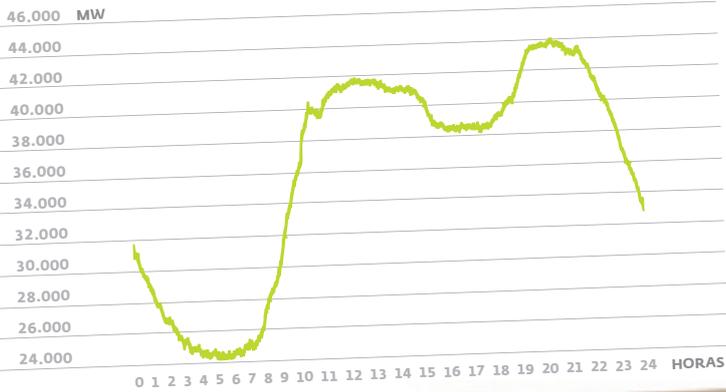


# 2011

El sistema  
eléctrico  
español



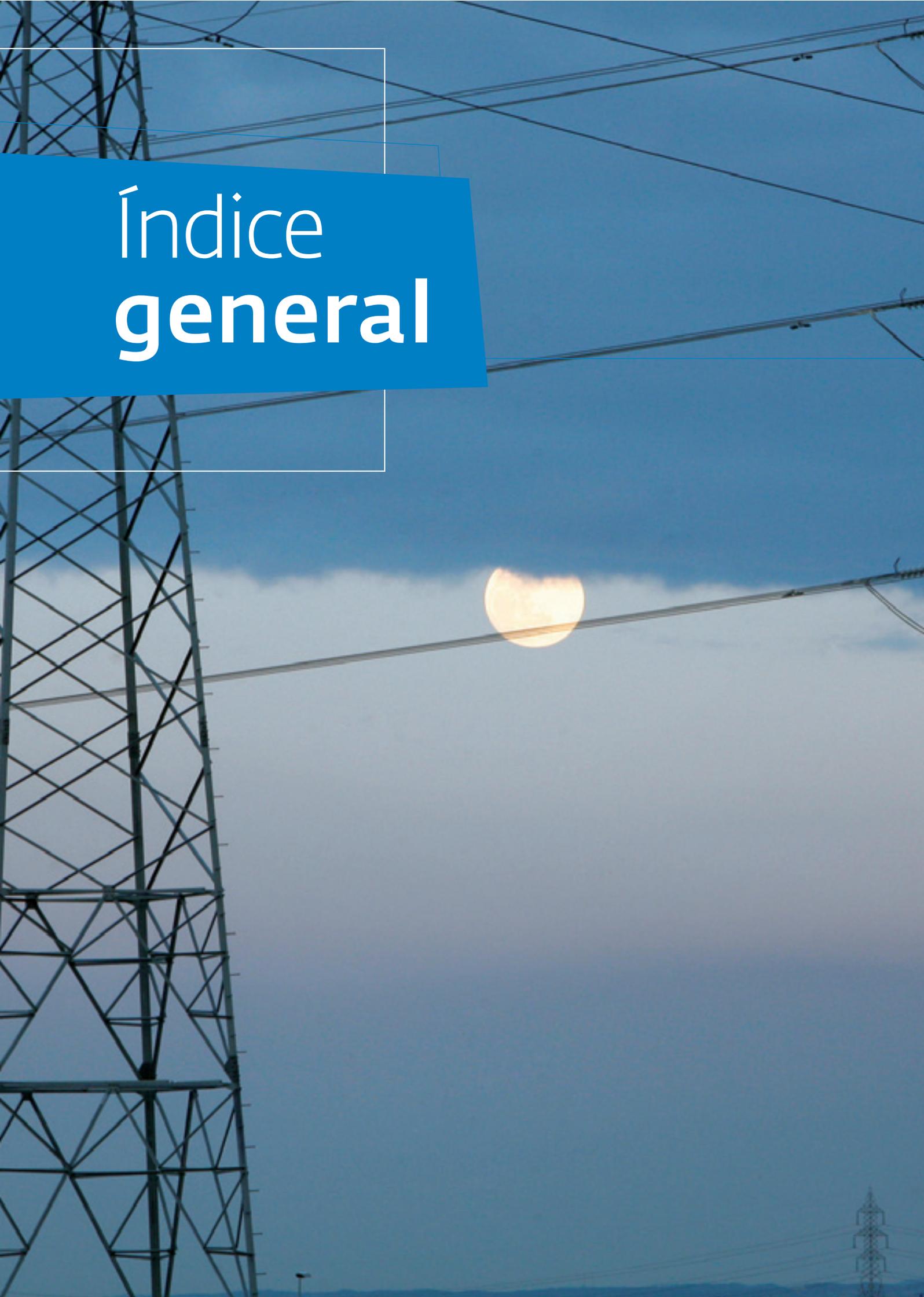
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA



# El sistema **eléctrico** español



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

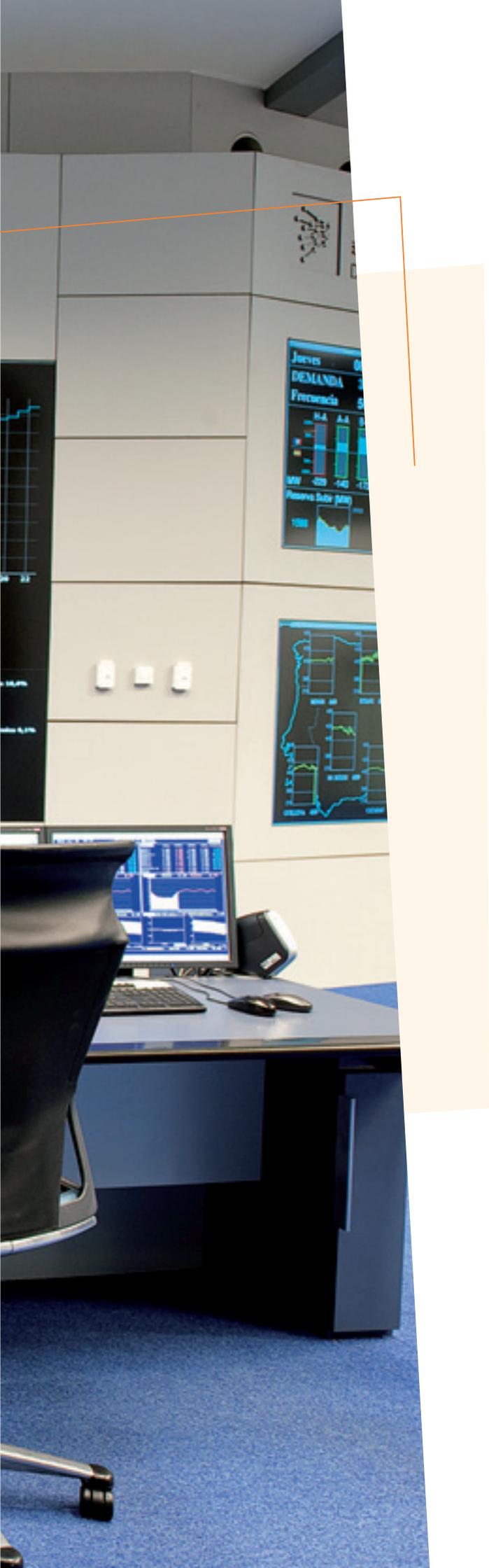
The background of the cover is a photograph of a clear blue sky at dusk or dawn. A large, bright, golden-yellow full moon is positioned in the center-right of the frame, partially obscured by a horizontal power line. To the left, a tall, lattice-structured metal tower of a power line extends from the bottom left towards the top left. Several other power lines stretch across the sky from left to right. In the bottom right corner, another smaller power tower is visible in the distance. A blue banner with white text is overlaid on the top left portion of the image.

# Índice general

- 
- 4** — El sistema eléctrico español en el 2011
  - 22** — Sistema peninsular
    - 22** — 01. Demanda de energía eléctrica
    - 28** — 02. Cobertura de la demanda
    - 34** — 03. Régimen ordinario
    - 50** — 04. Régimen especial
    - 54** — 05. Operación del sistema
    - 72** — 06. Red de transporte
    - 80** — 07. Calidad de servicio
    - 86** — 08. Intercambios internacionales
  - 100** — Sistemas extrapeninsulares
  - 108** — El sistema eléctrico por comunidades autónomas
  - 124** — Comparación internacional
  - 136** — Glosario

# El Sistema eléctrico español en 2011





El aspecto más significativo del comportamiento del sistema eléctrico español en el 2011 ha sido el descenso de la demanda de energía eléctrica hasta situarse en un nivel comparable al del 2006. Este descenso se debió a la confluencia de dos factores. Por un lado, la progresiva reducción de la actividad económica española, y por otro, las suaves temperaturas que han caracterizado el conjunto del año 2011.

En concreto, la demanda anual de energía eléctrica nacional registró una caída anual respecto al 2010 del 2,1%. Este descenso es ligeramente mayor que el 1,7% observado por 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).

Por el lado de la generación, lo más destacado ha sido el notable ascenso de la generación con carbón, mientras que los ciclos combinados registraron un significativo descenso de producción absorbiendo en gran medida la caída de la demanda. Por su parte, las energías renovables condicionadas por la escasa hidraulicidad y menor eolicidad en cómputo anual, generaron menor cantidad de energía eléctrica que el año anterior.

En el ámbito regulatorio, siguiendo la línea de los últimos años, en el 2011 se aprobaron numerosas disposiciones relevantes para el sector eléctrico.

## Marco regulatorio

La disposición de mayor rango legal aprobada en 2011 fue la *Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible*, en la que se establecen diversas medidas relativas al sector eléctrico coherentes con la apuesta de España por un modelo energético sostenible, se traspone a la regulación nacional el cumplimiento de los objetivos 20-20-20 en el año 2020, establecidos en la Directiva 2009/28/CE, y se fomentan las actividades de I+D+i y proyectos energéticos tales como el desarrollo de redes inteligentes, la gestión activa de la demanda, el secuestro de carbono y el desarrollo del vehículo eléctrico e híbrido.

Asimismo, en la Ley de Economía Sostenible se regulan importantes reformas en el funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE), entre las que sobresalen la reducción de miembros del Consejo, la obligación de rendir cuentas al Parlamento, la introducción de medidas destinadas a dotarle de mayor transparencia y autonomía, así como la modificación de la función 14, relativa a la adquisición de participaciones por sociedades y de la función 15, en la que se establece la emisión por parte de la CNE de un informe determinante en las operaciones de concentración de empresas.

Durante el año 2011 se han publicado además numerosas disposiciones de regulación del sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- *Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de*

*cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética*, que establece la regulación de los gestores de cargas del sistema como sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos, creándose para el ejercicio de esta actividad un nuevo peaje de acceso supervalle para suministros entre 10 y 15 kW, y modificándose asimismo la TUR para incluir esta discriminación horaria supervalle.

- *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica*. Esta disposición fija un peaje uniforme de 0,5€/MWh, con carácter transitorio hasta que se desarrolle una metodología específica de asignación, aplicable desde el 1 de enero de 2011 a cada instalación de generación, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que será recaudado por las empresas transportistas y distribuidoras para su puesta a disposición del procedimiento de liquidación de ingresos y costes regulados del sector.
- *Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico*, en el que se establece el marco reglamentario para la gestión técnica y económica del nuevo enlace entre la península y la isla de Mallorca, así como para la liquidación de la energía que circule a través del mismo.

- *Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público*, cuya principal medida para el sector eléctrico fue la reducción de los importes de la financiación del extracoste de los sistemas insulares y extrapeninsulares cargados a los Presupuestos Generales del Estado de los años 2011 y 2012, que se fijan en un 17% del sobrecoste del año 2011, frente al 51% previamente vigente, y en un montante máximo de 256,4 M€ para el año 2012, que sustituye al porcentaje del 75% del sobrecoste para este año establecido anteriormente.

## Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica peninsular registró un descenso respecto al año anterior del 2,2%, situándose al finalizar el 2011 en 254.786 GWh. Este descenso respecto al año anterior se debe a la confluencia de dos factores claramente negativos: la temperatura y el decaimiento de la actividad económica.

### Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%)

	PIB	$\Delta$ Demanda por actividad económica	$\Delta$ Demanda
2007	3,6	4,2	2,9
2008	0,9	0,7	1,1
2009	-3,7	-4,7	-4,7
2010	-0,1	2,7	3,1
2011	0,7	-1,3	-2,2

### Componentes de la variación de la demanda peninsular en b.c. (%)

	%10/09	%11/10
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>3,1</b>	<b>-2,2</b>
<b>Componentes (1)</b>		
Efecto temperatura (2)	0,2	-1,0
Efecto laboralidad	0,2	0,1
Efecto actividad económica y otros	2,7	-1,3

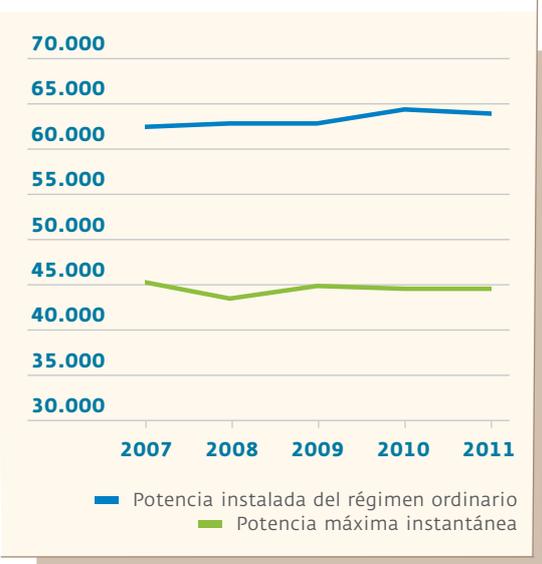
(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.

(2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

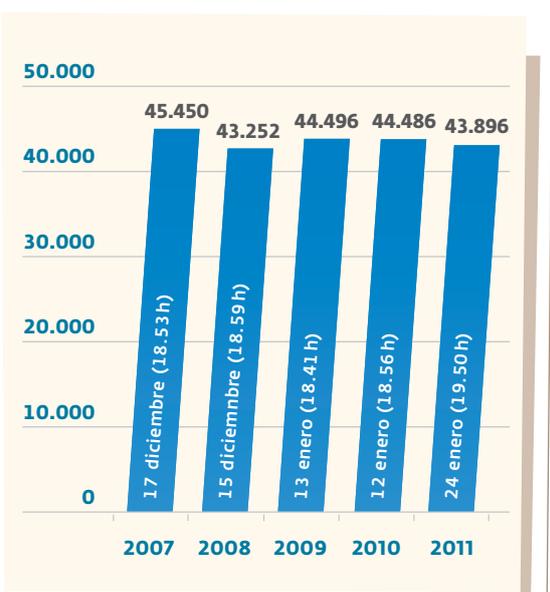
Las temperaturas registradas durante el 2011 fueron más suaves que las del 2010 en casi todos los meses del año, restando un punto al crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad fue similar al año anterior. Descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda eléctrica atribuible a la actividad económica registró un tasa negativa del 1,3%. Este descenso es el resultado de una progresiva caída del consumo eléctrico a lo largo del año que se intensifica en los cuatro últimos meses en consonancia con el comportamiento de la economía española en ese periodo.

En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– la demanda de energía eléctrica ha descendido por tercer año consecutivo, finalizando el 2011 con una demanda conjunta de 15.030 GWh, un 0,9% inferior a la del año anterior. En Baleares, Canarias y Ceuta los descensos fueron del 1,7%, 0,3% y 6,7% respectivamente, mientras que en Melilla creció un 0,7%.

### Comparación entre potencia máxima instantánea y potencia instalada del régimen ordinario peninsular (MW)



### Potencia máxima instantánea peninsular (MW)



Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de descenso del 2,1 % respecto a 2010, con una energía demandada de 269.816 GWh.

Los máximos anuales de demanda instantánea, horaria y diaria correspondientes al sistema peninsular se situaron un año más por debajo de los máximos históricos registrados hace cuatro años. El 24 de enero a las 19.50 horas se produjo la máxima demanda de potencia instantánea con 43.896 MW (el récord se fijó en 2007 con 45.450 MW). El 24 de enero, entre las 19 y las 20 horas, se obtuvo la máxima demanda de potencia horaria con 44.107 MW, un 1,7 % inferior al valor máximo histórico obtenido en el 2007. Asimismo, el 25 del mismo mes, se produjo el máximo anual de energía diaria con 883 GWh, un 2,5 % inferior al récord histórico alcanzado igualmente en el 2007.

Respecto al periodo de verano, el 28 de junio a las 13.24 horas se alcanzó el máximo anual de demanda de potencia instantánea con 40.139 MW, valor inferior al máximo histórico registrado en julio del 2010 con 41.318 MW. El día 27 del mismo mes entre las 13 y las 14 horas se alcanzó el máximo anual de demanda de potencia media horaria con un valor de 39.537 MW (el récord se registró en 2010 con 40.934 MW).

En los sistemas extrapeninsulares, el máximo de potencia media horaria en 2011 se fijó para Baleares en 1.159 MW (el récord 1.226 MW en 2008) y para Canarias en 1.450 MW (el récord 1.752 MW en 2010). Los máximos equivalentes de Ceuta y Melilla se fijaron respectivamente en 36 MW y 39 MW, (los máximos históricos 41 MW y 39 MW).

## Balance de potencia a 31.12.2011. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	%11/10	MW	%11/10	MW	%11/10
Hidráulica	17.563	0,0	1	0,0	17.564	0,0
Nuclear	7.777	0,0	-	-	7.777	0,0
Carbón(1)	11.700	2,8	510	0,0	12.210	2,7
Fuel/gas	1.492	-34,6	2.884	0,7	4.376	-15,0
Ciclo combinado	25.269	0,1	1.854	-0,5	27.123	0,1
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>63.801</b>	<b>-0,7</b>	<b>5.249</b>	<b>0,2</b>	<b>69.050</b>	<b>-0,6</b>
Hidráulica	2.041	0,3	0,5	0,0	2.041	0,3
Eólica	21.091	7,0	149	1,7	21.239	7,0
Solar fotovoltaica	4.047	10,7	202	8,8	4.249	10,6
Solar termoelectrica	1.049	97,1	-	-	1.049	97,1
Térmica renovable	858	14,0	1	-96,8	859	8,5
Térmica no renovable	7.282	1,3	119	0,9	7.401	1,3
<b>Total régimen especial</b>	<b>36.367</b>	<b>7,4</b>	<b>471</b>	<b>-3,8</b>	<b>36.838</b>	<b>7,2</b>
<b>Total</b>	<b>100.168</b>	<b>2,1</b>	<b>5.720</b>	<b>-0,1</b>	<b>105.888</b>	<b>2,0</b>

(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.

## Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%11/10	GWh	%11/10	GWh	%11/10
Hidráulica	27.571	-28,7	0	-	27.571	-28,7
Nuclear	57.731	-6,9	-	-	57.731	-6,9
Carbón(1)	43.488	96,8	3.031	-10,4	46.519	82,6
Fuel/gas(2)	0	-	7.479	-3,2	7.479	-21,7
Ciclo combinado	50.734	-21,5	4.406	10,4	55.140	-19,6
<b>Régimen ordinario</b>	<b>179.525</b>	<b>-5,1</b>	<b>14.915</b>	<b>-1,2</b>	<b>194.440</b>	<b>-4,8</b>
- Consumos en generación	-7.247	8,6	-882	-1,9	-8.129	7,4
<b>Regimen especial</b>	<b>91.815</b>	<b>1,1</b>	<b>996</b>	<b>3,2</b>	<b>92.811</b>	<b>1,1</b>
Hidráulica	5.283	-22,6	1	-	5.284	-22,6
Eólica	41.799	-3,3	361	7,1	42.160	-3,2
Solar fotovoltaica	7.081	15,3	333	17,7	7.414	15,4
Solar termoelectrica	1.823	163,6	-	-	1.823	163,6
Térmica renovable	3.792	19,5	33	-79,4	3.825	14,8
Térmica no renovable	32.037	4,1	268	45,3	32.305	4,3
<b>Generación neta</b>	<b>264.092</b>	<b>-3,4</b>	<b>15.030</b>	<b>-0,9</b>	<b>279.121</b>	<b>-3,2</b>
- Consumos en bombeo	-3.215	-27,9	-	-	-3.215	-27,9
+ Enlace Península-Baleares(3)(4)	-0,5	-	0,5	-	0	-
+ Intercambios internacionales(4)	-6.090	-26,9	-	-	-6.090	-26,9
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>254.786</b>	<b>-2,2</b>	<b>15.030</b>	<b>-0,9</b>	<b>269.816</b>	<b>-2,1</b>

(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) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares.

(3) Fase de pruebas. (4) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

## Cobertura de la demanda

La **potencia** instalada en el parque generador del sistema eléctrico peninsular español registró en 2011 un aumento neto de 2.057 MW, cifra que sitúa la capacidad total del sistema al finalizar el año en 100.168 MW. Este aumento corresponde mayoritariamente a nuevas instalaciones de energías renovables que han registrado un crecimiento de potencia de 2.397 MW.

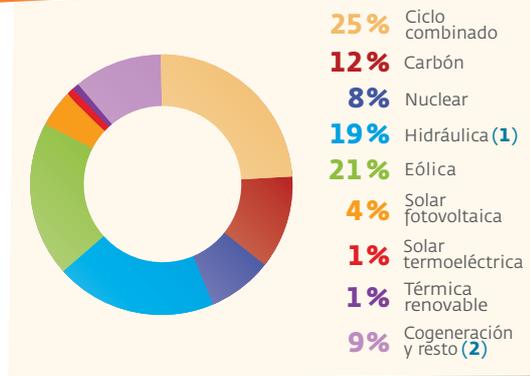
El parque eólico finalizó el 2011 con 21.091 MW de potencia instalada (1.380 MW más que en 2010), representando el 21,1% de la capacidad total peninsular. Por su parte, las tecnologías solares han continuado aumentando sus capacidades de producción respecto al año anterior (390 MW nuevos de fotovoltaica y 517 MW de termoelectrica) superando conjuntamente a finales del 2011 los 5.000 MW de potencia instalada.

El resto de tecnologías no registraron variaciones significativas de potencia respecto al 2010, con la excepción del fuel gas que continuó su proceso de descenso con el cierre de otros dos nuevos grupos con un total de 470 MW de potencia.

La **cobertura de la demanda** del 2011 ha estado condicionada por la escasa hidraulicidad registrada durante el año y por la aplicación del RD 134/2010 que determina con carácter obligatorio el uso de carbón nacional en un nuevo servicio de ajuste del sistema.

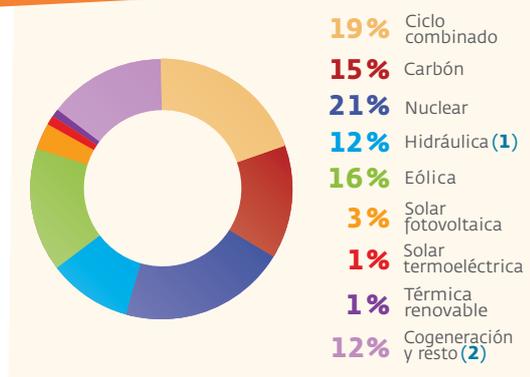
La nuclear se situó a la cabeza cubriendo el 21% de la demanda (un 22% en 2010), mientras que los ciclos combinados descendieron a un segundo lugar con una

## Potencia instalada a 31.12.2011 Sistema eléctrico peninsular



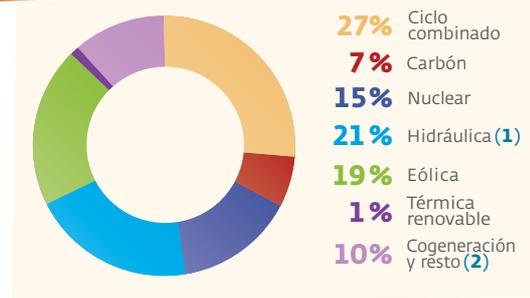
(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).  
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

## Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular



(1) No incluye la generación de bombeo.  
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

## Cobertura de la máxima demanda de potencia media horaria peninsular 44.107 MW (\*)



(1) No incluye la generación de bombeo.  
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.  
(\*) 24 de enero del 2011 (19-20 h).

## Evolución del índice de cobertura peninsular



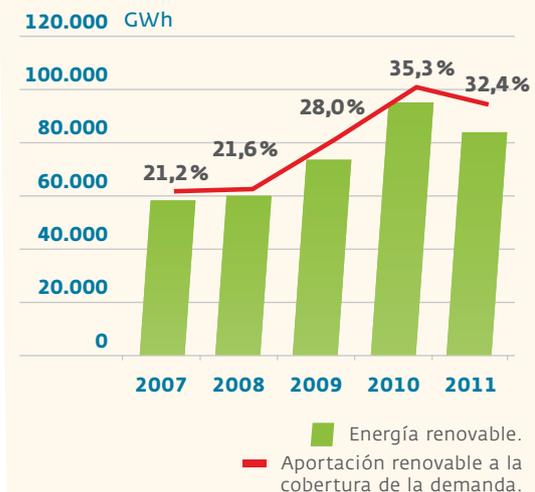
aportación del 19 % frente a un 23 % en 2010. La eólica mantuvo un porcentaje de participación del 16 % de la demanda, mientras que la hidráulica retrocedió cuatro puntos pasando de cubrir el 16 % de la demanda en 2010 al 12 % en 2011. Al contrario, el carbón pasó de una aportación del 8 % en 2010 al 15 % en 2011. El resto de tecnologías han mantenido una contribución similar a la del año anterior con una ligera variación de alrededor de un punto en cada una de las dos tecnologías solares.

En 2011, el conjunto de las tecnologías consideradas renovables cubrieron el 32,4 % de la demanda, frente al 35,3 % del año anterior. Este descenso rompe la línea de crecimiento ascendente de estas tecnologías en los años precedentes debido a la confluencia de los factores escasa hidraulicidad y menor viento

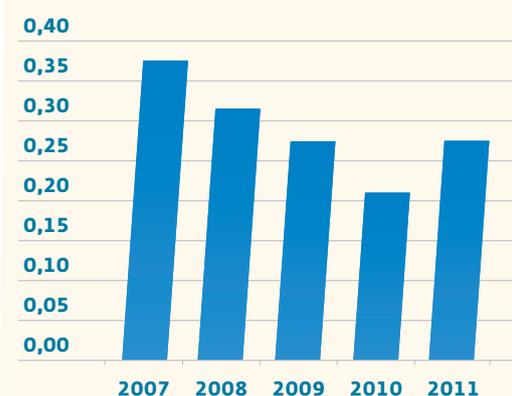
disponible respecto al año anterior, que han determinado una menor generación hidroeléctrica y eólica en 2011.

El descenso de las energías limpias (menor aportación de las energías renovables y de la nuclear en la generación eléctrica), unido

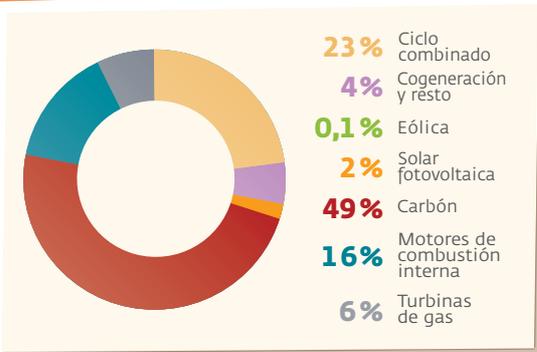
## Evolución de las energías renovables peninsulares



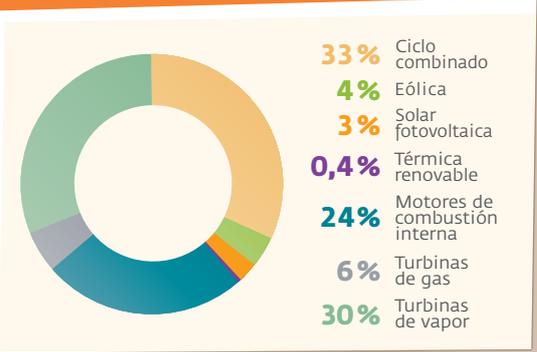
## Evolución del factor de emisión asociado a la generación de energía eléctrica peninsular ( $\text{tCO}_2/\text{MWh}$ )



### Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Baleares



### Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Canarias



al notable aumento de la generación con carbón ha dado lugar a un repunte de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en 2011 que se han estimado en 73 millones de toneladas, un 25 % superiores a las del año anterior.

En los sistemas extrapeninsulares, la demanda del 2011 se cubrió mayoritariamente con carbón (49%) y ciclo combinado (23%) en Baleares y con ciclo combinado (33%), turbinas de vapor (30%) y motores de combustión interna (24%) en Canarias.

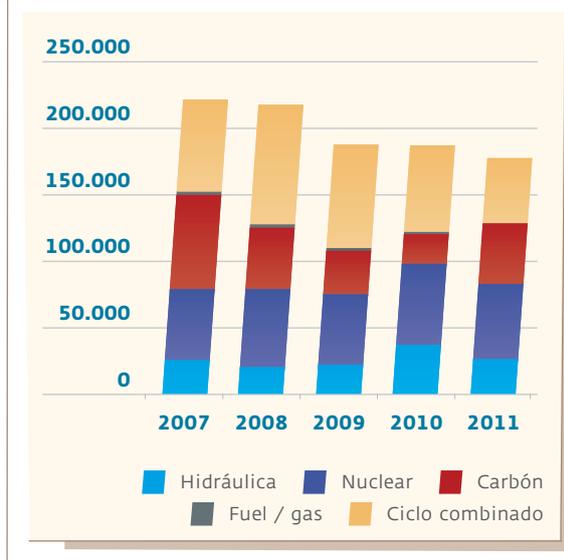
Respecto a los intercambios de energía con otros países, en el 2011 el saldo de intercambios internacionales ha sido exportador por octavo año consecutivo, (6.090 GWh), que representan el 2,3% de la generación total peninsular.

### Régimen ordinario

Las centrales pertenecientes al régimen ordinario han continuado la línea de descenso de producción iniciada en el 2008. En 2011 registraron una producción bruta de 179.525 GWh, cifra comparable a la registrada en el año 2000 y un 5,1 % inferior a la del 2010.

- Las centrales hidráulicas generaron 27.571 GWh, un 28,7 % menos que en 2010, año destacado por una elevada hidraulicidad. Este notable descenso redujo la aportación hidráulica a la generación bruta del régimen ordinario al 15,4 % (un 20,4 % en 2010).
- La producción de los ciclos combinados continuó la línea de descenso iniciada en 2009 al registrar un volumen de 50.734 GWh en 2011, un 21,5 % inferior al del año anterior. Este descenso reduce su participación en la generación bruta del régimen ordinario al 28,3 %, frente al 34,2 % en 2010.
- Los grupos nucleares produjeron 57.731 GWh, valor inferior en un 6,9 % respecto al 2010. A pesar de ese descenso, esta tecnología se situó en primer lugar dentro del parque generador del régimen ordinario aportando un 32,2 % de su producción bruta (un 32,8 % en 2010).

### Evolución de la producción bruta en b.a. del régimen ordinario peninsular (GWh)



- La generación eléctrica con carbón se incrementó casi un 100 % pasando de 22.097 GWh en 2010 a 43.488 GWh en 2011, aportando el 24,2 % de la producción bruta del régimen ordinario (un 11,7 % en 2010).

Desde el punto de vista hidrológico, el 2011 ha sido seco en su conjunto. Las escasas lluvias registradas en gran parte del año han reducido el producible hidráulico peninsular a 22.506 GWh. Este producible es un 19,4 % inferior al valor histórico medio y un 37,8 % menor que el registrado en el 2010 (año destacado por una elevada hidraulicidad).

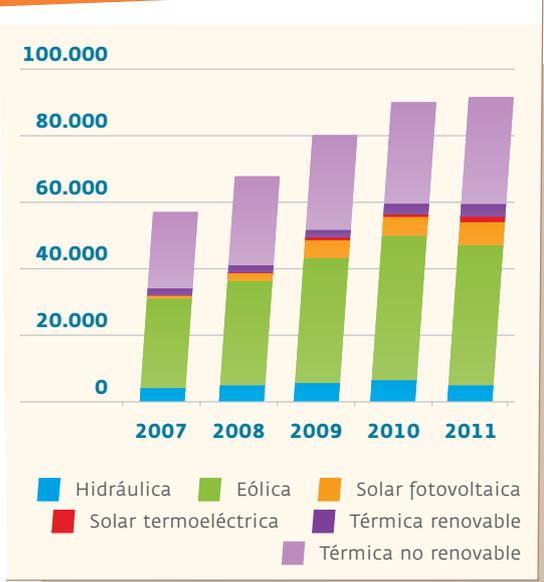
Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 52 % de su capacidad total, frente al 66 % de las reservas existentes al terminar el 2010.

### Régimen especial

La energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial creció un 1,1 % respecto al 2010, situándose en 91.815 GWh. De esta energía, un 65,1 % correspondió a tecnologías renovables que en 2011 situaron su producción en 59.777 GWh, un 0,4 % inferior al año anterior. Por su parte, las no renovables generaron 32.037 GWh, un 34,9 % de la producción global del régimen especial.

La eólica es la tecnología de mayor peso dentro de las renovables, representando en este periodo casi el 70 % del total de generación renovable del régimen especial. En 2011, el parque eólico aumentó la capacidad instalada en un 7 % respecto al 2010, mientras que su generación (41.799 GWh) se redujo un 3,3 % en el

### Evolución de la producción neta del régimen especial peninsular (GWh)



mismo periodo. Este descenso se debió a que la eolicidad o viento disponible durante el 2011 fue notablemente menor que en 2010, dentro de los relativamente estrechos márgenes de variabilidad de esta tecnología en términos de cómputo de la energía anual producida. A pesar de ello, el 6 de noviembre de 2011 a las 2.00 horas se registró un nuevo máximo de cobertura de la demanda con energía eólica (un 59,6% frente al máximo anterior del 54,0%), al coincidir una importante producción eólica con una demanda baja y un notable saldo exportador.

El parque solar ha mantenido su fuerte crecimiento alcanzando los 5.095 MW de potencia a finales del 2011 (4.047 MW fotovoltaicos y 1.049 MW termoeléctricos). La energía fotovoltaica se situó en 7.081 GWh (un 15,3% más que el año anterior) y la termoeléctrica en 1.823 GWh frente a 692 GWh en 2010). Estos

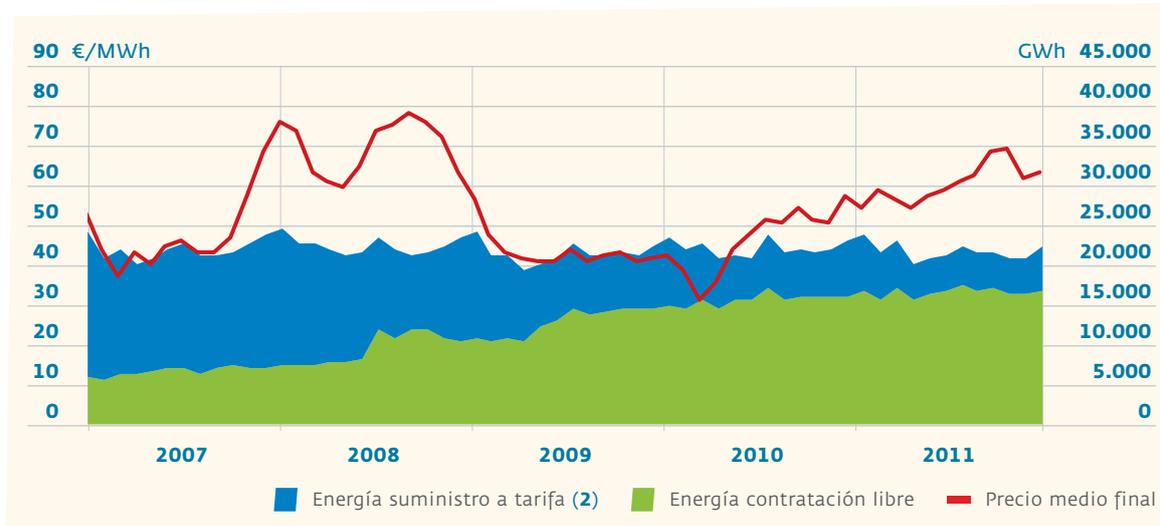
crecimientos han elevado la participación conjunta de estas tecnologías en la generación renovable del régimen especial al 14,9% (un 11,4% en 2010).

La generación térmica renovable (biogás y biomasa) ha aumentado un 19,5% respecto al 2010, alcanzando los 3.792 GWh, cifra que representa un 6,3% del total de renovables del régimen especial.

### Operación del sistema

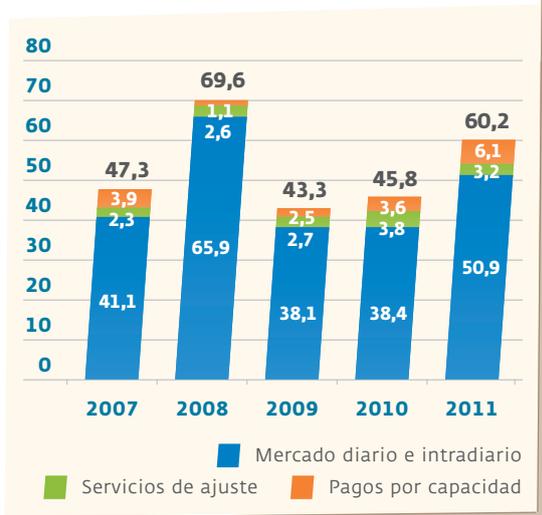
Durante el 2011 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional –suministro a tarifa más contratación libre– y saldo de los intercambios) ha sido de un 2,2% inferior a la del año anterior. De este total, el 76,5% corresponde a contratación en el mercado libre y el 23,5% restante al suministro a tarifa.

## Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico (1)



(1) Datos de demanda nacional. (2) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, determina la desaparición de las tarifas integrales a partir del 1 de julio de 2009 y la introducción, a partir de esa misma fecha, de la tarifa de último recurso.

### Evolución de los componentes del precio final medio en el mercado eléctrico (€/MWh)



El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 60,15 €/MWh, un 31,3 % superior al del 2010.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 84,5 % del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 5,3 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 10,1 % restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 182.290 GWh, con un precio medio ponderado de 50,7 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio aumentó un 33,5 %, mientras que la energía adquirida en el mercado diario mostró un crecimiento negativo del 5,7 %.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a

45.731 GWh de la que un 28,2 % ha supuesto aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 49,79 €/MWh, un 1,9 % inferior al del mercado diario.

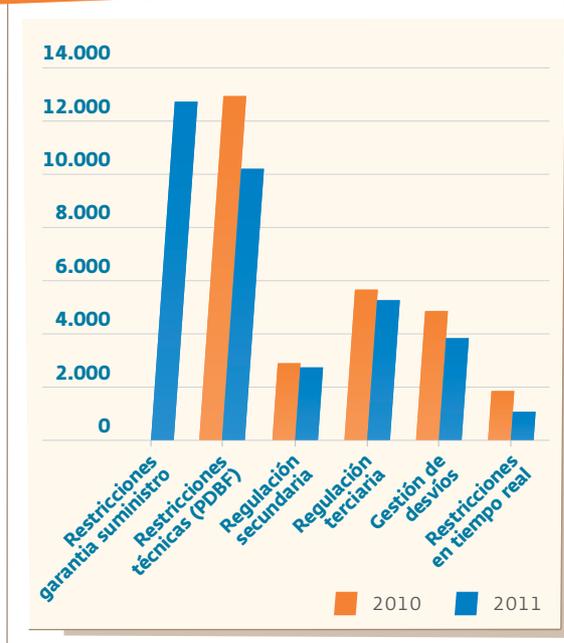
La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema en el 2011 ha sido 35.999 GWh, un 27,6 % superior a la del año anterior. La repercusión de estos servicios, sin incluir las restricciones por garantía de suministro, en el precio final de la energía ha sido de 3,20 €/MWh, un 14,8 % inferior al 2010.

El día 25 de febrero de 2011, para la programación del día 26 del mismo mes, se inició la aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones de garantía de suministro. Durante el año 2011, la energía programada por solución de restricciones de garantía de suministro ha representado un total de 12.773 GWh.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) ha sido de 9.998 GWh a subir y de 228 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 1,85 €/MWh frente a los 2,29 €/MWh del año anterior.

En el 2011 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.243 MW, con una repercusión en el precio medio final de

## Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema (GWh)



0,76 €/MWh, valor superior en un 9,0% al registrado el año anterior.

La gestión de los servicios complementarios y gestión de desvíos, más las restricciones en tiempo real han supuesto una repercusión de 0,60 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor inferior a los 0,77 €/MWh del 2010.

La energía gestionada en el mercado de regulación secundaria en el año 2011 ha ascendido a 2.727 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.285 GWh, la energía de gestión de desvíos a 3.821 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.167 GWh.

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema ha tenido que

gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste ha alcanzado un total de 8.042 GWh a subir y 6.619 GWh a bajar, con un precio medio de 39,87 €/MWh a subir y un 52,97 €/MWh a bajar.

## Intercambios internacionales

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 18.363 GWh, un 18,3% más que en 2010. El 66,6% de esta energía correspondió a operaciones de exportación lo que significa que, por octavo año consecutivo, el saldo anual de los programas de intercambio haya sido exportador por un valor en 2011 de 6.097 GWh, cifra inferior en un 26,8% al alcanzado en 2010.

Por interconexiones, cabe destacar el cambio de sentido en el saldo de los intercambios programados a través de la interconexión con Francia, con un valor de 1.511 GWh en

## Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2011
<b>Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)</b>	<b>-6.103</b>
Comercializadores	-3.293
Saldo interconexión con Portugal	-2.810
<b>Acciones coordinadas de balance Francia - España</b>	<b>6</b>
<b>Acciones coordinadas de balance Portugal - España</b>	<b>0</b>
<b>Intercambios de apoyo</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>-6.097</b>

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

## Evolución de los intercambios internacionales programados (GWh)



sentido importador en 2011, frente a los 1.523 GWh en sentido exportador en 2010. Este cambio de signo es el resultado de un importante aumento del volumen de importaciones programadas en esta interconexión, un 140,9% más que en 2010, mientras que las exportaciones disminuyeron un 12%.

La evolución de los saldos anuales programados en el resto de interconexiones ha mostrado, en todos los casos, aumentos respecto al año anterior, por unos valores de un 6,7%, un 15,1% y un 15,6% en las interconexiones de Portugal, Marruecos y Andorra, respectivamente.

El nivel de utilización de la capacidad comercial en la interconexión con Francia se ha visto incrementado en sentido importador, alcanzando un valor cercano al 40%, y disminuido en sentido exportador,

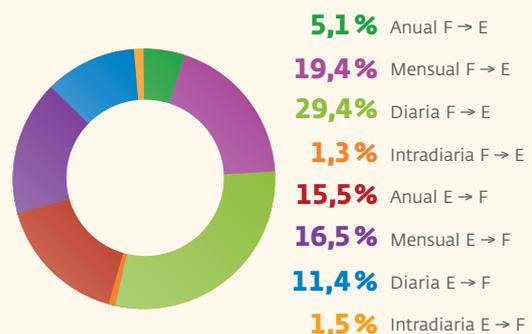
respecto a 2010. Por otro lado, en la interconexión con Portugal se ha alcanzado un valor medio de utilización del 33% en sentido exportador y un 11% en sentido importador. Por último, se han registrado incrementos en los valores medios de utilización de la capacidad en sentido exportador, respecto a 2010, en las interconexiones con Marruecos (60%) y Andorra (28%).

## Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Francia

Durante el 2011, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas de la capacidad de intercambio ascendió a un total de 23, a fecha 31/12/2011.

El importe de las rentas de congestión recaudadas durante el 2011 fue de 60,7 millones de euros, correspondiendo el 50% de esta cantidad al sistema eléctrico español.

## Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (60.664 miles de €)



El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el 2011 en el sentido España a Francia fue de 6,69 €/MW, valor tres veces superior al alcanzado en el sentido Francia a España (2,11 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en enero, en el sentido España a Francia, con un valor de 17,07 €/MW, un 26 % superior al precio máximo alcanzado en el sentido Francia a España (13,50 €/MW en el mes de agosto).

En el año 2011 se hizo precisa la aplicación de medidas de *countertrading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) por un total de 7.201 MWh, en los meses de enero, febrero, abril, mayo, julio y noviembre.

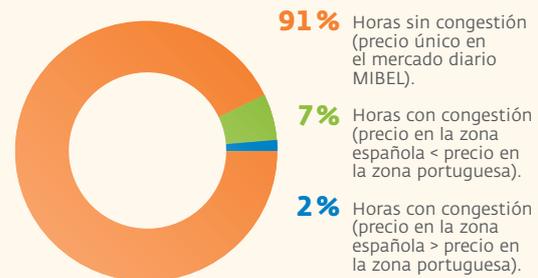
### Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Portugal

En un 91 % de las horas del 2011, el precio del mercado diario MIBEL fue único (sin congestión en la interconexión entre España y Portugal). En los casos en los que se identificaron congestiones en esta interconexión, la máxima diferencia de precios se observó en el sentido España a Portugal con un valor de 60,00 €/MWh, precio muy superior al máximo registrado en el sentido Portugal a España (21,57 €/MWh).

### Renta de congestión del *market splitting* en la interconexión con Portugal

	Miles de €	(%)
Mercado diario	4.083	97,88
Mercado intradiario	88	2,12
<b>Total</b>	<b>4.171</b>	<b>100,00</b>

### Horas con/sin congestión en la interconexión con Portugal



Las rentas de la congestión recaudadas en esta interconexión durante el 2011 ascendieron a 4,17 millones de euros, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

En el 2011 no se hizo precisa la aplicación de medidas de *countertrading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos). Es el primer año desde la implantación del MIBEL (1/7/2007) en el que no se ha requerido la programación de estas acciones.

## Potencia interrumpible en períodos de máxima demanda (MW)



## 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, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. De este modo, los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema y formalización de un contrato entre las partes.

A finales del 2011 se encontraban en vigor 156 contratos de interrumpibilidad, de los cuales, 142 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear.

La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en períodos de máxima demanda alcanza 2.157,4 MW, de los cuales 2.102 MW corresponden al

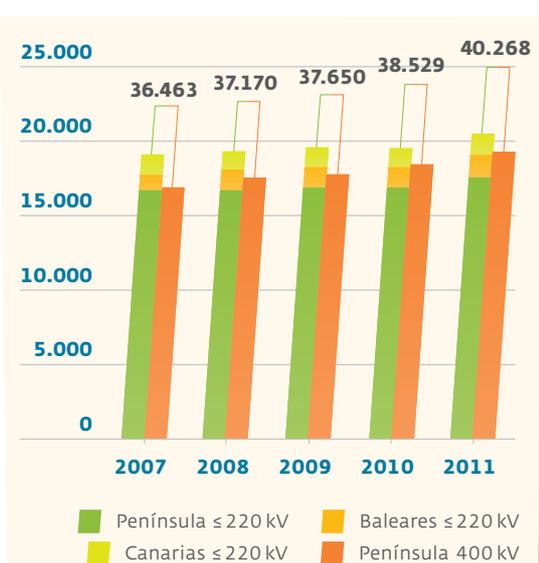
sistema peninsular, 52,1 MW al sistema canario y 3,3 MW al sistema balear.

## Red de transporte

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante el 2011 un nuevo impulso con la entrada en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red y permiten incorporar la nueva potencia renovable.

Durante el 2011 se han puesto en servicio 1.738 km de circuito (1.478 km corresponden a la red peninsular). Este aumento eleva la red de transporte peninsular al finalizar el año a 37.428 km de circuito y la red nacional a 40.268 km de circuito. Entre las infraestructuras puestas en servicio, destaca el enlace eléctrico entre la Península y Baleares de 448 km de circuito, la primera

## Evolución de la red de transporte en España (km)



## Instalaciones de la red de transporte en España (km)

	400 kV	≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares Canarias	
<b>Total líneas (km)</b>	<b>19.622</b>	<b>17.806</b>	<b>1.540</b> <b>1.300</b>	<b>40.268</b>
Líneas aéreas (km)	19.566	17.261	1.088 1.023	38.939
Cable submarino (km)	29	236	306 15	586
Cable subterráneo (km)	26	309	146 261	743
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>70.984</b>	<b>63</b>	<b>2.248</b> <b>1.625</b>	<b>74.920</b>

Datos de km de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2011.

interconexión submarina de transporte en corriente continua que existe en España.

Asimismo, la capacidad de transformación aumentó en 2.700 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total a 74.920 MVA.

### Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del ejercicio 2011 muestran 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.

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte peninsular, que mide el tiempo que cada línea ha estado fuera de servicio por diferentes actuaciones, ha sido del 97,74%, valor similar al 97,73 % del 2010.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante el 2011 se registraron 32 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 280 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 0,58 minutos, el nivel más bajo desde el año 1992 y muy inferior respecto al valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre.

### Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Islas Baleares	Islas Canarias	Península	Islas Baleares	Islas Canarias
2007	757	326	281	1,52	28,73	16,03
2008	574	7	1.043	1,15	0,64	58,94
2009	437	39	1.679	0,91	3,41	96,89
2010	1.570	9	4.090	3,17	0,77	241,68
2011	280	39	17	0,58	3,54	1,02

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



# 01

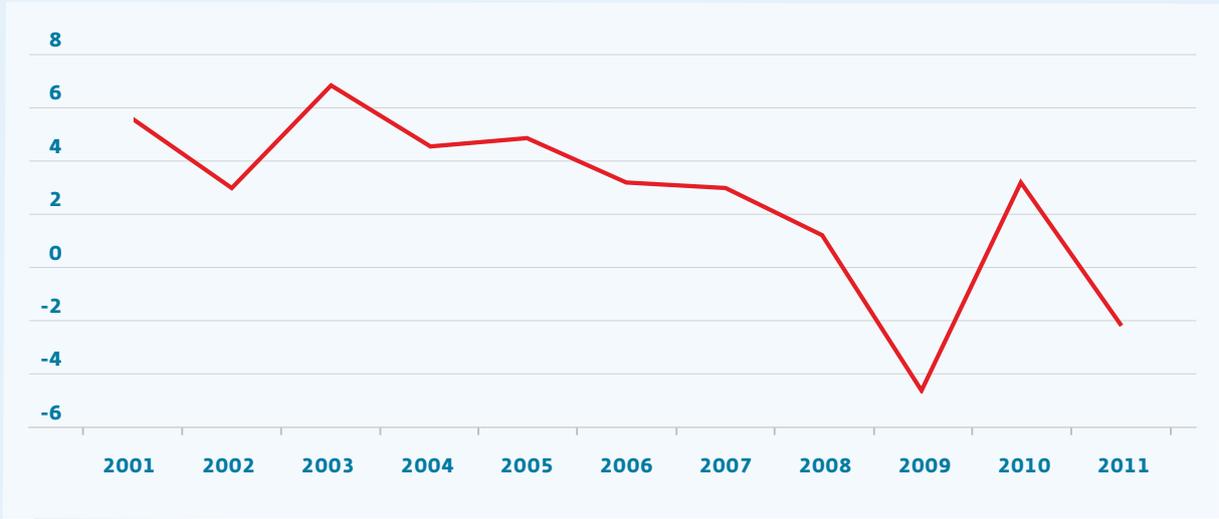
## Demanda de energía eléctrica

SISTEMA PENINSULAR

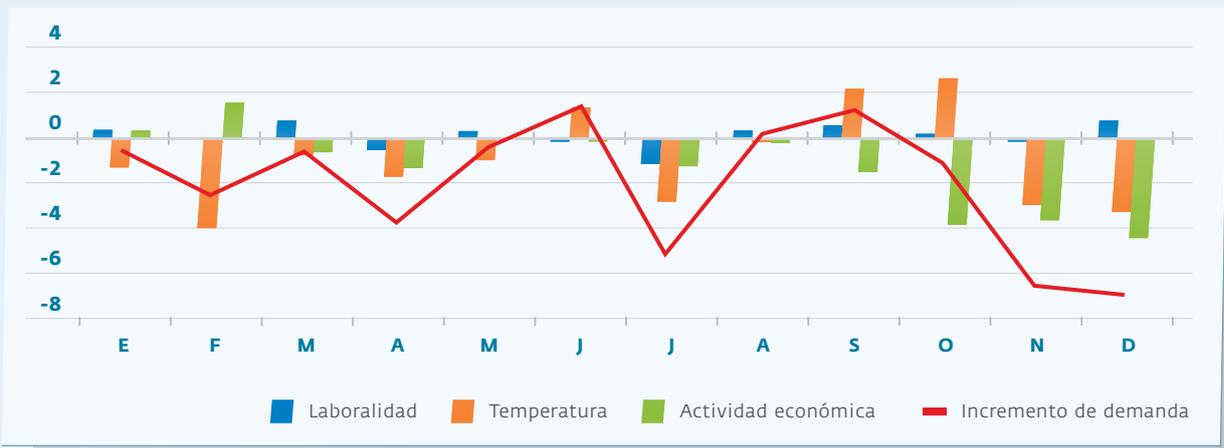


- 24** — Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.  
Componentes del crecimiento de la demanda mensual
- 25** — Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.  
Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 26** — Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria  
Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria
- 27** — Potencia máxima instantánea

### Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



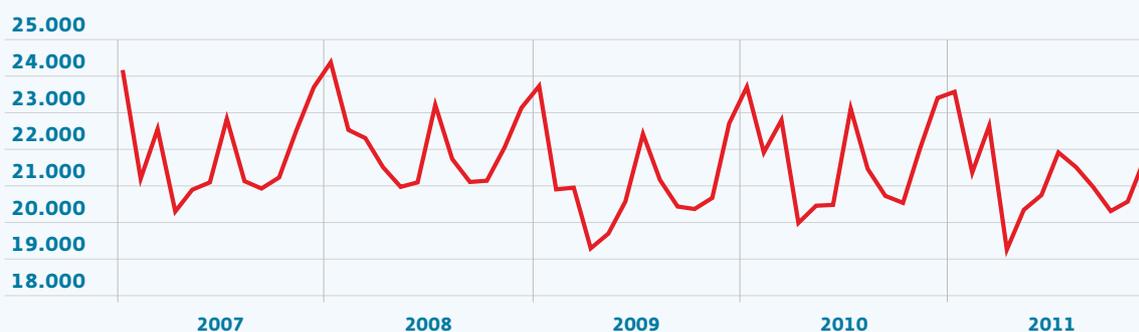
### Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)



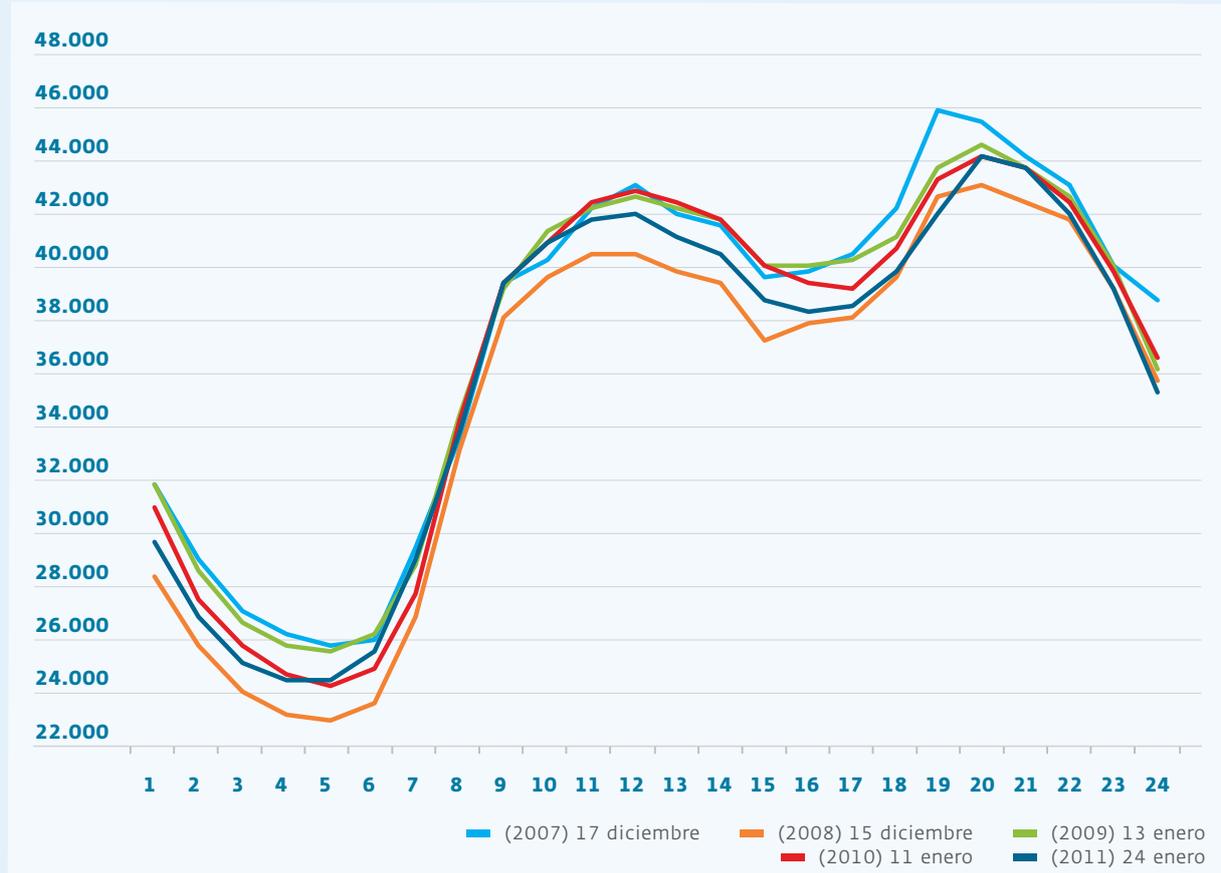
## Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2007		2008		2009		2010		2011	
	GWh	%								
Enero	24.159	9,2	24.433	9,2	23.771	9,4	23.751	9,1	23.614	9,3
Febrero	21.183	8,1	22.547	8,5	20.885	8,3	21.911	8,4	21.353	8,4
Marzo	22.566	8,6	22.312	8,4	20.926	8,3	22.816	8,8	22.655	8,9
Abril	20.261	7,7	21.496	8,1	19.228	7,6	19.935	7,7	19.191	7,5
Mayo	20.864	7,9	20.951	7,9	19.642	7,8	20.423	7,8	20.301	8,0
Junio	21.080	8,0	21.081	7,9	20.540	8,1	20.439	7,8	20.723	8,1
Julio	22.852	8,7	23.240	8,8	22.425	8,9	23.145	8,9	21.913	8,6
Agosto	21.112	8,0	21.730	8,2	21.149	8,4	21.456	8,2	21.497	8,4
Septiembre	20.899	8,0	21.082	7,9	20.401	8,1	20.702	7,9	20.944	8,2
Octubre	21.214	8,1	21.124	8,0	20.325	8,0	20.499	7,9	20.274	8,0
Noviembre	22.512	8,6	22.047	8,3	20.644	8,2	22.012	8,4	20.538	8,1
Diciembre	23.734	9,0	23.164	8,7	22.725	9,0	23.444	9,0	21.783	8,5
<b>Total</b>	<b>262.436</b>	<b>100,0</b>	<b>265.206</b>	<b>100,0</b>	<b>252.660</b>	<b>100,0</b>	<b>260.530</b>	<b>100,0</b>	<b>254.786</b>	<b>100,0</b>

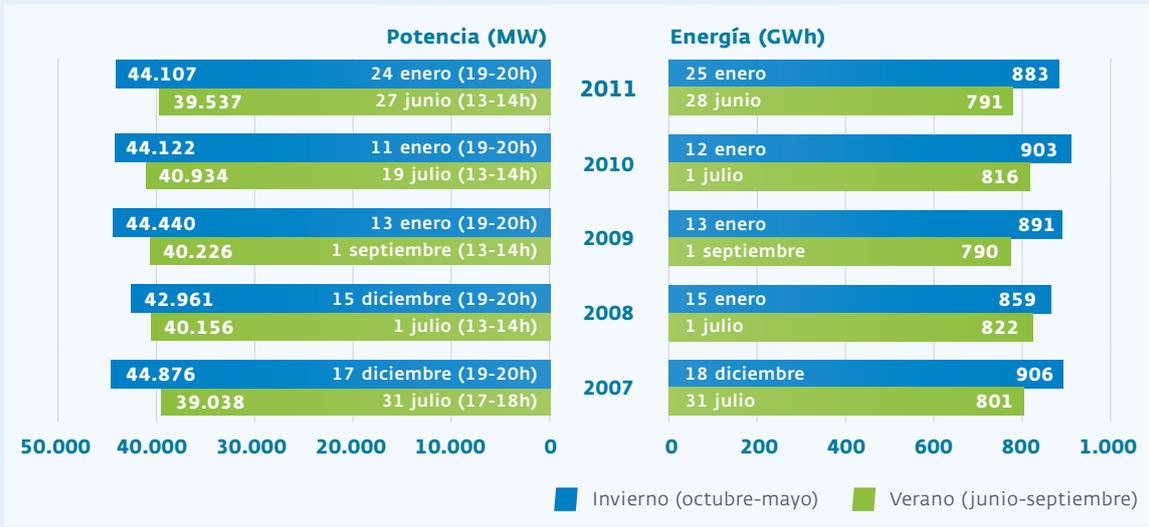
## Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)

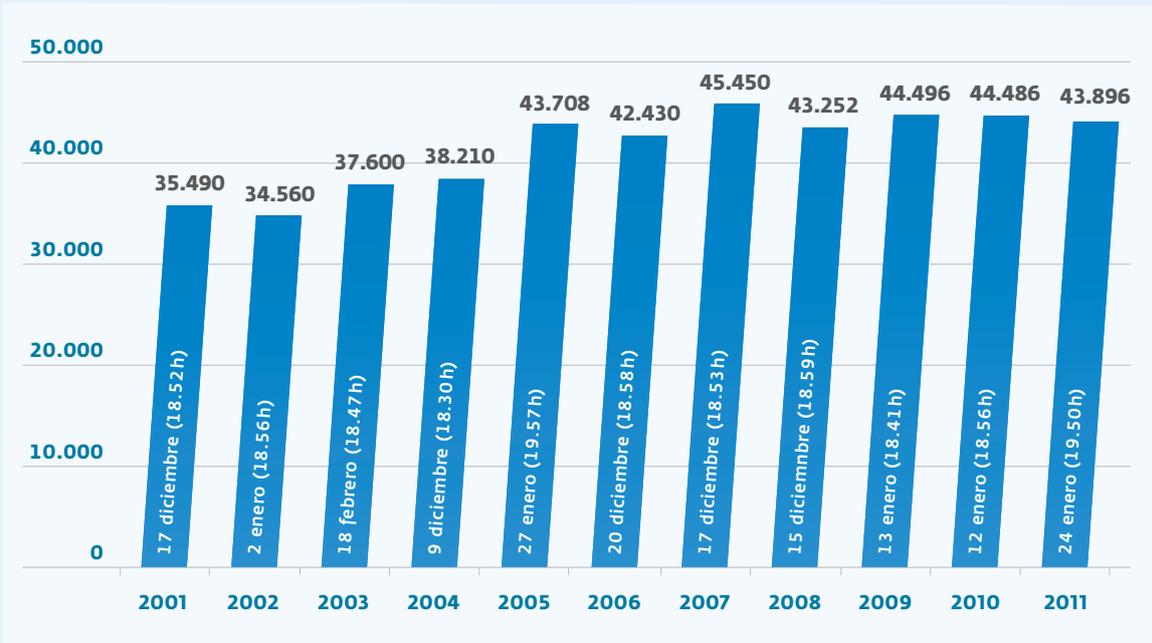


### Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW)



### Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria



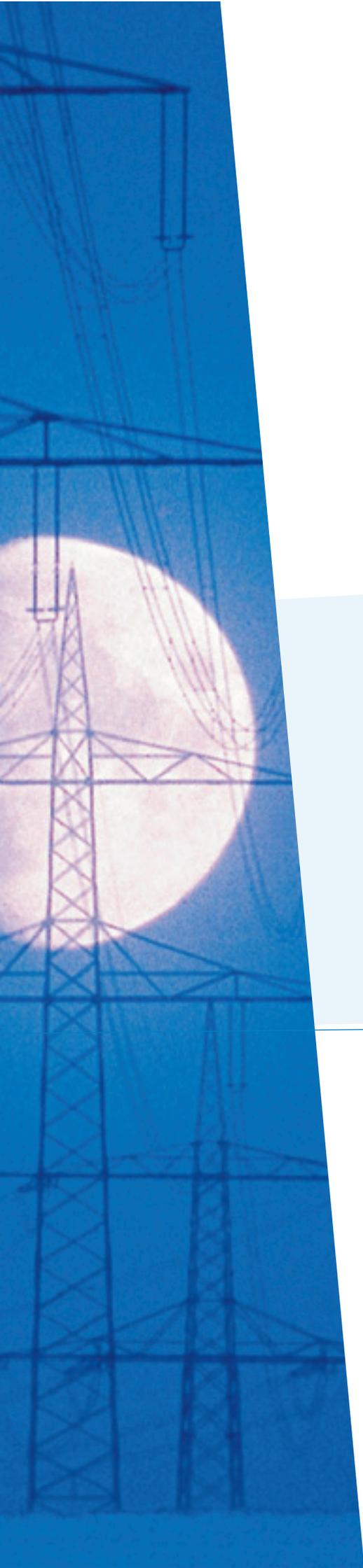
**Potencia máxima instantánea (MW)**



# 02

## Cobertura de la **demanda**

**SISTEMA PENINSULAR**

- 
- 30** — Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima  
Evolución anual de la potencia instalada
  - 31** — Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica  
Estructura de la cobertura de la demanda en b.c.
  - 32** — Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
  - 33** — Curva monótona de carga

## Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima (MW)

	2007 17 diciembre 19-20h	2008 15 diciembre 19-20h	2009 13 enero 19-20h	2010 11 enero 19-20h	2011 24 enero 19-20h
<b>Hidráulica</b>	<b>5.082</b>	<b>5.940</b>	<b>5.947</b>	<b>8.512</b>	<b>9.733</b>
Hidráulica	3.779	4.683	4.306	6.946	8.469
Bombeo	1.303	1.257	1.641	1.566	1.264
<b>Térmica</b>	<b>34.484</b>	<b>25.891</b>	<b>32.279</b>	<b>27.104</b>	<b>20.951</b>
Nuclear	7.392	6.367	7.344	5.410	6.486
Carbón	8.394	7.121	7.633	5.021	2.878
Fuel / gas	2.469	350	264	389	0
Ciclo combinado	16.229	12.052	17.038	16.284	11.586
<b>Total producción programa</b>	<b>39.565</b>	<b>31.831</b>	<b>38.226</b>	<b>35.616</b>	<b>30.683</b>
<b>Diferencias por regulación</b>	<b>-596</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>38.969</b>	<b>31.831</b>	<b>38.226</b>	<b>35.616</b>	<b>30.683</b>
<b>Saldo físico interconexiones internacionales (1)</b>	<b>524</b>	<b>-1.682</b>	<b>-1.594</b>	<b>-1.504</b>	<b>-667</b>
Andorra	-43	-82	-59	-23	-59
Francia	567	-400	-400	-500	-300
Portugal	0	-500	-435	-381	442
Marruecos	0	-700	-700	-600	-750
<b>Régimen especial</b>	<b>5.383</b>	<b>12.812</b>	<b>7.809</b>	<b>10.010</b>	<b>14.091</b>
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>44.876</b>	<b>42.961</b>	<b>44.440</b>	<b>44.122</b>	<b>44.107</b>

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

## Evolución anual de la potencia instalada (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2007	2008	2009	2010	2011
Hidráulica convencional y mixta	14.760	14.808	14.808	14.816	14.816
Bombeo puro	2.747	2.747	2.747	2.747	2.747
<b>Hidráulica</b>	<b>17.506</b>	<b>17.554</b>	<b>17.554</b>	<b>17.563</b>	<b>17.563</b>
<b>Nuclear</b>	<b>7.716</b>	<b>7.716</b>	<b>7.716</b>	<b>7.777</b>	<b>7.777</b>
<b>Carbón (1)</b>	<b>11.356</b>	<b>11.359</b>	<b>11.359</b>	<b>11.380</b>	<b>11.700</b>
<b>Fuel / gas (1)</b>	<b>4.768</b>	<b>4.401</b>	<b>3.008</b>	<b>2.282</b>	<b>1.492</b>
<b>Ciclo combinado</b>	<b>20.962</b>	<b>21.677</b>	<b>23.066</b>	<b>25.235</b>	<b>25.269</b>
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>62.309</b>	<b>62.707</b>	<b>62.703</b>	<b>64.237</b>	<b>63.801</b>
Hidráulica	1.871	1.979	2.022	2.035	2.041
Eólica	13.529	15.977	18.712	19.710	21.091
Solar fotovoltaica	612	3.207	3.249	3.657	4.047
Solar termoelectrica	11	61	232	532	1.049
Térmica renovable	550	590	718	753	858
Térmica no renovable	6.543	6.803	7.024	7.187	7.282
<b>Total régimen especial</b>	<b>23.115</b>	<b>28.618</b>	<b>31.957</b>	<b>33.875</b>	<b>36.367</b>
<b>Total</b>	<b>85.424</b>	<b>91.324</b>	<b>94.660</b>	<b>98.112</b>	<b>100.168</b>

(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.

## Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	%11/10
Hidráulica	26.352	21.428	23.862	38.653	27.571	-28,7
Nuclear	55.102	58.973	52.761	61.990	57.731	-6,9
Carbón (1)	71.833	46.275	33.862	22.097	43.488	96,8
Fuel / gas (1)	2.397	2.378	2.082	1.825	0	-
Ciclo combinado	68.139	91.286	78.279	64.604	50.734	-21,5
<b>Régimen ordinario</b>	<b>223.823</b>	<b>220.341</b>	<b>190.846</b>	<b>189.169</b>	<b>179.525</b>	<b>-5,1</b>
- Consumos en generación	-8.753	-8.338	-7.117	-6.673	-7.247	8,6
<b>Régimen especial</b>	<b>57.548</b>	<b>68.045</b>	<b>80.811</b>	<b>90.825</b>	<b>91.815</b>	<b>1,1</b>
Hidráulica	4.125	4.638	5.454	6.824	5.283	-22,6
Eólica	27.249	31.758	37.889	43.208	41.799	-3,3
Solar fotovoltaica	463	2.406	5.829	6.140	7.081	15,3
Solar termoeléctrica	8	15	130	692	1.823	163,6
Térmica renovable	2.376	2.651	3.044	3.172	3.792	19,5
Térmica no renovable	23.328	26.576	28.466	30.789	32.037	4,1
<b>Generación neta</b>	<b>272.619</b>	<b>280.048</b>	<b>264.540</b>	<b>273.321</b>	<b>264.092</b>	<b>-3,4</b>
- Consumos en bombeo	-4.432	-3.803	-3.794	-4.458	-3.215	-27,9
+ Enlace Península-Baleares (2)(3)	-	-	-	-	-0,5	-
+ Intercambios internacionales (2)	-5.750	-11.040	-8.086	-8.333	-6.090	-26,9
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>262.436</b>	<b>265.206</b>	<b>252.660</b>	<b>260.530</b>	<b>254.786</b>	<b>-2,2</b>

(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) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador. (3) Fase de pruebas.

## Estructura de la cobertura de la demanda en b.c. (%)



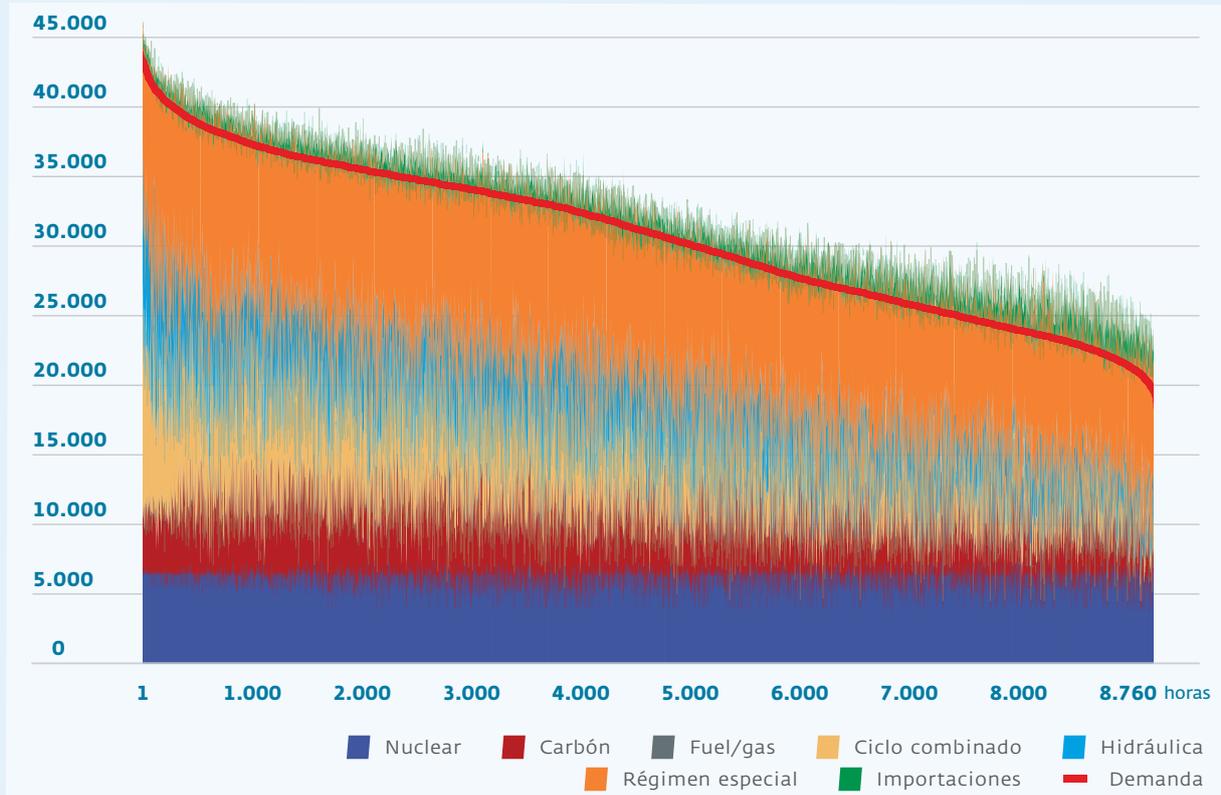
## Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
Hidráulica	4.786	2.694	3.452	3.185	2.447	1.784	
Nuclear	4.938	4.471	4.533	4.663	3.797	4.932	
Carbón (1)	2.207	2.651	3.203	2.632	3.192	2.952	
Fuel / gas	0	0	0	0	0	0	
Ciclo combinado	5.160	4.746	4.048	2.861	4.252	4.955	
<b>Régimen ordinario</b>	<b>17.090</b>	<b>14.561</b>	<b>15.235</b>	<b>13.342</b>	<b>13.688</b>	<b>14.623</b>	
- Consumos en generación	-570	-536	-571	-511	-525	-599	
<b>Régimen especial</b>	<b>8.137</b>	<b>7.967</b>	<b>9.101</b>	<b>7.732</b>	<b>7.530</b>	<b>7.244</b>	
Hidráulica	664	506	656	588	489	405	
Eólica	3.999	3.994	4.655	3.368	3.146	2.919	
Solar fotovoltaica	331	481	509	632	717	778	
Solar termoeléctrica	40	89	98	138	154	232	
Térmica renovable	304	280	304	304	312	286	
Térmica no renovable	2.799	2.616	2.880	2.704	2.712	2.623	
<b>Generación neta</b>	<b>24.656</b>	<b>21.992</b>	<b>23.765</b>	<b>20.563</b>	<b>20.694</b>	<b>21.268</b>	
- Consumos bombeo	-431	-281	-348	-297	-159	-140	
+ Enlace Península-Baleares (2)(3)	-	-	-	-	-	-	
+ Intercambios internacionales (2)	-611	-359	-763	-1.075	-234	-405	(→)
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>23.614</b>	<b>21.353</b>	<b>22.655</b>	<b>19.191</b>	<b>20.301</b>	<b>20.723</b>	
	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
Hidráulica	1.400	1.367	1.142	1.293	1.977	2.044	27.571
Nuclear	5.068	5.537	5.233	4.727	4.761	5.073	57.731
Carbón (1)	4.486	4.361	4.991	4.586	4.161	4.067	43.488
Fuel / gas	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	4.626	4.797	4.590	3.812	3.446	3.440	50.734
<b>Régimen ordinario</b>	<b>15.580</b>	<b>16.062</b>	<b>15.957</b>	<b>14.418</b>	<b>14.345</b>	<b>14.623</b>	<b>179.525</b>
- Consumos en generación	-653	-684	-710	-651	-618	-619	-7.247
<b>Régimen especial</b>	<b>7.630</b>	<b>6.497</b>	<b>6.422</b>	<b>7.191</b>	<b>7.716</b>	<b>8.648</b>	<b>91.815</b>
Hidráulica	378	305	234	189	423	447	5.283
Eólica	3.222	2.700	2.313	3.134	3.791	4.559	41.799
Solar fotovoltaica	822	766	699	600	343	403	7.081
Solar termoeléctrica	281	232	228	171	77	83	1.823
Térmica renovable	317	323	333	344	337	348	3.792
Térmica no renovable	2.610	2.173	2.615	2.752	2.746	2.808	32.037
<b>Generación neta</b>	<b>22.558</b>	<b>21.875</b>	<b>21.669</b>	<b>20.957</b>	<b>21.443</b>	<b>22.652</b>	<b>264.092</b>
- Consumos bombeo	-174	-181	-176	-302	-325	-402	-3.215
+ Enlace Península-Baleares (2)(3)	-	-	-	-	0,04	0,5	-0,5
+ Intercambios internacionales (2)	-471	-197	-549	-382	-580	-466	-6.090
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>21.913</b>	<b>21.497</b>	<b>20.944</b>	<b>20.274</b>	<b>20.538</b>	<b>21.783</b>	<b>254.786</b>

(1) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en C. 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) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador. (3) Fase de pruebas.

## Curva monótona de carga (MW)





03

# Régimen ordinario

SISTEMA PENINSULAR

- 36** — Variaciones de potencia en el equipo generador  
Producción hidroeléctrica por cuencas
- 37** — Energía producible hidráulica diaria durante 2011 comparada con el producible medio histórico  
Energía producible hidroeléctrica mensual
- 38** — Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas  
Valores extremos de las reservas  
Evolución anual de la producción hidroeléctrica en b.a.
- 39** — Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica  
Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
- 40** — Evolución anual de las reservas hidroeléctricas  
Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen anual  
Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual
- 41** — Producción en b.a. de las centrales de carbón
- 42** — Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
- 43** — Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible  
Producción en b.a. de las centrales de fuel/gas
- 44** — Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas
- 45** — Producción en b.a. de las centrales de ciclo combinado
- 46** — Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado
- 48** — Producción en b.a. de los grupos nucleares  
Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares
- 49** — Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas  
Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico

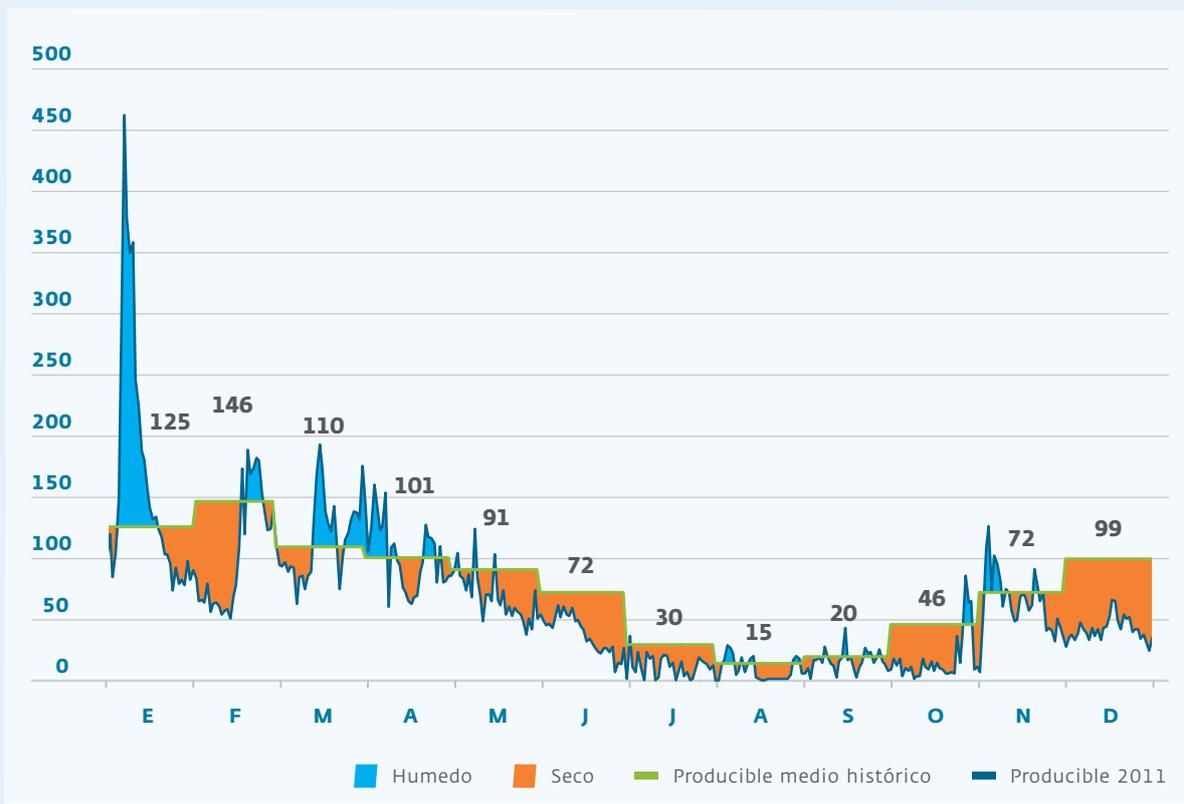
## Variaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Algeciras 3	Ciclo combinado	marzo-11	10
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	febrero-11	35
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	febrero-11	10
<b>Total altas</b>			<b>54</b>
Málaga 1	Ciclo combinado	febrero-11	20
Sabón 1	Fuel/gas	diciembre-11	120
Sabón 2	Fuel/gas	diciembre-11	350
<b>Total bajas</b>			<b>490</b>
<b>Saldo</b>			<b>-436</b>

## Producción hidroeléctrica por cuencas

Cuenca	Potencia MW	Producción (GWh)			Producibles (GWh)		
		2010	2011	%11/10	2010	2011	%11/10
Norte	4.667	12.614	7.529	-40,3	11.399	6.575	-42,3
Duero	3.887	10.618	8.061	-24,1	10.511	6.675	-36,5
Tajo-Júcar-Segura	4.333	6.277	5.525	-12,0	6.686	4.108	-38,6
Guadiana	226	324	274	-15,4	505	209	-58,7
Guadalquivir-Sur	1.025	1.475	1.073	-27,3	1.245	712	-42,8
Ebro-Pirineo	3.425	7.345	5.110	-30,4	5.829	4.226	-27,5
<b>Total</b>	<b>17.563</b>	<b>38.653</b>	<b>27.571</b>	<b>-28,7</b>	<b>36.174</b>	<b>22.506</b>	<b>-37,8</b>

## Energía producible hidráulica diaria durante 2011 comparada con el producible medio histórico (GWh)



## Energía producible hidroeléctrica mensual

	2010				2011			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	6.247	6.247	1,61	1,61	4.965	4.965	1,28	1,28
Febrero	5.039	11.287	1,24	1,42	2.906	7.871	0,71	0,99
Marzo	5.849	17.136	1,72	1,51	3.555	11.426	1,05	1,01
Abril	3.879	21.015	1,28	1,46	3.029	14.456	1,01	1,01
Mayo	2.954	23.969	1,05	1,39	2.129	16.584	0,76	0,97
Junio	2.579	26.548	1,19	1,37	1.131	17.715	0,52	0,92
Julio	1.105	27.653	1,18	1,36	354	18.069	0,38	0,89
Agosto	520	28.174	1,14	1,36	267	18.335	0,59	0,89
Septiembre	554	28.727	0,92	1,35	467	18.802	0,78	0,88
Octubre	998	29.725	0,70	1,30	530	19.332	0,37	0,85
Noviembre	2.493	32.218	1,16	1,29	1.903	21.235	0,89	0,86
Diciembre	3.956	36.174	1,28	1,29	1.271	22.506	0,41	0,81

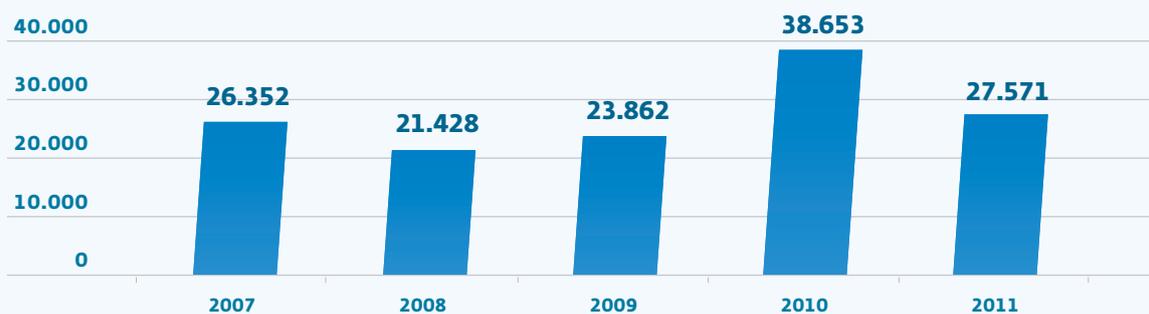
## Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2010						2011					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	5.911	66	5.421	57	11.332	61	5.987	67	6.884	72	12.872	69
Febrero	6.653	74	6.446	67	13.099	71	6.307	70	7.089	74	13.396	72
Marzo	6.969	78	7.180	75	14.149	76	6.550	73	7.262	76	13.812	75
Abril	6.838	76	7.370	77	14.208	77	6.498	72	7.442	78	13.940	75
Mayo	6.929	77	7.416	77	14.345	77	6.362	71	7.447	78	13.809	74
Junio	7.023	78	7.355	77	14.378	78	5.992	67	7.273	76	13.265	72
Julio	6.142	68	6.949	73	13.091	71	5.274	59	7.013	73	12.287	66
Agosto	5.154	57	6.587	69	11.742	63	4.537	51	6.689	70	11.226	61
Septiembre	4.410	49	6.525	68	10.934	59	3.970	44	6.526	68	10.497	57
Octubre	4.230	47	6.400	67	10.630	57	3.534	39	6.352	66	9.885	53
Noviembre	4.713	53	6.343	66	11.056	60	4.034	45	6.153	64	10.188	55
Diciembre	5.556	62	6.741	70	12.298	66	3.834	43	5.856	61	9.691	52

## Valores extremos de las reservas

		2011			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
<b>Máximos</b>	Anuales	6.601	8 abril	73,6	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	7.478	9 mayo	78,1	abril de 1979	91,1
	<b>Conjunto</b>	<b>14.003</b>	<b>27 abril</b>	<b>75,5</b>	<b>abril de 1979</b>	<b>86,6</b>
<b>Mínimos</b>	Anuales	3.511	1 noviembre	39,2	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	5.856	31 diciembre	61,2	noviembre de 1983	17,6
	<b>Conjunto</b>	<b>9.691</b>	<b>31 diciembre</b>	<b>52,3</b>	<b>octubre de 1995</b>	<b>23,6</b>

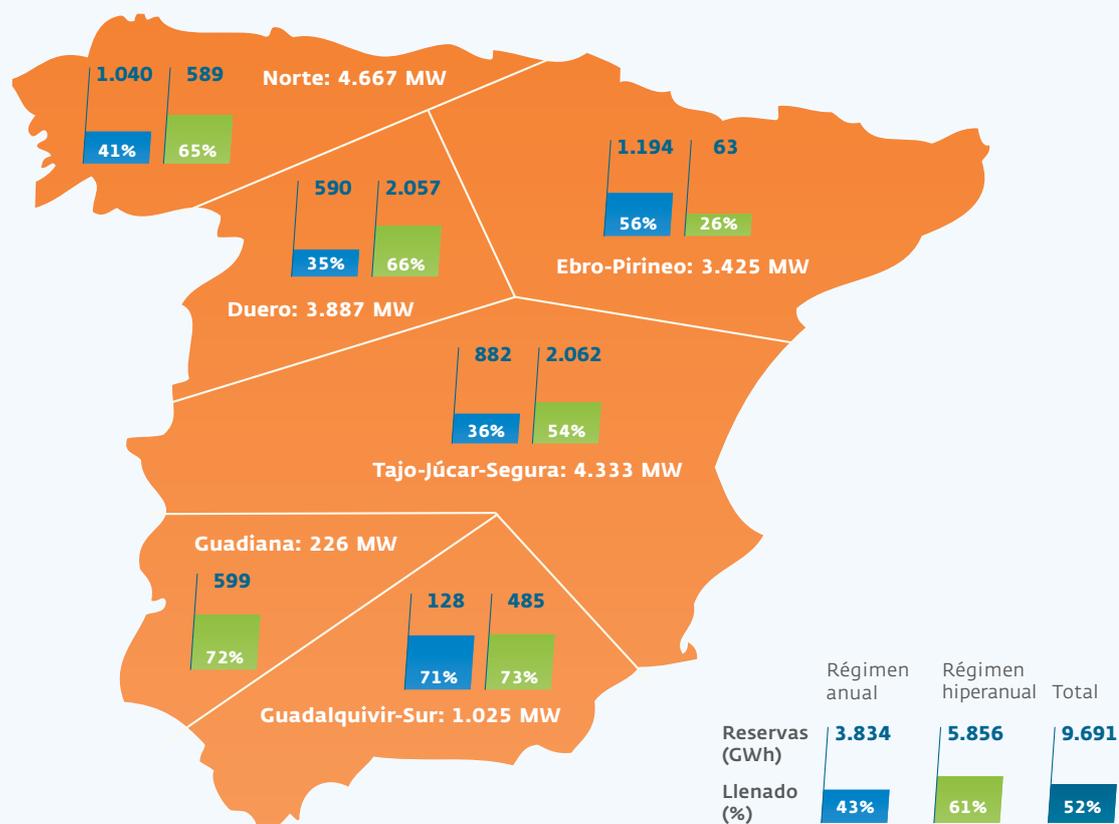
## Evolución anual de la producción hidroeléctrica en b.a. (GWh)



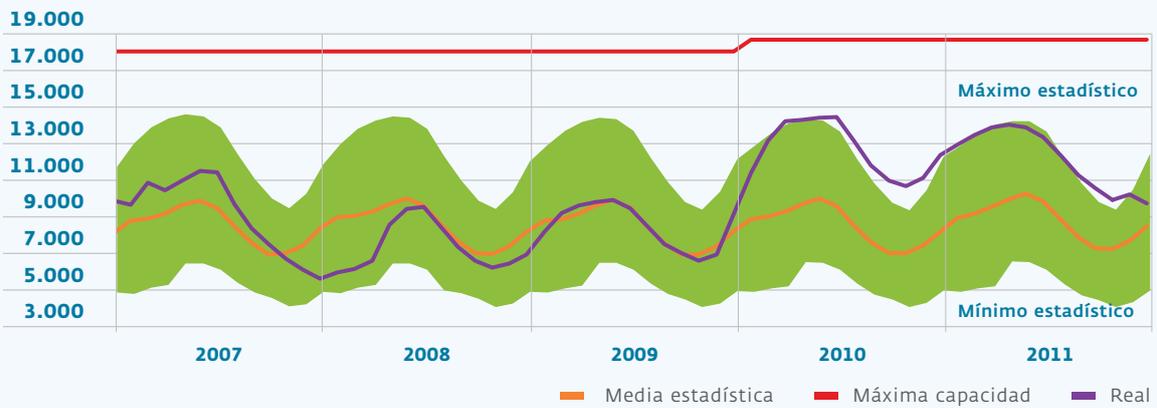
## Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2007	18.416	0,65	92%
2008	18.945	0,67	90%
2009	22.262	0,79	76%
2010	36.174	1,29	16%
<b>2011</b>	<b>22.506</b>	<b>0,81</b>	<b>74%</b>

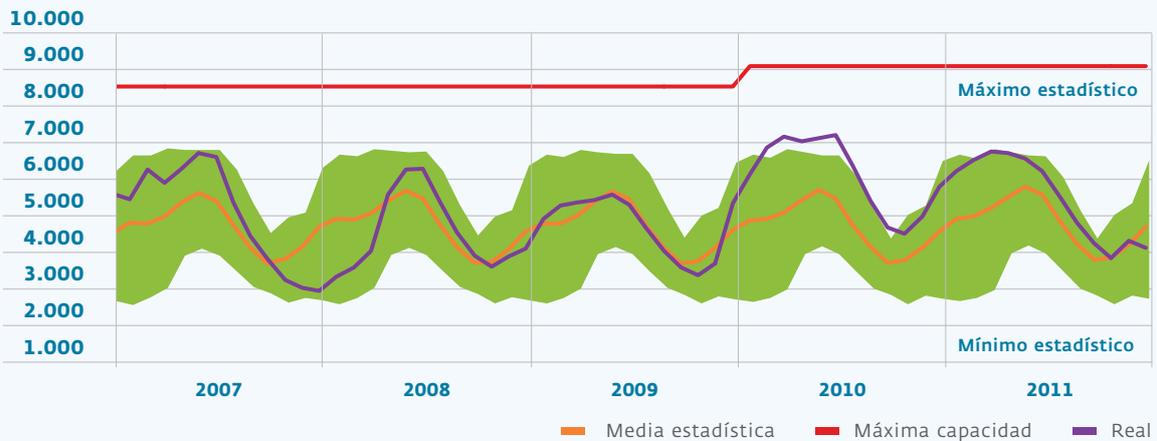
## Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



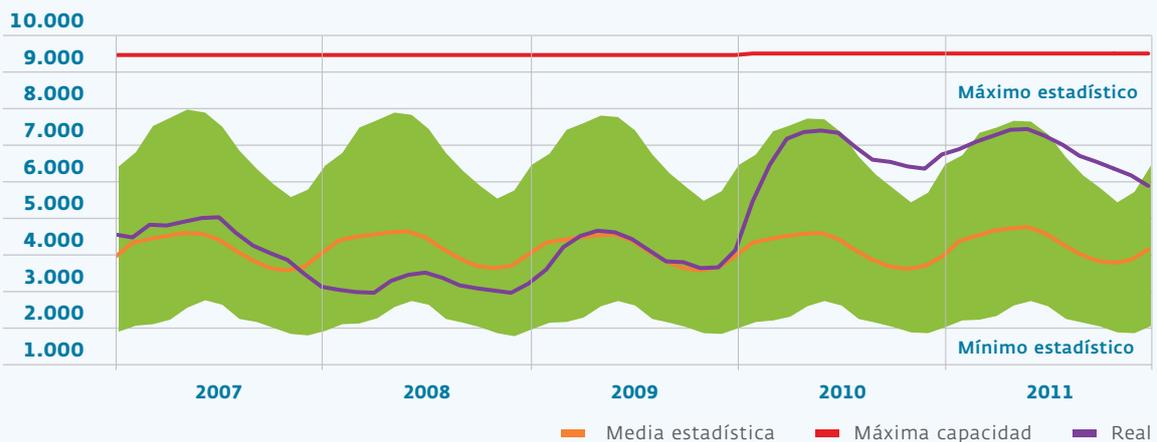
### Evolución anual de las reservas hidroeléctricas (GWh)



### Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen anual (GWh)



### Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual (GWh)



## Producción en b.a. de las centrales de carbón (1)

Centrales	Potencia MW	2010		2011		%11/10
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	3.663	16,6	4.437	10,2	21,1
Anllares	365	0	0,0	1.684	3,9	-
Cercs	162	516	2,3	14	0,0	-97,4
Compostilla II	1.171	209	0,9	5.194	11,9	2.383,6
Escatrón	80	0	-	0	-	-
Escucha	159	156	0,7	419	1,0	169,6
GICC-PL ELCOGAS (2)	320	0	0,0	1.617	3,7	-
Guardo	516	63	0,3	1.847	4,2	2.834,6
La Robla	655	29	0,1	1.016	2,3	3.360,1
Lada	513	698	3,2	675	1,6	-3,3
Litoral de Almería	1.159	4.409	20,0	5.109	11,7	15,9
Los Barrios	589	2.489	11,3	2.341	5,4	-5,9
Meirama	563	856	3,9	1.151	2,6	34,4
Narcea	595	1	0,0	1.359	3,1	134.485,7
Pasajes	217	487	2,2	357	0,8	-26,7
Puentenuevo 3	324	590	2,7	1.258	2,9	113,1
Puentes García Rodríguez	1.468	4.955	22,4	7.352	16,9	48,4
Puertollano	221	255	1,2	81	0,2	-68,2
Soto de la Ribera	604	927	4,2	1.315	3,0	41,9
Teruel	1.102	1.793	8,1	6.260	14,4	249,2
<b>Total</b>	<b>11.700</b>	<b>22.097</b>	<b>100,0</b>	<b>43.488</b>	<b>100,0</b>	<b>96,8</b>

(1) Tras un año de suspensión de su puesta en marcha, el 26 de febrero de 2011 entró en vigor el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que define el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro como un nuevo servicio de ajuste del sistema en el que participan con carácter obligatorio diez centrales (Anllares, Compostilla III, Escucha, GICC-PL ELCOGÁS, Guardo, La Robla, Narcea, Puentenuevo 3, Soto de la Ribera y Teruel), con objeto de cumplir la utilización de carbón nacional del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012. La comparación entre los valores de producción en los años 2010 y 2011 de algunas de las citadas centrales refleja el efecto de la aplicación durante el año 2011 de este procedimiento.

(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.

## 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)	Revisión periódica	Averías	
Aboño 1	360	996	4.176	33,6	66,2	0,0	6,1	93,9
Aboño 2	556	3.441	8.638	71,3	71,6	0,0	0,9	99,1
Anllares	365	1.684	5.552	53,1	83,1	0,0	0,8	99,2
Cercs	162	14	152	1,0	54,9	0,0	3,8	96,2
Compostilla 2	141	381	3.303	33,4	81,8	0,0	7,6	92,4
Compostilla 3	330	1.620	5.675	57,5	86,5	0,0	2,6	97,4
Compostilla 4	350	1.792	5.983	60,9	85,6	0,0	4,0	96,0
Compostilla 5	350	1.401	4.853	59,7	82,5	18,1	5,3	76,6
Escatrón	80	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Escucha	159	419	3.317	30,9	79,3	0,0	2,9	97,1
GICC-PL ELCOGAS (3)	320	1.617	6.463	92,4	78,2	18,5	19,1	62,4
Guardo 1	155	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Guardo 2	361	1.847	6.131	60,5	83,5	0,9	2,5	96,6
La Robla 1	284	172	702	6,9	86,4	0,0	0,3	99,7
La Robla 2	371	844	2.888	48,3	78,8	0,0	46,3	53,7
Lada 3	155	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Lada 4	358	675	2.457	23,8	76,8	6,1	3,5	90,4
Litoral de Almería 1	577	2.530	6.033	55,2	72,7	4,9	4,4	90,7
Litoral de Almería 2	582	2.579	6.260	51,7	70,8	0,0	2,2	97,8
Los Barrios	589	2.341	5.850	49,1	67,9	3,5	4,0	92,5
Meirama	563	1.151	2.555	24,6	80,0	0,0	5,1	94,9
Narcea 1	65	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	11	112	0,9	59,8	0,0	15,0	85,0
Narcea 3	364	1.348	4.359	43,8	85,0	0,0	3,4	96,6
Pasajes	217	357	2.381	19,7	69,1	4,2	0,5	95,3
Puentenuevo 3	324	1.258	4.745	57,6	81,9	5,2	17,8	76,9
Puentes 1	369	2.074	6.689	64,4	84,0	0,0	0,3	99,7
Puentes 2	366	1.990	6.339	62,1	85,8	0,0	0,0	100,0
Puentes 3	366	1.634	5.343	53,6	83,5	3,6	1,4	95,0
Puentes 4	367	1.655	5.445	52,2	82,8	0,0	1,4	98,6
Puertollano	221	81	435	4,2	84,4	0,0	0,4	99,6
Soto de la Ribera 2	254	91	492	4,1	72,8	0,0	0,1	99,9
Soto de la Ribera 3	350	1.224	4.239	40,3	82,5	0,0	0,8	99,2
Teruel 1	368	2.043	6.890	66,2	80,6	0,0	4,2	95,8
Teruel 2	368	2.071	7.002	66,3	80,4	0,0	3,1	96,9
Teruel 3	366	2.146	7.157	68,4	81,9	0,0	2,1	97,9
<b>Total</b>	<b>11.700</b>	<b>43.488</b>	<b>4.726</b>	<b>45,6</b>	<b>78,7</b>	<b>2,0</b>	<b>5,0</b>	<b>93,0</b>

(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) 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.

## Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible

	2010		2011		%11/10
	GWh	%	GWh	%	
<b>Carbón nacional</b>	<b>2.264</b>	<b>10,2</b>	<b>17.856</b>	<b>41,1</b>	<b>688,8</b>
Hulla + antracita	1.141	5,2	14.201	32,7	1.144,7
Lignito negro	1.123	5,1	3.655	8,4	225,6
<b>Carbón importado</b>	<b>18.671</b>	<b>84,5</b>	<b>23.345</b>	<b>53,7</b>	<b>25,0</b>
<b>Total carbón</b>	<b>20.935</b>	<b>94,7</b>	<b>41.201</b>	<b>94,7</b>	<b>96,8</b>
<b>Combustibles de apoyo</b>	<b>1.162</b>	<b>5,3</b>	<b>2.287</b>	<b>5,3</b>	<b>96,7</b>
Fuel	225	1,0	290	0,7	29,3
Gas natural	82	0,4	1.079	2,5	1.217,5
Gas siderúrgico	856	3,9	918	2,1	7,2
<b>Total</b>	<b>22.097</b>	<b>100,0</b>	<b>43.488</b>	<b>100,0</b>	<b>96,8</b>

## Producción en b.a. de las centrales de fuel/gas

Centrales	Potencia MW	2010		2011		%11/10
		GWh	%	GWh	%	
Aceca	314	84	4,6	0	-	-
C.Colón (1)	0	0	-	-	-	-
Escombreras (2)	0	0	-	-	-	-
Foix	520	8	0,4	0	-	-
GICC-PL ELCOGAS (3)	0	1.681	92,1	-	-	-
Sabón (4)	0	0	-	-	-	-
S. Adrián	659	52	2,9	0	-	-
<b>Total</b>	<b>1.492</b>	<b>1.825</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(1) Baja Colón 2 en junio 2010.

(2) Baja en enero 2010.

(3) 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.

(4) Baja en diciembre 2011.

## Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponibles(1)	En horas de acoplamiento(2)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 1	314	0	0	0,0	-	11,3	0,0	88,7
Foix	520	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Sabón 1 (3)	0	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
Sabón 2 (3)	0	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
S. Adrián 1	350	0	0	0,0	-	0,0	79,2	20,8
S. Adrián 3	309	0	0	0,0	-	0,0	76,9	23,1
<b>Total</b>	<b>1.492</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>1,9</b>	<b>48,8</b>	<b>49,3</b>

(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) Baja en diciembre 2011.

## Producción en b.a. de las centrales ciclo combinado

Centrales	Potencia MW	2010		2011		%11/10
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	400	1.225	1,9	909	1,8	-25,8
Aceca 4	374	1.838	2,8	2.444	4,8	33,0
Algeciras 3 CC	831	126	0,2	1.754	3,5	1.293,3
Amorebieta	749	2.483	3,8	1.029	2,0	-58,6
Arcos 1	396	170	0,3	121	0,2	-29,0
Arcos 2	379	63	0,1	18	0,0	-70,6
Arcos 3	844	2.229	3,5	1.094	2,2	-50,9
Arrúbal 1	402	695	1,1	424	0,8	-39,0
Arrúbal 2	397	612	0,9	575	1,1	-6,0
Bahía de Bizkaia	800	2.939	4,5	2.283	4,5	-22,3
Besós 3	412	1.710	2,6	655	1,3	-61,7
Besós 4	407	2.183	3,4	1.715	3,4	-21,4
Besós 5	873	479	0,7	1.786	3,5	273,1
Campo Gibraltar 1	393	2.194	3,4	1.467	2,9	-33,1
Campo Gibraltar 2	388	1.552	2,4	1.445	2,8	-6,9
Cartagena 1	425	726	1,1	1.422	2,8	95,7
Cartagena 2	425	1.062	1,6	1.030	2,0	-3,0
Cartagena 3	419	952	1,5	1.193	2,4	25,3
Castejón 1	429	1.454	2,3	530	1,0	-63,6
Castejón 2	378	704	1,1	204	0,4	-71,0
Castejón 3	426	1.350	2,1	488	1,0	-63,9
Castellón 3	800	93	0,1	169	0,3	82,2
Castellón 4	854	2.619	4,1	2.419	4,8	-7,6
Castelnou	798	1.957	3,0	358	0,7	-81,7
Colón 4	398	771	1,2	755	1,5	-2,1
El Fangal 1	409	1.310	2,0	187	0,4	-85,7
El Fangal 2	408	1.028	1,6	239	0,5	-76,8
El Fangal 3	402	1.170	1,8	353	0,7	-69,8
Escatrón 3	818	3.359	5,2	1.129	2,2	-66,4
Escatrón Peaker	283	82	0,1	18	0,0	-78,3
Escombreras 6	831	1.161	1,8	1.111	2,2	-4,3
Málaga 1 CC	421	1.401	2,2	2.068	4,1	47,6
Palos 1	401	2.022	3,1	1.124	2,2	-44,4
Palos 2	396	1.944	3,0	887	1,7	-54,4
Palos 3	398	1.719	2,7	894	1,8	-48,0
Plana del Vent 1	412	213	0,3	801	1,6	276,3
Plana del Vent 2	421	188	0,3	838	1,7	345,1
Puentes García Rodríguez 5	849	694	1,1	432	0,9	-37,8
Puerto de Barcelona 1	447	678	1,0	1.140	2,2	68,1
Puerto de Barcelona 2	445	289	0,4	886	1,7	206,8
Sabón 3	389	1.497	2,3	1.872	3,7	25,1
Sagunto 1	417	2.127	3,3	1.569	3,1	-26,2
Sagunto 2	420	2.255	3,5	1.238	2,4	-45,1
Sagunto 3	419	2.119	3,3	1.496	2,9	-29,4
San Roque 1	397	1.109	1,7	1.654	3,3	49,1
San Roque 2	402	836	1,3	751	1,5	-10,1
Santurce 4	403	650	1,0	178	0,4	-72,7
Soto de la Ribera 4	432	1.418	2,2	1.379	2,7	-2,7
Soto de la Ribera 5	434	359	0,6	438	0,9	21,9
Tarragona Endesa	400	1.079	1,7	353	0,7	-67,3
Tarragona Power	424	1.712	2,7	1.414	2,8	-17,4
<b>Total ciclo combinado</b>	<b>25.269</b>	<b>64.604</b>	<b>100,0</b>	<b>50.734</b>	<b>100,0</b>	<b>-21,5</b>

## 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)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 3	400	909	3.437	31,0	66,1	15,9	0,3	83,8
Aceca 4	374	2.444	7.856	77,2	83,2	1,4	1,9	96,7
Algeciras 3 CC	831	1.754	4.240	26,3	49,8	2,7	5,5	91,7
Amorebieta	749	1.029	2.321	15,8	59,2	0,4	0,0	99,6
Arcos 1	396	121	439	3,6	69,7	3,2	0,8	96,0
Arcos 2	379	18	70	0,7	69,6	18,6	0,6	80,9
Arcos 3	844	1.094	3.118	20,4	41,6	25,5	1,8	72,7
Arrúbal 1	402	424	1.321	12,2	79,7	1,4	0,2	98,5
Arrúbal 2	397	575	1.840	17,0	78,7	2,5	0,2	97,4
Bahía Bizcaya	800	2.283	4.463	46,1	63,9	24,9	4,5	70,6
Besós 3	412	655	3.231	18,3	49,2	0,0	0,5	99,5
Besós 4	407	1.715	5.872	50,2	71,8	2,5	1,6	95,9
Besós 5	873	1.786	4.619	28,5	44,3	13,4	4,6	82,0
Campo de Gibraltar 1	393	1.467	4.791	43,1	78,0	0,0	1,1	98,9
Campo de Gibraltar 2	388	1.445	4.774	73,4	78,0	14,6	27,4	57,9
Cartagena 1	425	1.422	4.785	39,3	70,0	1,6	1,1	97,3
Cartagena 2	425	1.030	3.545	28,3	68,5	1,6	0,5	98,0
Cartagena 3	419	1.193	3.951	33,0	72,0	1,6	0,1	98,3
Castejón 1	429	530	2.330	14,2	53,0	0,0	0,9	99,1
Castejón 2	378	204	799	7,1	67,6	12,4	0,2	87,4
Castejón 3	426	488	2.133	14,4	53,6	8,7	0,6	90,7
Castellón 3	800	169	514	2,8	41,1	15,1	0,0	84,9
Castellón 4	854	2.419	6.551	36,6	43,3	10,3	1,4	88,3
Castelnou	798	358	1.188	5,2	37,8	0,7	0,7	98,6
Colón 4	398	755	3.580	22,9	53,0	4,9	0,2	94,8
El Fangal 1	409	187	610	5,3	75,0	0,8	0,0	99,2
El Fangal 2	408	239	824	7,0	71,0	4,0	0,1	95,9
El Fangal 3	402	353	1.213	10,1	72,4	0,8	0,2	99,1
Escatrón 3	818	1.129	2.874	17,6	48,0	1,8	8,6	89,7
Escatrón Peaker	283	18	263	0,7	23,9	1,5	1,7	96,8
Escombreras 6	831	1.111	3.370	16,9	39,7	5,2	4,4	90,5
Málaga 1 CC	421	2.068	6.822	57,3	72,0	1,0	1,1	97,9
Palos 1	401	1.124	3.741	36,5	74,9	12,0	0,4	87,6
Palos 2	396	887	2.837	25,9	79,0	0,7	0,4	98,9
Palos 3	398	894	2.842	26,1	79,1	1,8	0,0	98,2
Plana del Vent 1	412	801	2.677	24,3	72,7	1,4	7,3	91,4
Plana del Vent 2	421	838	2.785	23,5	71,5	0,0	3,4	96,6
Puentes García Rguez. 5	849	432	1.845	6,7	27,6	12,0	1,6	86,4
Puerto de Barcelona 1	447	1.140	3.550	32,3	71,8	9,0	1,0	90,0
Puerto de Barcelona 2	445	886	2.712	25,8	73,5	10,9	0,8	88,3
Sabón 3	389	1.872	5.625	56,6	85,6	1,4	1,4	97,2

(sigue en la página siguiente →)

## 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)	Revisión periódica	Averías	
(→ continuación)								
Sagunto 1	417	1.569	4.962	43,2	75,8	0,0	0,7	99,3
Sagunto 2	420	1.238	4.028	37,2	73,2	9,2	0,2	90,5
Sagunto 3	419	1.496	4.767	46,6	75,0	9,0	3,6	87,5
San Roque 1	397	1.654	5.751	49,0	72,4	1,1	2,0	97,0
San Roque 2	402	751	3.884	22,1	48,1	1,6	1,9	96,5
Santurce 4	403	178	740	5,3	59,6	5,3	0,0	94,6
Soto de la Ribera 4	432	1.379	5.760	36,9	55,4	0,0	1,3	98,7
Soto de la Ribera 5	434	438	1.936	11,5	52,2	0,0	0,2	99,8
Tarragona Endesa	400	353	1.348	13,1	65,5	18,4	4,5	77,1
Tarragona Power	424	1.414	5.322	40,8	62,6	3,6	3,1	93,3
<b>Total</b>	<b>25.269</b>	<b>50.734</b>	<b>3.256</b>	<b>25,1</b>	<b>61,7</b>	<b>6,6</b>	<b>2,3</b>	<b>91,1</b>

(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 en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	2010		2011		%11/10
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	1.035	8.168	13,2	7.762	13,4	-5,0
Almaraz II	983	7.292	11,8	8.095	14,0	11,0
Ascó I	1.028	8.354	13,5	6.988	12,1	-16,4
Ascó II	1.027	7.680	12,4	7.514	13,0	-2,2
Cofrentes	1.085	9.549	15,4	7.901	13,7	-17,3
Garoña	466	3.830	6,2	3.742	6,5	-2,3
Trillo I	1.066	8.243	13,3	8.383	14,5	1,7
Vandellós II	1.087	8.875	14,3	7.347	12,7	-17,2
<b>Total</b>	<b>7.777</b>	<b>61.990</b>	<b>100,0</b>	<b>57.731</b>	<b>100,0</b>	<b>-6,9</b>

## 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)	Revisión periódica	Averías	
Almaraz I	1.035	7.762	7.815	96,0	95,9	10,5	0,3	89,2
Almaraz II	983	8.095	7.992	100,0	100,0	6,8	2,1	91,0
Ascó I	1.028	6.988	6.947	98,2	97,8	20,5	0,4	79,0
Ascó II	1.027	7.514	7.559	98,2	96,8	13,4	1,5	85,1
Cofrentes	1.085	7.901	7.570	96,5	96,2	13,4	0,4	86,2
Garoña	466	3.742	8.102	99,3	99,1	7,1	0,6	92,3
Trillo I	1.066	8.383	7.943	98,7	99,0	7,7	1,4	91,0
Vandellós II	1.087	7.347	6.953	96,6	97,2	18,3	1,8	79,9
<b>Total</b>	<b>7.777</b>	<b>57.731</b>	<b>7.569</b>	<b>98,3</b>	<b>98,1</b>	<b>12,7</b>	<b>1,1</b>	<b>86,2</b>

(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.

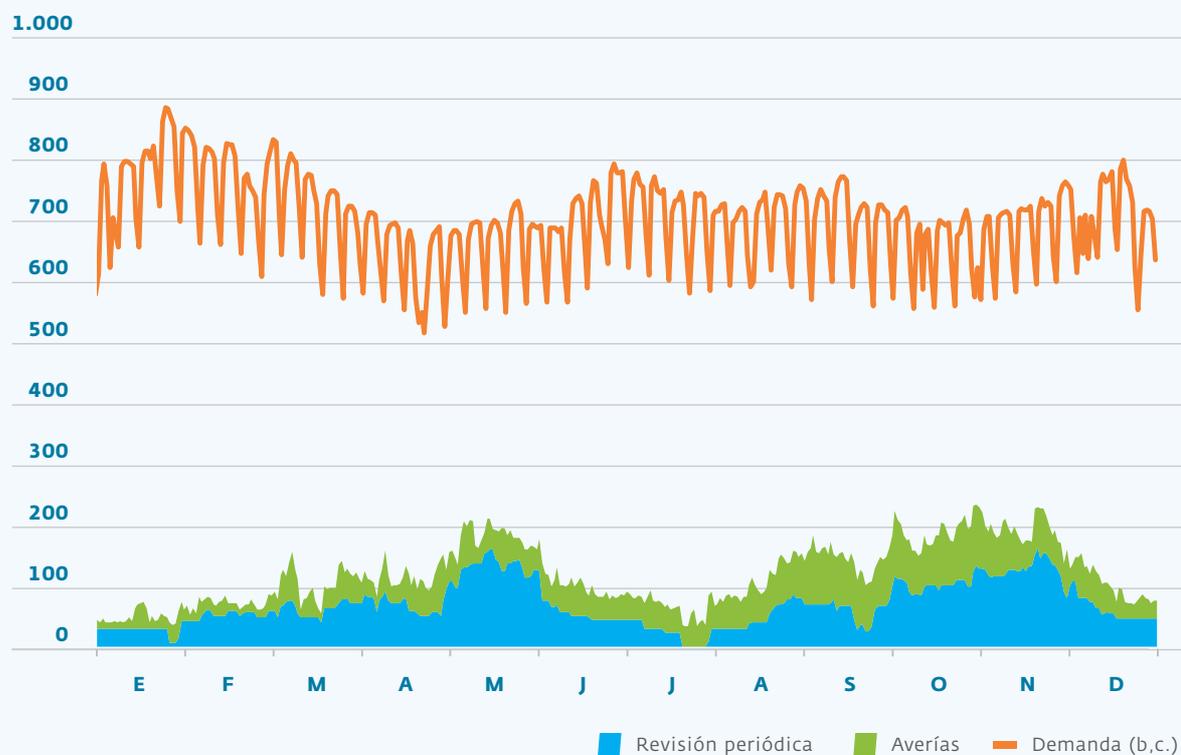
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

## Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas (%)

	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2010	2011	2010	2011
Nuclear	98,7	98,3	92,1	86,2
Carbón (1)	24,3	45,6	91,2	93,0
Fuel/gas	10,7	0,0	85,6	49,3
Ciclo combinado	31,9	25,1	91,6	91,1
<b>Total térmicas</b>	<b>40,2</b>	<b>41,8</b>	<b>91,3</b>	<b>89,1</b>

(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.

## Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico (GWh)





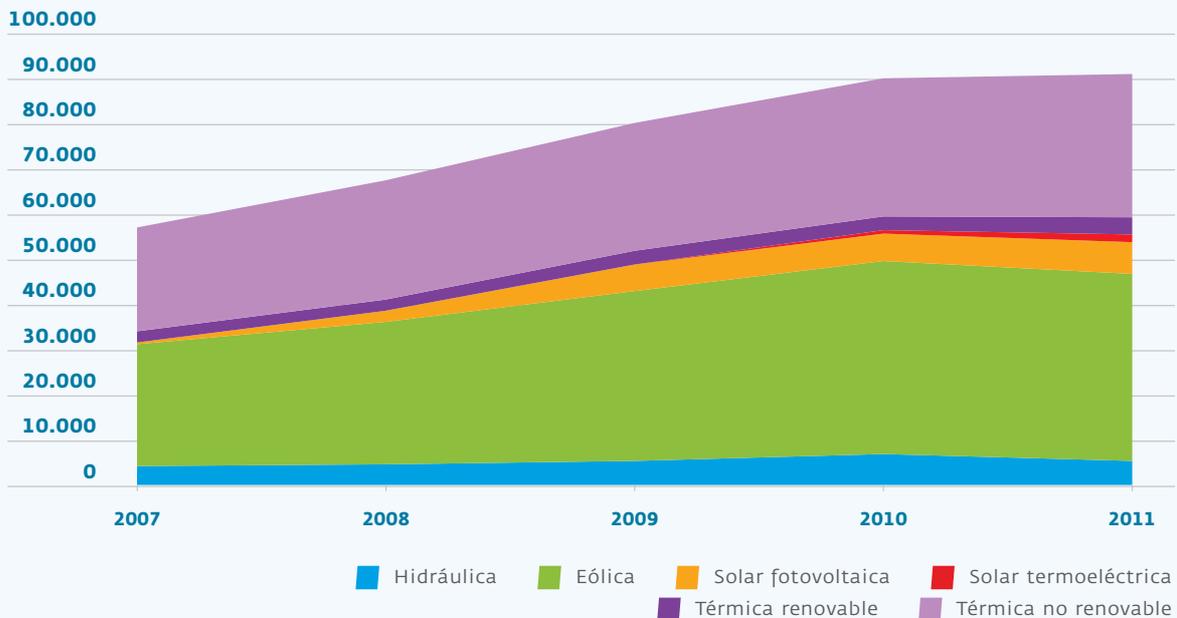
# 04

## Régimen especial

SISTEMA PENINSULAR

- 
- 52** — Evolución de la energía adquirida al régimen especial  
Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tecnologías
  - 53** — Estructura de la energía adquirida al régimen especial  
Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tecnologías

## Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)

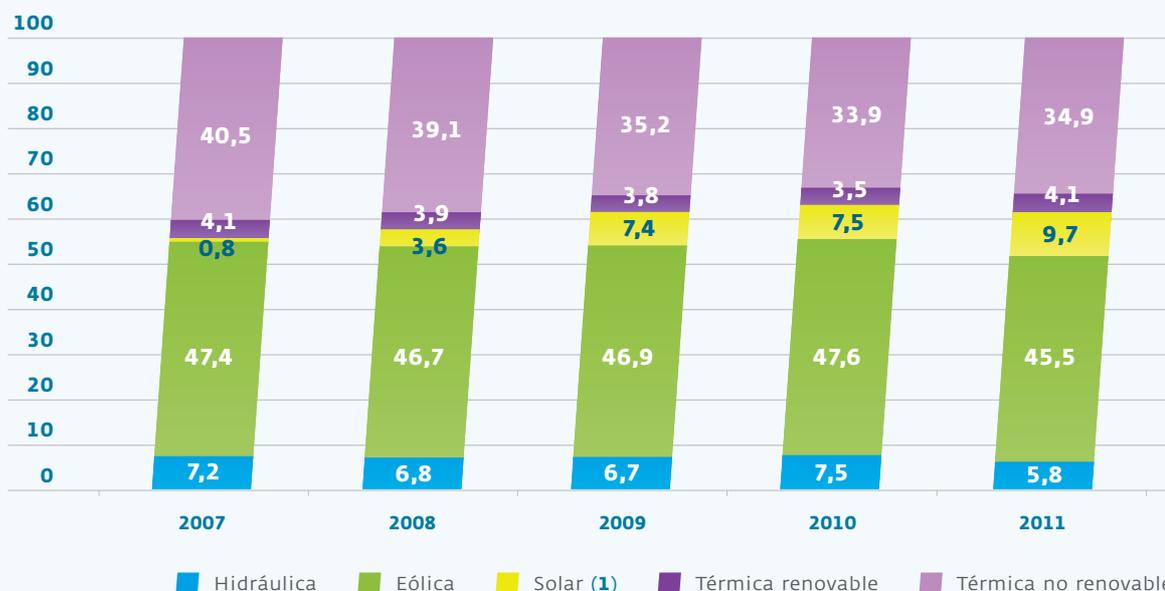


## Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tecnologías (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	%11/10
<b>Renovables</b>	<b>34.220</b>	<b>41.469</b>	<b>52.345</b>	<b>60.036</b>	<b>59.777</b>	<b>-0,4</b>
Hidráulica	4.125	4.638	5.454	6.824	5.283	-22,6
Eólica	27.249	31.758	37.889	43.208	41.799	-3,3
Otras renovables	2.846	5.073	9.003	10.003	12.695	26,9
Biogás	730	713	670	709	767	8,1
Biomasa	1.646	1.938	2.375	2.463	3.025	22,8
Solar fotovoltaica	463	2.406	5.829	6.140	7.081	15,3
Solar termoeléctrica	8	15	130	692	1.823	163,6
<b>No renovables</b>	<b>23.328</b>	<b>26.576</b>	<b>28.466</b>	<b>30.789</b>	<b>32.037</b>	<b>4,1</b>
Calor residual	50	31	139	97	107	10,0
Fuel, gasóleo y gases licuados del petróleo	2.426	2.688	2.817	2.584	2.428	-6,0
Gas natural	18.113	21.109	22.790	24.974	26.566	6,4
Subproductos minería (1)	1.380	1.322	1.262	1.691	1.602	-5,3
Residuos sólidos urbanos	1.358	1.426	1.458	1.442	1.334	-7,5
<b>Total</b>	<b>57.548</b>	<b>68.045</b>	<b>80.811</b>	<b>90.825</b>	<b>91.815</b>	<b>1,1</b>

(1) Incluye productos no comerciales de explotaciones mineras, carbón, gas residual y gas de refinería.  
Datos provisionales.

### Estructura de la energía adquirida al régimen especial (%)



(1) Incluye solar fotovoltaica y termoeléctrica

### Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tecnologías (MW)

	2007	2008	2009	2010	2011	%11/10
<b>Renovables</b>	<b>16.573</b>	<b>21.814</b>	<b>24.933</b>	<b>26.688</b>	<b>29.085</b>	<b>9,0</b>
Hidráulica	1.871	1.979	2.022	2.035	2.041	0,3
Eólica	13.529	15.977	18.712	19.710	21.091	7,0
Otras renovables	1.173	3.858	4.199	4.942	5.954	20,5
Biogás	155	167	183	198	208	5,1
Biomasa	395	422	535	555	650	17,2
Solar fotovoltaica	612	3.207	3.249	3.657	4.047	10,7
Solar termoeléctrica	11	61	232	532	1.049	97,1
<b>No renovables</b>	<b>6.543</b>	<b>6.803</b>	<b>7.024</b>	<b>7.187</b>	<b>7.282</b>	<b>1,3</b>
Calor residual	67	67	68	68	68	0,0
Fuel, gasóleo y gases licuados del petróleo	966	966	938	916	878	-4,1
Gas natural	4.924	5.185	5.449	5.634	5.797	2,9
Subproductos minería (1)	350	350	335	335	332	-0,9
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234	208	-11,3
<b>Total</b>	<b>23.115</b>	<b>28.618</b>	<b>31.957</b>	<b>33.875</b>	<b>36.367</b>	<b>7,4</b>

(1) Incluye productos no comerciales de explotaciones mineras, carbón, gas residual y gas de refinería. Datos provisionales.

# 05

## Operación del sistema

SISTEMA PENINSULAR



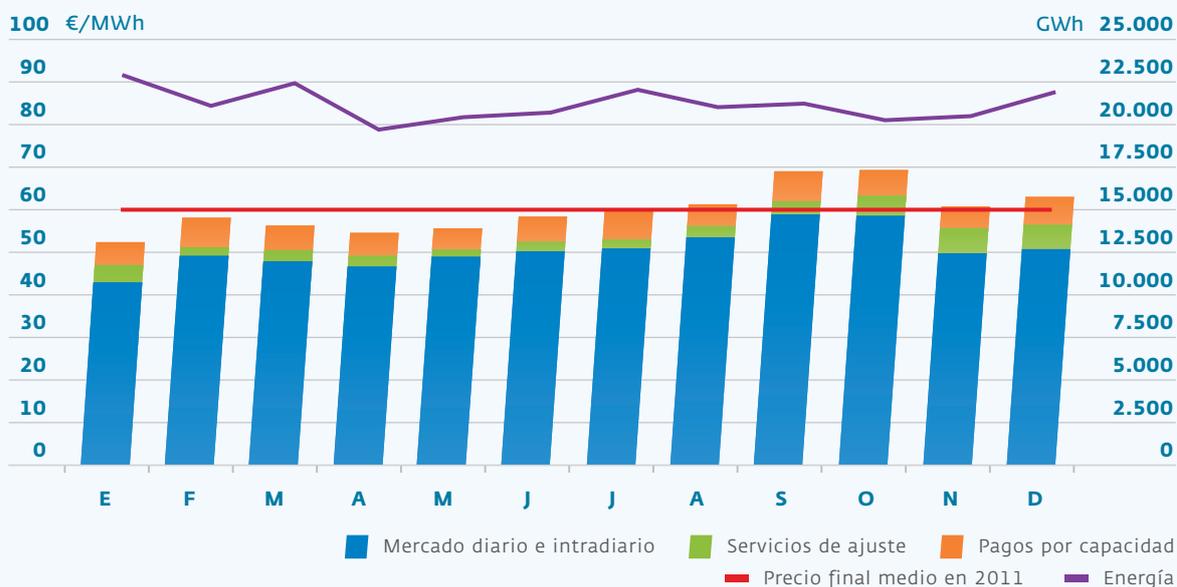
- 56** — Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre).  
Componentes del precio final medio  
Demanda nacional (Suministro último recurso+ contratación libre).  
Precios finales y energía
- 57** — Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio  
Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre).  
Evolución de los precios medios
- 58** — Energía y precios medios ponderados en el mercado diario  
Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía
- 59** — Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario  
Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema
- 60** — Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema respecto a la  
demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre)  
Resolución de restricciones por garantía de suministro
- 61** — Resolución de restricciones técnicas  
Resolución de restricciones técnicas. Precios medios ponderados y energías
- 62** — Resolución de restricciones técnicas. Desglose por tipo de restricciones  
Resolución de restricciones técnicas. Desglose por tecnologías. Total anual
- 63** — Mercados de servicios de ajuste. Energía gestionada  
Regulación secundaria
- 64** — Banda de regulación secundaria. Precios medios ponderados y banda media  
Total mensual de banda de regulación secundaria asignada. Desglose por tecnologías
- 65** — Regulación secundaria. Precios medios ponderados y energías  
Regulación terciaria
- 66** — Regulación terciaria. Precios medios ponderados y energías  
Regulación terciaria. Desglose por tecnologías. Total anual
- 67** — Gestión de desvíos  
Gestión de desvíos. Precios medios ponderados y energías
- 68** — Gestión de desvíos. Desglose por tecnologías. Total anual  
Restricciones en tiempo real
- 69** — Restricciones en tiempo real. Precios medios ponderados y energías  
Desvíos netos medidos. Precios medios ponderados mensuales y energía neta de  
los mercados de balance
- 70** — Desvíos netos medidos  
Coste medio de los desvíos
- 71** — Horas de desvíos contrarios al sistema

## Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Componentes del precio final medio (€/MWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	%11/10
Mercado diario	43,20	49,01	47,63	46,21	49,58	50,63	51,47	54,18	59,55	58,75	50,10	51,46	50,91	32,4
Mercado intradiario	-0,05	-0,03	-0,05	-0,01	-0,04	-0,05	-0,05	-0,08	-0,05	-0,03	-0,11	-0,15	-0,06	159,6
Servicios de ajuste del sistema	3,56	2,24	2,71	2,29	1,71	1,82	2,29	2,98	3,28	4,81	5,74	4,95	3,20	-14,8
Restricciones técnicas (PDBF)	2,02	1,19	1,48	1,18	0,68	0,85	1,42	1,87	1,94	2,51	3,66	3,32	1,85	-19,3
Restricciones tiempo real	0,30	0,10	0,29	0,17	0,28	0,18	0,06	0,15	0,11	0,41	0,46	0,33	0,24	-8,8
Banda de regulación secundaria	0,74	0,45	0,44	0,49	0,55	0,59	0,61	0,77	0,91	1,32	1,36	0,90	0,76	9,0
Desvíos	0,33	0,43	0,47	0,38	0,19	0,20	0,29	0,22	0,30	0,92	0,34	0,54	0,38	0,8
Excedente desvíos	0,17	0,07	0,03	0,07	0,01	0,00	-0,09	-0,03	0,02	-0,35	-0,08	-0,14	-0,02	-118,9
Pagos por capacidad	7,03	6,99	5,76	5,50	5,44	6,42	7,09	4,98	5,68	5,37	5,60	7,02	6,09	68,0
<b>Precio final 2011</b>	<b>53,74</b>	<b>58,21</b>	<b>56,05</b>	<b>53,99</b>	<b>56,69</b>	<b>58,82</b>	<b>60,80</b>	<b>62,06</b>	<b>68,46</b>	<b>68,90</b>	<b>61,33</b>	<b>63,28</b>	<b>60,15</b>	<b>31,3</b>
Precio final 2010	41,72	38,05	30,51	35,10	43,79	46,88	50,87	50,40	53,98	51,00	50,53	56,75	45,82	

Nota: Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.

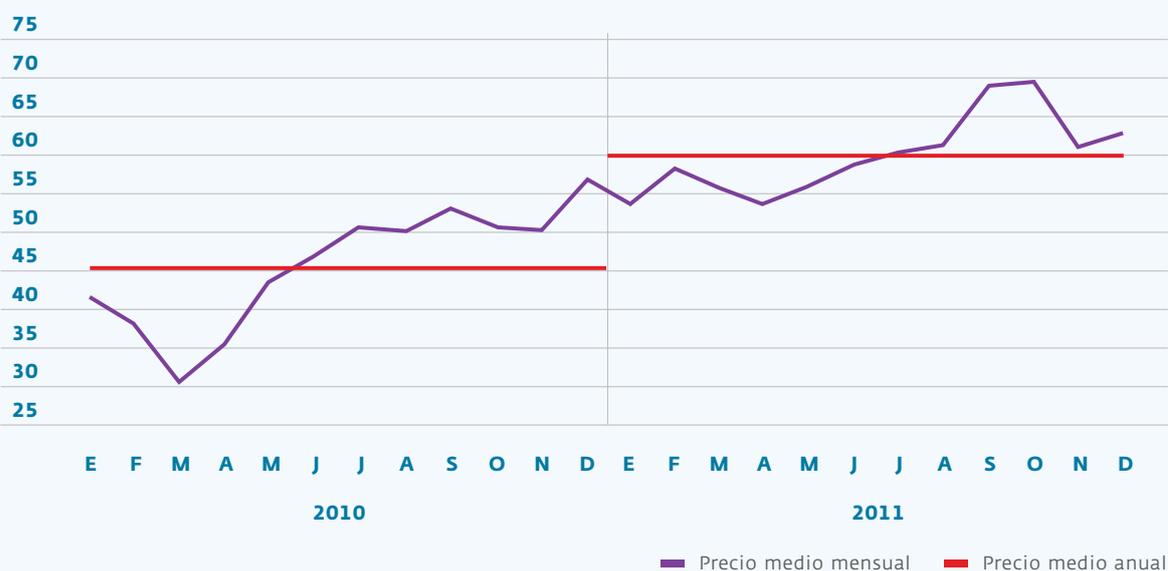
## Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Precios finales y energía



## Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio (€/MWh)



## Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Evolución de los precios medios (€/MWh)

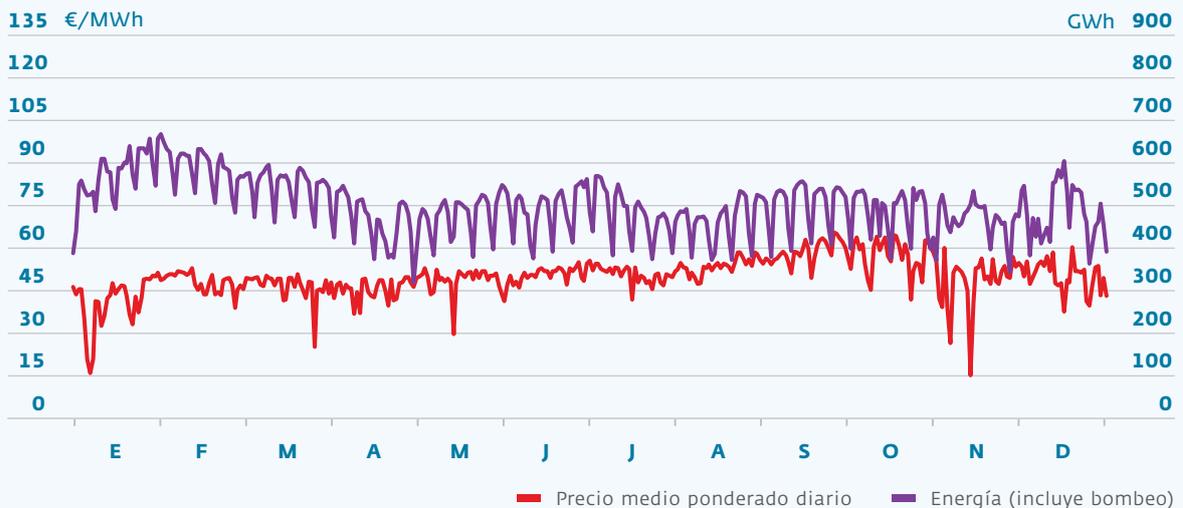


## Energía y precios medios ponderados en el mercado diario

	Energía (*) (GWh)	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	17.515	0,00	42,72	91,01
Febrero	16.496	20,00	48,86	64,50
Marzo	16.957	4,90	47,50	60,90
Abril	14.053	2,00	46,17	55,25
Mayo	14.469	0,50	49,48	58,17
Junio	14.701	11,27	50,56	59,50
Julio	14.889	26,07	51,63	61,68
Agosto	14.360	22,07	54,24	68,21
Septiembre	15.066	28,07	59,88	75,36
Octubre	14.936	4,90	58,77	82,50
Noviembre	13.907	0,00	49,33	91,01
Diciembre	14.940	1,00	51,17	89,90
<b>Anual</b>	<b>182.290</b>	<b>0,00</b>	<b>50,73</b>	<b>91,01</b>

(\*) Incluye bombeo.

## Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía



## Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario

	Volumen negociado (GWh)	(1)(2) Energía (GWh)	Precio medio (€/MWh)	
			Medio mensual	Máximo horario
Enero	3.233	614	41,86	91,01
Febrero	2.748	630	47,70	101,41
Marzo	3.881	961	46,16	88,25
Abril	3.179	657	46,41	65,69
Mayo	4.151	1.211	49,16	65,00
Junio	4.095	1.253	49,60	72,02
Julio	4.423	1.250	49,68	68,88
Agosto	4.145	1.446	52,33	70,33
Septiembre	3.825	1.257	57,37	76,35
Octubre	3.796	1.177	57,81	86,24
Noviembre	4.207	1.281	49,11	85,55
Diciembre	4.048	1.143	48,29	75,69
<b>Anual</b>	<b>45.731</b>	<b>12.880</b>	<b>49,79</b>	<b>101,41</b>

(1) Incluye bombeo.

(2) Resultado neto negociado.

## Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema (GWh)

	2010		2011		% 11/10	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones garantía suministro (1)	-	-	12.773	-	-	-
Restricciones técnicas (PDBF) (2)	12.509	447	9.998	228	-20,1	-48,9
Regulación secundaria	1.165	1.724	1.213	1.514	4,1	-12,2
Regulación terciaria	2.726	2.983	2.694	2.591	-1,2	-13,1
Gestión de desvíos	2.198	2.675	1.775	2.046	-19,3	-23,5
Restricciones en tiempo real	887	901	657	509	-25,9	-43,5
<b>Energía total gestionada</b>	<b>28.214</b>		<b>35.999</b>		<b>27,6</b>	

(1) Energía incrementada en la fase I de resolución de restricciones por garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010) (P.O.3.10).

(2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de resolución de restricciones técnicas del PDBF (P.O.3.2).

### Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema peninsular respecto a la demanda (Suministro último recurso + contratación libre) (%)



Nota: No incluye restricciones por garantía de suministro.

### Resolución de restricciones por garantía de suministro (GWh) (1)

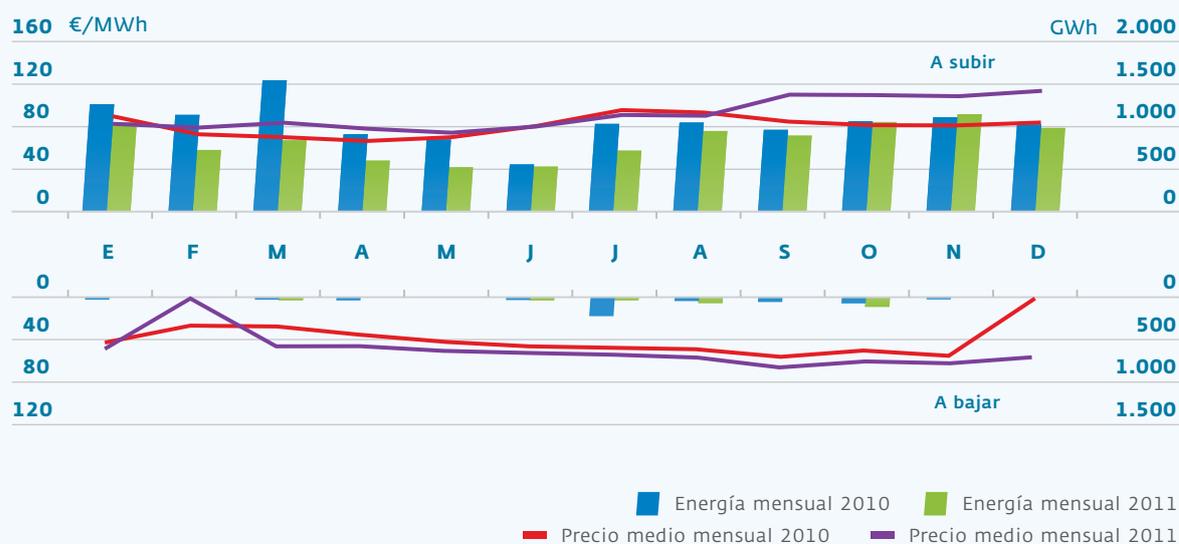


(1) Energía incrementada en la fase I de resolución de restricciones por garantía de suministro (RD134/2010 modificado por RD 1221/2010) (P.O.3.10).

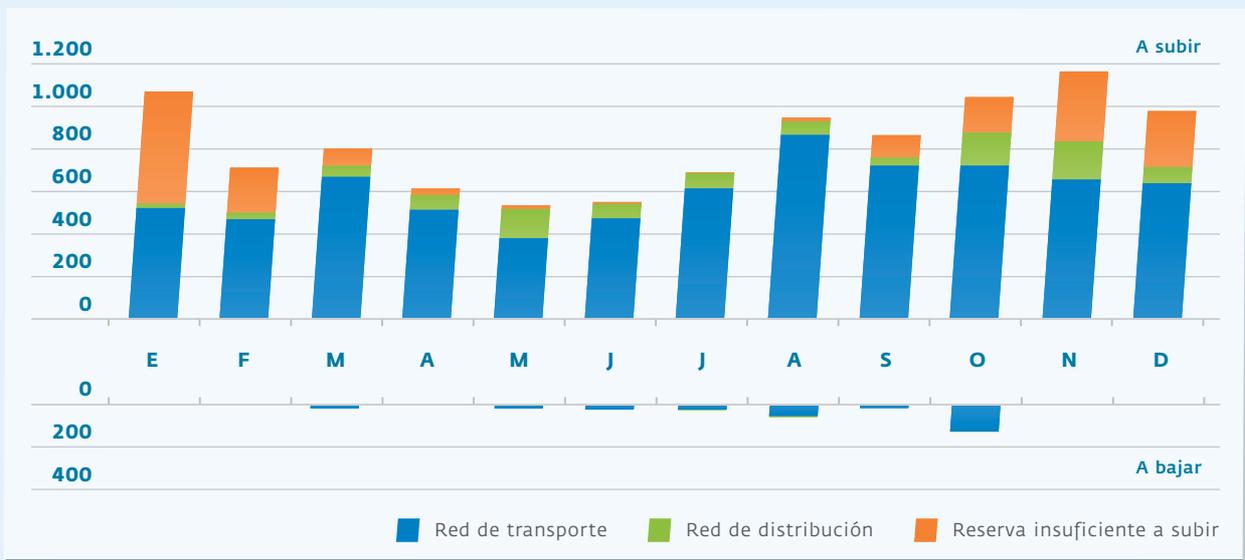
(2) Proceso iniciado con fecha 26/02/2011.

## Resolución de restricciones técnicas (PDBF) (Fase I)

	Energía (GWh)	Energía a subir		Energía (GWh)	Energía a bajar	
		Precio (€/MWh)			Precio (€/MWh)	
		Medio ponderado	Máx.		Medio ponderado	Máx.
Enero	1.066	83,76	143,5	0,2	50,36	55,0
Febrero	716	82,10	196,0	0	-	-
Marzo	804	84,88	137,8	5	47,55	56,3
Abril	610	80,83	207,9	0,2	47,13	48,3
Mayo	526	73,05	126,4	3	51,08	53,1
Junio	561	80,16	128,9	14	52,66	59,5
Julio	702	92,58	164,1	18	53,56	61,7
Agosto	940	91,13	124,6	53	55,34	60,5
Septiembre	871	106,28	161,3	4	63,64	75,4
Octubre	1.050	106,75	148,5	130	61,40	76,8
Noviembre	1.168	106,28	162,3	0,2	60,15	76,5
Diciembre	986	114,43	255,7	1	55,34	55,7
<b>Anual</b>	<b>9.998</b>	<b>94,13</b>	<b>255,7</b>	<b>228</b>	<b>58,38</b>	<b>76,8</b>

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

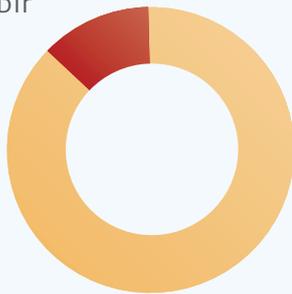
### Resolución de restricciones técnicas (PDBF). Desglose por tipo de restricciones (GWh)



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

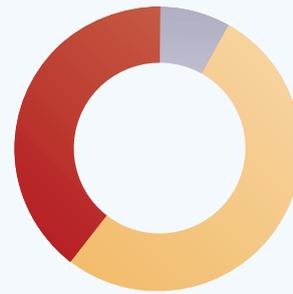
#### Fase I A subir

**87%**  
Ciclo combinado  
**13%**  
Carbón



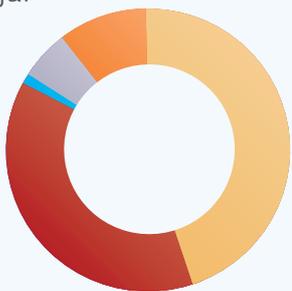
#### Fase 2 A subir

**58%**  
Ciclo combinado  
**34%**  
Carbón  
**8%**  
Turbinación bombeo



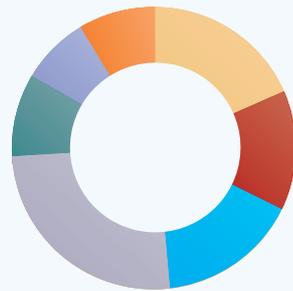
#### Fase I A bajar

**45%**  
Ciclo combinado  
**40%**  
Carbón  
**1%**  
Hidráulica  
**5%**  
Turbinación bombeo  
**9%**  
Régimen especial



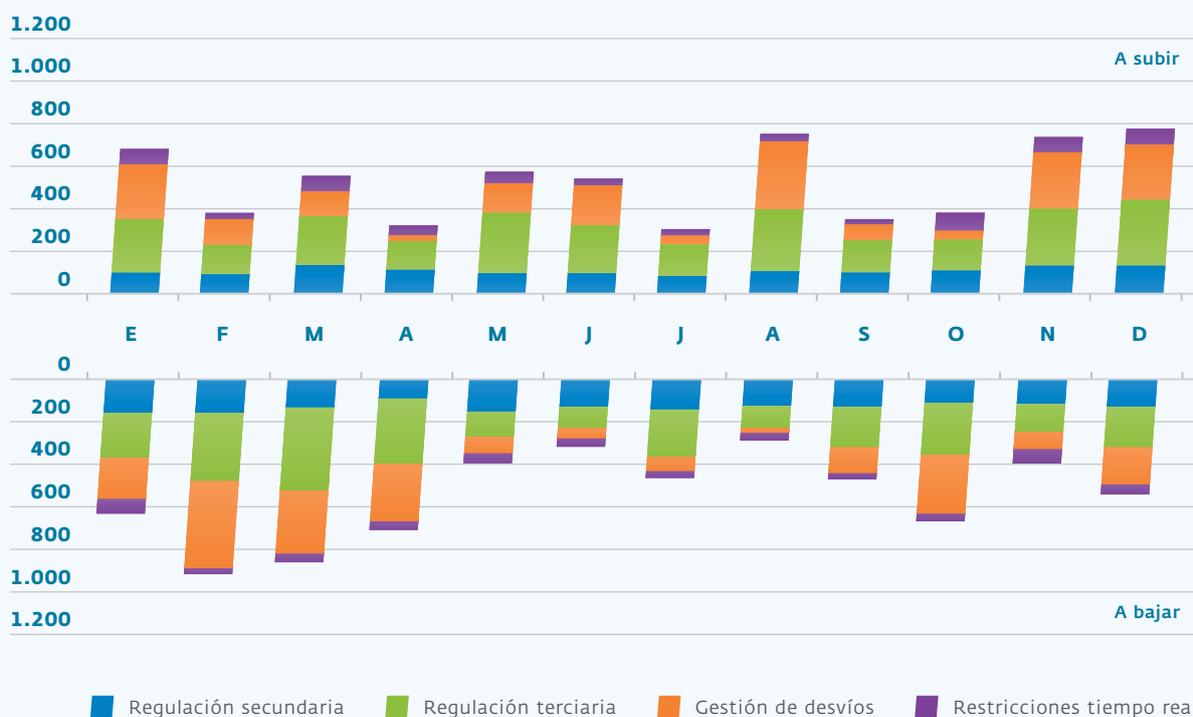
#### Fase 2 A bajar

**18%**  
Ciclo combinado  
**12%**  
Carbón  
**19%**  
Hidráulica  
**25%**  
Turbinación bombeo  
**10%**  
Consumo bombeo  
**8%**  
Intercambios internacionales



**8%**  
Régimen especial

## Mercados de servicios de ajuste. Energía gestionada (1) (GWh)



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

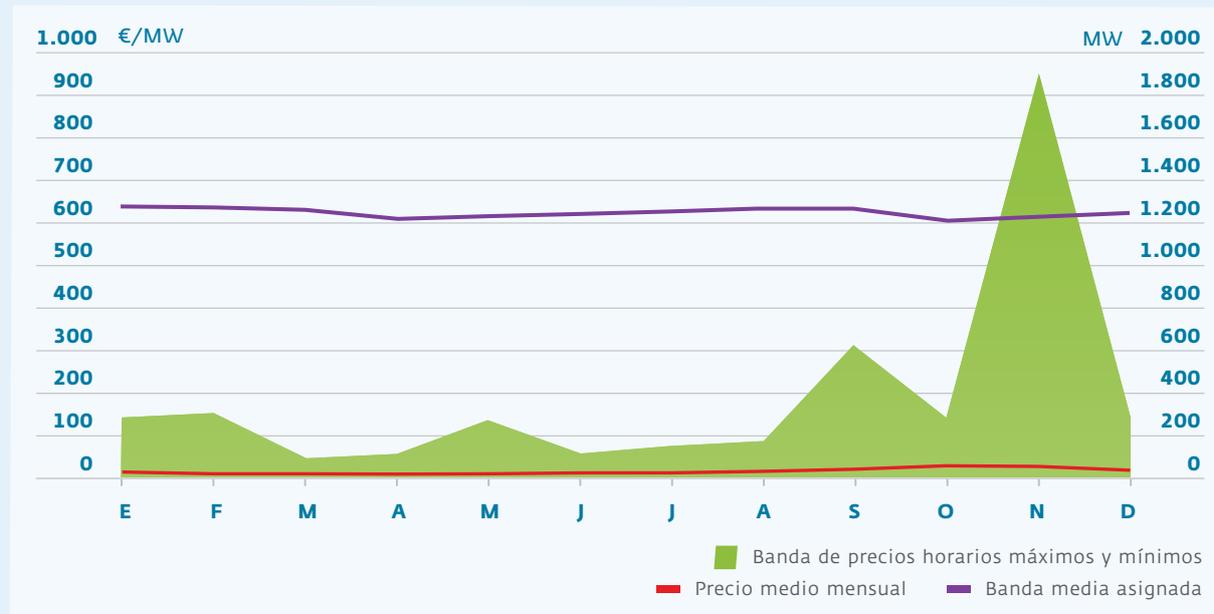
## Regulación secundaria

	Banda media					Energía					
	Potencia (MW)			Precio (€/MWh)		A subir			A bajar		
	A subir	A bajar	Total	Medio pond.	Máx.	Energía (GWh)	Precio (€/MWh) Medio(1)	Máx.	Energía (GWh)	Precio (€/MWh) Medio(2)	Máx.
Enero	736	540	1.276	16,10	140,00	86	42,86	95,00	153	26,64	81,00
Febrero	728	543	1.271	9,55	145,56	76	49,69	180,05	151	34,87	57,88
Marzo	723	536	1.259	9,02	46,93	132	48,07	107,78	130	27,25	150,00
Abril	698	511	1.209	9,70	56,00	115	47,43	76,08	100	26,07	53,03
Mayo	703	515	1.218	10,87	128,54	90	51,46	72,74	147	32,93	180,00
Junio	715	523	1.238	12,32	60,00	91	52,68	73,85	129	34,82	62,00
Julio	711	532	1.243	13,29	79,13	79	51,70	78,63	136	34,36	100,00
Agosto	725	527	1.252	16,03	90,20	100	55,98	85,00	116	38,50	77,71
Septiembre	727	525	1.253	19,25	307,90	93	56,69	85,00	126	41,92	80,00
Octubre	697	515	1.212	26,97	130,60	105	57,71	98,15	109	39,35	150,00
Noviembre	716	524	1.240	28,41	947,70	123	53,74	180,32	105	33,28	80,00
Diciembre	715	526	1.241	18,76	114,90	124	50,87	140,00	114	30,66	72,34
<b>Anual</b>	<b>716</b>	<b>526</b>	<b>1.243</b>	<b>15,87</b>	<b>947,70</b>	<b>1.213</b>	<b>51,58</b>	<b>180,32</b>	<b>1.514</b>	<b>33,32</b>	<b>180,00</b>

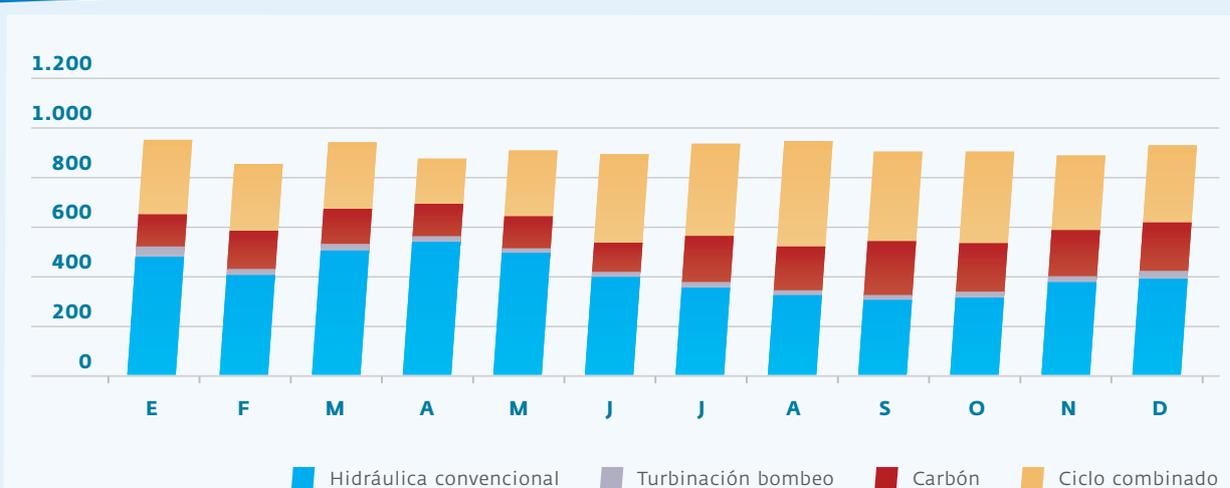
(1) Precio medio ponderado de venta.

(2) Precio medio ponderado de recompra.

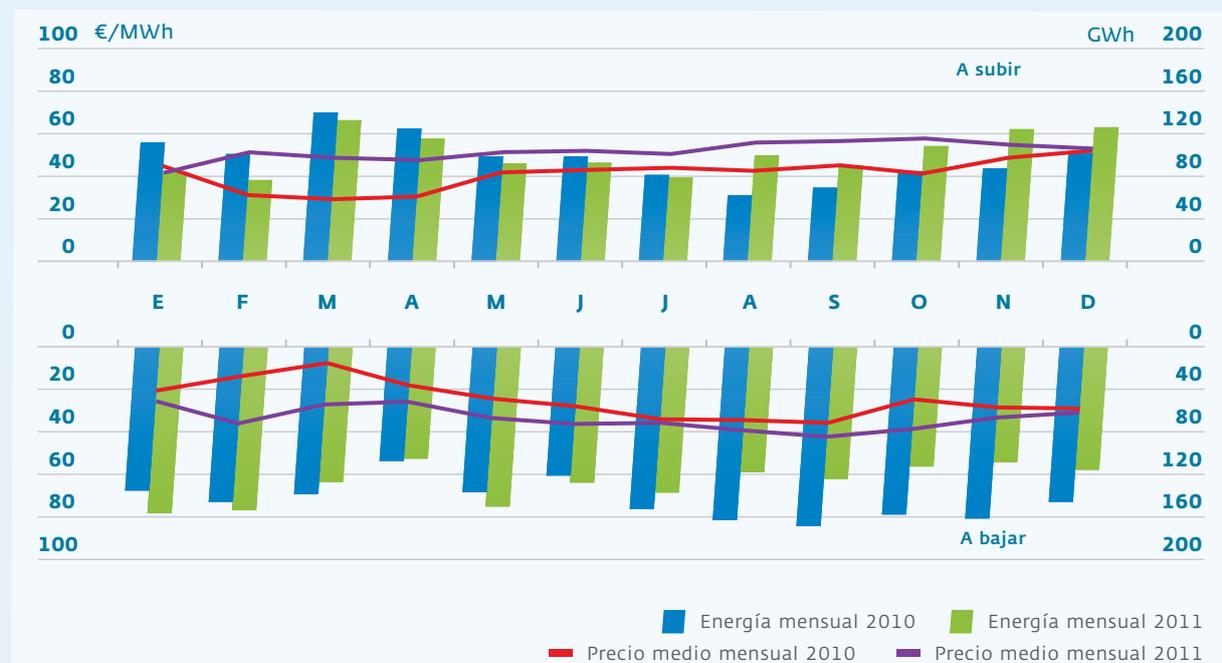
## Banda de regulación secundaria. Precios medios ponderados y banda media



## Total mensual de banda de regulación secundaria asignada. Desglose por tecnologías (CW)



## Regulación secundaria. Precios medios ponderados y energías



## Regulación terciaria

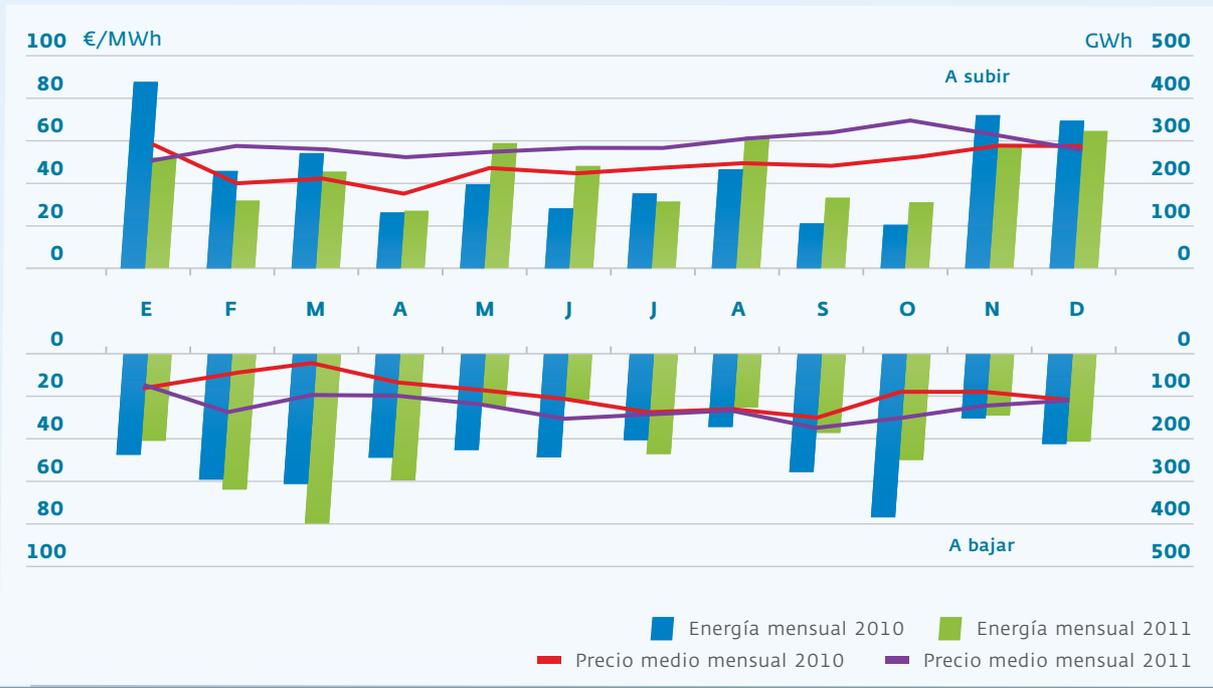
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía(1) (GWh)	Precio (€/MWh)		Energía(1) (GWh)	Precio (€/MWh)	
		Medio(2)	Máx.		Medio(3)	Máx.
Enero	263	50,45	86,00	206	14,69	46,07
Febrero	158	57,38	91,89	321	27,42	58,00
Marzo	227	56,40	91,00	400	19,05	52,01
Abril	134	52,13	72,08	295	19,61	48,00
Mayo	294	54,33	71,00	128	23,83	52,69
Junio	239	55,94	78,25	98	30,00	47,00
Julio	157	56,57	74,63	236	28,09	49,93
Agosto	301	61,49	84,79	117	26,71	49,99
Septiembre	165	63,72	81,88	186	35,06	60,00
Octubre	154	70,00	99,94	253	30,50	66,60
Noviembre	280	63,37	180,30	145	24,73	73,60
Diciembre	321	56,80	82,00	207	22,22	48,77
<b>Anual</b>	<b>2.694</b>	<b>57,97</b>	<b>180,30</b>	<b>2.591</b>	<b>24,46</b>	<b>73,60</b>

(1) Incluye energía de regulación terciaria de emergencia.

(2) Precio medio ponderado de venta.

(3) Precio medio ponderado de recompra.

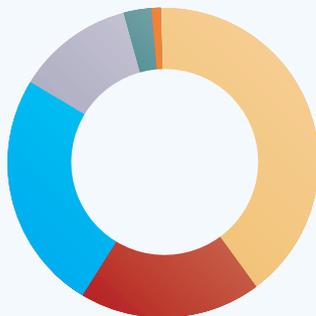
### Regulación terciaria. Precios medios ponderados y energías



### Regulación terciaria. Desglose por tecnologías. Total anual (%)

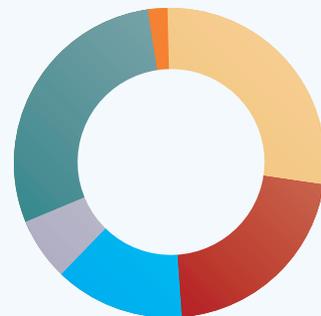
#### A Subir

- 40%** Ciclo combinado
- 19%** Carbón
- 25%** Hidráulica
- 12%** Turbinación bombeo
- 3%** Consumo bombeo
- 1%** Régimen especial



#### A bajar

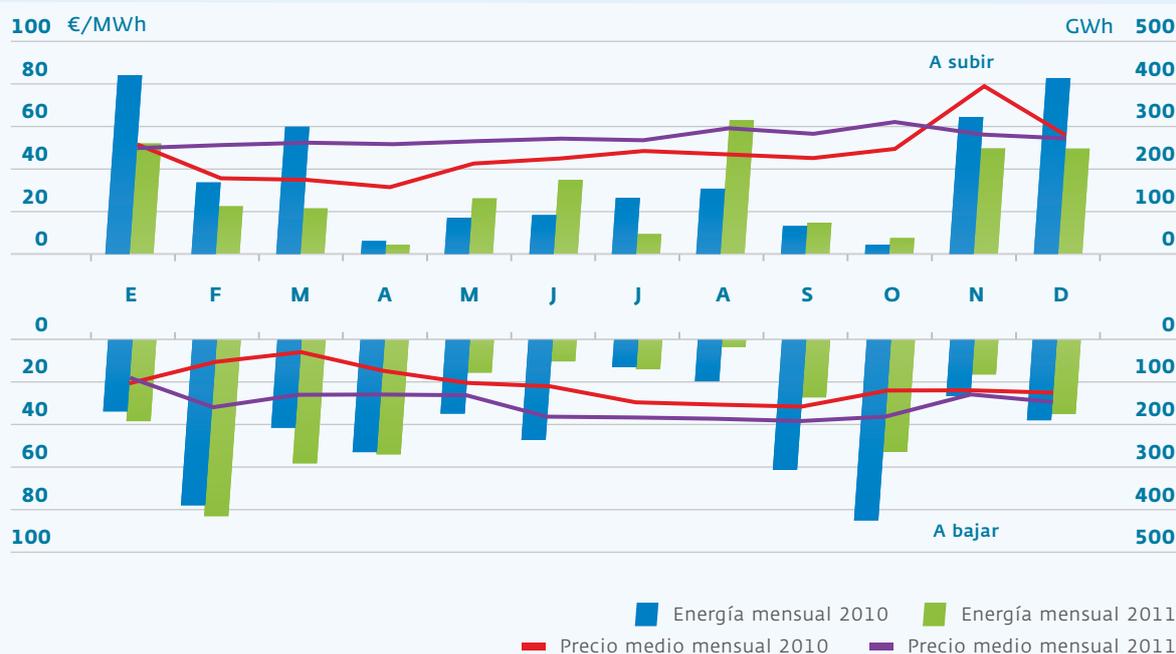
- 27%** Ciclo combinado
- 22%** Carbón
- 13%** Hidráulica
- 7%** Turbinación bombeo
- 29%** Consumo bombeo
- 2%** Régimen especial



## Gestión de desvíos

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (GWh)	Precio (€/MWh)		Energía (GWh)	Precio (€/MWh)	
		Medio(1)	Máx.		Medio(2)	Máx.
Enero	261	48,91	72,65	192	17,86	45,42
Febrero	112	51,38	62,00	415	32,46	49,50
Marzo	106	52,33	67,00	290	26,27	55,23
Abril	22	51,36	60,81	270	26,91	49,00
Mayo	130	53,21	70,00	79	27,31	51,00
Junio	175	54,19	70,44	51	36,85	50,00
Julio	47	53,46	70,05	71	36,97	53,42
Agosto	315	58,95	75,43	18	37,39	45,00
Septiembre	74	56,04	80,00	137	38,20	59,31
Octubre	39	62,05	75,00	264	35,40	63,60
Noviembre	247	56,02	150,00	83	26,05	55,20
Diciembre	247	53,82	68,00	176	29,43	46,82
<b>Anual</b>	<b>1.775</b>	<b>54,30</b>	<b>150,00</b>	<b>2.046</b>	<b>29,83</b>	<b>63,60</b>

(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 (%)

### A subir

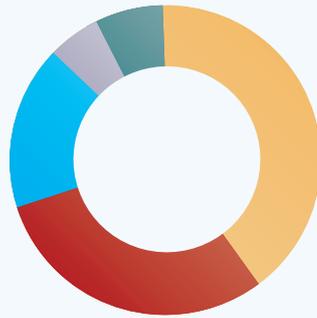
**40%**  
Ciclo  
combinado

**30%**  
Carbón

**17%**  
Hidráulica

**6%**  
Turbinación  
bombeo

**7%**  
Consumo bombeo



### A bajar

**23%**  
Ciclo  
combinado

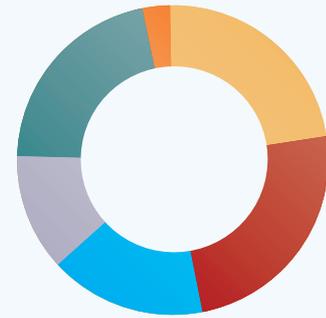
**24%**  
Carbón

**17%**  
Hidráulica

**12%**  
Turbinación  
bombeo

**21%**  
Consumo bombeo

**3%**  
Régimen especial

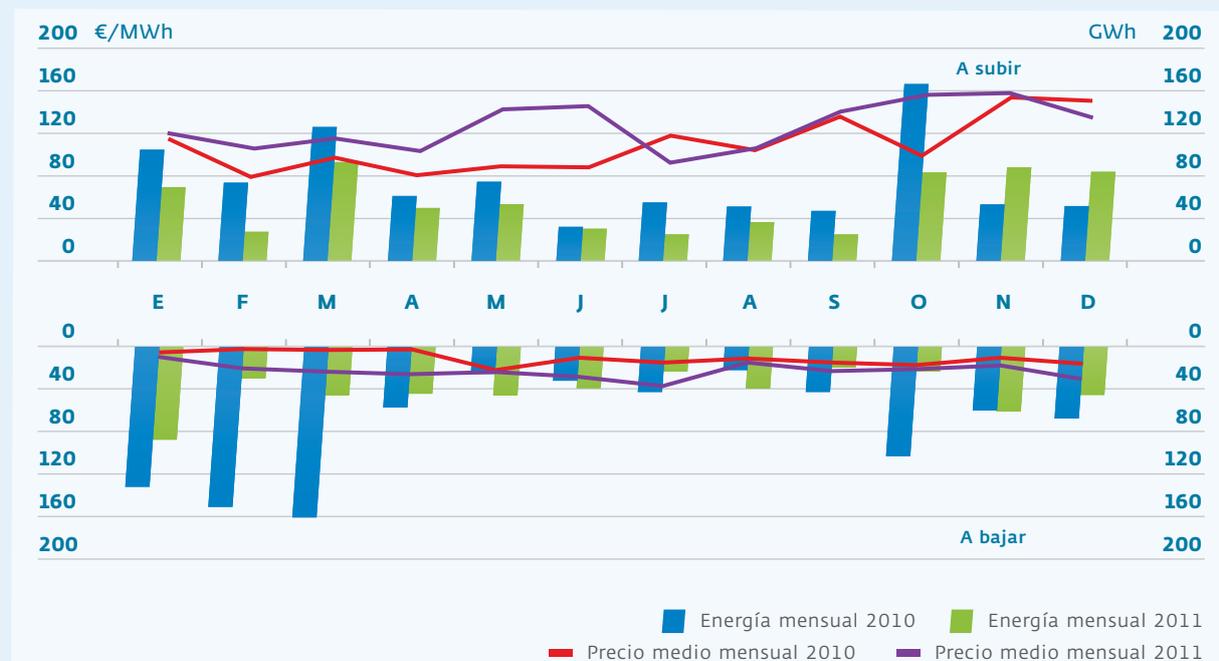


## Restricciones en tiempo real

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (GWh)	Precio (€/MWh)		Energía (GWh)	Precio (€/MWh)	
		Medio(1)	Máx.		Medio(2)	Máx.
Enero	69	120,16	317,33	88	11,51	49,53
Febrero	27	105,18	264,77	29	20,21	48,88
Marzo	92	112,63	319,22	46	24,35	42,51
Abril	49	102,84	261,39	45	27,14	44,57
Mayo	53	141,66	598,20	46	27,38	47,55
Junio	30	144,25	300,00	39	27,72	50,58
Julio	24	92,35	209,00	24	37,42	53,91
Agosto	36	104,86	380,14	39	19,17	53,99
Septiembre	25	139,27	259,68	20	28,43	64,06
Octubre	83	154,82	311,81	26	24,28	66,00
Noviembre	88	156,92	935,74	62	18,69	55,25
Diciembre	82	134,59	426,31	46	31,61	80,90
<b>Anual</b>	<b>657</b>	<b>129,95</b>	<b>935,74</b>	<b>509</b>	<b>23,02</b>	<b>80,90</b>

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

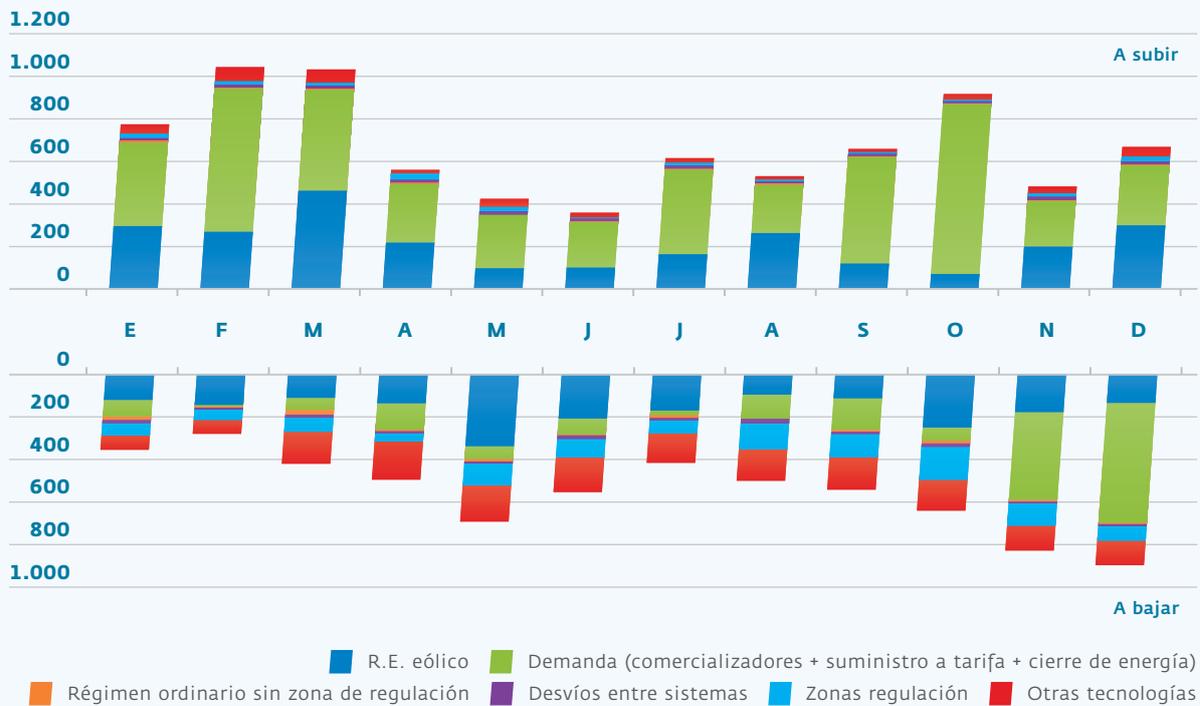
## Restricciones en tiempo real. Precios medios ponderados y energías



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

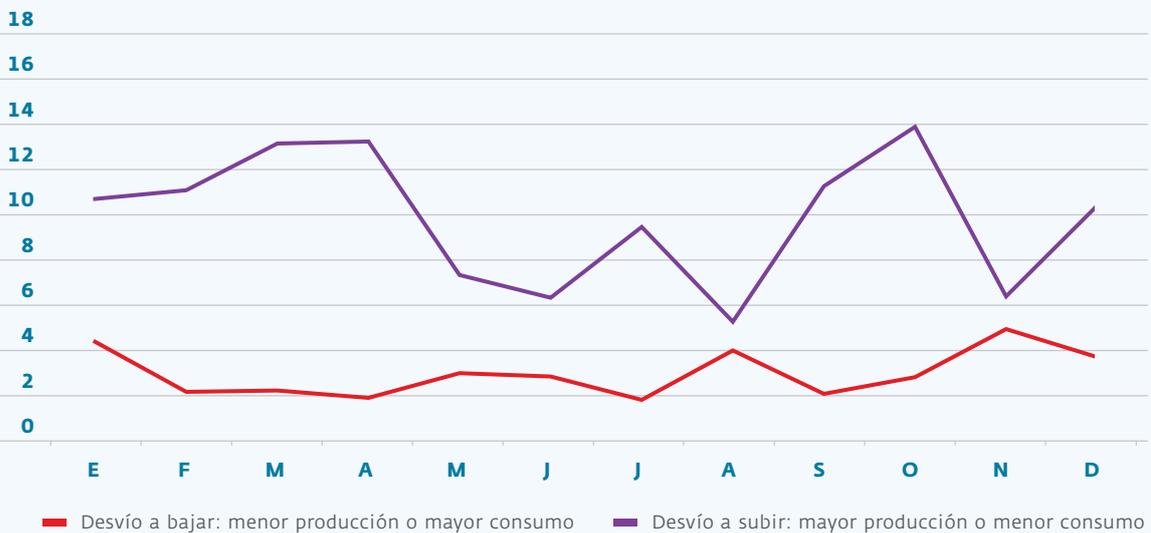
	Energía a subir		Energía a bajar	
	Energía (GWh)	Precio (€/MWh)	Energía (GWh)	Precio (€/MWh)
Enero	774	30,32	355	45,67
Febrero	1.037	36,76	281	50,24
Marzo	1.026	33,33	419	48,98
Abril	559	31,98	494	47,41
Mayo	425	41,43	694	51,96
Junio	360	43,55	551	52,89
Julio	613	41,21	419	52,68
Agosto	531	48,17	499	57,60
Septiembre	656	47,03	542	60,60
Octubre	911	43,33	641	60,33
Noviembre	484	41,88	827	53,41
Diciembre	664	39,49	896	53,84
<b>Anual</b>	<b>8.042</b>	<b>39,87</b>	<b>6.619</b>	<b>52,97</b>

### Desvíos netos medidos (GWh)

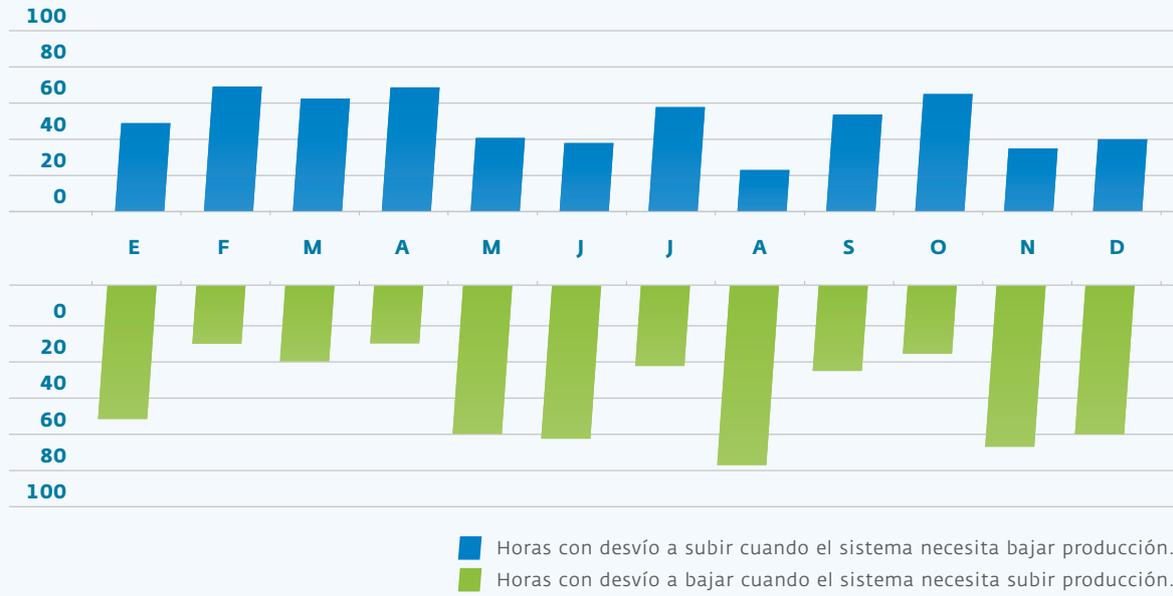


R.E.: Régimen especial.  
 Otras tecnologías: Importación (sin derechos), Exportación (sin derechos), R.E. Hidráulico, R.E. Solar, R.E. Térmico.

### Coste medio de los desvíos (€/MWh)



## Horas de desvíos contrarios al sistema (%)





06

Red de  
**transporte**

SISTEMA PENINSULAR

- 
- 74** — Evolución del sistema de transporte y transformación  
Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2011
- 75** — Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2011
- 76** — Aumento de la capacidad de líneas en el 2011  
Parques puestas en servicio en el 2011
- 77** — Transformadores inventariados en el 2011  
Evolución de la red de transporte de 400 y  $\leq 220$  kV
- 78** — Gráfico de evolución de la red de transporte de 400 y  $\leq 220$  kV  
Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV
- 79** — Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV  
Líneas de la red de transporte con carga superior al 70%

## Evolución del sistema de transporte y transformación

		2007	2008	2009	2010	2011
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	17.134	17.686	17.977	18.765	19.622
	Otras empresas	38	38	38	0	0
	<b>Total</b>	<b>17.172</b>	<b>17.724</b>	<b>18.015</b>	<b>18.765</b>	<b>19.622</b>
km de circuito a ≤220 kV	Red Eléctrica	16.532	16.633	16.773	17.078	17.699
	Otras empresas	275	307	322	107	107
	<b>Total</b>	<b>16.807</b>	<b>16.940</b>	<b>17.095</b>	<b>17.185</b>	<b>17.806</b>
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	58.372	62.772	65.797	68.597	71.047(1)
	Otras empresas	800	800	800	0	0
	<b>Total</b>	<b>59.172</b>	<b>63.572</b>	<b>66.597</b>	<b>68.597</b>	<b>71.047</b>

(1) Los datos del 2011 incluyen tres trafos inventariados en este ejercicio y aumentos de capacidad de 650 MVA.

## Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2011

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA°km
E/S Belinchón L/ Morata-Olmedilla	Red Eléctrica	2	6,9	16.848
E/S Carril L/ Asomada-Litoral	Red Eléctrica	2	2,8	5.172
E/S Carril L/ El Palmar-Litoral	Red Eléctrica	2	2,9	5.248
E/S Palo L/ Pesoz-Grado	Red Eléctrica	2	0,3	727
E/S Silleda L/ Cartelle-Puentes G <sup>a</sup> . Rodríguez	Red Eléctrica	2	0,9	1.547
E/S Tabernas L/ Huéneja-Litoral	Red Eléctrica	1	1,3	2.395
E/S Udalla L/ Abanto-Aguayo	Red Eléctrica	1	1,9	3.517
L/ Aparecida-Tordesillas	Red Eléctrica	2	353,3	862.396
L/ Fuendetodos-Mezquita	Red Eléctrica	2	159,7	389.789
L/ Pesoz-Salas	Red Eléctrica	2	102,1	249.334
L/ Pesoz-Sanzo	Red Eléctrica	2	2,3	4.164
L/ Soto-Penagos	Red Eléctrica	1	182,8	308.085
L/ Vic-Bescanó (3 fase)	Red Eléctrica	1	39,9	97.474
<b>Total</b>			<b>857,2</b>	<b>1.946.696</b>

## Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2011

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA°km
E/S Amoeiro L/ Chantada-Castrelo	Red Eléctrica	2	0,2	35
E/S Arenas San Juan L/ La Paloma-Madrirdejos	Red Eléctrica	2	1,4	993
E/S Beniferrí L/ Feria de Muestras-Torrente (S)	Red Eléctrica	2	3,1	1.561
E/S Bescanó L/ Vic-Juiá	Red Eléctrica	2	2,2	977
E/S Buenavista L/ Moraleja-Retamar (S)	Red Eléctrica	2	0,1	61
E/S Cartama L/ Alhaurín-Tajo	Red Eléctrica	1	1,6	735
E/S Cartama L/ Ramos-Casares	Red Eléctrica	2	2,6	1.155
E/S Cartama L/ Alhaurín-Montes	Red Eléctrica	2	19,4	19.336
E/S Haro L/ Miranda-La Guardia	Red Eléctrica	2	18,1	9.779
E/S Illora L/ Atarfe-Tajo	Red Eléctrica	2	2,8	1.239
E/S Illora L/Caparacena-Tajo	Red Eléctrica	2	2,3	1.031
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 1	Red Eléctrica	1	0,1	111
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 1(S)	Red Eléctrica	1	0,1	40
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 2	Red Eléctrica	2	0,1	98
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 2(S)	Red Eléctrica	1	0,1	28
E/S Montebello L/ El Cantalar-Jijona	Red Eléctrica	2	65,7	52.542
E/S Montebello L/ El Cantalar-Jijona (S)	Red Eléctrica	2	4,2	2.223
E/S Nueva Casares L/ Algeciras-Los Ramos	Red Eléctrica	2	12,4	9.904
E/S Palencia L/ Corcos-Villalbilla	Red Eléctrica	2	7,8	6.950
E/S Palencia L/ Mudarra-Vallejera	Red Eléctrica	2	12,9	6.303
E/S Santiz L/ Villalcampo-Villamayor	Red Eléctrica	2	1,3	429
L/ Alvarado-Vaguadas	Red Eléctrica	1	18,1	4.719
L/ Alvarado-Vaguadas (S)	Red Eléctrica	1	0,1	45
L/ Arkale-Irún	Red Eléctrica	1	1,0	557
L/ Baró de Viver-Trinitat (S)	Red Eléctrica	1	0,9	423
L/ Benicull-Bernat (Alcira)	Red Eléctrica	2	14,3	11.433
L/ Benicull-Bernat (Alcira) (S)	Red Eléctrica	2	0,4	206
L/ Beniferrí-Fuente de San Luis (S)	Red Eléctrica	1	13,0	6.752
L/ Fuencarral-El Pilar (S)	Red Eléctrica	2	17,7	6.630
L/ Jalón-Los Vientos	Red Eléctrica	2	60,8	36.464
L/ La Solana-Costanilla (S)	Red Eléctrica	1	0,1	12
L/ Mérida-Vaguadas	Red Eléctrica	1	57,3	14.886
L/ Mérida-Vaguadas (S)	Red Eléctrica	1	0,1	45
L/ Morvedre-Santa Ponsa (Morvedre a km 122)(SM) ± 250 kV	Red Eléctrica	2	236,0 (1)	94.400
L/ Morvedre-Santa Ponsa (Morvedre a km 122)(S) ± 250 kV	Red Eléctrica	2	8,0 (1)	3.200
L/ San Cayetano-Portodemouros	Red Eléctrica	1	26,8	9.839
L/ San Cayetano-Portodemouros (S)	Red Eléctrica	1	7,5	2.715
Fausita: conexión entre parques (S)	Red Eléctrica	1	0,3	182
Fuencarral: conexión AT3 a GIS 220	Red Eléctrica	1	0,3	176
Torrente: conexión entre parques (S)	Red Eléctrica	1	0,3	172
<b>Total</b>			<b>621,2</b>	<b>308.385</b>

(S) subterráneo; (SM) submarino

(1) De los 488 km de circuito que tiene este enlace, la mitad se contabilizan en la Península y la otra mitad en Baleares.

## Aumento de la capacidad de líneas en el 2011

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)	MWA*km
L/ Pierola-Vic	400	35,6	438	15.580
L/ Bellicens-Begues (Subirat)	220	82,3	95	7.818
L/ Centenario-Santiponce	220	5,0	105	525
L/ Cordovilla-Sanguesa	220	38,6	105	4.053
L/ Costasol-Alhaurín	220	36,5	105	3.833
L/ Jordana-Alhaurín	220	65,5	105	13.755
L/ Laguardia-Miranda	220	36,4	70	2.551
L/ Viladecans-St. Just	220	13,4	105	1.407
<b>Total 220 kV</b>		<b>313,3</b>	<b>1.128</b>	<b>49.521</b>

## Parques puestos en servicio en el 2011

Subestación	Empresa	Tensión kV
Carril	Red Eléctrica	400
Mezquita	Red Eléctrica	400
Palo	Red Eléctrica	400
Silleda	Red Eléctrica	400
Tabernas	Red Eléctrica	400
Amoeiro	Red Eléctrica	220
Arenas de San Pedro	Red Eléctrica	220
Baró de Viver	Red Eléctrica	220
Bescanó	Red Eléctrica	220
Buenavista	Red Eléctrica	220
Calamocha	Red Eléctrica	220
Ébora	Red Eléctrica	220
Illora	Red Eléctrica	220
La Solana	Red Eléctrica	220
Los Leones	Red Eléctrica	220
Mezquita	Red Eléctrica	220
Novelda	Red Eléctrica	220
Nudo Viario	Red Eléctrica	220
Parque Central	Red Eléctrica	220
Santiz	Red Eléctrica	220
Tabernas	Red Eléctrica	220

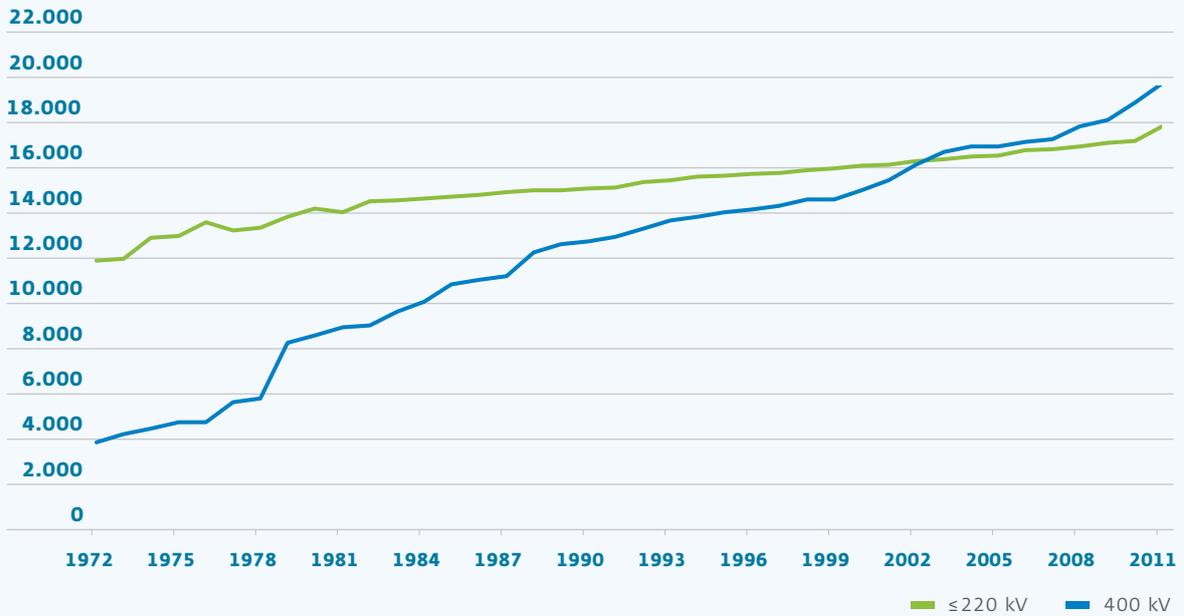
## Transformadores inventariados en 2011

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Brazatortas	Red Eléctrica	400	400/220	600
Fausita	Red Eléctrica	400	400/220	600
El Palmar	Red Eléctrica	400	400/220	600
<b>Total</b>				<b>1.800</b>

## Evolución de la red de transporte de 400 y $\leq 220$ kV (km)

Año	400 kV	$\leq 220$ kV	Año	400 kV	$\leq 220$ kV
1972	3.817	11.839	1992	13.222	15.356
1973	4.175	11.923	1993	13.611	15.442
1974	4.437	12.830	1994	13.737	15.586
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	17.042	16.765
1987	11.147	14.849	2007	17.172	16.807
1988	12.194	14.938	2008	17.724	16.940
1989	12.533	14.964	2009	18.015	17.095
1990	12.686	15.035	2010	18.765	17.185
1991	12.883	15.109	2011	19.622	17.806

### Gráfico de evolución de la red de transporte de 400 y $\leq 220$ kV (km)



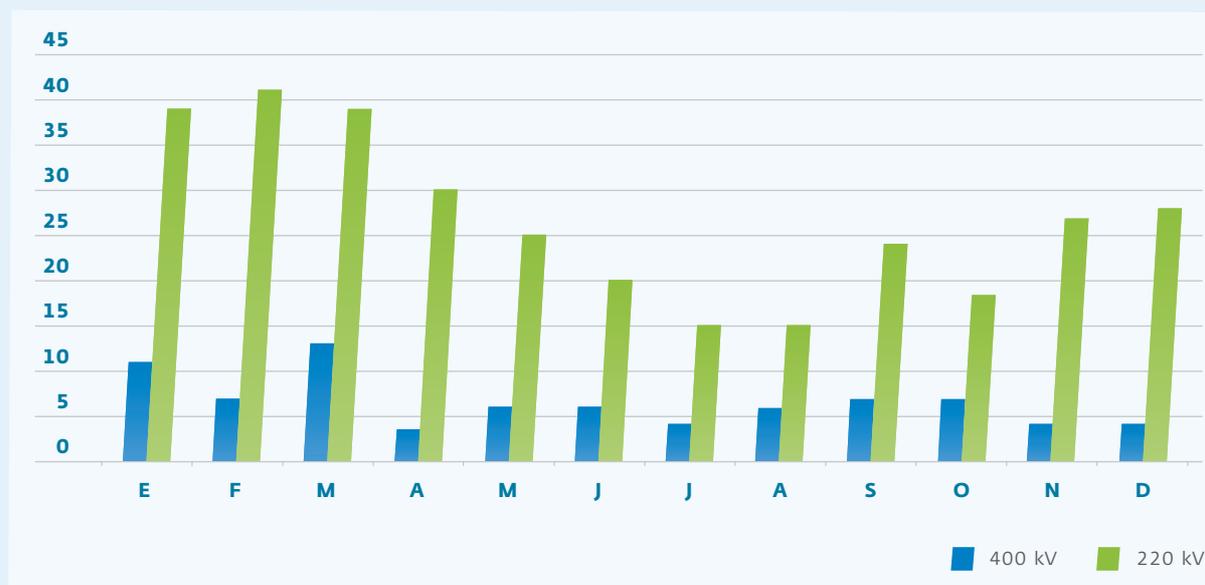
### Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)



### Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV (MW)



### Líneas de la red de transporte con carga superior al 70%



Nº de líneas que superan en algún momento el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno.



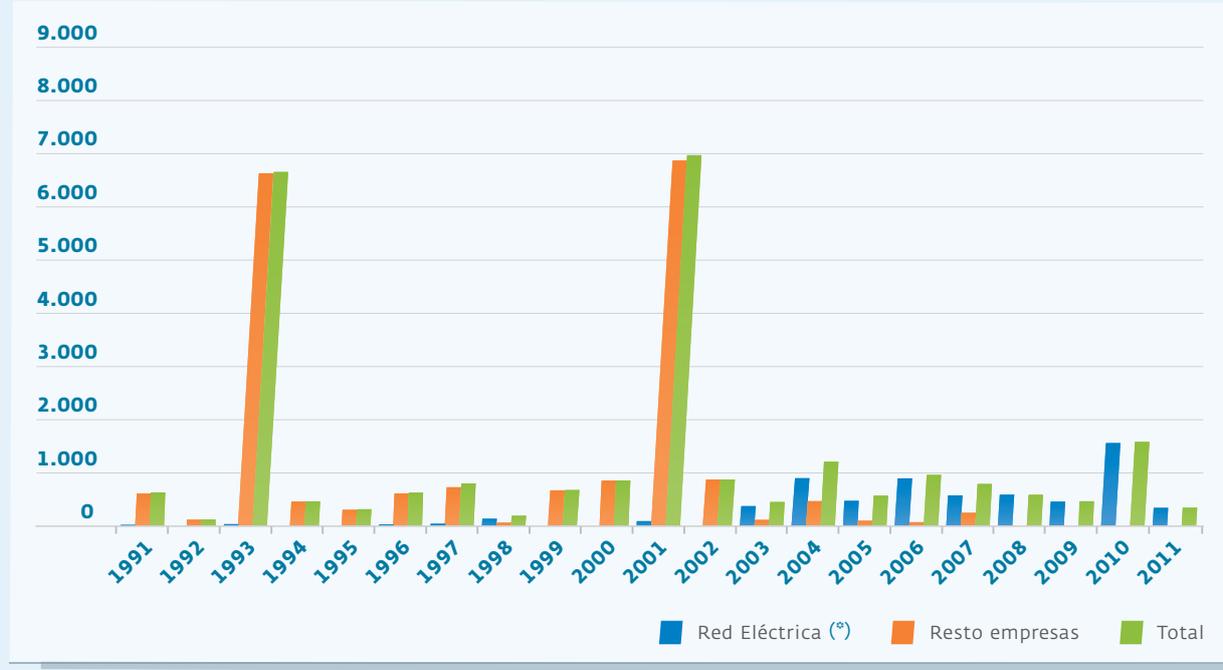
07

# Calidad de **servicio**

SISTEMA PENINSULAR

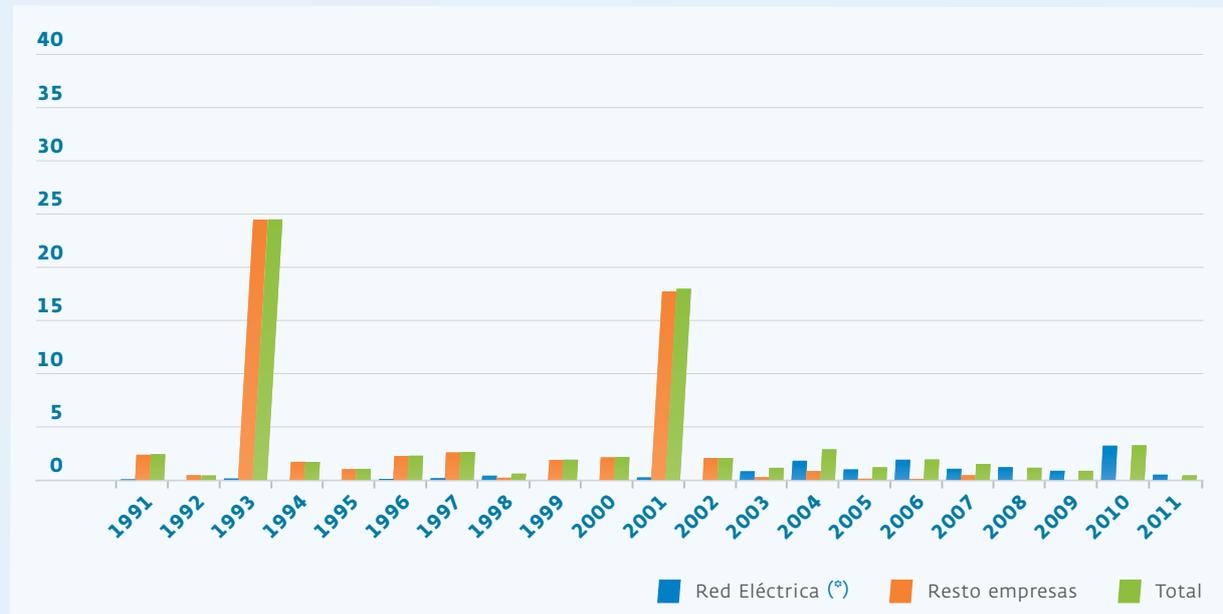
- 
- 82** — Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte  
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 83** — Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte  
Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
- 84** — Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 % para la red de 400 kV  
Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 % para la red de 220 kV

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



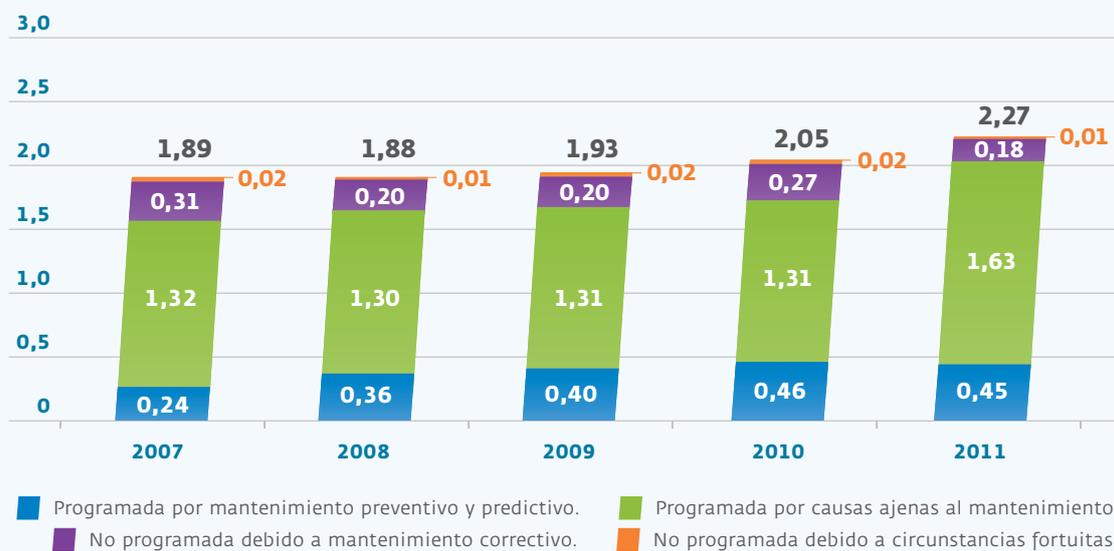
(\*) A partir del 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas.

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



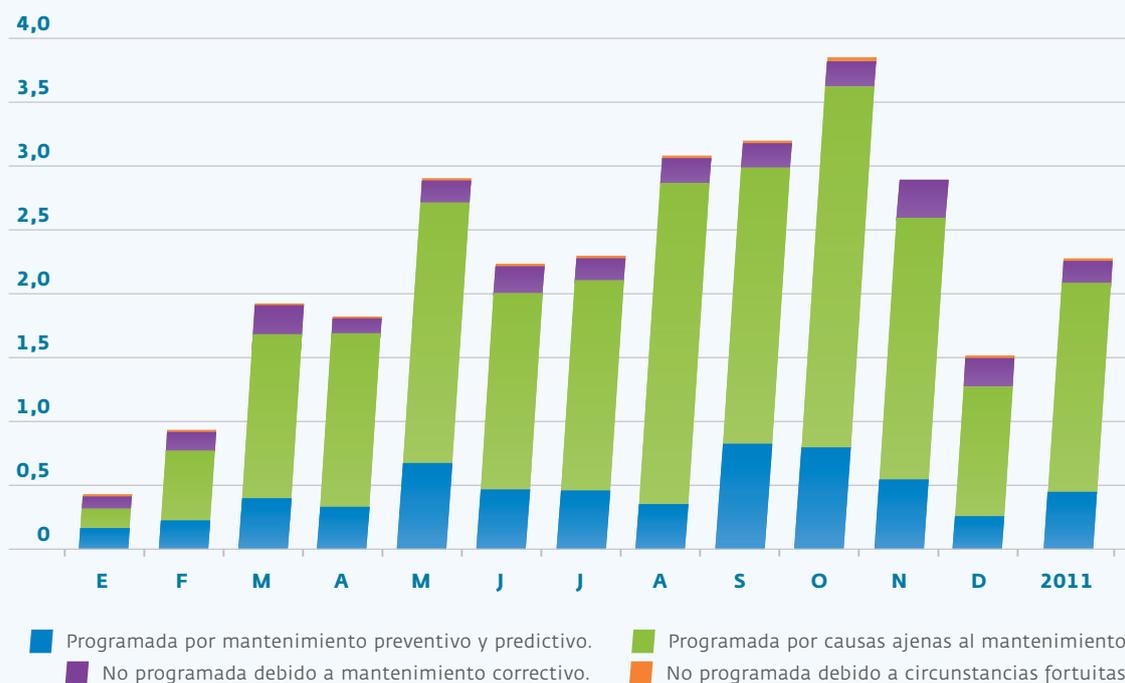
(\*) A partir del 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas.  
TIM = ENS/Potencia media del sistema.

## Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (%)



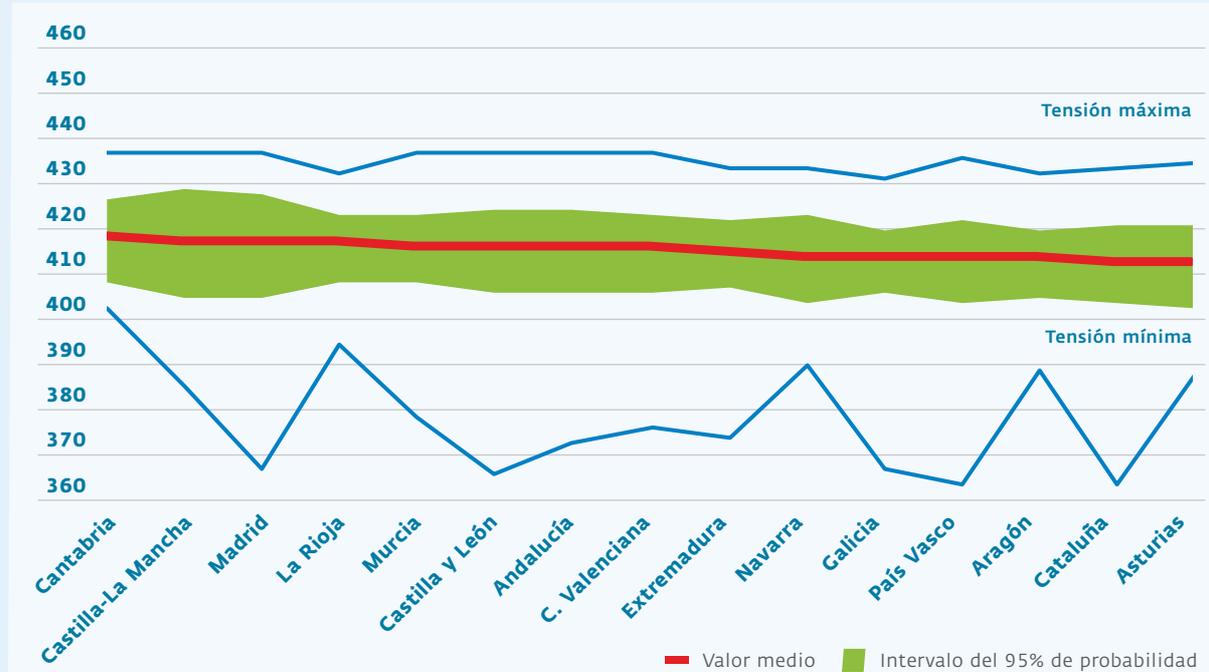
Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

## Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (%)

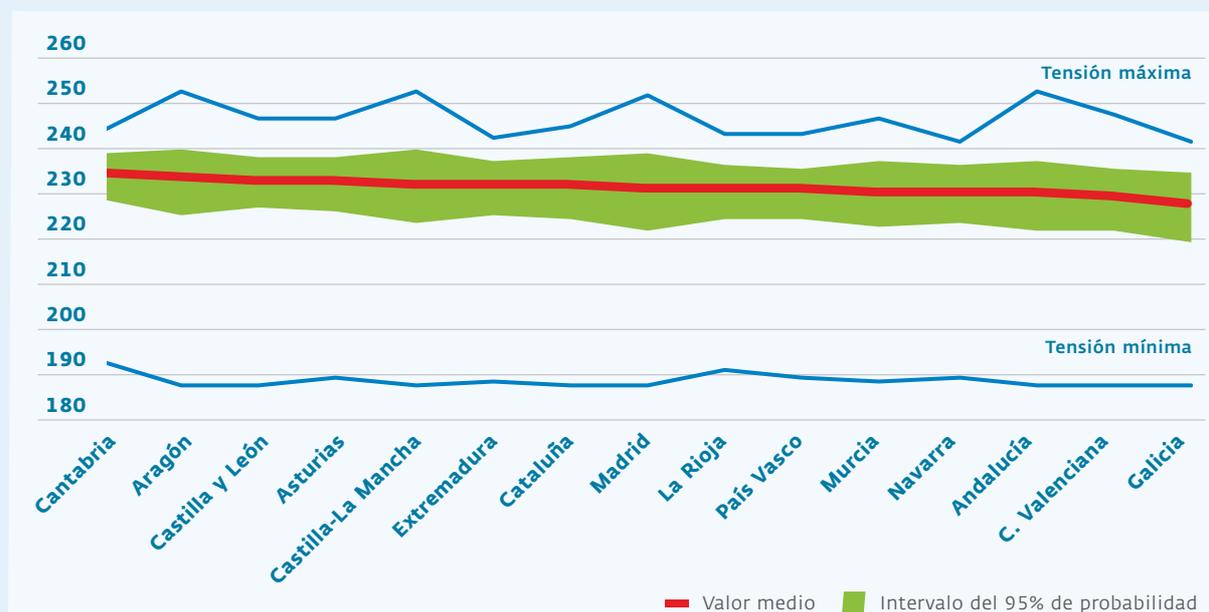


Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

### Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% para la red de 400 kV (kV)



### Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% para la red de 220 kV (kV)



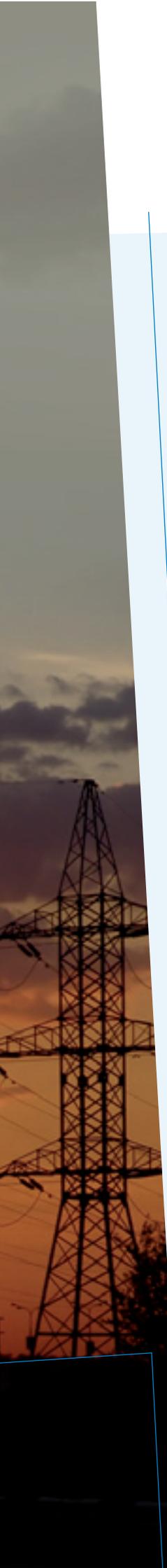


08

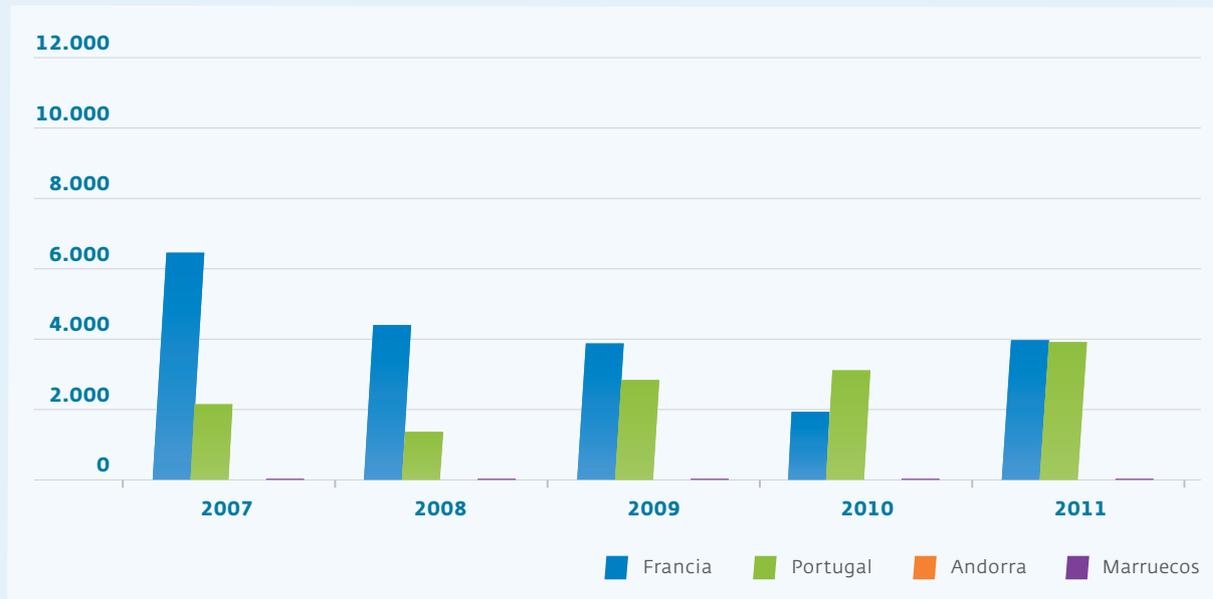
# Intercambios internacionales

SISTEMA PENINSULAR

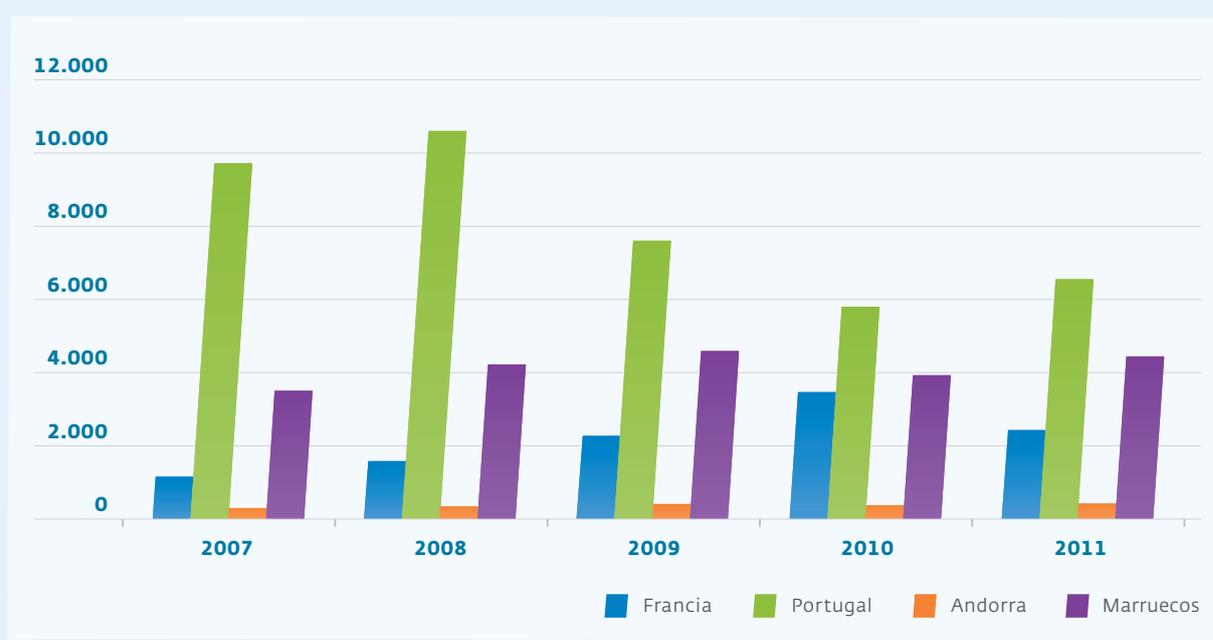


- 
- 88** — Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos  
Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos
- 89** — Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos  
Mapa de intercambios internacionales físicos
- 90** — Intercambios internacionales físicos  
Intercambios internacionales programados
- 91** — Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica  
Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados
- 92** — Transacciones internacionales programadas por tipo de sujeto del mercado e interconexión  
Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 93** — Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones  
Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 94** — Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
- 95** — Capacidad negociada en las subastas explícitas en la interconexión con Francia (IFE)  
Capacidad negociada en las subastas explícitas intradiarias en la interconexión con Francia (IFE)
- 96** — Renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE)  
Evolución mensual de la renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE)
- 97** — Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia  
Renta de congestión y tasa de acoplamiento derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal
- 98** — Renta de congestión y precios del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal

## Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



## Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)





## Intercambios internacionales físicos (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo(1)		Volumen	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Francia	1.983	3.987	3.514	2.463	-1.531	1.524	5.497	6.450
Portugal	3.189	3.930	5.823	6.744	-2.634	-2.814	9.012	10.674
Andorra	0	0	264	306	-264	-306	264	306
Marruecos	34	16	3.937	4.510	-3.903	-4.495	3.971	4.526
<b>Total</b>	<b>5.206</b>	<b>7.932</b>	<b>13.539</b>	<b>14.023</b>	<b>-8.333</b>	<b>-6.090</b>	<b>18.745</b>	<b>21.955</b>

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

## Intercambios internacionales programados (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo(1)	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Francia (2)	1.865	4.493	3.388	2.982	-1.523	1.511
Portugal (3)	1.718	1.635	4.351	4.445	-2.633	-2.810
Andorra	0	0	264	305	-264	-305
Marruecos	15	5	3.920	4.498	-3.905	-4.493
<b>Total</b>	<b>3.598</b>	<b>6.133</b>	<b>11.923</b>	<b>12.230</b>	<b>-8.325</b>	<b>-6.097</b>

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

(2) Incluye intercambios con otros países europeos.

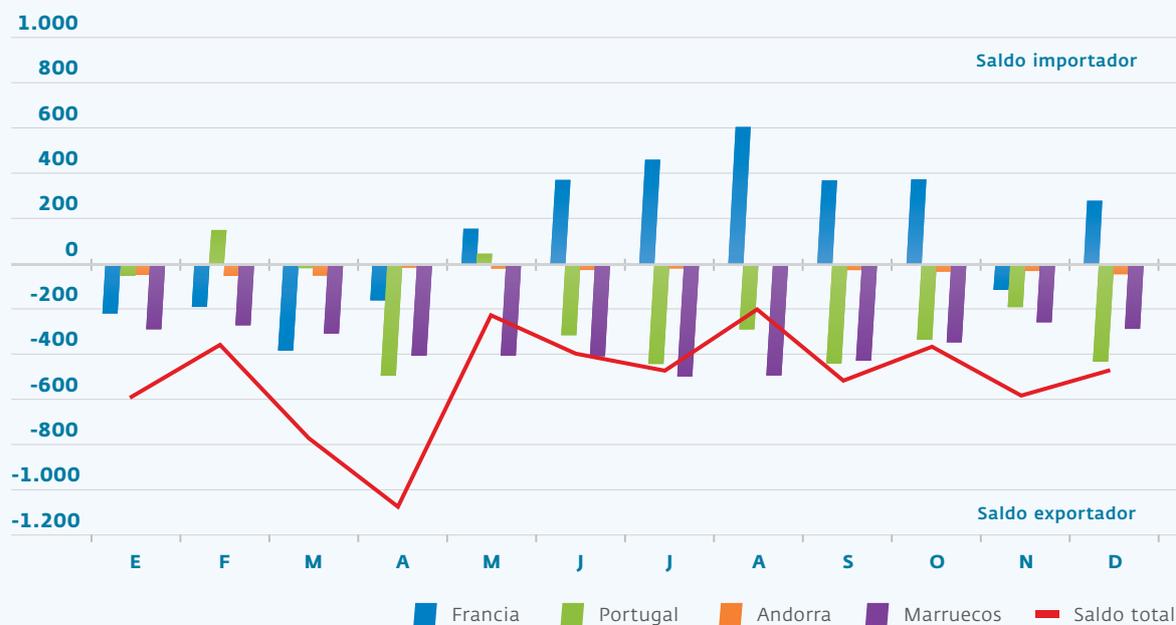
(3) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado integrado MIBEL (diario e intradiario), la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza mediante un proceso de *market splitting* donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precio diferentes en caso de congestión. La capacidad de intercambio no se asigna a ningún sujeto del mercado en concreto sino que, como resultado de este proceso, se establece un saldo de programas de intercambio de energía a través de esta interconexión.

## Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
<b>Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)</b>	<b>6.126</b>	<b>12.229</b>	<b>-6.103</b>
Francia (1)	4.486	2.981	1.505
Portugal	1.635	4.445	-2.810
Andorra	0	305	-305
Marruecos	5	4.498	-4.493
<b>Acciones coordinadas de balance Francia - España</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>6</b>
<b>Acciones coordinadas de balance Portugal - España</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Intercambios de apoyo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total intercambios programados</b>	<b>6.133</b>	<b>12.230</b>	<b>-6.097</b>
<b>Desvíos de regulación objeto de compensación</b>			<b>7</b>
<b>Saldo físico de los intercambios internacionales</b>			<b>-6.090</b>

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

## Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados (GWh)



## Transacciones internacionales programadas por tipo de sujeto del mercado e interconexión (GWh)

	Comercia- lizadoras		Programas de Intercambio P-E (2)		Intercambios de apoyo		Acciones coordinadas de balance		Total		
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Saldo
Francia (1)	4.486	2.981	0	0	0	0	7	1	4.493	2.982	1.511
Portugal (2)	0	0	1.635	4.445	0	0	0	0	1.635	4.445	-2.810
Andorra	0	305	0	0	0	0	0	0	0	305	-305
Marruecos	5	4.498	0	0	0	0	0	0	5	4.498	-4.493
<b>Total</b>	<b>4.491</b>	<b>7.784</b>	<b>1.635</b>	<b>4.445</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>6.133</b>	<b>12.230</b>	<b>-6.097</b>

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

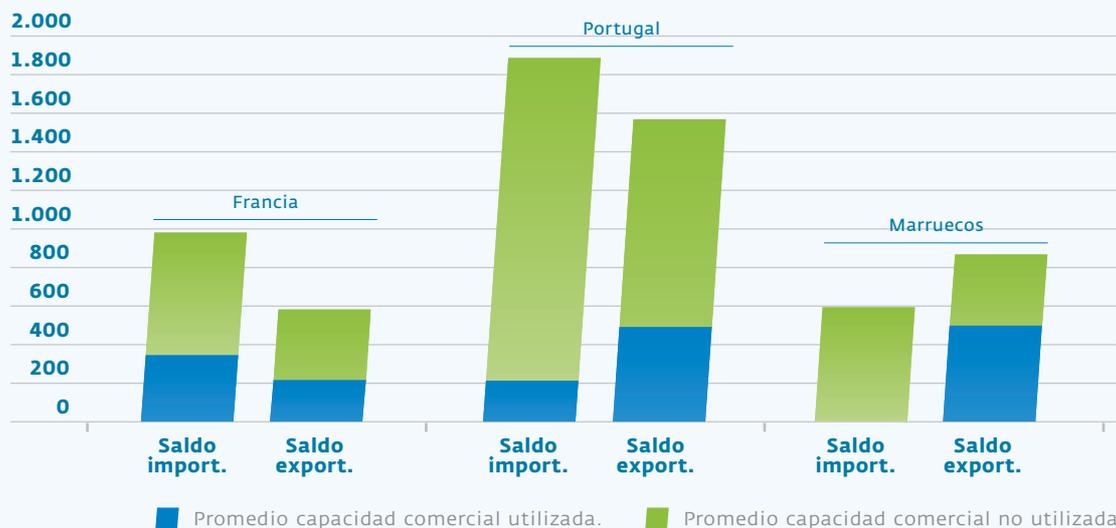
(2) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado integrado MIBEL (diario e intradiario), la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza mediante un proceso de *market splitting* donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precio diferentes en caso de congestión. La capacidad de intercambio no se asigna a ningún sujeto del mercado en concreto sino que, como resultado de este proceso, se establece un saldo de programas de intercambio de energía a través de esta interconexión.

## Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)

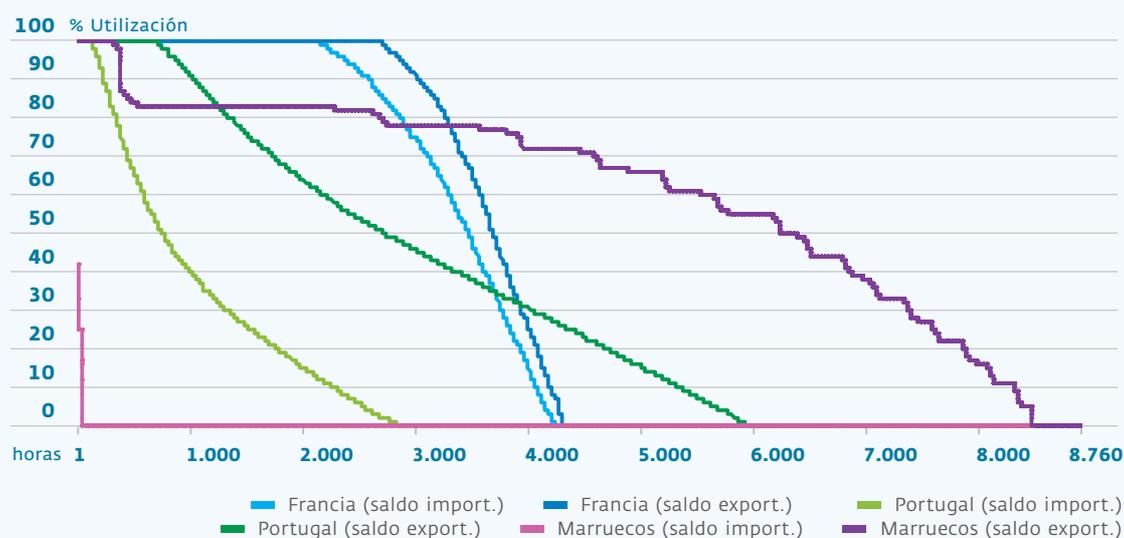


(\*). Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

### Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones (MW)



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



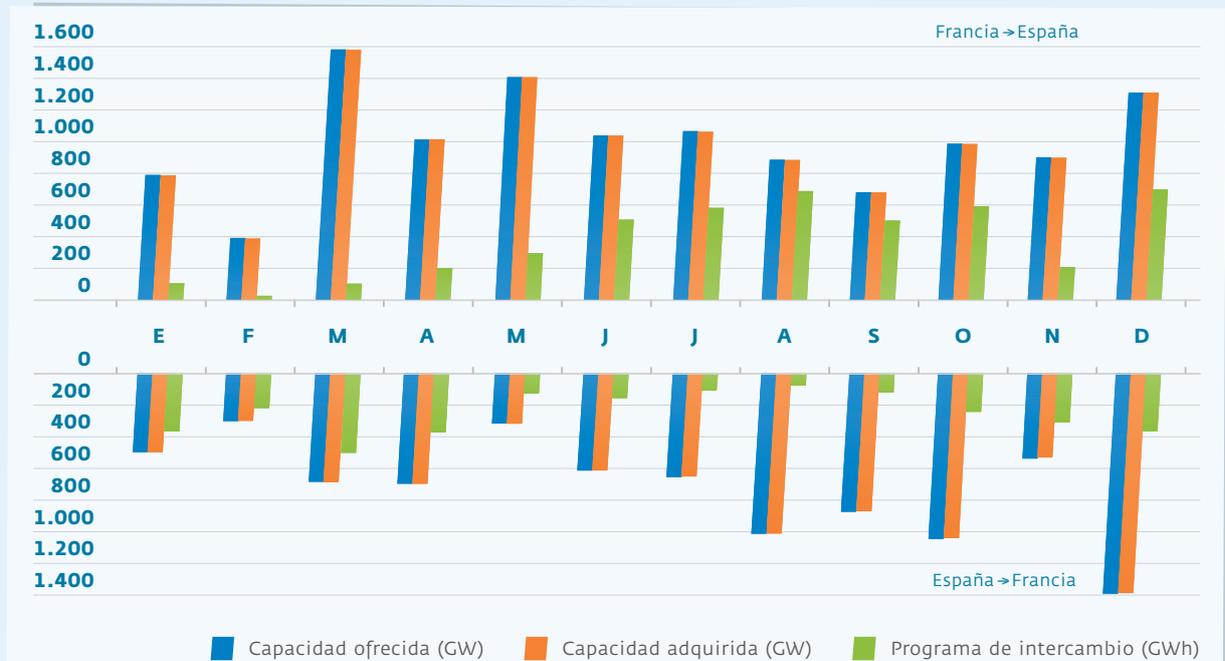
Ordenación decreciente de la utilización de la capacidad comercial (curvas monótonas).

### Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia



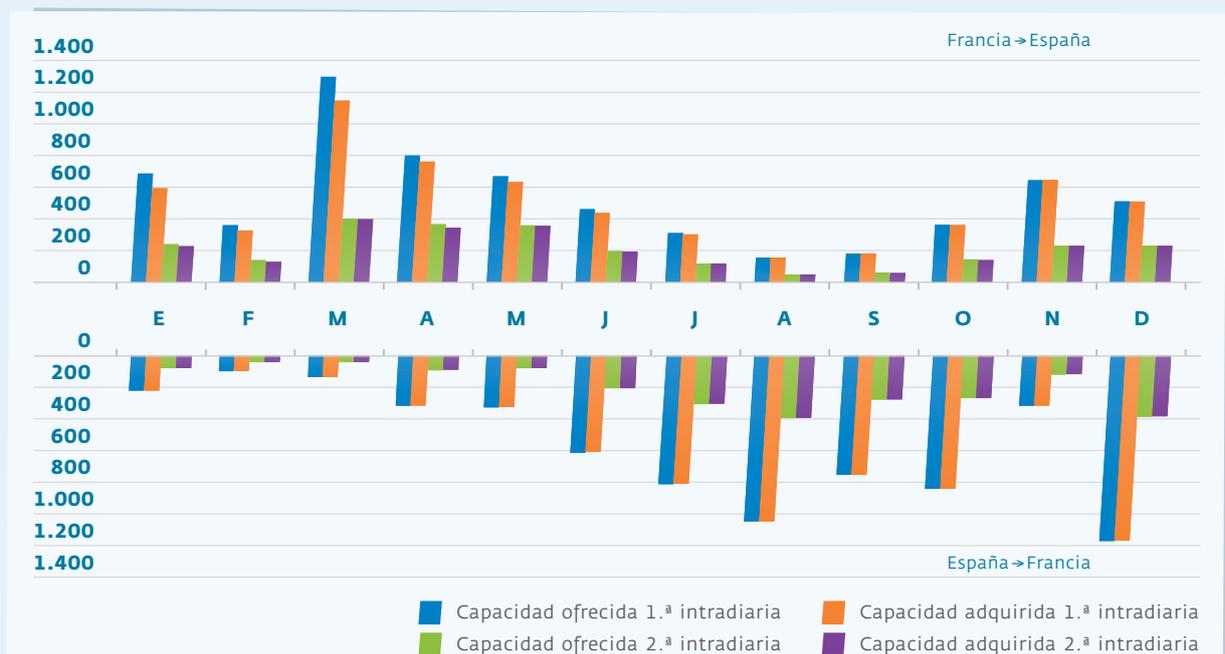
El resultado de la subasta anual/mensual de capacidad (realizada en diciembre del año anterior/ a finales del mes anterior) aplica para cada hora del año/mes salvo para los periodos reflejados en las especificaciones publicadas para dicha subasta.

## Capacidad negociada en las subastas explícitas en la interconexión con Francia (IFE) (1)



(1) Incluye capacidades anuales, mensuales y diarias.

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

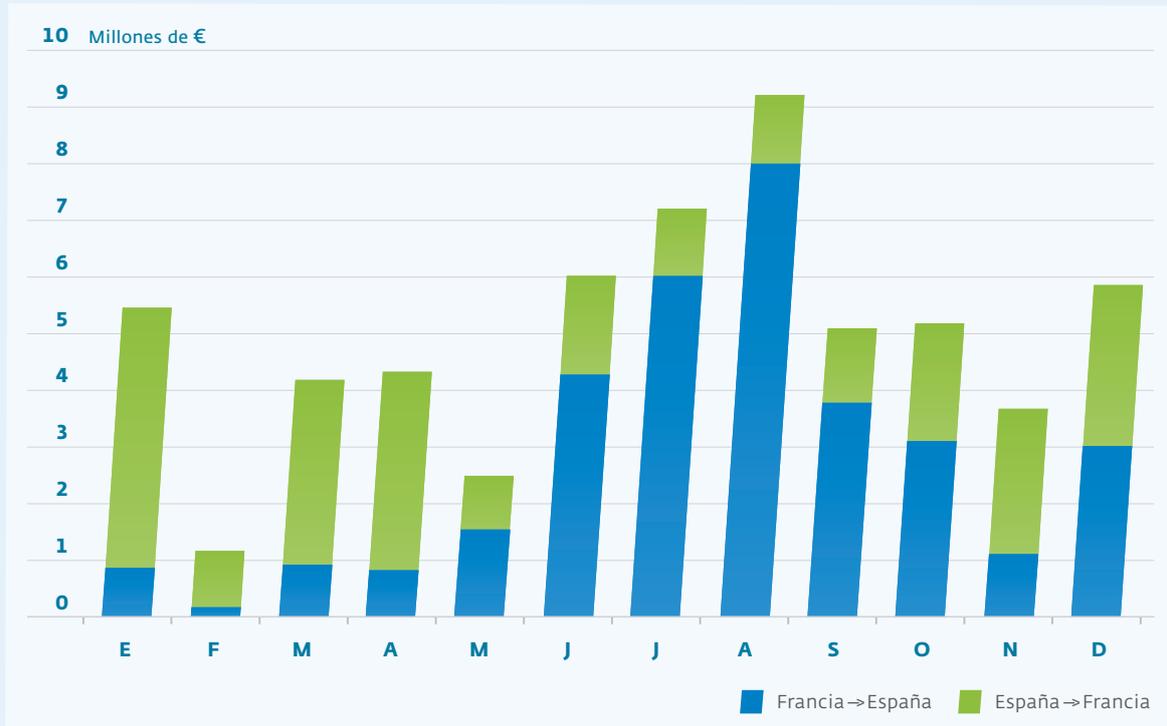


## Renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE) (1)

Subastas	Sentido Francia→España		Sentido España→Francia		Total	
	Miles de €	%	Miles de €	%	Miles de €	%
Anual	3.069	5,1	9.377	15,5	12.445	20,5
Mensual	11.764	19,4	10.035	16,5	21.799	35,9
Diaria	17.805	29,4	6.885	11,4	24.691	40,7
Intradiaria	810	1,3	919	1,5	1.729	2,8
<b>Total</b>	<b>33.448</b>	<b>55,1</b>	<b>27.216</b>	<b>44,9</b>	<b>60.664</b>	<b>100,0</b>

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

## Evolución mensual de la renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE) (1)

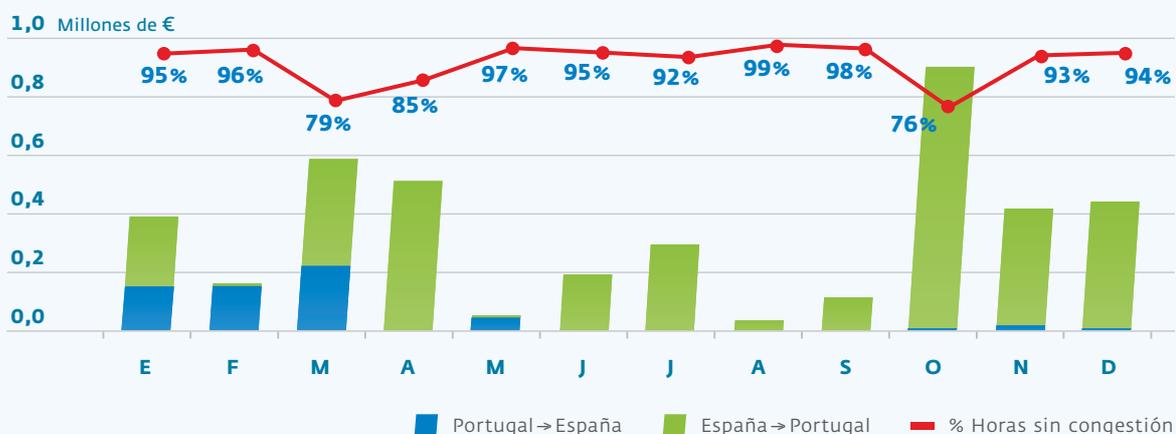


(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

## Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia

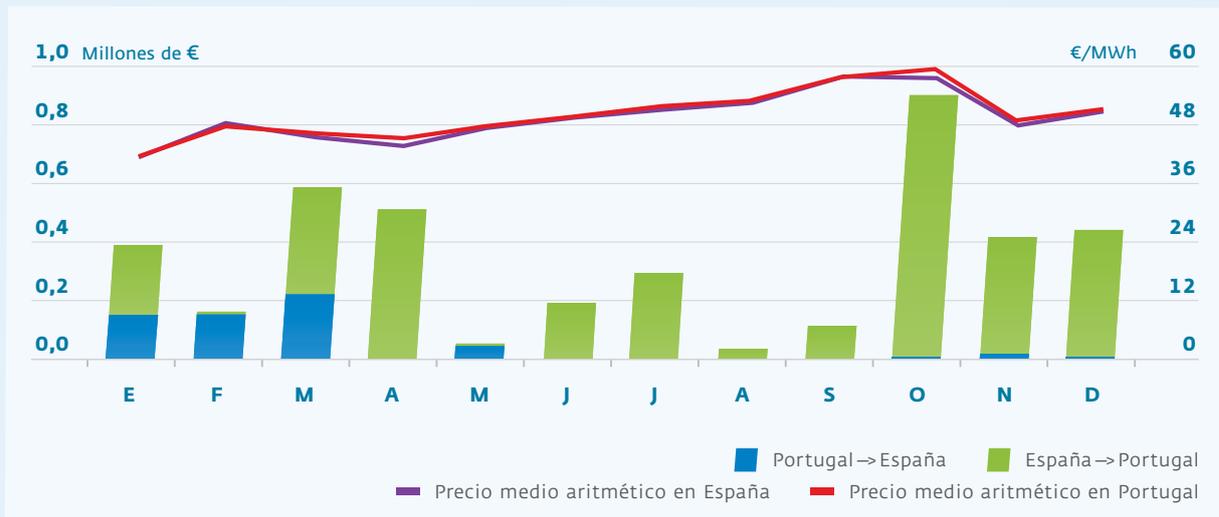
Mes	Día	Sentido	MWh	Observaciones
Enero	3	España → Francia	5	Mantener saldo inalterado tras la recuperación de programas redespachados anómalamente.
	6	España → Francia	225	
Febrero	22	Francia → España	6.250	Ampliación del descargo L 400 kV Baixas-Vic programado del 24/1 al 20/2.
Abril	30	España → Francia	450	Retraso en la puesta en servicio de L-400 kV Vic-Pierola en descargo programado.
Mayo	15	Francia → España	3	Congestión ES⇒FR al aplicar prorrateo por precio 0 €/MWh en Fase II de RR.TT.
Julio	19	Francia → España	48	Reducción de capacidad de exportación por seguridad en el sistema español ante indisponibilidad de L-220 kV Biescas-Pragnères.
Noviembre	3	Francia → España	220	Reducción de capacidad de exportación por retraso en el descargo programado L-400 kV Vic-Baixas.
<b>Total España → Francia</b>			<b>680</b>	
<b>Total Francia → España</b>			<b>6.521</b>	

## Renta de congestión y tasa de acoplamiento derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal (1)



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

## Renta de congestión y precios del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal (1)

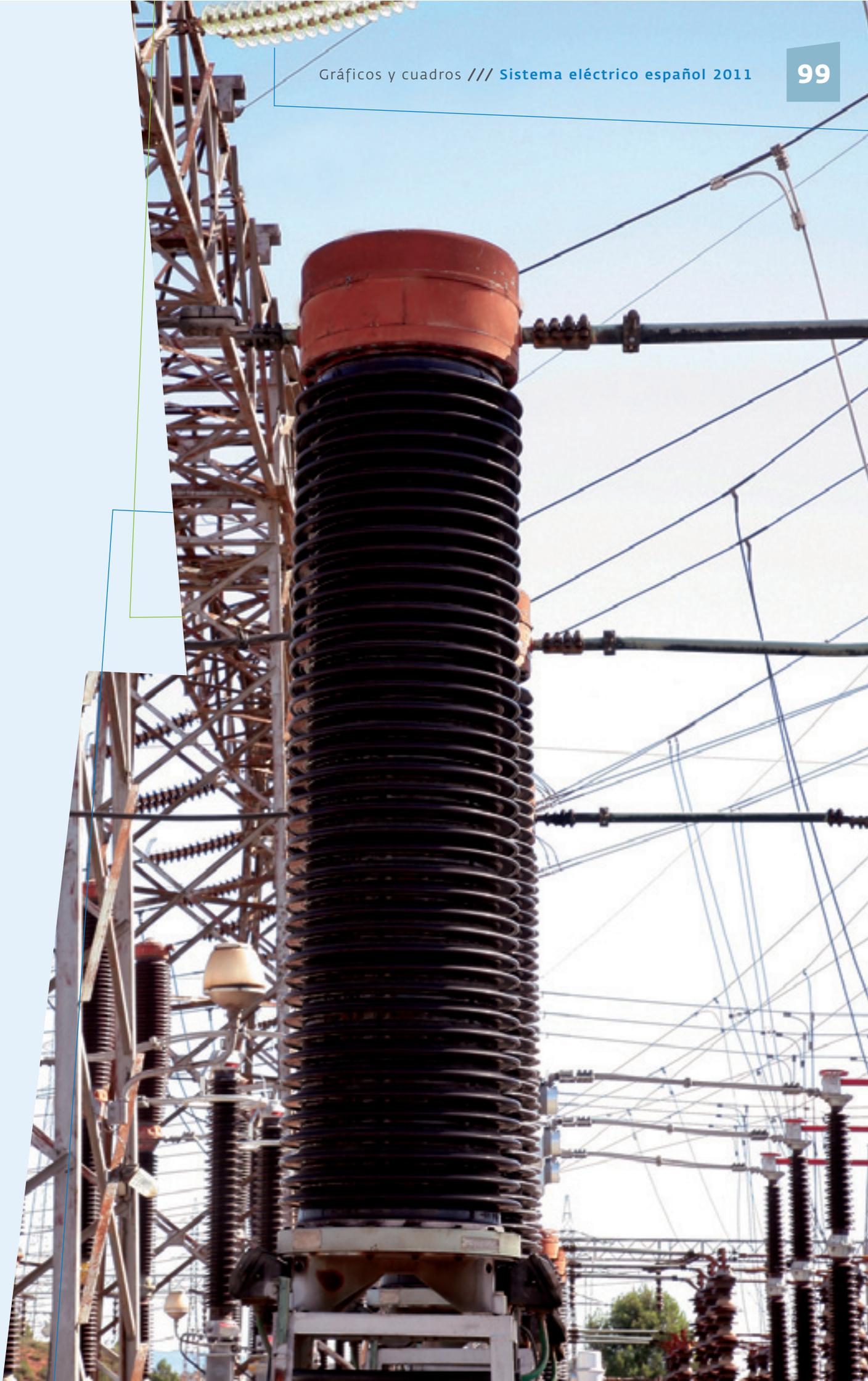


(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*).

## Renta de congestión y precios del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal

Mes	España precio medio aritmético (€/MWh)	Portugal precio medio aritmético (€/MWh)	Diferencia de precios medios (€/MWh)	Renta de congestión Portugal-España(1) (Millones de €)	Renta de congestión España-Portugal(1) (Millones de €)
Enero	41,19	41,26	-0,08	0,14	0,25
Febrero	48,03	47,91	0,12	0,14	0,01
Marzo	46,70	47,32	-0,62	0,23	0,35
Abril	45,45	46,85	-1,40	0,00	0,52
Mayo	48,90	49,02	-0,12	0,04	0,01
Junio	50,00	50,64	-0,64	0,00	0,19
Julio	50,82	51,15	-0,34	0,00	0,29
Agosto	53,53	53,60	-0,07	0,00	0,04
Septiembre	58,47	58,56	-0,09	0,00	0,11
Octubre	57,45	59,22	-1,77	0,01	0,89
Noviembre	48,38	49,10	-0,72	0,02	0,40
Diciembre	50,07	50,66	-0,59	0,01	0,43
<b>Total</b>				<b>0,59</b>	<b>3,49</b>

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



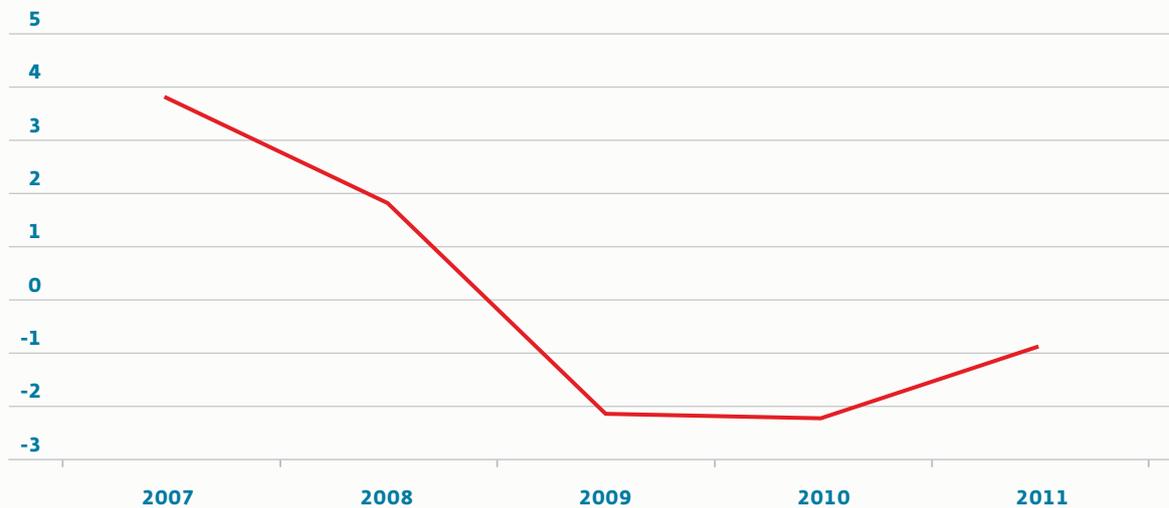


# SE

Sistemas  
**extrapeninsulares**

- 102** — Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.  
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 103** — Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en b.c.  
Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
- 104** — Balance anual de energía eléctrica  
Potencia instalada a 31.12.2011
- 105** — Evolución anual de la demanda de energía eléctrica  
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.  
Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria
- 106** — Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario  
Nuevas líneas de transporte
- 107** — Nuevas subestaciones  
Evolución del sistema de transporte y transformación  
Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte

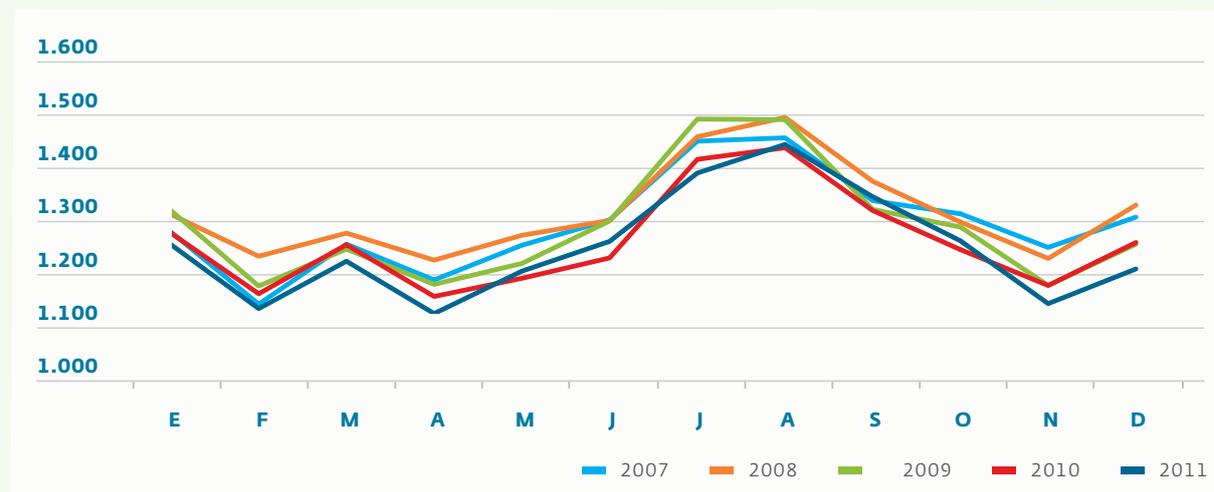
## Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	2007		2008		2009		2010		2011	
	GWh	%								
Enero	1.283	8,2	1.317	8,3	1.324	8,5	1.281	8,4	1.258	8,4
Febrero	1.140	7,3	1.234	7,8	1.176	7,6	1.160	7,7	1.132	7,5
Marzo	1.259	8,1	1.280	8,1	1.249	8,0	1.258	8,3	1.226	8,2
Abril	1.188	7,6	1.227	7,7	1.179	7,6	1.156	7,6	1.122	7,5
Mayo	1.257	8,1	1.276	8,0	1.220	7,9	1.192	7,9	1.205	8,0
Junio	1.306	8,4	1.305	8,2	1.305	8,4	1.231	8,1	1.264	8,4
Julio	1.462	9,4	1.471	9,3	1.505	9,7	1.426	9,4	1.399	9,3
Agosto	1.468	9,4	1.508	9,5	1.504	9,7	1.449	9,6	1.455	9,7
Septiembre	1.344	8,6	1.382	8,7	1.327	8,6	1.325	8,7	1.352	9,0
Octubre	1.318	8,5	1.302	8,2	1.292	8,3	1.248	8,2	1.265	8,4
Noviembre	1.252	8,0	1.230	7,8	1.177	7,6	1.177	7,8	1.142	7,6
Diciembre	1.312	8,4	1.336	8,4	1.259	8,1	1.262	8,3	1.210	8,1
<b>Total</b>	<b>15.590</b>	<b>100,0</b>	<b>15.870</b>	<b>100,0</b>	<b>15.518</b>	<b>100,0</b>	<b>15.166</b>	<b>100,0</b>	<b>15.030</b>	<b>100,0</b>

## Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en b.c. (GWh)



## Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	%11/10
Hidráulica	0	0	0	0	0	-
Carbón	3.195	3.372	3.450	3.381	3.031	-10,4
Fuel / gas (1)	8.240	8.217	7.934	7.721	7.470	-3,3
Ciclo combinado	4.168	4.243	3.961	3.991	4.406	10,4
Generación auxiliar (2)	148	96	39	7	9	30,6
<b>Régimen ordinario</b>	<b>15.751</b>	<b>15.928</b>	<b>15.384</b>	<b>15.100</b>	<b>14.915</b>	<b>-1,2</b>
- Consumos generación	-882	-919	-882	-899	-882	-1,9
<b>Régimen especial</b>	<b>721</b>	<b>862</b>	<b>1.016</b>	<b>965</b>	<b>996</b>	<b>3,2</b>
Hidráulica	1	2	0	0	1	-
Eólica	362	402	364	337	361	7,1
Solar fotovoltaica	21	92	243	283	333	17,7
Térmica renovable	213	217	273	161	33	-79,4
Térmica no renovable	123	149	135	184	268	45,3
<b>Generación neta</b>	<b>15.590</b>	<b>15.870</b>	<b>15.518</b>	<b>15.166</b>	<b>15.030</b>	<b>-0,9</b>
Enlace Península-Baleares (3)	-	-	-	-	0,5	-
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>15.590</b>	<b>15.870</b>	<b>15.518</b>	<b>15.166</b>	<b>15.030</b>	<b>-0,9</b>

(1) Incluye la generación con motores de combustión interna, turbina de gas y turbina de vapor.

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

(3) Fase de pruebas. Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

## Balance anual de energía eléctrica

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	GWh	%11/10	GWh	%11/10	GWh	%11/10	GWh	%11/10	GWh	%11/10
Hidráulica	-	-	0	-	-	-	-	-	0	-
Carbón	3.031	-10,4	-	-	-	-	-	-	3.031	-10,4
Fuel / gas	1.322	-3,1	5.704	-3,3	222	-6,6	222	1,5	7.470	-3,3
Motores de combustión interna (1)(2)	964	-9,0	2.286	-0,8	222	-5,6	221	1,5	3.694	-3,2
Turbina gas	357	17,3	544	53,9	0,3	-89,3	1	0,8	903	36,4
Turbina de vapor	-	-	2.873	-11,4	-	-	-	-	2.873	-11,4
Ciclo combinado	1.390	16,2	3.016	7,9	-	-	-	-	4.406	10,4
Generación auxiliar (3)	9	30,6	0	-	-	-	-	-	9	30,6
<b>Régimen ordinario</b>	<b>5.751</b>	<b>-3,3</b>	<b>8.720</b>	<b>0,3</b>	<b>222</b>	<b>-6,6</b>	<b>222</b>	<b>1,5</b>	<b>14.915</b>	<b>-1,2</b>
- Consumos generación	-376	-0,5	-472	-3,1	-20	-5,6	-14	5,1	-882	-1,9
<b>Régimen especial</b>	<b>368</b>	<b>36,4</b>	<b>621</b>	<b>-9,6</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>-12,2</b>	<b>996</b>	<b>3,2</b>
Hidráulica	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Eólica	6	8,2	355	7,1	-	-	-	-	361	7,1
Solar fotovoltaica	101	15,1	232	18,9	-	-	0,1	7,3	333	17,7
Térmica renovable	0	-	33	-79,4	-	-	-	-	33	-79,4
Térmica no renovable	261	47,9	0	-	-	-	7	-12,4	268	45,3
<b>Generación neta</b>	<b>5.743</b>	<b>-1,7</b>	<b>8.869</b>	<b>-0,3</b>	<b>203</b>	<b>-6,7</b>	<b>215</b>	<b>0,7</b>	<b>15.030</b>	<b>-0,9</b>
Enlace Península-Baleares (4)	0,5	-	-	-	-	-	-	-	0,5	-
<b>Demanda (b.c)</b>	<b>5.743</b>	<b>-1,7</b>	<b>8.869</b>	<b>-0,3</b>	<b>203</b>	<b>-6,7</b>	<b>215</b>	<b>0,7</b>	<b>15.030</b>	<b>-0,9</b>

(1) Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil o gas natural.

(2) A partir del 9 de junio de 2011 se incluye Cotesa ya que según resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se produce la baja de la instalación en el régimen especial y se inscribe en el régimen ordinario del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

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

(4) Fase de pruebas. Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

## Potencia instalada a 31.12.2011

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	MW	%11/10	MW	%11/10	MW	%11/10	MW	%11/10	MW	%11/10
Hidráulica	-	-	1	0,0	-	-	-	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	-	-	-	-	-	-	510	0,0
Fuel / gas	802	-2,0	1.899	2,0	99	0,0	85	0,0	2.884	0,7
Motores de combustión interna (1)(2)	199	-7,7	546	0,0	83	0,0	70	0,0	898	-1,8
Turbina gas	603	0,0	639	6,1	16	0,0	15	0,0	1.273	3,0
Vapor	-	-	713	0,0	-	-	-	-	713	0,0
Ciclo combinado	934	0,0	920	-1,0	-	-	-	-	1.854	-0,5
Generación auxiliar (3)	0	-	0	-	-	-	-	-	0	-
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>2.246</b>	<b>-0,7</b>	<b>2.820</b>	<b>1,0</b>	<b>99</b>	<b>0,0</b>	<b>85</b>	<b>0,0</b>	<b>5.249</b>	<b>0,2</b>
Hidráulica	-	-	0,5	0,0	-	-	-	-	0,5	0,0
Eólica	4	0,0	145	1,8	-	-	-	-	149	1,7
Solar	63	6,9	139	9,7	-	-	0,1	0,0	202	8,8
Térmica renovable	0	-	1	-96,8	-	-	-	-	1	-96,8
Térmica no renovable	83	1,2	33	0,0	-	-	2	0,0	119	0,9
<b>Total régimen especial</b>	<b>150</b>	<b>3,5</b>	<b>319</b>	<b>-6,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>0,0</b>	<b>471</b>	<b>-3,8</b>
<b>Total</b>	<b>2.395</b>	<b>-0,5</b>	<b>3.138</b>	<b>0,1</b>	<b>99</b>	<b>0,0</b>	<b>87</b>	<b>0,0</b>	<b>5.720</b>	<b>-0,1</b>

(1) Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil o gas natural.

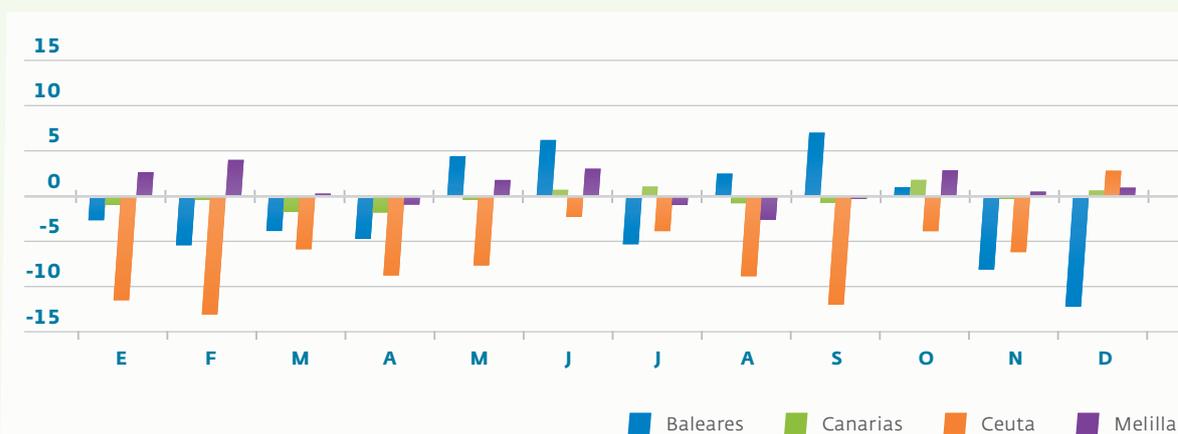
(2) A partir del 9 de junio de 2011 se incluye Cotesa ya que según resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se produce la baja de la instalación en el régimen especial y se inscribe en el régimen ordinario del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

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

## Evolución anual de la demanda de energía eléctrica

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla	
	GWh	ΔAnual(%)	GWh	ΔAnual(%)	GWh	ΔAnual(%)	GWh	ΔAnual(%)
2007	5.979	2,6	9.215	4,5	203	0,5	193	13,6
2008	6.122	2,4	9.333	1,3	210	3,5	205	6,1
2009	5.993	-2,1	9.107	-2,4	212	0,9	206	0,5
2010	5.840	-2,5	8.895	-2,3	218	2,8	213	3,6
2011	5.743	-1,7	8.869	-0,3	203	-6,7	215	0,7

## Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



## Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria

Potencia (MW)		Energía (GWh)	
1.026	25 enero (20-21h)	24 enero	18.568
1.159	22 agosto (21-22h)	23 agosto	22.773
1.450	31 diciembre (19-20h)	7 octubre	26.745
1.430	23 julio (13-14h)	22 junio	27.601
36	2 febrero (21-22h)	4 octubre	622
36	30 junio (12-13h)	28 julio	655
37	1 febrero (20-21h)	26 enero	662
39	8 agosto (12-13h)	22 agosto	756

■ Invierno (octubre-mayo) ■ Verano (junio-septiembre)

## Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario

	Altas			Bajas		
	Tipo	Fecha	MW	Tipo	Fecha	MW
<b>Islas Baleares</b>						
Ibiza BW2				Motores de combustión interna	may-11	8
Ibiza BW3				Motores de combustión interna	may-11	8
Formentera AUX	Grupos electrógenos	jun-11	8	Grupos electrógenos	sept-11	8
<b>Total</b>			<b>8</b>			<b>24</b>
<b>Islas Canarias</b>						
Cotesa (1)	Turbina de gas	jun-11	37			
Granadilla 10-Gas 5 CCC				Ciclo combinado	oct-11	5
Granadilla 11-Gas 6 CCC				Ciclo combinado	oct-11	5
<b>Total</b>			<b>37</b>			<b>10</b>

(1) Según resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas con fecha 9 de junio de 2011 se produce la baja de la instalación en el régimen especial y se inscribe en el régimen ordinario del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

## Nuevas líneas de transporte

Línea	Empresa	Tensión kV	Nº circuitos	km
<b>Islas Baleares</b>				
L/Morvedre-Santa Ponsa (Santa Ponsa a km 122) ± 250 kV (SM)	Red Eléctrica	220	2	238,0 (1)
L/Morvedre-Santa Ponsa (Santa Ponsa a km 122) ± 250 kV (S)	Red Eléctrica	220	2	6,0 (1)
L/Valdurgent-Santa Ponsa 1 (S)	Red Eléctrica	220	1	0,4
L/Valdurgent-Santa Ponsa 2 (S)	Red Eléctrica	220	1	0,4
L/Sta Ponsa-Santa Ponsa EC 1 (S)	Red Eléctrica	220	1	0,3
L/Sta Ponsa-Santa Ponsa EC 2 (S)	Red Eléctrica	220	1	0,4
Capdepera-Arta	Red Eléctrica	110	2	14,2
Capdepera-Arta (S)	Red Eléctrica	110	2	0,2
L/Santa Ponsa-Calviá 1 66 kV (S)	Red Eléctrica	66	1	0,1
L/Palmanova-Santa Ponsa 66 kV (S)	Red Eléctrica	66	1	0,1
<b>Total</b>				<b>260,1</b>

(1) De los 488 km de circuito que tiene este enlace, la mitad se contabilizan en la Península y la otra mitad en Baleares.  
(S) Subterráneo (SM) Submarino

## Nuevas subestaciones

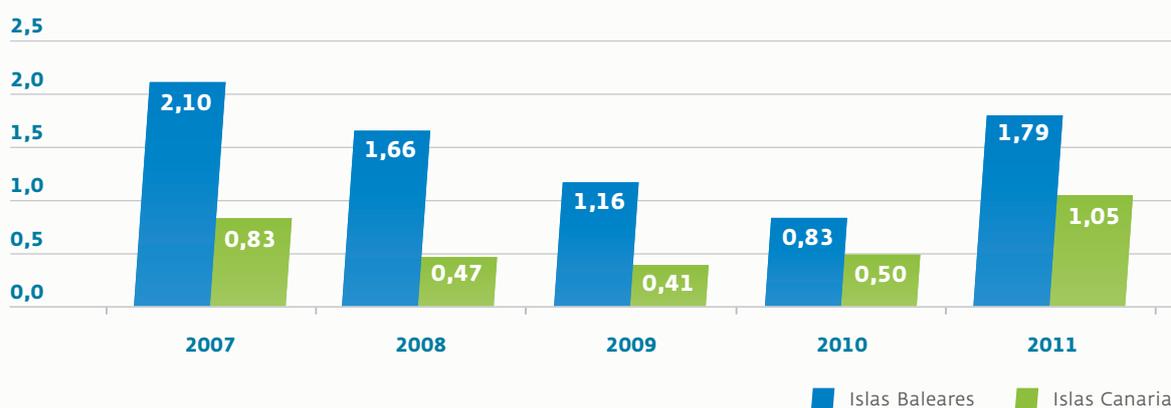
Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación kV MVA	
<b>Islas Baleares</b>				
Santa Ponsa	Red Eléctrica	220	66	250
Santa Ponsa	Red Eléctrica	66	-	-
Capdepera	Red Eléctrica	66	-	-

## Evolución del sistema de transporte y transformación

	2007	2008	2009	2010	2011
<b>km de circuito a 220 kV</b>					
Baleares	177	177	185	185	430
Canarias	163	163	163	163	163
<b>Total</b>	<b>340</b>	<b>340</b>	<b>348</b>	<b>348</b>	<b>594</b>
<b>km de circuito ≤ 132 kV</b>					
Baleares	1.054	1.075	1.083	1.095	1.110
Canarias	1.091	1.091	1.108	1.136	1.136
<b>Total</b>	<b>2.145</b>	<b>2.166</b>	<b>2.191</b>	<b>2.231</b>	<b>2.246</b>
<b>Capacidad de transformación (MVA)</b>					
Baleares	1.998	1.998	1.998	1.998	2.248
Canarias	1.250	1.250	1.375	1.625	1.625
<b>Total</b>	<b>3.248</b>	<b>3.248</b>	<b>3.373</b>	<b>3.623</b>	<b>3.873</b>

Incluye enlaces submarinos.

## Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (%)



Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.



# CA

El sistema  
eléctrico por  
**comunidades  
autónomas**

- 110** — Balance de energía eléctrica
- 111** — Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central  
Producción del régimen ordinario y régimen especial
- 112** — Potencia instalada del régimen ordinario  
Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
- 113** — Situación de las principales centrales eléctricas
- 114** — Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
- 116** — Potencia instalada del régimen especial
- 117** — Estructura de la potencia instalada del régimen especial  
Estructura de la energía adquirida al régimen especial
- 118** — Energía adquirida al régimen especial
- 119** — Saldos de intercambios de energía por comunidades autónomas
- 120** — Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2012  
Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2012
- 121** — Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial 1999-2012
- 122** — Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2012
- 123** — Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

## Balance de energía eléctrica (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	1.125	2.017	1.059	-	1.303	0	415	561	8.594	3.053
Nuclear	0	0	0	-	7.901	-	0	8.383	3.742	21.849
Carbón (1)	8.708	6.680	7.787	3.031	0	-	0	1.699	9.741	14
Fuel/gas (2)	0	0	0	1.330	0	5.704	0	0	0	0
Ciclo combinado	14.032	1.505	1.817	1.390	6.891	3.016	0	3.353	0	9.587
<b>Régimen ordinario</b>	<b>23.865</b>	<b>10.202</b>	<b>10.663</b>	<b>5.751</b>	<b>16.094</b>	<b>8.720</b>	<b>415</b>	<b>13.996</b>	<b>22.077</b>	<b>34.503</b>
- Consumos generación	-856	-617	-609	-376	-516	-472	-5	-882	-984	-1.336
<b>Régimen especial</b>	<b>15.598</b>	<b>8.208</b>	<b>2.167</b>	<b>368</b>	<b>4.485</b>	<b>621</b>	<b>1.581</b>	<b>10.875</b>	<b>13.765</b>	<b>9.046</b>
<b>Generación neta</b>	<b>38.607</b>	<b>17.792</b>	<b>12.221</b>	<b>5.743</b>	<b>20.063</b>	<b>8.869</b>	<b>1.991</b>	<b>23.988</b>	<b>34.857</b>	<b>42.213</b>
- Consumos bombeo	-302	-279	-25	-	-1.126	-	-499	-130	-367	-276
+ Saldo Intercambios (3)	-953	-7.454	-1.726	0,5	7.702	-	3.133	-11.685	-20.172	7.598
<b>Demanda (b.c.) 2011</b>	<b>37.353</b>	<b>10.060</b>	<b>10.470</b>	<b>5.743</b>	<b>26.639</b>	<b>8.869</b>	<b>4.625</b>	<b>12.173</b>	<b>14.318</b>	<b>49.536</b>
<b>Demanda (b.c.) 2010</b>	<b>38.541</b>	<b>9.782</b>	<b>10.706</b>	<b>5.840</b>	<b>27.515</b>	<b>8.895</b>	<b>4.768</b>	<b>12.360</b>	<b>14.793</b>	<b>50.169</b>
<b>% 11/10</b>	<b>-3,1</b>	<b>2,8</b>	<b>-2,2</b>	<b>-1,7</b>	<b>-3,2</b>	<b>-0,3</b>	<b>-3,0</b>	<b>-1,5</b>	<b>-3,2</b>	<b>-1,3</b>

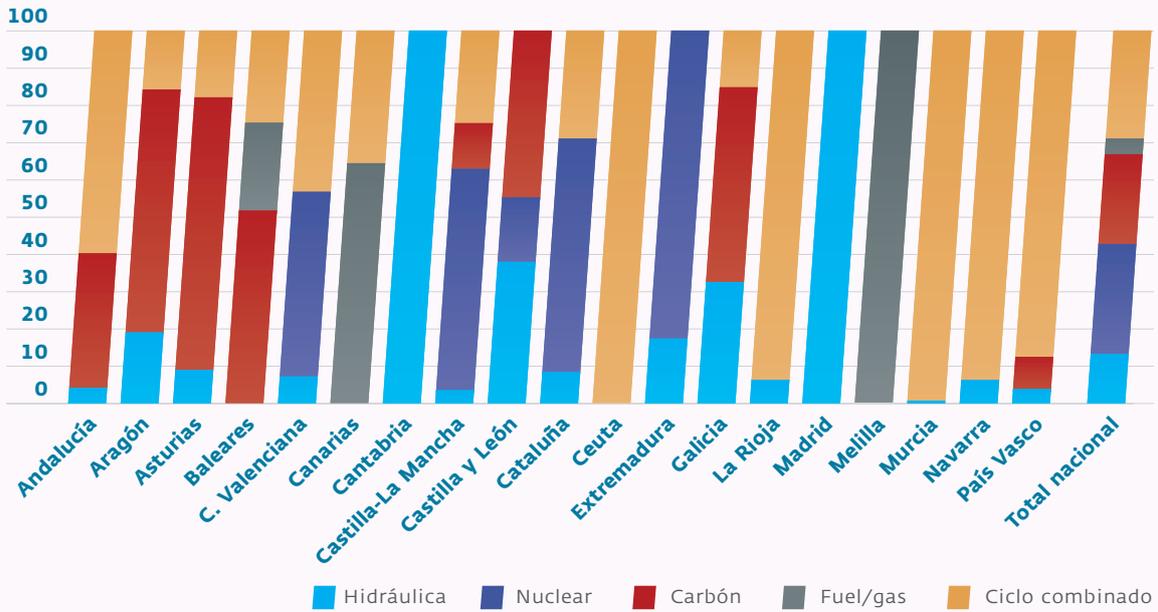
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	-	3.531	5.350	75	139	-	75	90	186	27.571
Nuclear	-	15.857	0	0	0	-	0	0	0	57.731
Carbón (1)	-	0	8.503	0	0	-	0	0	357	46.519
Fuel/gas (2)	222	0	0	0	0	222	0	0	0	7.479
Ciclo combinado	-	0	2.304	998	0	-	5.535	1.221	3.489	55.140
<b>Régimen ordinario</b>	<b>222</b>	<b>19.388</b>	<b>16.157</b>	<b>1.073</b>	<b>139</b>	<b>222</b>	<b>5.610</b>	<b>1.311</b>	<b>4.032</b>	<b>194.440</b>
- Consumos generación	-20	-652	-536	-29	-2	-14	-138	-38	-47	-8.129
<b>Régimen especial</b>	<b>0</b>	<b>1.955</b>	<b>11.000</b>	<b>1.332</b>	<b>1.611</b>	<b>7</b>	<b>2.621</b>	<b>4.203</b>	<b>3.369</b>	<b>92.811</b>
<b>Generación neta</b>	<b>203</b>	<b>20.690</b>	<b>26.621</b>	<b>2.376</b>	<b>1.748</b>	<b>215</b>	<b>8.093</b>	<b>5.476</b>	<b>7.354</b>	<b>279.121</b>
- Consumos bombeo	-	-63	-149	0	0	-	0	0	0	-3.215
+ Saldo Intercambios (3)	-	-16.151	-6.274	-650	29.069	-	-316	-565	12.352	-6.090
<b>Demanda (b.c.) 2011</b>	<b>203</b>	<b>4.477</b>	<b>20.198</b>	<b>1.725</b>	<b>30.817</b>	<b>215</b>	<b>7.778</b>	<b>4.911</b>	<b>19.706</b>	<b>269.816</b>
<b>Demanda (b.c.) 2010</b>	<b>218</b>	<b>4.641</b>	<b>20.739</b>	<b>1.759</b>	<b>30.863</b>	<b>213</b>	<b>8.043</b>	<b>5.130</b>	<b>20.720</b>	<b>275.696</b>
<b>% 11/10</b>	<b>-6,7</b>	<b>-3,5</b>	<b>-2,6</b>	<b>-1,9</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,7</b>	<b>-3,3</b>	<b>-4,3</b>	<b>-4,9</b>	<b>-2,1</b>

(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.

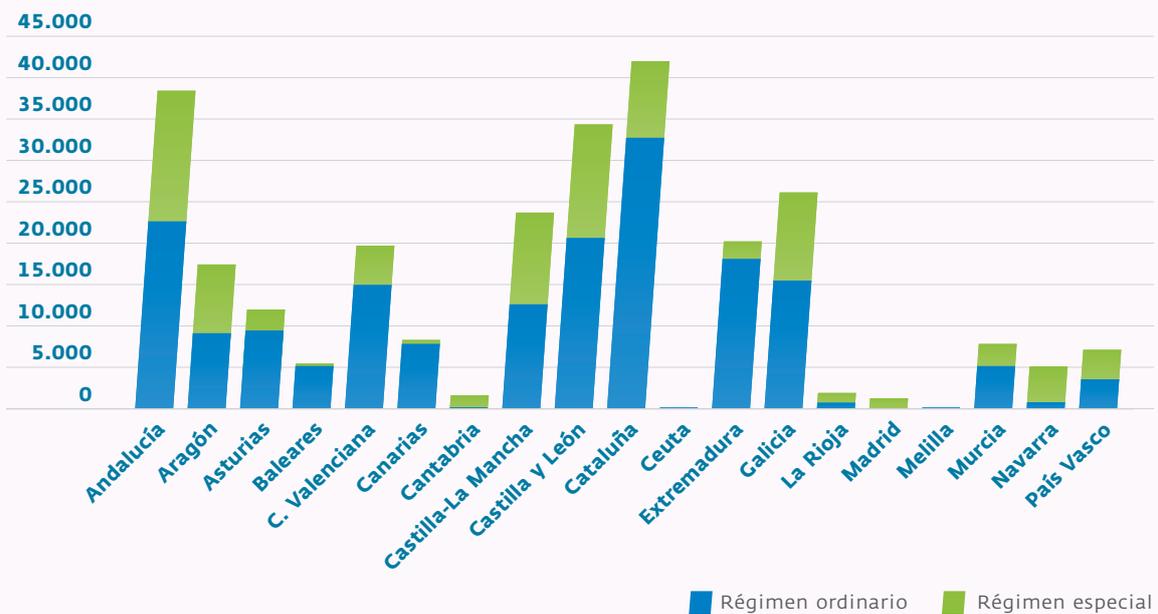
(2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares.

(3) 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.

### Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central (%)



### Producción del régimen ordinario y régimen especial (GWh)



## Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

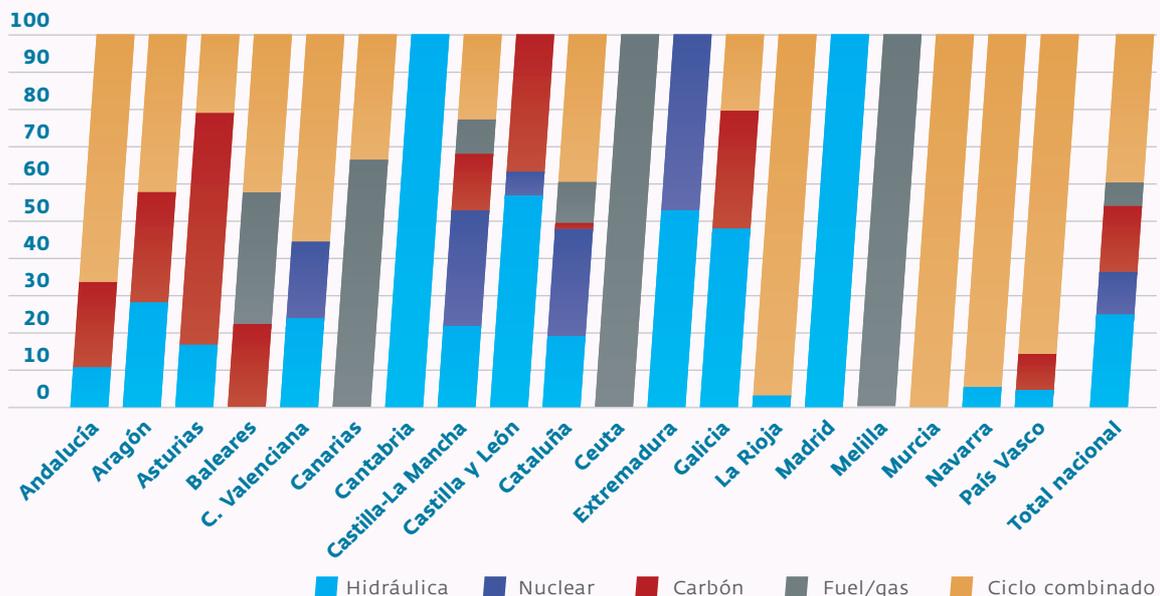
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	1.051	1.310	748	-	1.279	1	389	781	4.247	2.104
Nuclear	-	-	-	-	1.085	-	-	1.066	466	3.142
Carbón (1)	2.072	1.341	2.628	510	-	-	-	541	2.707	162
Fuel/gas	0	-	-	802	-	1.899	-	314	-	1.178
Ciclo combinado	6.043	1.898	865	934	2.909	920	-	774	-	4.240
<b>Total 2011</b>	<b>9.165</b>	<b>4.550</b>	<b>4.242</b>	<b>2.246</b>	<b>5.273</b>	<b>2.820</b>	<b>389</b>	<b>3.476</b>	<b>7.420</b>	<b>10.827</b>
Total 2010	9.176	4.550	4.242	2.262	5.273	2.792	389	3.476	7.420	10.782
% 11/10	-0,1	0,0	0,0	-0,7	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,4

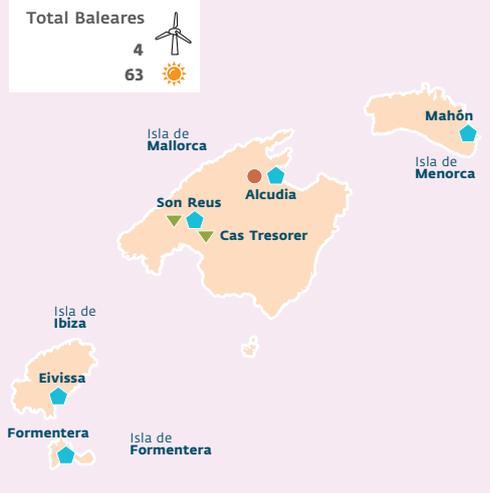
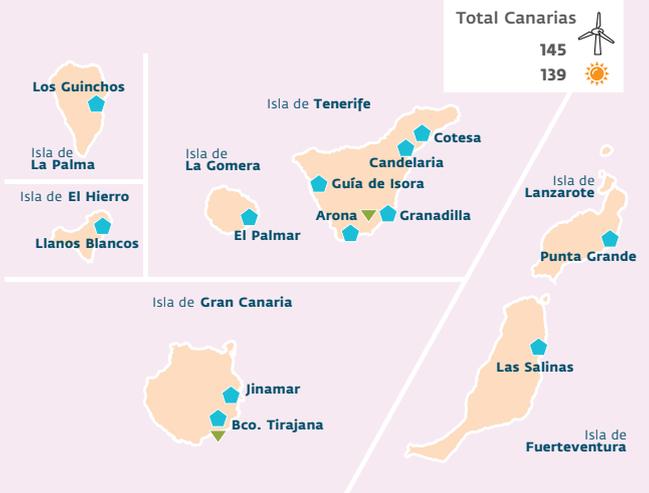
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	-	2.292	3.056	30	56	-	24	77	120	17.564
Nuclear	-	2.018	-	-	-	-	-	-	-	7.777
Carbón (1)	-	-	2.031	-	-	-	-	-	217	12.210
Fuel/gas	99	-	0	-	-	85	0	-	0	4.376
Ciclo combinado	-	-	1.238	799	-	-	3.318	1.233	1.951	27.123
<b>Total 2011</b>	<b>99</b>	<b>4.310</b>	<b>6.325</b>	<b>829</b>	<b>56</b>	<b>85</b>	<b>3.342</b>	<b>1.310</b>	<b>2.288</b>	<b>69.050</b>
Total 2010	99	4.310	6.795	829	56	85	3.342	1.310	2.288	69.475
% 11/10	0,0	0,0	-6,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6

(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.

## Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central (%)



# Situación de las principales centrales eléctricas



## Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares (GWh)

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2010	2011	%11/10
Puentenuevo 3	Carbón	324	590	1.258	113,1
Litoral de Almería	Carbón	1.159	4.409	5.109	15,9
Los Barrios	Carbón	589	2.489	2.341	-5,9
C.Colón (1)	Fuel/gas	0	-	-	-
San Roque 1	Ciclo combinado	397	1.109	1.654	49,1
San Roque 2	Ciclo combinado	402	836	751	-10,1
Arcos 1	Ciclo combinado	396	170	121	-29,0
Arcos 2	Ciclo combinado	379	63	18	-70,6
Arcos 3	Ciclo combinado	844	2.229	1.094	-50,9
Palos 1	Ciclo combinado	401	2.022	1.124	-44,4
Palos 2	Ciclo combinado	396	1.944	887	-54,4
Palos 3	Ciclo combinado	398	1.719	894	-48,0
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	2.194	1.467	-33,1
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	1.552	1.445	-6,9
Colón 4	Ciclo combinado	398	771	755	-2,1
Algeciras 3 CC	Ciclo combinado	831	126	1.754	1.293,3
Málaga 1 CC	Ciclo combinado	421	1.401	2.068	47,6
<b>Andalucía</b>		<b>8.114</b>	<b>23.625</b>	<b>22.740</b>	<b>-3,7</b>
Escatrón	Carbón	80	0	0	0,0
Escucha	Carbón	159	156	419	169,6
Teruel	Carbón	1.102	1.793	6.260	249,2
Castelnou	Ciclo combinado	798	1.957	358	-81,7
Escatrón 3	Ciclo combinado	818	3.359	1.129	-66,4
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	283	82	18	-78,3
<b>Aragón</b>		<b>3.240</b>	<b>7.346</b>	<b>8.184</b>	<b>11,4</b>
Aboño	Carbón	916	3.663	4.437	21,1
Lada	Carbón	513	698	675	-3,3
Narcea	Carbón	595	1	1.359	134.486
Soto de la Ribera	Carbón	604	927	1.315	41,9
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	432	1.418	1.379	-2,7
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	434	359	438	21,9
<b>Asturias</b>		<b>3.494</b>	<b>7.066</b>	<b>9.604</b>	<b>35,9</b>
Trillo I	Nuclear	1.066	8.243	8.383	1,7
Puertollano	Carbón	221	255	81	-68,2
Aceca	Fuel/gas	314	84	0	-
Aceca 3	Ciclo combinado	400	1.225	909	-25,8
Aceca 4	Ciclo combinado	374	1.838	2.444	33,0
GICC-PL ELCOGAS (2)	Carbón	320	1.681	1.617	-3,8
<b>Castilla-La Mancha</b>		<b>2.695</b>	<b>13.326</b>	<b>13.435</b>	<b>0,8</b>
Garoña	Nuclear	466	3.830	3.742	-2,3
Anllares	Carbón	365	0	1.684	0,0
Compostilla	Carbón	1.171	209	5.194	2.383,6
Guardo	Carbón	516	63	1.847	2.834,6
La Robla	Carbón	655	29	1.016	3.360,1
<b>Castilla y León</b>		<b>3.173</b>	<b>4.131</b>	<b>13.483</b>	<b>226,4</b>
Ascó I	Nuclear	1.028	8.354	6.988	-16,4
Ascó II	Nuclear	1.027	7.680	7.514	-2,2
Vandellós II	Nuclear	1.087	8.875	7.347	-17,2
Cercs	Carbón	162	516	14	-97,4
Foix	Fuel/gas	520	8	0	-
San Adrián	Fuel/gas	659	52	0	-

(sigue en la página siguiente →)

## Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares (GWh)

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2010	2011	%11/10
(→ continuación)					
Besós 3	Ciclo combinado	412	1.710	655	-61,7
Besós 4	Ciclo combinado	407	2.183	1.715	-21,4
Besós 5	Ciclo combinado	873	479	1.786	273,1
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	1.079	353	-67,3
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	1.712	1.414	-17,4
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	412	213	801	276,3
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421	188	838	345,1
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	447	678	1.140	68,1
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	445	289	886	206,8
<b>Cataluña</b>		<b>8.723</b>	<b>34.015</b>	<b>31.450</b>	<b>-7,5</b>
Cofrentes	Nuclear	1.085	9.549	7.901	-17,3
Castellón 3	Ciclo combinado	800	93	169	82,2
Castellón 4	Ciclo combinado	854	2.619	2.419	-7,6
Sagunto 1	Ciclo combinado	417	2.127	1.569	-26,2
Sagunto 2	Ciclo combinado	420	2.255	1.238	-45,1
Sagunto 3	Ciclo combinado	419	2.119	1.496	-29,4
<b>C.Valenciana</b>		<b>3.994</b>	<b>18.761</b>	<b>14.791</b>	<b>-21,2</b>
Almaraz I	Nuclear	1.035	8.168	7.762	-5,0
Almaraz II	Nuclear	983	7.292	8.095	11,0
<b>Extremadura</b>		<b>2.018</b>	<b>15.460</b>	<b>15.857</b>	<b>2,6</b>
Meirama	Carbón	563	856	1.151	34,4
Puentes García Rodríguez	Carbón	1.468	4.955	7.352	48,4
Sabón (3)	Fuel/gas	0	-	-	-
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	849	694	432	-37,8
Sabón 3	Ciclo combinado	389	1.497	1.872	25,1
<b>Galicia</b>		<b>3.269</b>	<b>8.003</b>	<b>10.808</b>	<b>35,0</b>
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402	695	424	-39,0
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	612	575	-6,0
<b>La Rioja</b>		<b>799</b>	<b>1.306</b>	<b>998</b>	<b>-23,6</b>
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	726	1.422	95,7
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	1.062	1.030	-3,0
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	952	1.193	25,3
Escombreras (4)	Fuel/gas	0	-	-	-
El Fangal 1	Ciclo combinado	409	1.310	187	-85,7
El Fangal 2	Ciclo combinado	408	1.028	239	-76,8
El Fangal 3	Ciclo combinado	402	1.170	353	-69,8
Escombreras 6	Ciclo combinado	831	1.161	1.111	-4,3
<b>Murcia</b>		<b>3.318</b>	<b>7.410</b>	<b>5.535</b>	<b>-25,3</b>
Castejón 1	Ciclo combinado	429	1.454	530	-63,6
Castejón 2	Ciclo combinado	378	704	204	-71,0
Castejón 3	Ciclo combinado	426	1.350	488	-63,9
<b>Navarra</b>		<b>1.233</b>	<b>3.508</b>	<b>1.221</b>	<b>-65,2</b>
Amorebieta	Ciclo combinado	749	2.483	1.029	-58,6
Pasajes	Carbón	217	487	357	-26,7
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	2.939	2.283	-22,3
Santurce 4	Ciclo combinado	403	650	178	-72,7
<b>País Vasco</b>		<b>2.168</b>	<b>6.559</b>	<b>3.846</b>	<b>-41,4</b>
<b>Total</b>		<b>46.238</b>	<b>150.516</b>	<b>151.953</b>	<b>1,0</b>

(1) Baja Colón 2 en junio 2010. (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) Baja diciembre 2011. (4) Baja enero 2010.

## Potencia instalada del régimen especial (MW) (1)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
<b>Renovables</b>	<b>4.805</b>	<b>2.208</b>	<b>594</b>	<b>67</b>	<b>1.557</b>	<b>286</b>	<b>114</b>	<b>4.925</b>	<b>5.562</b>	<b>1.589</b>
Hidráulica	143	255	77	0	31	0,5	74	128	248	281
Eólica	3.037	1.727	430	4	1.190	145	35	3.709	4.835	1.020
Otras renovables	1.625	226	87	63	336	140	5	1.088	479	288
Biogás	19	13	9	0	10	1	3	9	5	47
Biomasa	218	71	77	0	23	0	0	48	20	12
Solar fotovoltaica	790	142	1	63	303	139	2	881	454	230
Solar termoeléctrica	598	0	0	0	0	0	0	150	0	0
<b>No renovables</b>	<b>1.031</b>	<b>615</b>	<b>156</b>	<b>83</b>	<b>650</b>	<b>33</b>	<b>314</b>	<b>466</b>	<b>636</b>	<b>1.339</b>
Calor residual	12	0	0	0	9	0	0	0	0	0
Fuel, gasóleo y gases licuados del petróleo	130	30	24	5	48	33	9	93	45	97
Gas natural	833	575	59	4	539	0	251	289	591	1.195
Subproductos minería(2)	56	10	73	0	54	0	44	84	0	0
Residuos sólidos urbanos	0	0	0	75	0	0	10	0	0	47
<b>Total 2011</b>	<b>5.836</b>	<b>2.823</b>	<b>750</b>	<b>150</b>	<b>2.208</b>	<b>319</b>	<b>427</b>	<b>5.391</b>	<b>6.197</b>	<b>2.928</b>
<b>Total 2010</b>	<b>5.274</b>	<b>2.714</b>	<b>666</b>	<b>145</b>	<b>2.112</b>	<b>342</b>	<b>424</b>	<b>5.251</b>	<b>5.376</b>	<b>2.691</b>
<b>% 11/10</b>	<b>10,7</b>	<b>4,0</b>	<b>12,6</b>	<b>3,5</b>	<b>4,5</b>	<b>-6,9</b>	<b>0,8</b>	<b>2,7</b>	<b>15,3</b>	<b>8,8</b>

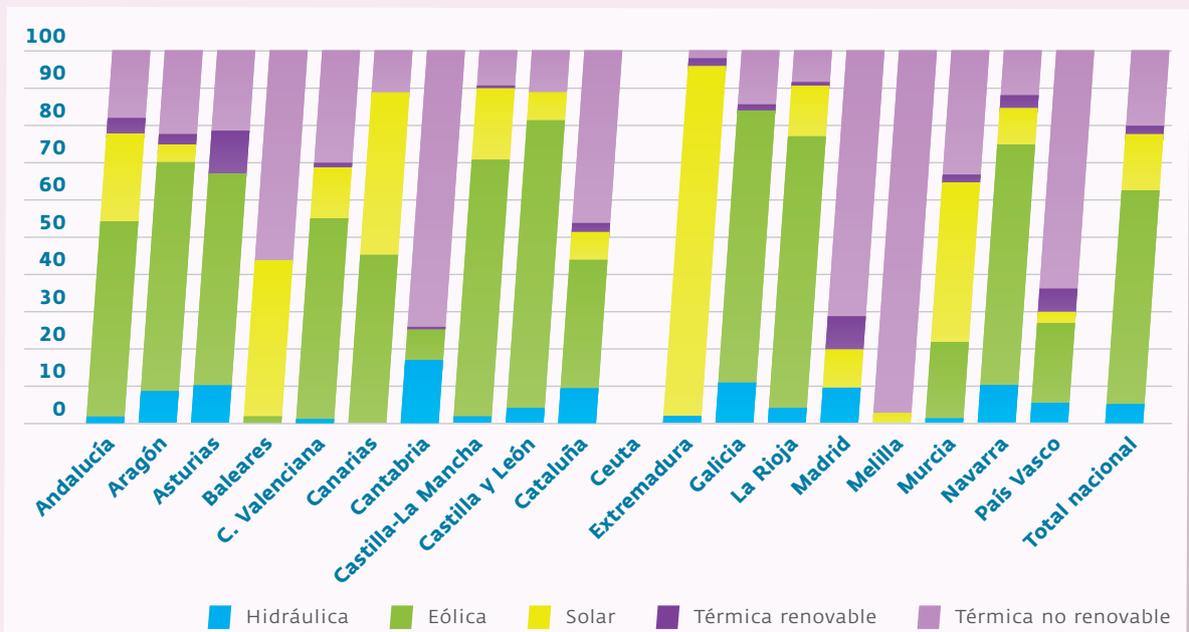
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
<b>Renovables</b>	<b>0</b>	<b>868</b>	<b>3.874</b>	<b>565</b>	<b>135</b>	<b>0</b>	<b>624</b>	<b>1.329</b>	<b>335</b>	<b>29.437</b>
Hidráulica	0	20	493	27	44	0	14	151	54	2.041
Eólica	0	0	3.291	448	0	0	191	984	194	21.239
Otras renovables	0	849	90	90	91	0	418	194	87	6.157
Biogás	0	1	11	5	43	0	3	7	23	209
Biomasa	0	16	67	0	0	0	16	38	42	650
Solar fotovoltaica	0	532	12	85	49	0,1	398	148	22	4.249
Solar termoeléctrica	0	300	0	0	0	0	1	0	0	1.049
<b>No renovables</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>622</b>	<b>48</b>	<b>330</b>	<b>2</b>	<b>309</b>	<b>175</b>	<b>571</b>	<b>7.401</b>
Calor residual	0	4	0	0	0	0	3	0	40	68
Fuel, gasóleo y gases licuados del petróleo	0	0	312	2	16	0	30	7	35	916
Gas natural	0	16	289	45	284	0	276	169	388	5.801
Subproductos minería(2)	0	0	0	0	0	0	0	0	9	332
Residuos sólidos urbanos	0	0	22	0	30	2	0	0	100	285
<b>Total 2011</b>	<b>0</b>	<b>888</b>	<b>4.497</b>	<b>612</b>	<b>466</b>	<b>2</b>	<b>933</b>	<b>1.505</b>	<b>906</b>	<b>36.838</b>
<b>Total 2010</b>	<b>0</b>	<b>709</b>	<b>4.419</b>	<b>608</b>	<b>453</b>	<b>2</b>	<b>872</b>	<b>1.472</b>	<b>834</b>	<b>34.364</b>
<b>% 11/10</b>	<b>-</b>	<b>25,2</b>	<b>1,8</b>	<b>0,8</b>	<b>2,9</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>2,2</b>	<b>8,6</b>	<b>7,2</b>

(1) Datos provisionales.

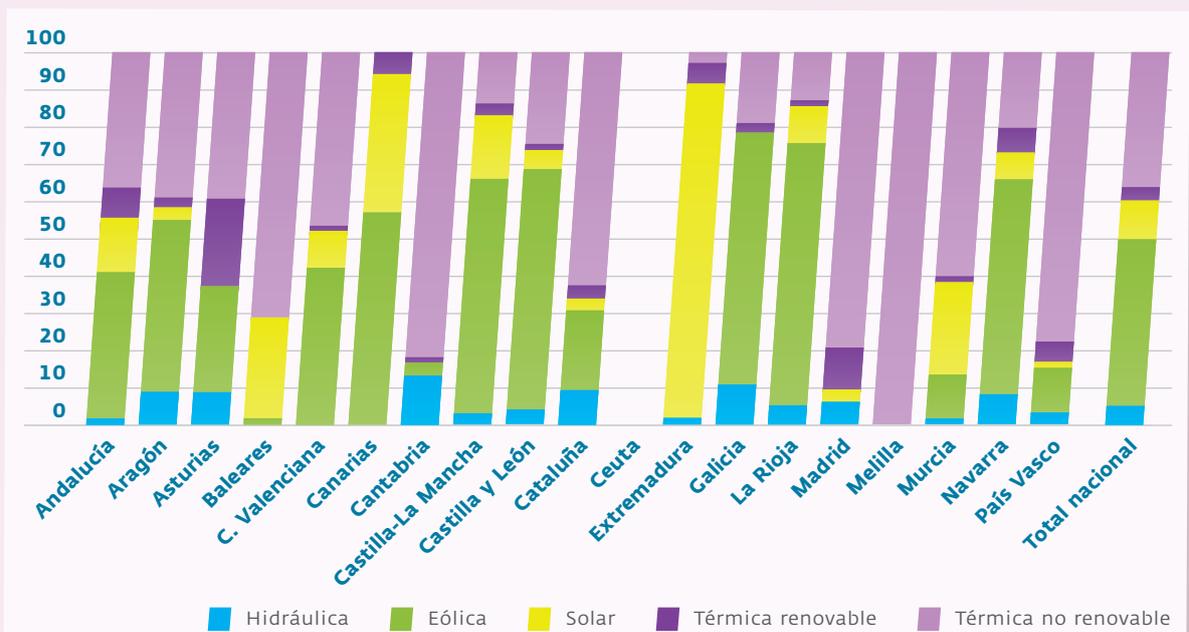
(2) Incluye productos no comerciales de explotaciones mineras, carbón, gas residual y gas de refinería.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

### Estructura de la potencia instalada del régimen especial (%)



### Estructura de la energía adquirida al régimen especial (%)



## Energía adquirida al régimen especial (GWh) (1)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
<b>Renovables</b>	<b>10.068</b>	<b>5.045</b>	<b>1.325</b>	<b>107</b>	<b>2.408</b>	<b>621</b>	<b>294</b>	<b>9.360</b>	<b>10.378</b>	<b>3.424</b>
Hidráulica	292	714	192	0	22	1	213	441	614	925
Eólica	6.225	3.867	617	6	1.893	355	64	6.753	8.847	1.884
Otras renovables	3.552	463	516	101	494	265	17	2.167	917	615
Biogás	87	38	45	0	33	9	15	56	9	224
Biomasa	1.227	158	470	0	15	24	0	214	149	35
Solar fotovoltaica	1.400	268	1	101	446	232	2	1.660	760	357
Solar termoeléctrica	838	0	0	0	0	0	0	236	0	0
<b>No renovables</b>	<b>5.530</b>	<b>3.163</b>	<b>842</b>	<b>261</b>	<b>2.077</b>	<b>0</b>	<b>1.287</b>	<b>1.514</b>	<b>3.386</b>	<b>5.622</b>
Calor residual	34	0	0	0	4	0	0	0	0	0
Fuel, gasóleo y gases licuados del petróleo	376	27	184	10	28	0	0	296	39	130
Gas natural	4.492	3.136	226	3	1.629	0	1.124	1.218	3.348	5.270
Subproductos minería (2)	628	0	432	0	416	0	92	0	0	0
Residuos sólidos urbanos	0	0	0	247	0	0	71	0	0	222
<b>Total 2011</b>	<b>15.598</b>	<b>8.208</b>	<b>2.167</b>	<b>368</b>	<b>4.485</b>	<b>621</b>	<b>1.581</b>	<b>10.875</b>	<b>13.765</b>	<b>9.046</b>
<b>Total 2010</b>	<b>13.840</b>	<b>8.690</b>	<b>2.257</b>	<b>270</b>	<b>4.415</b>	<b>687</b>	<b>1.877</b>	<b>11.364</b>	<b>13.004</b>	<b>8.418</b>
<b>% 11/10</b>	<b>12,7</b>	<b>-5,6</b>	<b>-4,0</b>	<b>36,4</b>	<b>1,6</b>	<b>-9,6</b>	<b>-15,8</b>	<b>-4,3</b>	<b>5,8</b>	<b>7,5</b>

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
<b>Renovables</b>	<b>0</b>	<b>1.897</b>	<b>8.911</b>	<b>1.160</b>	<b>331</b>	<b>0</b>	<b>1.052</b>	<b>3.359</b>	<b>765</b>	<b>60.506</b>
Hidráulica	0	33	1.150	76	107	0	56	330	119	5.284
Eólica	0	0	7.500	937	0	0	305	2.468	439	42.160
Otras renovables	0	1.864	261	147	223	0	691	561	207	13.062
Biogás	0	4	20	11	163	0	16	22	24	776
Biomasa	0	100	226	0	0	0	19	254	158	3.049
Solar fotovoltaica	0	1.011	15	136	60	0,1	656	284	25	7.414
Solar termoeléctrica	0	748	0	0	0	0	0	0	0	1.823
<b>No renovables</b>	<b>0</b>	<b>58</b>	<b>2.089</b>	<b>172</b>	<b>1.281</b>	<b>7</b>	<b>1.569</b>	<b>844</b>	<b>2.604</b>	<b>32.305</b>
Calor residual	0	3	0	0	0	0	8	0	58	107
Fuel, gasóleo y gases licuados del petróleo	0	0	1.143	6	6	0	46	9	139	2.438
Gas natural	0	55	741	165	1.122	0	1.515	834	1.693	26.569
Subproductos minería (2)	0	0	0	0	0	0	0	0	32	1.602
Residuos sólidos urbanos	0	0	206	0	154	7	0	0	682	1.589
<b>Total 2011</b>	<b>0</b>	<b>1.955</b>	<b>11.000</b>	<b>1.332</b>	<b>1.611</b>	<b>7</b>	<b>2.621</b>	<b>4.203</b>	<b>3.369</b>	<b>92.811</b>
<b>Total 2010</b>	<b>0</b>	<b>1.163</b>	<b>12.740</b>	<b>1.413</b>	<b>1.573</b>	<b>8</b>	<b>2.545</b>	<b>4.398</b>	<b>3.129</b>	<b>91.790</b>
<b>% 11/10</b>	<b>-</b>	<b>68,1</b>	<b>-13,7</b>	<b>-5,7</b>	<b>2,5</b>	<b>-12,2</b>	<b>3,0</b>	<b>-4,4</b>	<b>7,7</b>	<b>1,1</b>

(1) Datos provisionales. Energía efectivamente entregada por los productores de este régimen al sistema eléctrico. No incluye la producción destinada al autoconsumo de los propietarios de las centrales.

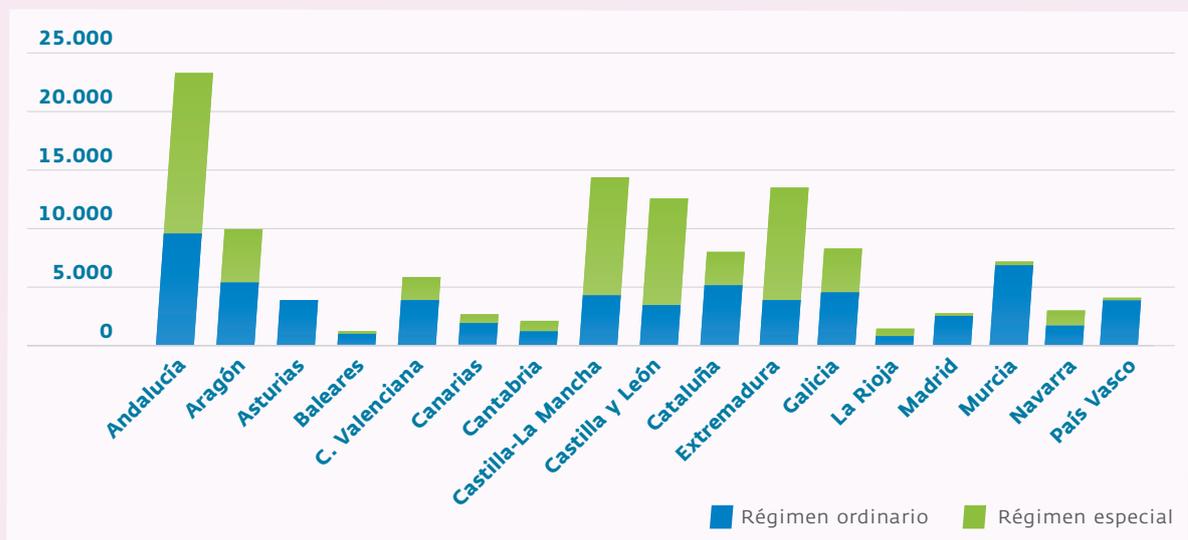
(2) Incluye productos no comerciales de explotaciones mineras, carbón, gas residual y gas de refinería.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

**Saldos de intercambios de energía por comunidades autónomas (GWh)**



### Solicitudes de acceso de nueva generación a la red de transporte 1999-2012 (MW)



### Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2012 (1)(2)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	13	9.620	9.620	0	0
Aragón	9	5.444	5.444	0	0
Asturias	5	3.823	3.823	0	0
C. Valenciana	6	3.942	3.942	0	0
Cantabria	3	1.169	1.169	0	0
Castilla-La Mancha	10	4.317	3.567	250	500
Castilla y León	6	3.421	3.421	0	0
Cataluña	10	5.122	5.122	0	0
Extremadura	4	3.807	3.807	0	0
Galicia	12	4.514	4.514	0	0
La Rioja	2	890	890	0	0
Madrid	2	2.543	2.543	0	0
Murcia	13	6.913	3.913	400	2.600
Navarra	4	1.641	1.641	0	0
País Vasco	5	3.920	3.920	0	0
<b>Total peninsular</b>	<b>104</b>	<b>61.085</b>	<b>57.335</b>	<b>650</b>	<b>3.100</b>
Baleares	19	1.010	1.010	0	0
Canarias	17	1.988	1.793	0	195
<b>Total extrapeninsular</b>	<b>36</b>	<b>2.998</b>	<b>2.803</b>	<b>0</b>	<b>195</b>
<b>Total nacional</b>	<b>140</b>	<b>64.083</b>	<b>60.138</b>	<b>650</b>	<b>3.295</b>

(1) De los 64.083 MW solicitados, el 75,7 % corresponde a ciclos combinados, el 1,6 % a generación de carbón, el 13,7 % a generación hidráulica, el 7,4 % a generación solar fotovoltaica y el 1,6 % a otros.

(2) Datos a 31 de marzo del 2012. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

## Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial 1999-2012 <sup>(1)</sup>

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	221	13.866	7.186	88	6.592
Aragón	51	4.634	2.910	0	1.724
Asturias	1	7	7	0	0
C. Valenciana	8	1.880	1.880	0	0
Cantabria	4	923	923	0	0
Castilla-La Mancha	56	10.247	9.278	194	775
Castilla y León	79	9.279	8.416	47	817
Cataluña	35	3.053	2.683	0	370
Extremadura	126	9.740	4.758	0	4.983
Galicia	57	3.930	3.710	0	220
La Rioja	8	509	368	0	141
Madrid	4	177	177	0	0
Murcia	1	342	342	0	0
Navarra	18	1.446	1.047	0	399
País Vasco	2	136	36	0	100
<b>Total peninsular</b>	<b>671</b>	<b>60.168</b>	<b>43.719</b>	<b>329</b>	<b>16.120</b>
Baleares	6	175	99	76	0
Canarias	28	670	663	0	7
<b>Total extrapeninsular</b>	<b>34</b>	<b>845</b>	<b>762</b>	<b>76</b>	<b>7</b>
<b>Total nacional</b>	<b>705</b>	<b>61.013</b>	<b>44.481</b>	<b>405</b>	<b>16.127</b>

(1) Datos a 31 de marzo de 2012. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

## Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2012 <sup>(1)</sup>

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MWA)	Solicitudes gestionadas (MWA)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MWA)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MWA)
Andalucía	93	13.162	12.716	0	446
Aragón	30	4.131	4.031	0	100
Asturias	12	2.555	2.555	0	0
C. Valenciana	79	11.110	10.685	275	150
Cantabria	11	931	931	0	0
Castilla-La Mancha	27	3.815	3.815	0	0
Castilla y León	28	2.865	2.865	0	0
Cataluña	111	13.500	13.220	0	280
Extremadura	22	3.043	2.793	0	250
Galicia	33	3.538	3.008	0	530
La Rioja	6	505	380	0	125
Madrid	91	12.385	12.205	0	180
Murcia	12	2.685	2.685	0	0
Navarra	11	1.055	1.055	0	0
País Vasco	22	1.750	1.465	0	285
<b>Total peninsular</b>	<b>588</b>	<b>77.030</b>	<b>74.409</b>	<b>275</b>	<b>2.346</b>
Baleares	34	1.615	1.615	0	0
Canarias	38	1.491	1.491	0	0
<b>Total extrapeninsular</b>	<b>72</b>	<b>3.106</b>	<b>3.106</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total nacional</b>	<b>660</b>	<b>80.136</b>	<b>77.515</b>	<b>275</b>	<b>2.346</b>

(1) Datos a 31 de marzo de 2012. 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	0,1	0,1	0,01	0,01
Asturias	66,9	66,9	3,36	3,36
Baleares	34,9	38,7	3,19	3,54
C. Valenciana	8,0	8,0	0,16	0,16
Canarias	0,0	17,3	0,00	1,02
Cantabria	26,7	26,7	3,03	3,03
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,00	0,00
Castilla y León	0,0	0,0	0,00	0,00
Cataluña	41,8	41,8	0,44	0,44
Extremadura	0,8	0,8	0,10	0,10
Galicia	8,2	8,2	0,21	0,21
La Rioja	30,6	30,6	9,33	9,33
Madrid	52,9	73,1	0,90	1,25
Murcia	3,3	3,3	0,22	0,22
Navarra	5,6	5,6	0,60	0,60
País Vasco	14,6	14,6	0,39	0,39



# CI

Comparación  
**internacional**

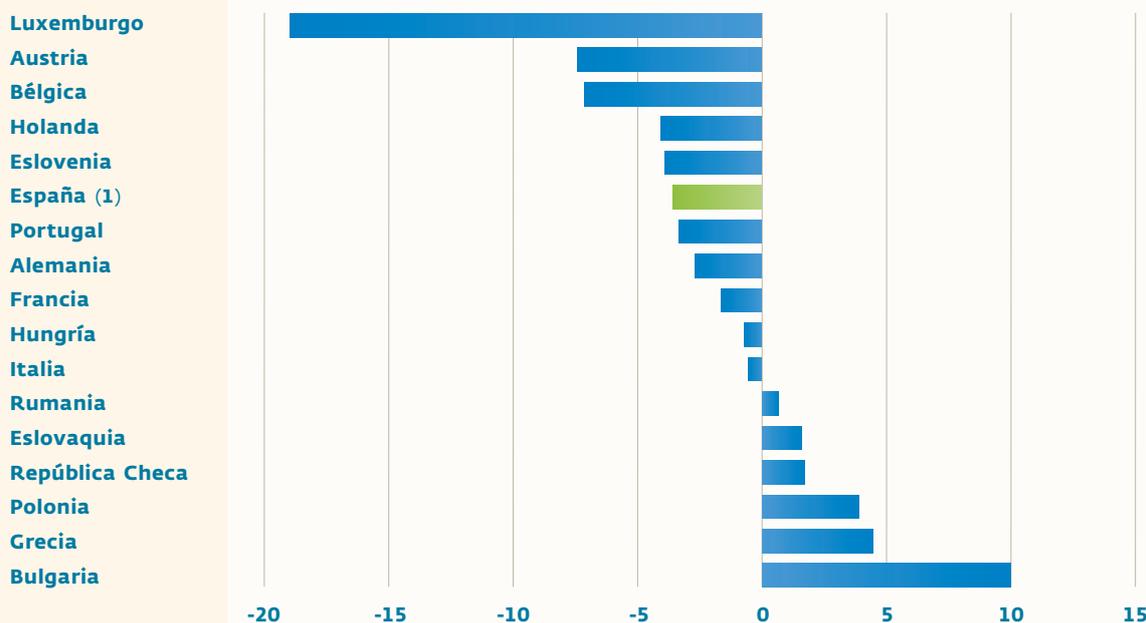
- 126** — Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)  
Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2011/2010
- 127** — Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)  
Incremento de la demanda de energía eléctrica 2011/2010
- 128** — Incremento de la demanda de energía eléctrica 2011/2007  
Potencia máxima instantánea de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
- 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** — Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte  
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)

	2010	2011	% 11/10
Alemania	573,2	557,9	-2,7
Austria	70,7	65,4	-7,5
Bélgica	91,6	85,1	-7,1
Bulgaria	41,0	45,1	10,0
Eslovaquia	26,1	26,5	1,6
Eslovenia	14,4	13,9	-3,9
España (1)	273,3	264,1	-3,4
Francia	550,3	541,9	-1,5
Grecia	47,9	50,1	4,6
Holanda	113,7	109,0	-4,1
Hungría	33,8	33,6	-0,6
Italia	290,7	289,0	-0,6
Luxemburgo	4,5	3,7	-18,9
Polonia	145,8	151,6	4,0
Portugal	50,1	48,4	-3,3
República Checa	79,5	81,0	1,9
Rumania	56,5	57,0	0,7
<b>Total</b>	<b>2.463,1</b>	<b>2.423,2</b>	<b>-1,6</b>

(1) Sistema peninsular. Fuente: ENTSO-E, España REE.

## Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2011/2010 (%)



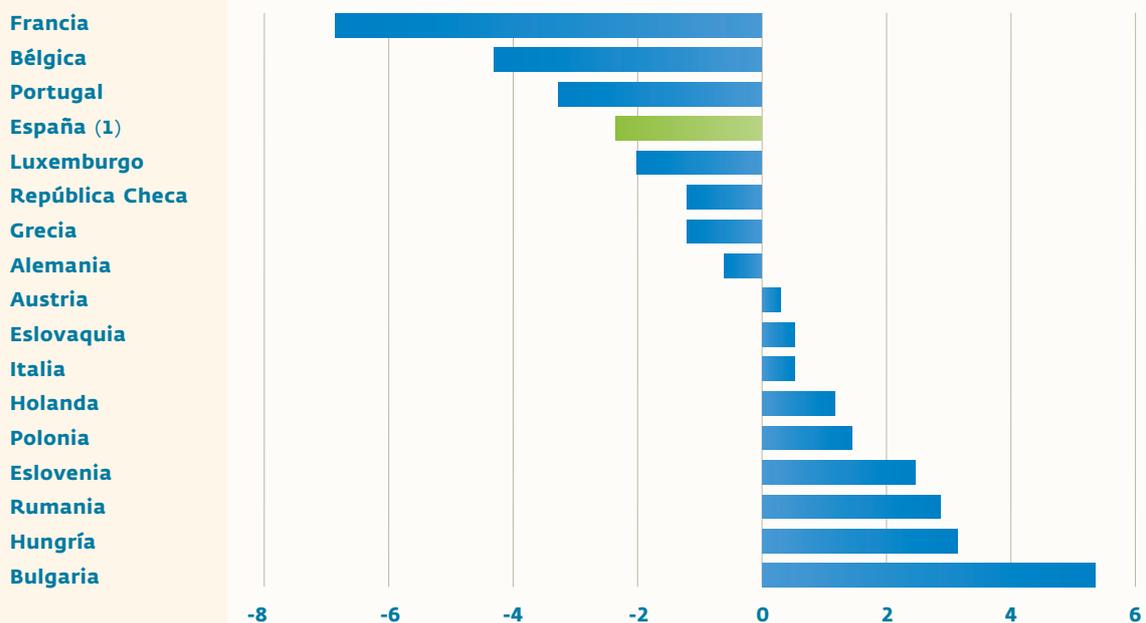
(1) Sistema peninsular.

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

	2010	2011	% 11/10
Alemania	547,4	544,3	-0,6
Austria	68,3	68,6	0,4
Bélgica	90,4	86,5	-4,3
Bulgaria	31,5	33,2	5,4
Eslovaquia	26,6	26,8	0,5
Eslovenia	12,2	12,6	2,5
España (1)	260,5	254,8	-2,2
Francia	513,3	478,2	-6,8
Grecia	53,6	52,9	-1,2
Holanda	116,5	117,8	1,2
Hungría	39,0	40,2	3,2
Italia	330,5	332,3	0,6
Luxemburgo	6,7	6,6	-2,0
Polonia	143,6	145,7	1,5
Portugal	52,2	50,5	-3,3
República Checa	63,7	63,0	-1,2
Rumania	53,4	54,9	2,9
<b>Total</b>	<b>2.409,4</b>	<b>2.368,8</b>	<b>-1,7</b>

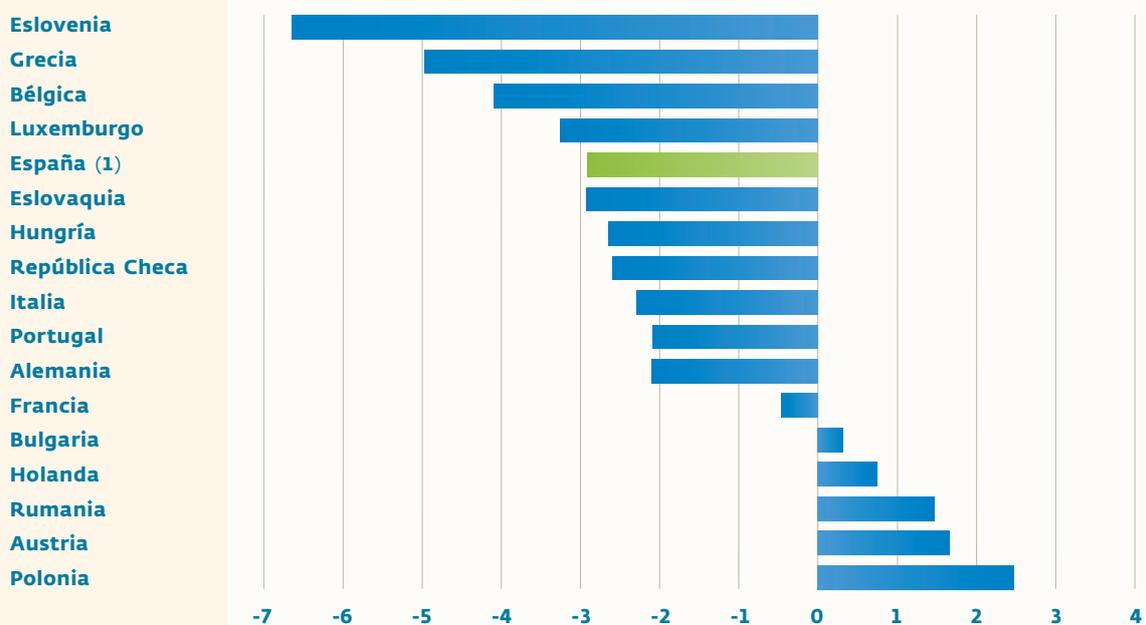
(1) Demanda peninsular en b.c. Fuente: ENTSO-E, España REE.

## Incremento de la demanda de energía eléctrica 2011/2010 (%)



(1) Sistema peninsular.

## Incremento de la demanda de energía eléctrica 2011/2007 (%)



(1) Sistema peninsular.

## Potencia máxima instantánea de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

	Día de la semana	Fecha	Hora	Punta máxima (MW)	Temperatura media (°C)
Alemania	Miércoles	7 de diciembre	18:00	76.400	(*)
Austria	Miércoles	21 de diciembre	17:00	10.580	(*)
Bélgica	Miércoles	12 de enero	17:45	14.314	6,5
Bulgaria	Martes	1 de febrero	19:00	6.973	-1,7
Eslovaquia	Martes	1 de febrero	9:00	4.279	-7,1
Eslovenia	Miércoles	2 de marzo	20:00	1.995	0,8
España	Lunes	24 de enero	19:50	43.896	4,9
Francia	Martes	4 de enero	19:00	91.720	-1,2
Grecia	Miércoles	20 de julio	13:00	10.055	33,0
Holanda	Miércoles	14 de diciembre	17:30	16.791	5,0
Hungría	Jueves	24 de noviembre	16:45	5.931	-2,4
Italia	Miércoles	13 de julio	12:00	56.474	29,5
Luxemburgo	Miércoles	21 de diciembre	18:00	1.188	2,1
Polonia	Jueves	22 de diciembre	17:15	22.906	-1,8
Portugal	Lunes	24 de enero	20:45	9.192	7,7
República Checa	Jueves	1 de febrero	12:00	10.127	-7,3
Rumania	Jueves	3 de febrero	19:00	8.724	-7,8

(\*) Dato no disponible. Fuente: ENTSO-E, España REE.

### Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E) (kWh/hab.)

	2010	2011	% 11/10
Alemania	6.692	6.658	-0,5
Austria	8.158	8.159	0,0
Bélgica	8.338	7.897	-5,3
Bulgaria	4.170	4.428	6,2
Eslovaquia	4.910	4.927	0,3
Eslovenia	5.983	6.125	2,4
España (1)	5.665	5.520	-2,6
Francia	7.934	7.351	-7,3
Grecia	4.737	4.679	-1,2
Holanda	7.026	7.075	0,7
Hungría	3.892	4.027	3,5
Italia	5.477	5.481	0,1
Luxemburgo	13.325	12.813	-3,8
Polonia	3.762	3.814	1,4
Portugal	4.908	4.748	-3,3
República Checa	6.066	5.979	-1,4
Rumania	2.486	2.565	3,1
<b>Total</b>	<b>5.931</b>	<b>5.818</b>	<b>-1,9</b>

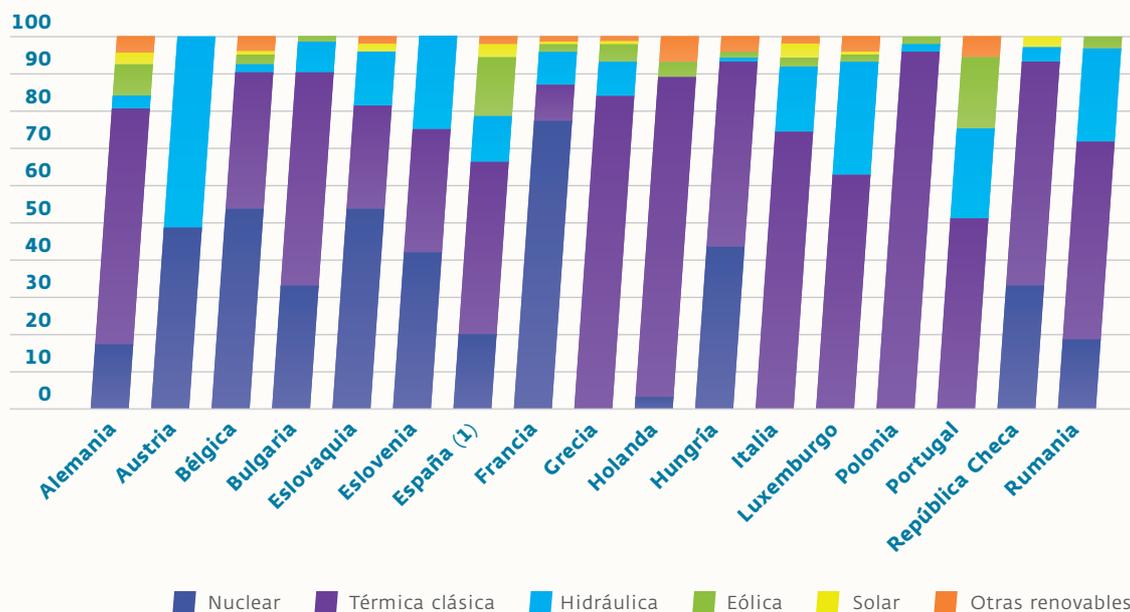
Consumo per cápita = Consumo total/nº hab.  
 Datos de población: Eurostat; datos de consumo ENTSO-E, España REE.

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

	Nuclear	Térmica clásica (2)	Hidráulica	Eólica	Solar	Otras renovables	Total
Alemania	101,5	350,5	19,9	44,6	18,3	23,1	557,9
Austria	0,0	31,7	33,7	0,0	0,0	0,0	65,4
Bélgica	45,9	31,2	1,4	2,3	1,3	3,0	85,1
Bulgaria	15,2	25,9	3,5	0,5	0,0	0,0	45,1
Eslovaquia	14,4	7,3	4,0	0,0	0,3	0,6	26,5
Eslovenia	5,9	4,6	3,4	0,0	0,0	0,0	13,9
España (1)	55,1	122,0	32,5	41,8	8,9	3,8	264,1
Francia	421,1	51,3	50,3	11,9	1,8	5,6	541,9
Grecia	0,0	42,4	4,3	2,6	0,4	0,3	50,1
Holanda	3,9	93,0	0,0	5,1	0,0	7,0	109,0
Hungría	14,7	16,8	0,2	0,6	0,0	1,2	33,6
Italia	0,0	217,2	47,7	9,6	9,3	5,3	289,0
Luxemburgo	0,0	2,3	1,1	0,1	0,0	0,1	3,7
Polonia	0,0	145,8	2,6	2,7	0,0	0,4	151,6
Portugal	0,0	24,8	11,8	9,0	0,3	2,6	48,4
República Checa	26,7	49,0	2,8	0,4	2,1	0,0	81,0
Rumania	10,8	30,1	14,7	1,2	0,0	0,2	57,0
<b>Total</b>	<b>715,2</b>	<b>1.246,0</b>	<b>233,7</b>	<b>132,5</b>	<b>42,7</b>	<b>53,1</b>	<b>2.423,2</b>

(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: ENTSO-E, España REE.

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



(1) Sistema peninsular.

## 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 (2)	Producción total neta	Consumos en bombeo	Saldo intercambios	Demanda
Alemania	106,0	101,5	350,5	557,9	7,3	-6,3	544,3
Austria	33,7	0,0	31,7	65,4	5,1	8,2	68,6
Bélgica	7,9	45,9	31,2	85,1	1,6	3,0	86,5
Bulgaria	4,1	15,2	25,9	45,1	1,2	-10,7	33,2
Eslovaquia	4,9	14,4	7,3	26,5	0,5	0,7	26,8
Eslovenia	3,4	5,9	4,6	13,9	0,0	-1,3	12,6
España (1)	87,0	55,1	122,0	264,1	3,2	-6,1	254,8
Francia	69,6	421,1	51,3	541,9	6,8	-56,9	478,2
Grecia	7,6	0,0	42,4	50,1	0,4	3,2	52,9
Holanda	12,1	3,9	93,0	109,0	0,0	8,8	117,8
Hungría	2,0	14,7	16,8	33,6	0,0	6,6	40,2
Italia	71,8	0,0	217,2	289,0	2,5	45,8	332,3
Luxemburgo	1,3	0,0	2,3	3,7	1,5	4,4	6,6
Polonia	5,8	0,0	145,8	151,6	0,6	-5,2	145,7
Portugal	23,7	0,0	24,8	48,4	0,7	2,8	50,5
República Checa	5,2	26,7	49,0	81,0	0,9	-17,0	63,0
Rumania	16,1	10,8	30,1	57,0	0,2	-1,9	54,9

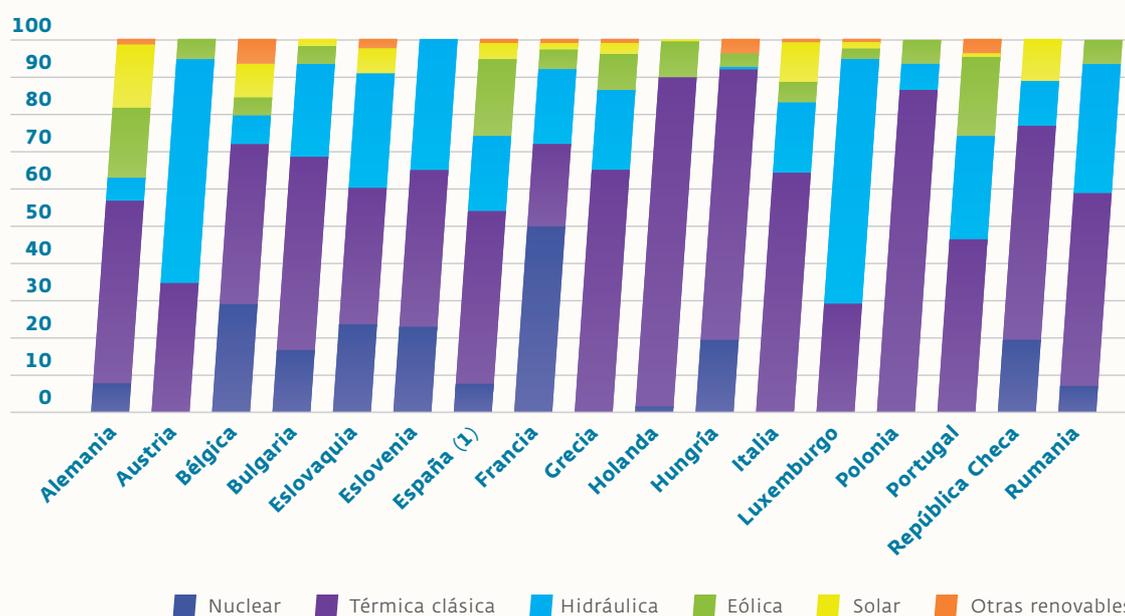
(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: ENTSO-E, España REE.

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

	Nuclear	Térmica clásica (2)	Hidráulica	Eólica	Solar	Otras renovables	Total
Alemania	12,0	70,2	9,2	28,3	22,3	3,0	145,0
Austria	0,0	7,4	12,9	1,0	0,0	0,0	21,4
Bélgica	5,9	8,5	1,4	1,1	1,9	1,2	20,0
Bulgaria	2,1	6,4	3,2	0,6	0,2	0,0	12,4
Eslovaquia	1,9	3,0	2,5	0,0	0,5	0,2	8,2
Eslovenia	0,7	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	3,0
España (1)	7,4	44,5	19,3	21,1	5,1	0,9	98,3
Francia	63,1	27,8	25,4	6,6	2,2	1,3	126,5
Grecia	0,0	9,6	3,2	1,4	0,4	0,1	14,8
Holanda	0,5	21,1	0,0	2,3	0,1	0,0	24,1
Hungría	1,9	6,9	0,1	0,3	0,0	0,4	9,5
Italia	0,0	76,4	21,6	7,0	12,7	0,7	118,4
Luxemburgo	0,0	0,5	1,1	0,0	0,0	0,0	1,7
Polonia	0,0	30,1	2,3	2,1	0,0	0,1	34,7
Portugal	0,0	8,8	5,4	4,1	0,2	0,6	19,0
República Checa	3,7	10,9	2,2	0,2	2,0	0,0	19,0
Rumania	1,3	8,9	6,1	1,0	0,0	0,0	17,4
<b>Total</b>	<b>100,7</b>	<b>342,4</b>	<b>117,0</b>	<b>77,0</b>	<b>47,7</b>	<b>8,6</b>	<b>693,4</b>

(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: ENTSO-E, España REE.

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



(1) Sistema peninsular.

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

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	2.439	212	2.227
Alemania (DE)	49.722	55.988	-6.266
Austria (AT)	27.191	17.885	9.306
Bélgica (BE)	13.172	10.659	2.513
Bielorrusia (BY)	747	2.916	-2.169
Bosnia-Herzegovina (BA)	4.187	5.676	-1.489
Bulgaria (BG)	1.493	12.000	-10.507
Croacia (HR)	14.004	6.318	7.686
Dinamarca (DK)	11.647	10.276	1.371
Eslovaquia (SK)	11.228	10.501	727
Eslovenia (SI)	7.034	8.308	-1.274
España (ES)	7.932	13.658	-5.726
Estonia (EE)	1.517	4.986	-3.469
Finlandia (FI)	18.489	4.614	13.875
Francia (FR)	9.069	64.179	-55.110
FYROM (MK)	4.169	1.548	2.621
Gran Bretaña (GB)	8.645	3.844	4.801
Grecia (GR)	7.181	3.932	3.249
Holanda (NL)	20.665	11.787	8.878
Hungría (HU)	14.667	8.018	6.649
Irlanda (IE)	733	243	490
Irlanda del Norte (NI)	2.012	733	1.279
Italia (IT)	47.478	1.715	45.763
Letonia (LV)	4.010	2.760	1.250
Lituania (LT)	8.086	1.345	6.741
Luxemburgo (LU)	7.099	2.657	4.442
Marruecos (MA)	4.510	16	4.495
Moldavia (MD)	0	529	-529
Montenegro (ME)(2)	n.d.	n.d.	n.d.
Noruega (NO)	11.022	13.600	-2.578
Polonia (PL)	6.779	12.023	-5.244
Portugal (PT)	6.685	3.930	2.756
República Checa (CZ)	10.454	27.499	-17.045
Rumania (RO)	2.946	4.846	-1.900
Rusia (RU)	851	15.358	-14.507
Serbia (RS)	6.900	6.671	229
Suecia (SE)	14.229	21.356	-7.127
Suiza (CH)	34.090	30.312	3.778
Turquía (TR)	3.070	2.638	432
Ucrania (UA)	2.362	5.503	-3.141

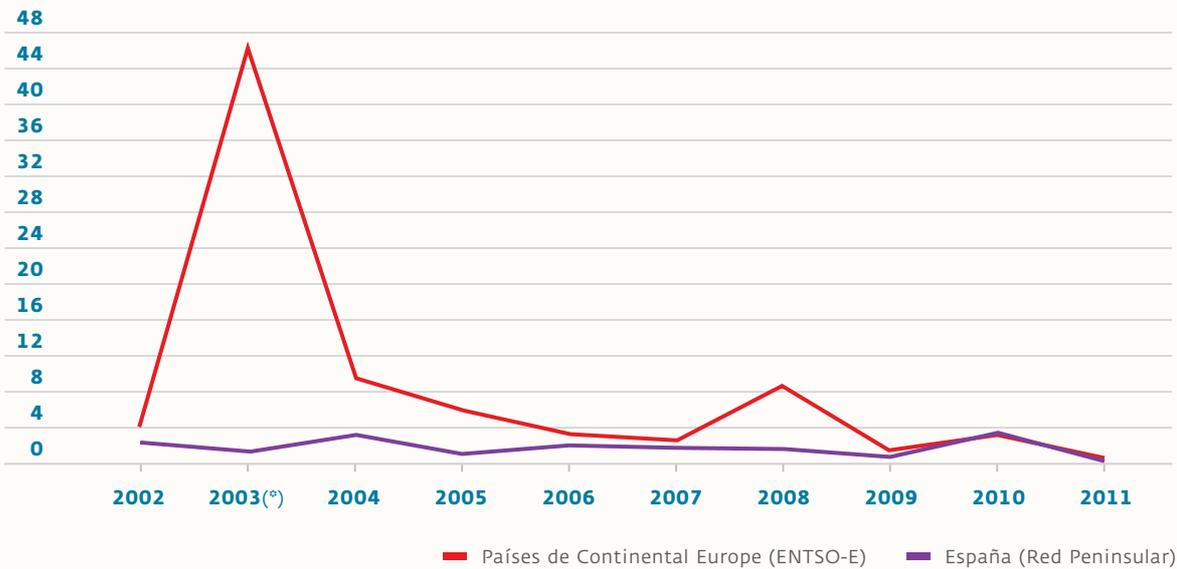
(1) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.

(2) No están disponibles todos los valores de intercambios internacionales de Montenegro (ME).

Fuente: ENTSO-E, España REE.

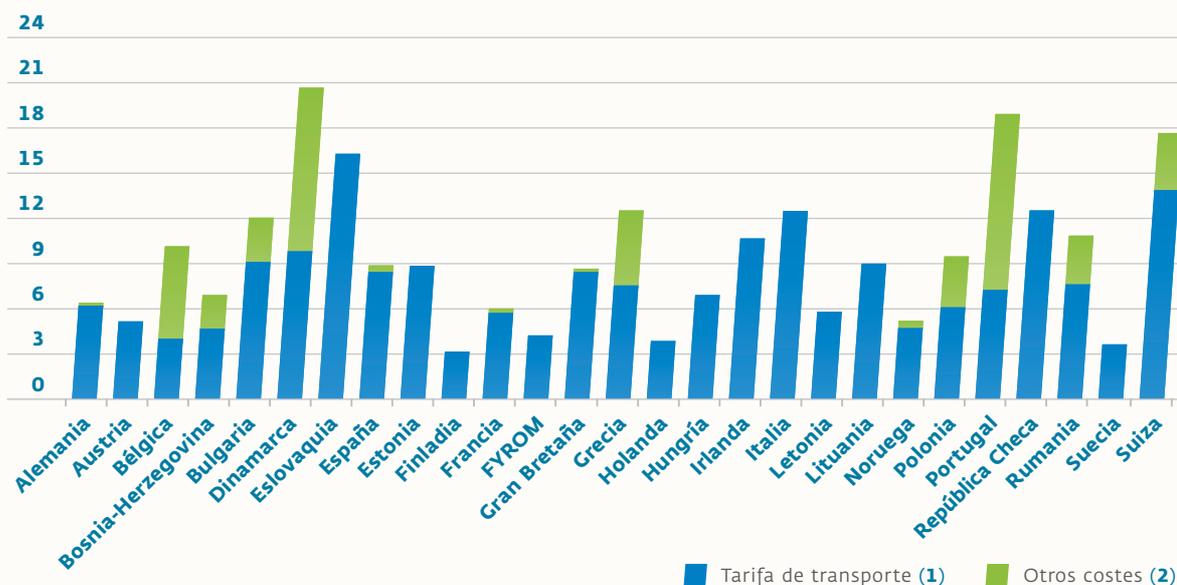


## Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte (minutos)



TIM = ENS/Potencia media del sistema Fuente: ENTSO-E.  
(\*) Incluye el apagón ocurrido en Italia en septiembre de 2003.

## Tarifas de transporte en países pertenecientes a ENTSO-E (\*) (€/MWh)



(\*) 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.  
(1) Costes relacionados con las actividades propias del TSO: infraestructura (costes de capital y costes operativos), pérdidas, servicios del sistema, congestiones.  
(2) Otros costes no relacionados directamente con los costes de transporte: costes de transición a la competencia, fomento de renovables, etc.

Fuente: ENTSO-E. Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2011





# Glosario de **términos**

**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.

**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 en la interconexión España-Francia y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

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

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

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

**Cierre de energía en el mercado.** Es el saldo resultante de la diferencia entre pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema.

**Comercializadores.** Son aquellas sociedades mercantiles 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 54/1997.

**Congestión.** Situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitados por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales o como resultado del proceso de Separación de Mercados, 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 compren 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 autoprodutores, 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.

**Demanda b.c. (barras de central).** Energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial 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 regulado de suministro de último recurso.** Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de último recurso.

**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, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción 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 a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

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

**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 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, 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. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema a los consumidores que sean proveedores de este servicio. La prestación de este servicio y su retribución se realiza conforme a los términos establecidos en la legislación vigente y en el contrato firmado por ambas partes. El servicio de interrumpibilidad se gestiona por Red Eléctrica como Operador del Sistema.

### **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 diario e 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.

**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 e independencia. En el modelo actual español,

el Operador del Sistema es también el gestor de la red de transporte.

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

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

**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 media horaria.** Es la integral de todos los valores instantáneos de potencia en un intervalo de tiempo de una hora.

**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.

**Procesos de operación del sistema.** Son aquellos servicios de ajuste 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 resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

**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 insulares y extrapeninsulares.

**Régimen especial.** Producción de energía eléctrica realizada en instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, a partir de cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, o en grupos donde se utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o residuos no renovables o

procedentes de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético. La producción en régimen especial está acogida a un régimen económico singular.

**Régimen ordinario.** Producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

**Regulación terciaria.** La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, 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 que haya sido 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.

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

**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 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 modificación de los programas de las Unidades de Programación.

**Restricciones por garantía de suministro.** Se entiende como restricción por garantía de suministro la producción que se determina como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilizan fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, para asegurar la garantía de suministro en el sistema eléctrico español, teniendo en cuenta el límite máximo establecido en el Artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tenidas en cuenta también las posibles limitaciones por seguridad de los programas de entrega de energía que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudiera ser necesario aplicar. Para la solución de restricciones por garantía de suministro se modificarán los programas de entrega de energía de determinadas unidades de producción para contemplar la producción térmica de aquellas centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, participando en este proceso únicamente las centrales habilitadas como proveedoras de este servicio.

**Restricciones técnicas PDBF.** Mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el Operador del Sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la modificación de los programas de las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

**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.

**Restricciones técnicas por reserva insuficiente a subir.** Son aquellas restricciones técnicas asociadas a la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

**Servicios de ajuste del sistema.** Son aquellos 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 sistemas de ajuste la resolución de restricciones por garantía de suministro, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

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

**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 termoeléctrica.** Calor producido por la radiación solar que puede aprovecharse para la

producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.

**Subasta explícita.** Método de gestión de congestiones en el cual se asigna únicamente el derecho de capacidad de interconexión.

**Suministro último recurso.** Régimen de suministro de energía eléctrica, que sustituye a las tarifas integrales, establecido para determinados consumidores que, por sus características, pudieran tener problemas para contratar su consumo en el mercado liberalizado, a los que se aplicarán las Tarifas de Último Recurso (TUR). Las TUR son los precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores a los que se asigna la función de suministro de último recurso (los denominados comercializadores de último recurso), a los consumidores que cumplan los criterios fijados para poder ser suministrados bajo este régimen y que decidan acogerse al mismo. Desde el 1 de julio de 2009 son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquéllos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual 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 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 peninsular.

Información elaborada con datos a 1 de julio del 2012

**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](http://www.ree.es)

**Coordinación:**

Departamento de Comunicación e  
Imagen Corporativa de RED ELÉCTRICA.

**Dirección técnica:**

Departamento de Estadística e  
Información de RED ELÉCTRICA.

**Diseño y maquetación:**

Estudio Gráfico Juan de la Mata  
[www.juandelamata.com](http://www.juandelamata.com)

**Fotografías:**

Archivo gráfico de RED ELÉCTRICA

**Otros datos de la edición:**

Fecha de edición: julio 2012  
Impresión: TF Artes Gráficas

Depósito legal: M-25649-2012



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 la fuente tipográfica FedraSans.





## RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

P.º del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas (Madrid)  
[www.ree.es](http://www.ree.es)

