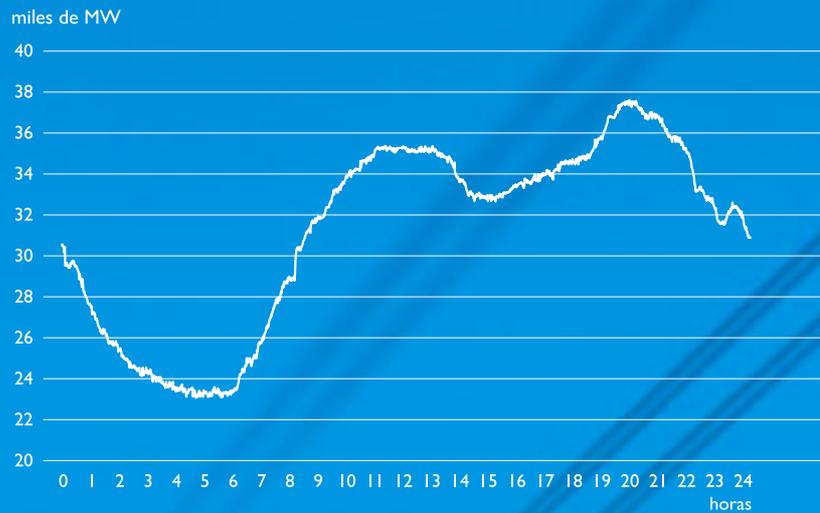
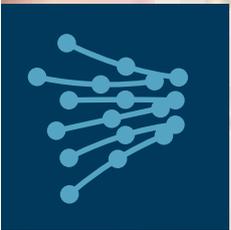




■ 2003

El Sistema Eléctrico Español





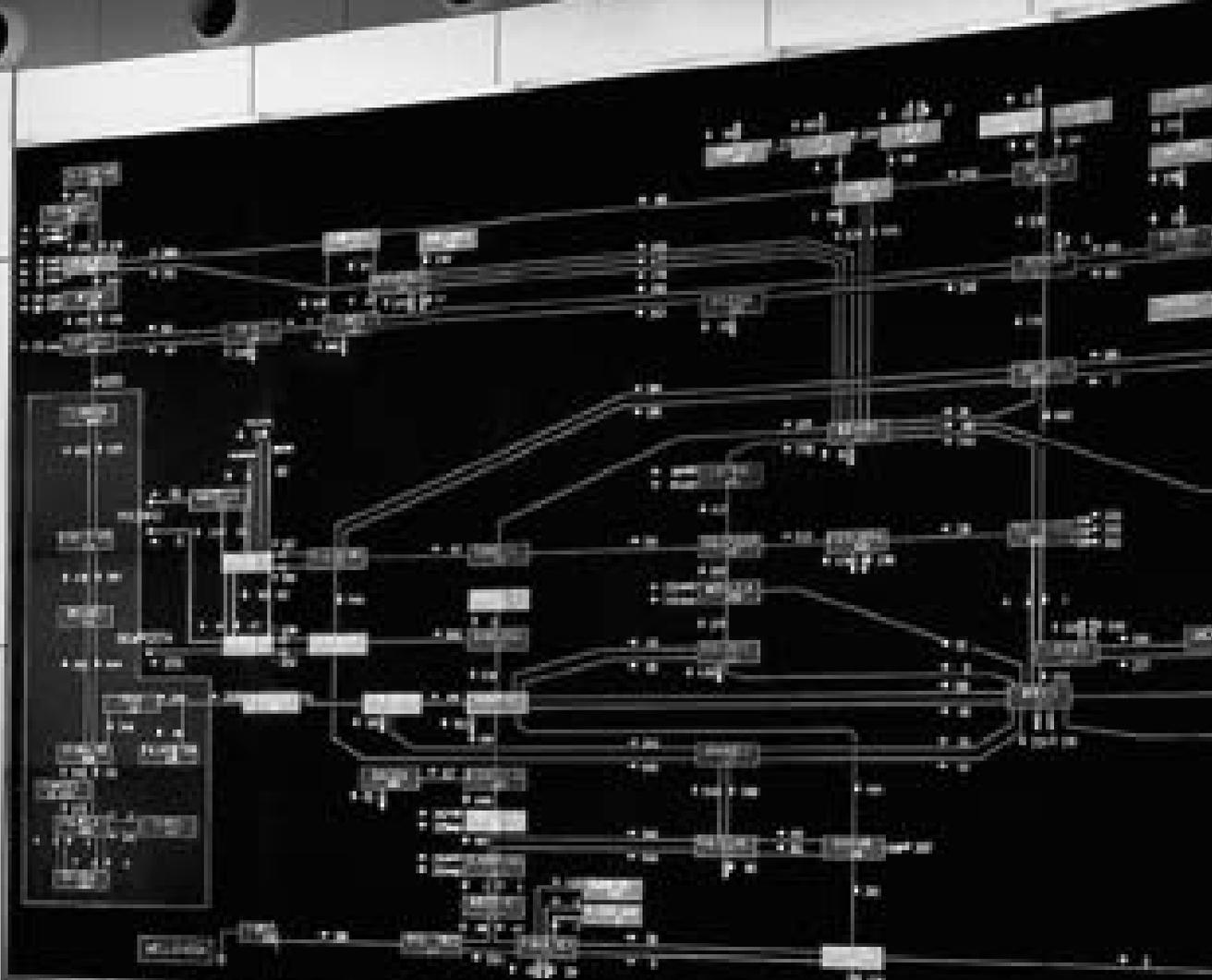


Índice general



El Sistema Eléctrico Español 2003	5
Sistema Peninsular	19
1. Demanda de energía eléctrica	19
2. Cobertura de la demanda	25
3. Régimen ordinario	31
4. Régimen especial	45
5. Operación del sistema	49
6. Red de transporte	63
7. Calidad de servicio	71
8. Intercambios internacionales	77
Sistemas Extrapeninsulares	85
El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas	91
Comparación Internacional	107
Glosario de términos	119

04 Dec 2004 18:33:15
33.450 MW
50.009 Hz
TE 24 MW
Lubr 1.500 MW
Sjar 898 MW





El Sistema Eléctrico Español en 2003

El aspecto más destacado del comportamiento del Sistema Eléctrico en 2003 ha sido la evolución de la demanda de energía eléctrica, que un año más ha mantenido un crecimiento por encima de la media registrada en los países de la Europa occidental 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 2003 el 2,4%, 0,4 puntos mayor que en 2002, frente al incremento del 0,4% que registró el conjunto de países de la zona euro.

En el ámbito regulatorio, el hecho más destacado de 2003 ha sido la plena elegibilidad de suministrador eléctrico por los consumidores, en aplicación del Real Decreto 6/2000 de 23 de junio.

Durante este ejercicio 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:

- Ley 36/2003, de 11 de noviembre, de medidas de reforma económica.
- Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulización del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares.

Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ascendió a 224.208 GWh, lo que supone un incremento del 6,2% respecto a 2002, que descontando los efectos de laboralidad y temperatura alcanza el 4,8%.

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 9,6%.

Como resultado, la demanda total nacional se ha incrementado un 6,3% en el ejercicio del año 2003, frente al 2,7% del año anterior:

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, durante el año 2003 se han establecido nuevos

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

	PIB	Incremento de demanda	
		comp. actividad económica	ΔDemanda
1999	4,2	6,1	6,5
2000	4,2	6,5	5,8
2001	2,8	4,9	5,4
2002	2,0	3,8	2,7
2003	2,4	4,8	6,2
1999-2003	12,0	21,5	21,6

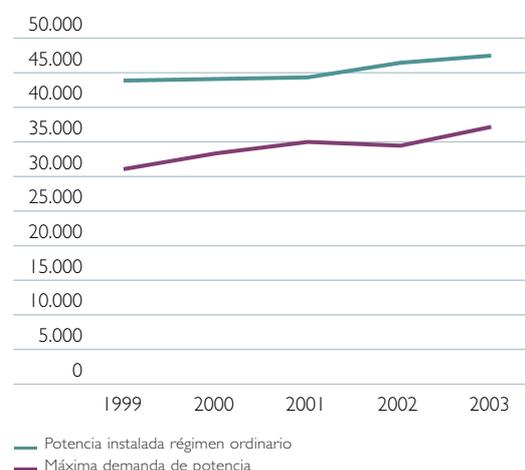
Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	Incremento 02/01	Incremento 03/02
Demanda en b.c.	2,7	6,2
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-1,0	1,2
Efecto laboralidad	-0,1	0,2
Efecto actividad económica y otros	3,8	4,8

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

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

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



máximos. Así el máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en los 20.134 GWh registrados en enero, mientras que el máximo valor de energía diaria se produjo el 19 de febrero con 753 GWh. El día 18 de febrero se alcanzaron los récords históricos tanto de demanda de potencia media horaria como de punta de potencia entre las 19 y las 20 horas con 37.212 MW y 37.600 MW respectivamente.

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 34.538 MW y 708 GWh respectivamente.

Cobertura de la demanda

La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2003, era

Balance de potencia a 31-12-2003. Sistema eléctrico nacional (MW)

	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	2.996	9.926
Ciclo Combinado	4.394	-	4.394
Total régimen ordinario	47.422	3.507	50.929
Hidráulica	1.496	0,5	1.496
Eólica	5.361	130	5.491
Otras renovables	674	36	711
No renovables	6.270	74	6.344
Total régimen especial	13.801	241	14.042
Total	61.223	3.748	64.971

(*) Incluye GICC (Elcogás)

Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%03/02	GWh	%03/02	GWh	%03/02
Hidráulica	38.773	72,1	1	28,1	38.774	72,1
Nuclear	61.875	-1,8	-	-	61.875	-1,8
Carbón	72.249	-8,3	3.547	0,1	75.796	-7,9
Fuel/Gas (*)	8.035	-51,2	9.667	13,7	17.703	-29,1
Ciclo Combinado	14.990	182,4	-	-	14.990	182,4
Producción (b.a.)	195.922	5,3	13.215	9,7	209.138	5,6
- Consumos en generación	8.061	-3,4	825	2,0	8.886	-2,9
- Consumos bombeo	4.678	-32,8	-	-	4.678	-32,8
Producción (b.c.)	183.182	7,3	12.390	10,3	195.574	7,4
+ Intercambios internacionales	1.264	-76,3	-	-	1.264	-76,3
+ Régimen especial	39.762	13,3	729	-0,3	40.491	13,0
Hidráulica	4.933	30,9	2	35,3	4.935	30,9
Eólica	11.798	27,5	342	-1,8	12.140	26,4
Otras renovables	3.223	13,9	130	10,0	3.353	13,8
No renovables	19.808	3,0	255	-3,3	20.063	2,9
Demanda (b.c.)	224.208	6,2	13.119	9,6	237.329	6,3

(*) Incluye GICC (Elcogás)

de 61.223 MW, de los cuales 47.422 MW correspondían al régimen ordinario y 13.801 MW al régimen especial.

Durante el año 2003 la potencia instalada ha aumentado 1.676 MW, de los que 1.600 corresponden a la entrada en servicio de tres grupos de ciclo combinado. Asimismo se dieron de baja equipos de fuel-oil por 564 MW. Por su parte la potencia correspondiente al régimen especial se incrementó respecto al año anterior en 1.138 MW, de los cuales el 73,1% corresponden a generación eólica.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aumentado su producción neta en un 7,3%, aportando el 81,7% de la demanda. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial han aumentado un 13,3% y el saldo importador de los intercambios internacionales se ha reducido un 76,3%, cubriendo respectivamente el 17,7% y el 0,6% de la demanda.

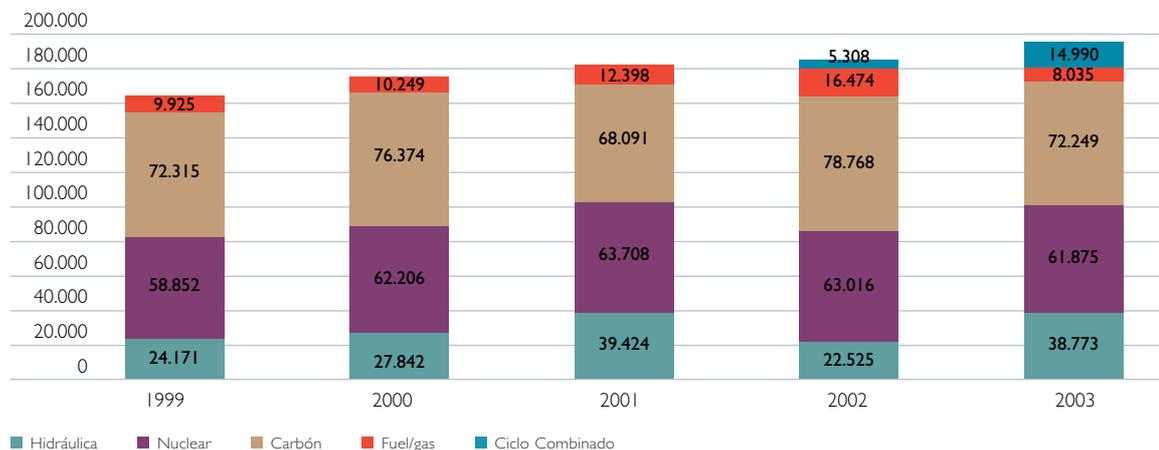
Régimen ordinario

La estructura de la producción del sistema peninsular perteneciente al régimen ordinario ha variado sensiblemente respecto a la del año anterior, como consecuencia del fuerte incremento de las producciones hidroeléctrica y de ciclos combinados.

La producción hidroeléctrica ha sido un 72,1% superior a la de 2002, aportando el 19,8% de la generación total del régimen ordinario, casi ocho puntos porcentuales más que el año anterior. Como consecuencia de la mayor hidráulidad, las centrales de carbón y fuel-oil han reducido sus producciones en un 8,3% y en un 51,2% respectivamente.

La entrada en funcionamiento de tres nuevas centrales de ciclo combinado ha conducido a un elevado incremento de producción con esta tecnología, un 182,4% más que el año anterior, con una participación del 7,7% en la estructura de la producción del régimen ordinario, casi cinco puntos porcentuales superior a 2002.

Estructura de la producción en b.a. del régimen ordinario por tipo de central (GWh)



Desde el punto de vista hidrológico, el año 2003 ha sido un año húmedo en su conjunto alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 33.273 GWh, un 15% superior al valor histórico medio y un 58% por encima del registrado en 2002.

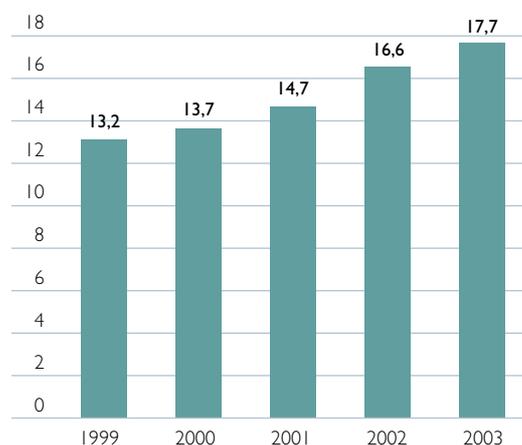
A pesar del elevado registro de producible hidroeléctrico, la alta generación hidroeléctrica del conjunto del año ha conducido a un ligero descenso de las reservas hidroeléctricas peninsulares durante la segunda mitad de año. Dichas reservas han alcanzado un 58% de su capacidad máxima al final del año, 2 puntos porcentuales inferior a las del año 2002.

Régimen especial

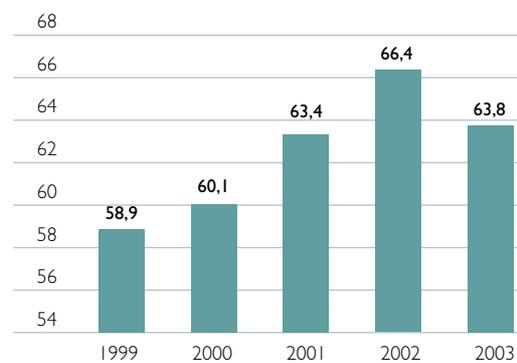
La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 17,7% de la demanda en barras de central, un punto porcentual más que en 2002.

Las energías renovables han igualado por primera vez su participación a la de las energías no renovables aportando el 50% del total de energía del régimen especial,

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



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



Datos provisionales
Fuente: CNE

cinco puntos porcentuales más que en el 2002. De esta forma, las energías renovables se han incrementado en un 25,9%, siendo la energía eólica la que ha contribuido en más de la mitad a este crecimiento.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 63,8 €/MWh, un 3,9% inferior al del año anterior:

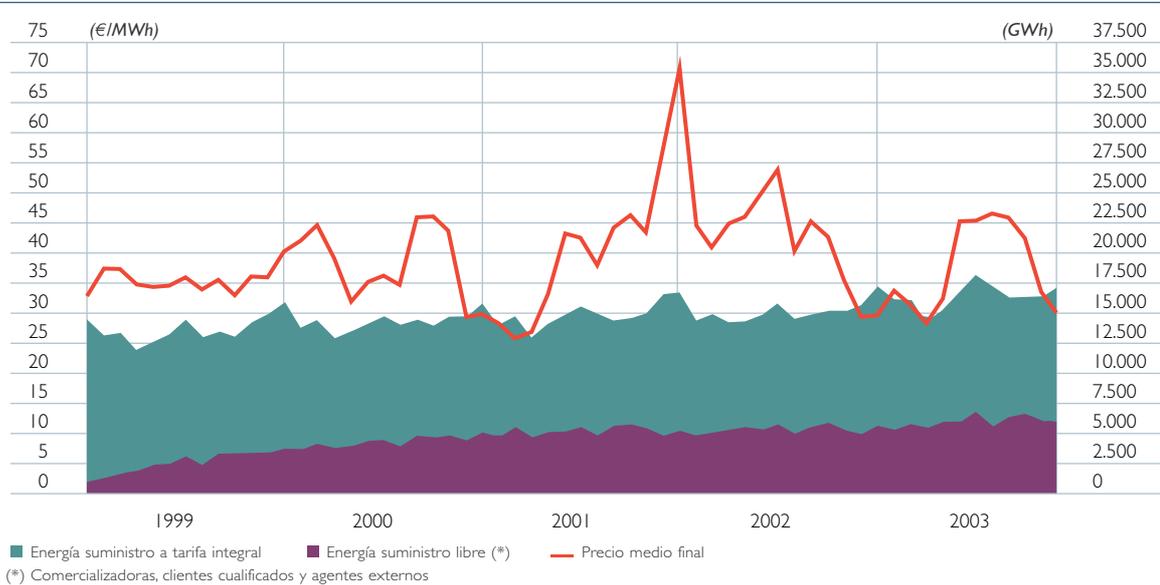
Operación del sistema

Durante el año 2003 la energía contratada en el mercado de generación (excluyendo la demanda del consumo de bombeo) ha sido de 197.971 GWh, un 9% más que en el año anterior. De este total, el 36% corresponde a las comercializadoras, consumidores cualificados y agentes externos para la exportación y el 64% restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 37,26 €/MWh, un 18,5% inferior al del año 2002.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 81,2% del precio total,

Evolución de la energía mensual y precios en el mercado de producción



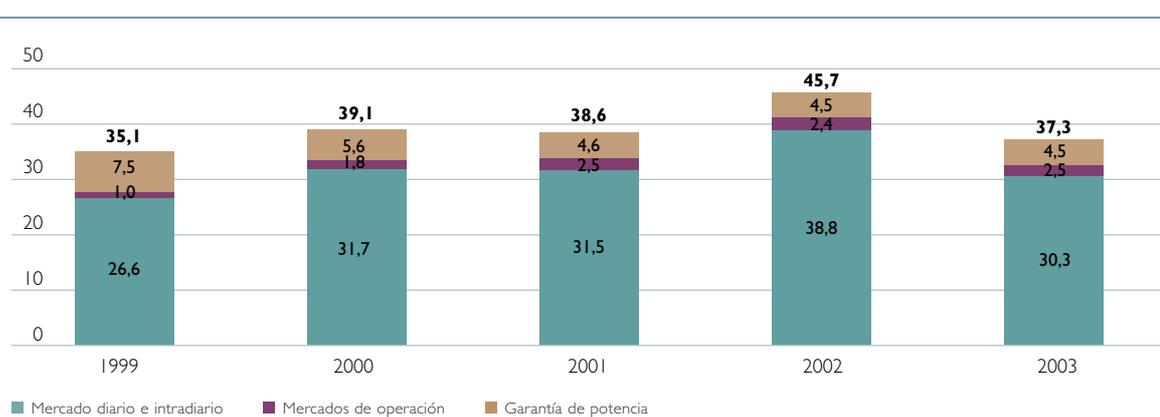
mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 12,1% y el coste resultante de los mercados de operación y el coste derivado de la gestión de los contratos internacionales ha supuesto el 6,7%.

En el mercado diario se han gestionado un total de 198.046 GWh, lo que supone el 97,3% de la energía total adquirida, con un precio medio de

30,26 €/MWh. Respecto al año anterior, la energía adquirida en el mercado diario aumentó en un 7,3% y el precio disminuyó un 22,2%.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 17.758 GWh de la que un 30,9% ha supuesto aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado

Precios horarios finales en el mercado de producción (€/MWh)



intradía es de 28,45 €/MWh, un 6% inferior al del mercado diario.

La repercusión del mercado intradía sobre el precio final de la energía ha representado una disminución de 0,003 €/MWh.

La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de los mercados de operación ascendió a 12.718 GWh, un 19,6% superior a la del año 2002 y representa un 6,2% de la energía total adquirida en el mercado de producción. La repercusión de estos mercados sobre el precio final de la energía es de 2,30 €/MWh, lo que representa un 6,2% del precio final de la energía.

La energía programada por solución de restricciones técnicas tras la casación del mercado diario fue de 4.409 GWh, un 83,1% más que en el año 2002, con una repercusión de 0,97 €/MWh frente a los 0,59 €/MWh del año anterior.

En año 2003, la potencia media horaria de regulación ha ascendido a 1.190 MW, con una repercusión media en el precio final de 0,78 €/MWh. En el año anterior la repercusión del coste de banda de regulación secundaria fue de 1,07 €/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 suponen una repercusión de 0,55 €/MWh sobre el precio final de la energía, valor inferior en un 28,5% al del año 2002.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2003 asciende a 1.967 GWh, la energía de regulación terciaria asciende a 3.648

GWh, la energía de gestión de desvíos a 2.018 GWh y la de restricciones en tiempo real a 675 GWh.

Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales programados durante el año 2003 han ascendido a un total de 15.894 GWh, valor superior en un 14% al registrado durante 2002. Este crecimiento se produce como consecuencia del incremento del 71% del volumen de programas de exportación respecto a 2002, lo que ha compensado ampliamente la disminución, en un 11%, de los programas de importación.

El saldo de los programas de intercambio fue importador, por un valor de 1.200 GWh, lo que representa una reducción del 77% respecto al saldo importador de 2002.

El volumen total de los programas de importación, 8.547 GWh, fue ejecutado en un 81% del total a través de la interconexión con Francia (6.903 GWh). Además, se importaron 1.633 GWh y 11 GWh a través de las interconexiones con Portugal y Marruecos, respectivamente.

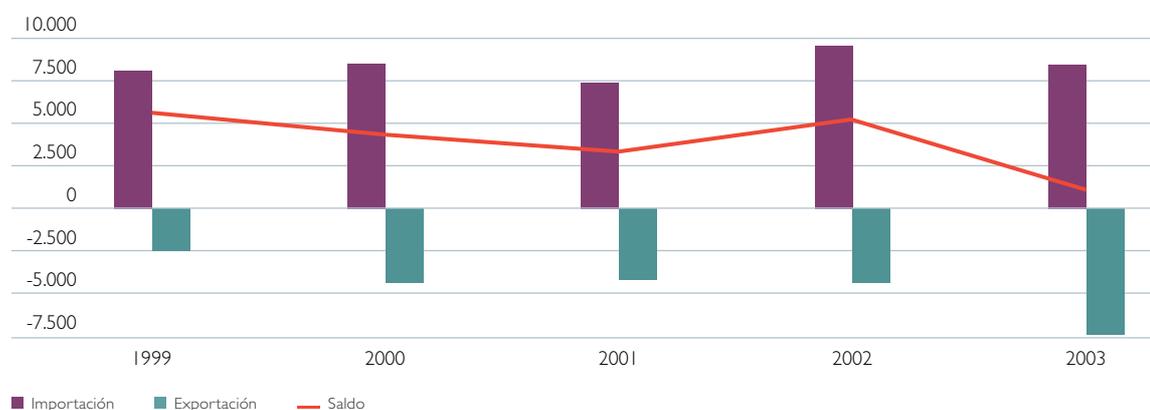
Los programas de exportación han alcanzado un volumen total de 7.347 GWh, ejecutándose en un

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

Contratos de RED ELÉCTRICA	4.159
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-2.968
Comercializadoras	-2.005
Productores	-218
Agentes externos	-745
Intercambios de apoyo desde sistema eléctrico español	0
Intercambios de apoyo al sistema eléctrico español	10
Total	1.200

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales programados (GWh)



Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.160	86
Suministro de RED ELÉCTRICA a EDF	2	4

60% a través de la interconexión con Portugal (4.433 GWh), y en un 20% y un 16% a través de las interconexiones con Marruecos y Francia, respectivamente, a lo que se han sumado 271 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 2002 han sido los de la interconexión con Francia, en sentido importador, con una utilización media del 62% frente al 96% en 2002, y en sentido exportador, en la interconexión con Portugal, que ha alcanzado un valor próximo al 50%, frente al 31% de 2002.

Red de transporte

Durante el año la red de transporte se ha incrementado en un total de 560 km, de los cuales 525

Evolución del sistema de transporte y transformación*

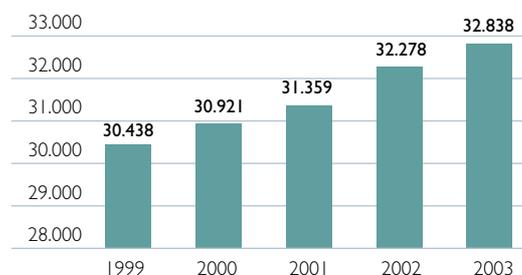
		1999	2000	2001	2002	2003
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	14.278	14.658	14.839	15.745	16.270
	Otras empresas	260	260	341	285	285
	Total	14.538	14.918	15.180	16.030	16.555
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.280	4.280	4.327	11.185	11.193
	Otras empresas	11.620	11.723	11.852	5.063	5.091
	Total	15.900	16.003	16.179	16.248	16.283
Capacidad de transformación 400/AT (MVA) (**)	RED ELÉCTRICA	17.913	19.613	20.213	26.966	31.616
	Otras empresas	26.144	26.149	27.499	16.206	16.206
	Total	44.057	45.762	47.712	43.172	47.822

(*) Situación a 31 de diciembre de cada año

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

Los datos de 2002 y 2003 reflejan la adquisición de los activos de transporte a otras empresas por RED ELÉCTRICA

Evolución de la red de transporte de 400 y 220 kV (km)*



(*) Situación a 31 de diciembre de cada año

corresponden a circuitos de 400 kV y 35 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 4.650 MVA. Este año se han puesto en servicio dos reactancias de 150 MVA cada una en la red de transporte.

Es significativo resaltar que desde el año 1996, la red de transporte española se ha incrementado más que ninguna otra en Europa, poniéndose en servicio durante este período un total de 3.159 km.

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 97,95%, superior a la registrada en 2002, que fue del 97,62%. La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,04%.

Durante el año 2003 se registraron 25 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que ha supuesto un total de energía no suministrada de 466 MWh. El tiempo de interrupción medio de la red de transporte ha sido de 1,10 minutos, 0,92 minutos menos que en 2002, muy inferior al valor de referencia que figura en el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre que debe ser inferior a 15 minutos.

Seguridad del sistema

RED ELÉCTRICA determina la incorporación o retirada de la generación necesaria para que en todo momento se cumplan los criterios de seguridad establecidos en el correspondiente procedimiento

Calidad de la red de transporte

Año	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	RED ELÉCTRICA(*)	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA(*)	Resto empresas	Total
1999	0	676	676	0,00	1,93	1,93
2000	1	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

(*) En el año 2003 para Red Eléctrica se incluyen los activos adquiridos
ENS: Energía no suministrada
TIM: Tiempo de interrupción medio

de operación “Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico”.

Durante el año 2003 se ha aplicado interrumpibilidad de tipo C los días 12 y 13 de junio y el 10 de julio, todos ellos en época de calor. La zona afectada ha sido la mitad sur de la península: Andalucía, zona Centro y Levante, el primer día, y sólo Andalucía, los otros dos días. La potencia interrumpida ha sido de 600 MW, el día 12 de junio, y 350 y 400 MW, en los días 13 de junio y 10 de julio, respectivamente.

Costes del suministro de energía eléctrica

El coste medio del suministro de energía eléctrica en el año 2003 ha sido de 69,8 €/MWh. Este coste recoge el importe de la energía adquirida por los consumidores cualificados en el mercado de producción, y 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 65,5% de este coste, del que el 50,2% corresponde al coste de

generación de la energía en el mercado de producción y el 15,3% al de la energía generada por el régimen especial. Por su parte, los costes de las actividades de transporte y distribución suponen el 4,7% y el 20,5%, respectivamente, y los 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 9,2% del coste total del suministro.

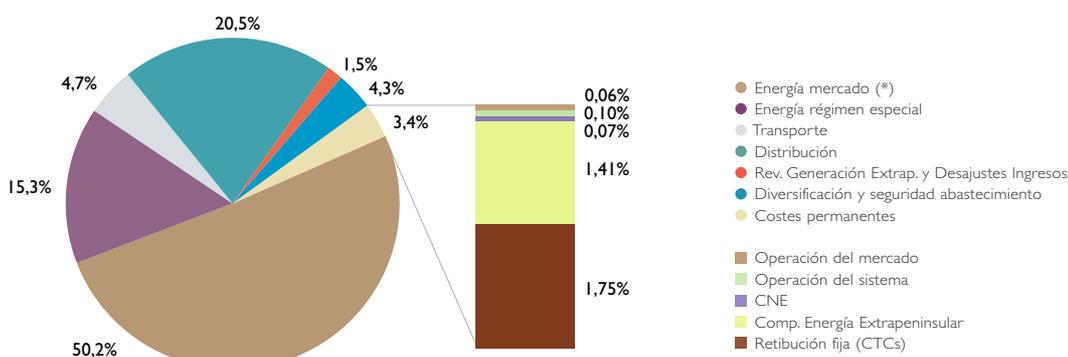
Sistema eléctrico internacional

El año 2003, en lo que respecta al Sistema Eléctrico en el contexto internacional, podría recordarse como el año de los “apagones”.

El día 3 de febrero se produjo un apagón completo en Argelia, motivado por la pérdida de alimentación de gas natural que provocó la desconexión de 350 MW, con la consiguiente actuación de las redes de las interconexiones entre Marruecos y Argelia.

Durante el mes de marzo se sucedieron dos apagones, prácticamente consecutivos, en Colombia y Ecuador.

Componentes del coste de suministro de energía eléctrica (%)



(*) Incluye el coste de adquisición de la energía en el mercado tanto por los distribuidores como por los comerciantes y consumidores cualificados

Cortes de suministro más importantes en el sistema eléctrico internacional

	Fecha	Consumidores afectados	Demanda (MW)	Tiempo de reposición
Canadá y EE.UU	14 de ago.	50.000.000	61.800	24 horas(*)
Londres	28 de ago.	410.000	720	47 minutos
Birmingham	5 de sep.	20.000	253	11 minutos
Sur de Suecia y Este de Dinamarca	23 de sep.	4.000.000	6.600	2 horas
Italia (excepto Cerdeña)	28 de sep.	60.000.000	27.702	20 horas

(*) Después de las 24 horas quedaban por reponer 19.900MW

Pero sin duda los más significativos por su repercusión internacional, el número de afectados y las consecuencias económicas fueron los ocurridos en Europa y Norteamérica.

Según se indica en los estudios realizados, las causas que desencadenaron el apagón del 14 de agosto en Canadá y EE.UU. fueron debidas principalmente a la complejidad de la operación y de la organización sectorial y a la baja inversión en generación y transporte por la insuficiente rentabilidad.

Asimismo, el apagón de Italia provocado por un problema importante de falta de coordinación en la operación, tuvo especiales repercusiones por el impacto ocasionado.

Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)

En noviembre de 2001 se firmó entre las administraciones española y portuguesa un protocolo de colaboración para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad. En dicho protocolo se establecieron las distintas etapas y procedimientos para la convergencia progresiva de los sistemas eléctricos de España y Portugal hacia el objetivo de un mercado eléctrico único. Dos cumbres hispano-lusas, la de Valencia en octubre de 2002 y la de Figueira da Foz de

noviembre de 2003, han permitido definir con mayor claridad las condiciones de funcionamiento del nuevo mercado común. La firma el 20 de enero de 2004 del acuerdo por el que las dos administraciones se comprometen al comienzo del mercado Ibérico ha sido, con todo, el hito definitivo.

A partir de la firma del protocolo RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE) y REDE ELÉCTRICA NACIONAL (REN) han realizado un trabajo común que se ha desarrollado en varios campos entre los que destacan:

- **Medidas organizativas.** Siguiendo el "Modelo de Mercado de las Comisiones Reguladoras" publicado el 13 de enero de 2003, REE y REN con el apoyo del Operador del Mercado de Electricidad (OMEL), realizaron el diseño de las medidas técnicas y organizativas para la necesaria puesta en funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad.
- **Procedimientos de operación.** A finales de 2003, REE y REN habían desarrollado y presentado para su aprobación a las Administraciones de ambos países los siguientes Procedimientos de Operación:
 - "Funcionamiento del Sistema".
 - "Operación del Sistema de Producción y Transporte"
 - "Caracterización de la Red de Transporte"

- "Base de Datos Estructural del Sistema"
- "Mantenimiento de la Red de Transporte"

- **Previsión de la demanda, análisis de la cobertura de la demanda y planificación conjunta.**

En este campo se han realizado conjuntamente los siguientes informes:

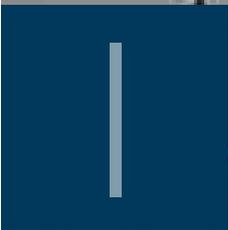
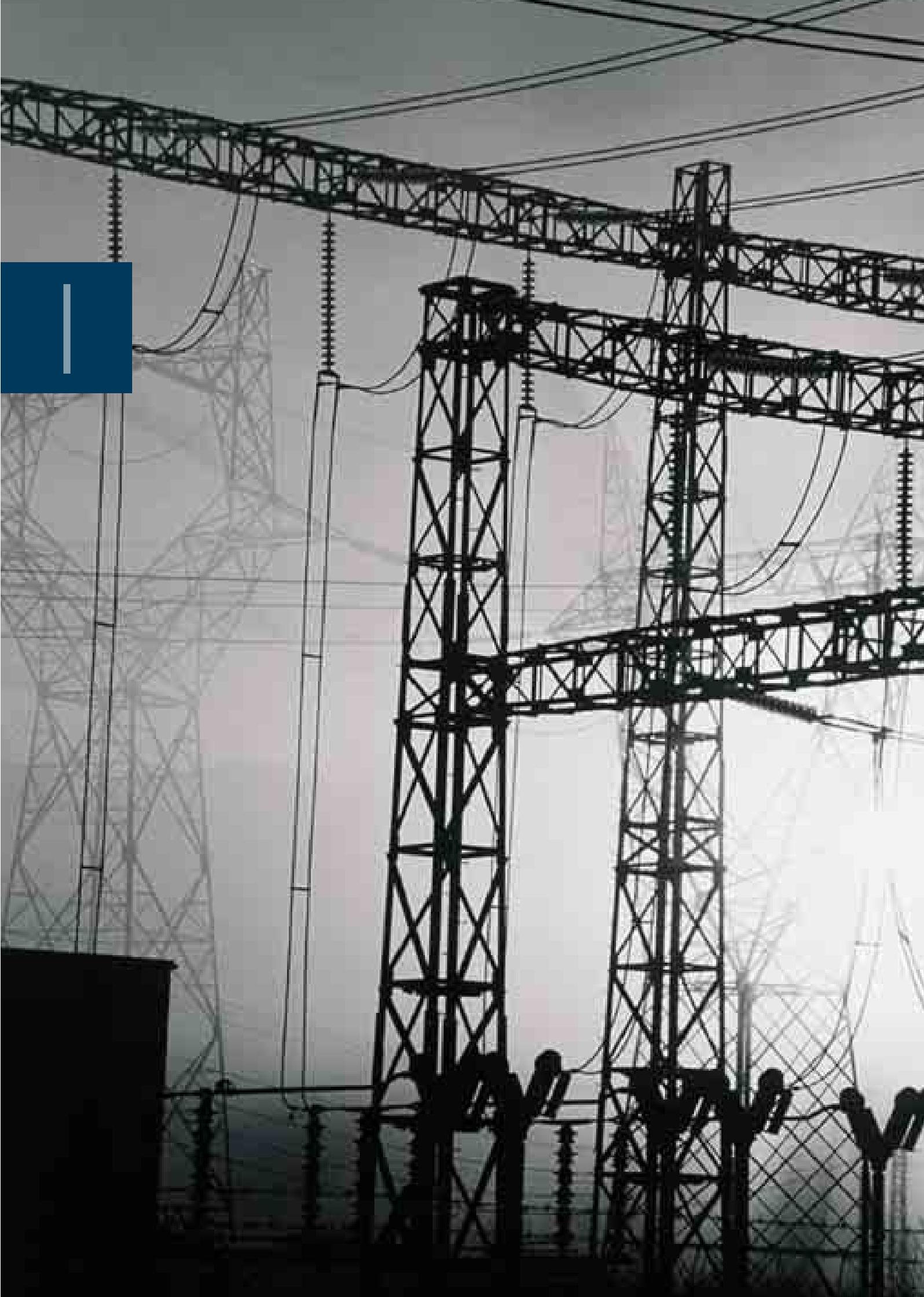
- Desarrollo de la red de España y Portugal para la implantación del MIBEL. Estudio conjunto REE- REN. Horizonte 2004/05 y 2007/08.
- Previsión de la cobertura y planificación conjunta. Resumen 2003.
- Previsión de la demanda en barras de central para el período 2004-2015.
- Metodología de previsión de la demanda de electricidad.
- Previsión conjunta de la cobertura de la demanda para el período 2004-2015.

- **Establecimiento y refuerzo de interconexiones.**

La situación de las interconexiones que REE y REN han definido de cara a la integración del Mercado Ibérico es la siguiente:

- Interconexión Cartelle-Lindoso: El segundo circuito se ha puesto en servicio en abril de 2004.
- Interconexión Alqueva-Balboa: La puesta en servicio está prevista para diciembre de 2004.
- Eje del Tajo: están previstas las repotenciaciones para incrementar las capacidades de transporte para el horizonte 2004-2006.
- Eje del Duero: se prevé la construcción de una nueva subestación en Portugal a 400 kV (Douro Internacional) y nuevas interconexiones a 400 kV para el horizonte 2007.

Además de estas actuaciones, REE y REN han trabajado en una propuesta conjunta de un mecanismo de mercado para la gestión de la interconexión.



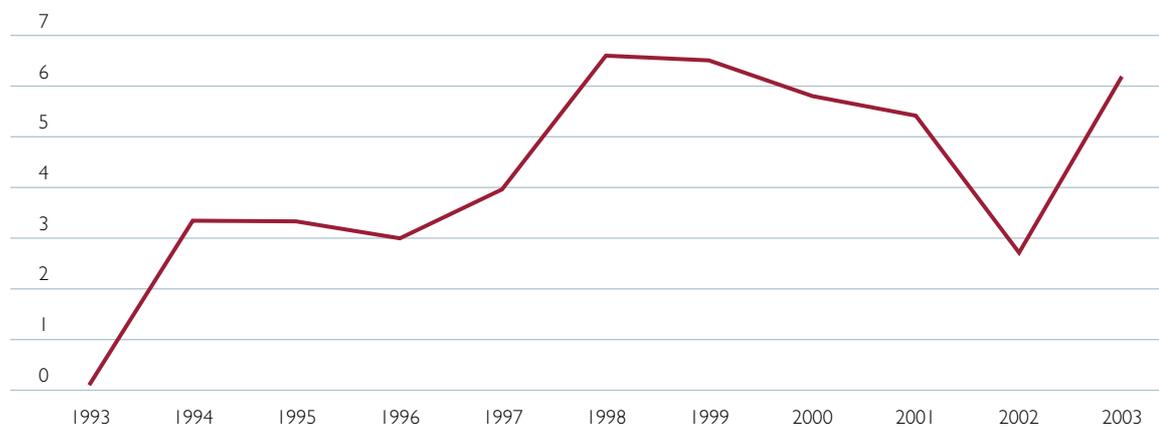
Sistema Peninsular



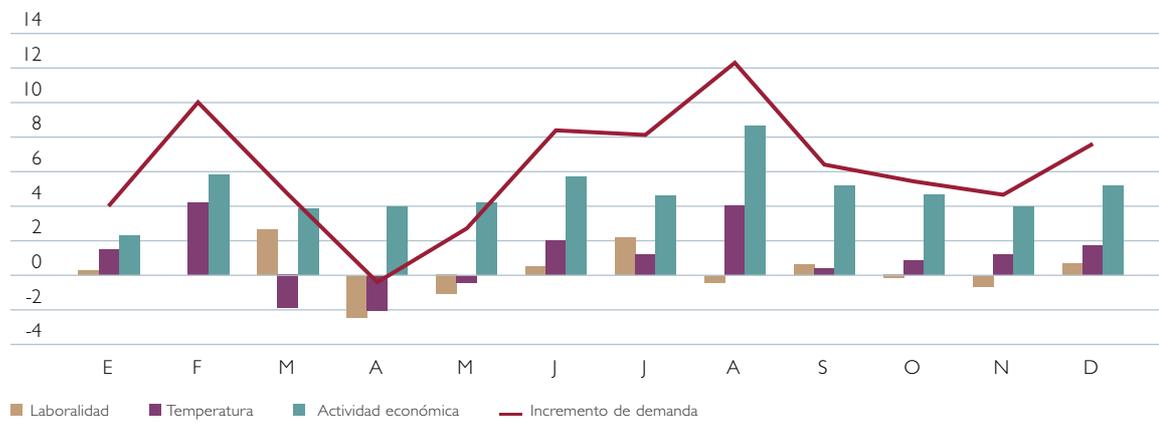
Demanda de energía eléctrica

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

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



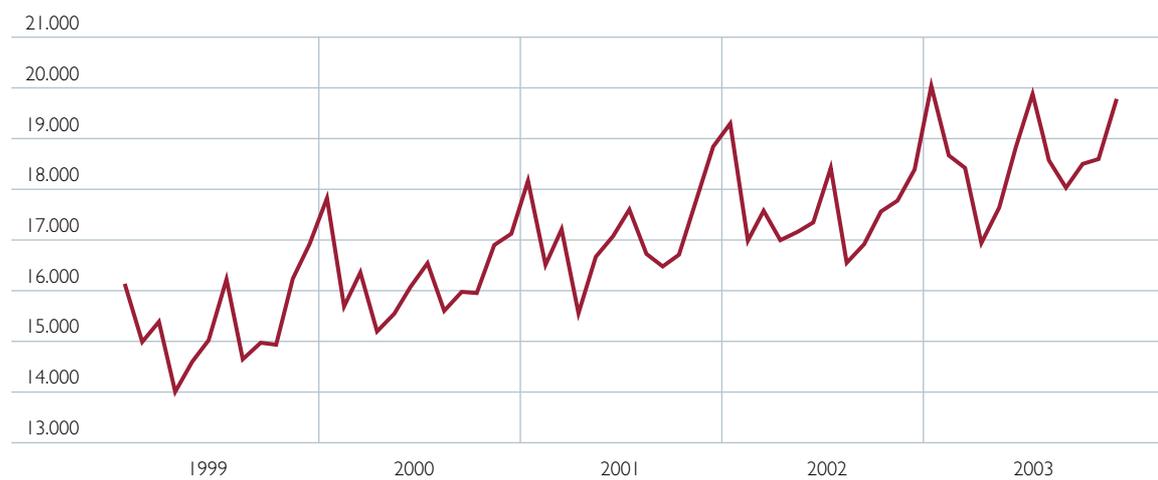
Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)



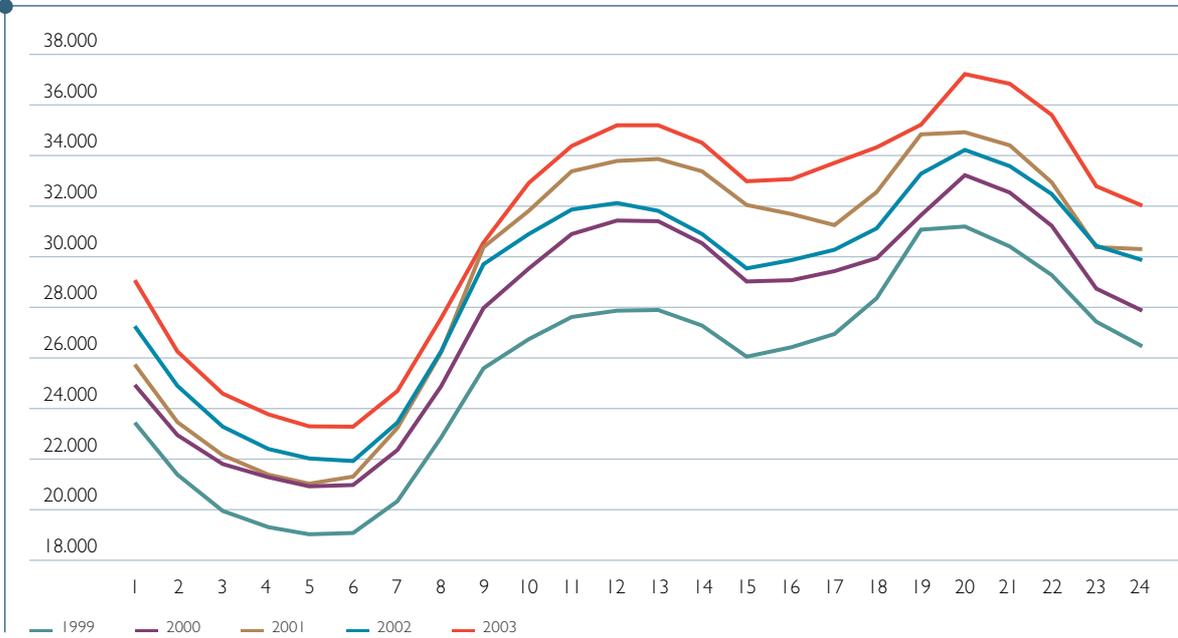
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	1999		2000		2001		2002		2003	
	GWh	%								
Enero	16.171	8,8	17.848	9,2	18.290	8,9	19.330	9,2	20.134	9,0
Febrero	14.972	8,1	15.689	8,0	16.495	8,0	16.985	8,0	18.693	8,3
Marzo	15.407	8,4	16.383	8,4	17.244	8,4	17.620	8,3	18.434	8,2
Abril	14.035	7,6	15.202	7,8	15.533	7,6	16.999	8,0	16.922	7,5
Mayo	14.640	7,9	15.566	8,0	16.693	8,1	17.173	8,1	17.653	7,9
Junio	15.061	8,2	16.093	8,3	17.087	8,3	17.360	8,2	18.815	8,4
Julio	16.265	8,8	16.575	8,5	17.646	8,6	18.453	8,7	19.950	8,9
Agosto	14.649	7,9	15.631	8,0	16.749	8,1	16.567	7,8	18.614	8,3
Septiembre	14.994	8,1	16.002	8,2	16.493	8,0	16.946	8,0	18.021	8,0
Octubre	14.951	8,1	15.964	8,2	16.730	8,1	17.579	8,3	18.536	8,3
Noviembre	16.258	8,8	16.922	8,7	17.805	8,7	17.787	8,4	18.612	8,3
Diciembre	16.951	9,2	17.134	8,8	18.871	9,2	18.414	8,7	19.825	8,8
Total	184.354	100,0	195.010	100,0	205.634	100,0	211.211	100,0	224.208	100,0

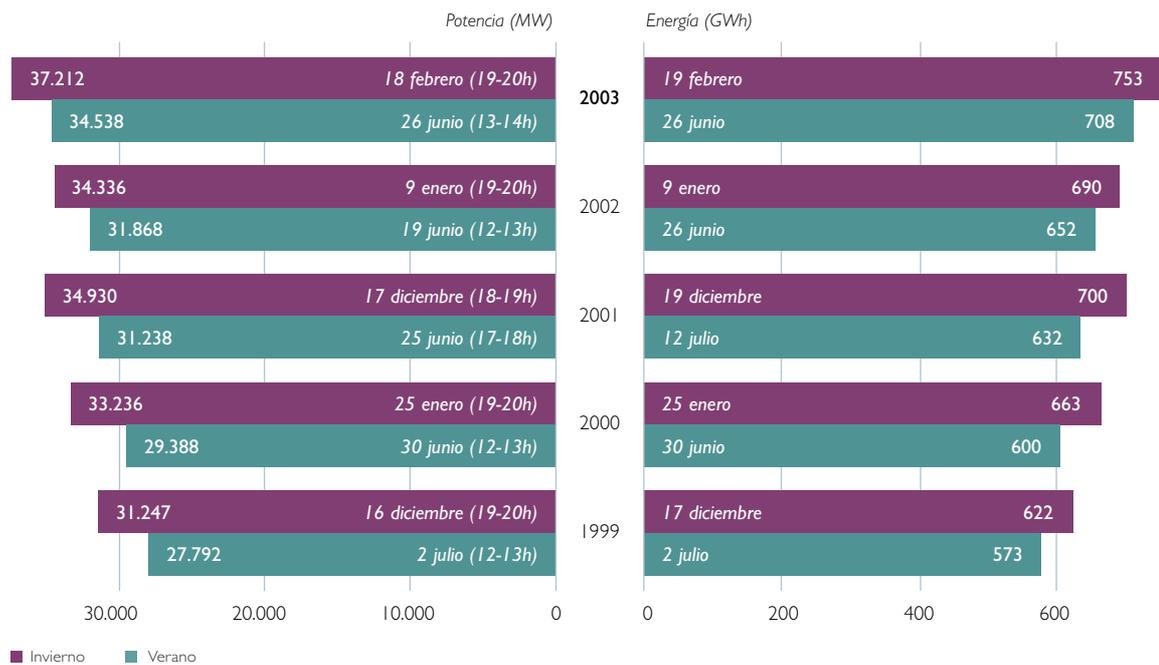
Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)



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



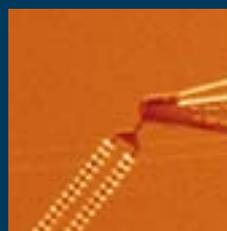
Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria



2



Sistema Peninsular



Cobertura de la demanda

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

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

	1999	2000	2001	2002	2003
	16 diciembre (19-20h)	25 enero (19-20h)	17 diciembre (18-19h)	9 enero (19-20h)	18-febrero (19-20h)
Hidráulica	7.644	7.807	8.282	7.232	9.023
Hidráulica	6.488	6.647	6.529	5.422	7.564
Bombeo	1.156	1.160	1.753	1.810	1.459
Térmica	20.052	22.347	20.925	21.994	22.898
Nuclear	7.368	7.411	6.975	7.453	7.427
Carbón	10.043	10.274	9.683	9.807	9.276
Fuel	1.230	2.520	2.403	2.644	1.355
Mixtas	1.411	2.142	1.864	2.090	2.241
Ciclo Combinado	-	-	-	-	2.599
Total producción programa	27.696	30.154	29.207	29.226	31.921
Diferencias por regulación	-220	-713	210	-	-148
Total régimen ordinario	27.476	29.441	29.417	29.226	31.773
Saldo físico interconexiones internacionales	382	186	780	459	458
Andorra	-63	-54	-90	-91	-102
Francia	800	295	255	550	285
Portugal	0	300	415	0	385
Marruecos	-355	-355	200	0	-110
Régimen especial	3.389	3.609	4.733	4.651	4.981
Demanda (b.c.)	31.247	33.236	34.930	34.336	37.212

Balance de potencia instalada (MW)

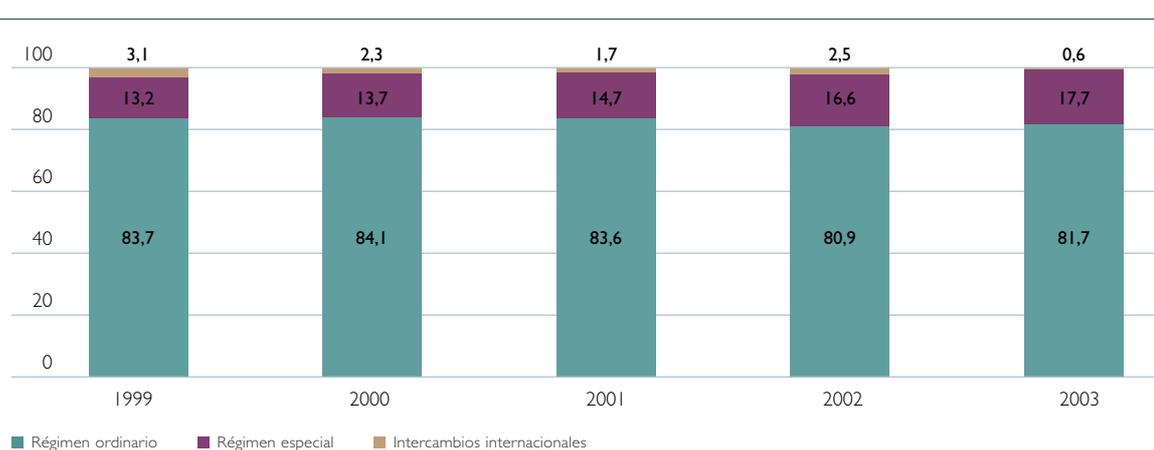
	1999	Potencia instalada a 31 de diciembre			
		2000	2001	2002	2003
Hidráulica convencional y mixta	13.978	13.978	14.040	14.017	14.088
Bombeo puro	2.546	2.546	2.546	2.569	2.569
Hidráulica	16.524	16.524	16.586	16.586	16.657
Nuclear	7.686	7.799	7.816	7.871	7.876
Hulla + antracita	5.974	6.080	6.088	6.088	6.088
Lignito pardo	1.950	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.450	1.502	1.502	1.502	1.502
Carbón importado	1.864	1.929	1.944	1.944	1.944
Carbón	11.238	11.542	11.565	11.565	11.565
Fuel/Gas (*)	8.214	8.214	8.214	7.494	6.930
Ciclo Combinado	-	-	-	2.794	4.394
Total régimen ordinario	43.662	44.079	44.181	46.310	47.422
Hidráulica	1.295	1.370	1.422	1.450	1.496
Eólica	1.493	2.079	3.135	4.530	5.361
Otras renovables	295	340	456	619	674
No renovables	4.161	4.968	5.544	6.065	6.270
Régimen especial	7.244	8.757	10.557	12.663	13.801
Total	50.906	52.836	54.738	58.973	61.223

(*) Incluye GICC (Elcogás)

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

	1999	2000	2001	2002	2003	%03/02
Hidráulica	24.171	27.842	39.424	22.525	38.773	72,1
Nuclear	58.852	62.206	63.708	63.016	61.875	-1,8
Carbón	72.315	76.374	68.091	78.768	72.249	-8,3
Fuel/Gas	9.925	10.249	12.398	16.474	8.035	-51,2
Ciclo Combinado	-	-	-	5.308	14.990	182,4
Producción (b.a.)	165.263	176.672	183.622	186.090	195.922	5,3
- Consumos en generación	7.224	7.827	7.584	8.346	8.061	-3,4
- Consumos bombeo	3.666	4.907	4.131	6.957	4.678	-32,8
Producción (b.c.)	154.373	163.938	171.906	170.788	183.182	7,3
+ Intercambios internacionales	5.719	4.441	3.458	5.329	1.264	-76,3
+ Régimen especial	24.261	26.631	30.270	35.094	39.762	13,3
Hidráulica	3.740	3.836	4.289	3.768	4.933	30,9
Eólica	2.474	4.462	6.600	9.256	11.798	27,5
Otras renovables	1.310	1.371	2.107	2.829	3.223	13,9
No renovables	16.738	16.962	17.273	19.240	19.808	3,0
Demanda (b.c.)	184.354	195.010	205.634	211.211	224.208	6,2

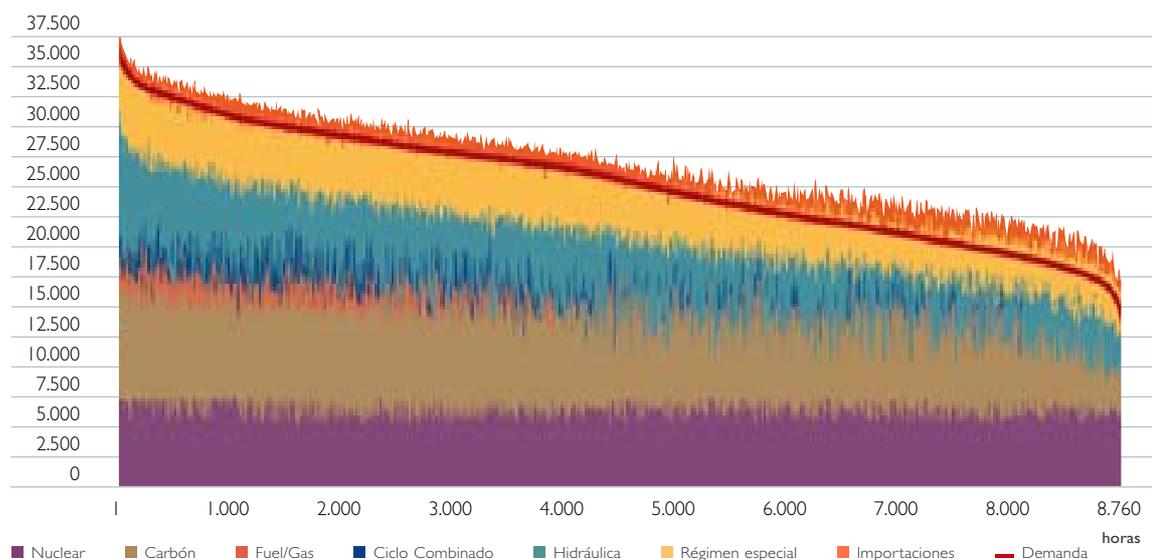
Estructura de la cobertura de la demanda en b.c. (%)



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

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.339	2.030	1.612	1.784	2.001	3.070	4.739	38.773
Nuclear	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.660	5.652	5.556	4.338	4.743	5.532	5.744	61.875
Carbón	4.969	5.507	5.539	5.197	5.512	6.516	7.037	7.023	6.929	6.840	5.905	5.275	72.249
Fuel/gas	635	548	239	84	251	1.295	1.269	1.151	1.011	701	391	458	8.035
Ciclo Combinado	450	867	781	403	825	1.830	1.969	1.833	2.069	1.837	1.241	887	14.990
Producción (b.a.)	17.343	16.344	15.802	14.146	15.018	16.640	17.957	17.175	16.132	16.122	16.139	17.104	195.922
- Consumos en generación	634	618	623	554	603	727	784	766	718	694	673	668	8.061
- Consumos bombeo	587	380	369	219	266	416	420	472	437	390	322	400	4.678
Producción (b.c.)	16.121	15.347	14.811	13.374	14.150	15.497	16.753	15.936	14.977	15.038	15.144	16.035	183.182
+ Intercambios internacionales	26	51	247	-37	134	409	237	123	160	55	-24	-119	1.264
+ Régimen especial	3.986	3.295	3.376	3.585	3.369	2.908	2.960	2.554	2.883	3.443	3.492	3.909	39.762
Hidráulica	566	441	546	515	511	345	267	202	200	288	483	570	4.933
Eólica	1.392	982	834	1.134	899	700	723	540	775	1.071	1.347	1.402	11.798
Otras renovables	267	250	276	270	253	243	283	282	275	294	165	365	3.223
No renovables	1.761	1.623	1.720	1.666	1.707	1.619	1.687	1.531	1.634	1.790	1.498	1.572	19.808
Demanda (b.c.)	20.134	18.693	18.434	16.922	17.653	18.815	19.950	18.614	18.021	18.536	18.612	19.825	224.208

Curva monótona de carga (MW)



3



Sistema Peninsular



Régimen ordinario

Variaciones de potencia en el equipo generador	32
Producción hidroeléctrica por cuencas	32
Energía producible hidráulica diaria durante 2003 comparada con el producible medio histórico	32
Energía producible hidroeléctrica mensual	33
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas	33
Valores extremos de las reservas	34
Producción hidroeléctrica en b.a.	34
Energía producible hidroeléctrica	34
Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas	35
Reservas hidroeléctricas	35
Reservas hidroeléctricas en régimen anual	36
Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual	36
Producción en b.a. de las centrales de carbón	37
Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón	38
Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible	39
Producción en b.a. de las centrales de fuel, mixtas y ciclo combinado	39
Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel, mixtos y ciclo combinado	40
Producción en b.a. de los grupos nucleares	41
Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares	41
Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas	42
Comparación de la máxima demanda horaria con la indisponibilidad del equipo térmico	42

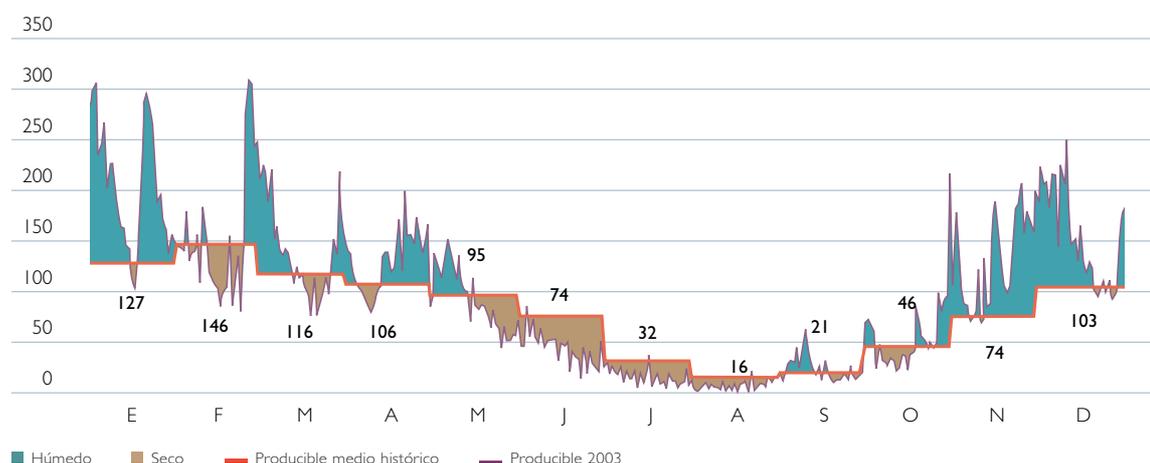
Variaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Millares II	Hidráulica	febrero-2003	71
Bahía Bizkaia	Ciclo Combinado	abril-2003	800
Castejón 2	Ciclo Combinado	mayo-2003	400
Tarragona Endesa	Ciclo Combinado	junio-2003	400
Cofrentes	Nuclear	diciembre-2003	5
Total altas			1.676
Colón I	Fuel	febrero-2003	70
Badalona II 1	Fuel	marzo-2003	172
Badalona II 2	Fuel	marzo-2003	172
Besós I	Mixto	marzo-2003	150
Total bajas			564
Saldo			1.112

Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia MW	Producción			Producible		
		2002	2003	%03/02	2002	2003	%03/02
Norte	4.194	6.733	10.463	55,4	6.539	8.161	24,8
Duero	3.556	5.136	11.096	116,0	3.822	9.794	156,3
Tajo-Júcar-Segura	4.175	3.717	7.258	95,3	2.894	6.016	107,9
Guadiana	233	90	139	54,7	231	265	14,7
Guadalquivir-Sur	1.016	1.151	1.259	9,4	879	884	0,6
Ebro-Pirineo	3.483	5.698	8.559	50,2	6.629	8.153	23,0
Total	16.657	22.525	38.773	72,1	20.994	33.273	58,5

Energía producible hidráulica diaria durante 2003 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible hidroeléctrica mensual

	2002				2003			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.224	1.224	0,31	0,31	6.130	6.130	1,56	1,56
Febrero	1.448	2.673	0,35	0,33	3.960	10.089	0,97	1,26
Marzo	2.121	4.794	0,59	0,41	4.218	14.307	1,18	1,23
Abril	1.655	6.449	0,52	0,44	3.792	18.099	1,19	1,22
Mayo	1.725	8.173	0,59	0,46	2.859	20.958	0,98	1,18
Junio	1.220	9.393	0,55	0,47	1.230	22.188	0,55	1,11
Julio	446	9.839	0,44	0,47	451	22.639	0,45	1,08
Agosto	333	10.173	0,66	0,47	269	22.909	0,54	1,07
Septiembre	478	10.651	0,76	0,48	721	23.629	1,14	1,07
Octubre	1.481	12.131	1,04	0,52	1.792	25.421	1,25	1,08
Noviembre	3.024	15.156	1,37	0,59	3.395	28.816	1,53	1,12
Diciembre	5.838	20.994	1,83	0,73	4.457	33.273	1,40	1,15

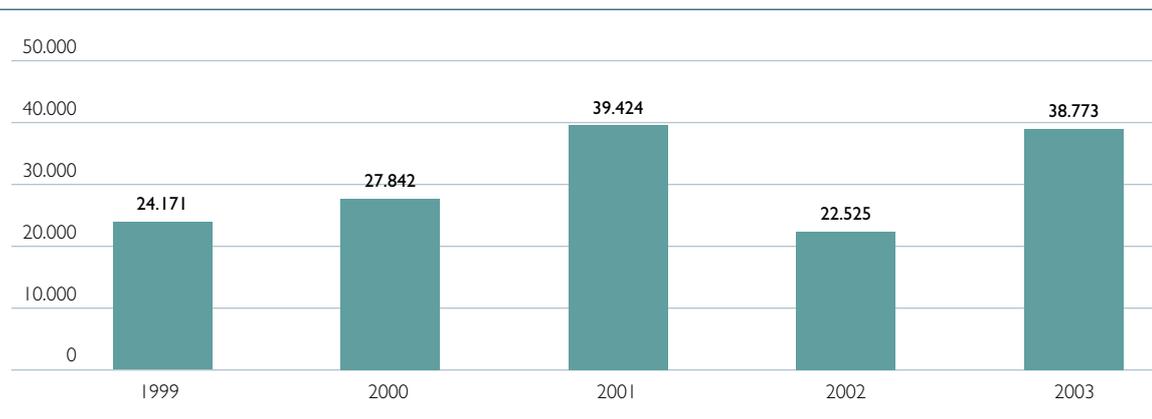
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2002						2003					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	2.863	34	3.754	39	6.617	37	6.296	75	5.678	59	11.974	67
Febrero	3.434	41	3.676	39	7.110	40	6.314	76	5.894	62	12.208	68
Marzo	4.171	50	3.519	37	7.690	43	6.288	75	6.239	65	12.526	70
Abril	4.404	53	3.454	36	7.857	44	6.634	79	6.428	67	13.062	73
Mayo	4.568	55	3.455	36	8.023	45	6.472	77	6.306	66	12.778	71
Junio	4.428	53	3.229	34	7.657	43	6.079	73	6.004	63	12.083	68
Julio	3.886	47	3.132	33	7.018	39	5.244	63	5.655	59	10.899	61
Agosto	3.521	42	2.973	31	6.494	36	4.564	55	5.345	56	9.910	55
Septiembre	3.414	41	2.872	30	6.285	35	4.111	49	5.051	53	9.162	51
Octubre	3.715	44	3.014	32	6.729	38	4.327	52	4.850	51	9.178	51
Noviembre	4.830	58	3.512	37	8.342	47	5.210	62	5.022	53	10.232	57
Diciembre	6.140	73	4.575	48	10.716	60	5.233	63	5.236	55	10.469	58

Valores extremos de las reservas

		2003			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.634	abril	79,4	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	6.428	abril	67,3	abril de 1979	91,1
	Conjunto	13.062	abril	73,0	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	4.111	septiembre	49,2	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	4.850	octubre	50,8	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	9.162	septiembre	51,2	octubre de 1995	23,6

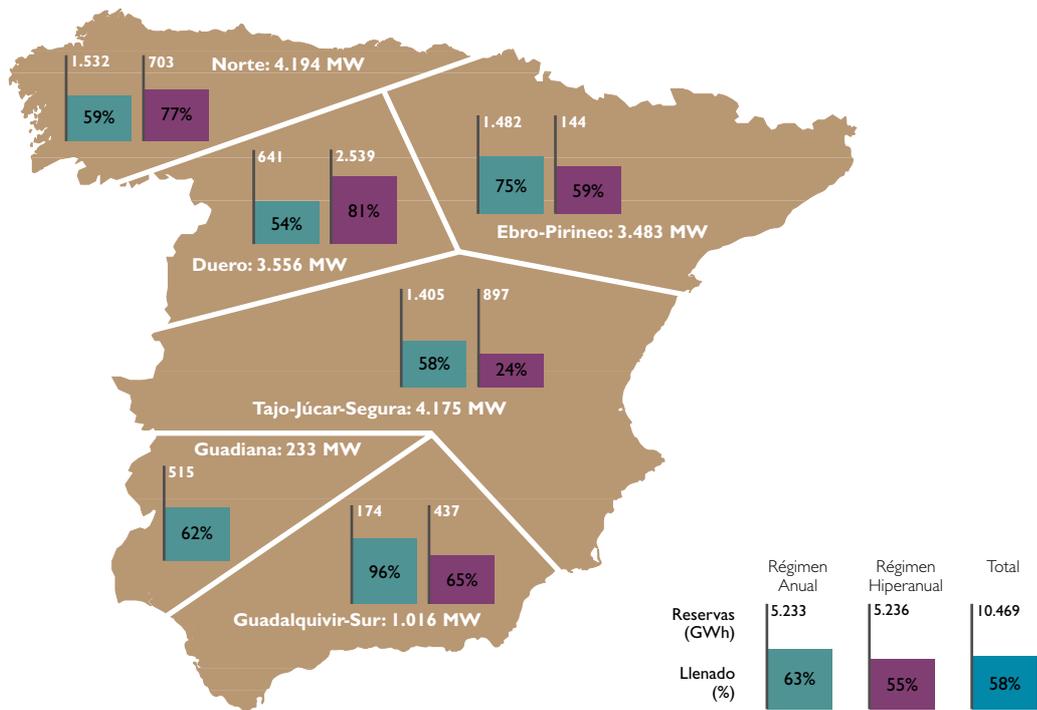
Producción hidroeléctrica en b.a. (GWh)



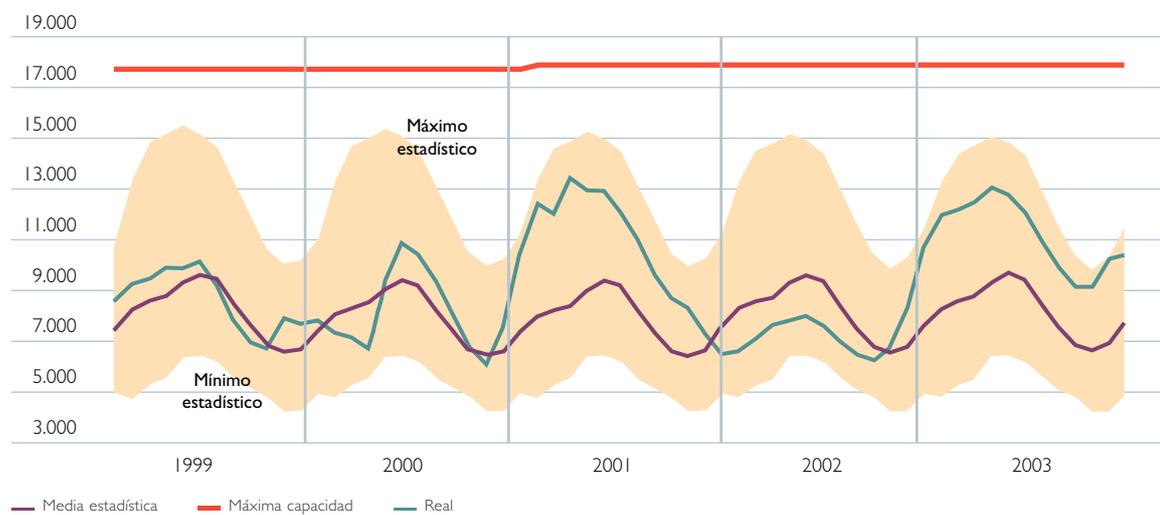
Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1999	19.901	0,68	93%
2000	26.238	0,90	62%
2001	33.035	1,14	27%
2002	20.994	0,73	88%
2003	33.273	1,15	26%

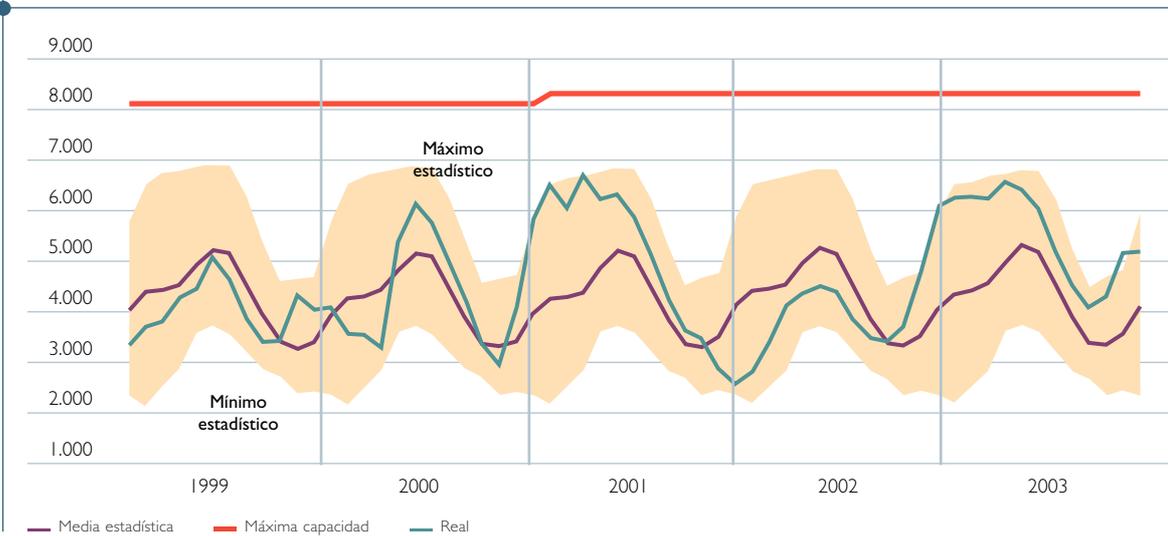
Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



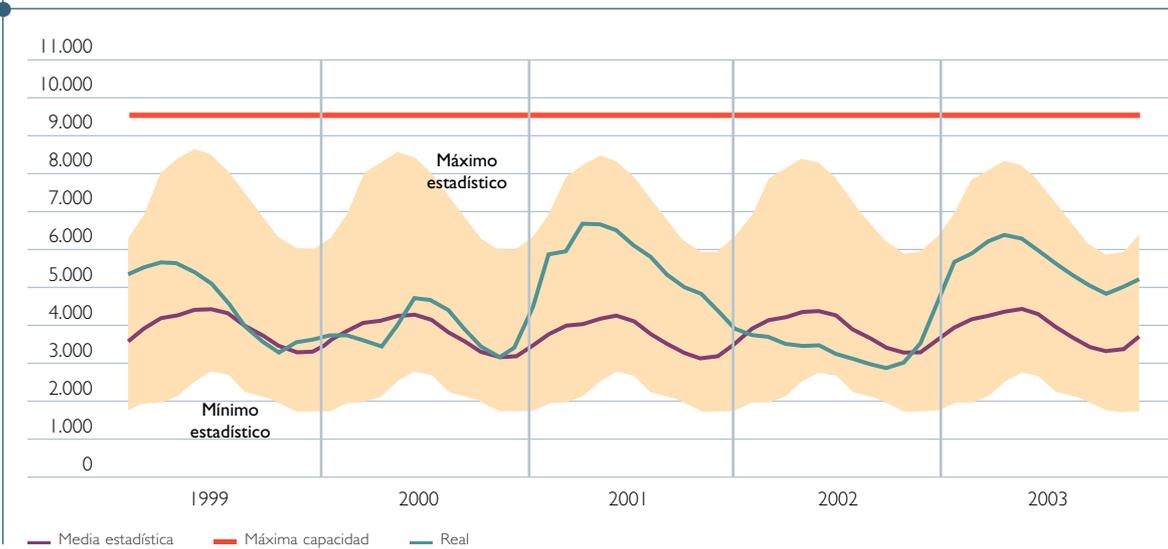
Reservas hidroeléctricas (GWh)



Reservas hidroeléctricas en régimen anual (GWh)



Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual (GWh)



Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia MW	2002		2003		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	6.820	8,7	6.927	9,6	1,6
Lada	513	3.086	3,9	2.315	3,2	-25,0
Soto de Ribera	671	4.836	6,1	4.144	5,7	-14,3
Narcea	595	3.748	4,8	3.683	5,1	-1,7
Anllares	365	2.838	3,6	2.449	3,4	-13,7
Compostilla	1.312	7.721	9,8	7.164	9,9	-7,2
La Robla	655	4.508	5,7	4.620	6,4	2,5
Guardo	516	3.377	4,3	2.513	3,5	-25,6
Puertollano	221	1.068	1,4	1.028	1,4	-3,8
Puente Nuevo	324	2.311	2,9	1.864	2,6	-19,3
Total hulla+antracita	6.088	40.313	51,2	36.707	50,8	-8,9
Los Barrios	568	4.074	5,2	3.549	4,9	-12,9
Litoral	1.159	7.489	9,5	8.398	11,6	12,1
Pasajes	217	1.629	2,1	1.230	1,7	-24,5
Total carbón importado	1.944	13.193	16,7	13.177	18,2	-0,1
Serchs	160	961	1,2	578	0,8	-39,8
Escatrón	80	307	0,4	217	0,3	-29,2
Teruel	1.102	7.369	9,4	6.773	9,4	-8,1
Escucha	160	975	1,2	655	0,9	-32,9
Total lignito negro	1.502	9.612	12,2	8.223	11,4	-14,4
Puentes	1.468	11.368	14,4	10.557	14,6	-7,1
Meirama	563	4.282	5,4	3.585	5,0	-16,3
Total lignito pardo	2.031	15.651	19,9	14.142	19,6	-9,6
Total	11.565	78.768	100,0	72.249	100,0	-8,3

Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Periódica	Averías	
Aboño 1	360	2.429	7.624	84,8	88,5	8,4	0,7	90,9
Aboño 2	556	4.498	8.676	93,0	93,2	0,0	0,7	99,3
Lada 3	155	506	4.330	44,3	75,4	5,5	10,5	84,0
Lada 4	358	1.809	6.109	62,9	82,7	0,0	8,3	91,7
Soto 1	67	207	3.812	35,3	81,0	0,0	0,0	100,0
Soto 2	254	1.529	7.093	75,0	84,9	6,7	1,6	91,7
Soto 3	350	2.408	7.988	80,8	86,1	0,0	2,8	97,2
Narcea 1	65	127	3.325	22,3	58,8	0,0	0,1	99,9
Narcea 2	166	893	6.787	63,4	79,3	0,0	3,2	96,8
Narcea 3	364	2.663	8.204	85,2	89,2	0,0	2,0	98,0
Anllares	365	2.449	7.221	86,3	92,9	10,8	0,4	88,8
Compostilla 1	141	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Compostilla 2	141	580	5.303	50,7	77,6	0,0	7,3	92,7
Compostilla 3	330	1.983	6.961	80,0	86,3	9,6	4,7	85,7
Compostilla 4	350	2.317	7.801	77,6	84,9	2,0	0,6	97,4
Compostilla 5	350	2.284	7.869	75,7	82,9	0,0	1,6	98,4
La Robla 1	284	1.968	8.254	79,8	84,0	0,0	0,9	99,1
La Robla 2	371	2.652	8.358	82,8	85,5	0,0	1,4	98,6
Guardo 1	155	602	4.517	53,8	86,0	0,0	17,6	82,4
Guardo 2	361	1.911	5.905	62,2	89,6	0,0	2,8	97,2
Puertollano	221	1.028	6.932	57,8	67,1	3,6	4,5	91,8
Puente Nuevo	324	1.864	6.942	73,9	82,9	1,8	9,4	88,9
Total hulla+antracita	6.088	36.707	7.035	74,8	85,7	2,4	5,5	92,0
Los Barrios	568	3.549	7.532	85,9	83,0	10,9	6,1	83,0
Litoral 1	577	4.201	8.242	86,6	88,3	0,0	4,0	96,0
Litoral 2	582	4.197	8.610	83,3	83,8	0,0	1,2	98,8
Pasajes	217	1.230	6.926	67,3	81,8	0,0	3,8	96,2
Total c.importado	1.944	13.177	7.998	83,2	84,8	3,2	3,8	93,1
Serchs	160	578	4.431	54,2	81,5	16,5	7,4	76,2
Escatrón	80	217	3.835	46,2	70,7	0,0	32,9	67,1
Teruel 1	368	2.334	7.672	74,7	82,7	0,0	3,1	96,9
Teruel 2	368	2.463	8.163	77,2	82,0	0,0	1,1	98,9
Teruel 3	366	1.976	6.734	74,7	80,2	6,9	10,6	82,5
Escucha	160	655	4.922	56,9	83,2	16,6	1,3	82,1
Total lignito negro	1.502	8.223	6.721	70,4	81,5	5,1	6,1	88,8
Puentes 1	369	2.451	7.489	86,0	88,7	11,1	0,7	88,1
Puentes 2	366	2.725	8.292	86,0	89,8	0,0	1,1	98,9
Puentes 3	366	2.616	8.158	84,1	87,6	0,0	3,0	97,0
Puentes 4	367	2.765	8.452	86,7	89,1	0,0	0,8	99,2
Meirama	563	3.585	7.534	76,9	84,5	3,9	1,6	94,5
Total lignito pardo	2.031	14.142	7.941	83,3	87,7	3,1	1,5	95,4
Total	11.565	72.249	7.315	77,2	85,4	3,0	4,6	92,4

(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

	2002		2003		%03/02
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	36.030	45,7	32.224	44,6	-10,6
Hulla + antracita	24.351	30,9	22.100	30,6	-9,2
Lignito negro	5.124	6,5	4.219	5,8	-17,7
Lignito pardo	6.555	8,3	5.905	8,2	-9,9
Carbón importado	40.739	51,7	38.236	52,9	-6,1
Total carbón	76.769	97,5	70.460	97,5	-8,2
Combustibles de apoyo	1.999	2,5	1.789	2,5	-10,5
Fuel	639	0,8	556	0,8	-13,0
Gas natural	226	0,3	143	0,2	-36,7
Gas siderúrgico	1.134	1,4	1.090	1,5	-3,9
Total	78.768	100,0	72.249	100,0	-8,3

Producción en b.a. de las centrales de fuel, mixtas y ciclo combinado

Centrales	Potencia MW	2002		2003		%03/02
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	515	6,2	318	10,8	-38,2
Badalona II(*)	-	-	-	-	-	-
Castellón	1.084	2.207	26,4	342	11,6	-84,5
C.Colón I(*) y 3	160	160	1,9	221	7,5	37,9
Escombreras	578	2.739	32,8	1.173	39,9	-57,2
Sabón	470	840	10,1	610	20,7	-27,4
San Adrián 2	350	264	3,2	0	0,0	-
Santurce 2	542	1.620	19,4	279	9,5	-82,8
Total fuel	3.498	8.345	100,0	2.943	100,0	-64,7
Aceca I	314	877	10,8	599	11,8	-31,7
Algeciras	753	1.562	19,2	820	16,1	-47,5
Besós I(*) y 2	300	465	5,7	77	1,5	-83,4
C.Colón 2	148	236	2,9	245	4,8	3,8
San Adrián I y 3	700	939	11,6	562	11,0	-40,1
Foix	520	1.183	14,6	934	18,3	-21,0
Santurce I	377	929	11,4	183	3,6	-80,3
GICC (Elcogás)	320	1.938	23,8	1.672	32,8	-13,7
Total mixtas	3.432	8.129	100,0	5.092	100,0	-37,4
Besós 3 y 4	800	1.627	30,7	3.568	23,8	119,3
Castejón I	400	544	10,3	1.602	10,7	194,3
Castejón 2	400	-	-	893	6,0	-
Castellón 3	800	925	17,4	3.024	20,2	227,0
San Roque I y 2	794	2.212	41,7	3.673	24,5	66,0
Bahía Bizkaia	800	-	-	1.856	12,4	-
Tarragona Endesa	400	-	-	374	2,5	-
Total ciclo combinado	4.394	5.308	100,0	14.990	100,0	182,4
Total	11.324	21.782	-	23.026	-	5,7

(*) Bajas en 2003

Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel, mixtos y ciclo combinado

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Periódica	Averías	
Aceca 2	314	318	2.380	11,6	42,6	0,0	0,2	99,8
Badalona II 1(*)	-	-	-	-	-	-	-	-
Badalona II 2(*)	-	-	-	-	-	-	-	-
Castellón I	542	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 2	542	342	1.381	7,5	45,7	0,0	3,6	96,4
C.Colón 1(*)	-	-	-	-	-	-	-	-
C.Colón 3	160	221	2.650	17,2	52,1	0,0	8,5	91,5
Escombreras 4	289	526	3.338	23,9	54,5	8,6	4,7	86,8
Escombreras 5	289	647	4.234	28,5	52,9	3,7	6,7	89,6
Sabón I	120	72	846	6,9	70,9	0,0	0,3	99,7
Sabón 2	350	538	2.459	17,7	62,5	0,0	0,7	99,3
San Adrián 2	350	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Santurce 2	542	279	1.263	6,2	40,8	5,0	0,3	94,6
Total fuel	3.498	2.943	1.645	13,5	51,1	1,8	27,1	71,0
Aceca I	314	599	4.409	22,2	43,3	0,0	1,7	98,3
Algeciras I	220	177	1.760	9,8	45,7	1,8	4,3	93,9
Algeciras 2	533	643	3.275	16,4	36,8	7,7	8,3	83,9
Besós 1(*)	-	-	-	-	-	-	-	-
Besós 2	300	77	600	2,9	42,8	0,0	0,2	99,8
C.Colón 2	148	245	3.943	20,2	42,0	0,0	6,4	93,6
San Adrián I	350	256	1.875	8,4	39,0	0,0	0,8	99,2
San Adrián 3	350	306	2.266	10,1	38,6	0,0	1,6	98,4
Foix	520	934	4.132	20,9	43,5	0,0	1,7	98,3
Santurce I	377	183	787	6,0	61,7	0,0	7,3	92,7
GlCC (Elcogás)	320	1.672	6.218	82,6	84,0	19,9	7,9	72,2
Total mixtos	3.432	5.092	2.962	18,2	50,1	3,0	4,1	93,0
Besós 3	400	1.619	6.154	51,0	65,8	7,6	1,8	90,7
Besós 4	400	1.949	6.283	63,6	77,6	8,2	4,4	87,4
Castejón I	400	1.602	5.394	47,4	74,2	0,0	3,6	96,4
Castejón 2	400	893	2.824	39,0	79,1	0,0	2,0	98,0
Castellón 3	800	3.024	6.794	46,1	55,6	0,0	6,5	93,5
San Roque I	397	2.108	6.927	63,8	76,7	0,0	5,0	95,0
San Roque 2	397	1.565	5.861	59,7	67,3	12,9	11,7	75,3
Bahía Bizkaia	800	1.856	3.496	35,4	66,4	0,0	0,2	99,8
Tarragona Endesa	400	374	1.548	18,3	60,4	0,0	0,0	100,0
Total ciclo combinado	4.394	14.990	5.050	47,4	67,6	2,9	4,3	92,8
Total	11.324	23.026	3.365	28,4	60,4	2,6	11,8	85,6

(*) Bajas en 2003

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

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

Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	2002		2003		%03/02
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.734	12,3	7.806	12,6	0,9
Almaraz II	983	8.449	13,4	6.897	11,1	-18,4
Ascó I	1.028	8.795	14,0	7.918	12,8	-10,0
Ascó II	1.027	8.134	12,9	8.887	14,4	9,3
Cofrentes	1.085	8.189	13,0	8.294	13,4	1,3
Garoña	466	3.998	6,3	3.739	6,0	-6,5
José Cabrera	160	1.009	1,6	1.140	1,8	13,0
Trillo I	1.066	8.356	13,3	8.669	14,0	3,7
Vandellós II	1.087	8.352	13,3	8.525	13,8	2,1
Total	7.876	63.016	100,0	61.875	100,0	-1,8

Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Periódica	Averías	
Almaraz I	974	7.806	8.233	97,3	97,3	6,0	0,0	94,0
Almaraz II	983	6.897	7.411	94,6	94,7	12,4	2,9	84,6
Ascó I	1.028	7.918	7.901	97,5	97,5	9,8	0,0	90,1
Ascó II	1.027	8.887	8.752	98,9	98,9	0,0	0,1	99,9
Cofrentes	1.085	8.294	7.799	97,4	98,0	8,4	2,0	89,6
Garoña	466	3.739	8.139	98,4	98,6	6,0	0,8	93,1
José Cabrera	160	1.140	7.632	93,4	93,4	12,9	0,0	87,1
Trillo I	1.066	8.669	8.199	99,0	99,2	5,2	1,1	93,7
Vandellós II	1.087	8.525	8.137	96,4	96,4	6,8	0,3	92,8
Total	7.876	61.875	8.061	97,4	97,5	7,0	0,9	92,1

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

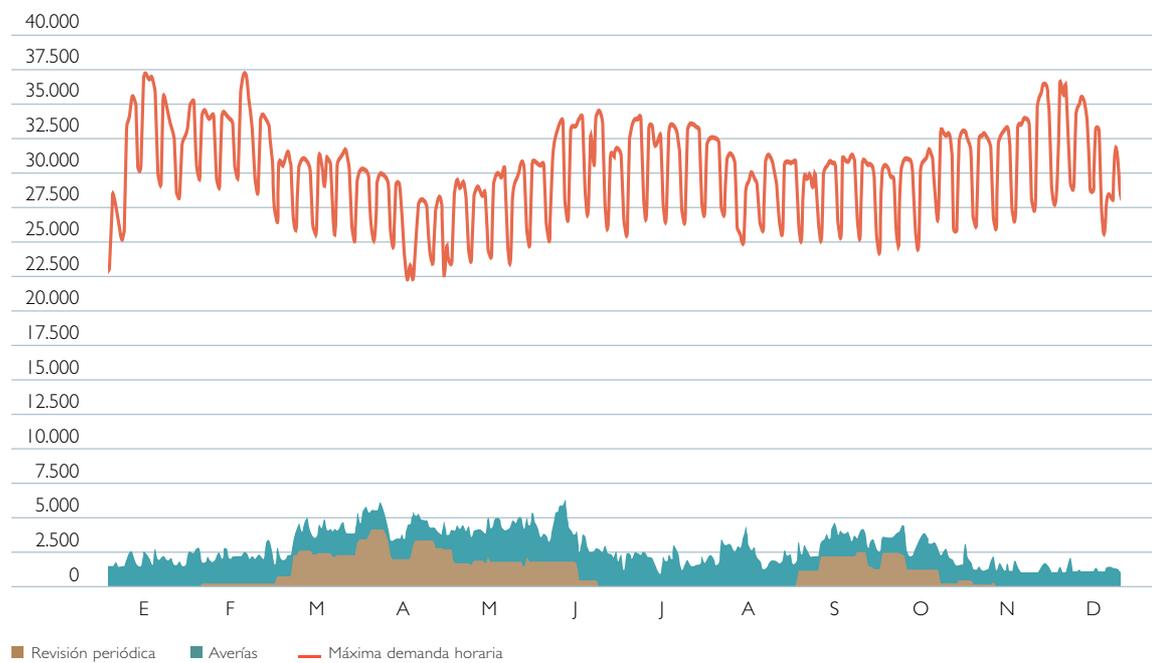
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas (%)

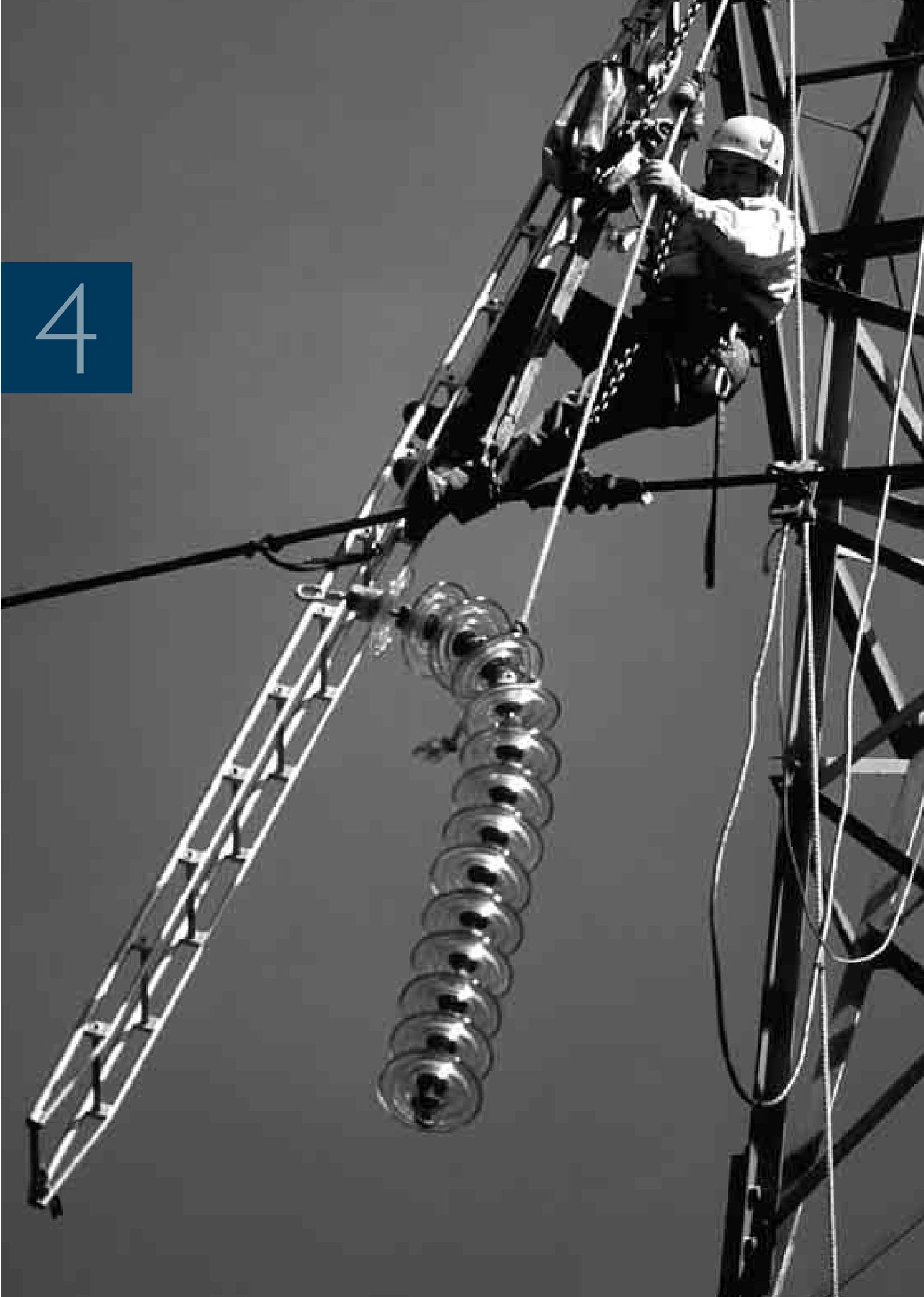
	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2002	2003	2002	2003
Nuclear	97,5	97,4	93,8	92,1
Carbón	85,4	77,2	91,0	92,4
Hulla+antracita	85,3	74,8	88,6	92,0
Lignito pardo	89,7	83,3	98,0	95,4
Lignito negro	78,5	70,4	93,0	88,8
Carbón importado	86,6	83,2	89,5	93,1
Fuel/gas	40,6	28,4	65,2	85,6
Fuel	45,3	13,5	52,7	71,0
Mixtas (*)	34,7	18,2	74,6	93,0
Ciclo Combinado	36,8	47,4	90,0	92,8
Total térmicas	73,1	64,4	83,4	89,9

(*) Incluye GICC (Elcogás)

Comparación de la máxima demanda horaria con la indisponibilidad del equipo térmico (MW)



4



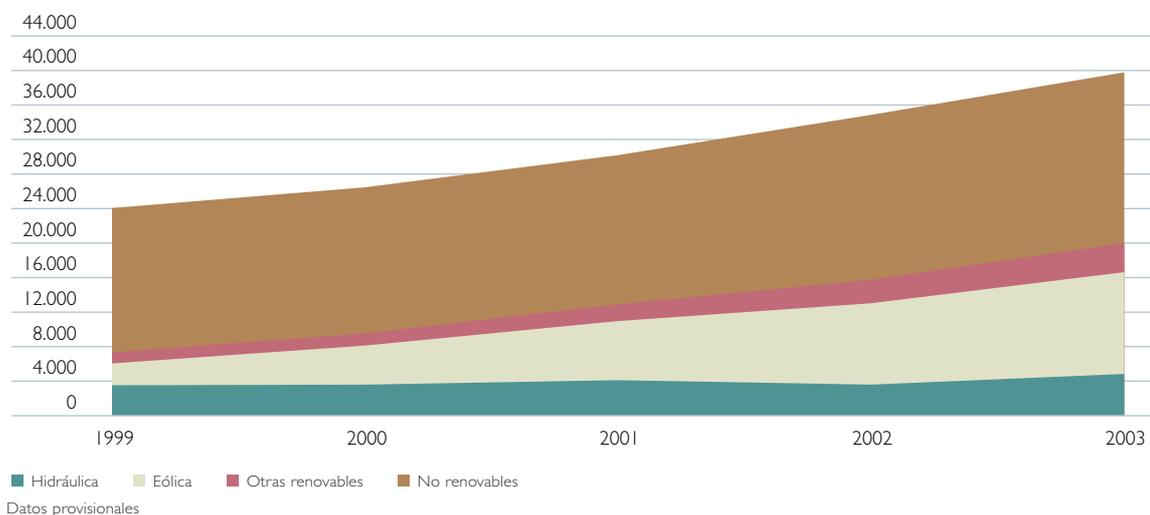
Sistema Peninsular



Régimen especial

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

Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)



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

	1999	2000	2001	2002	2003	%03/02
Renovables	7.524	9.670	12.997	15.854	19.954	25,9
Hidráulica	3.740	3.836	4.289	3.768	4.933	30,9
Eólica	2.474	4.462	6.600	9.256	11.798	27,5
Otras renovables	1.310	1.371	2.107	2.829	3.223	13,9
Biomasa	322	410	1.036	1.658	1.923	16,0
R.S.Industriales	587	551	704	814	828	1,7
R.S.Urbanos	400	409	366	352	464	31,7
Solar	1	1	2	4	8	80,0
No renovables	16.738	16.962	17.273	19.240	19.808	3,0
Calor residual	150	137	82	151	141	-6,6
Carbón	94	103	89	236	535	126,8
Fuel-Gasoil	4.094	3.920	3.962	4.070	3.039	-25,3
Gas de refinería	667	641	440	363	303	-16,6
Gas natural	11.734	12.161	12.701	14.421	15.790	9,5
Total	24.262	26.631	30.270	35.094	39.762	13,3

Datos provisionales

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

	1999	2000	2001	2002	2003	%03/02
Renovables	3.083	3.789	5.013	6.599	7.531	14,1
Hidráulica	1.295	1.370	1.422	1.450	1.496	3,2
Eólica	1.493	2.079	3.135	4.530	5.361	18,4
Otras renovables	295	340	456	619	674	8,9
Biomasa	121	166	231	371	406	9,4
R.S.Industriales	100	100	150	170	172	1,4
R.S.Urbanos	73	74	74	74	89	21,0
Solar	1	1	2	5	7	48,6
No renovables	4.161	4.968	5.544	6.065	6.270	3,4
Calor residual	54	54	61	69	69	-0,4
Carbón	69	69	69	69	69	0,3
Fuel-Gasoil	1.111	1.247	1.257	1.275	1.277	0,1
Gas de refinería	173	173	210	210	210	0,2
Gas natural	2.754	3.426	3.948	4.442	4.645	4,6
Total	7.244	8.757	10.557	12.663	13.801	9,0

Datos provisionales

5



Sistema Peninsular



Operación del sistema

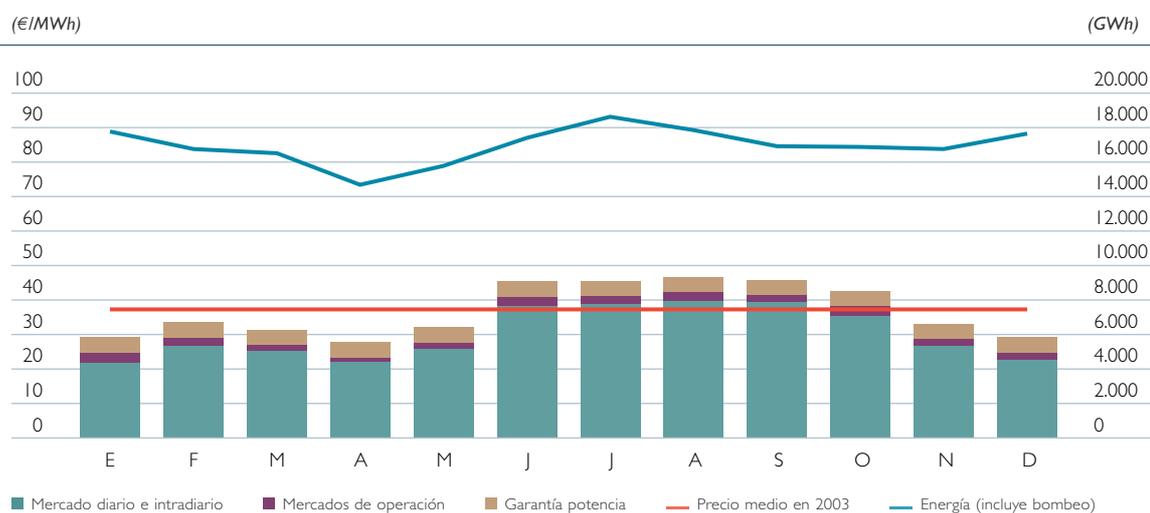
Precio final en el mercado de producción	50
Mercado de producción. Precios finales y energía	50
Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción	51
Balance anual de energía negociada en el mercado de producción	51
Energía y precios medios en el mercado diario	52
Mercado diario. Precio medio diario y energía	52
Energía y precios medios en el mercado intradiario	53
Energía gestionada en los mercados de operación	53
Repercusión de los mercados de operación en el precio final	54
Mercados de operación. Energía gestionada	54
Resolución de restricciones técnicas	55
Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía	55
Regulación secundaria	56
Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia	56
Regulación secundaria. Precios medios mensuales y energías	57
Regulación terciaria	57
Regulación terciaria. Precios medios mensuales y energías	58
Regulación terciaria a subir. Precios mensuales y energías	58
Gestión de desvíos	59
Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías	59
Restricciones en tiempo real	60
Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energías	60

Precio final en el mercado de producción

Precio (€/MWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 03/02
Mercado diario	21,60	26,38	25,19	22,01	25,47	38,05	38,79	39,56	39,14	35,31	26,59	22,56	30,26	-22,2
Mercado intradiario	-0,05	0,06	-0,01	-0,01	0,11	-0,03	-0,04	-0,08	0,04	0,03	-0,03	-0,01	0,00	-96,1
Mercados de operación	3,13	2,63	1,61	1,20	2,01	2,97	2,21	2,67	2,14	2,59	2,18	2,06	2,30	-5,2
Restricciones técnicas (PBF)	1,58	1,48	0,40	0,37	0,81	1,30	0,95	1,10	0,74	0,84	0,87	1,05	0,97	64,4
Banda de regulación secundaria	0,65	0,70	0,71	0,53	0,46	0,89	0,81	0,94	0,90	1,16	0,95	0,64	0,78	-26,8
Energía de operación	0,90	0,45	0,50	0,30	0,74	0,78	0,45	0,63	0,50	0,59	0,36	0,37	0,55	-28,5
Contrato REE	0,37	0,32	0,31	0,45	0,33	0,02	-0,01	-0,02	0,07	-0,01	0,21	0,29	0,19	-
Garantía de potencia	4,50	4,56	4,51	4,51	4,50	4,53	4,53	4,49	4,51	4,49	4,53	4,54	4,52	0,2
Precio final 2003	29,55	33,95	31,61	28,16	32,42	45,54	45,48	46,62	45,90	42,41	33,48	29,44	37,26	-18,5
Precio final 2002	71,71	44,67	40,87	44,98	45,85	50,01	54,11	40,20	45,57	42,73	35,53	29,35	45,71	

Fuente : OMEL (diciembre 2003)

Mercado de producción. Precios finales y energía



Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción (€/MWh)



Balance anual de energía negociada en el mercado de producción

Ventas	GWh	% sobre total	Adquisiciones	GWh	% sobre total
Mercado Diario	198.046	97,5	Distribuidoras	126.836	62,5
Producción interior	190.961		Mercado Diario	126.478	
Importación	7.084		Mercados Intradiarios	358	
Francia (*)	6.564		Comercializadoras	64.932	32,0
Portugal	520		Mercado Diario	62.648	
Marruecos	0		Mercados Intradiarios	2.283	
Mercados Intradiarios	5.488	2,7	Consumidores Cualificados	3	0,0
Producción interior	4.877		Demanda bombeo	5.256	2,6
Importación	611		Exportación	7.068	3,5
Francia (*)	62		Portugal	4.300	
Portugal	548		Marruecos	1.490	
Marruecos	1		Andorra	218	
Mercados de operación	106	0,1	Francia (*)	1.059	
Indisponibilidades	-564	-0,3	Ajuste demanda	-1.019	-0,5
Total	203.075	100,0	Total	203.075	100,0

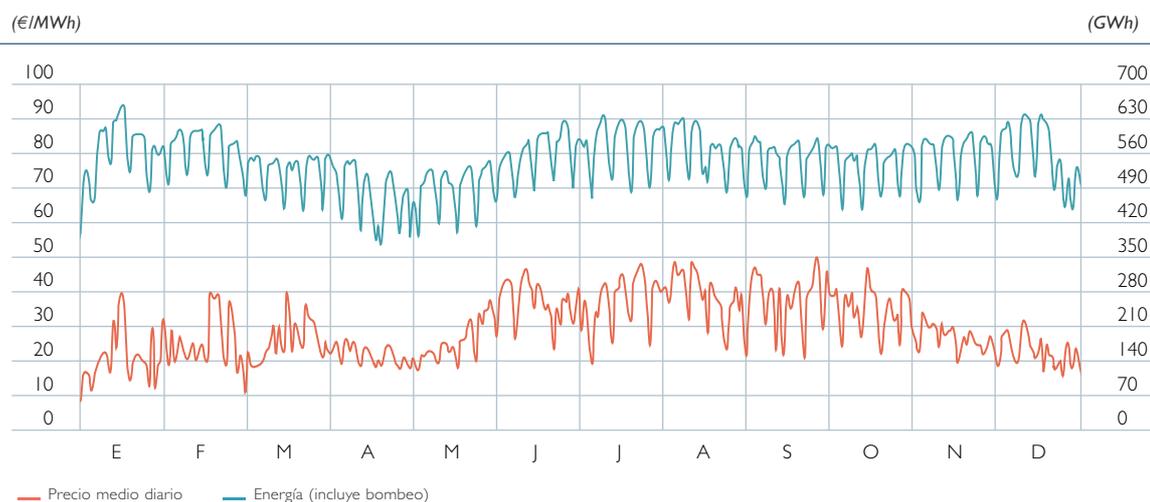
(*) La interconexión con Francia incluye los intercambios realizados con otros países europeos.

Energía y precios medios en el mercado diario

	Energía (*) GWh	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	17.343	0,00	21,60	90,07
Febrero	16.034	5,00	26,38	54,69
Marzo	16.118	1,57	25,19	51,90
Abril	14.372	12,11	22,01	33,29
Mayo	15.013	6,97	25,47	49,30
Junio	16.639	15,82	38,05	58,50
Julio	18.000	15,98	38,79	58,99
Agosto	17.540	15,97	39,56	65,66
Septiembre	16.513	16,21	39,14	62,50
Octubre	16.688	14,68	35,31	60,50
Noviembre	16.560	12,97	26,59	42,00
Diciembre	17.227	4,12	22,56	62,46
Total	198.046	0,00	30,26	90,07

(*) Incluye bombeo. Fuente : OMEL (diciembre 2003)

Mercado diario. Precio medio diario y energía



Energía y precios medios en el mercado intradiario

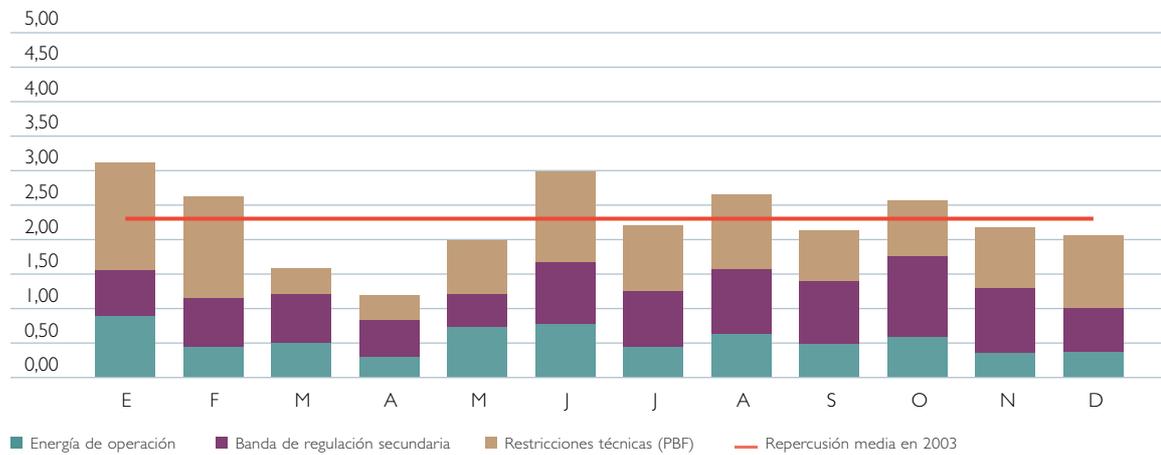
	Energía (GWh)		Precio (€/MWh)		
	Volumen	Demanda (1)	Min. horario (2)	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.628	518	0,00	19,24	111,02
Febrero	1.678	661	9,91	25,99	55,44
Marzo	1.455	529	0,90	24,24	50,65
Abril	1.056	343	7,08	20,95	36,01
Mayo	1.191	496	4,41	26,93	56,14
Junio	1.325	393	3,03	37,88	70,66
Julio	1.521	401	14,31	39,08	61,90
Agosto	1.231	347	10,62	38,20	65,78
Septiembre	1.272	339	13,14	39,17	67,64
Octubre	1.341	352	9,88	34,17	62,72
Noviembre	1.601	455	2,90	23,69	39,57
Diciembre	2.459	653	5,25	20,54	64,29
Total	17.758	5.488	0,00	28,45	111,02

(1) Incluye bombeo, (2) Excepto horas en las que no hay casación.
Fuente : OMEL (diciembre 2003)

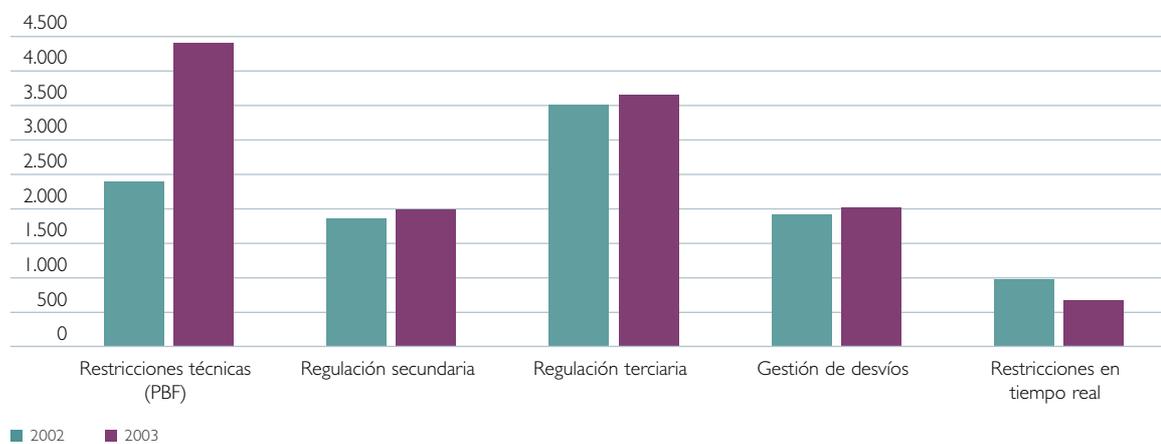
Energía gestionada en los mercados de operación (GWh)

	2002		2003		% 2003/2002	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF)		2.409		4.409		83,1
Regulación secundaria	1.116	737	962	1.005	-13,8	36,4
Regulación terciaria	1.971	1.537	1.703	1.945	-13,6	26,6
Gestión de desvíos	933	968	711	1.306	-23,8	35,0
Restricciones en tiempo real	283	675	367	308	29,7	-54,4
Energía total gestionada		10.629		12.718		19,6

Repercusión de los mercados de operación en el precio final (€/MWh)



Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)

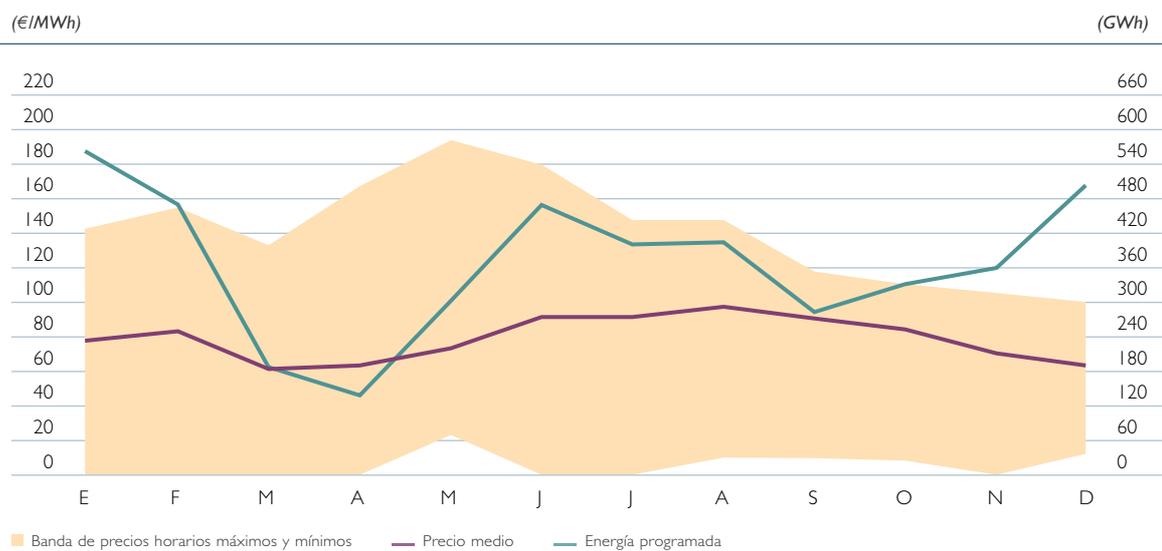


Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía

	Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio mensual	Máximo horario
Enero	561	77,87	142,46
Febrero	472	83,36	154,64
Marzo	189	60,75	133,22
Abril	138	63,41	167,52
Mayo	299	72,88	194,63
Junio	472	90,99	180,02
Julio	400	91,32	147,45
Agosto	404	97,10	147,54
Septiembre	281	90,35	117,65
Octubre	332	83,23	110,31
Noviembre	357	70,54	105,51
Diciembre	503	62,96	100,07
Total	4.409	80,22	194,63

Fuente : OMEL (diciembre 2003)

Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía

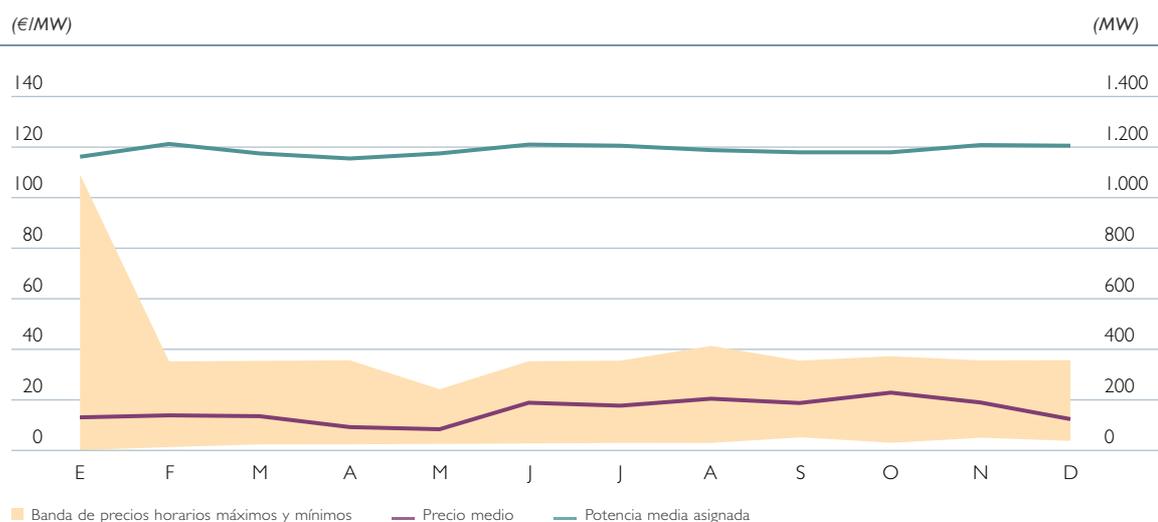


Regulación secundaria

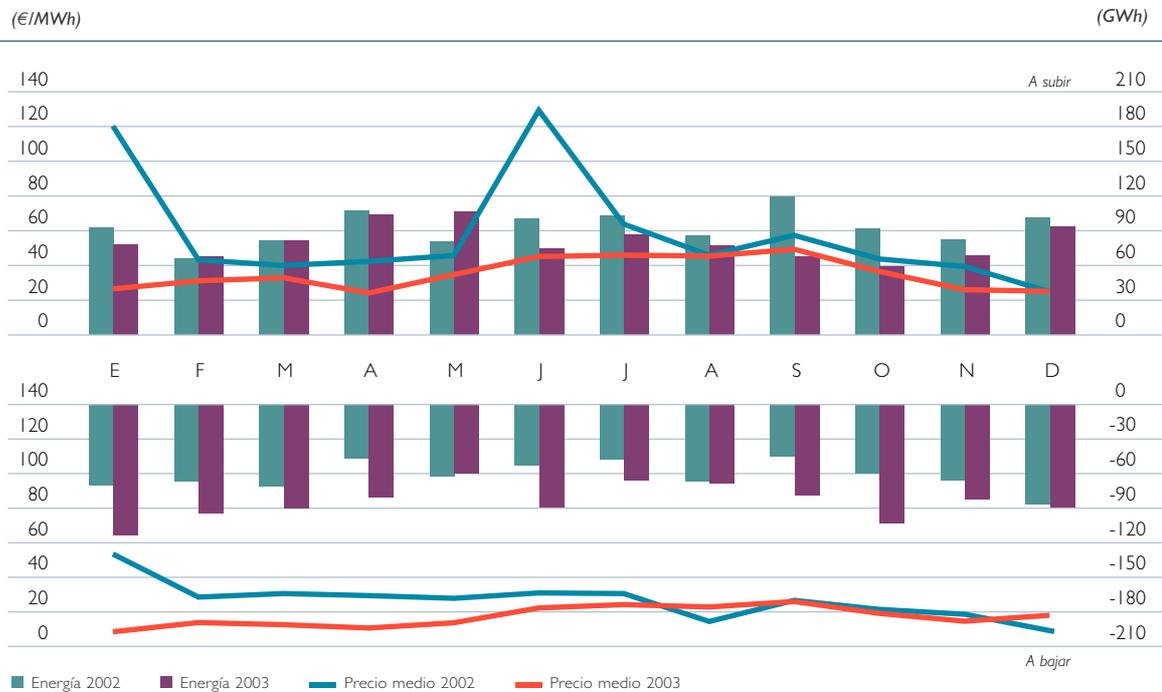
	Banda media					Energía					
	Potencia (MW)			Precio (€/MW)		A subir			A bajar		
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	Energía GWh	Precio (€/MWh) Medio(1)	Máx.	Energía GWh	Precio (€/MWh) Medio(2)	Máx.
Enero	690	484	1.174	13,18	110,00	77	26,73	207,64	112	8,76	85,01
Febrero	704	508	1.213	14,38	36,07	67	30,47	97,00	93	13,78	52,50
Marzo	683	499	1.182	13,66	36,06	81	31,84	120,15	89	12,48	46,98
Abril	665	490	1.155	9,32	36,07	104	24,90	52,66	79	10,71	60,00
Mayo	678	501	1.179	8,40	24,37	106	34,96	190,00	60	13,82	180,30
Junio	703	504	1.208	19,02	36,07	75	44,17	180,42	89	21,76	77,50
Julio	699	505	1.203	17,76	36,07	87	45,91	120,07	64	24,29	250,00
Agosto	687	504	1.190	20,74	42,22	77	45,04	72,09	67	22,92	180,00
Septiembre	682	500	1.181	19,23	36,07	68	48,94	98,00	78	26,42	218,00
Octubre	687	496	1.183	23,68	38,16	58	35,79	207,48	103	18,92	45,24
Noviembre	701	508	1.209	19,18	36,06	69	26,45	60,00	81	13,53	37,39
Diciembre	700	505	1.205	12,66	36,06	93	23,90	180,30	89	18,14	21.010
Total	690	500	1.190	15,96	110,00	962	34,51	207,64	1.005	16,72	21.010

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de compra.
Fuente : OMEL (diciembre 2003)

Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia



Regulación secundaria. Precios medios mensuales y energías



Regulación terciaria

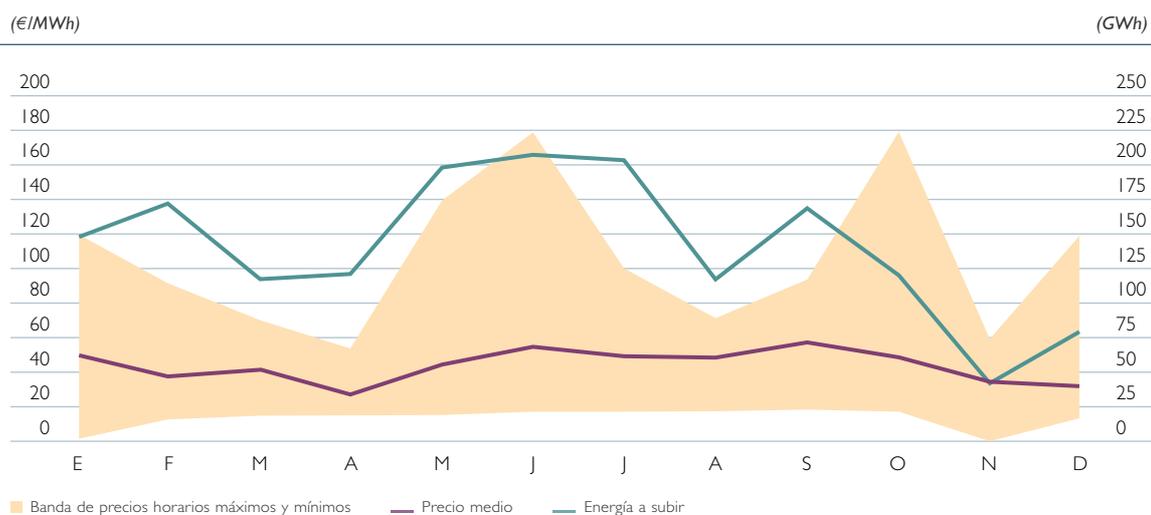
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	148	50,08	121,01	251	5,62	30,02
Febrero	173	38,37	91,11	115	10,06	32,50
Marzo	117	42,21	70,40	202	7,80	34,96
Abril	122	27,73	53,82	174	8,87	29,22
Mayo	199	45,28	140,00	138	8,18	30,03
Junio	208	55,52	180,00	82	16,56	45,86
Julio	204	49,45	99,97	87	19,47	50,64
Agosto	117	49,27	71,54	156	18,73	53,58
Septiembre	169	57,69	94,33	117	19,43	55,04
Octubre	121	49,27	180,40	191	14,70	40,00
Noviembre	44	35,32	59,26	214	10,91	31,89
Diciembre	80	32,90	120,07	217	10,44	39,45
Total	1.703	46,23	180,40	1.945	11,56	55,04

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.
Fuente : OMEL (diciembre 2003)

Regulación terciaria. Precios medios mensuales y energías



Regulación terciaria a subir: Precios mensuales y energías



Gestión de desvíos

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	42	45,84	129,22	110	8,75	43,26
Febrero	53	38,12	69,99	72	15,88	30,00
Marzo	23	40,39	75,00	114	10,20	35,00
Abril	45	23,68	52,50	102	12,42	22,63
Mayo	136	49,15	85,00	117	12,23	33,31
Junio	120	53,43	107,74	33	18,38	42,18
Julio	109	51,93	85,00	47	23,25	42,84
Agosto	44	44,28	65,00	79	22,92	51,88
Septiembre	57	49,89	70,00	106	22,20	45,65
Octubre	36	47,07	130,00	154	18,70	38,00
Noviembre	4	47,51	71,20	179	14,51	30,43
Diciembre	42	30,98	64,33	194	13,23	36,05
Total	711	45,95	130,00	1.306	15,21	51,88

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.
Fuente : OMEL (diciembre 2003)

Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías



Restricciones en tiempo real

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	68	105,76	206,22	49	4,63	53,58
Febrero	17	130,36	282,78	30	4,46	50,00
Marzo	8	131,98	283,98	22	5,04	38,17
Abril	7	78,88	190,15	9	3,03	20,34
Mayo	17	105,53	247,86	20	4,01	24,49
Junio	83	98,09	190,05	42	8,34	50,26
Julio	44	104,23	190,10	27	10,92	46,69
Agosto	73	115,55	219,22	33	7,90	53,09
Septiembre	8	103,60	190,15	23	5,66	34,07
Octubre	13	102,68	190,07	19	4,34	38,42
Noviembre	8	83,40	190,04	15	3,64	30,40
Diciembre	21	106,18	191,15	18	2,27	26,14
Total	367	106,38	283,98	308	5,83	53,58

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.
Fuente : OMEL (diciembre 2003)

Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energías



6



Sistema Peninsular



Red de Transporte

Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en 2003	64
Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en 2003	64
Aumento de la capacidad de líneas en 2003	65
Subestaciones puestas en servicio en 2003	65
Transformación en subestaciones en 2003	66
Evolución de la red de 400 y 220 kV	66
Evolución de la red de 400 y 220 kV	67
Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV	67
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%	68

Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en 2003

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA*km
E/S en Fuentes de la Alcarria-L/Trillo-Loeches	RED ELÉCTRICA	2	60,0	109.740
E/S en Puerto de la Cruz-L/Pinar-Estrecho	RED ELÉCTRICA	3	14,4	26.093
L/Pinar-Estrecho (*)	RED ELÉCTRICA	1	28,6	51.823
E/S en Almazán-L/Escatrón-Mudarra (1)	RED ELÉCTRICA	1	0,4	670
L/Litoral-Rocamora (*)	RED ELÉCTRICA	1	185,1	335.401
L/Valdecaballeros-Guadame (*)	RED ELÉCTRICA	1	186,2	337.394
E/S en Virtus-L/Herrera-Güeñes	RED ELÉCTRICA	2	1,4	2.501
L/Cartelle-Lindoso (*)	RED ELÉCTRICA	1	47,1	85.345
E/S en Arcos-L/D. Rodrigo-Puerto de la Cruz	RED ELÉCTRICA	2	1,1	2.048
E/S en N. Escombreras-L/Escombreras-Rocamora	RED ELÉCTRICA	2	0,8	1.544
Total			525,1	952.559

(*) Instalación segundo circuito (1) Renovada

Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en 2003

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA*km
L/Olma-Mudarra (1)	RED ELÉCTRICA	1	3,5	1.566
E/S en Elche-L/S. Vicente-Rojales	H. CANTÁBRICO	1	0,04	14
E/S en Quart-L/Eliana-Torrente	H. CANTÁBRICO	2	0,4	251
L/Cerro Plata-Villaverde	UNIÓN FENOSA	1	5,1	2.267
L/Velle-San Pedro	UNIÓN FENOSA	1	16,7	5.354
E/S en Saladas-L/Escombreras-S. Vicente	IBERDROLA	2	1,0	350
E/S en Campoamor-L/Escombreras-S. Vicente	IBERDROLA	2	4,2	1.470
L/ Fuencarral-Sanchinarro	RED ELÉCTRICA	1	4,3	1.901
Total			35,3	13.173

(1) Renovada

Aumento de la capacidad de líneas en 2003

Línea	Tensión (kV)	Nº circuitos	km	Aumento de capacidad (MVA)	MWA*km
L/Belesar-Trives	220	1	48	79	3.794
L/Guadame-Lancha	220	1	62	105	6.510
Total 220 kV			110	184	10.304
L/Cedillo-Oriol	400	1	64	431	27.584
L/Morata-S.S. Reyes	400	2	82	431	35.342
L/Morata-Loeches-S.S. Reyes	400	2	9	431	3.879
L/Escombreras-Rocamora	400	1	66	431	28.532
Total 400 kV			221	1.724	95.337
Total			331	1.908	105.642

Subestaciones puestas en servicio en 2003

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Arcos Sur	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Fuentes de la Alcarria	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Puerto de la Cruz	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Almazán (1)	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Virtus	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Nueva Escombreras	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Fuendetodos (2)	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Muruarte (2)	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Palos (2)	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Fuencarral	RED ELÉCTRICA	220	-	-
Sanchinarro	RED ELÉCTRICA	220	-	-
Elche	H. CANTÁBRICO	220	-	-
Quart	H. CANTÁBRICO	220	-	-

(1) Renovada

(2) Inventariado solamente el transformador

Transformación en subestaciones en 2003

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Muruarte	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Penagos	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Escombreras	RED ELÉCTRICA	400	(*)	450
Fuendetodos	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Cartelle	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Begues	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Fuencarral	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Palos	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Total				4.650

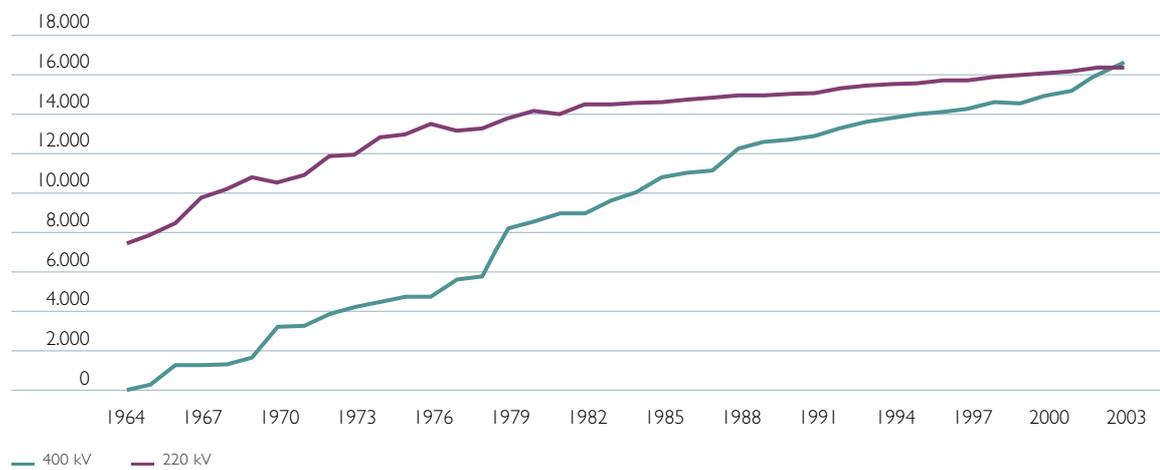
(*) Trafo polivalente: 400/230/138/110 kV

Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)*

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1964	150	7.374	1984	9.998	14.571
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	16.030	16.248
1983	9.563	14.476	2003	16.555	16.283

(*) Situación a 31 de diciembre de cada año

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



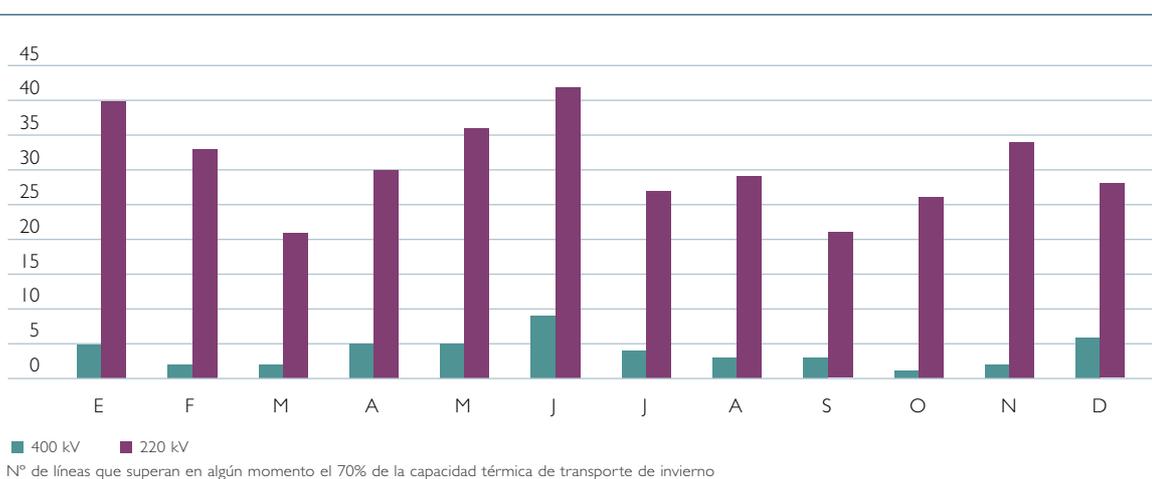
Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)



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



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



7



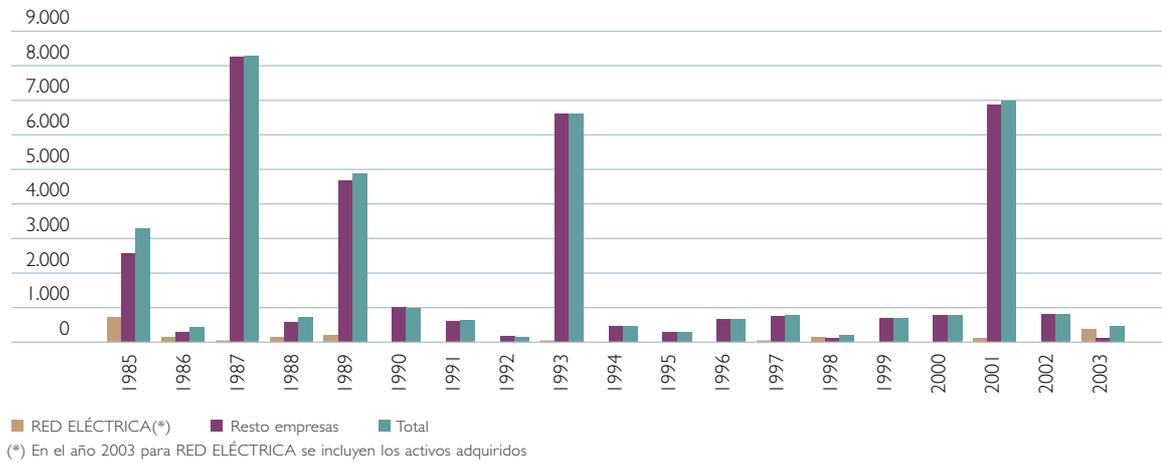
Sistema Peninsular



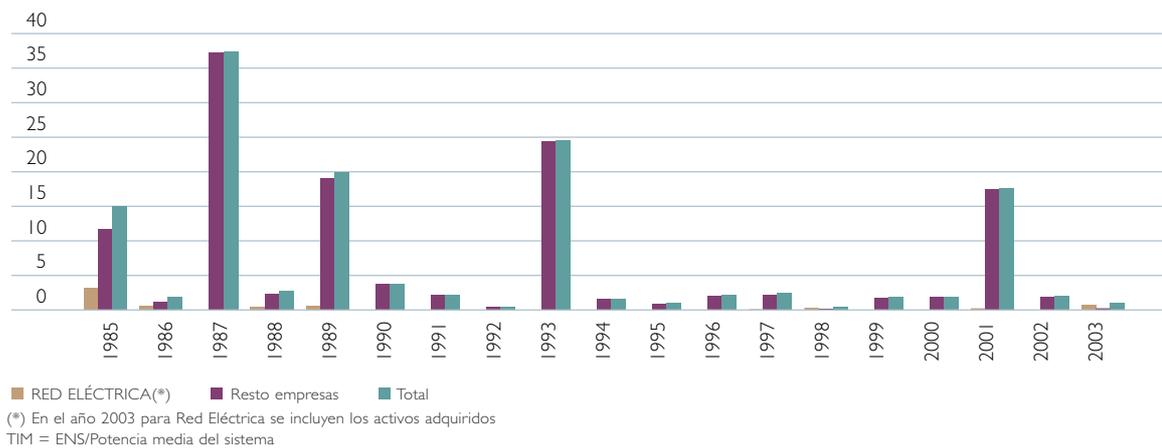
Calidad de servicio

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

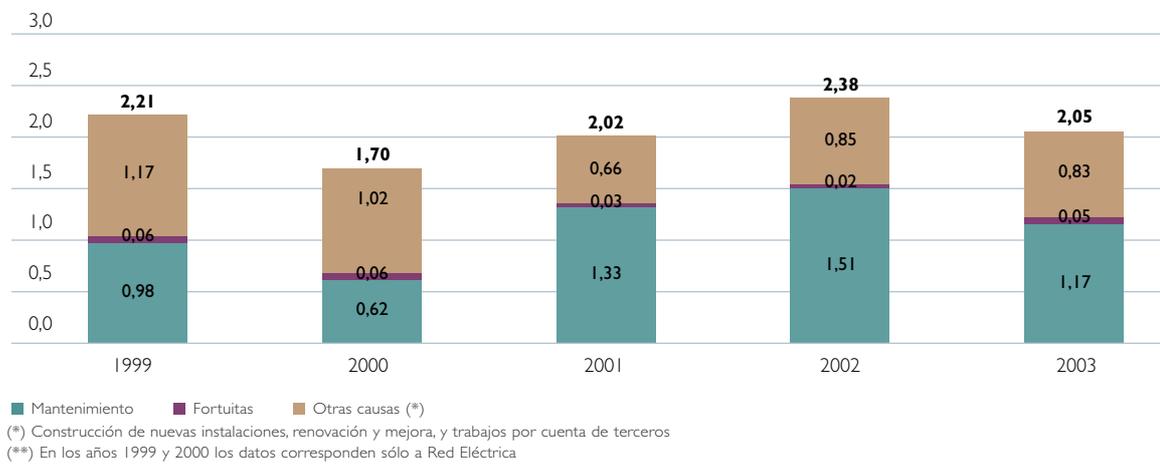
Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte (MWh)



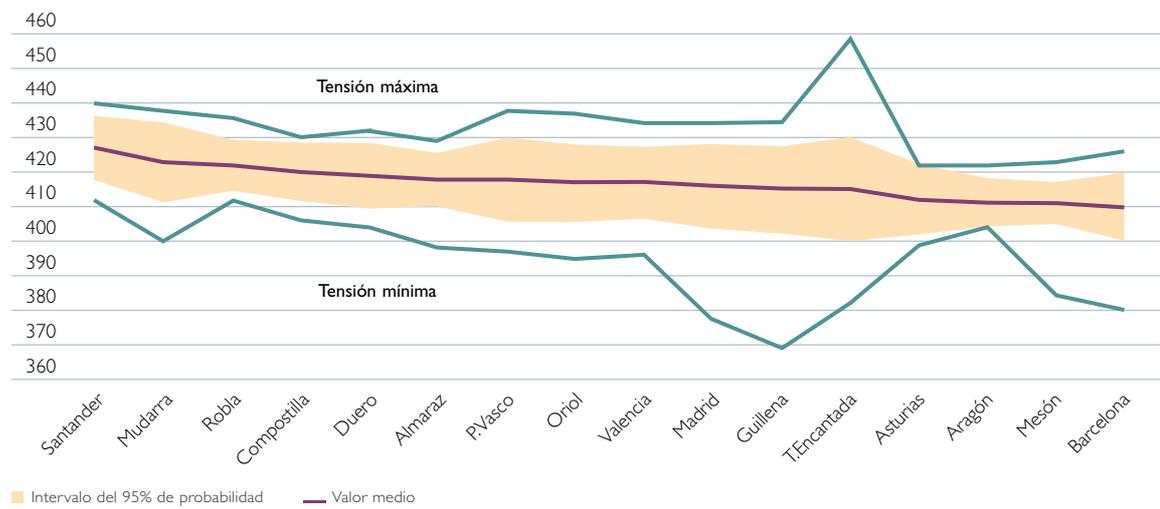
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte (minutos)



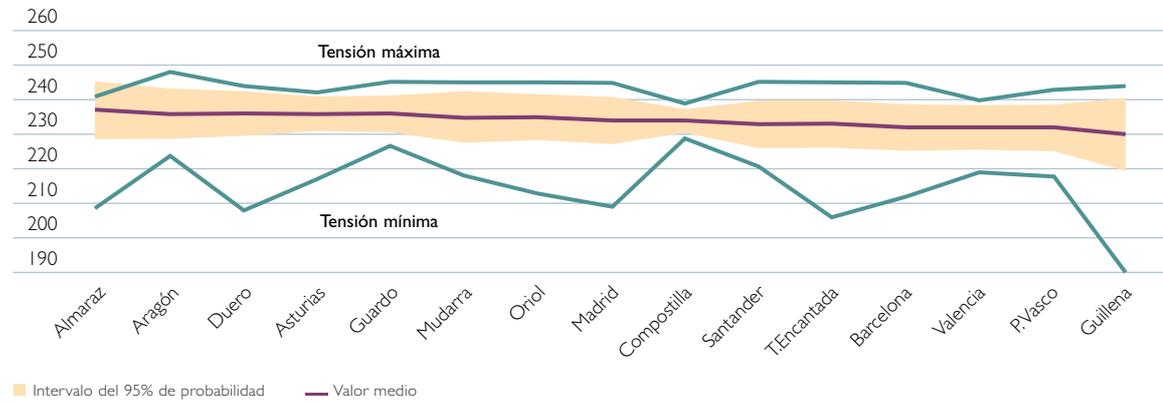
Evolución de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (%)



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



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





8

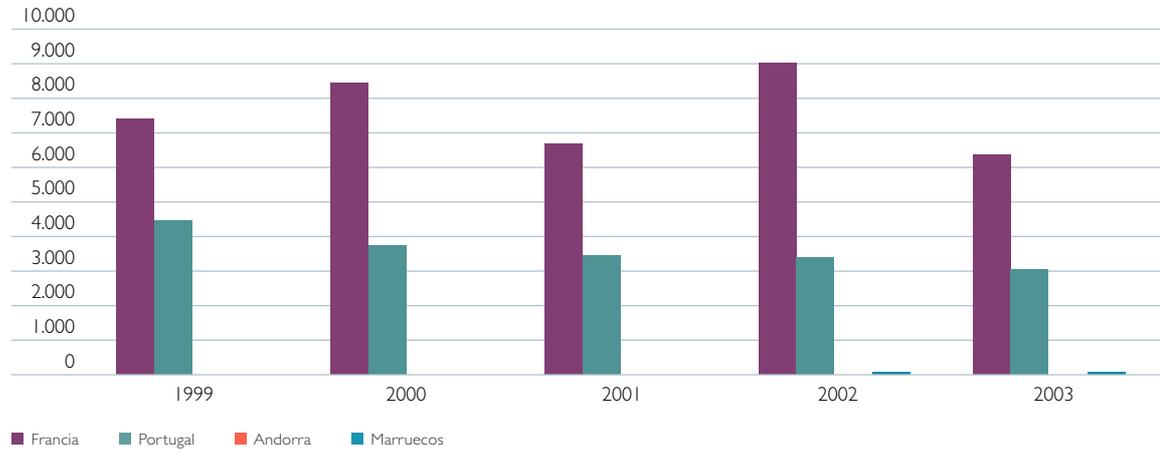
Sistema Peninsular



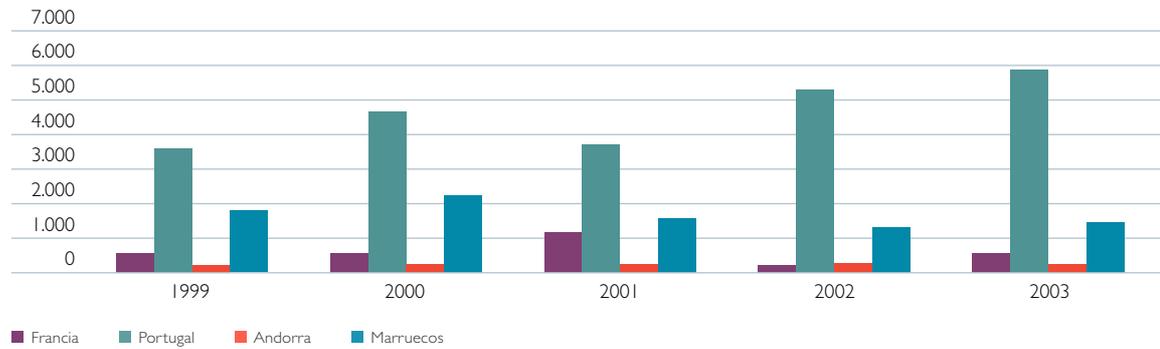
Intercambios Internacionales

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

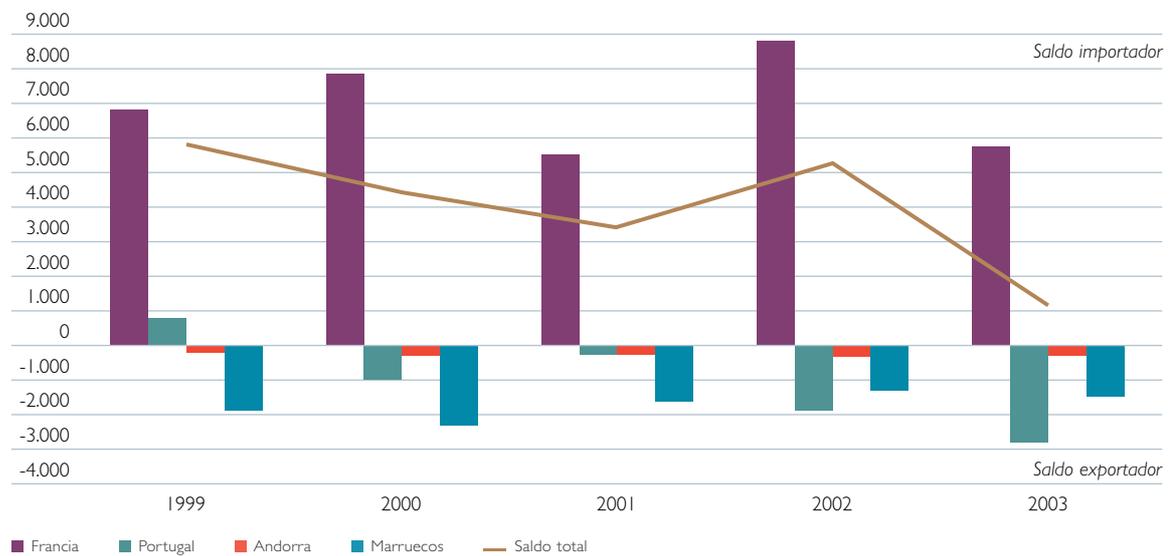
Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



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



Evolución de los saldos en los intercambios internacionales físicos (GWh)



Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)



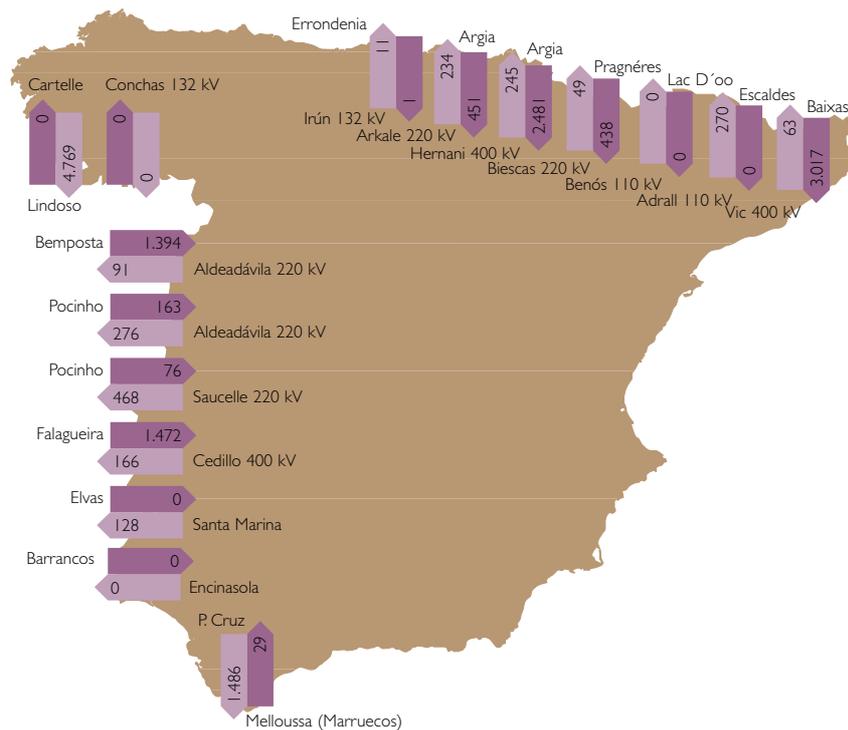
Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo		
	2002	2003	2002	2003	2002	2003	%03/02
Francia	8.806	6.903	24	1.176	8.782	5.727	-35
Portugal	719	1.633	2.595	4.433	-1.877	-2.800	49
Andorra	0	0	290	271	-290	-271	-7
Marruecos	73	11	1.388	1.467	-1.315	-1.456	11
Total	9.598	8.547	4.298	7.347	5.300	1.200	-77

Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo		Volumen	
	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003
Francia	9.062	6.387	227	602	8.834	5.785	9.289	6.989
Portugal	3.430	3.104	5.329	5.898	-1.899	-2.794	8.758	9.003
Andorra	0	0	292	270	-292	-270	292	270
Marruecos	12	29	1.327	1.486	-1.315	-1.457	1.340	1.515
Total	12.504	9.520	7.175	8.257	5.329	1.264	19.679	17.777

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
Contratos EDF - REE	4.160	2	4.159
Francia	4.160	2	4.159
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	4.377	7.345	-2.968
Francia (*)	2.743	1.175	1.568
Portugal	1.633	4.433	-2.800
Andorra	0	271	-271
Marruecos	1	1.467	-1.466
Intercambios de apoyo entre sistemas	10	0,1	10
Total intercambios programados	8.547	7.347	1.200
Desvíos de regulación objetos de compensación			64
Saldo físico de los intercambios internacionales			1.264

(*) Incluye intercambios con otros países europeos

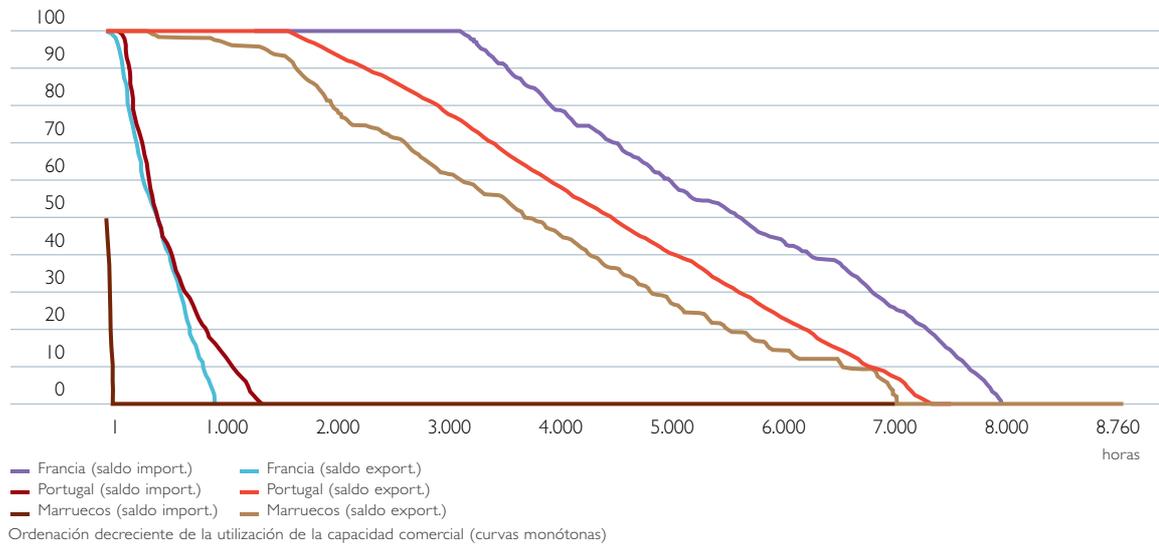
Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión (GWh)

	Comercializadoras		Productores		Agentes externos		Intercambios de apoyo		Contratos de RED ELÉCTRICA		Total		
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Saldo
Francia (*)	3	55	1.773	546	967	575	0	0	4.160	2	6.903	1.176	5.727
Portugal	609	2.292	39	1.485	985	656	0	0	0	0	1.633	4.433	-2.800
Andorra	0	271	0	0	0	0	0	0	0	0	0	271	-271
Marruecos	0	0	0	0	1	1.467	10	0	0	0	11	1.467	-1.456
Total	612	2.617	1.812	2.030	1.953	2.698	10	0	4.160	2	8.547	7.347	1.200

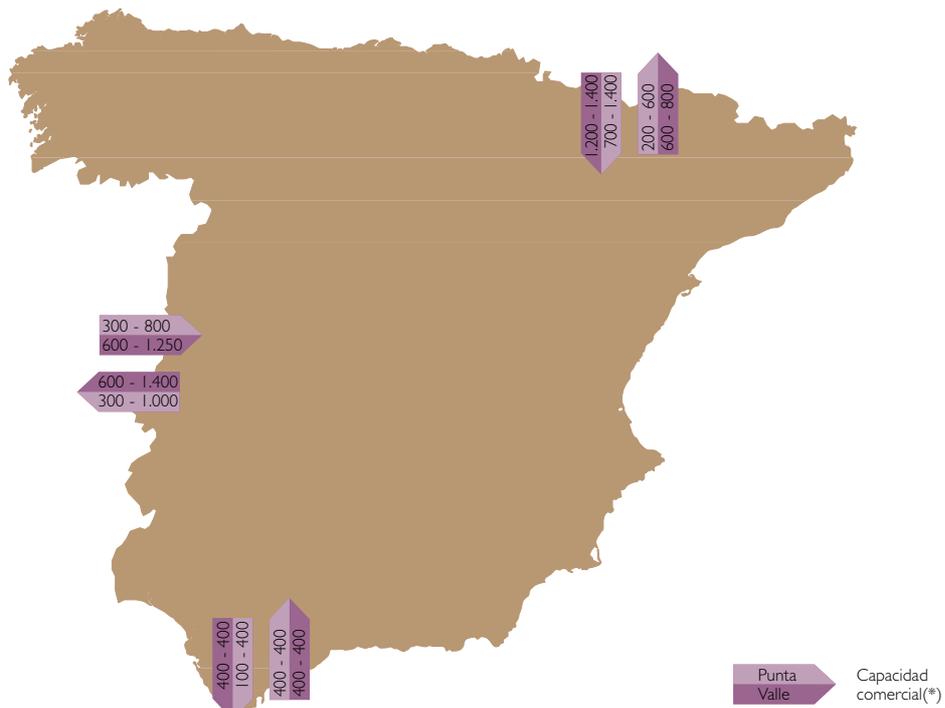
(*) Incluye intercambios con otros países europeos

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

% Utilización

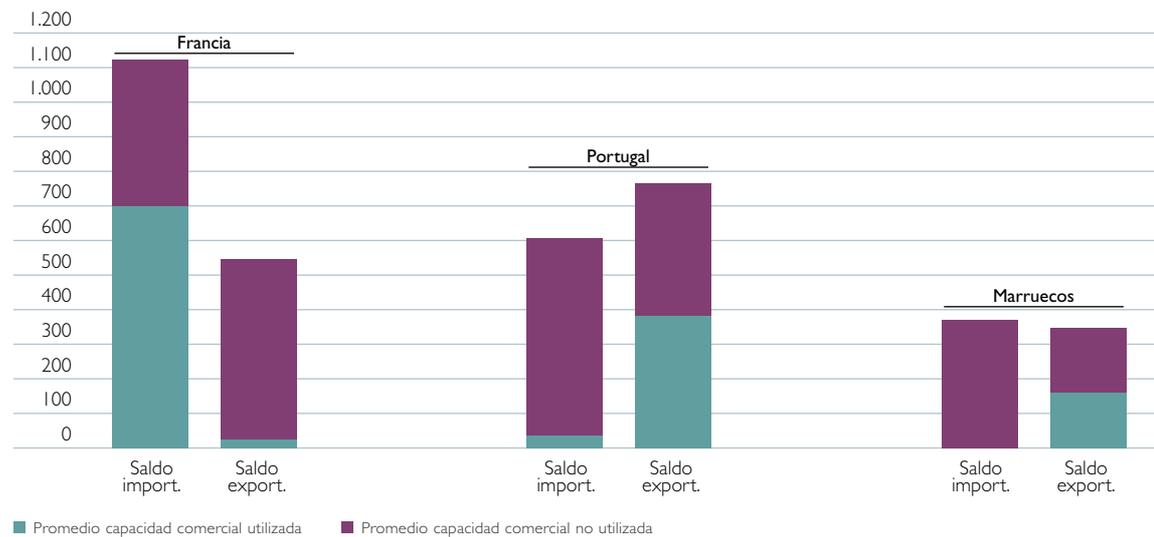


Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)



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

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





Sistemas Extrapeninsulares

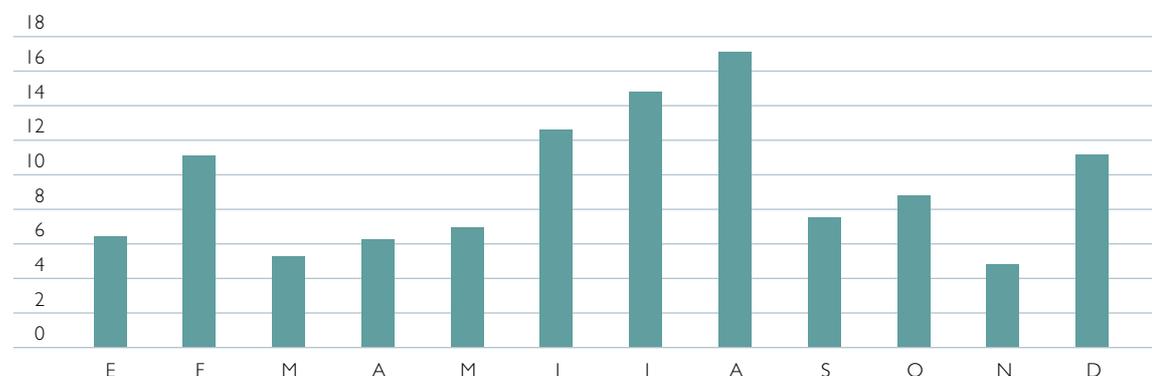


Gráficos y cuadros

Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	86
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	86
Evolución de la demanda de energía eléctrica en b.c.	87
Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica en b.c.	87
Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	88
Balance eléctrico de sistemas extrapeninsulares	88
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	89
Potencia instalada a 31-12-2003	89
Evolución del sistema de transporte y transformación	89

Fuente: ENDESA

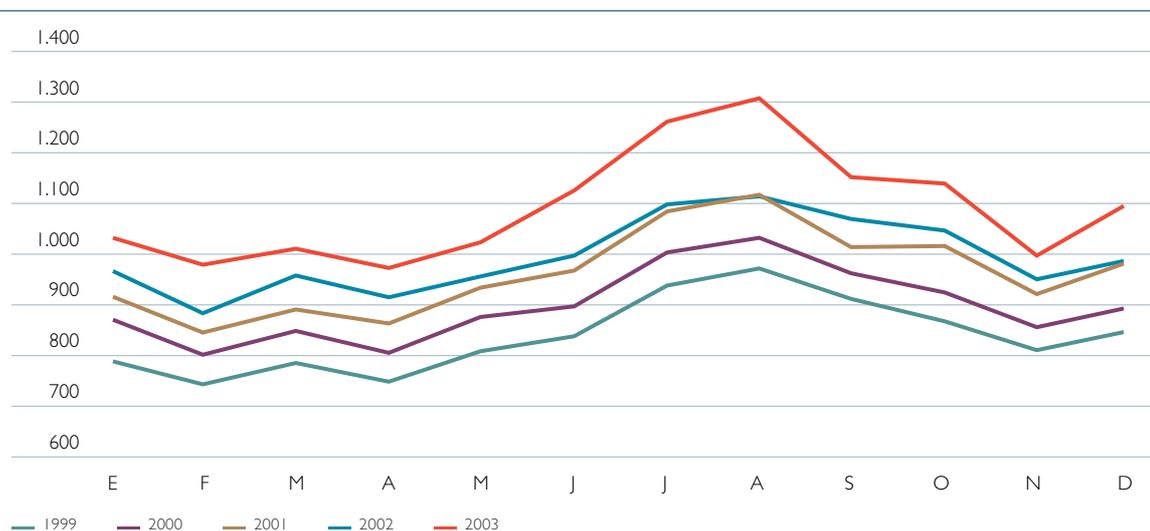
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	1999		2000		2001		2002		2003	
	GWh	%								
Enero	790	7,8	874	8,1	920	7,9	972	8,1	1.035	7,9
Febrero	744	7,4	802	7,4	847	7,3	882	7,4	981	7,5
Marzo	788	7,8	850	7,9	893	7,7	961	8,0	1.012	7,7
Abril	750	7,4	807	7,5	864	7,5	916	7,7	974	7,4
Mayo	809	8,0	877	8,1	936	8,1	957	8,0	1.024	7,8
Junio	838	8,3	899	8,3	970	8,4	999	8,3	1.125	8,6
Julio	940	9,3	1.006	9,3	1.087	9,4	1.099	9,2	1.262	9,6
Agosto	975	9,7	1.034	9,6	1.120	9,7	1.117	9,3	1.308	10,0
Septiembre	913	9,1	963	8,9	1.016	8,8	1.072	9,0	1.153	8,8
Octubre	867	8,6	927	8,6	1.019	8,8	1.050	8,8	1.143	8,7
Noviembre	812	8,1	858	7,9	923	8,0	952	8,0	999	7,6
Diciembre	850	8,4	896	8,3	988	8,5	992	8,3	1.103	8,4
Total	10.077	100,0	10.794	100,0	11.581	100,0	11.969	100,0	13.119	100,0

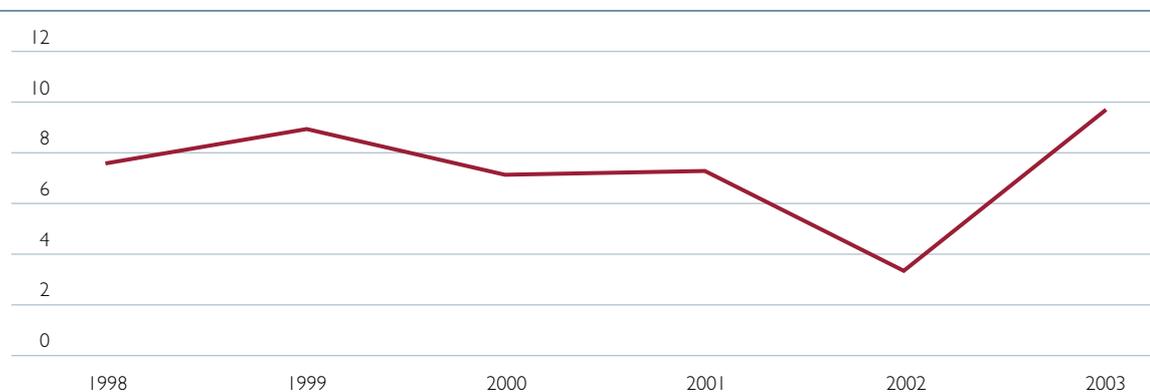
Evolución de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)



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

	1999	2000	2001	2002	2003	%03/02
Hidráulica	2	2	2	1	1	28,1
Carbón	3.476	3.472	3.673	3.542	3.547	0,1
Fuel/gas	6.580	7.377	7.945	8.504	9.667	13,7
Producción (b.a.)	10.059	10.851	11.620	12.046	13.215	9,7
- Consumos en generación	718	742	781	809	825	2,0
Producción (b.c.)	9.341	10.109	10.839	11.237	12.390	10,3
+ Régimen especial	737	685	742	731	729	-0,3
Hidráulica	0	3	3	2	2	35,3
Eólica	222	237	331	348	342	-1,8
Otras renovables	138	135	146	118	130	10,0
No renovables	378	309	261	264	255	-3,3
Demanda (b.c.)	10.077	10.794	11.581	11.969	13.119	9,6

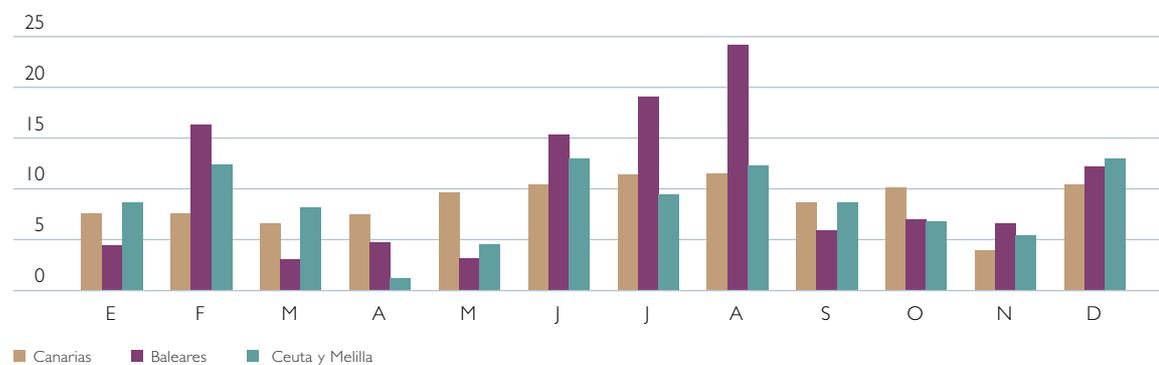
Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



Balance eléctrico de sistemas extrapeninsulares (GWh)

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta y Melilla		Total	
	GWh	Δ%03/02	GWh	Δ%03/02	GWh	Δ%03/02	GWh	Δ%03/02
Hidráulica	0	-	1	28,1	0	-	1	28,1
Carbón	3.547	0,1	0	-	0	-	3.547	0,1
Fuel/gas	1.865	35,9	7.471	9,4	332	10,2	9.667	13,7
Producción (b.a.)	5.411	10,1	7.472	9,4	332	10,2	13.215	9,7
- Consumos generación	345	1,3	461	1,5	19	38,2	825	2,0
Producción (b.c.)	5.066	10,8	7.011	10,0	313	8,8	12.390	10,3
+ Régimen especial	138	10,0	591	-2,5	0	-	729	-0,3
Hidráulica	0	-	2	35,3	0	-	2	35,3
Eólica	0	-	342	-1,8	0	-	342	-1,8
Otras renovables	130	10,0	0	-	0	-	130	10,0
No renovables	8	10,0	247	-3,6	0	-	255	-3,3
Demanda (b.c.)	5.204	10,8	7.602	8,9	313	8,8	13.119	9,6

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



Potencia instalada a 31-12-2003 (MW)

	Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta y Melilla	Total
Hidráulica	0	1	0	1
Carbón	510	0	0	510
Fuel/gas	1.007	1.887	103	2.996
Total régimen ordinario	1.517	1.888	103	3.507
Hidráulica	0	0	0	0
Eólica	0	130	0	130
Otras renovables	34	0	2	36
No renovables	9	65	0	74
Total régimen especial	43	196	2	241
Total	1.560	2.084	105	3.748

Evolución del sistema de transporte y transformación

		1999	2000	2001	2002	2003
km de circuito a 220 kV	Canarias	160	160	160	160	168
	Baleares	163	163	163	165	165
	Total	323	323	323	325	333
km de circuito a 66 kV y 132 kV	Canarias	868	882	885	890	945
	Baleares	958	973	974	990	993
	Total	1.826	1.855	1.859	1.880	1.938
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	3.171	3.307	3.355	3.559	3.601
	Baleares	2.819	2.940	2.983	3.164	3.460
	Total	5.990	6.247	6.338	6.723	7.061

Incluye enlaces submarinos. Datos provisionales



REE

El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas



Gráficos y cuadros

Balance de energía eléctrica	92
Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central	93
Producción del régimen ordinario y régimen especial	93
Potencia instalada del régimen ordinario	94
Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central	94
Situación de las centrales eléctricas	95
Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares	96
Potencia instalada del régimen especial	97
Estructura de la potencia instalada del régimen especial	98
Estructura de la energía adquirida al régimen especial	98
Energía adquirida al régimen especial	99
Previsión de instalación de ciclos combinados	100
SalDOS de intercambios de energía entre Comunidades Autónomas peninsulares	101
Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2003	102
Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2003	102
Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólica 1999-2003	103
Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2003	103
Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2003	104
Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio	104

Balance de energía eléctrica (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla- La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
Hidráulica	1.297	3.681	1.518	0	1	589	804	11.404	4.969	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	9.809	3.739	25.330	0
Carbón	13.811	7.645	17.069	3.547	0	0	1.028	16.746	578	0
Fuel/gas (*)	1.286	0	0	1.865	7.471	0	2.589	0	1.573	181
Ciclo Combinado	3.673	0	0	0	0	0	0	0	3.942	0
Producción (b.a.)	20.067	11.326	18.587	5.411	7.472	589	14.230	31.889	36.392	181
- Consumos generación	732	574	984	345	461	8	981	1.356	1.288	9
- Consumos bombeo	760	464	127	0	0	792	152	509	600	0
Producción (b.c.)	18.575	10.288	17.476	5.066	7.011	** -211	13.097	30.024	34.504	172
+ Saldo Intercambios (***)	9.438	-6.437	-8.457	0	0	1.948	-5.260	-19.001	2.780	0
+ Régimen especial	5.242	4.468	1.078	138	591	1.571	3.107	3.772	5.778	0
Hidráulica	256	986	212	0	2	217	239	593	882	0
Eólica	477	1.901	147	0	342	0	1.762	1.522	161	0
Otras renovables	1.149	64	454	130	0	15	106	132	331	0
No renovables	3.360	1.517	265	8	247	1.339	1.000	1.525	4.404	0
Demanda (b.c.) 2003	33.255	8.319	10.097	5.204	7.602	3.308	10.944	14.795	43.062	172
Demanda (b.c.) 2002	30.717	7.876	9.934	4.699	6.982	3.050	10.148	13.821	40.878	158
Δ% 2003/2002	8,3	5,6	1,6	10,8	8,9	8,5	7,8	7,0	5,3	8,8

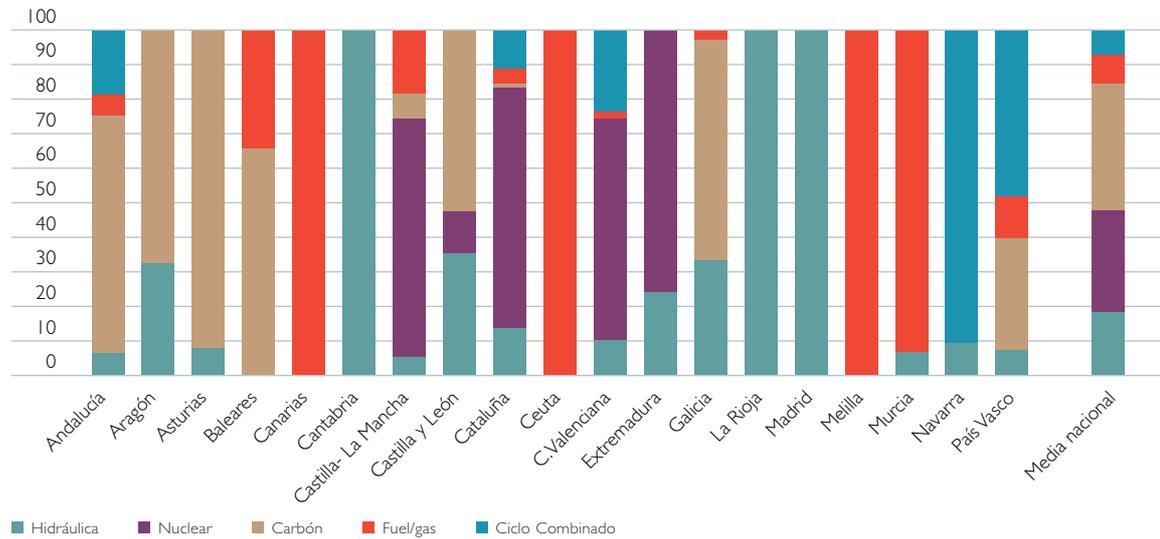
	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	1.404	4.706	7.398	152	219	0	84	254	294	38.774
Nuclear	8.294	14.703	0	0	0	0	0	0	0	61.875
Carbón	0	0	14.142	0	0	0	0	0	1.230	75.796
Fuel/gas	342	0	610	0	0	151	1.173	0	462	17.703
Ciclo Combinado	3.024	0	0	0	0	0	0	2.495	1.856	14.990
Producción (b.a.)	13.064	19.409	22.150	152	219	151	1.257	2.749	3.842	209.138
- Consumos generación	438	641	841	2	3	10	66	58	89	8.886
- Consumos bombeo	1.004	72	198	0	0	0	0	0	0	4.678
Producción (b.c.)	11.622	18.696	21.111	150	216	142	1.191	2.691	3.753	195.574
+ Saldo Intercambios (***)	9.565	-14.387	-10.188	656	25.917	0	2.610	-327	12.409	1.264
+ Régimen especial	1.691	51	6.879	649	1.102	0	695	2.411	1.268	40.491
Hidráulica	26	31	813	52	132	0	32	347	115	4.935
Eólica	108	0	3.554	457	0	0	24	1.589	96	12.140
Otras renovables	62	0	323	3	248	0	12	226	98	3.353
No renovables	1.495	20	2.189	137	722	0	627	249	959	20.063
Demanda (b.c.) 2003	22.878	4.360	17.802	1.455	27.235	142	4.496	4.775	17.430	237.329
Demanda (b.c.) 2002	21.662	4.020	17.215	1.372	25.787	131	4.250	3.817	16.664	223.180
Δ% 2003/2002	5,6	8,5	3,4	6,0	5,6	8,5	5,8	25,1	4,6	6,3

(*) Incluye GICC (Elcogás)

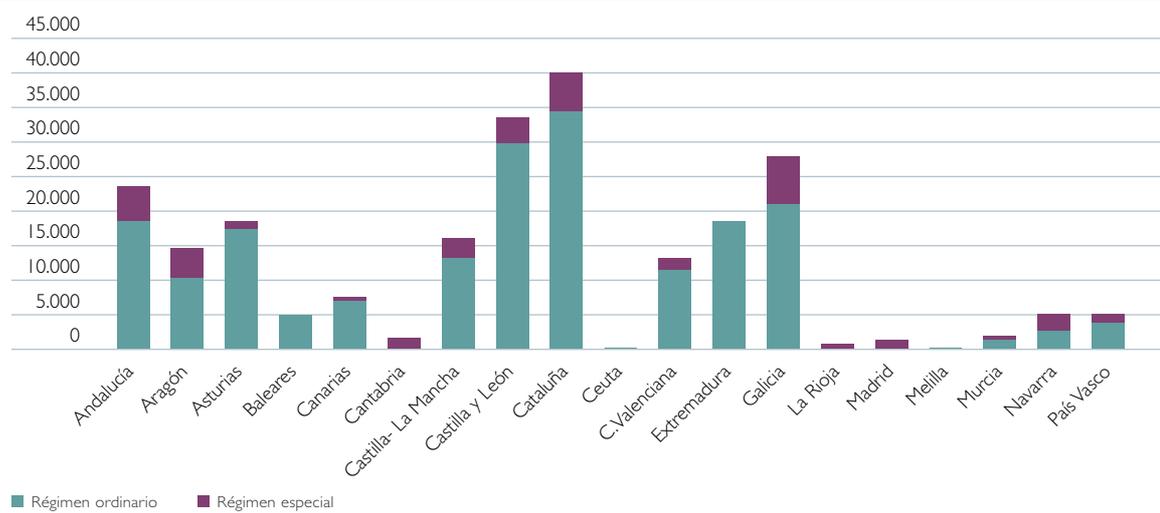
(**) Provocado por el saldo negativo entre energía consumida y generada en el ciclo bombeo-turbinación de la central de Aguayo

(***) 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

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



Producción del régimen ordinario y régimen especial (GWh)



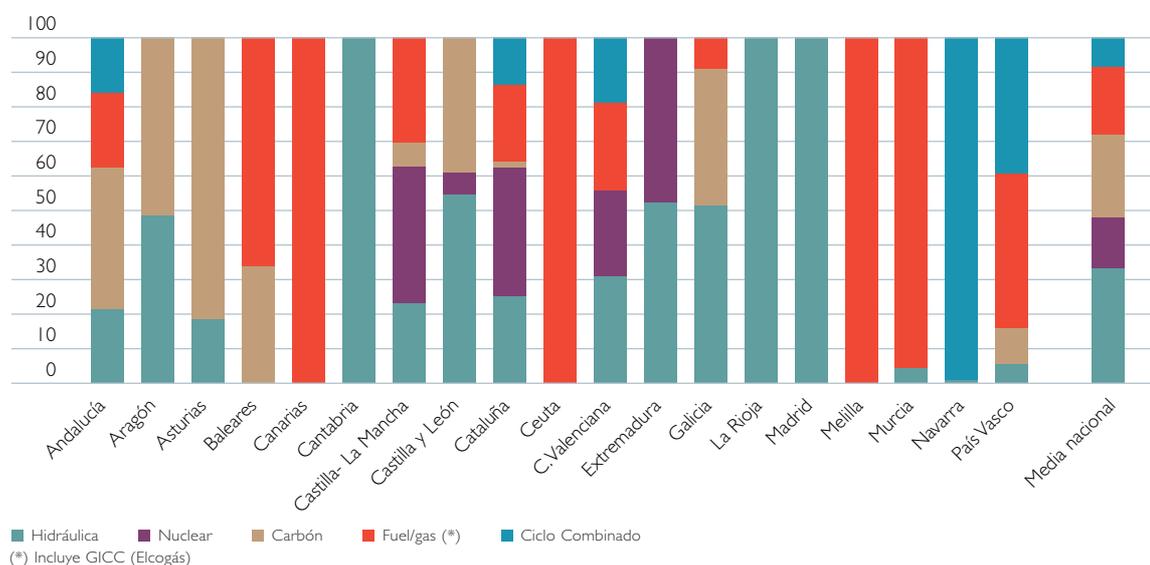
Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla- La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
Hidráulica	1.046	1.284	661	0	1	389	725	3.979	2.206	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	1.226	466	3.142	0
Carbón	2.051	1.342	2.695	510	0	0	221	2.848	160	0
Fuel/gas (*)	1.061	0	0	1.007	1.887	0	948	0	1.870	49
Ciclo Combinado	794	0	0	0	0	0	0	0	1.200	0
Total 2003	4.952	2.626	3.356	1.517	1.888	389	3.120	7.293	8.578	49
Total 2002	5.022	2.626	3.356	1.367	1.604	389	3.120	7.293	8.672	49
Δ% 2003/2002	-1,4	0,0	0,0	11,0	17,7	0,0	0,0	0,0	-1,1	0,0

	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	1.326	2.148	2.681	8	59	0	28	11	105	16.658
Nuclear	1.085	1.957	0	0	0	0	0	0	0	7.876
Carbón	0	0	2.031	0	0	0	0	0	217	12.075
Fuel/gas (*)	1.084	0	470	0	0	54	578	0	919	9.926
Ciclo Combinado	800	0	0	0	0	0	0	800	800	4.394
Total 2003	4.295	4.105	5.182	8	59	54	606	811	2.041	50.929
Total 2002	4.219	4.105	5.182	8	59	54	606	411	1.241	49.384
Δ% 2003/2002	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97,3	64,4	3,1

(*) Incluye GICC (Elcogás)

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



(*) Incluye GICC (Elcogás)

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

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2002	2003	Δ%
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	2.311	1.864	-19,3
Litoral	Carbón importado	1.159	7.489	8.398	12,1
Los Barrios	Carbón importado	568	4.074	3.549	-12,9
Algeciras	Fuel/gas	753	1.562	820	-47,5
C.Colón	Fuel/gas	308	396	466	17,6
San Roque	Ciclo combinado	794	2.212	3.673	66,0
Andalucía		3.906	18.044	18.770	4,0
Escatrón	Lignito negro	80	307	217	-29,2
Escucha	Lignito negro	160	975	655	-32,9
Teruel	Lignito negro	1.102	7.369	6.773	-8,1
Aragón		1.342	8.651	7.645	-11,6
Aboño	Hulla+antracita	916	6.820	6.927	1,6
Lada	Hulla+antracita	513	3.086	2.315	-25,0
Narcea	Hulla+antracita	595	3.748	3.683	-1,7
Soto de Ribera	Hulla+antracita	671	4.836	4.144	-14,3
Asturias		2.695	18.490	17.069	-7,7
José Cabrera	Nuclear	160	1.009	1.140	13,0
Trillo I	Nuclear	1.066	8.356	8.669	3,7
Puertollano	Hulla+antracita	221	1.068	1.028	-3,8
Aceca	Fuel/gas	628	1.391	917	-34,1
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.938	1.672	-13,7
Castilla-La Mancha		2.395	13.763	13.426	-2,5
Garoña	Nuclear	466	3.998	3.739	-6,5
Anllares	Hulla+antracita	365	2.838	2.449	-13,7
Compostilla	Hulla+antracita	1.312	7.721	7.164	-7,2
Guardo	Hulla+antracita	516	3.377	2.513	-25,6
La Robla	Hulla+antracita	655	4.508	4.620	2,5
Castilla y León		3.314	22.442	20.485	-8,7
Ascó	Nuclear	2.055	16.929	16.805	-0,7
Vandellós II	Nuclear	1.087	8.352	8.525	2,1
Serchs	Lignito negro	160	961	578	-39,8
Besós I y 2	Fuel/gas	300	465	77	-83,4
Foix	Fuel/gas	520	1.183	934	-21,0
San Adrián	Fuel/gas	1.050	1.203	562	-53,3
Badalona II	Fuel/gas	-	-	-	-
Besós 3 y 4	Ciclo combinado	800	1.627	3.568	119,3
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	-	374	-
Cataluña		6.372	30.720	31.423	2,3
Cofrentes	Nuclear	1.085	8.189	8.294	1,3
Castellón	Fuel/gas	1.084	2.207	342	-84,5
Castellón 3	Ciclo combinado	800	925	3.024	227,0
C.Valenciana		2.969	11.320	11.660	3,0
Almaraz	Nuclear	1.957	16.183	14.703	-9,1
Extremadura		1.957	16.183	14.703	-9,1
Meirama	Lignito pardo	563	4.282	3.585	-16,3
Puentes de García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	11.368	10.557	-7,1
Sabón	Fuel/gas	470	840	610	-27,4
Galicia		2.501	16.490	14.752	-10,5
Escombreras	Fuel/gas	578	2.739	1.173	-57,2
Murcia		578	2.739	1.173	-57,2
Castejón 1	Ciclo combinado	400	544	1.602	194,3
Castejón 2	Ciclo combinado	400	-	893	-
Navarra		800	544	2.495	358,3
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	1.629	1.230	-24,5
Santurce	Fuel/gas	919	2.549	462	-81,9
Bahía Bizkaia	Ciclo combinado	800	-	1.856	-
País Vasco		1.936	4.179	3.548	-15,1
Total		30.765	163.566	157.149	-3,9

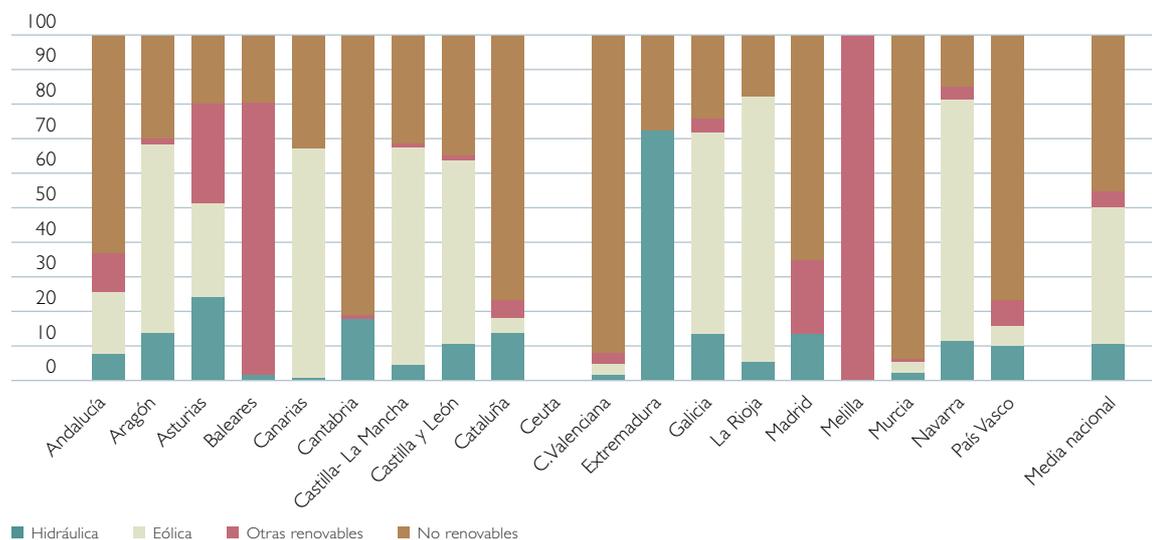
Potencia instalada del régimen especial (MW) (*)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla- La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
Renovables	455	1.220	240	34	131	65	985	952	383	0
Hidráulica	98	238	72	0	0,5	62	61	156	226	0
Eólica	216	947	82	0	130	0	900	776	75	0
Otras renovables	141	35	86	34	0	3	24	20	82	0
Biomasa	141	35	32	0	0	1	23	20	32	0
R.S.Industriales	0	0	54	0	0	0	0	0	9	0
R.S.Urbanos	0	0	0	34	0	2	0	0	40	0
Solar	0	0	0	0,4	0	0	1	0	1	0
No renovables	787	521	60	9	65	285	450	510	1.276	0
Calor residual	42	0	0	9	27	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	69	0	0	0	0
Fuel-Gasoil	108	71	24	0	0	12	217	85	264	0
Gas de refinería	121	0	0	0	38	0	0	0	0	0
Gas natural	516	450	36	0	0	204	233	425	1.012	0
Total 2003	1.242	1.741	300	43	196	350	1.435	1.462	1.659	0
Total 2002	1.130	1.622	290	30	192	347	1.250	1.197	1.645	0
Δ% 2003/2002	9,9	7,3	3,4	44,0	2,1	0,9	14,8	22,1	0,9	-

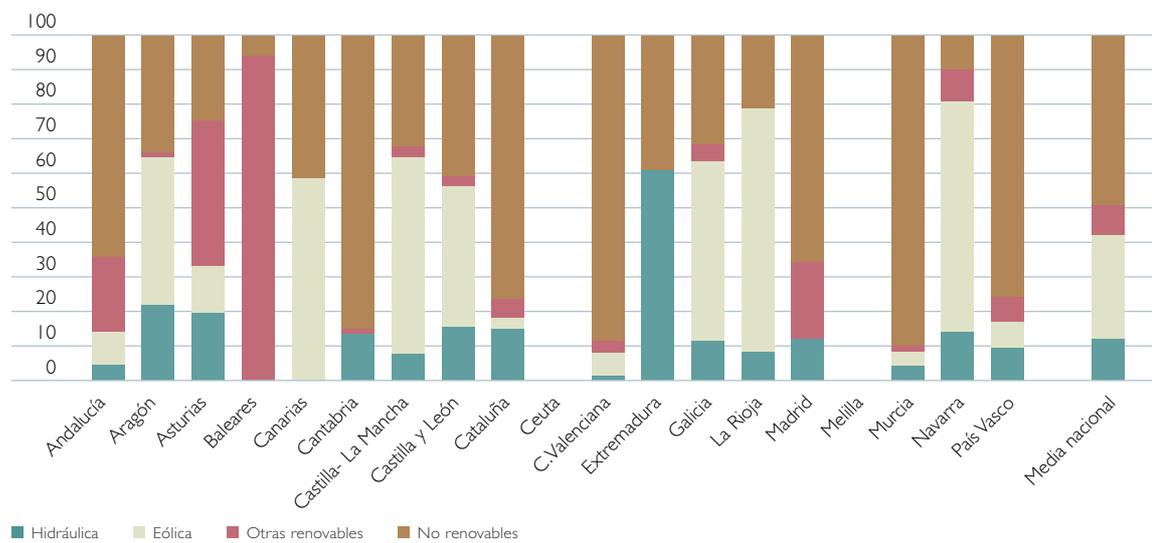
	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	51	18	1.836	219	126	2	23	843	115	7.698
Hidráulica	11	18	322	14	49	0	8	113	48	1.496
Eólica	20	0	1.412	204	0	0	13	688	28	5.491
Otras renovables	20	0	102	1	77	2	2	42	39	711
Biomasa	9	0	34	0	21	0	2	40	16	406
R.S.Industriales	9	0	68	0	10	0	0	0	22	172
R.S.Urbanos	1	0	0	1	45	2	0	0	0	125
Solar	1	0	0	0	1	0	0	2	1	7
No renovables	605	7	587	48	238	0	369	149	378	6.344
Calor residual	7	0	0	0	0	0	0	0	20	105
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69
Fuel-Gasoil	77	0	328	4	23	0	46	6	12	1.277
Gas de refinería	31	0	0	0	0	0	0	0	58	248
Gas natural	490	7	259	44	215	0	323	143	288	4.645
Total 2003	656	25	2.423	267	364	2	392	992	493	14.042
Total 2002	636	24	2.098	267	309	2	376	987	487	12.889
Δ% 2003/2002	3,1	4,7	15,5	0,0	17,8	0,0	4,3	0,5	1,2	8,9

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

Estructura de la potencia instalada del régimen especial (%)



Estructura de la energía adquirida al régimen especial (%)



Energía adquirida al régimen especial (GWh) (*)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla- La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
Renovables	1.882	2.951	813	130	344	232	2.107	2.247	1.374	0
Hidráulica	256	986	212	0	2	217	239	593	882	0
Eólica	477	1.901	147	0	342	0	1.762	1.522	161	0
Otras renovables	1.149	64	454	130	0	15	106	132	331	0
Biomasa	1.149	64	62	0	0	7	105	132	47	0
R.S.Industriales	0	0	392	0	0	0	0	0	24	0
R.S.Urbanos	0	0	0	130	0	8	0	0	259	0
Solar	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
No renovables	3.360	1.517	265	8	247	1.339	1.000	1.525	4.404	0
Calor residual	57	0	0	8	4	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	535	0	0	0	0
Fuel-Gasoil	325	195	142	0	0	17	287	185	479	0
Gas de refinera	274	0	0	0	243	0	0	0	0	0
Gas natural	2.704	1.322	123	0	0	787	713	1.340	3.925	0
Total 2003	5.242	4.468	1.078	138	591	1.571	3.107	3.772	5.778	0
Total 2002	4.680	3.537	1.022	126	606	1.327	2.490	2.980	5.697	0
Δ% 2003/2002	12,0	26,3	5,5	10,0	-2,5	18,4	24,8	26,6	1,4	-

	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	196	31	4.690	512	380	0	68	2.162	309	20.428
Hidráulica	26	31	813	52	132	0	32	347	115	4.935
Eólica	108	0	3.554	457	0	0	24	1.589	96	12.140
Otras renovables	62	0	323	3	248	0	12	226	98	3.353
Biomasa	16	0	37	0	7	0	12	223	62	1.923
R.S.Industriales	45	0	286	0	46	0	0	0	35	828
R.S.Urbanos	0	0	0	3	194	0	0	0	0	594
Solar	1	0	0	0	1	0	0	3	1	8
No renovables	1.495	20	2.189	137	722	0	627	249	959	20.063
Calor residual	9	0	0	0	0	0	0	0	75	153
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	535
Fuel-Gasoil	106	0	1.104	5	40	0	124	2	28	3.039
Gas de refinera	29	0	0	0	0	0	0	0	0	546
Gas natural	1.351	20	1.085	132	682	0	503	247	856	15.790
Total 2003	1.691	51	6.879	649	1.102	0	695	2.411	1.268	40.491
Total 2002	1.588	30	6.172	507	899	0	578	2.299	1.288	35.825
Δ% 2003/2002	6,5	70,0	11,5	28,0	22,6	-	20,2	4,9	-1,6	13,0

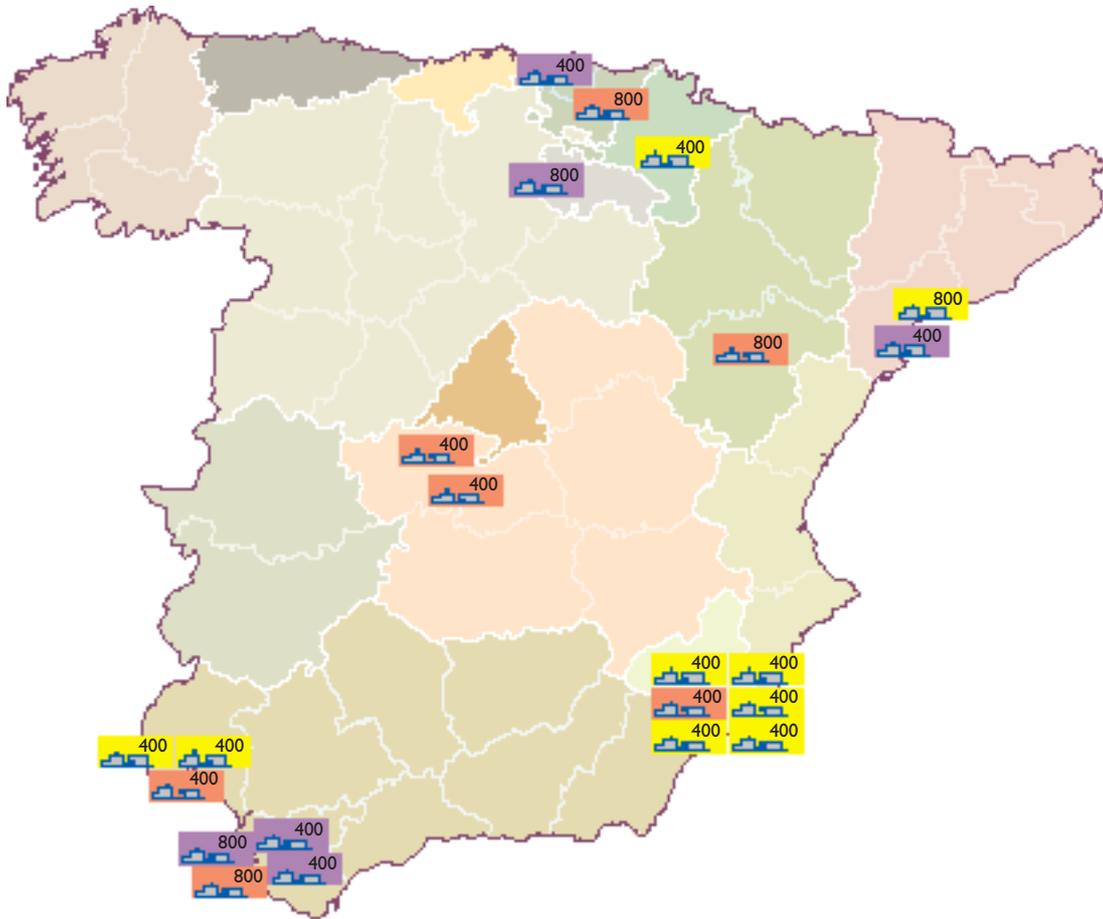
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y empresas eléctricas.

(*) 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

Previsión de instalación de ciclos combinados (*) (MW)



	2004	2005	2006	Total
Andalucía	1.600	1.200	800	3.600
Aragón	0	800	0	800
Asturias	0	0	0	0
Cantabria	0	0	0	0
Castilla-Mancha	0	800	0	800
Castilla y León	0	0	0	0
Cataluña	400	0	800	1.200
Comunidad Valenciana	0	0	0	0
Extremadura	0	0	0	0
Galicia	0	0	0	0
La Rioja	800	0	0	800
Madrid	0	0	0	0
Murcia	0	400	2.000	2.400
Navarra	0	0	400	400
País Vasco	400	800	0	1.200
Totales	3.200	4.000	4.000	11.200

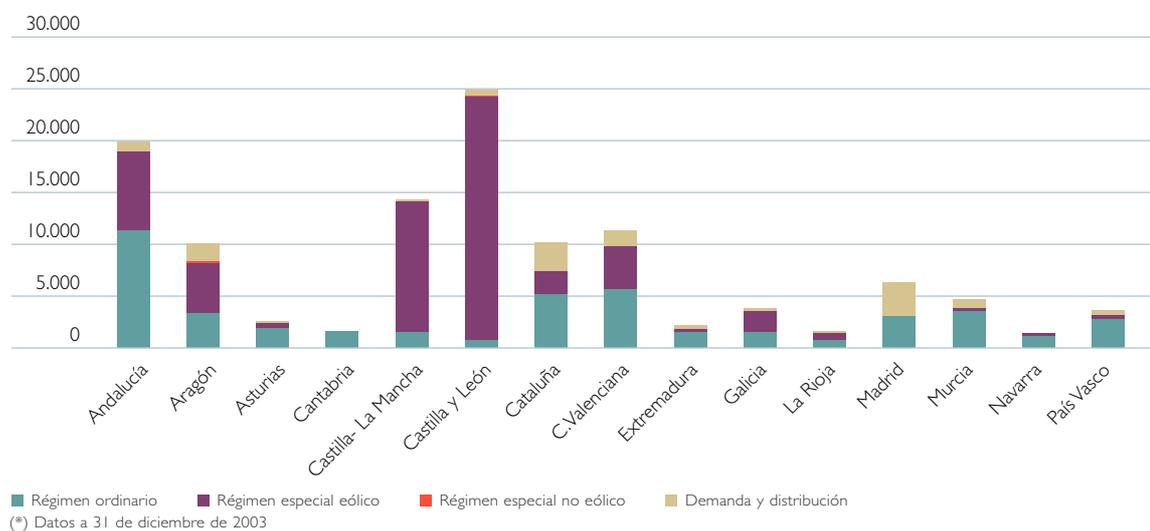


(*) Previsión realizada por RED ELÉCTRICA

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



Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2003 (MW)*



Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2003 (*) (1)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	16	11.391	9.680	387	1.324
Aragón	6	3.377	2.989	388	0
Asturias	3	1.877	0	1.114	763
Cantabria	2	1.570	770	0	800
Castilla-La Mancha	3	1.537	737	0	800
Castilla y León	2	776	0	776	0
Cataluña	8	5.133	3.595	0	1.538
C.Valenciana	5	5.659	4.225	1.434	0
Extremadura	2	1.600	0	0	1.600
Galicia	2	1.543	1.543	0	0
La Rioja	1	800	800	0	0
Madrid	3	3.012	2.228	0	784
Murcia	4	3.578	3.578	0	0
Navarra	3	1.136	754	382	0
País Vasco	4	2.742	2.742	0	0
Total	64	45.729	33.640	4.480	7.609

(*) De los 45.729 MW solicitados, el 94% corresponde a ciclos combinados, el 4,6% a generación de carbón y el 1,4% a generación hidráulica
 (1) Datos a 31 de diciembre de 2003

Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólica 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	45	7.443	6.160	211	1.072
Aragón	49	4.805	1.634	3.076	95
Asturias	7	435	306	129	0
Cantabria	3	99	99	0	0
Castilla-La Mancha	53	12.589	11.267	863	460
Castilla y León	185	23.461	14.959	4.925	3.587
Cataluña	37	2.144	1.850	50	245
C.Valenciana	23	4.029	3.841	188	0
Extremadura	1	236	0	236	0
Galicia	15	1.962	49	1.748	165
La Rioja	11	587	587	0	0
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	2	184	0	184	0
Navarra	7	255	188	33	34
País Vasco	3	260	0	260	0
Total	441	58.489	40.940	11.903	5.658

(*) Datos a 31 de diciembre de 2003

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	2	100	100	0	0
Aragón	12	180	87	3	90
Asturias	1	50	0	50	0
Cantabria	1	76	76	0	0
Castilla-La Mancha	0	0	0	0	0
Castilla y León	1	29	29	0	0
Cataluña	5	111	111	0	0
C.Valenciana	0	0	0	0	0
Extremadura	0	0	0	0	0
Galicia	1	10	0	10	0
Rioja, La	0	0	0	0	0
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	0	0	0	0	0
Navarra	0	0	0	0	0
País Vasco	0	0	0	0	0
Total	23	556	403	63	90

(*) Datos a 31 de diciembre de 2003

Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 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	9	853	250	303	300
Aragón	15	1.723	545	898	280
Asturias	2	120	120	0	0
Cantabria	0	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	2	195	120	75	0
Castilla y León	11	428	0	363	65
Cataluña	29	2.803	810	1.860	133
C.Valenciana	17	1.717	550	997	170
Extremadura	3	243	148	0	95
Galicia	5	264	183	0	81
La Rioja	2	215	0	215	0
Madrid	18	3.170	590	2.550	30
Murcia	2	900	0	900	0
Navarra	0	0	0	0	0
País Vasco	5	540	60	480	0
Total	120	13.171	3.376	8.641	1.154

(*) Datos a 31 de diciembre de 2003

Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

	ENS (MWh)		TIM (minutos)	
	RED ELÉCTRICA	Red de Transporte	RED ELÉCTRICA	Red de Transporte
Andalucía	13,0	13,0	0,20	0,20
Aragón	1,2	1,2	0,07	0,07
Asturias	0,0	0,0	0,00	0,00
Cantabria	0,0	0,0	0,00	0,00
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,00	0,00
Castilla y León	0,0	0,0	0,00	0,00
Cataluña	59,6	59,6	0,73	0,73
C.Valenciana	0,0	98,3	0,00	2,23
Extremadura	0,0	0,0	0,00	0,00
Galicia	78,6	78,6	2,32	2,32
La Rioja	0,0	0,0	0,00	0,00
Madrid	207,5	207,5	3,98	3,98
Murcia	0,0	0,0	0,00	0,00
Navarra	0,5	0,5	0,04	0,04
País Vasco	0,0	7,5	0,00	0,23



Comparación Internacional



Gráficos y cuadros

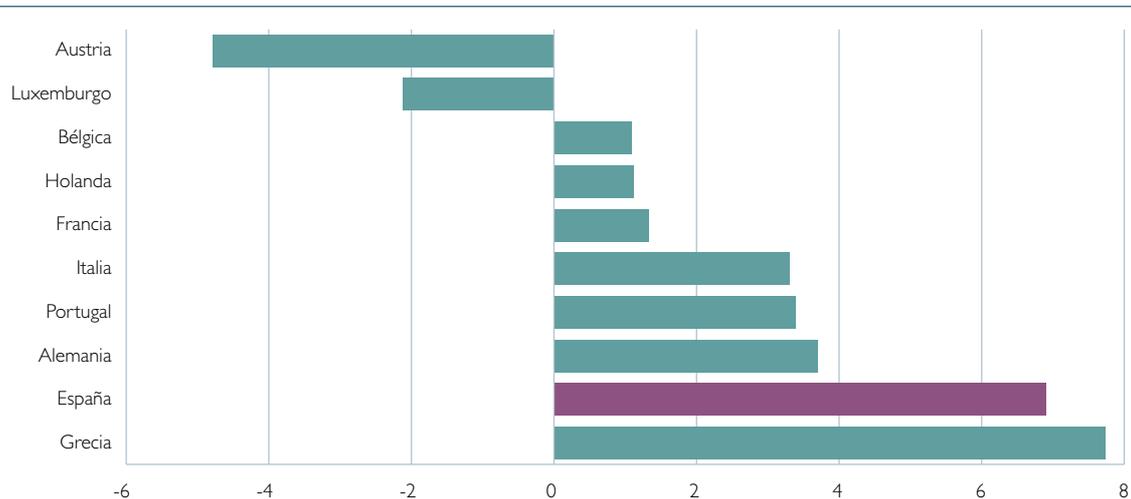
Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	108
Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2003/2002	108
Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	109
Incremento de la demanda de energía eléctrica 1999-2003	109
Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	110
Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	110
Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	111
Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	111
Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	112
Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	112
Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	113
Evolución de la red de transporte en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE. Incremento 1996-2002	113
Relación entre red de transporte y demanda en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	114
Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes	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	117
Tarifas de transporte en Europa	117

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

	2002	2003	%03/02
Alemania	503,9	522,6	3,7
Austria	51,2	48,7	-4,8
Bélgica	78,5	79,3	1,1
España (1)	212,8	227,6	6,9
Francia	516,6	523,4	1,3
Grecia	45,0	48,5	7,7
Holanda	92,4	93,4	1,1
Italia	270,3	279,2	3,3
Luxemburgo	3,6	3,5	-2,1
Portugal	39,4	40,8	3,4
Total	1.813,7	1.867,0	2,9

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

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2003/2002 (%)

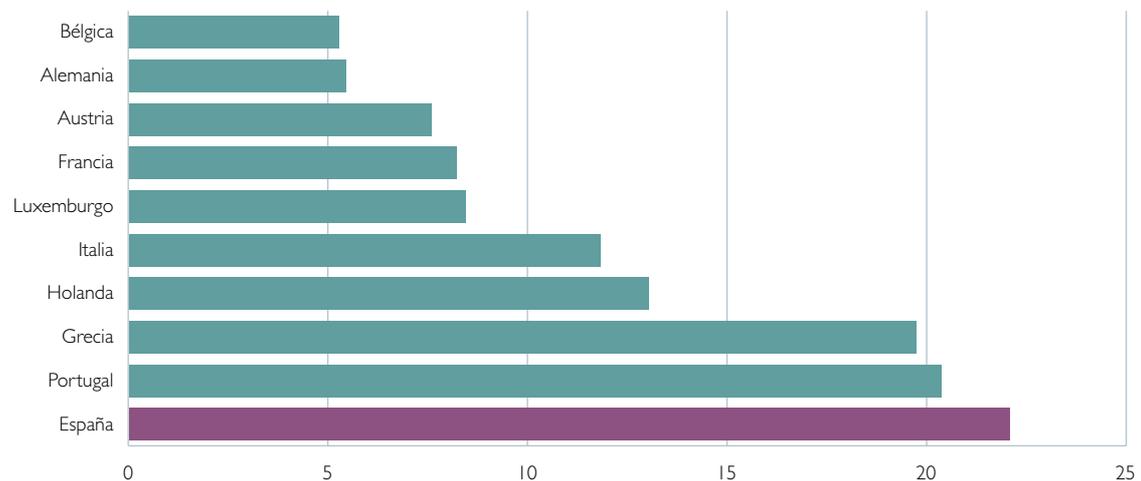


Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

	2002	2003	%03/02
Alemania	498,6	506,7	1,6
Austria	50,7	51,3	1,3
Bélgica	84,6	84,3	-0,3
España (1)	223,2	237,3	6,3
Francia	432,3	449,7	4,0
Grecia	47,0	49,8	6,0
Holanda	108,8	110,4	1,5
Italia	310,4	319,6	3,0
Luxemburgo	6,0	6,1	1,8
Portugal	40,7	43,1	5,9
Total	1.802,2	1.858,5	3,1

Fuente: UCTE.
(1) Demanda nacional en b.c.

Incremento de la demanda de energía eléctrica 1999-2003 (%)



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

	Día de la semana	Fecha	Hora	Punta máxima (MW)	Temperatura media (°C)
Alemania (*)	-	-	-	-	-
Austria	Lunes	13 de enero	17:45	8.694	-
Bélgica	Jueves	9 de enero	18:00	13.573	-6,6
España	Martes	18 de febrero	20:00	37.212	2,8
Francia	Miércoles	8 de enero	19:00	80.190	-2,6
Grecia	Viernes	18 de julio	13:00	9.042	32,0
Holanda	Lunes	8 de diciembre	18:30	14.469	-2,0
Italia	Miércoles	10 de diciembre	17:00	53.403	8,3
Luxemburgo	Miércoles	12 de marzo	12:00	959	6,8
Portugal	Miércoles	15 de enero	20:45	8.046	5,7

Fuente: UCTE.

(*) Dato no disponible

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

	2002	2003	Δ%
Alemania	6.048	6.139	1,5
Austria	6.304	6.362	0,9
Bélgica	8.205	8.144	-0,7
España	5.523	5.834	5,6
Francia	7.286	7.541	3,5
Grecia	4.277	4.523	5,8
Holanda	6.753	6.818	1,0
Italia	5.446	5.576	2,4
Luxemburgo	13.549	13.665	0,9
Portugal	3.936	4.141	5,2
UE-UCTE	6.101	6.265	2,7

Fuente: UCTE.

Consumo per cápita = Consumo total / n° hab.

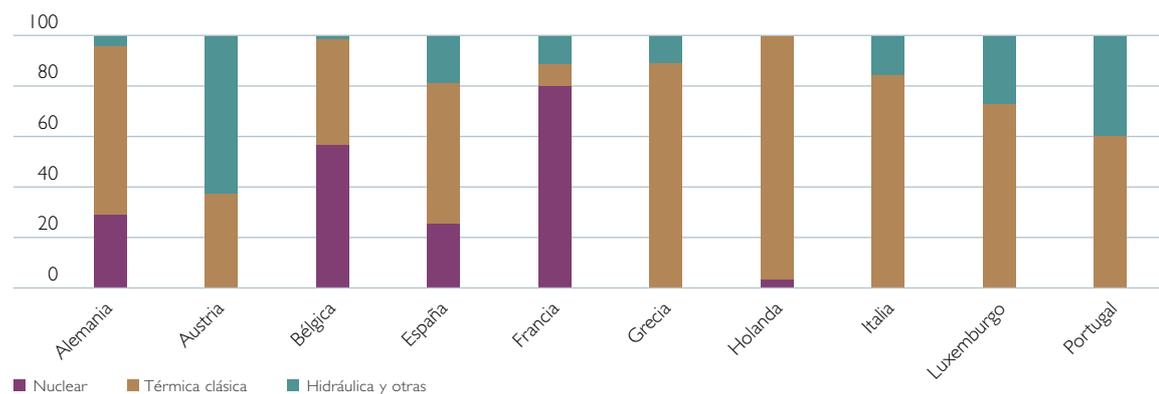
Datos de población: Eurostat

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

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica y otras		Total TWh
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
Alemania	155,4	29,7	346,8	66,4	20,4	3,9	522,6
Austria	0,0	0,0	18,2	37,4	30,5	62,6	48,7
Bélgica	45,1	56,8	33,0	41,5	1,3	1,7	79,3
España (*)	59,2	26,0	125,2	55,0	43,1	18,9	227,6
Francia	420,2	80,3	44,5	8,5	58,6	11,2	523,4
Grecia	0,0	0,0	43,3	89,3	5,2	10,7	48,5
Holanda	3,8	4,1	89,6	95,9	0,0	0,0	93,4
Italia	0,0	0,0	235,7	84,4	43,5	15,6	279,2
Luxemburgo	0,0	0,0	2,6	72,9	1,0	27,1	3,5
Portugal	0,0	0,0	24,6	60,3	16,2	39,7	40,8
Total	683,8	36,6	963,5	51,6	219,7	11,8	1.867,0

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

Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (%)

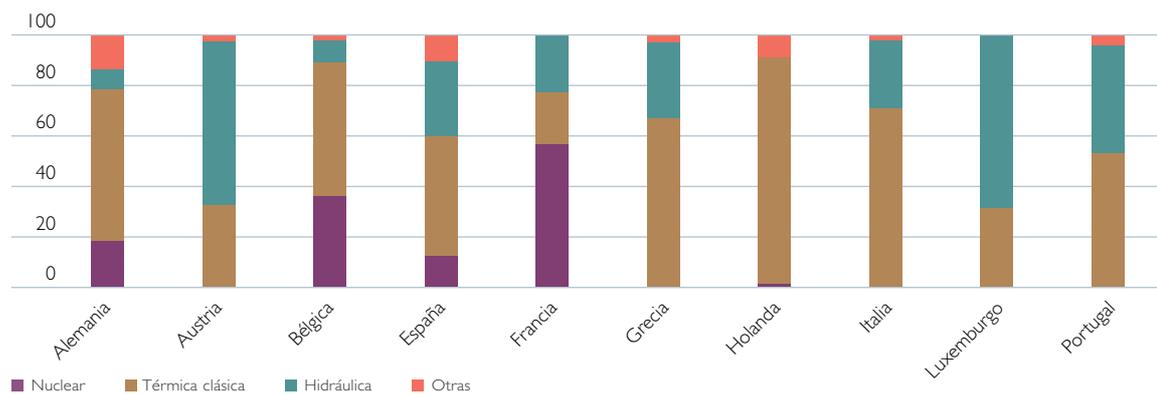


Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

	Hidráulica y otras	Nuclear	Térmica clásica	Prod. total neta	Consumos en bombeo	Saldo intercambios	Demanda
Alemania	20,4	155,4	346,8	522,6	7,8	-8,1	506,7
Austria	30,5	0,0	18,2	48,7	2,5	5,1	51,3
Bélgica	1,3	45,1	33,0	79,3	1,4	6,4	84,3
España (*)	43,1	59,2	125,2	227,6	4,7	1,3	224,2
Francia	58,6	420,2	44,5	523,4	7,3	-66,4	449,7
Grecia	5,2	0,0	43,3	48,5	0,8	2,2	49,8
Holanda	0,0	3,8	89,6	93,4	0,0	17,0	110,4
Italia	43,5	0,0	235,7	279,2	10,4	50,8	319,6
Luxemburgo	1,0	0,0	2,6	3,5	1,1	3,8	6,1
Portugal	16,2	0,0	24,6	40,8	0,5	2,8	43,1

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

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



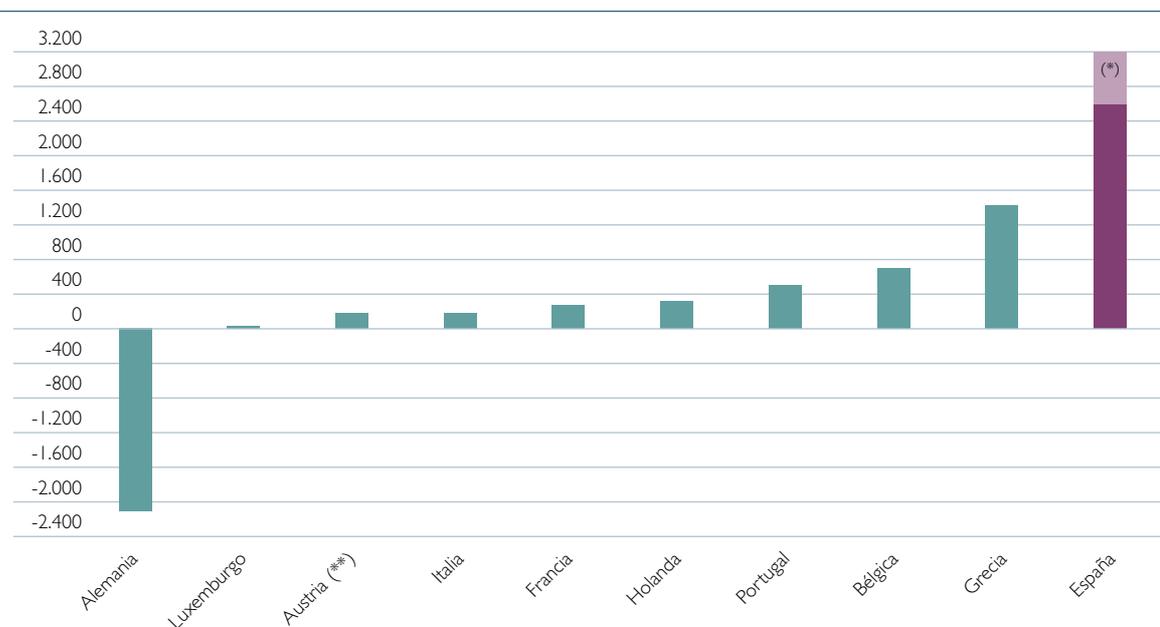
Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica		Otras		Total GW
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	
Alemania	20,1	18,8	64,2	60,2	8,1	7,6	14,3	13,4	106,7
Austria	0,0	0,0	5,6	32,6	11,2	65,1	0,4	2,3	17,2
Bélgica	5,8	36,9	8,2	52,2	1,4	8,9	0,3	1,9	15,7
España (*)	7,7	12,9	27,9	46,7	18,1	30,3	6,1	10,2	59,8
Francia	63,4	57,0	23,2	20,9	24,3	21,9	0,3	0,3	111,2
Grecia	0,0	0,0	7,1	67,6	3,1	29,5	0,3	2,9	10,5
Holanda	0,4	2,0	17,5	89,3	0,0	0,0	1,7	8,7	19,6
Italia	0,0	0,0	55,3	71,5	20,5	26,5	1,5	1,9	77,3
Luxemburgo	0,0	0,0	0,5	31,3	1,1	68,8	0,0	0,0	1,6
Portugal	0,0	0,0	5,7	53,3	4,6	43,0	0,4	3,7	10,7
Total	97,4	22,6	215,2	50,0	92,4	21,5	25,3	5,9	430,3

Fuente: UCTE. Año 2003

(*) Sistema peninsular

Evolución de la red de transporte en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE. Incremento 1996-2002 (km)



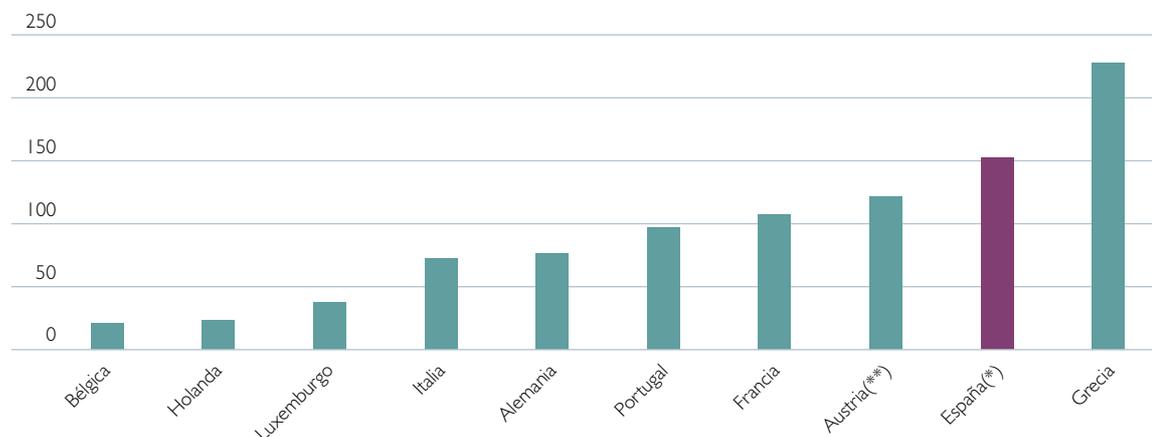
Alemania ha desmantelado líneas de 220 kV o han pasado a funcionar a tensiones inferiores.

(*) Datos del año 2003

(**) Datos 1995-2000

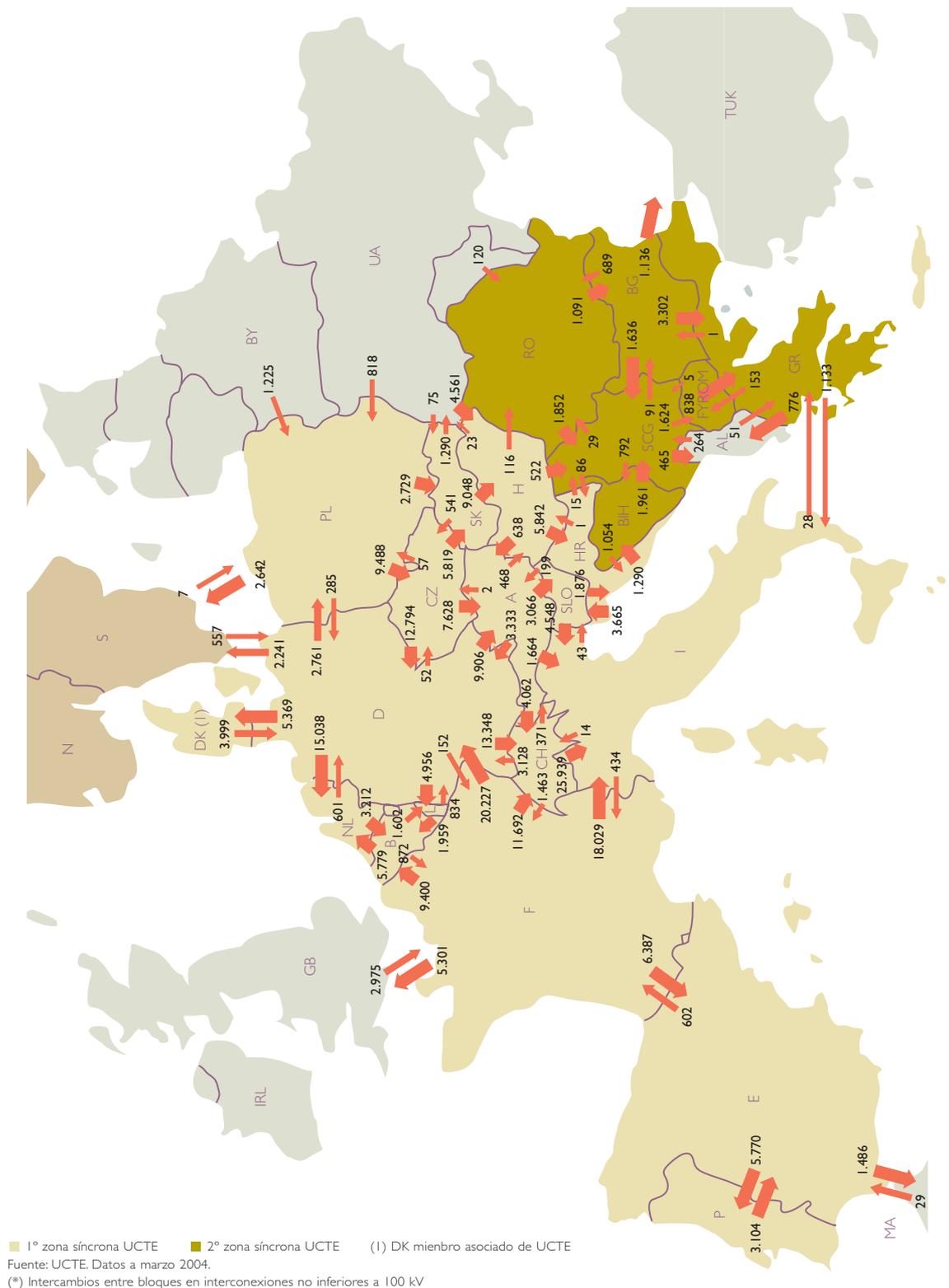
Fuente: UCTE. Statistical Yearbook 2002

Relación entre red de transporte (400kV y 220kV) y demanda en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (km/TWh)



Fuente: UCTE, Statistical Yearbook 2002
 (*) Sistema peninsular
 (**) Datos de 2000

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



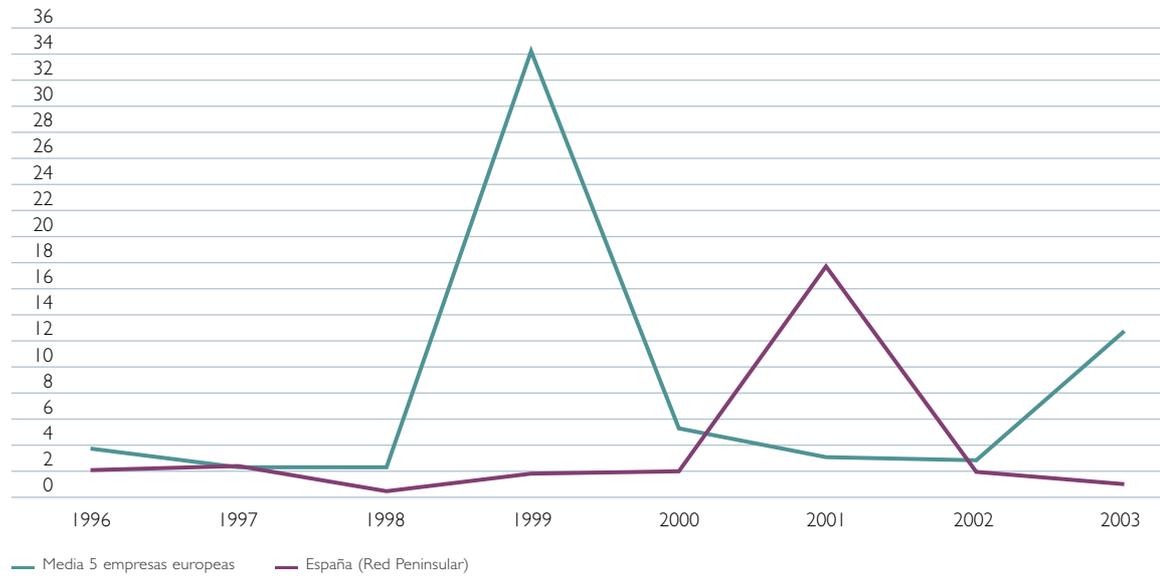
Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes (*) (GWh)

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	1.241	315	926
Alemania (D)	45.758	53.823	-8.065
Austria (A)	18.742	12.595	6.147
Bélgica (B)	14.571	8.253	6.318
Bielorrusia (BY)	0	1.225	-1.225
Bosnia (BIH)	2.082	3.015	-933
Bulgaria (BG)	1.183	6.763	-5.580
Chequia (CZ)	10.083	26.298	-16.215
Croacia (HR)	8.858	4.956	3.902
Dinamarca (DK)	5.369	3.999	1.370
Eslovaquia (SK)	8.623	10.879	-2.256
Eslovenia (SLO)	6.774	6.623	151
España (E)	9.520	7.858	1.662
Francia (F)	6.498	71.038	-64.540
Gran Bretaña (GB)	5.301	2.975	2.326
Grecia (GR)	4.219	2.063	2.156
Holanda (NL)	20.817	3.813	17.004
Hungría (H)	14.078	7.141	6.937
Italia (I)	51.313	519	50.794
Luxemburgo (L)	6.558	2.793	3.765
Macedonia (FYROM)	1.777	843	934
Marruecos (MA)	1.457	0	1.457
Moldavia (MD)	0	120	-120
Polonia (PL)	4.868	15.144	-10.276
Portugal (P)	5.770	3.107	2.663
Rumanía (RO)	954	2.943	-1.989
Serbia y Montenegro (SCG)	6.240	3.087	3.153
Suecia (S)	4.883	564	4.319
Suiza (CH)	29.116	30.901	-1.785
Turquía (TR)	1.136	0	1.136
Ucrania (UA)	1.313	5.454	-4.141

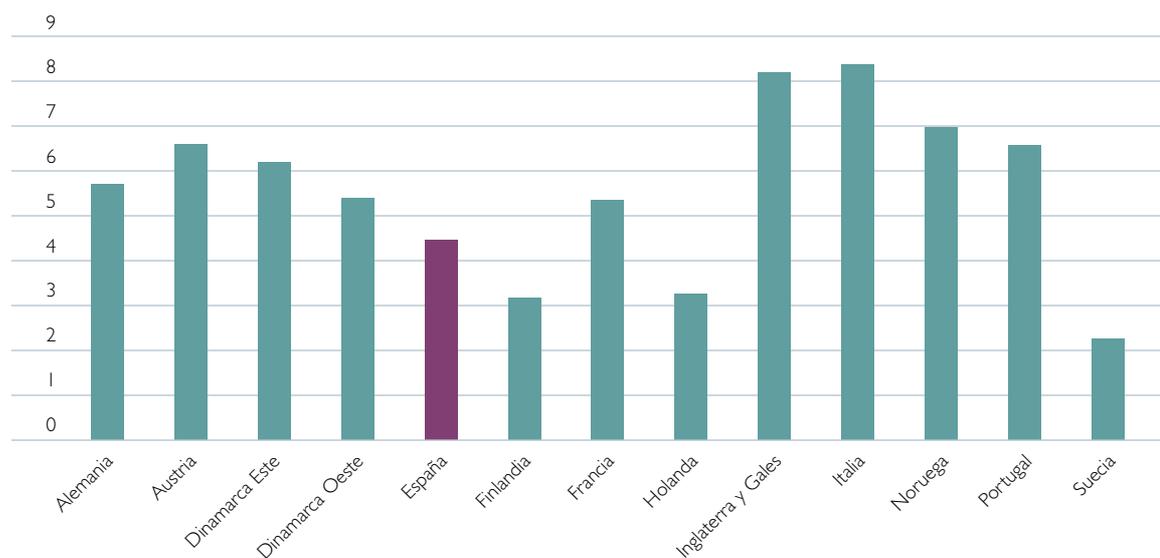
Fuente: UCTE. Datos a marzo 2004.

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

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



Tarifas de transporte en Europa (€/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. No incluyen otros costes ajenos al uso de la red de transporte, que en algunos países forman parte de las tarifas

Fuente: ETSO. *Benchmarking on transmission pricing in Europe*. March 2003



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 1 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 extraer 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 reali-

zados 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 peligran 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.

Producibile 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 regu-

lación 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 **hiper anual**, 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 1 de marzo de 2004.

Edita:

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas · Madrid
www.ree.es

Diseño y maquetación:

Estudio Gráfico Juan de la Mata
www.juandelamata.com

Depósito Legal: M-27479-2004



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas - Madrid
www.ree.es

