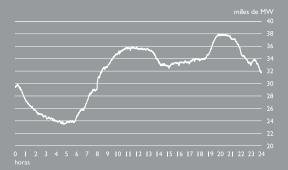
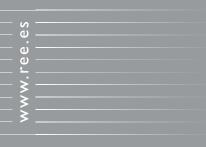


2004

El Sistema Eléctrico Español











2004

El Sistema Eléctrico Español





Índice general

5 El Sistema Eléctrico Español 2004

19 Sistema Peninsular

- 19 I. Demanda de energía eléctrica
- 25 2. Cobertura de la demanda
- 31 3. Régimen ordinario
- 45 4. Régimen especial
- 49 5. Operación del sistema
- 63 6. Red de transporte
- 71 7. Calidad de servicio
- 77 8. Intercambios internacionales

85 Sistemas Extrapeninsulares

91 El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas

107 Comparación Internacional

119 Glosario de términos





El Sistema Eléctrico Español en 2004

El aspecto más destacado del comportamiento del sistema eléctrico en el 2004 ha sido el moderado incremento de la demanda eléctrica con relación al elevado crecimiento del año anterior. No obstante, este incremento, como viene ocurriendo en los últimos cinco años, se ha mantenido por encima de la media registrada en los países de la Unión Europea pertenecientes a la UCTE.

A este incremento del consumo de electricidad ha contribuido el repunte del crecimiento del Producto Interior Bruto español, que alcanzó en el 2004 el 3,1%, 0,2 puntos mayor que en 2003, frente al aumento del 2,0% que registró el conjunto de países de la zona euro.

En el ámbito regulatorio, en el año 2004 ha seguido su curso el desarrollo de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, con la publicación de nuevas disposiciones, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actuación y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones y otras reglamentaciones del mercado eléctrico.

Por su parte, durante el año 2004 Red Eléctrica ha comenzado a desempeñar las funciones como operador del sistema eléctrico en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla, tal y como establece el Real Decreto 1747/2003.

Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ha ascendido a 235.411 GWh, lo que supone un incremento del 4,2% respecto a 2003, que descontando los efectos de laboralidad y temperatura se sitúa en el 4,0%.

Continuando la tendencia de los últimos años, el crecimiento de la demanda en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares —Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla- ha superado al del sistema peninsular, alcanzando este año el 5,4%.

Como resultado, la demanda nacional ha crecido un 4,3% durante el año 2004, frente al 6,8% del año anterior.

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

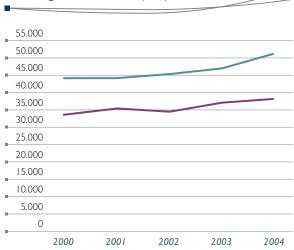
		1.5	
		△ Demanda	
	PIB	(por actividad económica)	Δ Demanda
2000	4,2	6,3	5,8
2001	3,5	5,3	5,5
2002	2,7	4,0	2,9
2003	2,9	5,5	6,8
2004	3,1	4,0	4,2

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

	Δ 2003/2002	Δ 2004/2003
Demanda en b.c.	6,8	4,2
Componentes (I)		
Efecto temperatura (2)	1,1	-O, I
Efecto laboralidad	0,1	0,4
Efecto actividad económica y oti	ros 5,5	4,0

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

Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario (MW)



Máxima demanda de potencia
 Potencia instalada del régimen ordinario

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

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, en el 2004 se han registrado nuevos máximos tanto de invierno como de verano.

Así, el máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en los 20.937 GWh registrados en diciembre, mientras que el máximo valor de energía

Balance de potencia a 31-12-2004. Sistema eléctrico nacional $(\!M\!\,W\!)$

	Sistema peninsular	Sistemas extrapeninsulares	Total nacional
Hidráulica	16.657	1	16.658
Nuclear	7.876	=	7.876
Carbón	11.565	510	12.075
Fuel/gas (*)	6.930	3.228	10.158
Ciclo combinado	8.285	-	8.285
Total régimen ordinario	51.313	3.739	55.053
Hidráulica	1.599	l	1.600
Eólica	8.351	156	8.507
Otras renovables	757	34	791
No renovables	6.405	71	6.476
Total régimen especial	17.112	261	17.373
Total	68.425	4.000	72.426

(*) Incluye GICC (Elcogás)

Balance de energía eléctrica nacional

	Sisten	na Peninsular	Sistemas	Extrapeninsulares	Tot	al nacional
	GWh	%2004/2003	GWh	%2004/2003	GWh	%2004/2003
Hidráulica	29.777	-23,4	0	-100,0	29.777	-23,4
Nuclear	63.606	2,8	-	-	63.606	2,8
Carbón	76.358	5,7	3.738	5,4	80.097	5,7
Fuel/gas (*)	7.697	-4,2	10.215	5,6	17.912	1,2
Ciclo combinado	28.974	93,3	=	-	28.974	93,3
Régimen ordinario	206.412	5,3	13.953	5,6	220.365	5,3
- Consumos en generación	-8.698	6,6	-852	3,3	-9.550	6,3
Regimen especial	45.329	9,5	731	0,2	46.059	9,3
Hidráulica	4.544	-8,0	3	64,9	4.547	-8,0
Eólica	15.584	33,0	332	-2,9	15.916	32,0
Otras renovables	3.320	0,7	147	12,7	3.466	1,2
No renovables	21.881	2,0	249	-2,4	22.130	2,0
Generación neta	243.042	6,0	13.832	5,4	256.874	6,0
- Consumos en bombeo	-4.605	-1,6	=	-	-4.605	-1,6
+ Intercambios internacionale	es -3.027	-	=	-	-3.027	-
Demanda (b.c.)	235.411	4,2	13.832	5,4	249.242	4,3

(*) Incluye GICC (Elcogás)

diaria se produjo el 15 de diciembre con 769 GWh. El día 2 de marzo se alcanzo el récord histórico de demanda de potencia media horaria entre las 20 y las 21 horas con 37.724 MW.

Asimismo, se han superado los máximos históricos de verano de demanda de potencia media horaria y de demanda de energía diaria alcanzados en junio con 36.619 MW y 757 GWh respectivamente.

Cobertura de la demanda

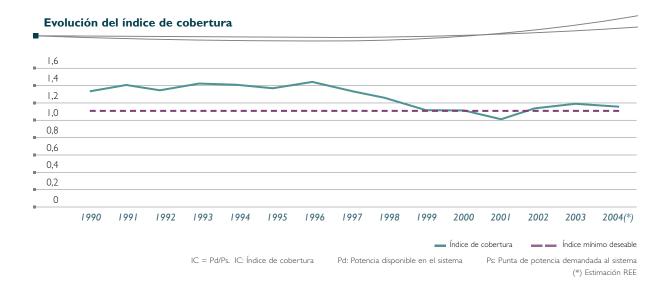
La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2004, ha sido de 68.425 MW, de los cuales 51.313 MW proceden al régimen ordinario y 17.112 MW del régimen especial.

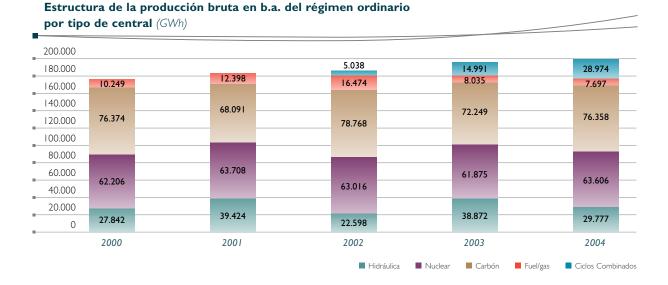
Durante el año 2004 la potencia instalada ha aumentado en 6.351 MW, de los que 3.891 resultan de la entrada en servicio de 10 nuevos grupos de ciclo combinado. Por su parte la potencia correspondiente al régimen especial se incrementó respecto al año anterior en 2.460 MW, de los cuales el 90% pertenecen a la generación eólica.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aportando el 82,4% de la misma. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial han aumentado un 13,3%, cubriendo el 18,9% de la demanda. El saldo de intercambios internacionales ha resultado exportador, representando el 1,3% de la energía generada.

Régimen ordinario

La estructura de la producción del sistema peninsular perteneciente al régimen ordinario ha variado sensiblemente respecto a la del año anterior, debido principalmente al descenso de las producciones de las centrales hidroeléctricas y a la incorporación de la generación de los nuevos ciclos combinados.





La producción hidroeléctrica ha sido un 23,4% inferior a la de 2003, aportando el 14,4% de la generación total del régimen ordinario, más de cinco puntos porcentuales por debajo del año anterior.

La producción nuclear ha sido de 63.603 GWh, un 2,8% superior a la del año 2003, cifra que representa el 30,8% de la producción de régimen ordinario, casi un punto porcentual menos que en 2003.

Por su parte, los 76.358 GWh generados por los grupos de carbón han aportado a la estructura de producción del régimen ordinario el 37,0%, participación muy similar a la del año anterior.

La entrada en funcionamiento de 10 nuevas centrales de ciclo combinado ha originado un notable aumento de la producción con esta tecnología, un 93,3% más que el año anterior, lo que ha situado su participación en la estructura de producción del régimen ordinario en un 14,0%, más de seis puntos porcentuales superior a 2003.

Desde el punto de vista hidrológico, el 2004 ha sido un año muy seco en su conjunto alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 22.693 GWh, un 21% inferior al valor histórico medio y un 31,7% por debajo del registrado en 2003.

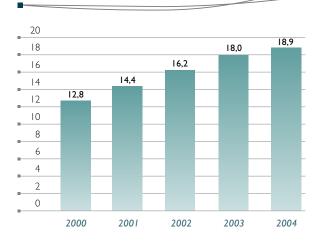
El descenso de la producción hidráulica del 23,4% no ha podido compensar el bajo producible hidráulico registrado, lo que ha originado un descenso de las reservas en los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico de 17,3 puntos porcentuales respecto a las reservas existentes a finales de 2003.

Régimen especial

La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 18,9% de la demanda en barras de central, casi un punto porcentual más que en 2003.

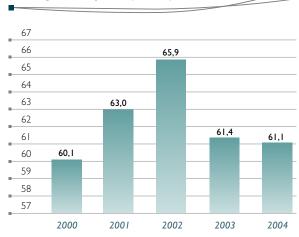
Respecto al origen de estas adquisiciones, las procedentes de energías renovables han

Aportación del régimen especial a la cobertura de la demanda peninsular en b.c. (%)



aumentado un 17,1% representando el 51,7% del total de energía del régimen especial, 3,5 puntos porcentuales más que en el 2003, superando por primera vez a la aportación de las energías no renovables. Hay que destacar el incremento del 33% de la energía eólica que sitúa en un 66,5% su participación en el total de energías renovables.

Coste medio de la energía adquirida al régimen especial (€/MWh)



Datos provisionales Fuente: CNE El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 61,08 €/MWh, un 3,9% inferior al del año anterior.

Operación del sistema

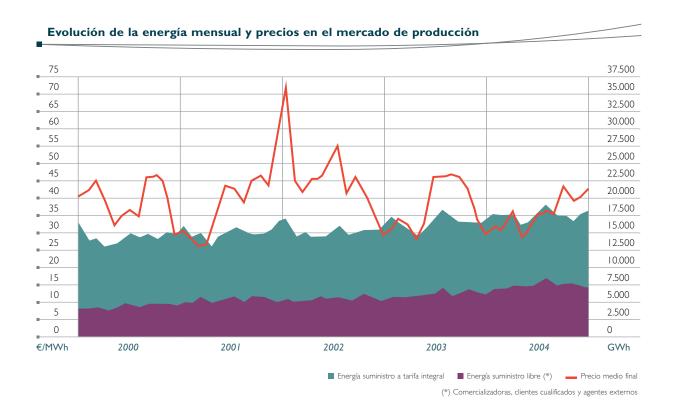
Durante el año 2004 la energía contratada en el mercado de generación (excluyendo la demanda del consumo de bombeo) ha sido de 208.150 GWh, un 5,2% más que en el año anterior. De este total, el 37% corresponde a las comercializadoras, consumidores cualificados y agentes externos para la exportación y el 63% restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 35,65 €/MWh, un 4,3% inferior al del año 2003.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 81,2% del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 12,5% y el coste resultante de los mercados de operación y el coste derivado de la gestión de los contratos internacionales han supuesto el 6,3%.

En el mercado diario se han gestionado un total de 201.773 GWh, lo que supone el 94,7% de la energía total adquirida, con un precio medio de 28,74 €/MWh. Respecto al año anterior, la energía adquirida en el mercado diario aumentó en un 1,9% y el precio disminuyó un 5,0%.

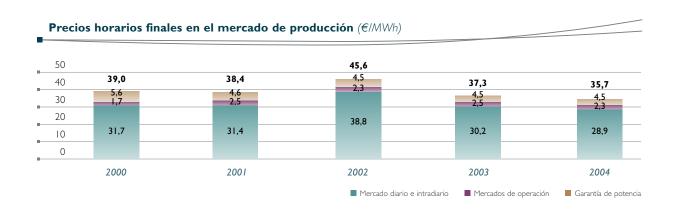
En el mercado intradiario el volumen de energía negociada ha ascendido a 24.927 GWh de la que un 45,6% ha supuesto un aumento neto de la



demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado intradiario ha sido de 29,99 €/MWh, un 4,3% superior al del mercado diario.

La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía ha representado un incremento de 0,21 €/MWh.

La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de los mercados de operación ascendió a 14.463 GWh, un 13,7% superior a la del año 2003 y representa un 6,8% de la energía total adquirida en el mercado de producción. La repercusión de estos mercados sobre el precio final de la energía es de 2,18 €/MWh, lo que representa un 6,1% del precio final de la energía.



La energía programada por solución de restricciones técnicas tras la casación del mercado diario fue de 5.951 GWh, un 35,0% más que en el año 2003, con una repercusión sobre el precio final de 1,06 €/MWh frente a los 0,97 €/MWh del año anterior.

En año 2004 la potencia media horaria de regulación ha ascendido a 1.207 MW, con una repercusión media en el precio final de 0,61 €/MWh. En el año anterior la repercusión del coste de banda de regulación secundaria fue de 0.78 €/MWh.

La gestión de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, así como la energía de solución de restricciones técnicas en tiempo real y la energía asignada por gestión de desvíos han supuesto una repercusión de 0,52 €/MWh sobre el precio final de la energía, valor inferior en un 5,6% al del año 2003.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2004 ha ascendido a 2.035 GWh, la energía de regulación terciaria a 3.677 GWh, la energía de gestión de desvíos a 1.777 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.022 GWh.

Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales programados durante el año 2004 han ascendido a un total de 19.385 GWh, valor superior en un 21,1% al registrado durante 2003. Este crecimiento se produce como consecuencia del incremento del 51,6% del volumen de los programas de

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2004
Contratos de RED ELÉCTRICA	4.530
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-7.786
Comercializadoras	-3.633
Agentes externos	-4.153
Intercambios de apoyo desde sistema eléctrico español	- 1
Intercambios de apoyo al sistema eléctrico español	6
Total	-3.25 I

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

exportación, lo que ha compensado ampliamente la disminución del 5,6% de los programas de importación.

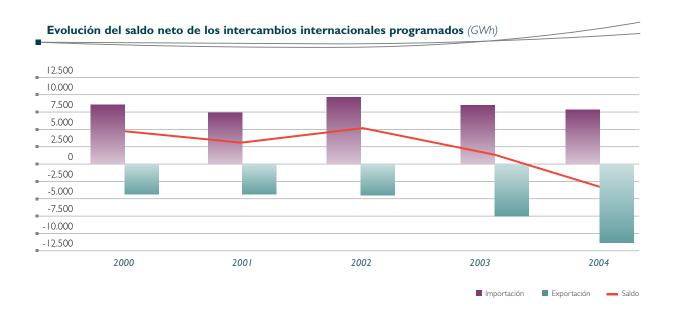
El saldo de los programas de intercambio fue exportador, por un valor de 3.25 l GWh, frente a los 1.200 GWh de saldo importador del año anterior.

El volumen total de los programas de importación, 8.067 GWh, fue ejecutado en un 87,8% a través de la interconexión con Francia (7.085 GWh). Además, se importaron 976 GWh y 6 GWh a través de las interconexiones con Portugal y Marruecos, respectivamente.

Los programas de exportación han alcanzado un volumen total de 11.318 GWh, ejecutándose en un 66,9% a través de la interconexión con Portugal

Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

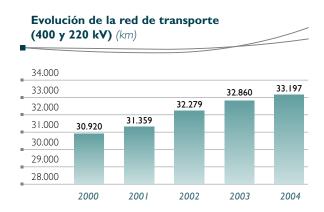
	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.530	94
Suministro de RED ELÉCTRICA a EDF	0	-
-		



(7.575 GWh), y en un 16,5% y un 14,0% a través de las interconexiones con Francia y Marruecos, respectivamente, a los que se han sumado 294 GWh a través de la interconexión con Andorra.

Los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales, que han registrado mayor variación respecto a 2003, han sido los de la interconexión con Francia y Portugal en sentido exportador. En el primer caso, la utilización media ha sido del 55% frente al 62% registrado en el año anterior. En Portugal la utilización tuvo un valor próximo al 71% frente al 50% del 2003.

4.050 MVA. También se han puesto en servicio tres reactancias de 150 MVAr cada una en los parques de 400 kV de Trillo, Moraleja y San Sebastián de los Reyes.



Red de transporte

Durante el año 2004 la red de transporte se ha incrementado en un total de 337 km, de los cuales 248 corresponden a circuitos de 400 kV y 89 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en

Asimismo, este año se han puesto en funcionamiento cuatro bancos de condensadores de 100 MV/Ar en la red de transporte, localizados dos en el parque de 220 kV de Guillena y uno en los parques de 220 kV de Hoya Morena y Jijóna.

Evolución del sistema de transporte y transformación

		2000	2001	2002	2003	2004
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	14.658	14.839	15.781	16.306	16.547
	Otras empresas	260	341	285	285	292
	Total	14.918	15.180	16.066	16.591	16.839
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.280	4.327	11.150	11.178	11.208
	Otras empresas	11.723	11.852	5.063	5.091	5.150
	Total	16.003	16.179	16.213	16.269	16.358
Capacidad de transformación (MVA) (*)	RED ELÉCTRICA	19.613	20.213	26.966	31.616	35.666
	Otras empresas	26.149	27.499	16.206	16.206	16.206
	Total	45.762	47.712	43.172	47.822	51.872

^(*) Desde el 2002 sólo se consideran transformadores de la Red de Transporte

Calidad de servicio

En relación a la red de transporte, es importante destacar la alta calidad de servicio que ofrece, evaluada en función de la elevada disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las reducidas interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte ha sido del 98,26%, superior a la registrada en 2003, que fue del 97,95%.

La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,30%.

Durante el año 2004 se registraron 24 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que ha supuesto un total de energía no suministrada de 1.250 MWh. El tiempo de interrupción medio de la red de transporte ha sido de 2,80 minutos, 1,7 minutos más que en 2003, muy inferior en comparación con el valor de referencia que establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que debe ser inferior a 15 minutos.

Calidad de la red de transporte

		ENS (MWh)			TIM (minutos)	
	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total
2000	I	778	779	0,00	2,10	2,11
2001	107	6.883	6.990	0,27	17,59	17,87
2002	0	803	803	0,00	2,01	2,01
2003	360	106	466	0,85	0,25	1,10
2004	840	409	1.250	1,88	0,92	2,80

(*) En el año 2003 y 2004 Red Eléctrica incluye los activos adquiridos

Costes del suministro de energía eléctrica

El coste medio del suministro de energía eléctrica en el año 2004 ha sido de 72,6 €/MWh. Este coste recoge el importe de la energía adquirida por los suministradores a tarifa, la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de producción y las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos. Su cálculo se ha realizado con los datos de la liquidación anual de las actividades reguladas publicadas por la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

La actividad de generación representa el 64,2% de este coste, del que el 49,2% corresponde al coste de generación de la energía en el mercado de producción y el 15,0% al de la energía generada por el régimen especial. Por su parte, los costes de las actividades de transporte y distribución suponen el 5,0% y el 20,7%, respectivamente. Por su parte, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, junto a los costes de revisión

de la generación extrapeninsular y desajustes de ingresos y a los costes permanentes del sistema que se recuperan como cuotas sobre la facturación, representan el 10,1% del coste total del suministro.

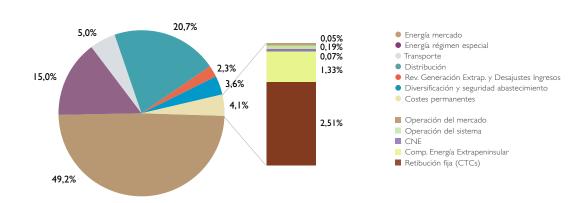
Interconexiones internacionales

Interconexión con Francia

Durante el año 2004 se han realizado los estudios para definir el corredor fronterizo por el que pasará el trazado del nuevo eje de interconexión por el este de los Pirineos, entre las subestaciones de Bescanó (España) y Baixas (Francia).

Este eje de interconexión forma parte de los refuerzos proyectados a medio y largo plazo que permitirán el incremento de la capacidad de interconexión hasta los estándares establecidos en la cumbre europea de Barcelona, de marzo del 2002, para los países miembros de la Unión Europea. Además, este eje de 400 kV permitirá

Componentes del coste de suministro de energía eléctrica (%)



garantizar la fiabilidad y calidad de suministro en la zona de Gerona y alimentará a las subestaciones de tracción del futuro tren de alta velocidad (TAV) entre Barcelona y Perpiñan.

Interconexión con Portugal

El refuerzo de las interconexiones con Portugal llevado a cabo en el 2004 representa un paso decisivo para la futura puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad.

Concretamente durante este año se han puesto en servicio las siguientes instalaciones:

- El segundo circuito de la línea de 400 kV
 Cartelle Lindoso.
- El primer circuito de la línea de 400 kV
 Balboa Alqueva, que incrementará en un 20%
 la capacidad de interconexión entre España
 y Portugal.

Además, se han iniciado los estudios para definir un nuevo eje de interconexión a 400 kV entre ambos países por la zona del Duero. Los estudios finalizarán en 2005, y dentro de éstos se incluye el análisis de los aspectos medioambientales.

Interconexión con Marruecos

Durante el 2004 han seguido su curso los trabajos previstos para el refuerzo de la interconexión con Marruecos mediante la instalación de un segundo circuito del cable submarino entre ambos países. Se espera que la puesta en servicio de esta instalación se produzca a primeros de 2006.

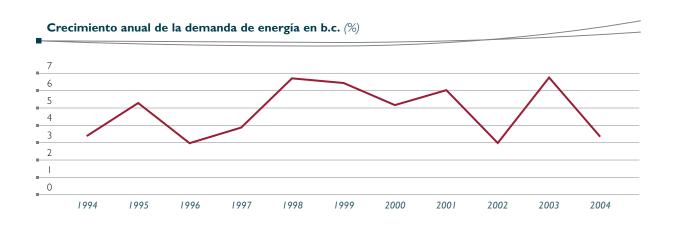


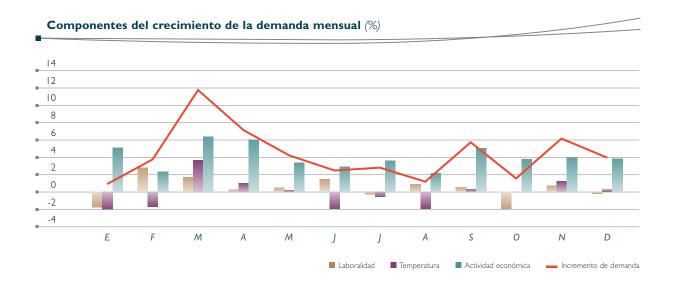


Sistema Peninsular

Demanda de energía eléctrica

- 20 Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 20 Componentes del crecimiento de la demanda mensual
- 21 Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 21 Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 22 Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria
- 22 Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria

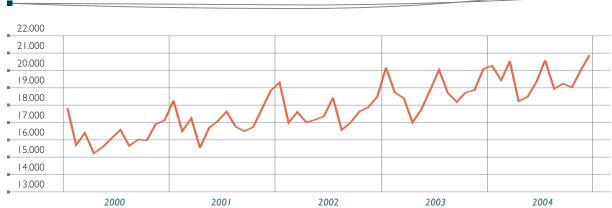


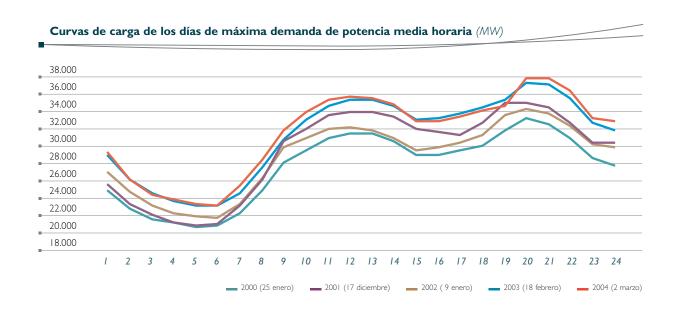


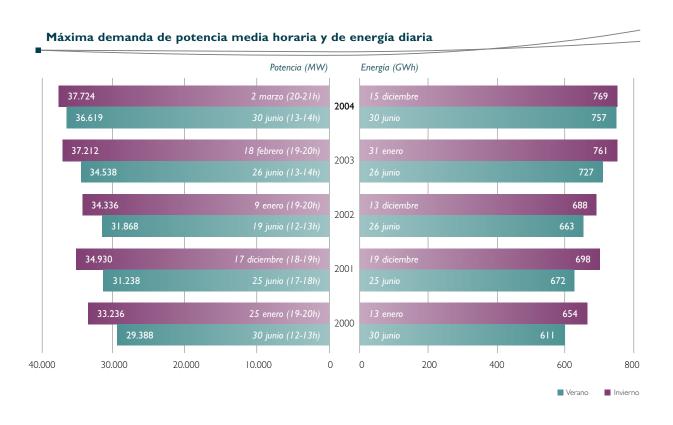
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	20	000	20	001	20	02	20	03	20	004
	GWh	%								
Enero	17.848	9,2	18.291	8,9	19.331	9,1	20.205	8,9	20.326	8,6
Febrero	15.690	8,0	16.495	8,0	16.985	8,0	18.768	8,3	19.476	8,3
Marzo	16.383	8,4	17.244	8,4	17.622	8,3	18.424	8,2	20.582	8,7
Abril	15.202	7,8	15.533	7,6	17.000	8,0	17.004	7,5	18.245	7,8
Mayo	15.566	8,0	16.693	8,1	17.172	8,1	17.750	7,9	18.502	7,9
Junio	16.093	8,3	17.087	8,3	17.361	8,2	18.913	8,4	19.366	8,2
Julio	16.576	8,5	17.646	8,6	18.454	8,7	20.073	8,9	20.640	8,8
Agosto	15.638	8,0	16.750	8,1	16.568	7,8	18.734	8,3	18.966	8,1
Septiembre	16.002	8,2	16.494	8,0	16.983	8,0	18.207	8,1	19.264	8,2
Octubre	15.964	8,2	16.732	8,1	17.646	8,3	18.747	8,3	19.060	8,1
Noviembre	16.908	8,7	17.806	8,7	17.885	8,5	18.895	8,4	20.046	8,5
Diciembre	17.134	8,8	18.871	9,2	18.509	8,8	20.129	8,9	20.937	8,9
Total	195.005	100,0	205.643	100,0	211.516	100,0	225.850	100,0	235.411	100,0

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













2

Sistema Peninsular

Cobertura de la demanda

- 26 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima
- 26 Balance de potencia instalada
- 27 Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
- 27 Estructura de la cobertura de la demanda en b.c.
- **28** Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
- 28 Curva monótona de carga



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

	2000	2001	2002	2003	2004
	25 enero (19-20 h)	17 diciembre (18-19 h)	9 enero (19-20 h)	18 febrero (19-20 h)	2 marzo (20-21 h)
Hidráulica	7.807	8.282	7.232	9.023	8.998
Hidráulica	6.647	6.529	5.422	7.564	7.663
Bombeo	1.160	1.753	1.810	1.459	1.335
Térmica	22.347	20.925	21.994	22.898	22.788
Nuclear	7.411	6.975	7.453	7.427	7.356
Carbón	10.274	9.683	9.807	9.276	8.455
Fuel/Gas	4.662	4.267	4.734	3.596	2.904
Ciclo Combinado	-	-	-	2.599	4.073
Total producción programa	30.154	29.207	29.226	31.921	31.786
Diferencias por regulación	-713	210	-	-148	43
Total régimen ordinario	29.441	29.417	29.226	31.773	31.829
Saldo físico interconexiones					
internacionales	186	780	459	458	116
Andorra	-54	-90	-91	-102	-94
Francia	295	255	550	285	855
Portugal	300	415	0	385	-463
Marruecos	-355	200	0	-110	-182
Régimen especial	3.609	4.733	4.651	4.981	5.780
Demanda (b.c.)	33.236	34.930	34.336	37.212	37.724

Balance de potencia instalada (MW)

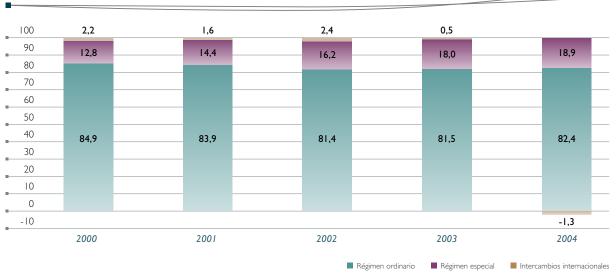
		Pote	ncia instalada a 31 de a	liciembre	
	2000	2001	2002	2003	2004
Hidráulica convencional y mixta	13.805	13.867	13.867	13.930	13.930
Bombeo puro	2.719	2.719	2.719	2.727	2.727
Hidráulica	16.524	16.586	16.586	16.657	16.657
Nuclear	7.799	7.816	7.816	7.876	7.876
Hulla + antracita	6.080	6.088	6.088	6.088	6.088
Lignito pardo	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.502	1.502	1.502	1.502	1.502
Carbón importado	1.929	1.944	1.944	1.944	1.944
Carbón	11.542	11.565	11.565	11.565	11.565
Fuel/Gas (*)	8.214	8.214	7.494	6.930	6.930
Ciclo Combinado	-	-	2.794	4.394	8.285
Total régimen ordinario	44.079	44.181	46.255	47.422	51.313
Hidráulica	1.380	1.433	1.487	1.557	1.599
Eólica	2.298	3.442	4.927	6.138	8.35
Otras renovables	339	455	611	681	757
No renovables	4.969	5.546	6.075	6.275	6.405
Régimen especial	8.986	10.876	13.100	14.652	17.112
Total	53.066	55.057	59.355	62.074	68.425

(*) Incluye GICC (Elcogás)

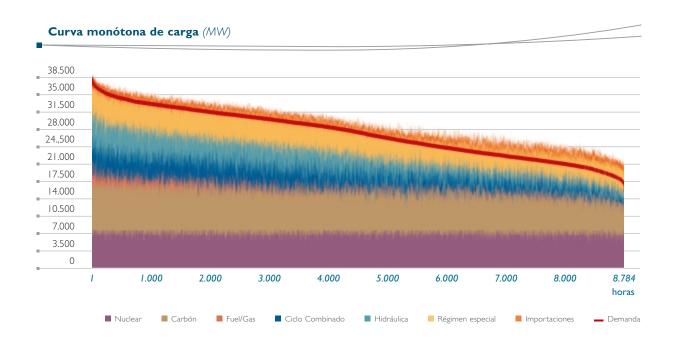
Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)
--

	2000	2001	2002	2003	2004	% 04/ 03
Hidráulica	27.842	39.424	22.598	38.872	29.777	-23,4
Nuclear	62.206	63.708	63.016	61.875	63.606	2,8
Carbón	76.374	68.09 I	78.768	72.249	76.358	5,7
Fuel/Gas	10.249	12.398	16.474	8.035	7.697	-4,2
Ciclo Combinado	-	-	5.308	14.991	28.974	93,3
Regimen Ordinario	176.672	183.622	186.164	196.022	206.412	5,3
- Consumos en generación	-7.827	-7.584	-8.420	-8.162	-8.698	6,6
Regimen especial	26.641	30.278	35.401	41.405	45.329	9,5
Hidráulica	3.836	4.289	3.771	4.939	4.544	-8,0
Eólica	4.462	6.600	9.257	11.720	15.584	33,0
Otras renovables	1.371	2.107	2.830	3.295	3.320	0,7
No renovables	16.971	17.282	19.543	21.450	21.881	2,0
Generación neta	195.486	206.316	213.144	229.264	243.042	6,0
- Consumos en bombeo	-4.907	-4.131	-6.957	-4.678	-4.605	-1,6
+ Intercambios internacionales	4.426	3.458	5.329	1.264	-3.027	-
Demanda (b.c.)	195.005	205.643	211.516	225.850	235.411	4,2



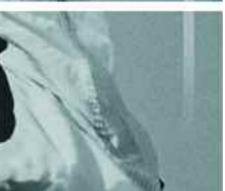


Evolución mensual de	la cobe	rtura (de la d	emand	la de e	nergía	eléctr	ica (GV	Vh)				
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	3.524	3.197	2.962	2.753	3.100	2.682	2.097	1.802	1.636	1.822	2.336	1.865	29.777
Nuclear	5.692	5.347	5.150	5.328	5.040	5.376	5.759	5.644	4.917	4.673	5.294	5.386	63.606
Carbón	5.993	6.215	6.728	5.449	5.629	6.237	6.927	6.709	6.611	6.564	6.316	6.980	76.358
Fuel/Gas	473	380	660	201	349	800	1.172	773	1.013	633	512	729	7.697
Ciclo Combinado	1.578	1.985	2.322	1.867	2.063	2.370	2.782	2.390	2.987	2.914	2.828	2.888	28.973
Regimen ordinario	17.261	17.123	17.822	15.598	16.181	17.466	18.737	17.318	17.165	16.607	17.287	17.848	206.412
- Consumos en generación	-694	-676	-721	-595	-656	-762	-810	-778	-752	-750	-739	-765	-8.698
Regimen especial	4.482	3.605	4.054	4.192	3.674	3.409	3.363	3.267	3.293	3.946	3.902	4.140	45.329
Hidráulica	571	414	492	528	554	400	324	242	192	237	299	291	4.544
Eólica	1.685	1.074	1.280	1.519	1.016	1.044	963	1.099	1.141	1.615	1.482	1.667	15.584
Otras renovables	308	278	296	294	273	259	244	239	248	293	288	301	3.320
No renovables	1.919	1.840	1.987	1.852	1.830	1.706	1.833	1.688	1.711	1.801	1.834	1.882	21.881
Generación neta	21.049	20.052	21.156	19.195	19.199	20.113	21.290	19.807	19.706	19.803	20.450	21.223	243.042
- Consumos en bombeo	-405	-276	-339	-329	-393	-426	-408	-386	-388	-411	-359	-484	-4.605
+ Intercambios internacionales	-318	-300	-234	-621	-304	-321	-241	-455	-54	-331	-46	198	-3.027
Demanda (b.c.)	20.326	19.476	20.582	18.245	18.502	19.366	20.640	18.966	19.264	19.060	20.046	20.937	235.411









3

Sistema Peninsular

Régimen ordinario

32	Variaciones de potencia en el equipo generador
32	Producción hidroeléctrica por cuencas
32	Energía producible hidráulica diaria durante 2004 comparada con el producible medio histórico
33	Energía producible hidroeléctrica mensual
33	Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas
34	Valores extremos de las reservas
34	Producción hidroeléctrica en b.a.
34	Energía producible hidroeléctrica
35	Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
35	Reservas hidroeléctricas
36	Reservas hidroeléctricas en régimen anual
36	Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual
37	Producción en b.a. de las centrales de carbón
38	Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
39	Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
40	Producción en b.a. de las centrales de fuel, mixtas y ciclo combinado

- **41** Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel, mixtos y ciclo combinado
- 42 Producción en b.a. de los grupos nucleares
- 42 Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares
- 43 Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas
- 43 Comparación de la máxima demanda horaria con la indisponibilidad del equipo térmico

Variaciones de potencia en el equipo generador

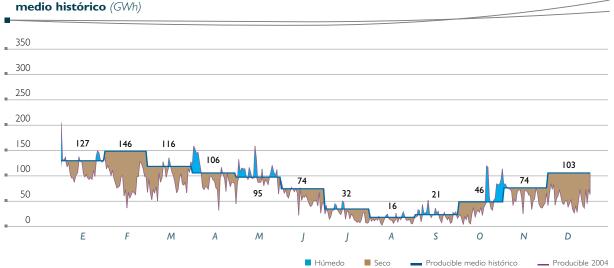
ha Potencia (MW)
04 387
04 387
04 390
04 390
04 385
04 404
04 377
04 377
04 5
04 382
04 407
3.891
3.891

(*) Grupos en pruebas

Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

_	Potencia		Producción			Producible	
Cuenca	MW	2003	2004	Δ%	2003	2004	Δ%
Norte	4.194	10.564	8.038	-23,9	9.153	6.748	-26,3
Duero	3.556	11.094	7.569	-31,8	9.974	6.799	-31,8
Tajo-Júcar-Segura	4.175	7.258	5.112	-29,6	5.219	1.500	-71,3
Guadiana	233	139	164	17,9	101	71	-29,6
Guadalquivir-Sur	1.016	1.259	1.278	1,6	627	586	-6,6
Ebro-Pirineo	3.483	8.559	7.616	-11,0	8.139	6.991	-14,1
Total	16.657	38.872	29.777	-23,4	33.213	22.693	-31,7

Energía producible hidráulica diaria durante 2004 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible hidroeléctrica mensual

		20	003		2004				
	GWh		Índ	lice	GW	/h	Índice		
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul	Mensual	Acumul.	
Enero	6.130	6.130	1,56	1,56	3.568	3.568	0,91	0,91	
Febrero	3.960	10.090	0,97	1,26	2.548	6.117	0,60	0,75	
Marzo	4.217	14.307	1,18	1,23	2.767	8.884	0,77	0,77	
Abril	3.792	18.100	1,19	1,22	2.831	11.715	0,89	0,79	
Mayo	2.860	20.959	0,98	1,18	3.056	14.771	1,04	0,83	
Junio	1.224	22.183	0,55	1,11	1.669	16.440	0,75	0,82	
Julio	451	22.634	0,45	1,08	658	17.097	0,65	0,82	
Agosto	269	22.904	0,54	1,07	377	17.474	0,75	0,81	
Septiembre	731	23.634	1,16	1,07	637	18.111	1,01	0,82	
Octubre	1.781	25.416	1,25	1,08	1.285	19.397	0,90	0,83	
Noviembre	3.359	28.775	1,53	1,12	1.716	21.113	0,78	0,82	
Diciembre	4.438	33.213	1,40	1,15	1.580	22.693	0,50	0,79	

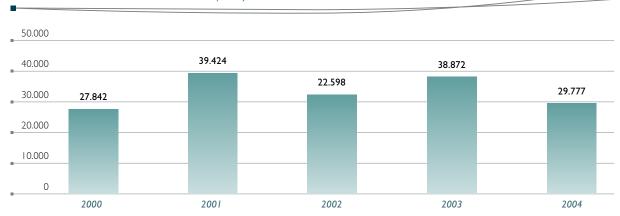
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2003						2004						
	Anuc	les	Hiperan	Hiperanuales Conjun		nto	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
Enero	6.296	75	5.678	60	11.974	67	5.537	66	5.469	57	11.006	62	
Febrero	6.314	76	5.894	62	12.208	68	5.121	61	5.401	57	10.522	59	
Marzo	6.288	75	6.238	65	12.526	70	5.186	62	5.362	56	10.549	59	
Abril	6.634	79	6.427	67	13.062	73	5.319	64	5.546	58	10.866	61	
Mayo	6.472	78	6.306	66	12.778	71	5.434	65	5.617	59	11.051	62	
Junio	6.079	73	6.004	63	12.083	68	5.018	60	5.404	57	10.422	58	
Julio	5.244	63	5.655	59	10.899	61	4.335	52	5.042	53	9.377	52	
Agosto	4.564	55	5.345	56	9.910	55	3.709	44	4.612	48	8.322	47	
Septiembre	4.111	49	5.051	53	9.162	51	3.364	40	4.254	45	7.619	43	
Octubre	4.327	52	4.850	51	9.178	51	3.374	40	4.092	43	7.466	42	
Noviembre	5.210	62	5.022	53	10.232	57	3.382	41	3.813	40	7.195	40	
Diciembre	5.233	63	5.236	55	10.469	59	3.503	42	3.864	41	7.367	41	

Valores extremos de las reservas

			2004	Valores h	istóricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
	Anuales	5.573	I-feb-04	66,7	mayo de 1969	92,0
Máximos	Hiperanuales	5.733	16-may-04	60, I	abril de 1979	91,1
	Conjunto	11.092	16-may-04	62,0	abril de 1979	86,6
	Anuales	3.145	19-oct-04	37,6	enero de 1976	24,9
Mínimos	Hiperanuales	3.769	3-dic-04	39,5	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	7.153	2-dic-04	40,0	octubre de 1995	23,6

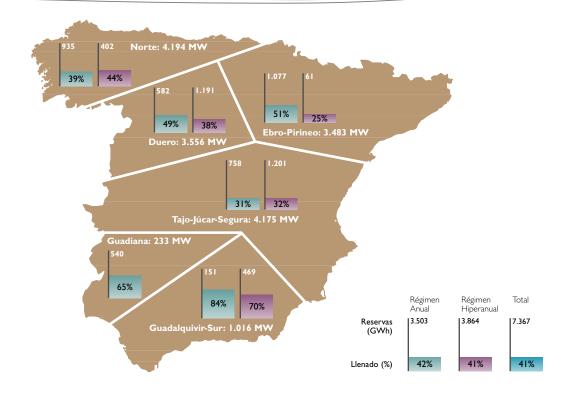
Producción hidroeléctrica en b.a. (GWh)

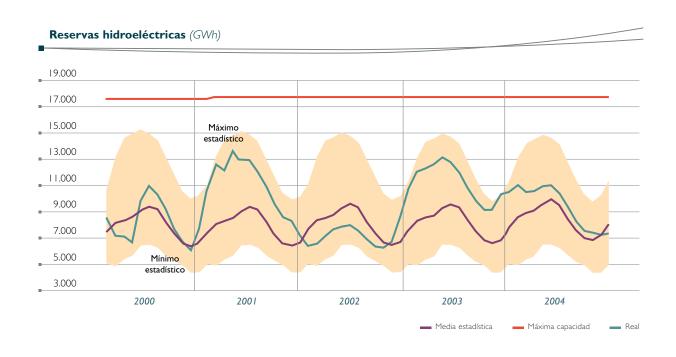


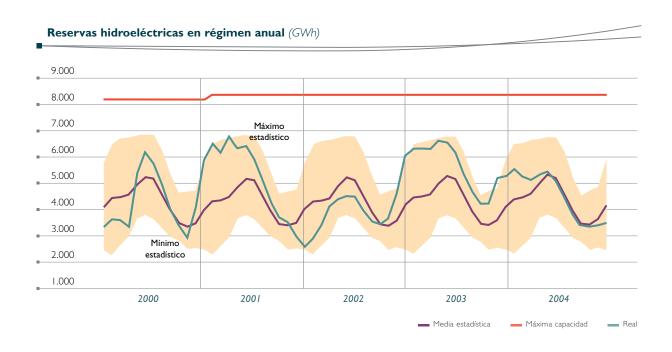
Energía producible hidroeléctrica

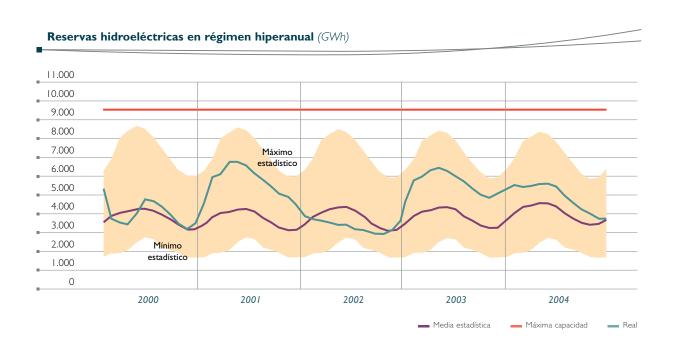
Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2.000	26.192	0,90	64%
2.001	32.872	1,13	32%
2.002	20.895	0,72	87%
2.003	33.213	1,15	30%
2.004	22.693	0,79	80%

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









Producción en b.a. de las centrales de carbón

	Potencia	20	003	20	004	
Centrales	MW	GWh	%	GWh	%	$\Delta\%$
Aboño	916	6.927	9,6	7.011	9,2	1,2
Anllares	365	2.449	3,4	2.706	3,5	10,5
Compostilla II	1.312	7.164	9,9	8.089	10,6	12,9
Guardo	516	2.513	3,5	3.550	4,6	41,2
La Robla	655	4.620	6,4	4.415	5,8	-4,4
Lada	513	2.315	3,2	2.636	3,5	13,9
Narcea	595	3.683	5,1	3.534	4,6	-4,0
Puentenuevo 3	324	1.864	2,6	1.947	2,5	4,5
Puertollano	221	1.028	1,4	1.104	1,4	7,4
Soto de la Ribera	671	4.145	5,7	3.932	5,1	-5,1
Total hulla+antracita	6.088	36.708	50,8	38.926	51,0	6,0
Litoral de Almería	1.159	8.398	11,6	7.786	10,2	-7,3
Los Barrios	568	3.549	4,9	3.985	5,2	12,3
Pasajes	217	1.230	1,7	1.310	1,7	6,5
Total carbón importado	1.944	13.177	18,2	13.082	17,1	-0,7
Cercs	160	578	0,8	896	1,2	54,9
Escatrón	80	217	0,3	124	0,2	-42,7
Escucha	160	655	0,9	671	0,9	2,5
Teruel	1102	6.772	9,4	7.197	9,4	6,3
Total lignito negro	1.502	8.222	11,4	8.888	11,6	8,1
Meirama	563	3.585	5,0	4.341	5,7	21,1
Puentes García Rodríguez	1.468	10.557	14,6	11.122	14,6	5,4
Total lignito pardo	2.031	14.142	19,6	15.463	20,3	9,3
Total	11.565	72.249	100,0	76.358	100,0	5,7

Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

				Coeficientes	utilización (%)	Indisponib	ilidad (%)	
Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Periódica	Averías	Disponibilidad %
Aboño I	360	2.730	8.664	86,5	87,5	0,0	0,2	99,8
Aboño 2	556	4.281	8.355	93,0	92,2	0,0	5,8	94,2
Anllares	365	2.706	8.155	87,5	90,9	0,0	3,6	96,4
Compostilla I	141	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Compostilla 2	141	815	6.614	76,2	87,4	0,0	13,7	86,3
Compostilla 3	330	2.572	8.289	91,7	94,0	0,0	3,2	96,8
Compostilla 4	350	2.357	7.225	89,3	93,2	10,4	3,8	85,8
Compostilla 5	350	2.346	7.619	81,6	88,0	0,0	6,4	93,6
Guardo I	155	901	6.749	76,9	86,2	10,9	3,1	86,1
Guardo 2	361	2.648	8.011	87,9	91,6	0,0	5,0	95,0
Lada 3	155	845	6.949	67,9	78,5	0,0	8,6	91,4
Lada 4	358	1.791	6.034	75,2	82,9	0,0	24,3	75,7
Narcea I	65	89	2.316	15,6	59,2	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	1.069	7.845	77,1	82,1	0,0	5,0	95,0
Narcea 3	364	2.376	7.329	83,0	89,1	0,0	10,5	89,5
Puertollano	221	1.104	7.047	70,7	70,9	0,0	19,6	80,4
Puentenuevo 3	324	1.947	6.879	76,2	87,3	0,0	10,2	89,8
La Robla I	284	1.790	7.210	84, I	87,4	10,8	3,9	85,3
La Robla 2	371	2.625	8.120	84,5	87, I	0,0	4,7	95,3
Soto de Ribera I	67	62	1.240	11,3	74,4	0,0	6,9	93,1
Soto de Ribera 2	254	1.675	7.869	76,4	83,8	0,0	1,7	98,3
Soto de Ribera 3	350	2.195	7.377	79,7	85,0	7,0	3,4	89,6
Total hulla+antracita	6.088	38.926	7.295	81,7	87,6	1,8	9,1	89,1
Los Barrios	568	3.985	7.873	88,5	89,1	0,0	9,8	90,2
Litoral de Almería I	577	3.776	7.384	87,8	88,6	8,2	7,0	84,8
Litoral de Almería 2	582	4.010	8.027	84,8	85,8	0,0	7,5	92,5
Pasajes	217	1.310	7.018	73,2	86,0	3,2	2,9	93,9
Total c.importado	1.944	13.082	7.679	85,4	87,6	2,8	7,5	89,7
Cercs	160	896	6.220	64,2	90,1	0,0	0,7	99,3
Escucha	160	671	4.995	50,9	83,9	0,0	6,2	93,8
Escatrón	80	124	2.387	28,2	65,1	0,0	37,1	62,9
Teruel I	368	2.321	7.271	82,5	86,8	10,6	2,3	87,C
Teruel 2	368	2.246	6.884	85,9	88,7	14,5	4,6	80,9
Teruel 3	366	2.629	8.454	83,2	85,0	0,0	1,7	98,3
Total lignito negro	1.502	8.888	6.850	75,6	86,4	6,3	4,6	89,1
Meirama	563	4.341	8.435	89,3	91,4	0,0	1,7	98,3
Puentes I	369	2.910	8.476	90,8	93,0	0,0	1,2	98,8
Puentes 2	366	2.407	7.223	86,5	91,0	0,0	13,4	86,6
Puentes 3	366	2.914	8.487	91,7	93,8	0,0	1,1	98,9
Puentes 4	367	2.892	8.359	91,8	94,3	0,0	2,3	97,7
Total lignito pardo	2.031	15.463	8.220	90,0	92,6	0,0	3,7	96,3
Total	11.565	76.358	7.464	83,1	88,5	2,2	7,3	90,5

⁽¹⁾ Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas

en la que está disponible.

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

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

2	003	20	004	
GWh	%	GWh	%	$\Delta\%$
32.165	44,5	32.877	43,I	2,2
22.326	30,9	22.384	29,3	0,3
5.905	8,2	5.991	7,8	1,5
3.933	5,4	4.502	5,9	14,5
37.388	51,7	40.800	53,4	9,1
69.553	96,3	73.677	96,5	5,9
2.696	3,7	2.681	3,5	-0,6
555	0,8	501	0,7	-9,8
146	0,2	109	0,1	-25,3
1.995	2,8	2.071	2,7	3,8
72.249	100,0	76.358	100,0	5,7
	GWh 32.165 22.326 5.905 3.933 37.388 69.553 2.696 555 146 1.995	32.165 44,5 22.326 30,9 5.905 8,2 3.933 5,4 37.388 51,7 69.553 96,3 2.696 3,7 555 0,8 146 0,2 1.995 2,8	GWh % GWh 32.165 44,5 32.877 22.326 30,9 22.384 5.905 8,2 5.991 3.933 5,4 4.502 37.388 51,7 40.800 69.553 96,3 73.677 2.696 3,7 2.681 555 0,8 501 146 0,2 109 1.995 2,8 2.071	GWh % GWh % 32.165 44,5 32.877 43,1 22.326 30,9 22.384 29,3 5.905 8,2 5.991 7,8 3.933 5,4 4.502 5,9 37.388 51,7 40.800 53,4 69.553 96,3 73.677 96,5 2.696 3,7 2.681 3,5 555 0,8 501 0,7 146 0,2 109 0,1 1.995 2,8 2.071 2,7

Producción en b.a. de las centrales de fuel/gas y ciclo combinado

	Potencia	20	03	20	04	
Centrales	MW	GWh	%	GWh	%	$\Delta\%$
Aceca	628	918	11,4	1.097	14,3	19,5
Algeciras	753	819	10,2	716	9,3	-12,6
Besós	300	77	1,0	0	0,0	-
Castellón	1.084	342	4,3	468	6, l	37,1
C.Colón	308	466	5,8	564	7,3	21,1
Escombreras	578	1.174	14,6	975	12,7	-16,9
Foix	520	933	11,6	606	7,9	-35,0
GICC-PL ELCOGAS	320	1.672	20,8	1.744	22,7	4,3
Sabón	470	610	7,6	415	5,4	-32,0
S. Adrián	1.050	563	7,0	579	7,5	2,9
Santurce	919	463	5,8	533	6,9	15,1
Total fuel/gas	6.930	8.035	100	7.697	100,0	-4,2
Arcos I	387	=	-	122	0,4	-
Arcos 2	387	-	=	430	1,5	=
Arrúbal I (*)	390	-	=	127	0,4	=
Arrúbal 2(*)	390	-	=	189	0,7	=
Bahía Bizkaia	800	1.856	12,4	3.800	13,1	104,8
Besós 3	400	1.619	10,8	2.001	6,9	23,6
Besós 4	400	1.949	13,0	2.871	9,9	47,3
Campo de Gibraltar I	385	-	=	1.352	4,7	=
Campo de Gibraltar 2	404	-	-	1.081	3,7	-
Castejón I	400	1.602	10,7	2.027	7,0	26,5
Castejón 2	400	893	6,0	2.156	7,4	141,3
Castellón 3	800	3.024	20,2	4.222	14,6	39,6
Palos I	377	-	-	282	1,0	-
Palos 2(*)	377	=	=	12	0,0	=
San Roque I	397	2.108	14,1	2.608	9,0	23,7
San Roque 2	402	1.565	10,4	2.039	7,0	30,3
Santurce 4	382	-	=	334	1,2	-
Tarragona Endesa	400	374	2,5	2.151	7,4	474,5
Tarragona Power	407	-	0,0	1.169	4,0	=
Total ciclo combinado	8.285	14.991	100	28.974	100	93,3
Total	15.215	23.026	-	36.671	-	59,3

(*) Grupos en pruebas

Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas y ciclo combinado

				Coeficientes	utilización (%)	Indisponib	ilidad (%)	
Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Periódica	Averías	Disponibilidad %
Aceca I	314	607	5.440	22,9	35,5	3,4	0,6	96,0
Aceca 2	314	490	4.517	18,3	34,5	1,9	1,3	96,8
Algeciras I	220	146	1.578	7,9	42,2	0,0	4,5	95,5
Algeciras 2	533	569	2.770	12,8	38,6	0,0	5,0	95,0
Besós 2	300	0	0	0,0	0,0	0,0	95,0	5,0
Castellón I	542	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 2	542	468	1.917	10,5	45,1	3,1	3,1	93,8
C.Colón 2	148	302	5.012	24,9	40,7	0,0	6,8	93,2
C.Colón 3	160	261	3.387	19,8	48,3	0,0	6,0	94,0
Escombreras 4	289	510	3.528	22,4	50,0	0,0	10,3	89,7
Escombreras 5	289	465	3.255	20,3	49,5	6,4	3,4	90,3
Foix	520	606	2.441	13,9	47,8	0,0	4,6	95,4
GICC-PL ELCOGAS	320	1.744	6.933	76,3	78,6	1,8	16,8	81,3
Sabón I	120	86	989	8,2	72,6	0,0	0, 1	99,9
Sabón 2	350	329	1.612	11,4	58,2	0,0	6,3	93,7
S. Adrián I	350	247	1.554	8,3	45,3	0,0	3,6	96,4
S. Adrián 2	350	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
S. Adrián 3	350	332	2.018	10,9	47,0	0,0	1,0	99,0
Santurce I	377	202	793	6,2	67,4	0,0	1,0	99,0
Santurce 2	542	331	912	7,4	67,0	0,0	5,6	94,4
Total fuel/gas	6.930	7.697	2.229	16,1	49,8	0,8	20,7	78,4
Arcos I	387	122	327	3,6	96,8	0,0	0,0	100,0
Arcos 2	387	430	1.826	12,7	60,8	0,0	0,3	99,7
Arrúbal I (*)	390	127	838	3,7	38,8	0,0	0,0	100,0
Arrúbal 2(*)	390	189	1.066	5,5	45,4	0,0	O, I	99,9
Bahía Bizkaia	800	3.800	6.769	57,7	70,2	0,0	6,3	93,7
Besós 3	400	2.001	7.334	57,9	68,2	0,0	1,6	98,4
Besós 4	400	2.871	8.375	82,7	85,7	0,0	1,2	98,8
Campo de Gibraltar I	385	1.352	4.452	43,6	79,0	0,0	8,3	91,7
Campo de Gibraltar 2	404	1.081	3.552	32,7	75,4	0,0	6,8	93,2
Castejón I	400	2.027	7.146	58,6	70,9	0,0	1,6	98,4
Castejón 2	400	2.156	6.755	62,8	79,8	0,0	2,2	97,8
Castellón 3	800	4.222	7.659	64,6	68,9	0,0	7,0	93,0
Palos I	377	282	983	8,5	76,2	0,0	0, 1	99,9
Palos 2(*)	377	12	107	0,4	29,9	0,0	0,0	100,0
San Roque I	397	2.608	7.916	75,2	83,0	0,0	0,5	99,5
San Roque 2	402	2.039	7.121	59,9	71,3	0,0	3,6	96,4
Santurce 4	382	334	1.607	10,0	54,4	0,0	0,0	100,0
Tarragona Endesa	400	2.151	6.891	64,8	78,1	0,0	5,5	94,5
Tarragona Power	407	1.169	3.526	35,2	81,5	0,0	7,2	92,8
Total ciclo combinado	8.285	28.974	4.747	41,1	73,7	0,0	3,1	96,9
Total	15.215	36.671	3.600	31,0	66,9	0,4	11,2	88,4

(*) Grupos en pruebas

⁽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

	Potencia	20	003	20	004		
Centrales	MW	GWh	%	GWh	%	$\Delta\%$	
Almaraz I	974	7.806	12,6	8.521	13,4	9,2	
Almaraz II	983	6.897	11,1	7.830	12,3	13,5	
Ascó I	1.028	7.918	12,8	8.075	12,7	2,0	
Ascó II	1.027	8.887	14,4	7.260	11,4	-18,3	
Cofrentes	1.085	8.294	13,4	9.148	14,4	10,3	
José Cabrera	160	1.140	1,8	1.246	2,0	9,3	
Garoña	466	3.739	6,0	4.047	6,4	8,2	
Trillo I	1.066	8.669	14,0	8.536	13,4	-1,5	
Vandellós II	1.087	8.525	13,8	8.943	14,1	4,9	
Total	7.876	61.875	100,0	63.606	100,0	2,8	

Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

				Coeficientes	utilización (%)	Indisponibi	lidad (%)	
Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Periódica	Averías	Disponibilidad %
Almaraz I	974	8.521	8.784	99,7	99,6	0,0	0,1	99,9
Almaraz II	983	7.830	8.082	98,3	98,6	7,0	0,8	92,2
Ascó I	1.028	8.075	7.971	98,5	98,5	9,1	0,1	90,8
Ascó II	1.027	7.260	7.330	96,4	96,4	7,9	8,6	83,4
Cofrentes	1.085	9.148	8.471	99,5	99,5	0,0	3,5	96,5
José Cabrera	160	1.246	8.488	92,0	91,7	3,2	0,4	96,4
Garoña	466	4.047	8.712	99,5	99,7	0,0	0,6	99,4
Trillo I	1.066	8.536	8.127	98,7	98,5	6,2	1,4	92,4
Vandellós II	1.087	8.943	8.491	96,6	96,9	0,0	3,0	97,0
Total	7.876	63.606	8.218	98,2	98,3	4,0	2,4	93,6

⁽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.

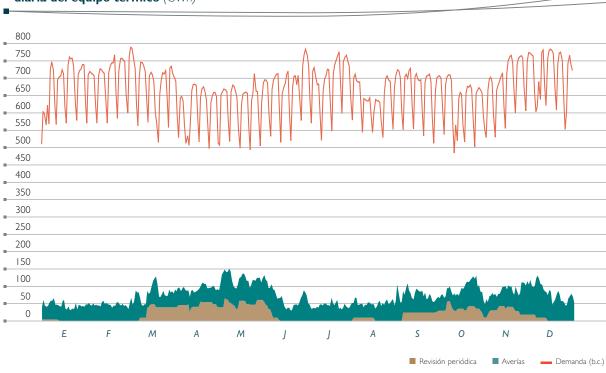
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas (%)

	Utiliza	ación (%)	Disponib	ilidad (%)	
	2003	2004	2003	2004	
Nuclear	97,4	98,2	92, I	93,6	
Carbón	77,2	83,I	91,7	90,5	
Hulla+antracita	74,8	81,7	90,6	89,1	
Lignito pardo	83,3	90,0	95,4	96,3	
Lignito negro	70,4	75,6	88,8	89,1	
Carbón importado	83,2	85,4	93,1	89,7	
Fuel/Gas (*)	16,4	16,1	91,3	78,4	
Ciclo Combinado	47,4	41,1	92,8	96,9	
Total térmicas	64,4	63,1	89,4	89,2	

(*) Incluye GICC (Elcogás)

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









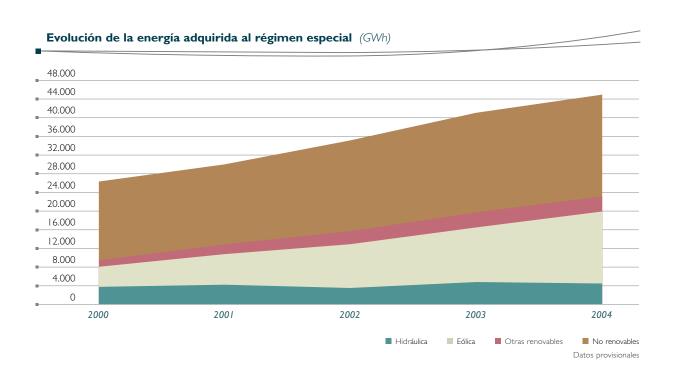


4

Sistema Peninsular

Régimen especial

- 46 Evolución de la energía adquirida al régimen especial
- **46** Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible
- **47** Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible



Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	% 2004/2003
Renovables	9.670	12.997	15.858	19.955	23.448	17,5
Hidráulica	3.836	4.289	3.771	4.939	4.544	-8,0
Eólica	4.462	6.600	9.257	11.720	15.584	33,0
Otras renovables	1.371	2.107	2.830	3.295	3.320	0,7
Biomasa	410	1.036	1.659	1.972	1.992	1,0
R.S.Industriales	551	704	814	838	725	-13,6
R.S.Urbanos	409	366	352	477	587	23,0
Solar	1	2	5	9	17	94,9
No renovables	16.971	17.282	19.543	21.450	21.881	2,0
Calor residual	137	82	152	160	172	7,3
Carbón	103	89	223	571	716	25,5
Fuel-Gasoil	3.934	3.968	4.139	3.171	3.251	2,5
Gas de refinería	641	440	370	492	605	23,0
Gas natural	12.156	12.703	14.658	17.056	17.137	0,5
Total	26.641	30.278	35.401	41.405	45.329	9,5

Datos provisionales

Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible (MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	% 2004/2003
Renovables	4.017	5.330	7.025	8.376	10.706	27,8
Hidráulica	1.380	1.433	1.487	1.557	1.599	2,7
Eólica	2.298	3.442	4.927	6.138	8.351	36,1
Otras renovables	339	455	611	681	757	11,0
Biomasa	166	231	364	394	454	15,2
R.S.Industriales	98	148	168	170	178	4,7
R.S.Urbanos	74	74	74	108	108	0,0
Solar	I	2	5	9	16	77,8
No renovables	4.970	5.546	6.075	6.276	6.405	2,0
Calor residual	54	61	69	79	99	25,3
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-Gasoil	1.249	1.259	1.278	1.280	1.280	0,0
Gas de refinería	173	210	210	210	210	0,0
Gas natural	3.425	3.947	4.449	4.638	4.745	2,3
Total	8.987	10.876	13.100	14.652	17.112	16,8

Datos provisionales





5

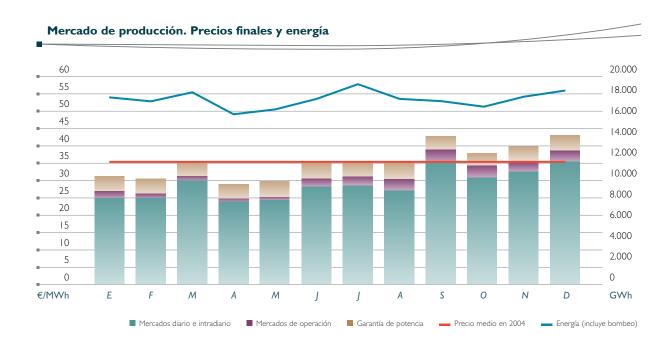
Sistema Peninsular

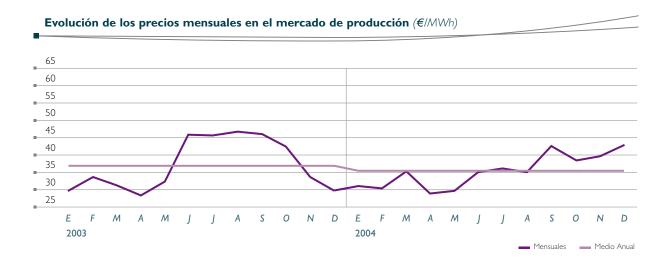
Operación del sistema

50	Precio final en el mercado de producción
50	Mercado de producción. Precios finales y energía
5 I	Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción
5 I	Balance anual de energía negociada en el mercado de producción
52	Energía y precios medios en el mercado diario
52	Mercado diario. Precio medio diario y energía
53	Energía y precios medios en el mercado intradiario
53	Energía gestionada en los mercados de operación
54	Repercusión de los mercados de operación en el precio final
54	Mercados de operación. Energía gestionada
55	Resolución de restricciones técnicas
55	Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía
56	Regulación secundaria
56	Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia
57	Regulación secundaria. Precios medios mensuales y energías
57	Regulación terciaria
58	Regulación terciaria. Precios medios mensuales y energías
58	Regulación terciaria a subir. Precios mensuales y energías
59	Gestión de desvíos
59	Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías
60	Restricciones en tiempo real
60	Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energía

Precio final en el mercado de producción Precio (€/MWh) Mar Total Ene Feb Abr May Jul Ago Sep Oct Nov Dic Jun 04/03 Mercado diario 24,82 24,71 30,32 23,52 24,41 28,13 28,19 26,98 35,09 30,76 32,26 35,56 28,74 -5,0 Mercado intradiario 0,01 0,06 0,09 0,04 0,03 0,14 0,17 0,13 0,21 0,26 0,26 0,17 Mercados de operación 1,80 1,11 0,73 0,76 3,51 2,88 2,54 1,28 2,32 3,28 3,15 2,57 2,18 -5,2 Restricciones técnicas (PBF) 1,95 9,0 1,01 0,72 0,50 0,28 0,28 1,09 2,03 1,22 1,09 1,13 1,20 1,06 Banda de regulación secundaria 0,46 0,23 0,21 0,16 0,18 0,33 0,45 0,77 1,35 1,25 1,00 0,86 0,61 -22,6 0,79 Energía de operación 0,33 0,33 0,40 0,58 0,54 0,41 0,51 0,52 -5,6 0,29 0,30 0,90 0,80 Contrato REE 0,11 0,13 -0,01 0,19 0,12 0,03 0,08 -0,05 0,06 -0,01 0,07 0,12 0,10 -62,6 Garantía de potencia 4,48 4,52 4,46 4,34 4,41 4,44 4,45 4,41 4,49 4,41 4,52 4,5 l 4,45 -1,4 Precio final 2004 31,22 30,70 35,97 28,82 29,73 35,15 36,12 35,11 42,89 38,41 39,64 42,80 35,65 -4,3 Precio final 2003 28,16 32,42 45,54 45,48 46,62 45,90 42,41

Fuente : OMEL





Balance anual de energía negociada en el mercado de producción

% sobre total	GWh	Adquisiciones	% sobre total	GWh	Ventas
56,7	120.914	Distribuidoras	94,7	201.773	Mercado diario
	121.098	Mercado diario		194.340	Producción interior
	-184	Mercados intradiarios		7.433	Importación
36,2	77.108	Comercializadoras		7.088	Francia (*)
	68.238	Mercado diario		345	Portugal
	8.870	Mercados intradiarios		0	Marruecos
0,0	10	Consumidores cualificados	5,3	11.341	Mercados intradiarios
2,3	4.988	Demanda bombeo		10.695	Producción interior
5,1	10.782	Exportación		647	Importación
	7.099	Portugal		117	Francia (*)
	1.587	Marruecos		529	Portugal
	266	Andorra		I	Marruecos
	1.830	Francia (*)	0,4	776	Operación del sistema
-0,3	-664	Ajuste demanda	-0,4	-754	Indisponibilidades
100,0	213.137	Total	100,0	213.137	Total

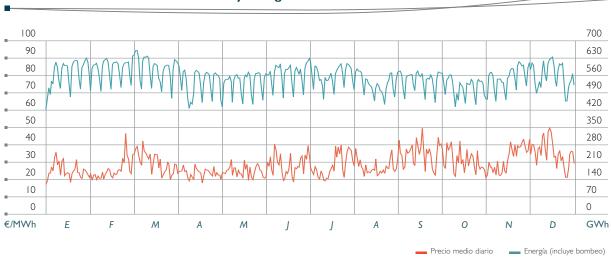
(*) La interconexión con Francia incluye los intercambios realizados con otros países europeos.

Energía y precios medios en el mercado diario

	Energía (*)		Precio (€/MWh)	
	GWh	Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	17.517	2,87	24,82	66,08
Febrero	16.928	14,68	24,71	55,22
Marzo	18.324	11,47	30,32	53,28
Abril	16.044	11,77	23,52	45,00
Mayo	16.336	14,68	24,41	50,00
Junio	16.929	13,98	28,13	54,39
Julio	17.451	14,62	28,19	59,21
Agosto	16.251	14,68	26,98	59,02
Septiembre	16.255	14,68	35,09	60,00
Octubre	15.872	14,60	30,76	60,10
Noviembre	16.537	14,31	32,26	59,05
Diciembre	17.329	3,37	35,56	64,12
Total	201.773	2,87	28,74	66,08

(*) Incluye bombeo.

Mercado diario. Precio medio diario y energía



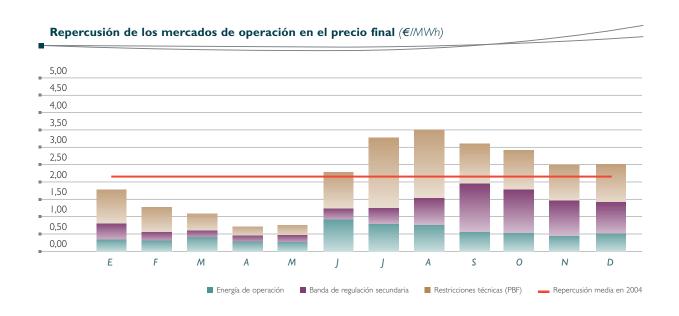
Energía y precios medios en el mercado intradiario

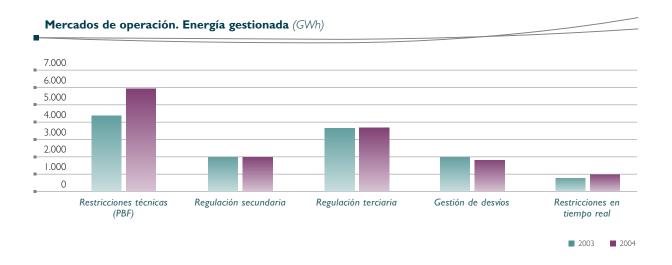
	Ener	gía (GWh)		Precio (€/MWh)	
	Volumen	Demanda (I)	Mín. horario (2)	Medio mensual	Máx. horario
Enero	2.069	623	6,04	23,74	58,45
Febrero	1.984	637	11,27	24,57	59,18
Marzo	1.646	447	11,06	31,34	53,07
Abril	1.120	266	10,75	23,68	47,63
Mayo	1.257	316	10,70	25,08	38,73
Junio	1.752	699	7,71	30,08	61,25
Julio	2.685	1.707	8,79	28,60	55,33
Agosto	2.331	1.391	6,52	27,86	57,64
Septiembre	2.405	1.353	8,34	36,53	62,60
Octubre	2.473	1.144	7,82	31,64	62,18
Noviembre	2.462	1.324	1,75	33,29	62,21
Diciembre	2.743	1.450	1,50	35,55	66,81
Total	24.927	11.358	1,50	29,99	66,81

⁽¹⁾ Incluye bombeo. (2) Excepto horas en las que no hay casación.

Energía gestionada en los mercados de operación (GWh)

	2003		20	2004		% 2004/2003	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajaı	
Restricciones técnicas (PBF)	4.409		5.951		35,0		
Regulación secundaria	962	1.005	1.076	959	11,9	-4,6	
Regulación terciaria	1.703	1.945	1.901	1.776	11,6	-8,7	
Gestión de desvíos	711	1.306	844	933	18,7	-28,6	
Restricciones en tiempo real	367	308	449	573	22,4	86,0	
Energía total gestionada	12.	718	14.	463	13	3,7	



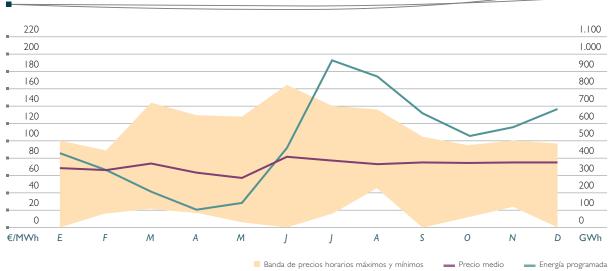


Resolución de restricciones técnicas

	Energía	Precio (€/MWh)
	GWh	Medio mensual	Máximo horario
Enero	421	70,92	101,52
Febrero	331	66,40	88,18
Marzo	217	76,71	143,32
Abril	114	65,89	127,05
Mayo	140	60,55	125,01
Junio	453	77,21	165,34
Julio	963	73,40	138,76
Agosto	860	70,71	135,68
Septiembre	658	73,48	106,27
Octubre	530	71,92	94,25
Noviembre	584	72,63	101,15
Diciembre	679	75,25	97,55
Total	5.951	72,42	165,34

Fuente: OMEL

Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía

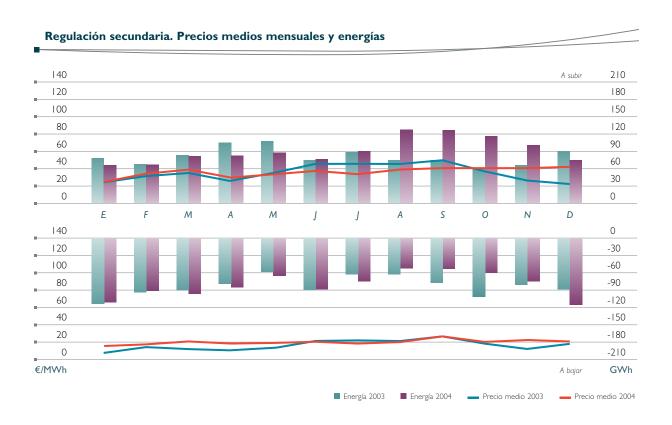


Regulación secundaria

								En	nergía			
			Banda m	nedia			A subir			A bajar		
		Potencia (N	1W)	Precio	(€/MW)	Energía	Precio (€	€/MWh)	Energía	Precio (€	Precio (€/MWh)	
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	GWh	Medio(1)	Máx.	GWh	Medio(2)	Máx.	
Enero	697	510	1.207	9,20	30,10	65	28,12	120,00	109	16,72	58,58	
Febrero	700	508	1.208	4,81	25,89	65	31,44	96,07	92	17,71	56,00	
Marzo	710	507	1.217	4,27	25,18	77	37,18	180,00	99	20,80	45,00	
Abril	687	503	1.190	2,92	17,98	79	29,81	66,94	83	17,61	32,00	
Mayo	689	498	1.188	3,32	20,55	85	30,79	120,00	69	19,84	36,50	
Junio	712	508	1.220	6,77	36,06	75	36,39	207,60	87	20,86	54,00	
Julio	722	510	1.233	9,37	36,06	91	31,47	81,03	75	18,34	50,00	
Agosto	699	502	1.201	15,45	45,23	127	36,95	207,00	49	20,09	180,00	
Septiembre	702	501	1.203	27,55	48,08	125	42,41	207,35	51	24,89	60,00	
Octubre	691	493	1.184	24,06	51,09	112	38,91	180,34	60	21,84	59,02	
Noviembre	698	504	1.202	20,33	42,08	101	39,21	110,00	72	23,93	56,81	
Diciembre	720	515	1.234	17,26	65,00	74	42,14	140,00	112	21,99	58,94	
Total	702	505	1.207	12,12	65,00	1.076	35,99	207,60	959	20,13	180,00	

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

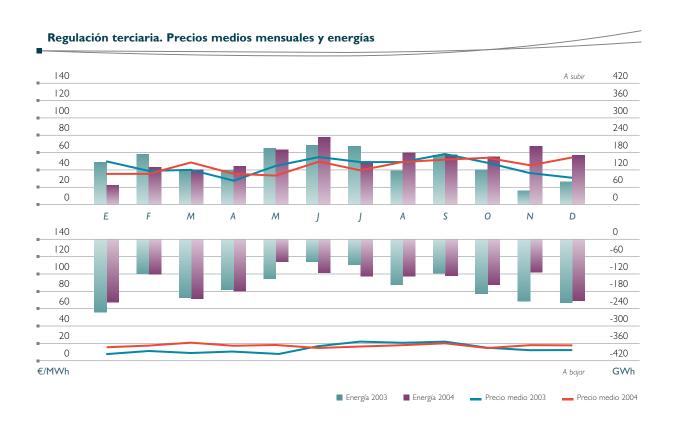
Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia 1.400 140 120 1.200 100 1.000 80 800 60 600 40 400 20 200 0 0 Ε S €/MW F Μ Α Μ J Α 0 MWBanda de precios horarios máximos y mínimos Precio medio

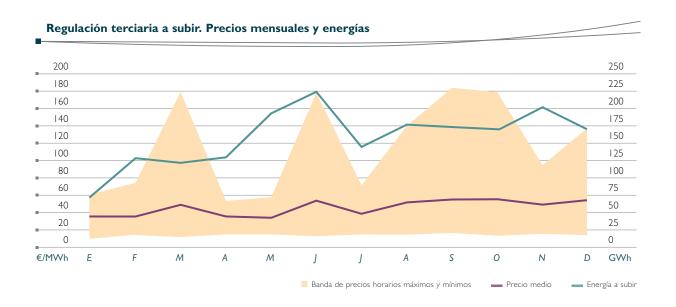


Regulación terciaria

		Energía a subir			Energía a bajar	ergía a bajar	
	Energía	Energía Precio (€/MWh)		Energía	Precio (€	/MWh)	
	GWh	Medio(1)	Máx.	GWh	Medio(2)	Máx	
Enero	69	33,78	62,04	218	15,72	62,20	
Febrero	130	34,80	74,07	117	16,27	32,13	
Marzo	121	49,70	180,68	209	19,47	39,88	
Abril	131	35,54	52,30	180	15,51	31,00	
Mayo	192	33,88	57,00	77	16,91	32,04	
Junio	227	48,92	180,52	113	13,38	35,32	
Julio	145	37,31	69,30	130	14,17	34,34	
Agosto	177	49,34	136,54	132	16,00	44,48	
Septiembre	171	51,42	185,06	127	18,23	48,98	
Octubre	168	52,90	180,34	155	14,81	52,02	
Noviembre	202	46,24	90,00	109	17,13	40,25	
Diciembre	168	51,94	139,99	210	17,16	61,12	
Total	1.901	44,71	185,06	1.776	16,34	62,20	

(I) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.



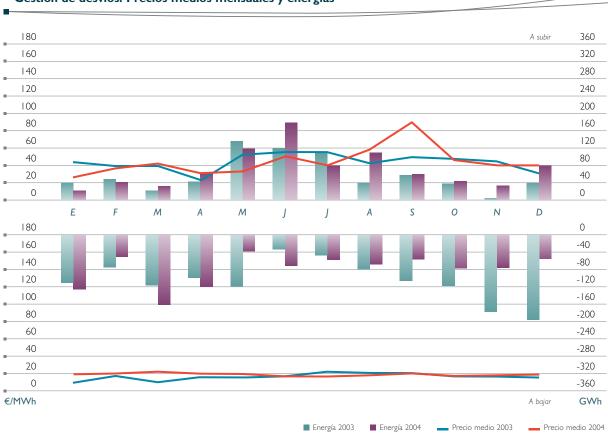


Gestión de desvíos

		Energía a subir		Energía a bajar			
	Energía	Precio (€	E/MWh)	Energía	Precio (€	/MWh)	
	GWh	Medio(1)	Máx.	GWh	Medio(2)	Máx	
Enero	23	27,12	44,50	126	17,65	32,5	
Febrero	46	32,87	53,00	49	19,77	32,6	
Marzo	30	44,42	125,00	161	23,25	49,0	
Abril	55	32,20	50,01	119	18,53	28,9	
Mayo	116	31,63	48,07	34	18,85	30,2	
Junio	177	46,87	125,00	67	16,02	40,8	
Julio	75	38,81	54,22	57	16,12	28,0	
Agosto	105	57,84	153,07	67	18,62	35,6	
Septiembre	60	91,41	300,00	58	20,92	40,2	
Octubre	47	46,25	81,22	72	17,49	35,0	
Noviembre	29	38,80	67,50	69	15,96	35,5	
Diciembre	81	38,86	80,00	55	18,92	35,09	
Total	844	45,17	300,00	933	18,88	49,00	

(I) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.

Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías

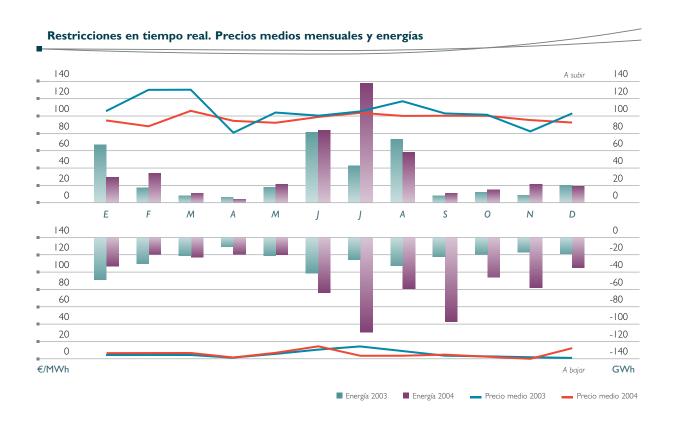


Restricciones en tiempo real

		Energía a subir			Energía a bajar	
	Energía	Precio (€	≘/MWh)	Energía	Precio (€/MWh)	
	GWh	Medio(1)	Máx.	GWh	Medio(2)	Máx
Enero	29	97,21	190,11	34	6,26	32,30
Febrero	33	88,88	300,00	18	6,08	42,50
Marzo	12	107,32	185,55	23	6,03	37,40
Abril	6	93,05	180,68	19	3,28	25,07
Mayo	22	92,48	190,12	18	5,80	25,50
Junio	84	99,42	190,20	63	12,35	40,39
Julio	137	106,55	190,01	107	1,66	40,3
Agosto	58	100,43	180,00	58	3,42	29,1
Septiembre	12	100,45	303,55	96	5,70	45,4
Octubre	15	100,07	196,10	46	2,20	45,5
Noviembre	22	94,03	204,57	56	2,37	35,5
Diciembre	19	91,52	180,56	34	11,10	48,01
Total	449	100,05	303,55	573	5,14	48,0

(I) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.

Fuente: OMEL







6

Sistema Peninsular

Red de Transporte

64	Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en 2004
64	Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en 2004
65	Aumento de la capacidad de líneas en 2004
65	Subestaciones puestas en servicio en 2004
66	Transformación en subestaciones en 2004
66	Evolución de la red de 400 y 220 kV
67	Gráfico de evolución de la red de 400 y 220 kV
67	Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV
68	Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV
68	Líneas de la red de transporte con carga superior al 70%

Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en 2004

Línea	Empresa	N° circuitos	km	MVA*km
E/S Santa Engracia-LN/Barcina-La Serna	RED ELÉCTRICA	1	0,4	681
LN/Palos-Guillena	RED ELÉCTRICA	2	198,0	358.776
E/S Fuendetodos-LN/Almazán-Escatrón	RED ELÉCTRICA	I	0,5	915
E/S Olmedo- L/Mudarra-Galapagar	RED ELÉCTRICA	I	0,5	728
E/S Aparecida-L/Trives-Tordesillas (*)	RED ELÉCTRICA	2	0,2	330
LN/Balboa-Frontera portuguesa (primer circuito) (1)	RED ELÉCTRICA	I	40,5	73.386
E/S Amorebieta-L/Gatica-Itxaso	INALTA	2	8,0	9.359
Total			248,1	444.174

(*) Funciona a 220 kV (1) Preparada para doble circuito Datos de empresas eléctricas provisionales

Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en 2004

Línea	Empresa	N° circuitos	km	MVA*km
LN/Palos-Torrearenillas	RED ELÉCTRICA	I	2,6	1.756
E/S Trévago-LN/Oncala-Magallón	RED ELÉCTRICA		0,4	309
LN/Mudarra-Valladolid	RED ELÉCTRICA		21,1	8.865
LN/Escombreras-Fausita (tramo subterráneo)	RED ELÉCTRICA	I	0,1	60
LN/Escombreras-Fausita (tramo aéreo)	RED ELÉCTRICA		0,5	424
LN/Sanchinarro-Fuencarral 2 (1)	RED ELÉCTRICA		4,8	2.122
E/S Pinto Ayuden-LN/Añover-El Hornillo	RED ELÉCTRICA	2	0,3	184
Besos-Mata (cable)	endesa	I	9,8	3.920
E/S Franqueses-LN/Palau-La Roca-Vic (aéreo) (*)	ENDESA	2	0,2	77
E/S Franqueses-LN/Palau-La Roca-Vic (subterráneo) (*)	endesa	2	0,4	160
E/S Riera de Caldes-LN/Sentmenat-S. Fost	ENDESA	2	0,6	238
E/S EI Palmeral-LN/San Vicente-Saladas	INALTA	2	16,1	5.665
E/S Feria de Muestras-LN/La Eliana-Torrente	INALTA	2	3,3	2.178
E/S Olite-LN/Tafalla-La Serna	INALTA	2	0,1	44
E/S Pinto-LN/Aceca-Villaverde	INALTA	2	1,0	688
E/S S. Pedro del Pinatar-LN/Hoya Morena-Campoamor	INALTA	2	1,9	684
LN/Campo Naciones-El Coto (2)	UNION FENOSA	I	1,8	774
LN/Simancas-El Coto (2)	UNION FENOSA		1,7	730
LN/Frieira-Montouto (tramo aéreo)	UNION FENOSA		21,8	9.531
LN/Frieira-Montouto (tramo subterráneo)	UNION FENOSA	I	0,2	101
Total			88,7	38.511

(I) Adquirida

(2) En operación en el 2005

(*) Entrada/salida y eliminación de la T de La Roca Datos de empresas eléctricas provisionales

Aumento de la capacidad de líneas en 2004

Línea	Tensión (kV)	N° circuitos	km	Aumento de capacidad (MVA)	MVA*km
L/Sabiñánigo-Sanguesa	220	I	79	105	8.265
L/Belesar-Lomba	220	I	97	105	10.206
Total 220 kV			176	210	18.471
L/Bienvenida-Guillena	400	I	77	431	33.045
L/Benejama-Rocamora	400	I	69	431	29.554
L/Hernani-It×aso	400	I	36	431	15.516
Cto.Trillo-Fuentes (L/Trillo-Loeches)	400	I	43	431	18.649
Total 400 kV			225	1.724	96.764
Total			400	1.934	115.234
4					

Subestaciones puestas en servicio en 2004

		Tensión	Transf	Transformación	
Subestación	Empresa	kV	kV	MVA	
Aparecida	RED ELÉCTRICA	400	=	-	
Fuendetodos	RED ELÉCTRICA	400	-	-	
Olmedo	RED ELÉCTRICA	400	-	-	
Sta Engracia	RED ELÉCTRICA	400	-	-	
Trevago	RED ELÉCTRICA	220	-	-	
Pinto Ayuden	RED ELÉCTRICA	220	-	-	
Franqueses (1)	RED ELÉCTRICA	22	=	-	
Riera de Caldes (1)	RED ELÉCTRICA	220	-	-	
Olite	INALTA	220	-	-	
Pinto	INALTA	220	-	-	
El Palmeral	INALTA	220	-	-	
San Pedro del Pinatar	INALTA	220	=	=	
Feria de Muestras	INALTA	220	-	-	
Mata	endesa	220	-	-	
El Coto	UNION FENOSA	220	=	=	
Fausita (2)	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600	
Sta. Coloma (2)	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600	
El Palmar (2)	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600	

(1) Adquirida (2) Inventariado solamente el transformador Datos de empresas eléctricas provisionales

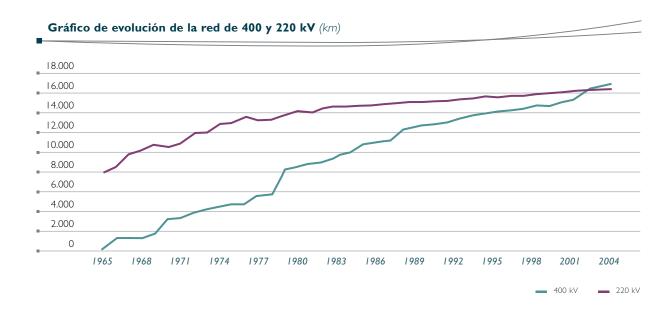
Transformación en subestaciones en 2004

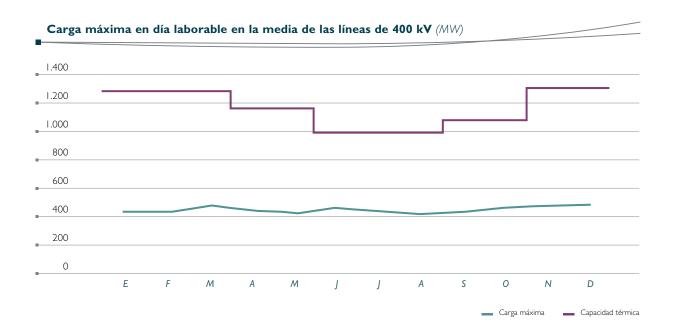
	Tensión	Transformación	
Empresa	kV	kV	MVA
RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
RED ELÉCTRICA	400	*	450
RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
			4.050
	RED ELÉCTRICA RED ELÉCTRICA RED ELÉCTRICA RED ELÉCTRICA RED ELÉCTRICA RED ELÉCTRICA	Empresa kV RED ELÉCTRICA 400	Empresa kV kV RED ELÉCTRICA 400 400/220 RED ELÉCTRICA 400 * RED ELÉCTRICA 400 400/220 RED ELÉCTRICA 400 400/220 RED ELÉCTRICA 400 400/220 RED ELÉCTRICA 400 400/220 RED ELÉCTRICA 400 400/220

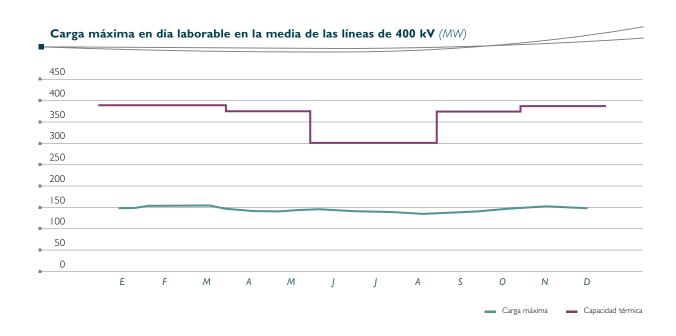
(*) Trafo polivalente: 400/230/138/110 kV

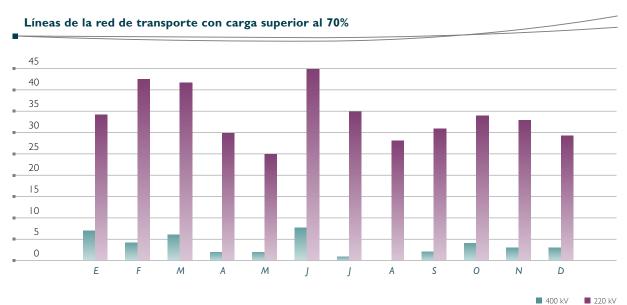
Evolución de la red de 400 y 220 kV (Km)

_	•	,			
Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1965	255	7.856	1985	10.781	14.625
1966	1.278	8.403	1986	10.978	14.719
1967	1.278	9.763	1987	11.147	14.822
1968	1.289	10.186	1988	12.194	14.911
1969	1.599	10.759	1989	12.533	14.922
1970	3.171	10.512	1990	12.686	14.992
1971	3.233	10.859	1991	12.883	15.057
1972	3.817	11.839	1992	13.222	15.281
1973	4.175	11.923	1993	13.611	15.367
1974	4.437	12.830	1994	13.737	15.511
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.554
1976	4.715	13.501	1996	14.084	15.659
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.701
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.801
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.900
1980	8.518	14.124	2000	14.918	16.003
1981	8.906	13.958	2001	15.180	16.179
1982	8.975	14.451	2002	16.066	16.213
1983	9.563	14.476	2003	16.591	16.269
1984	9.998	14.571	2004	16.839	16.358













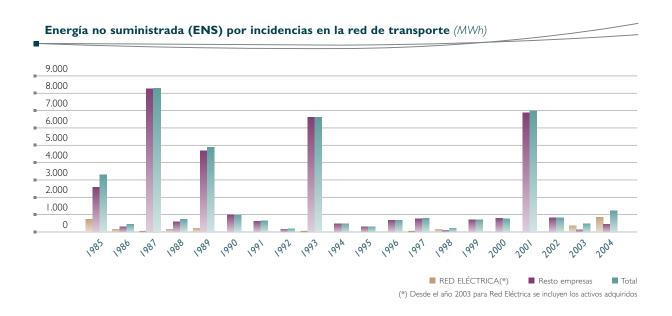


7

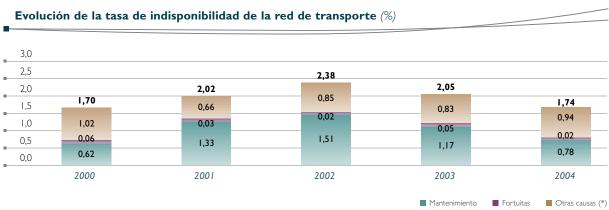
Sistema Peninsular

Calidad de servicio

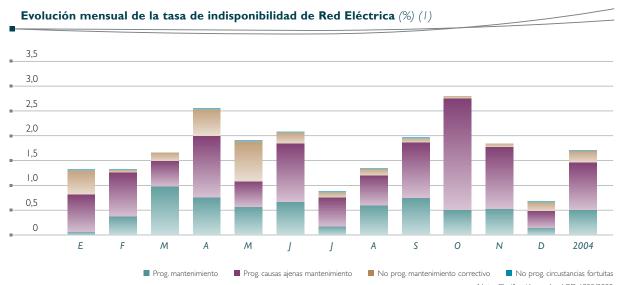
- 72 Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte
- 72 Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 73 Evolución de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
- 73 Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de Red Eléctrica
- 74 Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV
- 74 Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV



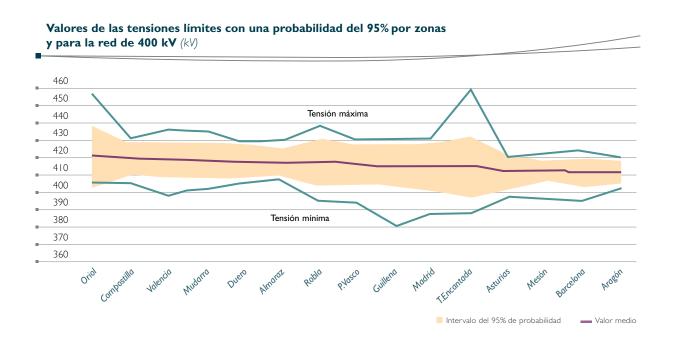


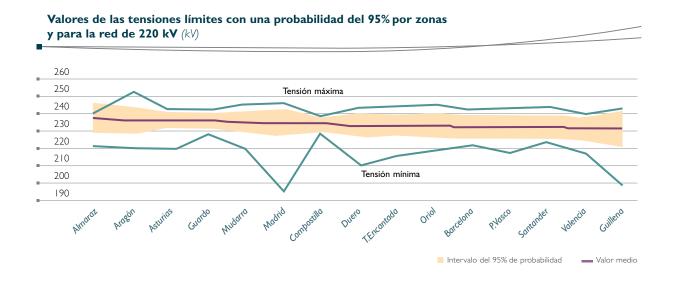


(*) Construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora, y trabajos por cuenta de terceros En el 2000 los datos corresponden sólo a Red Eléctrica Datos provisionales pendiente de auditoría



Nota: Clasificación según el RD 1955/2000 El total de la indisponibilidad transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros Datos provisionales pendiente de auditoría (1) Datos de otras empresas no disponibles









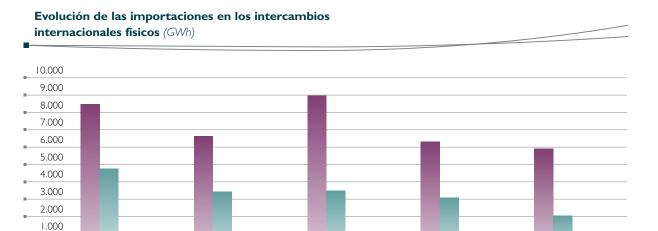


8

Sistema Peninsular

Intercambios Internacionales

- **78** Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos
- **78** Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos
- 79 Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
- 79 Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión
- 80 Intercambios internacionales programados por interconexión
- 80 Intercambios internacionales físicos por interconexión
- 80 Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica
- 81 Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
- 81 Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión
- **82** Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 82 Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- **83** Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones

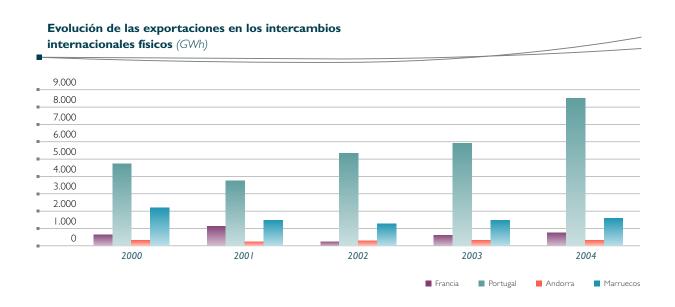


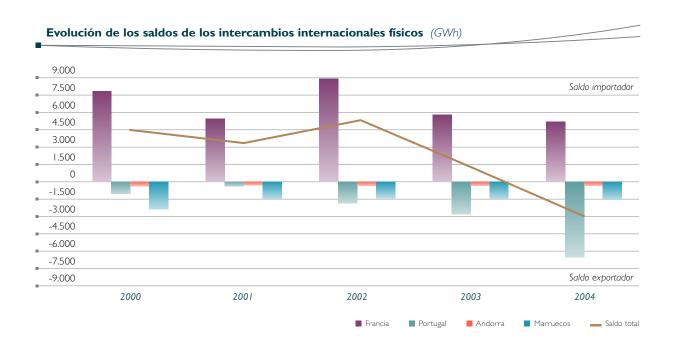
■ Portugal

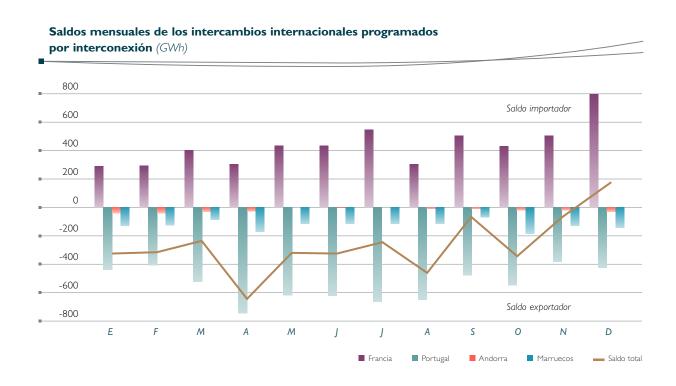
■ Francia

■ Marruecos

Andorra







Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	Impo	rtación	Ехро	rtación	S	Saldo		
	2003	2004	2003	2004	2003	2004		
Francia	6.903	7.085	1.194	1.862	5.709	5.222		
Portugal	1.633	976	4.501	7.575	-2.869	-6.599		
Andorra	0	0	279	294	-279	-294		
Marruecos	11	6	1.490	1.587	-I.479	-1.581		
Total	8.547	8.067	7.465	11.318	1.082	-3.251		

$\textbf{Intercambios internacionales físicos por interconexi\'on} \ (\textit{GWh})$

	Ent	rada	Salida		Sc	ıldo	Vo	lumen
	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004
Francia	6.387	5.978	602	757	5.785	5.221	6.989	6.735
Portugal	3.104	2.112	5.898	8.531	-2.794	-6.419	9.002	10.643
Andorra	0	0	270	283	-270	-283	270	283
Marruecos	29	21	1.486	1.568	-1.457	-1.547	1.515	1.589
Total	9.520	8.111	8.256	11.139	1.264	-3.028	17.776	19.250

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

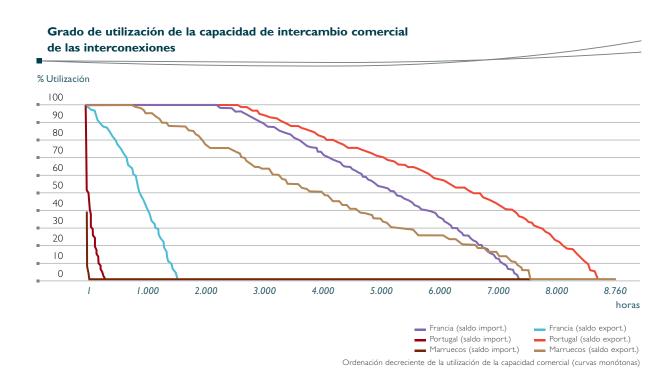
	Importación	Exportación	Saldo
	•	Exportación	30100
Contratos EDF - REE	4.530	0	4.530
Francia	4.530	0	4.530
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	3.531	11.317	-7.786
Francia (*)	2.554	1.862	692
Portugal	976	7.575	-6.599
Andorra	0	294	-294
Marruecos	I	1.586	-1.585
Intercambios de apoyo entre sistemas	6	1	5
Total intercambios programados	8.067	11.318	-3.251
Desvíos de regulación objetos de compensación			223
Saldo físico de los intercambios internacionales			-3.028

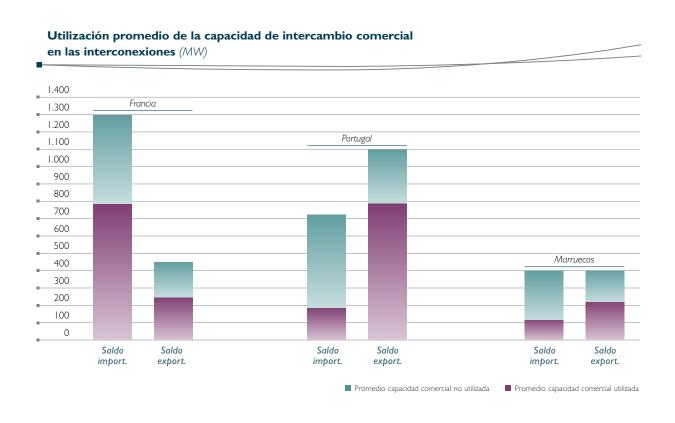
^(*) Incluye intercambios con otros países europeos

Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión (GWh)

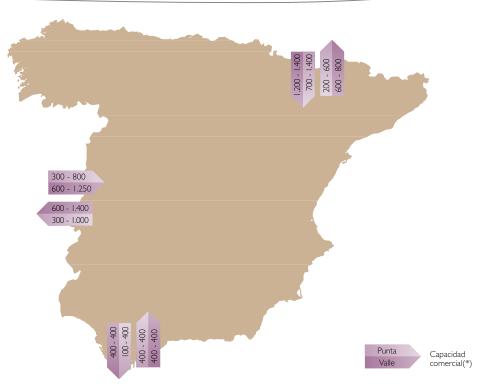
	Comercializadoras		Agentes externos			Intercambios de apoyo		Contratos de RED ELÉCTRICA		Total		
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Saldo	
Francia (*)	104	85	2.450	1.777	0	0	4.530	0	7.084	1.862	5.222	
Portugal	131	3.489	845	4.086	0	0	0	0	976	7.575	-6.599	
Andorra	0	294	0	0	0	0	0	0	0	294	-294	
Marruecos	0	0	1	1.586	6	I	0	0	7	1.587	-1.580	
Total	235	3.868	3.296	7.449	6	I	4.530	0	8.067	11.318	-3.251	

^(*) Incluye intercambios con otros países europeos





Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)



(*) Valores extremos horarios en condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red



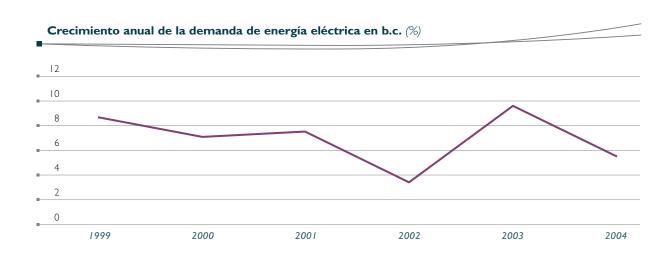




Sistemas extrapeninsulares

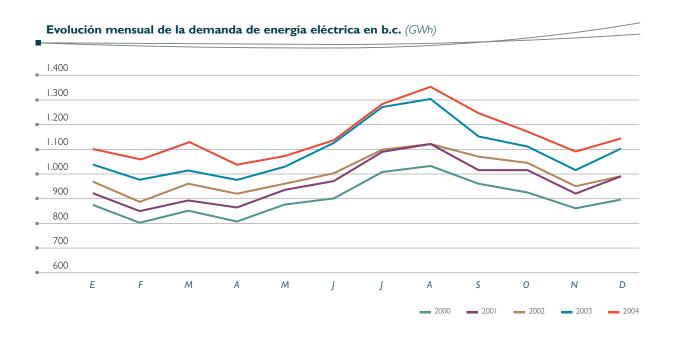
- 86 Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.86 Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 87 Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica
- 87 Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
- 88 Balance anual de energía eléctrica
- 88 Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 89 Potencia instalada a 31-12-2004
- **89** Evolución del sistema de transporte y transformación

Fuente : ENDESA



Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. 2000 2001 2002

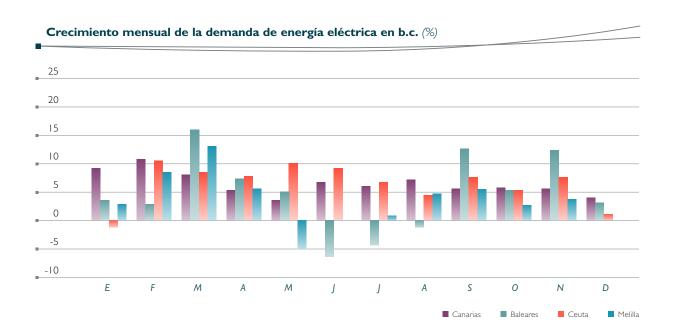
	2	000	20	001	20	002	20	003	2	004
	GWh	%								
Enero	874	8,1	920	7,9	972	8,1	1.036	7,9	1.107	8,0
Febrero	802	7,4	847	7,3	882	7,4	981	7,5	1.056	7,6
Marzo	850	7,9	893	7,7	961	8,0	1.012	7,7	1.125	8,1
Abril	807	7,5	864	7,5	916	7,7	975	7,4	1.036	7,5
Mayo	877	8,1	936	8,1	957	8,0	1.026	7,8	1.069	7,7
Junio	899	8,3	970	8,4	999	8,3	1.126	8,6	1.138	8,2
Julio	1.006	9,3	1.087	9,4	1.099	9,2	1.267	9,7	1.283	9,3
Agosto	1.034	9,6	1.120	9,7	1.117	9,3	1.310	10,0	1.353	9,8
Septiembre	963	8,9	1.016	8,8	1.072	9,0	1.153	8,8	1.250	9,0
Octubre	927	8,6	1.019	8,8	1.050	8,8	1.117	8,5	1.179	8,5
Noviembre	858	7,9	923	8,0	952	8,0	1.015	7,7	1.095	7,9
Diciembre	896	8,3	988	8,5	992	8,3	1.102	8,4	1.142	8,3
Total	10.794	100,0	11.581	100,0	11.969	100,0	13.121	100,0	13.832	100,0



Evolución anual de la d	obertura de l	a demanda de ei	nergía eléctrica	(GWh)		
	2000	2001	2002	2003	2004	%2004/2003
Hidráulica	2	2	I	1	0	-
Carbón	3.472	3.673	3.542	3.547	3.738	5,4
Fuel/gas	7.377	7.945	8.504	9.669	10.215	5,6
Régimen Ordinario	10.851	11.620	12.046	13.217	13.953	5,6
- Consumos en generación	-742	-781	-809	-825	-852	3,3
Régimen especial	685	742	731	729	731	0,2
Hidráulica	3	3	2	2	3	64,9
Eólica	237	331	348	342	332	-2,9
Otras renovables	135	146	118	130	147	12,7
No renovables	309	261	264	255	249	-2,4
Demanda (b.c.)	10.794	11.581	11.969	13.121	13.832	5,4

Balance	anual	de	energía	eléctrica
Daianice	aiiuai	ue	CIICI EIA	electi ita

	Islas	Baleares	Islas	Canarias		euta	Μ	lelilla	7	Total
	GWh	% 04/03	GWh	% 04/03	GWh	% 04/03	GWh	% 04/03	GWh	% 04/03
Hidráulica	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
Carbón	3.738	5,4	0	-	0	-	0	-	3.738	5,4
Fuel/gas	1.875	0,5	7.992	7,0	194	7,1	154	2,2	10.215	4,0
Regimen ordinario	5.613	3,7	7.992	7,0	194	7,1	154	2,2	13.953	4,4
- Consumos generación	-360	4,3	-472	2,5	-10	10,0	-9	-1,9	-852	2,2
Régimen especial	155	12	576	-2,6	0	-	0	-	731	0,2
Hidráulica	0	-	3	64,9	0	-	0	-	3	64,9
Eólica	4	-	328	-4,0	0	-	0	-	332	-2,9
Otras renovables	146	12,5	0	-	0	-	0	-	147	12,7
No renovables	5	-39,3	244	-1,2	0	-	0	-	249	-2,4
Demanda (b.c)	5.408	3,9	8.095	6,5	184	6,9	145	2,5	13.832	5,4



Potencia instalada a 31-12-2004 (MW)

()				
Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta	Melilla	Total
0	I	0	0	1
510	0	0	0	510
1.038	2.086	48	56	3.228
0	0	0	0	0
1.548	2.087	48	56	3.739
0	I	0	0	I
3	152	0	0	156
34	0	0	0	34
5	65	0	0	71
43	218	0	0	261
1.590	2.306	48	56	4.000
	0 510 1.038 0 1.548 0 3 34 5	0 1 510 0 1 1 1 1 1 1 1 1	0 I 0 510 0 0 1.038 2.086 48 0 0 0 1.548 2.087 48 0 I 0 3 152 0 34 0 0 5 65 0 43 218 0	0 I 0 0 510 0 0 0 1.038 2.086 48 56 0 0 0 0 1.548 2.087 48 56 0 I 0 0 3 152 0 0 34 0 0 0 5 65 0 0 43 218 0 0

Evolución del sistema de transporte y transformación

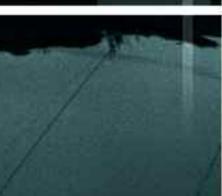
		2000	2001	2002	2003	2004
	Canarias	160	160	160	164	164
km de circuito a 220 kV	Baleares	163	163	165	165	165
	Total	323	323	325	329	329
km de circuito ≤ I 32 kV	Canarias	882	885	890	893	908
	Baleares	973	974	990	993	999
	Total	1.855	1.859	1.880	1.886	1.907
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	3.307	3.355	3.559	3.798	3.737
	Baleares	2.940	2.983	3.164	3.460	3.435
	Total	6.247	6.338	6.723	7.258	7.172

Incluye enlaces submarinos. Datos provisionales



104





El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas

92	Balance de energía eléctrica
93	Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
93	Producción del régimen ordinario y régimen especial
94	Potencia instalada del régimen ordinario
94	Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
95	Situación de las centrales eléctricas
96	Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
97	Potencia instalada del régimen especial
98	Estructura de la potencia instalada del régimen especial
98	Estructura de la energía adquirida al régimen especial
99	Energía adquirida al régimen especial
00	Previsión de instalación de ciclos combinados por Comunidades Autónomas peninsulares 2005-2007
01	Saldos de intercambios de energía entre Comunidades Autónomas peninsulares
02	Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2004
02	Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2004
03	Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólica 1999-2004
03	Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2004
04	Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2004

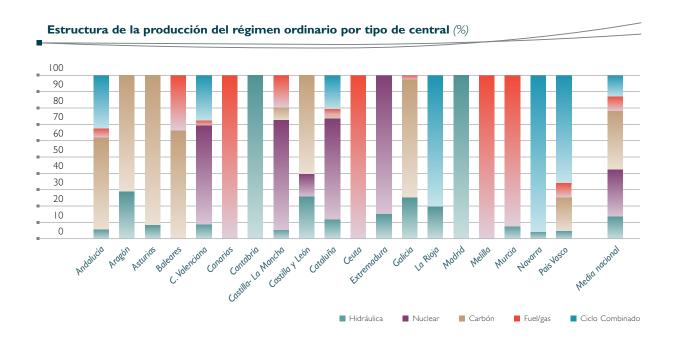
Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

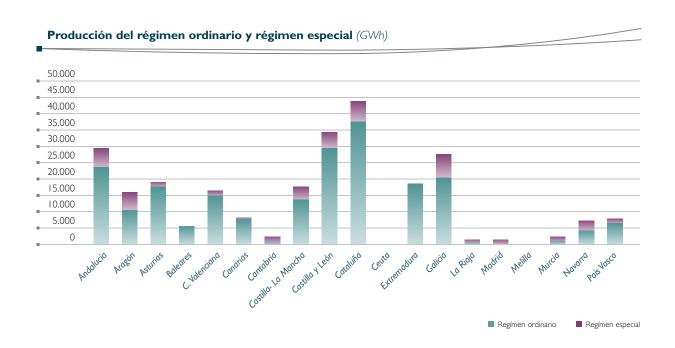
Balance de energía eléctrica (GWh)

	, ,									
						۵٥			Mancha	o'o'r
	Anddluć	ja Aragon	Asturias	Baleares	C. Volencis	Canarias	Cantabric	Castillar	a Mancha Castilla	Lev Catali
Hidráulica	1.309	3.163	1.418	0	1.297	0	630	726	7.940	4.404
Nuclear	0	0	0	0	9.148	0	0	9.782	4.047	24.278
Carbón	13.718	7.992	17.114	3.738	0	0	0	1.104	18.761	896
Fuel/gas (*)	1.279	0	0	1.875	468	7.992	0	2.841	0	1.185
Ciclo combinado	7.927	0	0	0	4.222	0	0	0	0	8.193
Régimen ordinario	24.234	11.155	18.532	5.613	15.135	7.992	630	14.454	30.749	38.95
- Consumos generación	-819	-603	-993	-360	-480	-472	-10	-1.008	-1.482	-1.407
Régimen especial	5.643	5.153	1.308	155	1.500	576	1.780	3.930	4.957	6.040
Generación neta	29.057	15.705	18.848	5.408	16.155	8.095	2.400	17.376	34.224	43.589
- Consumos bombeo	-868	-499	-109	0	-947	0	-732	-220	-386	-632
+ Saldo intercambios (**)	6.734	-2.974	-7.653	0	12.446	0	2.045	-7.064	-19.016	-2.510
Demanda (b.c.) 2004	34.923	12.232	11.086	5.408	27.654	8.095	3.713	10.091	14.823	40.447
Demanda (b.c.) 2003	33.246	11.285	10.194	5.206	27.349	7.602	3.661	9.584	13.256	40.185
Δ% 2004/2003	5,0	8,4	8,8	3,9	1,1	6,5	1,4	5,3	11,8	0,7
	Ceuta	Extreme	Galicia Galicia	La Rioja	Madrid	Melila	Murcia	Havarra	PaisVasc	Total
Hidráulica	0	2.903	5.310	76	106	0	74	153	268	29.776
Nuclear	0	16.351	0	0	0	0	0	0	0	63.60
Carbón	0	0	15.463	0	0	0	0	0	1.310	80.097
Fuel/gas (*)	194	0	415	0	0	154	975	0	533	17.912
Ciclo combinado	0	0	0	315	0	0	0	4.182	4.134	28.974
Régimen ordinario	194	19.254	21.188	391	106	154	1.049	4.335	6.245	220.365
- Consumos generación	-10	-691	-868	-16	-2	-9	-52	-118	-152	-9.550
Régimen especial	0	42	7.253	940	1.268	0	1.168	2.913	1.433	46.059
Generación neta	184	18.605	27.574	1.315	1.372	145	2.165	7.131	7.526	256.873
- Consumos bombeo	0	-63	-148	0	0	0	0	0	0	-4.605
+ Saldo intercambios (**)	0	-13.331	-8.458	-176	28.140	0	2.123	-2.794	9.460	-3.027
Demanda (b.c.) 2004	184	5.211	18.968	1.139	29.512	145	4.289	4.336	16.986	249.242
Demanda (b.c.) 2003	172	4.473	18.253	963	28.513	142	4.191	3.775	16.921	238.97
()	1/2	т.т/ 3	10.233	,05	20.515	1 12	1	5.,,5	10.721	

(**) Valor provisional. No incluye movimientos de energía en tensiones inferiores a 220 kV entre Comunidades Autónomas.

Un valor positivo indica un saldo de intercambios importador y un valor negativo exportador





Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

									vo.	
						no		,	Manci.	, e'o'n
	Anddluck	a Ardgon	Asturids	Baleares	C. Vdlencis	Canarias	Cantabria	Costillar	Manc.	Catalina
Hidráulica	1.046	1.284	661	0	1.326	1	389	725	3.979	2.206
Nuclear	-	=	=	0	1.085	0	-	1.226	466	3.142
Carbón	2.05	1.342	2.695	510	-	0	-	221	2.848	160
Fuel/gas (*)	1.061	-	-	1.038	1.084	2.086	-	948	-	1.870
Ciclo combinado	3.115	-	=	0	800	0	-	-	=	1.607
Total 2004	7.273	2.626	3.357	1.548	4.295	2.087	389	3.120	7.293	8.985
Total 2003	4.952	2.626	3.357	1.517	4.295	1.888	389	3.120	7.293	8.578
Δ% 2004/2003	46,9	0,0	0,0	2,0	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	4,7
			٥,							
	Ceuta	Extremad	Galicia Ju	La Rioja	Madrid	Melila	Murcia	Hayarra	Pais Vasco	Total
Hidráulica	0	2.148	2.681	8	59	0	28	11	105	16.658
Nuclear	0	1.957	-	-	-	0	-	-	-	7.876
Carbón	0	-	2.031	-	-	0	-	-	217	12.075
Fuel/gas (*)	48	-	470	-	-	56	578	-	919	10.158
Ciclo combinado	0	-	-	780	-	0	-	800	1.182	8.285
Total 2004	48	4.105	5.182	788	59	56	606	811	2.423	55.052
Total 2003	49	4.105	5.182	8	59	54	606	811	2.041	50.930

0,0

3,9

0,0

0,0

18,7 (*) Incluye GICC (Elcogás)

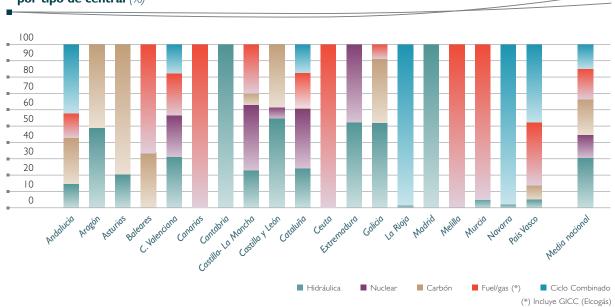
8,1

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

-1,0

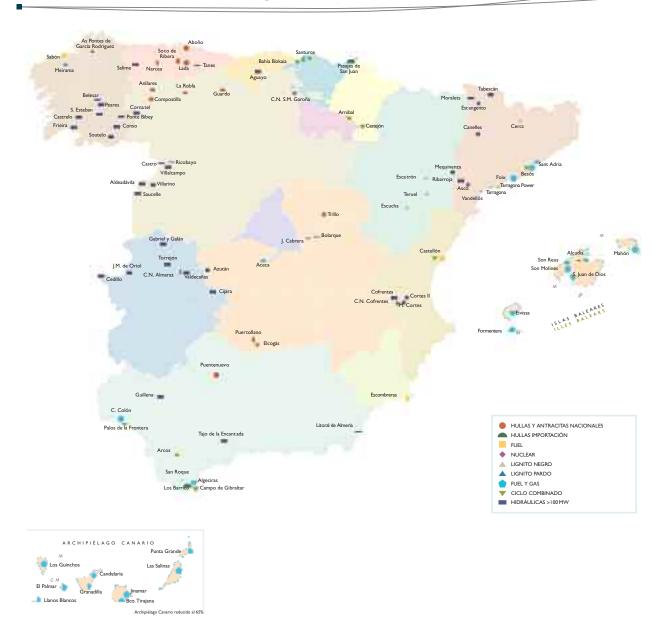
0,0

0,0



 $\Delta\%~2004/2003$

Situación de las centrales eléctricas del régimen ordinario



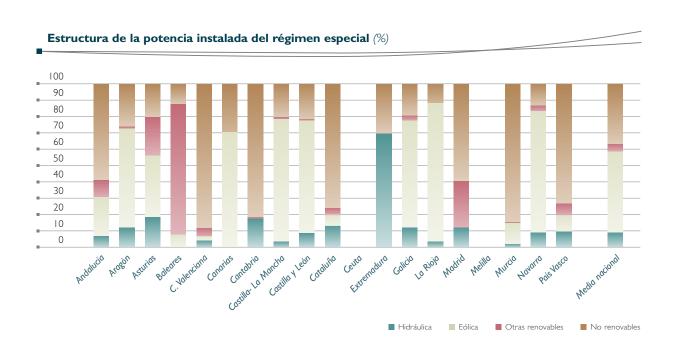
Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares (GWh)

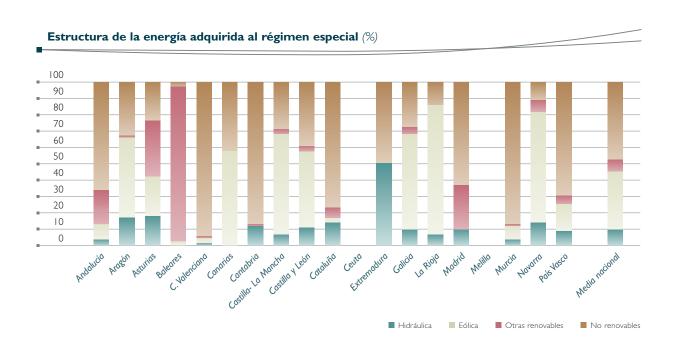
	Tibo	Potencia	<u> </u>	Energia (CM/h)	
Cantualas	Tipo	Potencia	2002	Energía (GWh)	
Centrales	Central	MW	2003	2004	Δ9
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	1.864	1.947	4,.
Litoral	Carbón importado	1.159	8.398	7.786	-7,3
_os Barrios	Carbón importado	568	3.549	3.985	12,3
Algeciras	Fuel/gas	753	819	716	-12,6
C.Colón	Fuel/gas	308	466	564	21,
San Roque I	Ciclo combinado	397	2.108	2.608	23,7
San Roque 2	Ciclo combinado	402	1.565	2.039	30,3
Arcos I	Ciclo combinado	387	-	122	50,5
		387		430	
Arcos 2	Ciclo combinado				•
Palos I	Ciclo combinado	377	-	282	
Palos 2(*)	Ciclo combinado	377	-	12	
Campo de Gibraltar I	Ciclo combinado	385	-	1.352	-
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	404	-	1.081	
Andalucía		6.227	18.768	22.925	22, I
Escatrón	Lignito negro	80	217	124	-42,7
Escucha	Lignito negro	160	655	671	2,5
Teruel	Lignito negro	1.102	6.772	7.197	6,3
Aragón		1.342	7.644	7.992	4,6
Aboño	Hulla+antracita	916	6.927	7.011	1,2
_ada	Hulla+antracita	513	2.315	2.636	13,9
Narcea Narcea	Hulla+antracita	595	3.683	3.534	-4,C
Soto de Ribera	Hulla+antracita	671	4.145	3.932	-5,1
	i iulia Patitracita				
Asturias		2.695	17.070	17.114	0,3
osé Cabrera	Nuclear	160	1.140	1.246	9,3
Trillo I	Nuclear	1.066	8.669	8.536	-1,5
Puertollano	Hulla+antracita	221	1.028	1.104	7,4
Aceca	Fuel/gas	628	918	1.097	19,5
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.672	1.744	4,3
	i deligas				
Castilla-La Mancha		2.395	13.427	13.727	2,2
Garoña	Nuclear	466	3.739	4.047	8,2
Anllares	Hulla+antracita	365	2.449	2.706	10,5
Compostilla	Hulla+antracita	1.312	7.164	8.089	12,9
Guardo	Hulla+antracita	516	2.513	3.550	41,2
_a Robla	Hulla+antracita	655	4.620	4.415	-4,4
	i iulia i ariti acita				
Castilla y León	N. I. I	3.314	20.485	22.808	11,3
Ascó I	Nuclear	1.028	7.918	8.075	2,0
Ascó II	Nuclear	1.027	8.887	7.260	-18,3
Vandellós II	Nuclear	1.087	8.525	8.943	4,9
Cercs	Lignito negro	160	578	896	54,9
Besós	Fuel/gas	300	77	0	-100,0
Foix	Fuel/gas	520	933	606	-35,0
San Adrián	Fuel/gas	1.050	563	579	2,9
Besós 3	Ciclo combinado	400	1.619	2.001	23,6
Besós 4	Ciclo combinado	400	1.949	2.871	47,3
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	374	2.151	474,5
Tarragona Power	Ciclo combinado	407	_	1.169	,-
Cataluña	2.2.3 655#1446	6.779	31.423	34.552	10,0
	N II				
Cofrentes	Nuclear	1.085	8.294	9.148	10,3
Castellón	Fuel/gas	1.084	342	468	37,1
Castellón 3	Ciclo combinado	800	3.024	4.222	39,6
C.Valenciana		2.969	11.660	13.838	18,7
Almaraz I	Nuclear	974	7.806	8.521	9,2
Almaraz II	Nuclear	983	6.897	7.830	13,5
	i vucicai				
Extremadura	12.29	1.957	14.703	16.351	11,2
Meirama	Lignito pardo	563	3.585	4.341	21,1
Puentes de García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	10.557	11.122	5,4
Sabón	Fuel/gas	470	610	415	-32,0
Galicia		2.501	14.752	15.878	7,6
Escombreras	Fuel/gas	578	1.174	975	-16,9
	i uci/gas				
Murcia	C: 1	578	1.174	975	-16,9
Arrúbal I (*)	Ciclo combinado	390	-	127	
Arrúbal 2(*)	Ciclo combinado	390	-	189	
La Rioja		780	-	315	
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	Ciclo combinado	400	1.602	2.027	26,5
Casteión I	Ciclo combinado	400	893	2.156	141
	CICIO COLLIDII IAUO	800			
Castejón 2			2.496	4.182	67,6
Castejón I Castejón 2 Navarra			1000	1010	
Castejón 2 Navarra Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	1.230	1.310	
Castejón 2 Navarra	Carbón importado Fuel/gas		1.230 463	1.310 533	
Castejón 2 Navarra Pasajes de San Juan		217			6,5 15,1 104,8
Castejón 2 Navarra Pasajes de San Juan Santurce Bahía Bizkaia	Fuel/gas Ciclo combinado	217 919 800	463	533 3.800	15,1
Castejón 2 Navarra Pasajes de San Juan Santurce	Fuel/gas	217 919	463	533	15,1

Potencia instalada	del régimen	especial (*	(MW)
--------------------	-------------	-------------	------

					•	٥			Mancha	ón
	Anddluci	a Aragan	Asturids	Baleares	C. Valencian	Canarias	Cantabria	Castillar	Monchia (deilla V	Les Catalur
Renovables	565	1.446	307	37	86	153	64	1.660	1.798	402
Hidráulica	98	241	72	0	31	0,5	61	66	181	227
Eólica	315	1.169	144	3	20	152	0	1.558	1.596	97
Otras renovables	151	36	91	34	34	0	3	36	22	77
Biomasa	151	35	37	0	23	0	1	27	20	26
R.S.Industriales	0	0	54	0	7	0	0	8	0	9
R.S.Urbanos	0	0	0	34	1	0	2	0	0	40
Solar	I	0	0	1	2	0	0	1	1	2
No renovables	805	511	79	5	622	65	284	426	507	1.315
Calor residual	42	0	19	0	7	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	69	0	0	0
Fuel-gasoil	108	46	27	5	77	65	12	217	85	264
Gas de refinería	121	0	0	0	31	0	0	0	0	0
Gas natural	533	464	33	0	507	0	203	210	423	1.051
Total 2004	1.370	1.956	386	43	707	218	348	2.086	2.306	1.716
Total 2003	1.283	1.750	337	39	680	199	348	1.496	1.587	1.664
Δ% 2004/2003	6,8	11,8	14,5	8,6	4,1	9,7	0,0	39,4	45,3	3,2
			٥,							
	Centa	Extremad	u. Galicia	La Rioja	Madrid	Melila	Murcia	Havarra	PaisVasco	Total
Renovables	0	17	2.537	357	163	0	71	1.092	144	10.898
Hidráulica	0	17	369	14	49	0	8	115	51	1.600
Eólica	0	0	2.064	342	0	0	59	932	53	8.507
Otras renovables	0	0	105	I	113	0	4	45	40	791
Biomasa	0	0	37	0	37	0	3	40	16	454
R.S.Industriales	0	0	68	0	10	0	0	0	22	178
R.S.Urbanos	0	0	0	1	64	0	0	0	0	142
Solar	0	0	0	0	3	0	I	4	1	17
		_	618	49	239	0	383	167	389	6.476
No renovables	0	7	010							
No renovables Calor residual	0	0	0	0	0	0	0	0	30	99
					0	0	0	0	30	99
Calor residual	0	0	0	0						
Calor residual Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69
Calor residual Carbón Fuel-gasoil	0 0	0 0 0	0 0 353	0 0 4	0 24	0	0 46	0	0	69
Calor residual Carbón Fuel-gasoil Gas de refinería	0 0 0	0 0 0	0 0 353 0 265	0 0 4 0	0 24 0	0 0	0 46 0	0 6 0	0 12 58	69 1.351 210
Calor residual Carbón Fuel-gasoil Gas de refinería Gas natural	0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 353 0	0 0 4 0 44	0 24 0 215	0 0 0 0	0 46 0 338	0 6 0 162	0 12 58 289	69 1.351 210 4.745

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y empresas eléctricas. (*) Datos provisionales





									Agricha	
	Andduc	io Aragon	Asturios	Baleares	C. Valencian	o Canarias	Cantabria	Costillor L	A Manco	Cataluí
Renovables	1.867	3.449	1.002	150	84	332	220	2.773	3.009	1.402
Hidráulica	204	854	234	0	22	3	203	244	524	824
Eólica	517	2.528	306	4	33	328	0	2.418	2.338	204
Otras renovables	1.146	66	462	146	28	0	17	111	147	374
Biomasa	1.146	66	55	0	19	0	7	94	146	107
R.S.Industriales	0	0	407	0	9	0	0	16	0	16
R.S.Urbanos	0	0	0	146	0	0	10	0	0	248
Solar	1	0	0	1	1	0	0	1	I	2
No renovables	3.776	1.704	307	5	1.416	244	1.559	1.157	1.948	4.639
Calor residual	61	0	9	0	9	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	716	0	0	0
Fuel-gasoil	442	69	152	5	121	244	1	392	235	451
Gas de refinería	587	0	0	0	11	0	0	0	0	0
Gas natural	2.686	1.635	146	0	1.275	0	842	765	1.713	4.188
Total 2004	5.643	5.153	1.308	155	1.500	576	1.780	3.930	4.957	6.040

4.481

15,0

5.616

0,5

1.131

15,7

138

12,3

1.606

-6,6

Energía adquirida al régimen especial (*) (GWh)

Total 2003

 $\Delta\%$ 2004/2003

			Mila						.0	
	Centa	Extremo	Galicia	La Rioja	Madrid	Melila	Murcia	Hayarra	PaisVasa	Total
Renovables	0	21	5.190	805	465	0	143	2.581	437	23.929
Hidráulica	0	21	695	62	120	0	32	380	126	4.547
- Eólica	0	0	4.195	740	0	0	96	1.983	226	15.916
Otras renovables	0	0	300	3	345	0	15	218	86	3.466
Biomasa	0	0	43	0	17	0	14	212	66	1.992
R.S.Industriales	0	0	257	0	0	0	0	0	19	725
R.S.Urbanos	0	0	0	3	325	0	0	0	0	732
Solar	0	0	0	0	3	0	1	6	1	18
No renovables	0	21	2.063	135	802	0	1.026	332	995	22.130
Calor residual	0	0	0	0	0	0	0	0	92	172
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	716
Fuel-gasoil	0	0	1.192	5	42	0	116	4	29	3.500
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	0	8	605
Gas natural	0	21	871	130	761	0	910	328	867	17.137
Total 2004	0	42	7.253	940	1.268	0	1.168	2.913	1.433	46.059
Total 2003	0	46	6.749	686	1.130	0	1.411	2.458	1.328	42.133
Δ% 2004/2003	-	-8,9	7,5	37,0	12,2	-	-17,2	18,5	7,8	9,3

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y empresas eléctricas. (*) 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. Datos provisionales

59 I

-2,6

1.651

7,8

3.231

21,6

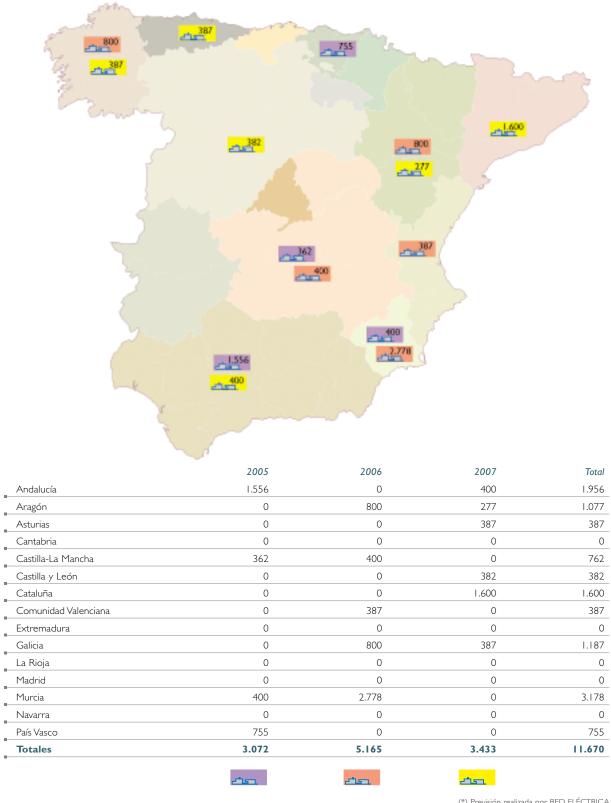
3.989

24,3

5.891

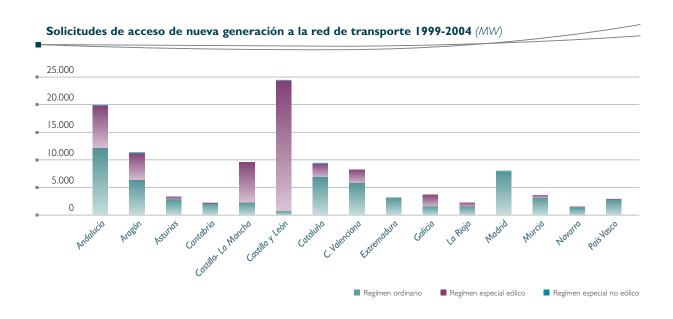
2,5

Previsión de instalación de ciclos combinados por Comunidades Autónomas peninsulares 2005-2007 (*) (MW)



Saldos de intercambios de energía entre Comunidades Autónomas peninsulares (GWh)





Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2004 (1) (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	18	12.089	10.615	0	1.474
Aragón	10	6.390	2.989	3.364	37
Asturias	3	2.737	774	1.963	0
Cantabria	3	2.080	770	0	1.310
Castilla-La Mancha	4	2.327	727	1.600	0
Castilla y León	4	3.021	388	2.633	0
Cataluña	10	6.893	3.583	3.310	0
C. Valenciana	5	5.704	5.078	626	0
Extremadura	4	3.214	0	3.214	0
Galicia	2	1.587	1.587	0	0
La Rioja	2	1.600	800	0	800
Madrid	8	7.937	3.383	3.770	784
Murcia	3	3.178	3.178	0	0
Navarra	3	1.136	1.136	0	0
País Vasco	4	2.731	2.731	0	0
Total Peninsular	83	62.623	37.738	20.480	4.405

(1) De los 62.623 MW solicitados, el 94,7 % corresponde a ciclos combinados, el 3,6 % a generación de carbón y el 1,7 % a generación hidráulica

^(*) Datos a 31 de diciembre de 2004. 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 eólica 1999-2004 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	40	7.727	6.619	0	1.108
Aragón	48	4.868	2.016	2.603	249
Asturias	4	605	534	71	0
Cantabria	1	174	174	0	0
Castilla-La Mancha	30	7.303	6.148	401	753
Castilla y León	128	16.046	13.223	676	2.147
Cataluña	36	2.391	2.282	0	109
C. Valenciana	12	2.577	2.577	0	0
Extremadura	0	0	0	0	0
Galicia	16	2.050	1.917	104	29
La Rioja	П	587	587	0	0
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	7	496	0	40	456
Navarra	9	462	413	0	49
País Vasco	4	310	100	210	0
Total	346	45.597	36.590	4.105	4.901

Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2003 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	5	220	170	0	50
Aragón	9	137	137	0	0
Asturias	I	50	50	0	0
Cantabria	1	76	76	0	0
Castilla-La Mancha	0	0	0	0	0
Castilla y León	1	29	29	0	0
Cataluña	8	152	119	0	33
C.Valenciana	0	0	0	0	0
Extremadura	0	0	0	0	0
Galicia	2	29	29	0	0
La Rioja	0	0	0	0	0
Madrid	I	45	0	0	45
Murcia	0	0	0	0	0
Navarra	0	0	0	0	0
País Vasco	0	0	0	0	0
Total Peninsular	28	737	609	0	128

^(*) Datos a 31 de diciembre de 2004. 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 1999-2004 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MVA)	Solicitudes gestionadas (MVA)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MVA)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MVA)
Andalucía	36	4.043	2.603	850	590
Aragón	17	2.056	1.656	400	0
Asturias	3	140	140	0	0
Cantabria	2	8	8	0	0
Castilla-La Mancha	6	1.025	120	315	590
Castilla y León	13	858	393	400	65
Cataluña	61	6.741	3.775	1.526	1.440
C. Valenciana	31	4.542	1.785	1.027	1.730
Extremadura	7	793	268	525	0
Galicia	12	1.114	774	75	265
La Rioja	2	215	70	0	145
Madrid	41	7.025	1.975	3.365	1.685
Murcia	2	825	450	375	0
Navarra	0	0	0	0	0
País Vasco	6	540	360	180	0
Total Peninsular	239	29.924	14.376	9.038	6.510

^(*) Datos a 31 de diciembre de 2004. 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 (r	ninutos)
	RED ELÉCTRICA	Red de transporte	RED ELÉCTRICA	Red de transporte
Andalucía	796,8	796,8	11,38	11,38
Aragón	6,5	6,5	0,39	0,39
Asturias	=	=	=	-
Cantabria	-	6,1	-	0,86
Castilla La Mancha	-	=	-	-
Castilla y León	-	-	-	-
Cataluña	10,0	15,0	0,12	0,18
C.Valenciana	-	262,8	-	5,26
Extremadura	-	-	-	-
Galicia	21,3	21,3	0,60	0,60
La Rioja	-	-	-	-
Madrid	3,7	139,2	0,06	2,31
Murcia	-	-	-	-
Navarra	2,3	2,3	0,29	0,29
País Vasco	-	0,2	=	0,01







Comparación internacional

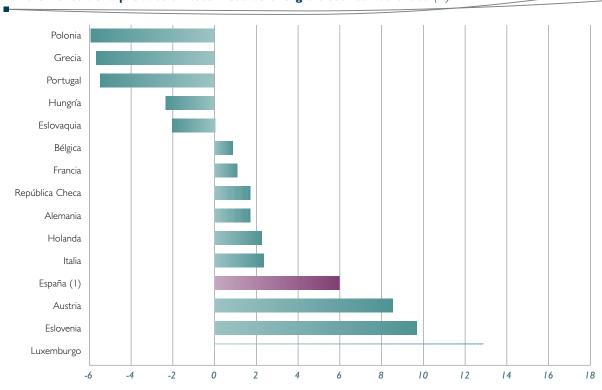
108	Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
108	Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2004/2003
109	Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
109	Incremento de la demanda de energía eléctrica 2004/2003
110	Incremento de la demanda de energía eléctrica 2004/2001
110	Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
Ш	Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
Ш	Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
112	Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
112	Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
113	Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
113	Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
114	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica 2004. UCTE
115	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes
116	Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
116	Tarifas de transporte en países pertenecientes a ETSO

Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

IIIICIIIDI OJ UC IU O O I L	(1 **11)			
	2003	2004	% 04/03	
Alemania	559,9	569,3	1,7	
Austria	57,8	62,7	8,5	
Bélgica	81,6	82,3	0,8	
Eslovaquia	28,9	28,3	-2,0	
Eslovenia	12,9	14,1	9,8	
España (I)	229,3	243,0	6,0	
Francia	540,9	546,6	1,1	
Grecia	52, I	49,2	-5,7	
Holanda	92,6	94,6	2,2	
Hungría	31,5	30,8	-2,3	
Italia	280,2	286,6	2,3	
Luxemburgo	3,6	4,0	12,9	
Polonia	150,8	141,8	-5,9	
Portugal	44,3	41,8	-5,6	
República Checa	76,7	77,9	1,6	
Total	2.243,0	2.273,1	1,3	
		-		

Fuente: UCTE. Incluye adquisiciones al régimen especial (1) Sistema peninsular

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2004/2003 (%)



(1) Sistema peninsular

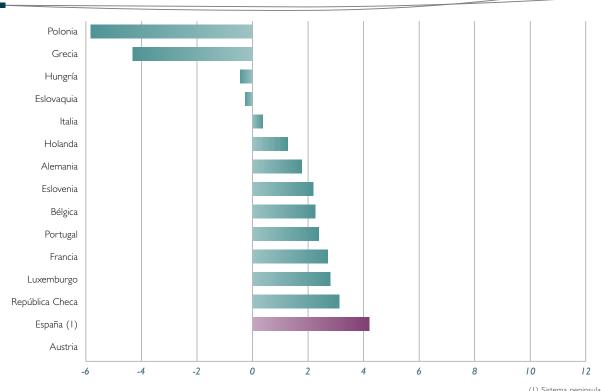
Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

de la OCTE (TVVII)			
	2003	2004	% 04/03
Alemania	543,0	552,7	1,8
Austria	57,0	62,9	10,3
Bélgica	86,5	88,4	2,2
Eslovaquia	26,4	26,3	-0,3
Eslovenia	13,0	13,3	2,2
España (I)	225,8	235,4	4,2
Francia	464,8	477,2	2,7
Grecia	53,6	51,2	-4,4
Holanda	109,6	110,9	1,2
Hungría	38,4	38,2	-0,5
Italia	320,7	321,8	0,4
Luxemburgo	6,2	6,4	2,8
Polonia	I38,3	I 30,3	-5,8
Portugal	46,8	47,9	2,3
República Checa	59,9	61,7	3,1
Total	2.189,9	2.224,5	1,6

Fuente: UCTE.

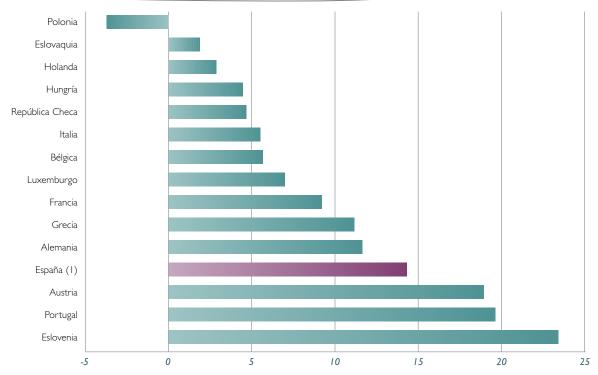
(I) Demanda peninsular en b.c.

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2004/2003 (%)



(I) Sistema peninsular





(I) Sistema peninsular

Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Día de la semana	Fecha	Hora	Punta Máxima (MW)	Temperatura (°C)
Alemania	Jueves	16 de diciembre	18:00	77.200	-1,4
Austria	Jueves	16 de diciembre	17:30	8.962	-
Bélgica	Lunes	20 de diciembre	18:15	13.708	-1,4
Eslovaquia	Jueves	16 de diciembre	17:00	4.319	-3,6
Eslovenia	Jueves	25 de noviembre	19:00	2.006	-1,0
España	Martes	2 de marzo	21:00	37.724	4,9
Francia	Miércoles	22 de diciembre	6:00	81.400	2,3
Grecia	Lunes	12 de julio	11:30	9.370	35,0
Holanda	Martes	21 de diciembre	17:30	15.601	-2,7
Hungría	Lunes	15 de diciembre	16:00	6.012	-2,7
Italia	Jueves	16 de diciembre	17:00	53.606	7,6
Luxemburgo	Jueves	18 de noviembre	12:00	994	6,9
Polonia	Jueves	23 de diciembre	17:00	21.146	2,0
Portugal	Jueves	9 de diciembre	19:45	8.261	6,9
República Checa	Jueves	16 de diciembre	17:00	10.157	-4,5

Fuente: UCTE.

Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (kWh/hab.)

de la OCTE (KVVIIIIIdD.)					
	2003	2004	$\Delta\%$		
Alemania	6.579	6.696	1,8		
Austria	7.032	7.721	9,8		
Bélgica	8.350	8.801	5,4		
Eslovaquia	4.905	4.889	-0,3		
Eslovenia	6.540	6.676	2,1		
España	5.436	5.559	2,3		
Francia	7.793	7.967	2,2		
Grecia	4.869	4.639	-4,7		
Holanda	6.766	6.819	0,8		
Hungría	3.788	3.778	-0,3		
Italia	5.594	5.559	-0,6		
Luxemburgo	13.801	14.079	2,0		
Polonia	3.619	3.411	-5,7		
Portugal	4.499	4.573	1,6		
República Checa	5.870	6.045	3,0		
Total	6.025	6.095	1,2		

Fuente: UCTE. Consumo per cápita = Consumo total / nº hab.

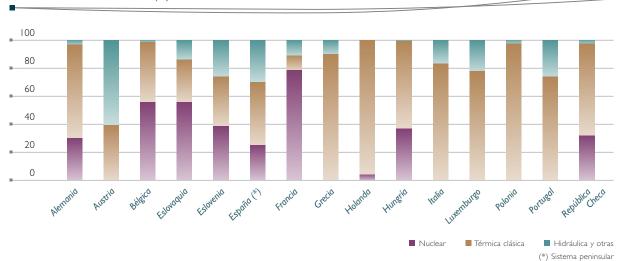
Datos de población: Eurostat

Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Nu	clear	Térmico	a clásica	Hidráulica y otras		Total
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh
Alemania	158,4	27,8	387,5	68,1	23,4	4,1	569,3
Austria	0,0	0,0	24,7	39,3	38,0	60,7	62,7
Bélgica	45,4	55,2	35,3	42,9	1,6	1,9	82,3
Eslovaquia	15,7	55,3	8,6	30,4	4,0	14,3	28,3
Eslovenia	5,5	38,6	4,9	34,6	3,8	26,8	14,1
España (*)	60,9	25,1	108,3	44,5	73,9	30,4	243,0
Francia	426,8	78, I	55,4	10,1	64,5	11,8	546,6
Grecia	0,0	0,0	44,2	90,0	4,9	10,0	49,2
Holanda	3,6	3,8	91,0	96,2	0,0	0,0	94,6
Hungría	11,2	36,4	19,4	62,9	0,2	0,6	30,8
Italia	0,0	0,0	238,6	83,2	48,0	16,8	286,6
Luxemburgo	0,0	0,0	3,1	77,5	0,9	22,5	4,0
Polonia	0,0	0,0	138,3	97,5	3,5	2,5	141,8
Portugal	0,0	0,0	30,5	72,9	11,3	27,1	41,8
República Checa	24,8	31,9	50,6	64,9	2,5	3,2	77,9
Total	752,2	33,1	1.240,3	54,6	280,6	12,3	2.273,1

Fuente: UCTE. Incluye adquisiciones al régimen especial. (*) Sistema peninsular





Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

Hidráulica y otras	Nuclear	Térmica clásica	Prod. Total Neta	Consumos en Bombeo	Saldo Intercambios	Demanda
23,4	158,4	387,5	569,3	9,3	-7,3	552,7
38,0	0,0	24,7	62,7	3,0	3,2	62,9
1,6	45,4	35,3	82,3	1,7	7,8	88,4
4,0	15,7	8,6	28,3	0,1	-1,9	26,3
3,8	5,5	4,9	14,1	0,0	-0,8	13,3
73,9	60,9	108,3	243,0	4,6	-3,0	235,4
64,5	426,8	55,4	546,6	7,3	-62,1	477,2
4,9	0,0	44,2	49,2	0,8	2,8	51,2
0,0	3,6	91,0	94,6	0,0	16,2	110,9
0,2	11,2	19,4	30,8	0,0	7,5	38,2
48,0	0,0	238,6	286,6	10,3	45,5	321,8
0,9	0,0	3,1	4,0	1,1	3,4	6,4
3,5	0,0	138,3	141,8	2,2	-9,3	130,3
11,3	0,0	30,5	41,8	0,4	6,5	47,9
2,5	24,8	50,6	77,9	0,7	-15,4	61,7
	y otras 23,4 38,0 1,6 4,0 3,8 73,9 64,5 4,9 0,0 0,2 48,0 0,9 3,5 11,3	y otras 23,4 158,4 38,0 0,0 1,6 45,4 4,0 15,7 3,8 5,5 73,9 60,9 64,5 426,8 4,9 0,0 0,0 3,6 0,2 11,2 48,0 0,0 0,9 0,0 3,5 0,0 11,3 0,0	y otras Nuclear clásica 23,4 158,4 387,5 38,0 0,0 24,7 1,6 45,4 35,3 4,0 15,7 8,6 3,8 5,5 4,9 73,9 60,9 108,3 64,5 426,8 55,4 4,9 0,0 44,2 0,0 3,6 91,0 0,2 11,2 19,4 48,0 0,0 238,6 0,9 0,0 3,1 3,5 0,0 138,3 11,3 0,0 30,5	y otras Nuclear clásica Total Neta 23,4 158,4 387,5 569,3 38,0 0,0 24,7 62,7 1,6 45,4 35,3 82,3 4,0 15,7 8,6 28,3 3,8 5,5 4,9 14,1 73,9 60,9 108,3 243,0 64,5 426,8 55,4 546,6 4,9 0,0 44,2 49,2 0,0 3,6 91,0 94,6 0,2 11,2 19,4 30,8 48,0 0,0 238,6 286,6 0,9 0,0 3,1 4,0 3,5 0,0 138,3 141,8 11,3 0,0 30,5 41,8	y otras Nuclear clásica Total Neta en Bombeo 23,4 158,4 387,5 569,3 9,3 38,0 0,0 24,7 62,7 3,0 1,6 45,4 35,3 82,3 1,7 4,0 15,7 8,6 28,3 0,1 3,8 5,5 4,9 14,1 0,0 73,9 60,9 108,3 243,0 4,6 64,5 426,8 55,4 546,6 7,3 4,9 0,0 44,2 49,2 0,8 0,0 3,6 91,0 94,6 0,0 0,2 11,2 19,4 30,8 0,0 48,0 0,0 238,6 286,6 10,3 0,9 0,0 3,1 4,0 1,1 3,5 0,0 138,3 141,8 2,2 11,3 0,0 30,5 41,8 0,4	y otras Nuclear clásica Total Neta en Bombeo Intercambios 23,4 158,4 387,5 569,3 9,3 -7,3 38,0 0,0 24,7 62,7 3,0 3,2 1,6 45,4 35,3 82,3 1,7 7,8 4,0 15,7 8,6 28,3 0,1 -1,9 3,8 5,5 4,9 14,1 0,0 -0,8 73,9 60,9 108,3 243,0 4,6 -3,0 64,5 426,8 55,4 546,6 7,3 -62,1 4,9 0,0 44,2 49,2 0,8 2,8 0,0 3,6 91,0 94,6 0,0 16,2 0,2 11,2 19,4 30,8 0,0 7,5 48,0 0,0 238,6 286,6 10,3 45,5 0,9 0,0 3,1 4,0 1,1 3,4 3,5 0,0 138,3

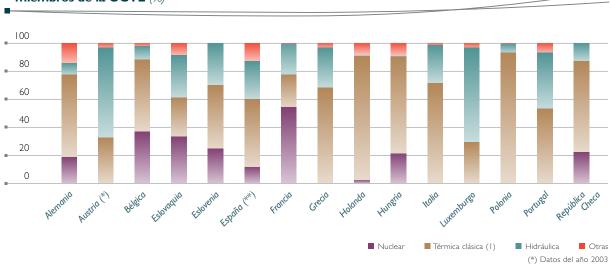
Fuente: UCTE. Incluye adquisiciones al régimen especial. (*) Sistema peninsular

Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Nuclear		Térmica	Térmica clásica (1)		áulica	Otras		Total
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW
Alemania	20,5	17,8	68, I	59,3	9,0	7,8	17,3	15,1	114,9
Austria (*)	0,0	0,0	5,9	32,3	11,7	64,0	0,7	3,7	18,3
Bélgica	5,8	36,8	8,1	51,4	1,5	9,5	0,4	2,3	15,8
Eslovaquia	2,6	32,8	2,3	28,4	2,4	30,1	0,7	8,7	8,1
Eslovenia	0,7	24,0	1,3	45,2	0,9	30,9	0,0	0,0	2,8
España (**)	7,6	11,3	32,9	49,0	18,0	26,9	8,6	12,8	67,0
Francia	63,4	54,3	26,9	23,1	25,4	21,8	1,1	0,9	116,7
Grecia	0,0	0,0	7,2	67,7	3,1	28,7	0,4	3,6	10,7
Holanda	0,4	2,1	18,8	88,7	0,0	0,2	1,9	9,0	21,2
Hungría	1,8	21,2	5,7	68,7	0,0	0,6	0,8	9,5	8,3
Italia	0,0	0,0	57,0	71,7	20,8	26,1	1,7	2,1	79,5
Luxemburgo	0,0	0,0	0,5	28,6	1,1	67,7	0,1	3,6	1,7
Polonia	0,0	0,0	29,4	92,6	2,2	6,9	0,1	0,5	31,7
Portugal	0,0	0,0	6,2	52,7	4,7	40,2	0,8	7,0	11,7
República Checa	3,5	21,7	10,6	65,0	2,1	13,1	0,0	0, I	16,3
Total	106,3	20,3	280,7	53,5	103,0	19,6	34,5	6,6	524,4

Fuente: UCTE. (*) Datos del año 2003 (**) Sistema peninsular
(I) Incluye ciclos combinados

Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (%)



(**) Sistema peninsular (I) Incluye ciclos combinados

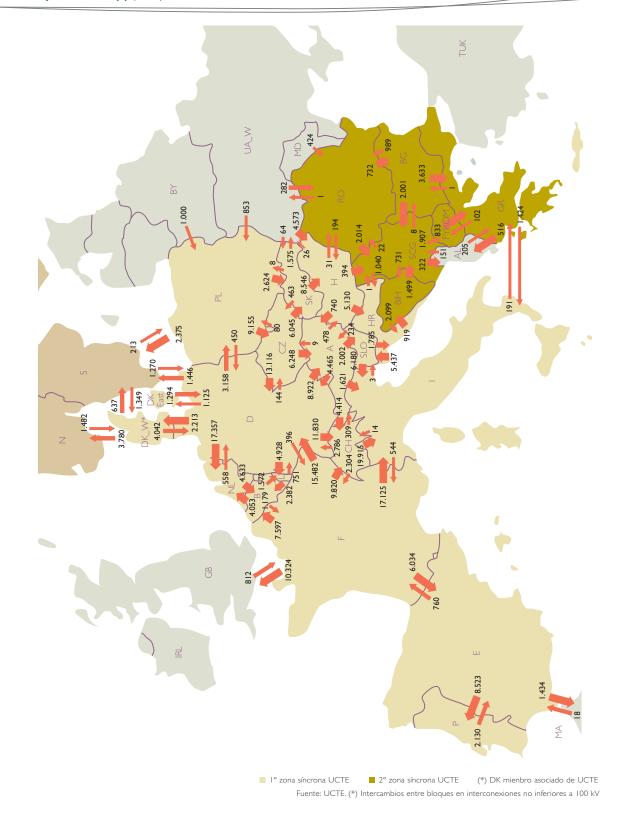
Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica 2004.

UCTE (*) (GWh)

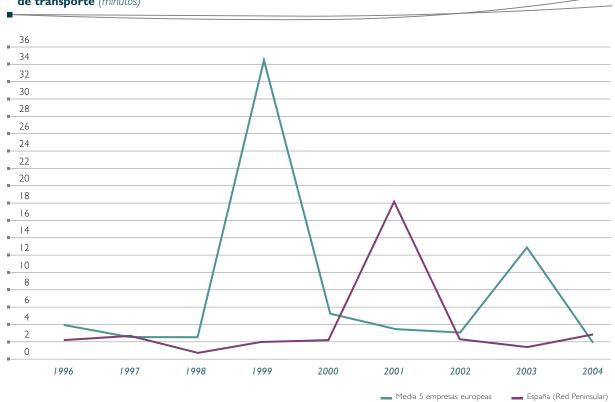
JCIL () (OWII)			
	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	838	356	482
Alemania (D)	44.214	51.519	-7.305
Austria (A)	16.453	12.994	3.459
Bélgica (B)	14.612	6.804	7.808
Bielorrusia (BY)	0	1.000	-1.000
Bosnia (BIH)	1.650	3.598	-1.948
Bulgaria (BG)	741	6.623	-5.882
Chequia (CZ)	9.770	25.489	-15.719
Croacia (HR)	10.054	6.357	3.697
Dinamarca (DK)	5.044	8.459	-3.415
Eslovaquia (SK)	8.733	10.592	-1.859
Eslovenia (SLO)	7.442	8.199	-757
España (E)	8.112	11.139	-3.027
Francia (F)	5.995	66.382	-60.387
FYROM	2.009	833	1.176
Gran Bretaña (GB)	10.324	812	9.512
Grecia (GR)	4.862	2.043	2.819
Holanda (NL)	21.410	5.191	16.219
Hungría (H)	13.791	6.321	7.470
Italia (I)	46.265	752	45.513
Luxemburgo (L)	6.500	3.133	3.367
Marruecos (MA)	1.434	18	1.416
Moldavia (MD)	0	424	-424
Polonia (PL)	5.312	14.603	-9.29
Portugal (P)	8.523	2.130	6.393
Rumanía (RO)	1.748	2.941	-1.193
Serbia y Montenegro (SCG)	6.060	4.030	2.030
Suecia (S)	4.458	2.832	1.626
Suiza (CH)	26.083	25.314	769
Turquia (TR)	0	0	(
Ucrania (UA)	1.602	5.772	-4.170

Fuente: UCTE. Datos a junio 2005 (*) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes (*) (GWh)



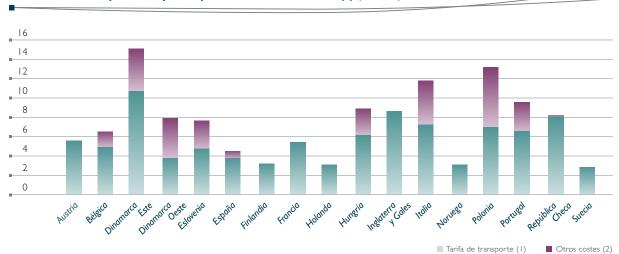




TIM = ENS/Potencia media del sistema

Fuente: Empresa europeas (Italia, Reino Unido, Portugal, Suecia y Francia). Elaboración propia

Tarifas de transporte en países pertenecientes a ETSO (*) (€/MWh)



(*) Tarifas aplicadas a consumidor conectado en la red de transporte, con demanda máxima de potencia de 40 MW y 5.000 horas de utilización. Fuente: ESTO. Comparison on transmission pricing in Europe: Synthesis 2004

(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.





Glosario de términos

Agentes externos: productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español.

Banda de regulación: es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación, con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

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 el calor generado en la combustión de turbinas de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una turbina de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

Comercializadores: son aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema.

Adicionalmente, pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. A partir de 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

Consumidores cualificados: consumidor que puede elegir suministrador de energía eléctrica. Según el Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio, a partir del I de enero de 2003 tienen la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

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: contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualificado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

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 realice 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 del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

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. Energías renovables: son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la mini-hidráulica, solar, eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

Energías no renovables: aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Garantía de potencia: es una retribución que tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

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.

Gestión de desvíos: tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda 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.

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 consecuencia del conjunto de transacciones programadas en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Interrumpibilidad: derecho del transportista de suspender en todo o en parte el servicio que realiza debido a limitaciones que reducen la capacidad de la red, lo que solo se realiza si peligra la fiabilidad del sistema o existe una situación de emergencia.

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 mercado diario e intradiario y los mercados de operación.

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.

Mercados de operación: tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA, como responsable de la operación del sistema.

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

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

Producción b.a. (bornes de alternador): producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.

Producción b.c. (barras de central): energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

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

Producible hidráulico: cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas

para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa base de funcionamiento (PBF): es el resultado de agregar al programa base de casación (programa resultante del mercado diario), la energía adquirida por los distribuidores al régimen especial y los contratos bilaterales ejecutados. Asimismo contiene el desglose de las producciones previstas por los grupos generadores. Este desglose es necesario como paso previo a la realización del análisis de seguridad del PBF.

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: instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial. Comprende la energía producida por todas las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre y al Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.

Régimen ordinario: instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las mayores de 50 MW que pertenecen al régimen especial.

Regulación secundaria: servicio complementario que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Se retribuye por dos conceptos: banda de regulación y energía de regulación secundaria.

Regulación terciaria: servicio complementario que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la acción manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Reservas hidroeléctricas 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: se derivan de situaciones de alerta debidas a indisponibilidades del equipo generador, de la red de transporte o a demandas diferentes de las supuestas en el análisis de seguridad que se efectúa sobre el PBF.

Restricciones técnicas PBF: con posterioridad al Programa Base de funcionamiento, se analizan los programas de producción de los grupos (unidades físicas) y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar que estos programas son compatibles con que el suministro de energía eléctrica se realiza con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y, en su caso, se resuelven las restricciones técnicas. En caso de que se identifiquen restricciones técnicas, éstas se resuelven modificando (redespachando) los programas de producción, dando lugar a un programa técnicamente viable.

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 (en el futuro se desarrollará el servicio complementario de Reposición del servicio).

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 30 de junio del 2005

Edita: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA P° del Conde de los Gaitanes, 177 28109 Alcobendas · Madrid www.ree.es

Diseño y maquetación: Estudio Gráfico Juan de la Mata

www.juandelamata.com