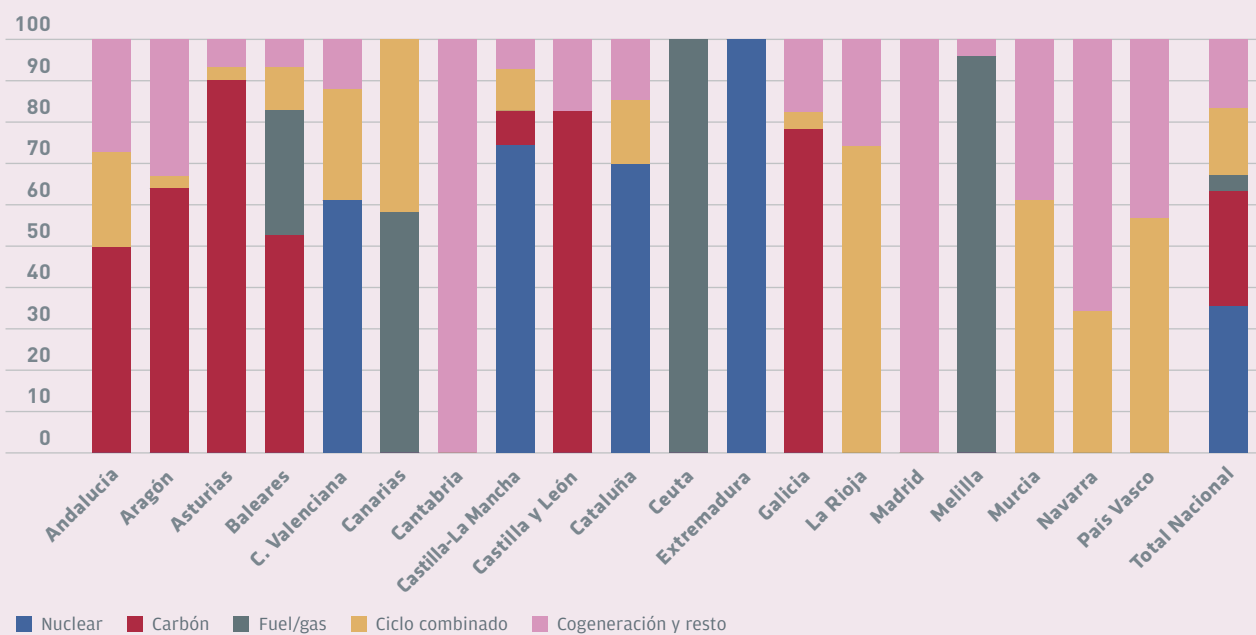
■ Renovable ■ No renovable

Renovables: hidráulica (1), hidroeléctrica, solar y térmica renovable. No renovables: nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado y cogeneración y resto.

(1) No incluye la generación de bombeo

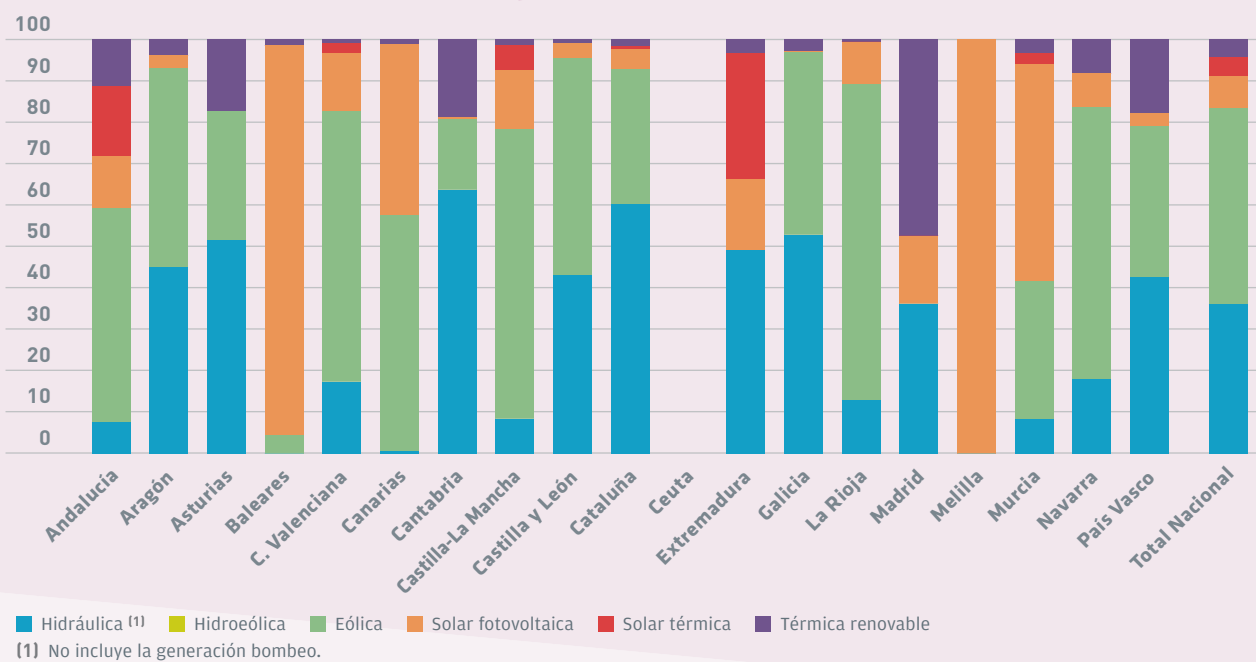
Estructura de la producción no renovable por tipo de central

%



Estructura de la producción renovable por tipo de central

%



Potencia instalada

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	MW
Hidráulica	1.051	1.310	748	-	1.279	1	389	781	4.253	2.104	
Nuclear	-	-	-	-	1.092	-	-	1.067	466	3.147	
Carbón	2.071	1.101	2.474	510	-	-	-	541	2.735	-	
Fuel / gas	-	-	-	877	-	1.729	-	-	-	520	
Ciclo combinado (1)	6.035	1.898	865	934	2.902	918	-	771	-	4.256	
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	
Resto hidráulica (2)	147	257	77	-	31	0,5	72	126	256	286	
Eólica	3.324	1.797	476	4	1.193	154	35	3.800	5.652	1.284	
Solar fotovoltaica	869	167	1	78	349	166	2	923	495	265	
Solar térmica	997	-	-	-	50	-	-	349	-	23	
Térmica renovable	291	87	87	2	26	3	13	58	45	75	
Cogeneración y resto	932	599	156	86	654	33	312	466	642	1.335	
Total 2014	15.719	7.217	4.885	2.490	7.577	3.016	822	8.884	14.543	13.293	
Total 2013	15.719	7.379	4.885	2.490	7.576	3.004	822	8.890	14.518	13.292	
% 14/13	0,0	-2,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	-0,1	0,2	0,0	

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
Hidráulica	-	2.292	3.269	30	66	-	24	77	120	17.792
Nuclear	-	2.094	-	-	-	-	-	-	-	7.866
Carbón	-	-	2.049	-	-	-	-	-	-	11.482
Fuel / gas	99	-	-	-	-	85	-	-	-	3.309
Ciclo combinado (1)	-	-	1.268	799	-	-	3.318	1.236	1.998	27.199
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
Resto hidráulica (2)	-	20	522	27	44	-	14	171	55	2.106
Eólica	-	-	3.362	448	-	-	263	1.016	194	23.002
Solar fotovoltaica	-	561	16	86	67	0,1	440	161	26	4.672
Solar térmica	-	849	-	-	-	-	31	-	-	2.300
Térmica renovable	-	37	95	4	43	-	21	47	83	1.018
Cogeneración y resto	-	19	574	46	328	2	338	175	500	7.196
Total 2014	99	5.873	11.154	1.440	547	87	4.450	2.884	2.975	107.954
Total 2013	99	5.853	11.153	1.440	542	87	4.433	2.884	2.993	108.057
% 14/13	0,0	0,3	0,0	0,0	1,1	0,0	0,4	0,0	-0,6	-0,1

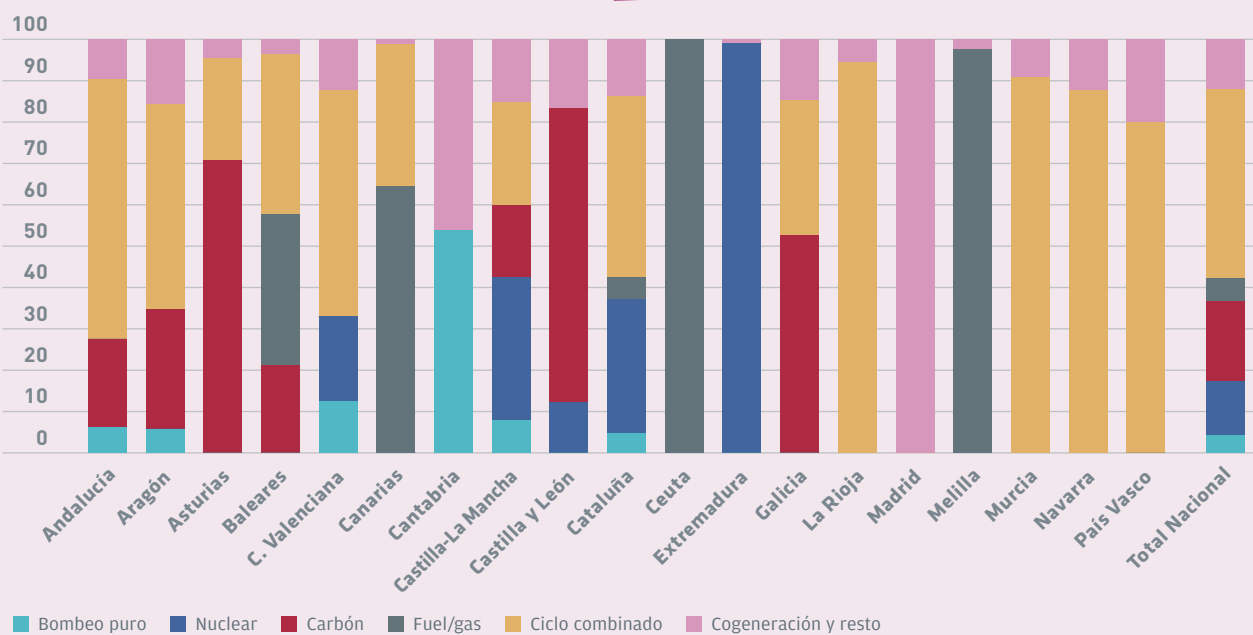
(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal.

(2) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

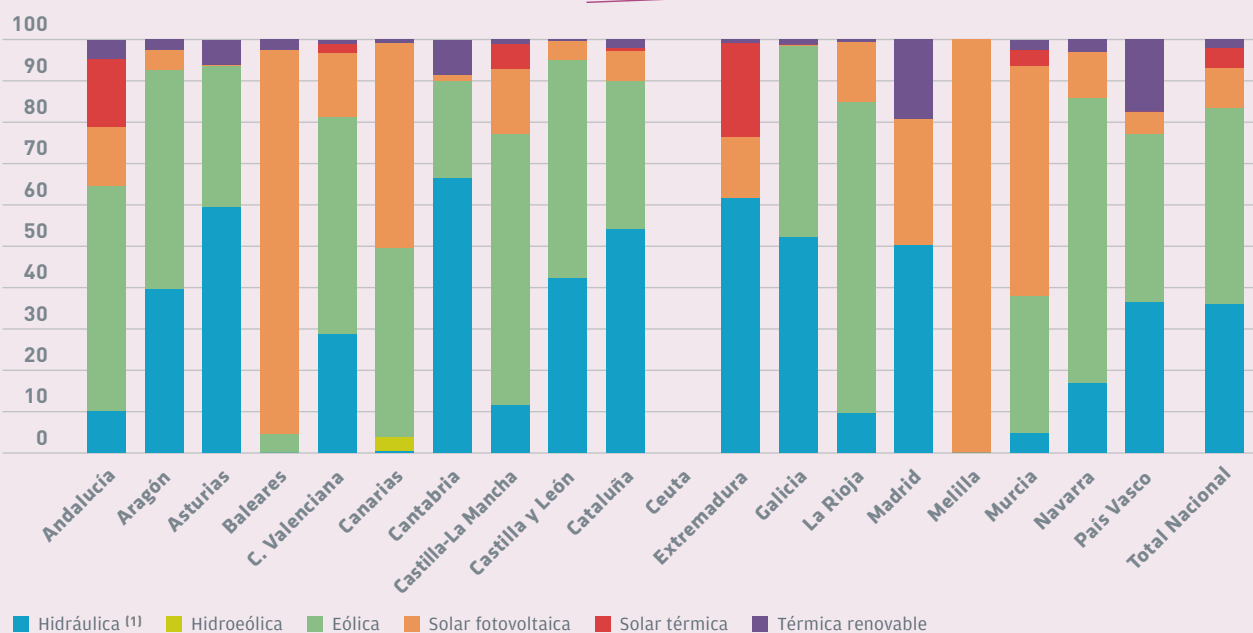
Estructura de la potencia instalada no renovable por tipo de central

%



Estructura de la potencia instalada renovable por tipo de central

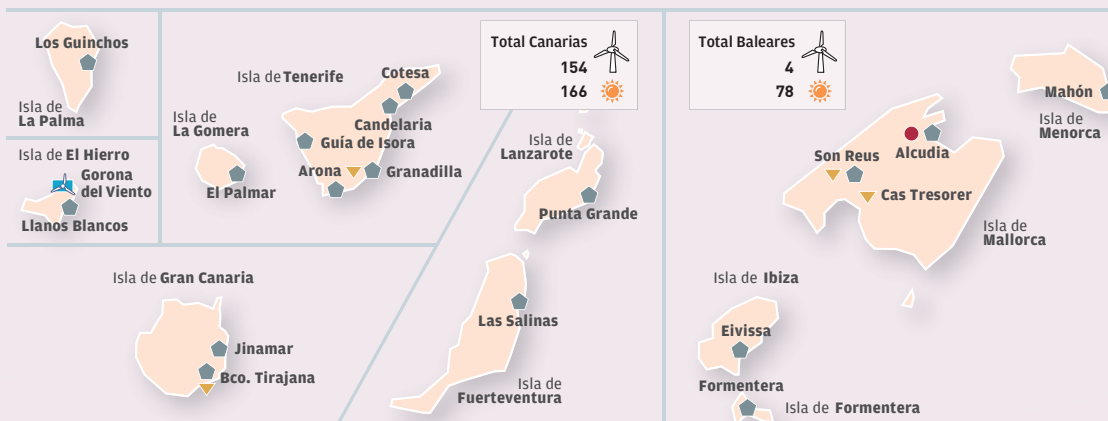
%



(1) Incluye hidráulica convencional, bombeo mixto y resto hidráulica.

Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC).

Situación de las principales centrales eléctricas



Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2013	2014	%14/13
Puentenuevo 3	Carbón	324	703	1.153	64,1
Litoral de Almería	Carbón	1.159	6.148	5.912	-3,8
Los Barrios	Carbón	589	2.924	3.005	2,8
San Roque 1	Ciclo combinado	397	1.858	2.022	8,8
San Roque 2	Ciclo combinado	402	223	375	68,2
Arcos 1	Ciclo combinado	396	0	1	-
Arcos 2	Ciclo combinado	379	15	7	-
Arcos 3	Ciclo combinado	844	102	76	-25,5
Palos 1	Ciclo combinado	394	335	133	-60,2
Palos 2	Ciclo combinado	396	440	396	-10,1
Palos 3	Ciclo combinado	398	723	69	-90,5
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	209	0	-100,0
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	207	0	-100,0
Colón 4	Ciclo combinado	398	165	181	9,4
Algeciras 3 CC	Ciclo combinado	831	0	32,4	-
Málaga 1 CC	Ciclo combinado	421	1.713	1.248	-27,2
Andalucía		8.107	15.766	14.609	-7,3
Escucha (1)	Carbón	0	0	0	-
Teruel	Carbón	1.101	3.777	5.002	32,4
Castelnou	Ciclo combinado	798	90	157	75,1
Escatrón 3	Ciclo combinado	818	3	32	974,8
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	282	8	43	458,5
Aragón		2.999	3.878	5.234	35,0
Aboño	Carbón	916	5.748	5.455	-5,1
Lada 4	Carbón	358	1.432	1.410	-1,6
Narcea	Carbón	596	899	916	2,0
Soto de la Ribera	Carbón	604	1.145	1.463	27,8
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	432	236	232	-1,7
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	434	81	79	-2,4
Asturias		3.340	9.541	9.555	0,1
Trillo I	Nuclear	1.067	8.003	8.320	4,0
Puertollano (2)	Carbón	221	30	0	-100,0
Aceca 3	Ciclo combinado	392	189	179	-5,4
Aceca 4	Ciclo combinado	379	954	908	-4,8
GICC-PL ELCOGAS	Carbón	320	899	1.035	15,1
Castilla-La Mancha		2.379	10.076	10.442	3,6
Garoña (3)	Nuclear	466	0	0	-
Anllares	Carbón	365	863	1.182	37,1
Compostilla	Carbón	1.200	2.560	4.537	77,3
Guardo	Carbón	516	1.105	1.250	13,1
La Robla	Carbón	655	1.689	1.675	-0,8
Castilla y León		3.202	6.216	8.645	39,1
Ascó I	Nuclear	1.033	9.055	7.394	-18,3
Ascó II	Nuclear	1.027	7.638	7.175	-6,1
Vandellós II	Nuclear	1.087	8.083	9.201	13,8
Foix	Fuel/gas	520	0	0	-
Besós 3	Ciclo combinado	419	162	272	68,4

(Continúa en la página siguiente →)

(Continuación →)

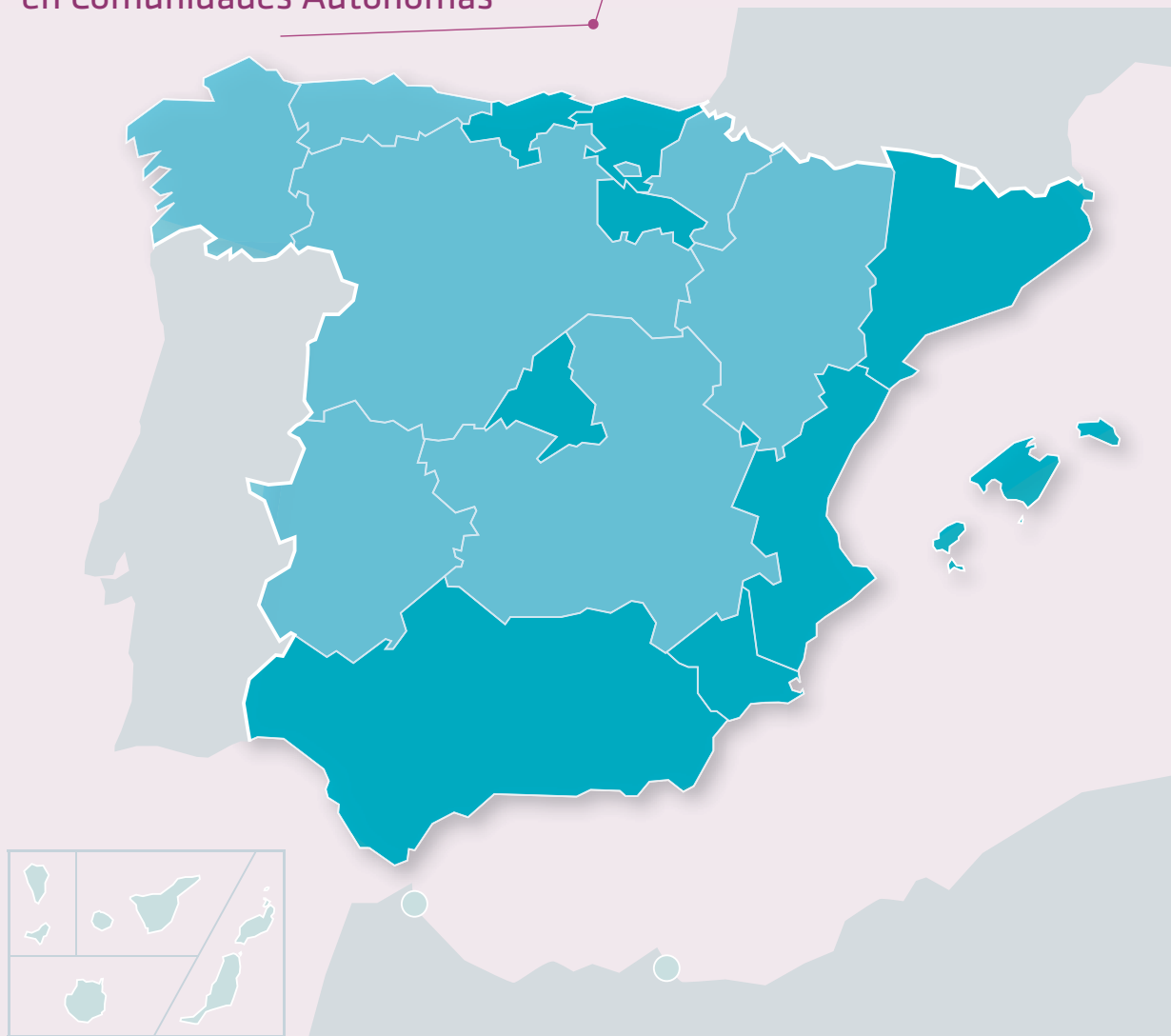
Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2013	2014	%14/13
Besós 4	Ciclo combinado	407	2.186	2.247	2,8
Besós 5	Ciclo combinado	873	702	668	-4,8
Tarragona	Ciclo combinado	395	0	0	-
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	138	31	-77,5
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	426	258	302	17,3
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421	426	16	-96,2
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	447	1.244	1.171	-5,8
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	445	760	507	-33,3
Cataluña		7.922	30.652	28.985	-5,4
Cofrentes	Nuclear	1.092	8.327	9.470	13,7
Castellón 3	Ciclo combinado	793	50	9	-82,6
Castellón 4	Ciclo combinado	854	479	344	-28,1
Sagunto 1	Ciclo combinado	417	1.547	894	-42,2
Sagunto 2	Ciclo combinado	420	946	1.388	46,6
Sagunto 3	Ciclo combinado	419	1.028	1.501	46,0
C. Valenciana		3.994	12.378	13.606	9,9
Almaraz I	Nuclear	1.049	8.001	7.518	-6,0
Almaraz II	Nuclear	1.044	7.720	8.299	7,5
Extremadura		2.094	15.721	15.817	0,6
Meirama	Carbón	580	2.529	2.443	-3,4
Puentes García Rodríguez	Carbón	1.469	7.356	7.626	3,7
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	870	258	336	30,0
Sabón 3	Ciclo combinado	397	950	211	-77,8
Galicia		3.317	11.093	10.615	-4,3
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402	228	17	-92,5
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	177	149	-15,9
La Rioja		799	406	166	-59,0
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	794	1.007	26,9
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	582	718	23,4
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	945	528	-44,2
El Fangal 1	Ciclo combinado	409	34	22	-36,4
El Fangal 2	Ciclo combinado	408	19	26	34,4
El Fangal 3	Ciclo combinado	402	40	118	193,0
Escombreras 6	Ciclo combinado	831	0	0	-
Murcia		3.318	2.415	2.419	0,2
Castejón 1	Ciclo combinado	429	243	192	-21,2
Castejón 2	Ciclo combinado	381	0	0	-
Castejón 3	Ciclo combinado	426	138	198	43,4
Navarra		1.236	381	390	2,2
Amorebieta	Ciclo combinado	795	169	176	4,1
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	3.032	2.835	-6,5
Santurce 4	Ciclo combinado	403	1	6	483,9
País Vasco		1.998	3.203	3.018	-5,8
Total		44.706	121.725	123.500	1,5

(1) Baja en mayo 2014. (2) Inactiva desde noviembre 2013. (3) Inactiva desde diciembre 2012.

Saldos de intercambios de energía
en Comunidades Autónomas

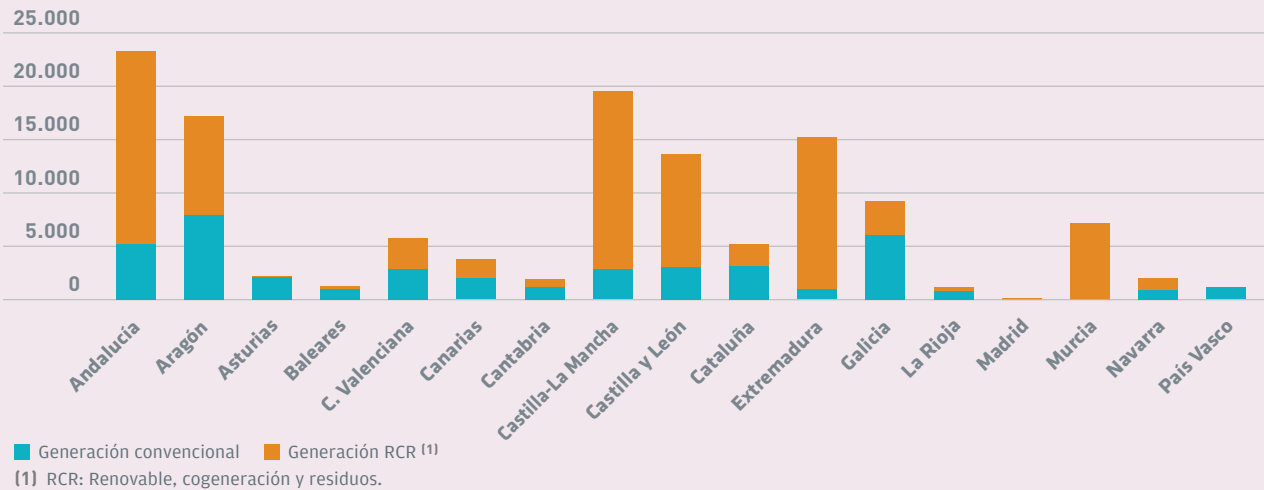
GWh



■ Saldo importador ■ Saldo exportador

Solicitudes de acceso de nueva generación a la red de transporte 2000-2015

MW



Acceso a la red de transporte de nueva generación convencional 2000-2015 (1)(2)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)
Andalucía	12	5.157	5.157
Aragón	12	7.884	7.884
Asturias	4	2.114	2.114
C. Valenciana	4	2.860	3.642
Cantabria	3	1.169	1.169
Castilla-La Mancha	6	2.787	2.787
Castilla y León	5	3.053	2.000
Cataluña	6	3.137	3.137
Extremadura	2	916	916
Galicia	14	6.013	4.513
La Rioja	1	785	785
Madrid	0	0	0
Murcia	0	0	0
Navarra	3	878	878
País Vasco	1	1.100	1.100
Total peninsular	73	37.853	36.083
Baleares	19	980	980
Canarias	18	1.954	1.645
Total no peninsular	37	2.934	2.626
Total nacional	110	40.788	38.708

(1) Datos a 30 de abril del 2015. Magnitudes vigentes que reflejan para cada uno de los apartados los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta nuevas solicitudes y actualizaciones. (2) De acuerdo a la nueva legislación vigente (Ley 24/2013 de 26 de diciembre), se modifica la clasificación de la generación contemplada en la Ley 54/1997 (generación de régimen ordinario y régimen especial) pasando a considerar como tipos de generación: generación convencional y generación renovable, cogeneración y residuos.

Acceso a la red de transporte de nueva generación renovable, cogeneración y residuos (RCR) 2000-2015 ⁽¹⁾⁽²⁾

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)
Andalucía	136	18.064	16.814
Aragón	97	9.226	8.696
Asturias	1	7	7
C. Valenciana	13	2.837	2.837
Cantabria	7	702	600
Castilla-La Mancha	72	16.743	12.025
Castilla y León	113	10.526	7.299
Cataluña	22	2.007	1.890
Extremadura	91	14.277	13.407
Galicia	55	3.152	3.152
La Rioja	10	374	374
Madrid	2	77	77
Murcia	26	7.104	5.452
Navarra	23	1.093	987
País Vasco	0	0	0
Total peninsular	668	86.190	73.618
Baleares	13	267	237
Canarias	88	1.793	1.049
Total no peninsular	101	2.060	1.287
Total nacional	769	88.249	74.904

(1) Datos a 30 de abril del 2015. Magnitudes vigentes que reflejan para cada uno de los apartados los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta nuevas solicitudes y actualizaciones. (2) De acuerdo a la nueva legislación vigente (Ley 24/2013 de 26 de diciembre), se modifica la clasificación de la generación contemplada en la Ley 54/1997 (generación de régimen ordinario y régimen especial) pasando a considerar como tipos de generación: generación convencional y generación renovable, cogeneración y residuos.

Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 2000-2015 ⁽¹⁾

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MWA)	Solicitudes gestionadas (MWA)
Andalucía	102	12.846	12.846
Aragón	36	5.465	5.465
Asturias	12	2.455	2.455
C. Valenciana	87	10.355	10.355
Cantabria	12	976	976
Castilla-La Mancha	37	4.260	4.260
Castilla y León	35	2.878	2.878
Cataluña	140	15.413	15.413
Extremadura	25	3.218	3.218
Galicia	42	4.283	4.203
La Rioja	6	505	505
Madrid	94	11.580	11.480
Murcia	12	2.595	2.595
Navarra	13	1.130	1.130
País Vasco	25	2.245	2.245
Total peninsular	678	80.204	80.024
Baleares	49	1.845	1.805
Canarias	48	1.940	1.796
Total no peninsular	97	3.784	3.600
Total nacional	775	83.988	83.624

(1) Datos a 30 de abril de 2015. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

	ENS (MWh)		TIM (minutos)	
	Red Eléctrica	Red de transporte	Red Eléctrica	Red de transporte
Andalucía	0,0	0,0	0,00	0,00
Aragón	1,0	1,0	0,05	0,05
Asturias	12,0	12,0	0,61	0,61
Baleares	12,8	12,8	1,21	1,21
C. Valenciana	2,9	2,9	0,06	0,06
Canarias	64,3	64,3	3,94	3,94
Cantabria	0,0	0,0	0,00	0,00
Castilla-La Mancha	96,2	96,2	4,52	4,52
Castilla y León	32,2	32,2	1,31	1,31
Cataluña	18,4	18,4	0,21	0,21
Extremadura	0,0	0,0	0,00	0,00
Galicia	2,6	2,6	0,07	0,07
La Rioja	0,0	0,0	0,00	0,00
Madrid	0,0	0,0	0,00	0,00
Murcia	0,2	0,2	0,01	0,01
Navarra	0,0	0,0	0,00	0,00
País Vasco	38,9	38,9	1,21	1,21

Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema

Datos correspondientes al año 2014.

Nota 1. Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.

Nota 2. Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas [CA]





Comparación internacional



- 126** PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2014/2013
- 127** DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
INCREMENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2014/2013
- 128** INCREMENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2014/2010
- 129** CONSUMO PER CÁPITA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
- 130** ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
- 131** POTENCIA NETA INSTALADA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
ESTRUCTURA DE LA POTENCIA NETA INSTALADA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E)
- 132** INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E Y LIMÍTROFES
- 133** MAPA DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E Y LIMÍTROFES
- 134** TARIFAS DE TRANSPORTE EN PAÍSES PERTENECIENTES A ENTSO-E

Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

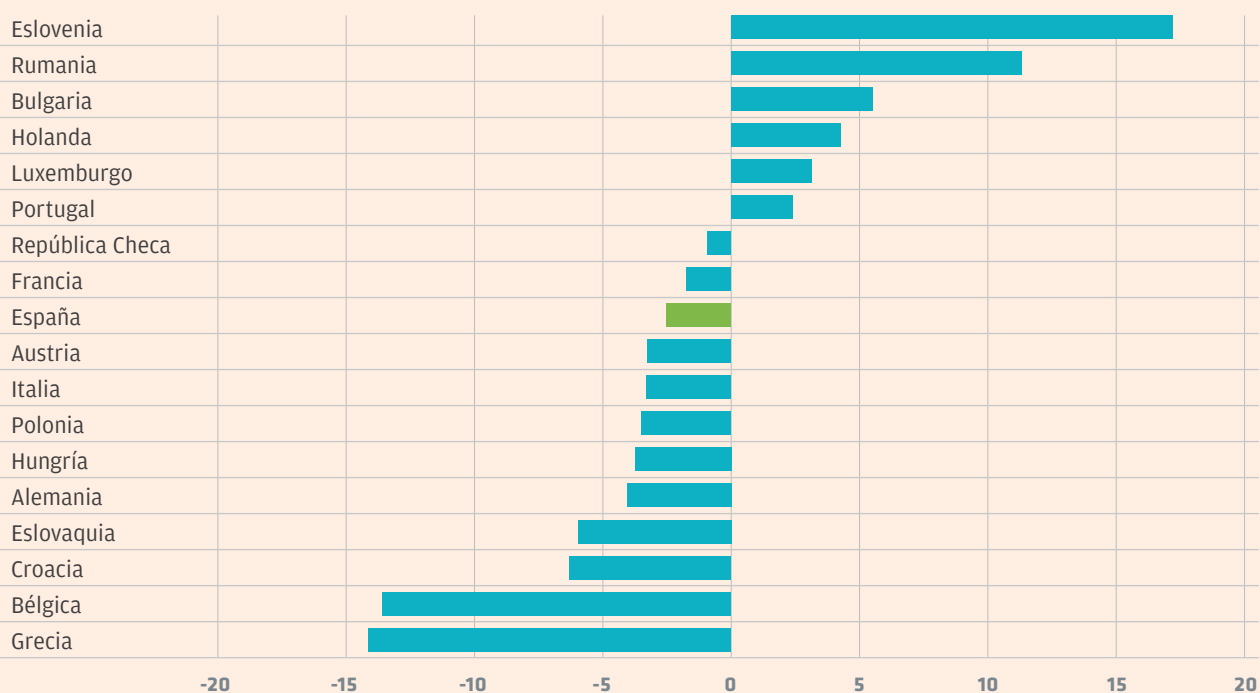
TWh

	2013	2014	% 14/13
Alemania	571,8	548,5	-4,1
Austria	67,7	65,5	-3,3
Bélgica	78,3	67,7	-13,6
Bulgaria	39,5	41,7	5,5
Croacia	12,8	12,0	-6,3
Eslovaquia	27,0	25,4	-6,0
Eslovenia	13,9	16,3	17,2
España	273,8	266,9	-2,5
Francia	550,8	541,2	-1,7
Grecia	47,5	40,8	-14,1
Holanda	92,3	96,2	4,3
Hungría	27,2	26,1	-3,8
Italia	276,0	266,9	-3,3
Luxemburgo	2,8	2,8	3,2
Polonia	150,9	145,6	-3,5
Portugal	47,8	49,0	2,4
República Checa	80,8	80,0	-0,9
Rumania	54,5	60,7	11,3
Total	2.415,3	2.353,2	-2,6

Fuente: ENTSO-E, España REE.

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2014/2013

%



Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

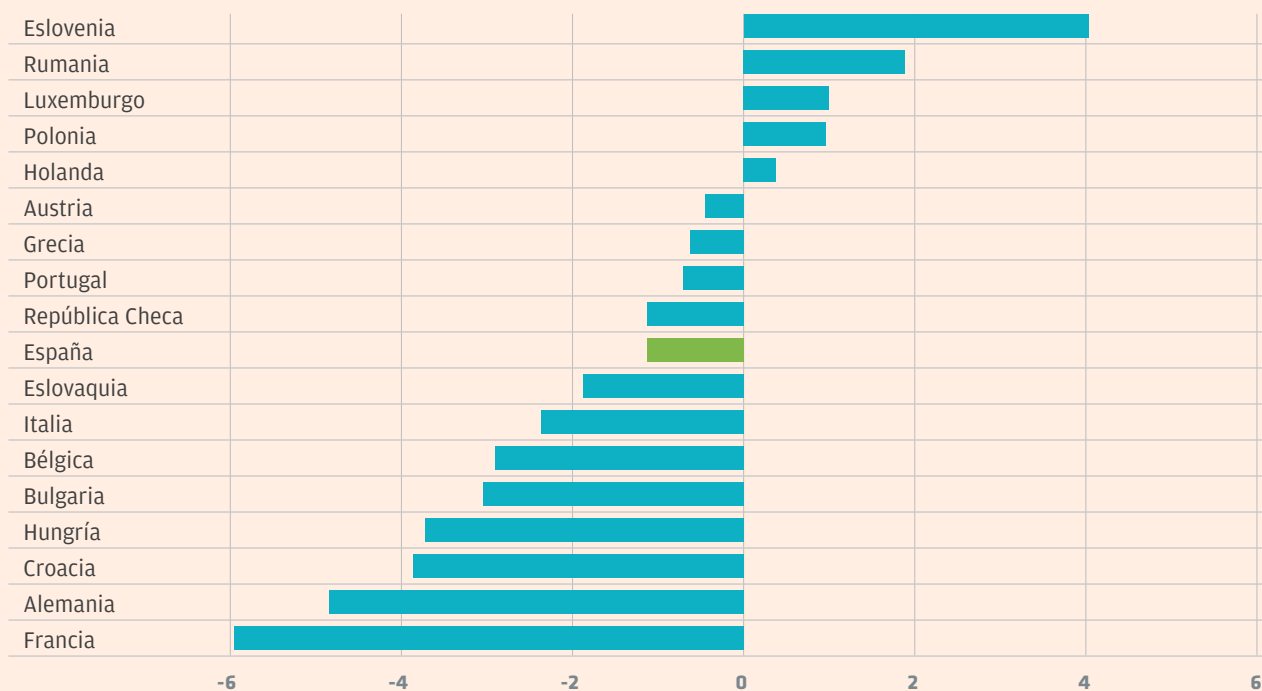
TWh

	2013	2014	% 14/13
Alemania	530,6	504,9	-4,8
Austria	69,6	69,3	-0,5
Bélgica	86,2	83,7	-2,9
Bulgaria	32,2	31,2	-3,0
Croacia	17,1	16,4	-3,9
Eslovaquia	26,6	26,1	-1,9
Eslovenia	12,7	13,2	4,0
España	261,1	258,1	-1,1
Francia	495,1	465,7	-6,0
Grecia	49,6	49,3	-0,6
Holanda	110,5	110,9	0,4
Hungría	39,0	37,6	-3,7
Italia	315,9	308,4	-2,4
Luxemburgo	6,2	6,3	1,0
Polonia	145,5	146,9	1,0
Portugal	49,1	48,8	-0,7
República Checa	62,7	62,0	-1,1
Rumania	52,3	53,3	1,9
Total	2.362,1	2.292,1	-3,0

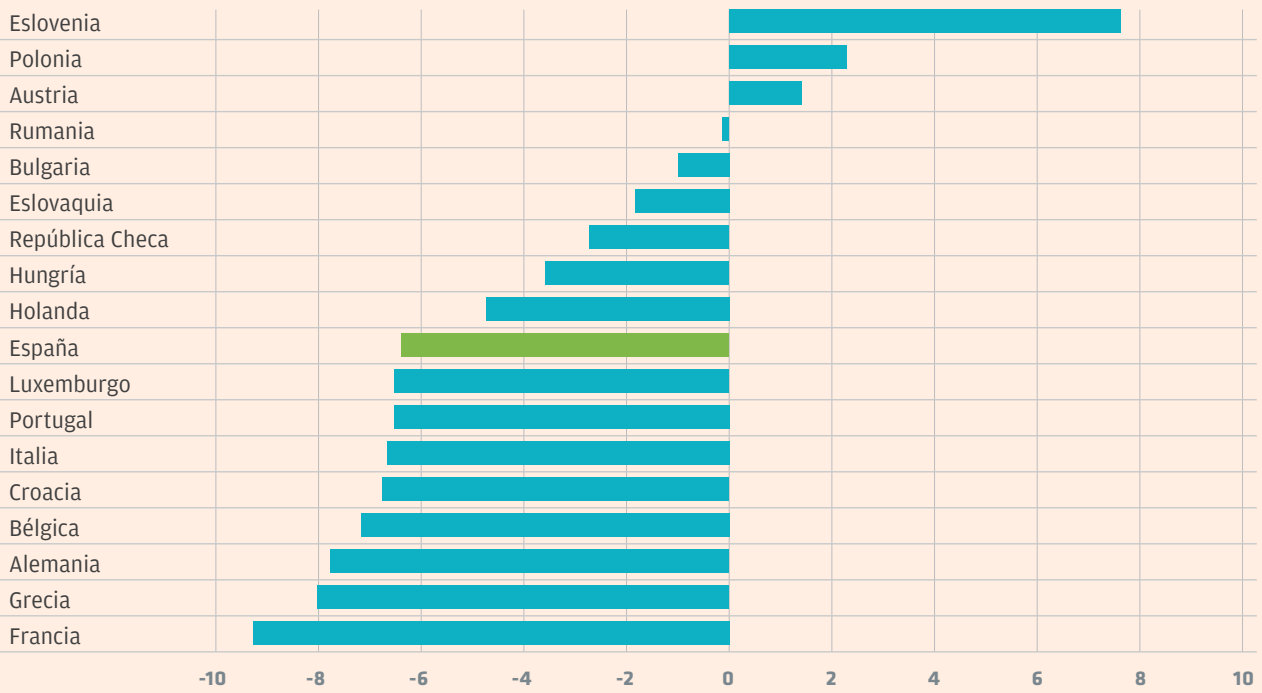
Fuente: ENTSO-E, España REE.

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2014/2013

%



Incremento de la demanda de energía eléctrica 2014/2010 %



Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

kWh/hab.

	2013	2014	% 14/13
Alemania	6.589	6.251	-5,1
Austria	8.236	8.146	-1,1
Bélgica	7.726	7.473	-3,3
Bulgaria	4.420	4.309	-2,5
Croacia	4.004	3.863	-3,5
Eslovaquia	4.925	4.827	-2,0
Eslovenia	6.154	6.395	3,9
España	5.587	5.549	-0,7
Francia	7.779	7.284	-6,4
Grecia	4.510	4.518	0,2
Holanda	6.587	6.592	0,1
Hungría	3.939	3.805	-3,4
Italia	5.293	5.074	-4,1
Luxemburgo	11.530	11.378	-1,3
Polonia	3.822	3.864	1,1
Portugal	4.686	4.680	-0,1
República Checa	5.963	5.898	-1,1
Rumania	2.613	2.672	2,3
Total	5.810	5.621	-3,3

Consumo per cápita = Consumo total / nº hab. Datos de población: Eurostat; datos de consumo: ENTSO-E, España REE.

Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

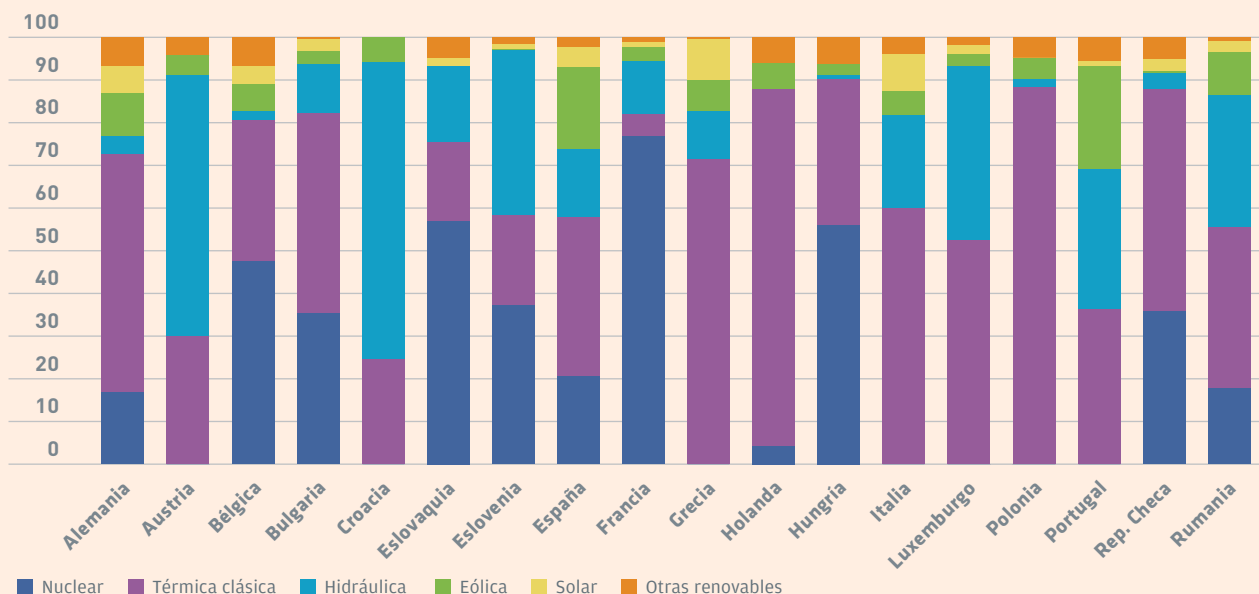
TWh

	Nuclear	Térmica clásica	Hidráulica	Eólica	Solar	Otras renovables	Total
Alemania	91,8	306,0	23,9	55,2	34,8	36,9	548,5
Austria	0,0	19,5	40,2	3,0	0,0	2,8	65,5
Bélgica	32,1	22,4	1,4	4,4	2,8	4,5	67,7
Bulgaria	14,7	19,6	4,7	1,3	1,2	0,1	41,7
Croacia	0,0	2,9	8,3	0,7	0,0	0,0	12,0
Eslovaquia	14,5	4,7	4,5	0,0	0,5	1,2	25,4
Eslovenia	6,1	3,4	6,3	0,0	0,2	0,2	16,3
España	54,8	99,9	42,4	51,0	13,1	5,7	266,9
Francia	415,9	27,4	68,4	17,0	6,0	6,6	541,2
Grecia	0,0	29,1	4,6	3,0	3,9	0,2	40,8
Holanda	4,1	80,4	0,1	5,8	0,1	5,8	96,2
Hungría	14,6	8,9	0,3	0,6	0,0	1,7	26,1
Italia	0,0	160,0	58,0	15,1	23,3	10,5	266,9
Luxemburgo	0,0	1,5	1,2	0,1	0,1	0,1	2,8
Polonia	0,0	128,6	2,7	7,3	0,0	7,0	145,6
Portugal	0,0	17,7	16,2	11,8	0,6	2,7	49,0
República Checa	28,6	41,7	3,0	0,5	2,1	4,2	80,0
Rumania	10,7	23,0	18,6	6,1	1,6	0,5	60,7
Total	687,9	996,7	304,8	182,9	90,2	90,7	2.353,2

Fuente: ENTSO-E, España REE.

Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

%



■ Nuclear ■ Térmica clásica ■ Hidráulica ■ Eólica ■ Solar ■ Otras renovables
Fuente: ENTSO-E, España REE.

Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

TWh

	Hidráulica y otras	Nuclear	Térmica clásica	Producción total neta	Consumos en bombeo	Saldo intercambios	Demanda
Alemania	150,7	91,8	306,0	548,5	8,0	-35,7	504,9
Austria	46,0	0,0	19,5	65,5	5,5	9,3	69,3
Bélgica	13,2	32,1	22,4	67,7	1,6	17,6	83,7
Bulgaria	7,4	14,7	19,6	41,7	0,8	-9,6	31,2
Croacia	9,0	0,0	2,9	12,0	0,2	4,6	16,4
Eslovaquia	6,2	14,5	4,7	25,4	0,3	1,1	26,1
Eslovenia	6,8	6,1	3,4	16,3	0,4	-2,7	13,2
España	112,2	54,8	99,9	266,9	5,3	-3,4	258,1
Francia	97,9	415,9	27,4	541,2	7,9	-67,6	465,7
Grecia	11,6	0,0	29,1	40,8	0,2	8,6	49,3
Holanda	11,7	4,1	80,4	96,2	0,0	14,7	110,9
Hungría	2,6	14,6	8,9	26,1	0,0	11,5	37,6
Italia	106,9	0,0	160,0	266,9	2,3	43,7	308,4
Luxemburgo	1,4	0,0	1,5	2,8	1,5	4,9	6,3
Polonia	17,0	0,0	128,6	145,6	0,8	2,2	146,9
Portugal	31,2	0,0	17,7	49,0	1,1	0,9	48,8
República Checa	9,8	28,6	41,7	80,0	1,4	-16,7	62,0
Rumanía	26,9	10,7	23,0	60,7	0,3	-7,1	53,3

Fuente: ENTSO-E, España REE.

Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

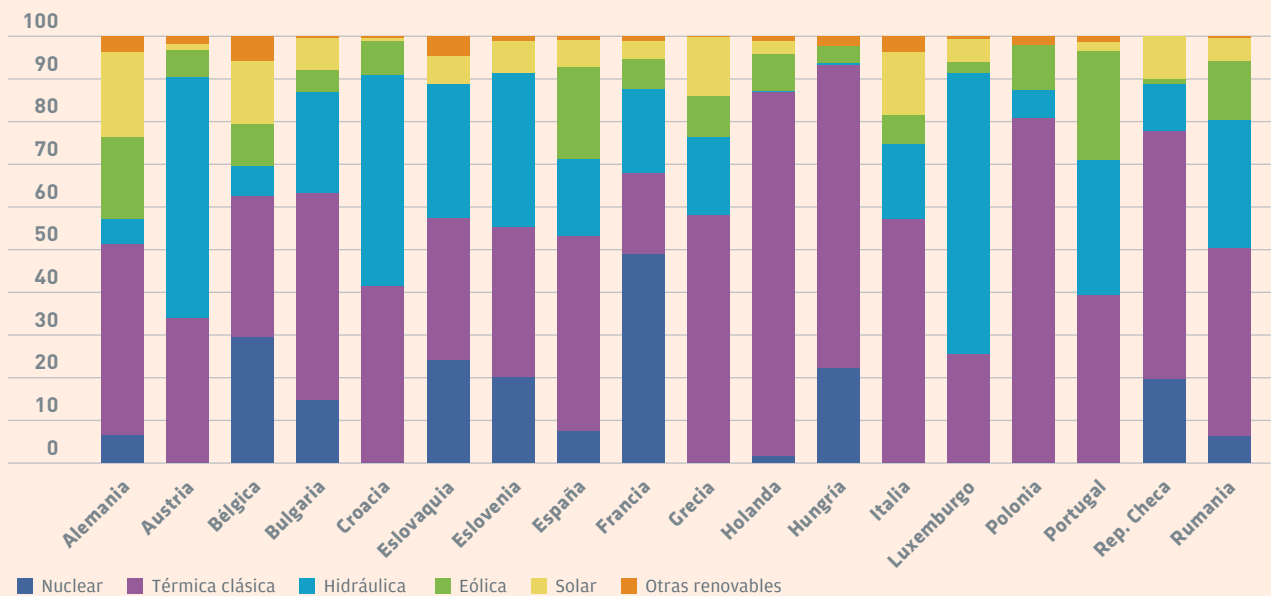
GW

	Nuclear	Térmica clásica	Hidráulica	Eólica	Solar	Otras renovables	Total
Alemania	12,1	85,3	10,7	36,6	38,0	6,9	189,5
Austria	0,0	8,1	13,4	1,6	0,3	0,4	23,8
Bélgica	5,9	6,6	1,4	1,9	3,0	1,2	20,1
Bulgaria	2,0	6,6	3,2	0,7	1,0	0,1	13,6
Croacia	0,0	1,8	2,1	0,3	0,0	0,0	4,3
Eslovaquia	1,9	2,7	2,5	0,0	0,5	0,4	8,1
Eslovenia	0,7	1,2	1,2	0,0	0,3	0,0	3,5
España	7,9	48,5	19,4	22,8	6,9	0,8	106,3
Francia	63,1	24,4	25,4	9,1	5,3	1,6	128,9
Grecia	0,0	10,2	3,2	1,7	2,4	0,0	17,5
Holanda	0,5	28,4	0,0	2,9	1,0	0,4	33,2
Hungría	1,9	6,1	0,1	0,3	0,0	0,2	8,6
Italia	0,0	71,3	22,0	8,5	18,6	4,5	125,0
Luxemburgo	0,0	0,5	1,3	0,1	0,1	0,0	2,0
Polonia	0,0	29,1	2,4	3,8	0,0	0,8	36,0
Portugal	0,0	7,0	5,7	4,5	0,4	0,2	17,9
República Checa	4,0	12,1	2,3	0,3	2,1	0,0	20,7
Rumania	1,3	9,4	6,3	2,9	1,2	0,1	21,1
Total	101,3	359,2	122,7	97,9	81,2	17,8	780,1

Fuente: ENTSO-E, España REE.

Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

%



Fuente: ENTSO-E, España REE.

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes ⁽¹⁾

GWh

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	3.407	414	2.993
Alemania (DE)	38.894	74.588	-35.694
Austria (AT)	28.044	18.791	9.253
Bélgica (BE)	21.698	4.190	17.508
Bielorrusia (BY)	535	3.356	-2.821
Bosnia-Herzegovina (BA)	3.163	5.998	-2.835
Bulgaria (BG)	4.323	13.746	-9.423
Croacia (HR)	10.905	6.228	4.677
Dinamarca (DK)	12.785	9.801	2.984
Eslovaquia (SK)	12.964	11.861	1.103
Eslovenia (SI)	7.249	9.962	-2.713
España (ES)	12.308	15.481	-3.173
Estonia (EE)	3.712	6.530	-2.818
Finlandia (FI)	21.966	3.858	18.108
Francia (FR)	7.799	73.575	-65.776
FYROM (MK)	5.598	2.637	2.961
Gran Bretaña (GB)	23.169	3.704	19.465
Grecia (GR)	9.537	684	8.853
Holanda (NL)	32.853	17.899	14.954
Hungría (HU)	10.905	5.695	5.210
Irlanda (IE)	2.813	672	2.141
Irlanda del Norte (NI)	1.613	314	1.299
Italia (IT)	46.756	3.008	43.748
Letonia (LV)	5.338	3.023	2.315
Lituania (LT)	8.520	897	7.623
Luxemburgo (LU)	6.971	2.052	4.919
Marruecos (MA)	5.839	2	5.837
Moldavia (MD)	0	0	0
Montenegro (ME)	4.027	3.640	387
Noruega (NO)	6.148	20.879	-14.731
Polonia (PL)	13.509	11.341	2.168
Portugal (PT)	7.247	6.343	904
República Checa (CZ)	11.832	28.138	-16.306
Rumania (RO)	1.363	8.493	-7.130
Rusia (RU)	2.801	6.986	-4.185
Serbia (RS)	7.330	5.049	2.281
Suecia (SE)	16.148	32.513	-16.365
Suiza (CH)	28.116	32.439	-4.323
Turquía (TR)	5.300	1.977	3.323
Ucrania (UA)	2.589	685	1.904

(1) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.

Fuente: ENTSO-E, España REE.

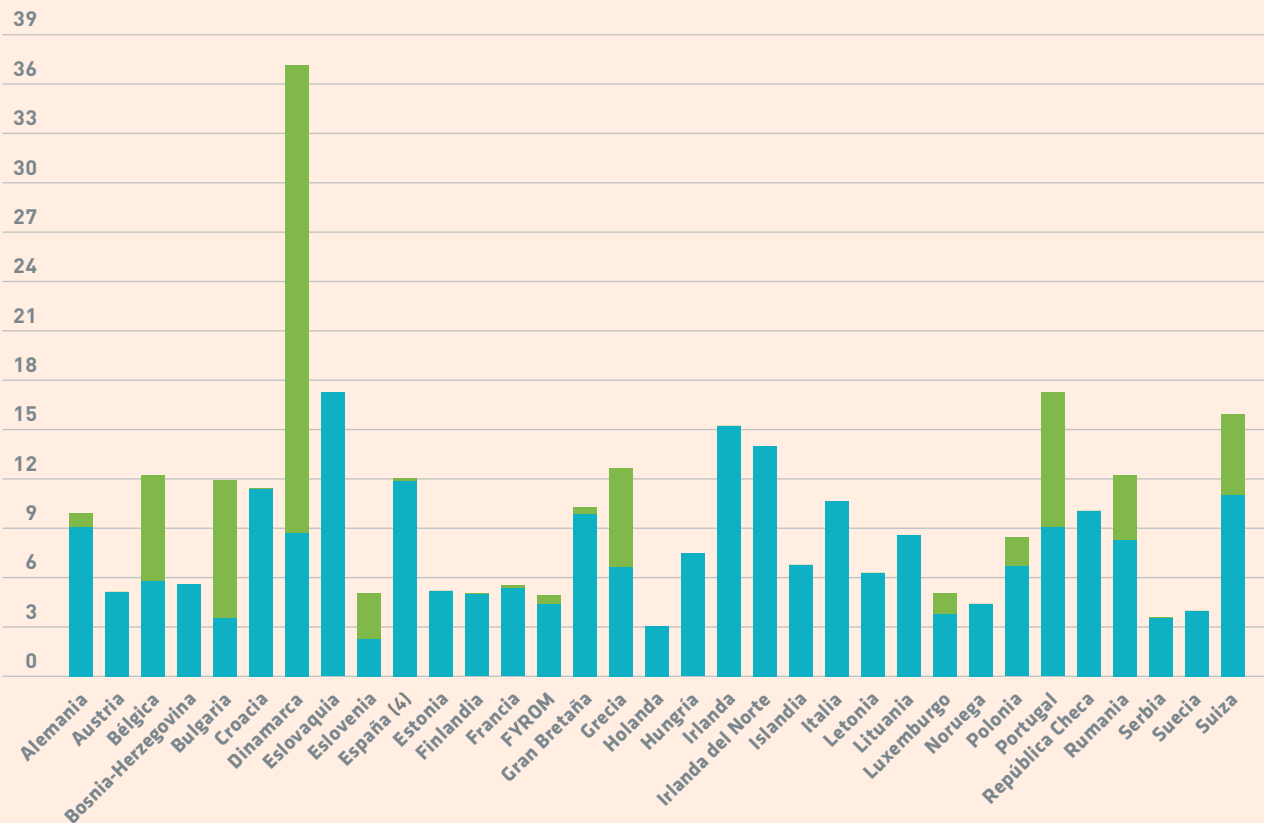
Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes ⁽¹⁾

GWh



(1) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.
Fuente: ENTSO-E, España REE.

Tarifas de transporte en países pertenecientes a ENTSO-E ⁽¹⁾ €/MWh



■ Tarifa de transporte (2) ■ Otros costes (3)

(1) Tarifas aplicadas a consumidor conectado en la red de transporte de 400-380 kV, con demanda máxima de potencia de 40 MW y 5.000 horas de utilización. (2) Costes relacionados con las actividades propias del TSO: infraestructura (costes de capital y costes operativos), pérdidas y servicios del sistema. (3) Otros costes no relacionados directamente con los costes del TSO (por ejemplo fomento de renovables). (4) Para el caso de España el dato se corresponde con una tarifa de transporte ficticia calculada únicamente a efectos comparativos que incluye la tarifa de acceso 6.4 así como el resto de costes contemplados en el estudio (pérdidas y servicios del sistema) que no están incluidos en dicha tarifa de acceso.

Fuente: ENTSO-E. *Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014.*





Acción coordinada de balance (también denominado *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).

Capacidad de intercambio comercial

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

Capacidad térmica de la línea

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

Ciclo combinado

Tecnología de generación de energía eléctrica en la que coexisten dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua, y otro, cuyo fluido de trabajo es un gas. En una central eléctrica el ciclo de

gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El calor generado en la combustión de la turbina de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

Cogeneración

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

Comercializadores

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

Congestión

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

Consumidores

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

Consumos en bombeo

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

Consumos en generación

Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

Contratos bilaterales

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

Control de tensión

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

Control del factor de potencia

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

Demanda b.c. (barras de central)

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

Demanda en mercado libre

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

Demanda en mercado de suministro de referencia

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

Desvíos medidos

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

Desvíos medidos a bajar

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

Desvíos medidos a subir

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

Desvíos de regulación

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

Distribuidores

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

Energías renovables

Son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen biogás, biomasa, eólica, hidroeólica, hidráulica, hidráulica marina, solar, y residuos.

Energías no renovables

Aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Excedente/déficit de desvíos

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

Generación con bombeo en ciclo cerrado

Producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

Generación neta

Producción de energía en b.a. (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

Gestión de desvíos

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

Índice de producible hidráulico

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

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. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

Intercambios de apoyo

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

Intercambios internacionales físicos

Comprende todos los movimientos de energía

que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un 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.

Market splitting o separación de mercados

Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico intradiario de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad. Este mecanismo fue utilizado también en el horizonte diario en la interconexión con Portugal hasta el 13 de mayo de 2014.

Mercados de balance

Son aquellos mercados de servicios de ajuste del sistema destinados al equilibrio entre generación y demanda (servicios de gestión de desvíos y energías de regulación terciaria y secundaria).

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.

Pago por capacidad

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

Potencia instantánea

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

Potencia instalada

Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta

Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

Producción b.a. (bornes de alternador)

Producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.

Producción b.c. (barras de central)

Energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

Producción neta

Producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

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.

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 congestión

Ingresos para el sistema eléctrico derivados de la gestión de la capacidad de interconexión.

Reserva de potencia adicional a subir

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

Reservas hidroeléctricas

Las reservas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se

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

Restricciones técnicas de la red de distribución

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

Restricciones técnicas de la red de transporte

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

Servicios complementarios

Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: reserva de potencia adicional a subir, regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.

Servicios de ajuste del sistema

Son aquellos servicios gestionados por el Operador del Sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste la solución de restricciones por garantía de suministro y la solución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Servicios transfronterizos de balance

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

Solar fotovoltaica

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

Solar térmica

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

Solución de Restricciones 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 por garantía de suministro

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

Solución de Restricciones técnicas PDBF

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

Subasta de capacidad

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

Suministro de referencia

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

Tasa de disponibilidad de la red de transporte

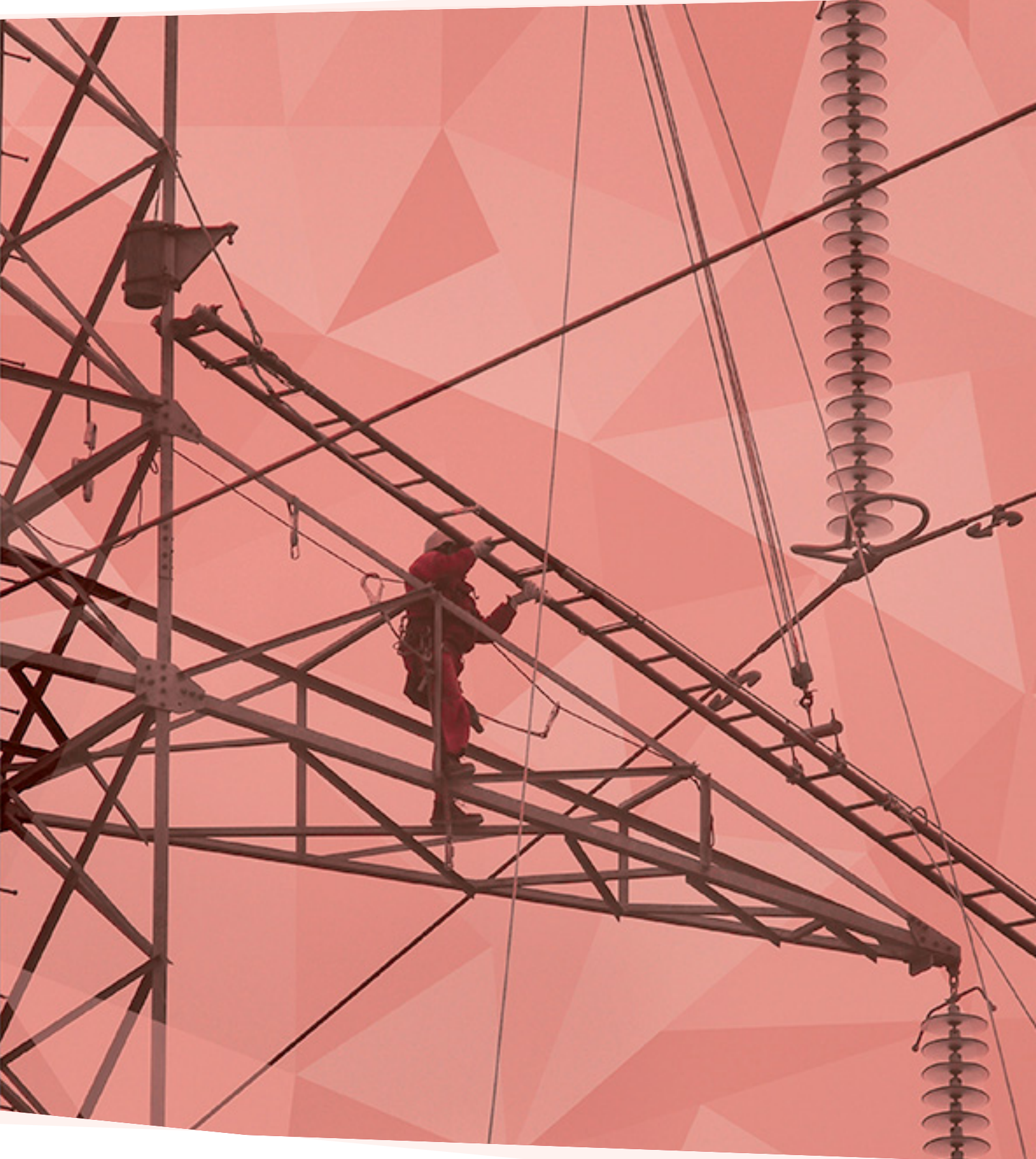
Indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte (línea, transformador, elemento de control de potencia activa y reactiva) ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos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

TIM (Tiempo de interrupción medio)

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

Unidad de gestión hidráulica (UGH)

Cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.



Información elaborada con datos a 5 de abril de 2015

Edita:

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

Coordinación de la edición:

Departamento de Comunicación e
Imagen Corporativa de RED ELÉCTRICA

Coordinación técnica:

Departamento de Estadística e
Información de RED ELÉCTRICA

Diseño y maquetación:

Juan Carlos Rubio
juancarlosdgrafico@yahoo.es

Otros datos de la edición:

Fecha de edición: junio 2015
Impresión: EPES Industrias Gráficas, S.L.

Depósito legal: M-20024-2015



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 Amplitude y PF BeauSans Pro.



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

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

