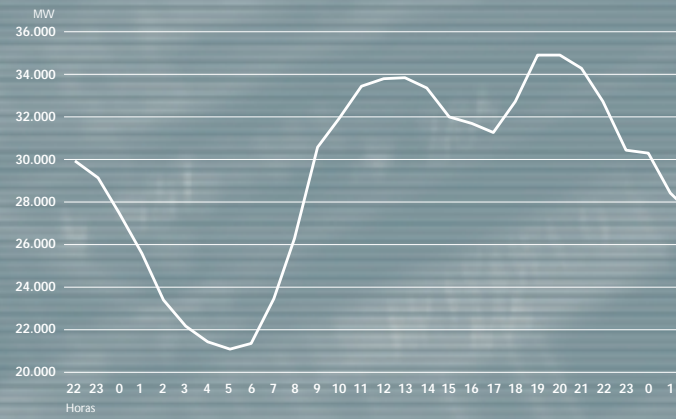




EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

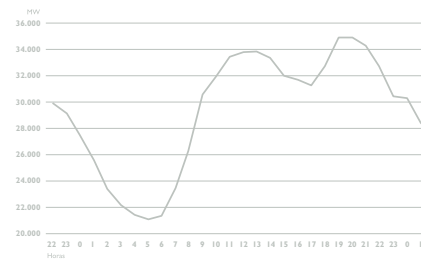
informe 2001



REDELÉCTRICA
DE ESPAÑA

EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

informe 2001



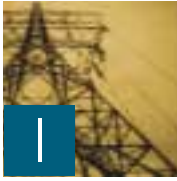


Índice general



1. El Sector Eléctrico Español en 2001	5
2. Demanda de energía eléctrica	13
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	13
2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	13
Gráficos y cuadros	15
3. Cobertura de la demanda	19
3.1 Balance de potencia	19
3.2 Balance de energía	20
Gráficos y cuadros	21
4. Régimen ordinario	25
4.1 Equipo generador; altas y bajas	25
4.2 Utilización y disponibilidad	25
4.3 Producción hidráulica	26
4.4 Producción de centrales térmicas	27
4.4.1 Producción de centrales de carbón	
4.4.2 Producción de centrales térmicas de fuel y mixtas	
4.4.3 Producción de centrales nucleares	
Gráficos y cuadros	29
5. Régimen especial	41
5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	41
5.2 Previsiones de desarrollo de la generación en régimen especial	42
5.3 Coste de la energía adquirida al régimen especial	42
Gráficos y cuadros	45
6. Operación del sistema	47
6.1 El mercado de producción en 2001	47

6.2 Los mercados de operación en 2001	49
6.2.1 Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento	
6.2.2 Servicios complementarios	
6.2.3 Gestión de desvíos	
6.2.4 Solución de restricciones técnicas en tiempo real	
Gráficos y cuadros	55
7. Red de transporte	67
7.1 Red de transporte de energía eléctrica	67
7.2 Calidad de servicio de la red transporte	68
7.3 Carga de la red transporte	69
Gráficos y cuadros	70
8. Intercambios internacionales	81
8.1 Saldo de los intercambios internacionales	81
8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	81
8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos	82
8.4 Intercambios de Apoyo	83
8.5 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización	83
Gráficos y cuadros	85
Anexos	91
La energía eléctrica por Comunidades Autónomas	91
Comparación internacional	101
Glosario de Términos	109



El Sector Eléctrico Español en 2001

El aspecto más destacado del comportamiento del Sector Eléctrico Español durante el año 2001 ha sido de nuevo la evolución de la demanda de energía eléctrica, que ha mantenido el fuerte crecimiento de años anteriores.

Este incremento se produce en un contexto europeo de ralentización del ritmo de desarrollo económico, con un crecimiento del Producto Interior Bruto del 1,5% en los países de la zona euro, mientras que en España el crecimiento del PIB alcanza el 2,8%, confirmando la solidez que ha mostrado la economía española durante estos últimos años.

Durante el año 2001 ha seguido su curso el desarrollo de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, con la publicación de nuevas disposiciones, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, y determinados artículos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia. En esta disposición se aclara el marco aplicable a los costes de transición al régimen de mercado competitivo para los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

en el que se diseña una nueva estructura de tarifas de acceso a la red que se adapta a la entrada en vigor de los dos últimos umbrales de liberalización del suministro, que permiten la libre elección de suministrador a todos los consumidores conectados en una tensión superior a 1 kV, desde el 1 de julio de 2000, y a todos los clientes en baja tensión, a partir de 1 de enero de 2003.

Durante el año 2001 el Gobierno ha dado un importante paso en el proceso de integración del Sector Eléctrico Español con otros mercados, con la firma en el mes de noviembre del Protocolo de colaboración entre las administraciones portuguesa y española para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad.

Este Protocolo, fruto de las conversaciones iniciadas entre ambos Gobiernos en el año 1998, constituye un avance para la creación del Mercado Interior de la energía en la Unión Europea. La fecha prevista inicialmente para la entrada en funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad es el próximo 1 de enero de 2003.

Desde el punto de vista empresarial, en el año 2001 se han producido dos operaciones destacadas:

- Adquisición de VIESGO, anteriormente propiedad del Grupo ENDESA, por parte del grupo eléctrico italiano ENEL.



- La toma de participaciones significativas en el capital de HIDROCANTÁBRICO por parte del grupo eléctrico francés EDF, a través de EnBW, y del grupo eléctrico portugués EDP.

En relación con esta operación, el pasado mes de octubre el Consejo de Ministros aprobó la autorización para el ejercicio de los derechos políticos de estas participaciones condicionada, en el caso de EDF, al compromiso de ampliación de la interconexión España-Francia, y en el caso de EDP, al compromiso para la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad.

Otro hecho relevante desde el punto de vista empresarial ocurrido durante el año ha sido la quiebra del grupo eléctrico estadounidense ENRON, que ha originado el cese provisional el pasado mes de diciembre de las actividades que sus sociedades filiales realizaban en el mercado eléctrico español.

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

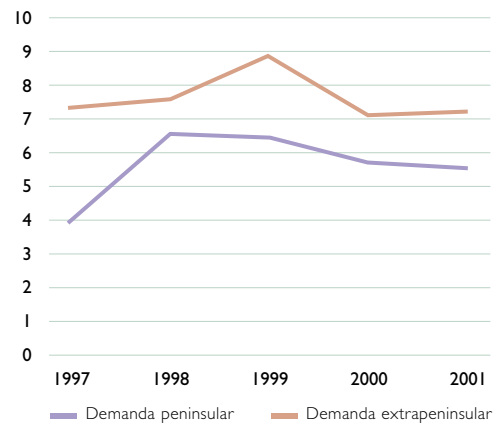
	PIB	Δ Demanda (por act. económica)	Δ Demanda
1997	3,9	5,5	3,9
1998	4,3	6,1	6,6
1999	4,0	6,2	6,5
2000	4,1	6,5	5,8
2001	2,8	5,2	5,5
1997-2001	20,9	32,6	31,6

La demanda eléctrica nacional se ha incrementado un 5,6%, manteniendo la línea de fuertes crecimientos de los últimos cinco años, en los que ha registrado un incremento acumulado del 32%.

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ascendió a 205.630 GWh, lo que supone un

incremento del 5,5% respecto a 2000. Este crecimiento es 0,3 puntos inferior al registrado el año anterior, aunque teniendo en cuenta el efecto del día adicional por ser bisiesto, el crecimiento es similar al de 2000.

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



La laboralidad y las temperaturas registradas han supuesto un incremento conjunto sobre la demanda del 0,2%, con lo que, una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha sido del 5,2%, ligeramente menor que los registrados durante los últimos tres años.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el crecimiento de la demanda en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– ha superado ampliamente al del sistema peninsular, alcanzando este año el 7,3%, 0,2 puntos más que en 2000.

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, durante el año 2001 se han establecido nuevos máximos, todos ellos en el mes de diciembre. Así, el nuevo máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en los 18.962 GWh registrados en

diciembre, mientras que el máximo valor de energía diaria se produjo el día 19 de diciembre con 710 GWh y los récords históricos tanto de demanda de energía horaria como de punta de potencia se alcanzaron el día 17 del mismo mes entre las 18 y las 19 horas con 34.930 MW y 35.490 MW respectivamente, valores que podrían haber sido superiores si RED ELÉCTRICA no hubiera tenido que adoptar medidas excepcionales para garantizar la seguridad del suministro durante este período de máxima demanda.

La potencia total instalada de las centrales del sistema peninsular, pertenecientes al régimen ordinario, ascendía al finalizar el año a 44.181 MW, valor que se ha incrementado en 102 MW respecto a la potencia del año anterior, debido a las ampliaciones de potencia realizadas durante el año, que han afectado a 4 grupos térmicos, 2 de ellos nucleares, y a 21 grupos hidráulicos.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han incrementado su producción neta en un 4,8%. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial han aumentado en un 14,1%, cuatro puntos por encima del crecimiento que se registró en 2000, y han cubierto el 14,8% de la demanda, un punto más que el año anterior.

En cuanto a los intercambios internacionales el saldo importador se ha reducido en un 22,3% respecto al año anterior y ha cubierto el 1,7% de la demanda, 0,6 puntos menos que en 2000.

Desde el punto de vista hidrológico, el año 2001 se puede calificar como ligeramente húmedo en su conjunto pero irregular, alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 32.921

GWh, un 13% mayor que el valor histórico medio y un 25% por encima del registrado en 2000. Los excelentes producidos registrados tanto en los dos últimos meses de 2000 como en el primer trimestre de 2001 han permitido una elevada producción hidroeléctrica durante el año 2001, concentrada especialmente durante los primeros cuatro meses del año, en los que se generó casi el 60% de la producción hidroeléctrica anual.

La alta generación hidroeléctrica durante la primera parte del año, unida a la notable caída a partir del mes de marzo de los producidos hidráulicos mensuales, la mayoría muy por debajo de su valor histórico medio, han conducido a un progresivo descenso de las reservas hidráulicas peninsulares, finalizando el año con un 36% de su capacidad máxima, 23 puntos menor que el que existía al finalizar 2000.

Los aspectos más destacables de la producción del régimen ordinario han sido los siguientes:

- La producción hidroeléctrica ascendió a 39.374 GWh, un 41,4% más que en 2000, cifra que representa el 21,5% de la generación total del régimen ordinario, casi seis puntos más que el año anterior.
- La producción nuclear fue de 63.705 GWh, un 2,4% más que el año anterior, y ha aportado el 34,7% de la producción del régimen ordinario, medio punto menos que en 2000.
- Los grupos de carbón generaron 68.080 GWh, un 10,9% menos que en 2000, lo que representa una participación en la estructura de producción del régimen ordinario del 37,1%, 6 puntos menos que el año anterior.



Balance de potencia a 31-12-2001. Sistema eléctrico nacional (MW)

	Sistema peninsular	Sistema extrapeninsular	Total nacional
Hidráulica	16.586	1	16.587
Nuclear	7.816	-	7.816
Carbón	11.565	510	12.075
Fuel/gas*	8.214	2.516	10.730
Total régimen ordinario	44.181	3.027	47.208
Total régimen especial	9.970	214	10.184
Total	54.151	3.241	57.392

*Incluye GICC (Elcogás)

- La generación de los grupos de fuel/gas ascendió a 12.400 GWh, un 21,0% más que el año anterior; cifra que supone el 6,8% de la producción del régimen ordinario, un punto más que en 2000.

Durante el año 2001 no ha habido una variación significativa de los consumidores cualificados, que se han mantenido en el entorno de 60.000, con un consumo del orden del 53% de la demanda, habiéndose apreciado incluso, durante los dos últimos meses del año, el regreso de consumidores cualificados a la tarifa regulada, debido en gran medida a la evolución del precio del mercado eléctrico.

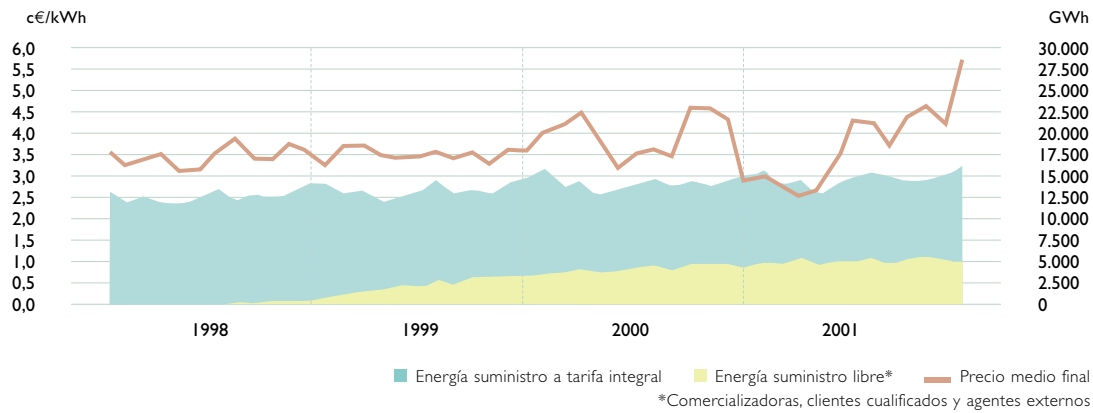
El volumen de adquisiciones de energía en el mercado de producción destinada al suministro libre ha ascendido a 62.362 GWh, sin considerar contratos bilaterales, un 22,8% más que en 2000. Esta energía representa el 34% del total de energía contratada en el mercado de producción, dato que indica que aproximadamente el 65% de la demanda liberalizada ha ejercido su posibilidad de elección.

El coste de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido muy similar al de 2000, alcanzando un precio medio final de 3,859 c€/kWh, un 1,2% inferior al del año anterior. Sin

Balance de energía eléctrica nacional

	Peninsular		Extrapeninsular		Total nacional	
	GWh	%2001/2000	GWh	%2001/2000	GWh	%2001/2000
Hidráulica	39.374	41,4	2	0,0	39.376	41,4
Nuclear	63.705	2,4	-	-	63.705	2,4
Carbón	68.080	-10,9	3.673	5,8	71.753	-10,1
Fuel/gas	12.400	21,0	7.945	7,7	20.345	15,4
Producción (b.a.)	183.559	3,9	11.620	7,1	195.179	4,1
- Consumos en generación	7.613	-2,7	781	5,3	8.394	-2,0
- Consumos bombeo	4.141	-15,6	-	-	4.141	-15,6
Producción (b.c.)	171.805	4,8	10.839	7,2	182.644	4,9
+ Intercambios internacionales	3.450	-22,3	-	-	3.450	-22,3
+ Régimen especial	30.374	14,1	742	8,3	31.116	14,0
Demanda (b.c.)	205.630	5,5	11.581	7,3	217.211	5,6

Evolución de la energía mensual y precios del mercado de producción. 1998-2001



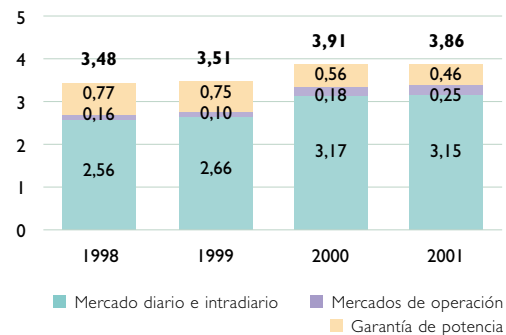
embargo, en términos mensuales los precios han tenido un comportamiento dispar. Así, durante los primeros cuatro meses del año el aumento de la producción hidroeléctrica condujo a precios cercanos a los 3 c€/kWh, que se sitúan entre los más bajos desde la creación del mercado eléctrico, mientras que a partir de mayo los precios iniciaron una escalada que culminó en el mes de diciembre, en que se alcanzó un precio de 5,746 c€/kWh, el más alto desde que existe el mercado de producción.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario ha representado el 81,6% del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 11,9% y el coste resultante de los mercados de operación ha alcanzado el 6,5%.

En relación con la operación del sistema, hay que destacar que el día 17 de diciembre RED ELÉCTRICA, ante la previsión de un elevado consumo eléctrico durante el período de punta, tuvo que adoptar medidas excepcionales de operación para garantizar el funcionamiento seguro del sistema. Estas medidas, se concretaron en la aplicación de interrumpibilidad, en los

contratos con este tipo de cláusula, y en la solicitud de moderación del consumo, así como en un deslastre parcial de cargas en las zonas de Madrid y Levante.

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



La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de mercados de operación ascendió a 10.973 GWh, volumen que representa un 6,0% de la demanda total del mercado de producción y que supera en un 11,0% al de 2000. El coste de estos mercados ha supuesto unos 457,65 millones de euros, cifra que representa una incidencia unitaria sobre el precio total del mercado de producción de 0,249 c€/kWh.



El incremento de los precios de los mercados de operación es consecuencia, por un lado, del aumento del coste de la banda de regulación secundaria y, por otro, del mayor coste de la energía de operación utilizada, debido a las altas demandas registradas durante el mes de diciembre por la ola de frío que afectó a la península.

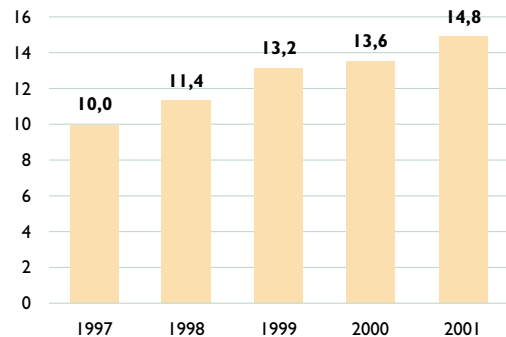
La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 14,8% de la demanda en barras de central, un punto más que en 2000. Las adquisiciones totales han ascendido a 30.374 GWh, un 14,1% más que el año anterior; crecimiento que supera en cuatro puntos al registrado en 2000.

Respecto al origen de estas adquisiciones, las energías no renovables mantienen el papel predominante de años anteriores y han aportado el 56% del total de energía del régimen especial. Por su parte, la energía adquirida procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables se ha incrementado en un 37,8% y ha aportado el 44 % de la energía del régimen especial, casi ocho puntos más que en 2000.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 6,27 c€/kWh, un 4,2% superior al del año anterior. Este incremento de precio tiene su origen fundamentalmente en el aumento del peso relativo de las energías procedentes de centrales que utilizan fuentes renovables, cuyo precio unitario es mayor.

El volumen total de intercambios internacionales programados ascendió a 11.512 GWh, un 10,8% menos que el año anterior; como consecuencia de la reducción del volumen de operaciones realizadas por los agentes externos en el mercado de producción, que este año han sido 2.324 GWh, un 42,7% menos que en 2000.

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

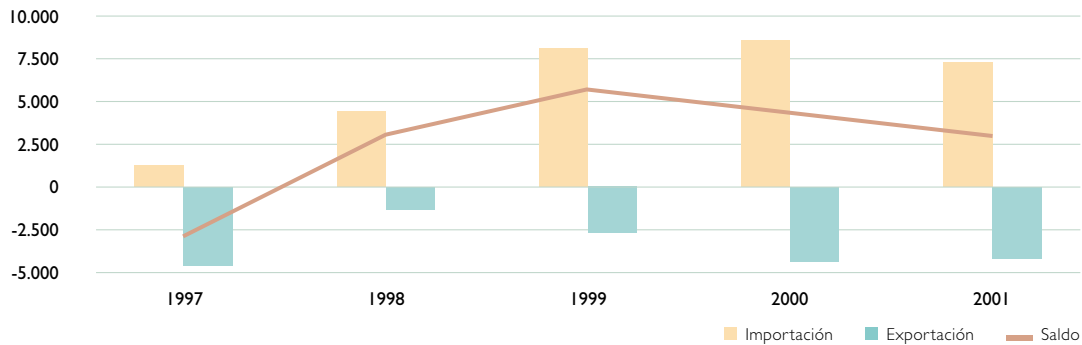


El 64,6% del volumen total de intercambios programados ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo neto importador de los intercambios internacionales de 3.450 GWh. Este saldo es inferior en un 22,3% al registrado en 2000 debido, por una parte, al cambio de signo del conjunto de intercambios realizados por los agentes, cuyo saldo ha sido exportador en 328 GWh frente al saldo importador de 309 GWh registrado el año anterior y, por otro lado, a la reducción en 408 GWh del saldo importador de los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA.

Los contratos a largo plazo suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997 han registrado un saldo importador de 3.682 GWh, un 11% inferior al del año anterior debido a la menor utilización que ha tenido el contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA.

La utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones internacionales ha sido, en general, inferior a la del año anterior. Los valores más elevados se han registrado en la interconexión con Francia, en sentido importador; con una utilización media del 71,9%, veintidós puntos menos que en

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



2000, y con Marruecos, en sentido exportador; con un promedio de utilización del 54,4%, inferior al registrado el año anterior, que alcanzó el 75,1%.

Durante el año la red de transporte se ha incrementado en un total de 455 km, de los cuales 279 corresponden a circuitos de 400 kV y 176 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 1.350 MVA.

Es significativo resaltar que desde el año 1995, la red de transporte española ha crecido más que

ninguna otra en Europa, poniéndose en servicio durante este periodo un total de 1.814 km.

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 las líneas de RED ELÉCTRICA ha sido del 97,5%, ligeramente inferior a la registrada en 2000, debido al incre-

Evolución del sistema de transporte y transformación

		1997	1998	1999	2000	2001
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	13.984	14.278	14.278	14.658	14.856
	Otras empresas	260	260	260	260	341
	Total	14.244	14.538	14.538	14.918	15.197
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.276	4.280	4.280	4.280	4.327
	Otras empresas	11.425	11.521	11.620	11.723	11.852
	Total	15.702	15.801	15.900	16.003	16.179
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)*	RED ELÉCTRICA	16.988	16.988	17.913	19.613	19.613
	Otras empresas	25.699	25.699	26.149	26.149	27.499
	Total	42.687	42.687	44.062	45.762	47.112

*AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV



mento de las indisponibilidades necesarias por la construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora, así como por trabajos realizados a petición de terceros.

Durante el año 2001 se registraron 29 cortes de mercado en la red de transporte peninsular; trece más que en el año anterior, que han supuesto un valor de energía no suministrada de 6.990 MWh.

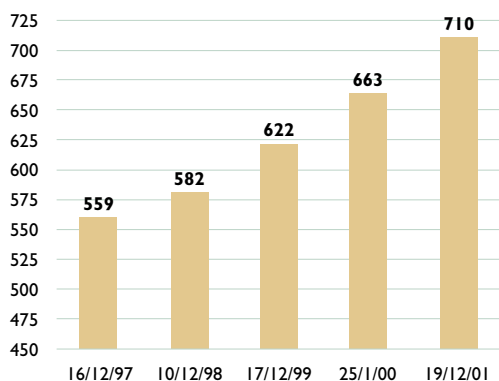
Interrupción del suministro en la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total
1997	37	741	778	0,12	2,41	2,53
1998	130	75	204	0,40	0,23	0,62
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

2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central durante el año 2001 fue de 205.630 GWh, lo que ha supuesto un crecimiento del 5,5%, tres décimas inferior al crecimiento registrado en 2000. Si se corrige el efecto del día adicional que tuvo el año anterior por tratarse de un año bisiesto, el crecimiento es del 5,8%.

Máximas demandas de energía eléctrica diaria (GWh)



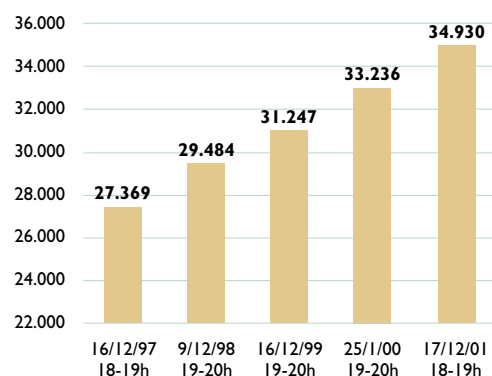
En correspondencia con la elevada tasa de crecimiento anual, la demanda mensual ha mantenido incrementos superiores al 5% en 7 meses del año, oscilando entre un máximo del 10,7% en diciembre y un valor mínimo del 2,2% en abril.

En los meses de noviembre y diciembre, favorecido por las bajas temperaturas registradas, se supera-

ron en repetidas ocasiones los máximos históricos de demanda de energía diaria y de potencia media horaria.

La máxima demanda de energía diaria alcanzó los 710 GWh el día 19 de diciembre, valor superior en un 7,0% al máximo histórico registrado el año anterior. La máxima demanda de potencia media horaria fue de 34.930 MW, el día 17 de diciembre entre las 18 y las 19 horas, y superó en casi 1.700 MW al máximo histórico de 2000.

Máximas demandas de potencia media horaria (MW)



2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

El detalle del crecimiento, desglosado por los principales factores explicativos de la demanda, es el siguiente:



- **Efecto temperatura:** en el conjunto del año 2001, las temperaturas registradas han afectado positivamente a la evolución de la demanda, aportando 0,5 puntos a su crecimiento.

- **Efecto laboralidad:** el efecto laboralidad ha afectado negativamente a la demanda, restando 0,3 puntos a su crecimiento. Este efecto es debido, entre otros, a la incidencia del día adicional que tuvo 2000 por ser año bisiesto.

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

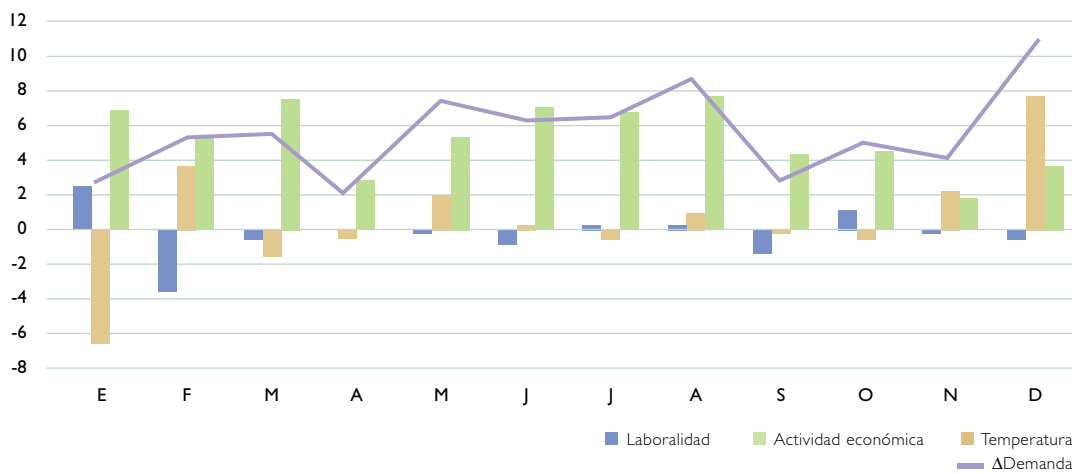
	Δ 00/99	Δ 01/00
Demanda en b.c	5,8	5,5
Componentes*		
Efecto temperatura**	-0,8	0,5
Efecto laboralidad	0,1	-0,3
Efecto actividad económica y otros	6,5	5,2

*La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total

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

- **Efecto actividad económica:** la desaceleración económica ha influido en la disminución del ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica, si bien este efecto ha tenido su mayor incidencia durante el último cuatrimestre. En el conjunto del año, el crecimiento de la demanda por este concepto ha mantenido buena parte del impulso de años anteriores con una repercusión del 5,2%, crecimiento inferior en 1,3 puntos al registrado en 2000.

Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)



2

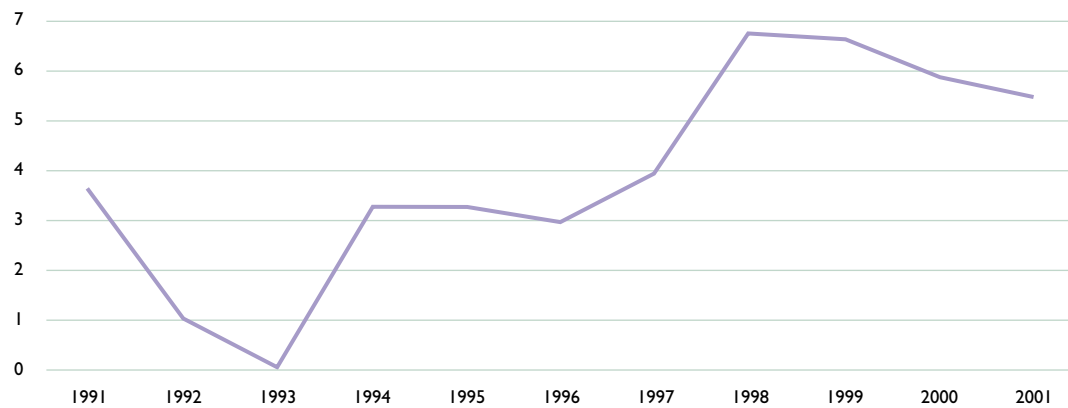
Demanda de energía eléctrica · Gráficos y cuadros

Índice

- 16** Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 16** Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 17** Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria.



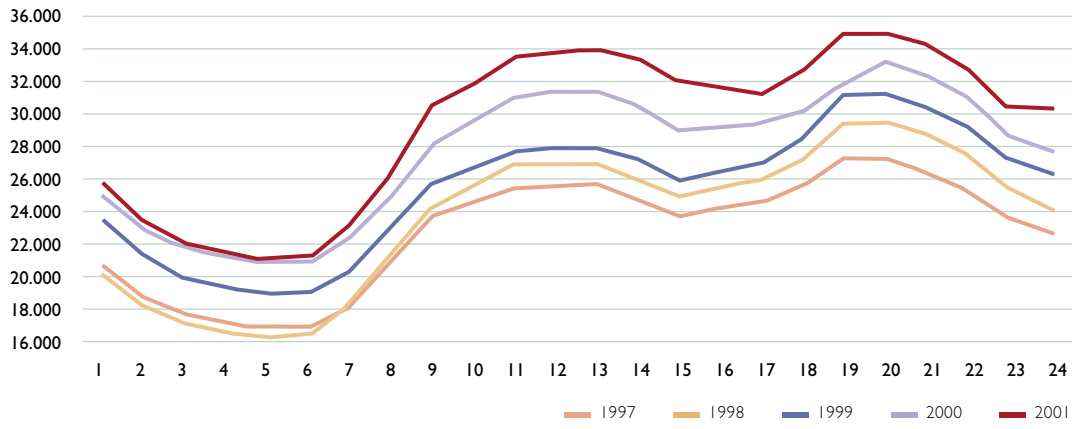
Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	1997		1998		1999		2000		2001	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	14.795	9,1	15.175	8,8	16.169	8,8	17.848	9,2	18.290	8,9
Febrero	12.506	7,7	13.704	7,9	14.972	8,1	15.689	8,0	16.494	8,0
Marzo	12.945	8,0	14.383	8,3	15.406	8,4	16.383	8,4	17.243	8,4
Abril	12.939	8,0	13.715	7,9	14.035	7,6	15.201	7,8	15.530	7,6
Mayo	13.076	8,1	13.716	7,9	14.639	7,9	15.563	8,0	16.687	8,1
Junio	13.055	8,0	14.104	8,1	15.059	8,2	16.093	8,3	17.077	8,3
Julio	13.848	8,5	15.287	8,8	16.264	8,8	16.575	8,5	17.636	8,6
Agosto	12.973	8,0	13.818	8,0	14.649	7,9	15.630	8,0	16.994	8,3
Septiembre	13.643	8,4	14.169	8,2	14.994	8,1	15.999	8,2	16.413	8,0
Octubre	13.756	8,5	14.305	8,3	14.951	8,1	15.962	8,2	16.725	8,1
Noviembre	13.930	8,6	14.701	8,5	16.257	8,8	16.920	8,7	17.579	8,5
Diciembre	14.916	9,2	16.003	9,2	16.950	9,2	17.129	8,8	18.962	9,2
Total	162.383	100,0	173.081	100,0	184.345	100,0	194.992	100,0	205.630	100,0

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





3

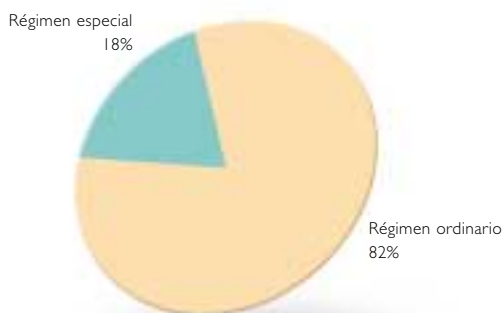
Cobertura de la demanda

3.1 Balance de potencia

La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2001, era 54.151 MW, de los cuales 44.181 MW correspondían al régimen ordinario y 9.970 MW al régimen especial. Durante el año se ha producido un incremento de la capacidad instalada de 1.312 MW, 102 MW correspondientes al régimen ordinario, 1.210 MW al régimen especial.

El margen de potencia instalada del régimen ordinario, en relación a la punta horaria media, representaba un 26,5%, 6 puntos inferior al del año anterior. En cualquier caso, el margen real se reduce al depender la capacidad efectiva del nivel de indisponibilidad y de la hidráulicidad.

Estructura de la potencia instalada

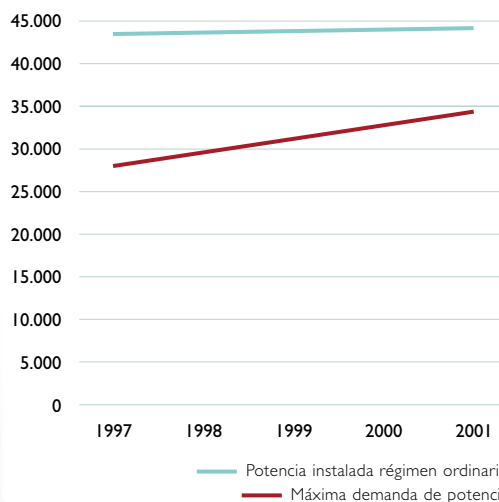


Potencia instalada total: 54.151 MW

La punta fue cubierta con 29.417 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario, con 4.733 MW del régimen especial y 780 MW procedentes del saldo importador de los intercambios internacionales.

El saldo de intercambios se vio afectado por la ola de frío y el fuerte incremento de la demanda registrado ese día, que obligó a tomar medidas tanto del lado francés, supresión de las entregas

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



de energía correspondientes al contrato de suministro EDF-RED ELÉCTRICA, como del lado español, interrupción de las exportaciones y solicitud de energía de apoyo.



3.2 Balance de energía

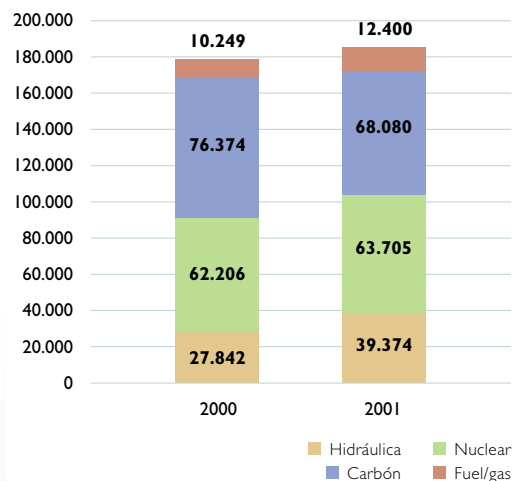
La demanda de energía eléctrica fue cubierta en un 83,5% con la producción de las centrales del régimen ordinario, un 14,8% por la energía adquirida a los productores en régimen especial, y un 1,7% por el saldo importador de los intercambios internacionales.

En comparación con 2000, la producción del régimen ordinario creció un 4,8%, propiciado por el elevado crecimiento de la demanda, así como por la evolución del régimen especial y saldo de intercambios internacionales:

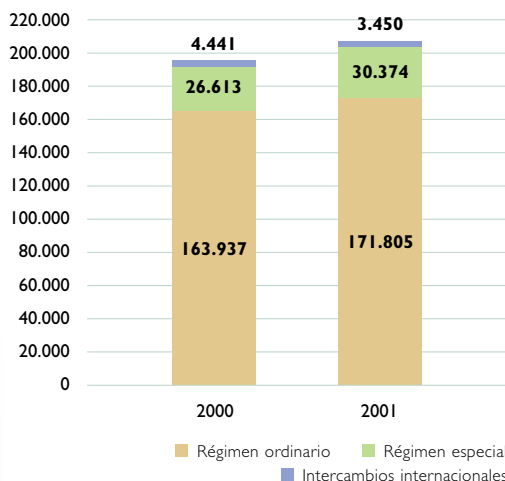
- El régimen especial, a pesar de registrar un incremento del 14,1%, ha visto frenado su ritmo de crecimiento por el peso de la energía no renovable, afectada por el alza en los precios del gas natural y productos derivados del petróleo.
- Por otra parte, el saldo importador de intercambios internacionales se ha reducido en un 22,3%, porcentaje que repite la disminución del año anterior:

La generación del régimen ordinario se incrementó en los distintos tipos de centrales a excepción del carbón, desplazado éste por el crecimiento experimentado por la producción hidráulica.

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



Cobertura de la demanda en b.c. (GWh)



3

Cobertura de la demanda · Gráficos y cuadros**Índice**

- 22** Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima. 1998-2001
- 22** Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular.
- 23** Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular.
- 23** Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular.
- 24** Curva monótona de carga.



Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima. 1998-2001 (MW)

	1998 9 diciembre 19-20h	1999 16 diciembre 19-20h	2000 25 enero 19-20h	2001 17 diciembre 18-19h
Hidráulica	5.913	7.644	7.807	8.282
Hidráulica	4.822	6.488	6.647	6.529
Bombeo	1.091	1.156	1.160	1.753
Térmica	20.932	20.052	22.347	20.925
Nuclear	6.157	7.368	7.411	6.975
Carbón	10.195	10.043	10.274	9.683
Fuel	2.172	1.230	2.520	2.403
Mixtas	2.408	1.411	2.142	1.864
Total producción programa	26.845	27.696	30.154	29.207
Diferencias por regulación	259	-220	-713	210
Total régimen ordinario	27.104	27.476	29.441	29.417
Saldo físico interconexiones internacionales	-291	382	186	780
Andorra	-26	-63	-54	-90
Francia	425	800	295	255
Portugal	-600	0	300	415
Marruecos	-90	-355	-355	200
Régimen especial	2.671	3.389	3.609	4.733
Demanda (b.c.)	29.484	31.247	33.236	34.930

Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	1997	1998	1999	2000	2001
Hidráulica convencional y mixta	13.986	13.906	13.978	13.978	14.040
Bombeo puro	2.546	2.546	2.546	2.546	2.546
Hidráulica	16.532	16.452	16.524	16.524	16.586
Nuclear	7.581	7.632	7.686	7.799	7.816
Hulla + antracita	5.960	5.960	5.974	6.080	6.088
Lignito pardo	1.950	1.950	1.950	2.031	2.031
Lignito negro	1.450	1.450	1.450	1.502	1.502
Carbón importado	1.864	1.864	1.864	1.929	1.944
Carbón	11.224	11.224	11.238	11.542	11.565
Fuel/gas*	8.214	8.214	8.214	8.214	8.214
Total régimen ordinario	43.551	43.522	43.662	44.079	44.181
Régimen especial	4.612	5.713	7.206	8.760	9.970
Total	48.163	49.235	50.868	52.839	54.151

*Incluye GICC (Elcogás)

Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

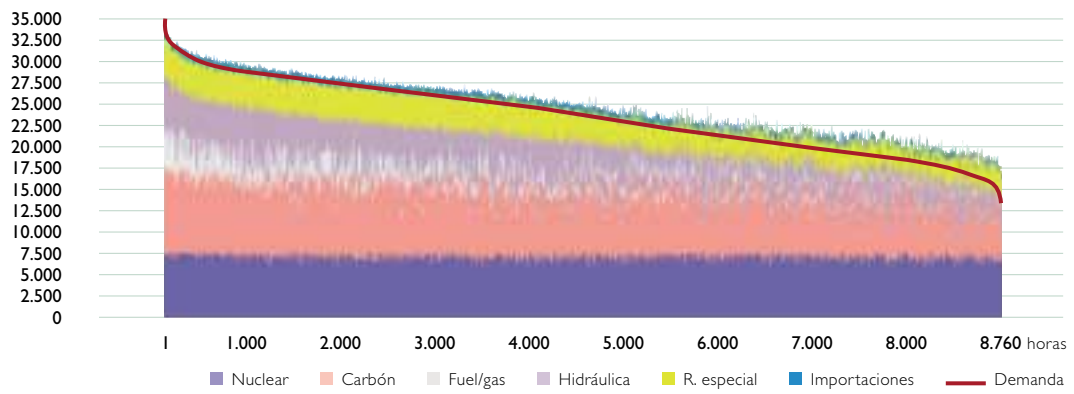
	1997	1998	1999	2000	2001	%2001/2000
Hidráulica	33.168	33.992	24.171	27.842	39.374	41,4
Nuclear	55.298	59.003	58.852	62.206	63.705	2,4
Carbón	62.098	60.190	72.315	76.374	68.080	-10,9
Fuel/gas	6.843	5.658	9.925	10.249	12.400	21,0
Producción (b.a.)	157.407	158.843	165.263	176.671	183.559	3,9
- Consumos en generación	6.351	6.309	7.224	7.827	7.613	-2,7
- Consumos bombeo	1.761	2.588	3.666	4.907	4.141	-15,6
Producción (b.c.)	149.295	149.946	154.373	163.937	171.805	4,8
+ Intercambios internacionales	-3.073	3.402	5.719	4.441	3.450	-22,3
+ Régimen especial	16.161	19.733	24.253	26.613	30.374	14,1
Demanda (b.c.)	162.383	173.081	184.345	194.992	205.630	5,5

Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	6.277	5.636	6.432	4.139	3.155	2.439	2.027	1.953	1.600	1.855	2.058	1.803	39.374
Nuclear	5.733	4.984	4.883	4.767	5.752	5.340	5.684	5.560	4.918	4.967	5.410	5.708	63.705
Carbón	4.091	3.610	3.586	4.019	5.145	6.174	6.755	6.614	6.958	6.966	6.811	7.351	68.080
Fuel/gas	546	451	464	180	373	1.234	1.445	1.291	1.385	1.355	1.398	2.278	12.400
Producción (b.a.)	16.647	14.681	15.365	13.105	14.425	15.187	15.911	15.418	14.861	15.143	15.677	17.140	183.559
- Consumos en generación	556	485	497	456	592	689	740	717	685	704	701	791	7.613
- Consumos bombeo	539	307	387	201	215	259	303	292	369	364	341	564	4.141
Producción (b.c.)	15.552	13.889	14.481	12.448	13.618	14.239	14.868	14.409	13.807	14.075	14.635	15.785	171.805
+ Intercambios internacionales	-38	22	-84	447	579	505	431	282	283	140	399	485	3.450
+ Régimen especial	2.776	2.583	2.846	2.635	2.490	2.333	2.336	2.303	2.323	2.510	2.545	2.691	30.374
Demanda (b.c.)	18.290	16.494	17.243	15.530	16.687	17.077	17.636	16.994	16.413	16.725	17.579	18.962	205.630



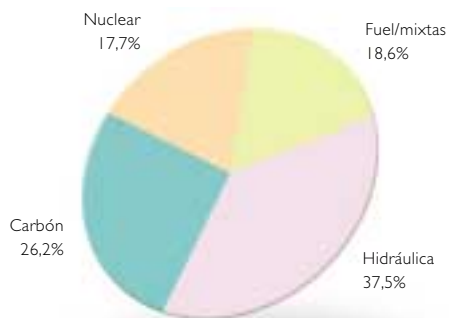
Curva monótona de carga (MW)



4.1 Equipo generador, altas y bajas

En 2001 no se ha producido la entrada en servicio de nuevas centrales de generación ni tampoco se han registrado bajas en el equipo instalado. En cambio, se ha ampliado la potencia en 21 grupos hidráulicos, por un total de 62 MW, en dos grupos de carbón, cuya ampliación suma 23 MW, y en otros dos grupos nucleares, que ha supuesto 17 MW.

Potencia instalada por tipo de central



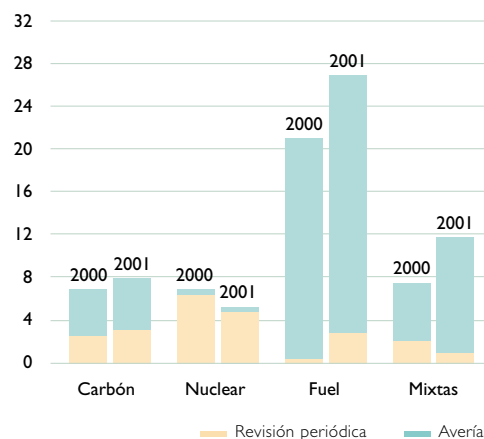
4.2 Utilización y disponibilidad

Durante 2001, la disponibilidad del equipo térmico se ha mantenido en niveles elevados, situándose en un porcentaje del 89,2%, si bien se ha apreciado durante este año una disminución de 1,5 puntos.

Por tipos de centrales, la disponibilidad se ha reducido tanto en los grupos de carbón, a excepción del lignito pardo y carbón de importación, como en las centrales de fuel y mixtas, mientras que la disponibilidad aumentó en las centrales nucleares debido al menor número de paradas programadas.

El factor de utilización del parque térmico ha sido del 64,8%, lo que supone una disminución respecto a 2000 de 2,1 puntos. Este factor se ha visto influido por el menor empleo de las centrales de carbón durante la primera parte del año, debido a la elevada producción hidráulica. Por el contrario, las centrales nucleares así como los grupos de fuel y mixtos han mejorado su factor de utilización, reflejo del aumento en su nivel de producción durante el año.

Indisponibilidad de las centrales térmicas (%)

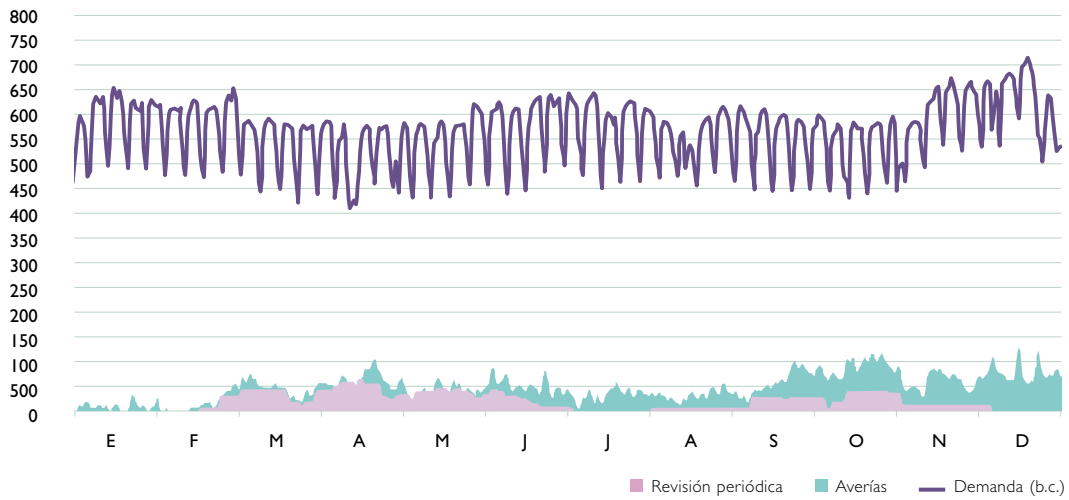




Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas (%)

	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2000	2001	2000	2001
Nuclear	97,8	98,2	93,1	94,8
Carbón	81,7	73,0	93,2	92,1
Hulla+antracita	79,2	71,0	93,7	91,5
Lignito pardo	86,0	83,1	94,8	96,4
Lignito negro	75,0	55,8	93,2	88,0
Carbón importado	90,4	80,5	90,2	92,8
Fuel/mixtas	16,7	21,6	85,0	79,7
Fuel	13,8	18,4	79,1	73,1
Mixtas	19,8	25,1	92,7	88,3
Total térmicas	66,9	64,8	90,7	89,2

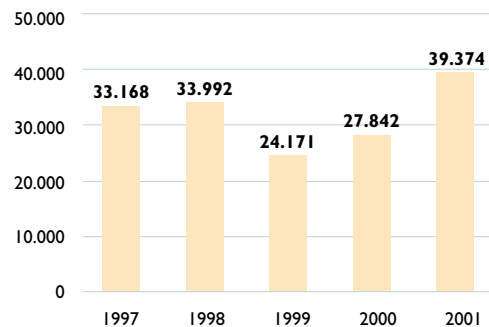
Comparación de la demanda diaria en b.c. y la indisponibilidad diaria del equipo térmico (GWh)



4.3 Producción hidráulica

La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 36.513 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 2.861 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total del régimen ordinario de 39.374 GWh, un 41,4% mayor que la del año anterior.

Producción hidroeléctrica en b.a (GWh)



Desde el punto de vista hidrológico, 2001 ha sido un año ligeramente húmedo en su conjunto, si bien el producible se ha distribuido de forma irregular a lo largo del año, concentrándose en gran parte en los cuatro primeros meses.

Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1997	35.726	1,19	22%
1998	27.162	0,91	61%
1999	19.901	0,68	93%
2000	26.238	0,90	62%
2001	32.921	1,13	28%

La variación de la hidraulicidad durante el año ha dado lugar a dos valores extremos, respecto a la serie histórica disponible. Un máximo histórico que se ha producido en el mes de marzo, con un producible 2,20 veces la media, y un mínimo histórico en diciembre, con un producible de 0,18 veces la media histórica.

Reservas hidroeléctricas (GWh)

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-2000	Reservas a 31-12-2001	Reservas a 31-12-2001 sobre capacidad
Anuales	8.356	5.898	2.581	31%
Hiperanuales	9.544	4.497	3.898	41%
Conjunto	17.900	10.395	6.479	36%

Las elevadas precipitaciones registradas durante el primer trimestre del año situaron las reservas del conjunto de los embalses a finales de marzo en un valor máximo del 75% de su capacidad. A partir de este mes, la sucesión de meses secos junto a la utilización del equipo hidráulico han hecho disminuir progresivamente el nivel de las reservas del conjunto de los embalses hasta situarse a finales del mes de diciembre en el 36% de su capacidad total.

4.4 Producción de las centrales térmicas

La producción de las centrales térmicas en el año 2001 ha sido 144.185 GWh en b.a., lo que representa un descenso del 3,1%. De esta energía, el 44,2% se ha generado en las centrales nucleares, el 47,2% en las de carbón y el 8,6% restante en los grupos de fuel y mixtos.

4.4.1 Producción de las centrales de carbón

Las centrales térmicas de carbón pertenecientes al régimen ordinario han producido un total de 68.080 GWh. Esta producción supone un descenso respecto al año 2000 del 10,9%, debido principalmente al mejor comportamiento de la generación hidroeléctrica.

- Para las centrales de carbón nacional la disminución ha sido del 11,8%, influenciada por la disminución del 12,2% en los grupos de hulla y antracita, los de mayor peso en el conjunto de las cen-

trales de carbón, y del 28,6% en los grupos de lignito negro. El decrecimiento medio del carbón nacional pasa a ser del 4,5% si se compara en términos de combustible empleado, esto es, descontando la aportación del carbón importado a las mezclas de combustible en este tipo de centrales.

- Las centrales de carbón importado han reducido la producción un 6,5% durante el año. En este



caso la disminución pasa a ser del 16,0%, al considerar también el carbón importado empleado en las centrales de carbón nacional.

4.4.2 Producción de las centrales térmicas de fuel y mixtas

La producción con los grupos de fuel y mixtos ha supuesto un total de 12.400 GWh en bornes de alternador, con un crecimiento del 21,0% respecto al año anterior. El aumento de producción se ha hecho claramente visible a partir del mes de junio, coincidiendo con la aparición de valores del producible hidráulico marcadamente inferiores a la media histórica.

El crecimiento ha sido similar para ambos tipos de centrales. La producción de los grupos de fuel ascendió a 5.446 GWh, un 22,5% más que el año anterior; mientras que las centrales mixtas, aquellas que pueden utilizar indistintamente fuel-oil y gas natural, generaron 6.954 GWh, un 19,8% más que en 2000.

4.4.3 Producción de las centrales nucleares

La producción de los grupos nucleares ha ascendido a 63.705 GWh, un 2,4% más que el año anterior; y ha cubierto el 34,7% de la producción bruta del régimen ordinario, 0,5 puntos por debajo de su contribución en 2000.

Índice

- 30** Ampliaciones de potencia en el equipo generador
- 30** Producción hidroeléctrica por cuencas
- 31** Energía producible hidráulica diaria durante 2001 comparada con el producible medio histórico
- 31** Energía producible hidroeléctrica mensual
- 32** Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes
- 32** Valores extremos de las reservas
- 33** Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
- 33** Reservas hidroeléctricas. Evolución 1999-2001
- 34** Reservas hidroeléctricas en régimen anual. Evolución 1999-2001
- 34** Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual. Evolución 1999-2001
- 35** Producción en b.a. de las centrales de carbón
- 36** Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
- 37** Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
- 37** Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas
- 38** Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos
- 39** Producción en b.a. de los grupos nucleares
- 39** Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares



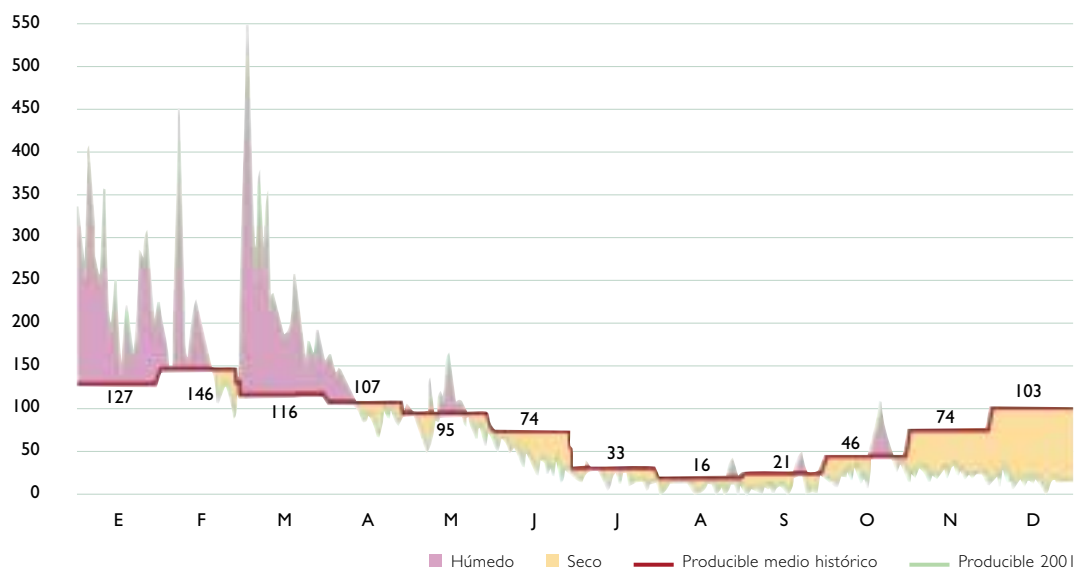
Ampliaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Vandellós 2	Nuclear	mar-2001	5,0
Ascó 2	Nuclear	jun-2001	12,0
Litoral 1	Carbón	may-2001	15,0
Lada 4	Carbón	may-2001	8,0
Aldeadávila 2	Hidráulica	ene-2001	7,0
Saucelle 1	Hidráulica	feb-2001	2,0
Saucelle 2	Hidráulica	feb-2001	3,5
Saucelle 3	Hidráulica	feb-2001	1,9
Tambre 1	Hidráulica	may-2001	0,1
Tambre 2	Hidráulica	may-2001	2,5
Aguayo 1	Hidráulica	may-2001	5,6
Aguayo 2	Hidráulica	may-2001	4,8
Aguayo 3	Hidráulica	may-2001	6,1
Aguayo 4	Hidráulica	may-2001	6,2
Salas	Hidráulica	may-2001	5,1
Castrejón 1	Hidráulica	may-2001	0,9
Castrejón 2	Hidráulica	may-2001	1,6
Castrejón 3	Hidráulica	may-2001	1,2
Castrejón 4	Hidráulica	may-2001	0,3
Bárceñas 1	Hidráulica	ago-2001	1,3
Bárceñas 2	Hidráulica	ago-2001	2,2
San Isidoro 1	Hidráulica	nov-2001	3,6
San Isidoro 2	Hidráulica	nov-2001	3,7
San Isidoro 3	Hidráulica	nov-2001	1,3
San Isidoro 4	Hidráulica	nov-2001	1,2
Total			102,1

Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia	Producción			Producibile		
	MW	2000	2001	Δ%	2000	2001	Δ%
Norte	4.194	9.976	11.627	16,5	9.284	8.792	-5,3
Duero	3.556	6.884	11.462	66,5	7.062	9.451	33,8
Tajo-Júcar-Segura	4.104	3.752	7.131	90,1	3.292	5.976	81,5
Guadiana	233	92	213	131,5	71	408	474,6
Guadalquivir-Sur	1.016	912	1.343	47,3	411	1.008	145,3
Ebro-Pirineo	3.483	6.226	7.598	22,0	6.118	7.286	19,1
Total	16.586	27.842	39.374	41,4	26.238	32.921	25,5

Energía producible hidráulica diaria durante 2001 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible hidroeléctrica mensual

	2000				2001			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.738	1.738	0,44	0,44	7.798	7.798	1,97	1,97
Febrero	1.086	2.824	0,27	0,35	5.125	12.923	1,25	1,61
Marzo	978	3.802	0,27	0,33	7.938	20.861	2,20	1,79
Abril	4.342	8.144	1,35	0,55	3.637	24.498	1,14	1,65
Mayo	4.222	12.366	1,43	0,69	2.922	27.420	0,99	1,54
Junio	1.482	13.848	0,66	0,69	1.341	28.761	0,60	1,44
Julio	443	14.291	0,43	0,68	824	29.585	0,81	1,41
Agosto	216	14.507	0,42	0,67	347	29.932	0,68	1,39
Septiembre	374	14.881	0,59	0,67	408	30.340	0,64	1,37
Octubre	852	15.733	0,60	0,67	1.211	31.551	0,85	1,34
Noviembre	3.539	19.272	1,59	0,75	792	32.343	0,36	1,25
Diciembre	6.966	26.238	2,17	0,90	578	32.921	0,18	1,13



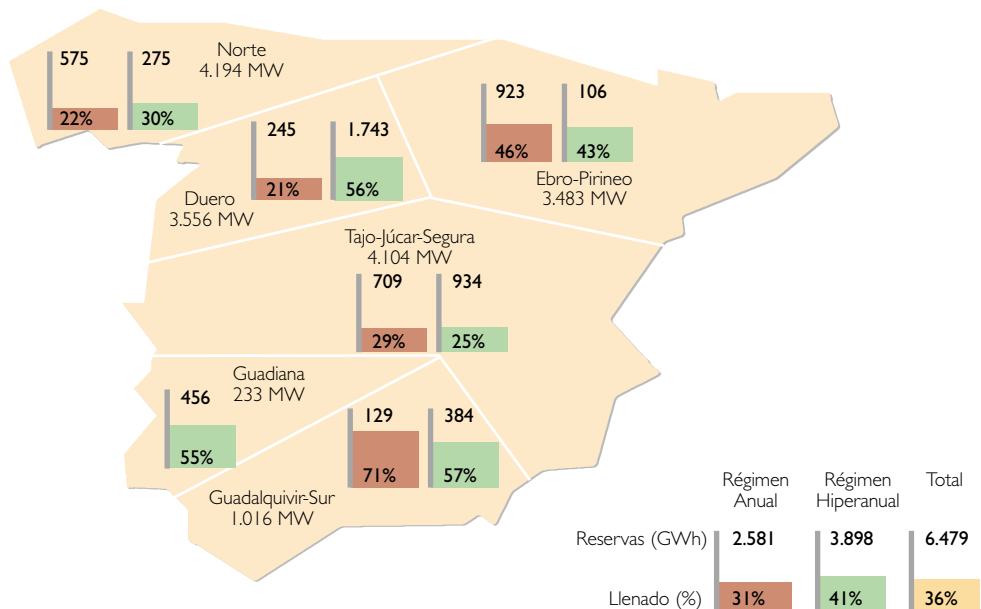
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes

	2000						2001					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.629	44	3.723	39	7.352	42	6.564	79	5.889	62	12.453	70
Febrero	3.574	44	3.600	38	7.174	41	6.047	72	5.971	63	12.018	67
Marzo	3.335	41	3.426	36	6.761	38	6.779	81	6.725	70	13.504	75
Abril	5.415	66	4.000	42	9.415	53	6.261	75	6.665	70	12.926	72
Mayo	6.197	76	4.736	50	10.933	62	6.399	77	6.532	68	12.931	72
Junio	5.818	71	4.631	49	10.449	59	5.924	71	6.141	64	12.065	67
Julio	5.049	62	4.375	46	9.424	53	5.202	62	5.825	61	11.027	62
Agosto	4.213	52	3.912	41	8.125	46	4.291	51	5.352	56	9.643	54
Septiembre	3.417	42	3.427	36	6.844	39	3.668	44	5.048	53	8.716	49
Octubre	2.975	36	3.136	33	6.111	35	3.508	42	4.828	51	8.336	47
Noviembre	4.141	51	3.406	36	7.547	43	2.923	35	4.387	46	7.310	41
Diciembre	5.898	72	4.497	47	10.395	59	2.581	31	3.898	41	6.479	36

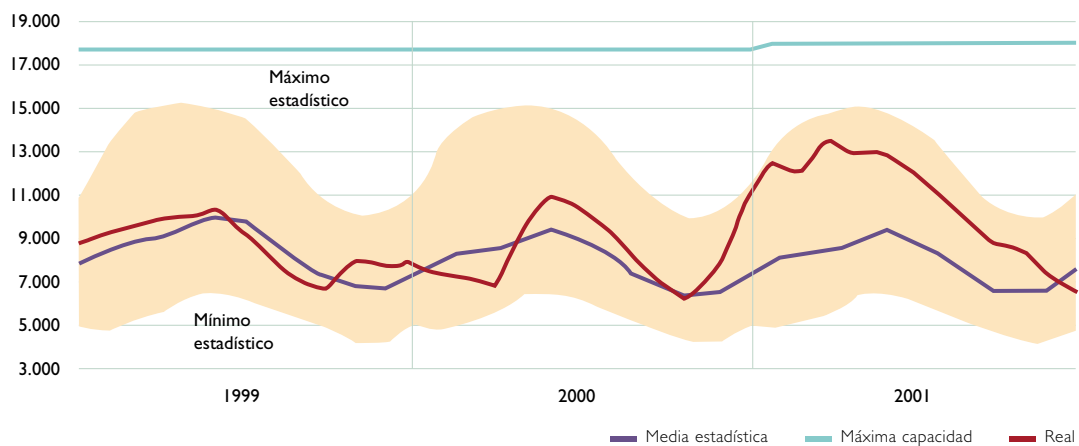
Valores extremos de las reservas

		2001			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.779	marzo	81,1	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	6.725	marzo	70,5	abril de 1979	91,1
	Conjunto	13.504	marzo	75,4	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	2.581	diciembre	30,9	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.898	diciembre	40,8	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	6.479	diciembre	36,2	octubre de 1995	23,6

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

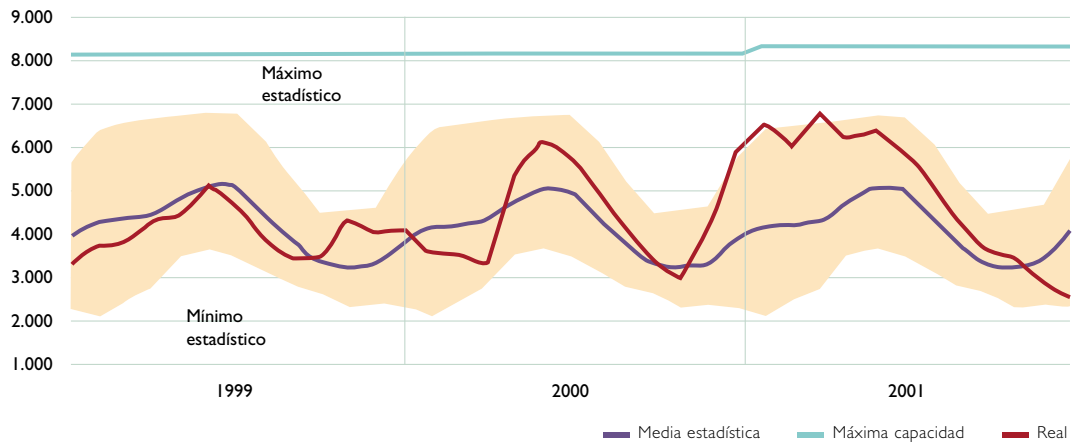


Reservas hidroeléctricas. Evolución 1999-2001 (GWh)

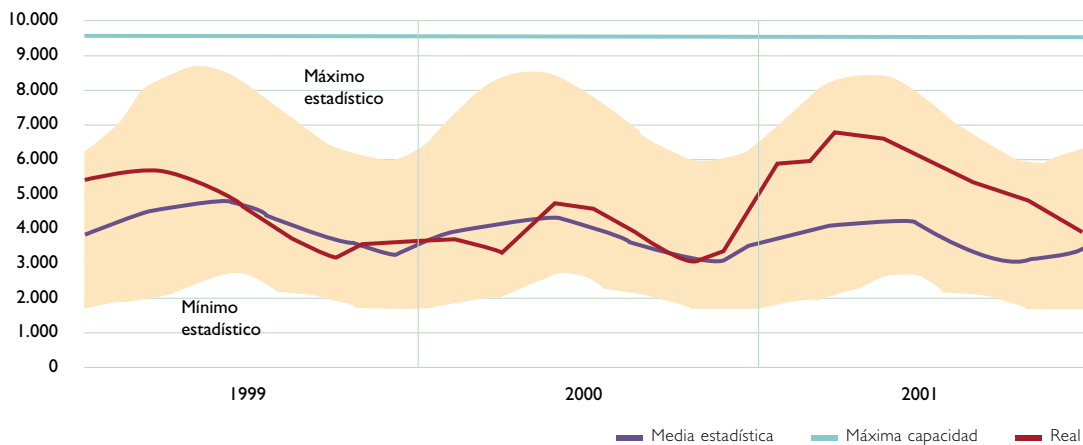




Reservas hidroeléctricas en régimen anual. Evolución 1999-2001 (GWh)



Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual. Evolución 1999-2001 (GWh)



Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia	2000		2001		Δ%
	MW	GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	7.217	9,4	6.832	10,0	-5,3
Lada	513	3.376	4,4	1.889	2,8	-44,0
Soto de Ribera	671	4.603	6,0	3.608	5,3	-21,6
Narcea	595	3.855	5,0	3.371	5,0	-12,5
Anllares	365	2.500	3,3	2.521	3,7	0,8
Compostilla	1.312	7.574	9,9	7.223	10,6	-4,6
La Robla	655	3.915	5,1	4.210	6,2	7,5
Guardo	516	3.232	4,2	2.426	3,6	-24,9
Puertollano	221	1.076	1,4	989	1,5	-8,1
Puente Nuevo	324	2.102	2,8	1.580	2,3	-24,8
Total hulla+antracita	6.088	39.450	51,7	34.650	50,9	-12,2
Los Barrios	568	4.310	5,6	4.018	5,9	-6,8
Litoral	1.159	7.783	10,2	7.597	11,2	-2,4
Pasajes	217	1.512	2,0	1.099	1,6	-27,3
Total carbón importado	1.944	13.605	17,8	12.714	18,7	-6,5
Serchs	160	767	1,0	246	0,4	-67,9
Escatrón	80	243	0,3	345	0,5	42,1
Teruel	1.102	7.253	9,5	5.267	7,7	-27,4
Escucha	160	794	1,0	608	0,9	-23,4
Total lignito negro	1.502	9.056	11,9	6.467	9,5	-28,6
Puentes	1.468	10.537	13,8	10.714	15,7	1,7
Meirama	563	3.725	4,9	3.534	5,2	-5,1
Total lignito pardo	2.031	14.262	18,7	14.248	20,9	-0,1
Total	11.565	76.374	100,0	68.080	100,0	-10,9



Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	Coeficiente utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible*	En horas de acoplamiento**	Revisión Periódica	Averías	
Aboño 1	360	2.631	8.407	83,8	86,9	0,0	0,5	99,6
Aboño 2	556	4.201	8.171	91,3	92,5	0,0	5,5	94,5
Lada 3	155	421	3.160	41,7	86,0	5,5	20,2	74,3
Lada 4	358	1.468	4.786	61,2	85,7	19,4	4,2	76,5
Soto 1	67	210	3.870	35,8	81,0	0,0	0,0	100,0
Soto 2	254	1.442	6.769	65,2	83,9	0,0	0,6	99,5
Soto 3	350	1.956	6.539	73,5	85,5	10,8	2,4	86,8
Narcea 1	65	220	5.338	39,0	63,4	0,0	1,0	99,0
Narcea 2	166	569	4.347	55,1	78,9	8,4	20,7	71,0
Narcea 3	364	2.582	8.070	83,8	87,9	0,0	3,4	96,7
Anllares	365	2.521	7.916	80,1	87,3	0,0	1,6	98,4
Compostilla 1	141	553	4.408	46,1	89,0	0,0	2,8	97,2
Compostilla 2	141	635	4.953	52,6	90,9	0,0	2,2	97,8
Compostilla 3	330	2.213	7.352	78,9	91,2	0,0	3,0	97,0
Compostilla 4	350	1.704	5.687	67,9	85,6	12,3	5,9	81,8
Compostilla 5	350	2.118	6.893	71,2	87,8	0,0	2,9	97,1
La Robla 1	284	1.626	6.662	75,3	85,9	8,6	4,6	86,8
La Robla 2	371	2.584	8.196	82,4	85,0	0,0	3,5	96,5
Guardo 1	155	646	4.729	49,0	88,1	0,0	3,0	97,1
Guardo 2	361	1.780	5.354	61,2	92,1	0,0	8,1	91,9
Puertollano	221	989	5.671	54,7	78,9	0,0	6,6	93,4
Puente Nuevo	324	1.580	6.134	68,3	79,5	10,1	8,4	81,5
Total hulla+antracita	6.088	34.650	6.558	71,0	86,8	3,8	4,8	91,5
Los Barrios	568	4.018	8.451	84,0	83,7	0,0	3,8	96,2
Litoral 1	577	3.800	7.527	83,0	87,5	0,0	9,4	90,6
Litoral 2	582	3.797	7.869	79,7	82,9	0,0	6,5	93,5
Pasajes	217	1.099	6.093	66,0	83,1	10,2	2,2	87,6
Total c.importado	1.944	12.714	7.739	80,5	84,5	1,2	6,1	92,8
Serchs	160	246	1.728	29,4	89,0	0,0	40,4	59,6
Escatrón	80	345	5.912	64,4	72,9	0,0	23,6	76,4
Teruel 1	368	1.715	5.579	58,6	83,5	5,3	3,9	90,7
Teruel 2	368	1.725	5.385	58,5	87,0	6,0	2,6	91,5
Teruel 3	366	1.828	5.733	61,6	87,1	4,9	2,5	92,6
Escucha	160	608	4.476	45,0	84,9	0,0	3,6	96,4
Total lignito negro	1.502	6.467	5.059	55,8	85,1	4,0	7,9	88,0
Puentes 1	369	2.771	8.390	87,4	89,5	0,0	1,9	98,1
Puentes 2	366	2.811	8.516	89,1	90,2	0,0	1,6	98,5
Puentes 3	366	2.423	7.402	86,2	89,4	10,4	2,0	87,6
Puentes 4	367	2.709	8.098	87,4	91,2	0,0	3,6	96,4
Meirama	563	3.534	7.302	72,1	86,0	0,0	0,6	99,5
Total lignito pardo	2.031	14.248	7.880	83,1	89,0	1,9	1,8	96,4
Total	11.565	68.080	6.794	73,0	86,6	3,0	4,9	92,1

*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

**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

	2000		2001		Δ%
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	35.900	47,0	34.297	50,4	-4,5
Hulla+antracita	24.418	32,0	23.902	35,1	-2,1
Lignito negro	5.272	6,9	4.006	5,9	-24,0
Lignito pardo	6.210	8,1	6.389	9,4	2,9
Carbón importado	37.341	48,9	31.373	46,1	-16,0
Total carbón	73.241	95,9	65.670	96,5	-10,3
Combustibles de apoyo	3.133	4,1	2.410	3,5	-23,1
Fuel	1.750	2,3	989	1,5	-43,5
Gas natural	154	0,2	161	0,2	4,5
Gas siderúrgico	1.229	1,6	1.260	1,9	2,5
Total	76.374	100,0	68.080	100,0	-10,9

Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas

Centrales	Potencia MW	2000		2001		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	325	7,3	666	12,2	104,9
Almería	114	0	0,0	0	0,0	0,0
Badalona II	344	0	0,0	0	0,0	0,0
Burceña	66	0	0,0	0	0,0	0,0
Cádiz	138	0	0,0	0	0,0	0,0
Castellón	1.084	1.934	43,5	1.651	30,3	-14,6
C.Colón I y 3	230	57	1,3	143	2,6	151,2
Escombreras	858	986	22,2	1.237	22,7	25,4
Málaga	122	0	0,0	0	0,0	0,0
Sabón	470	656	14,8	950	17,4	44,7
San Adrián 2	350	128	2,9	264	4,8	106,0
Santurce 2	542	360	8,1	535	9,8	48,5
Total fuel	4.632	4.446	100,0	5.446	100,0	22,5
Aceca I	314	596	10,3	764	11,0	28,2
Algeciras	753	1.421	24,5	1.606	23,1	13,0
Besós	450	403	7,0	536	7,7	32,7
C.Colón 2	148	182	3,1	159	2,3	-12,5
San Adrián I y 3	700	463	8,0	719	10,3	55,4
Foix	520	678	11,7	978	14,1	44,4
Santurce I	377	527	9,1	480	6,9	-8,9
GICC (Elcogás)	320	1.533	26,4	1.712	24,6	11,7
Total mixtas	3.582	5.803	100,0	6.954	100,0	19,8
Total	8.214	10.249	-	12.400	-	21,0



Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	Coeficiente utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible*	En horas de acoplamiento**	Revisión Periódica	Averías	
Aceca 2	314	666	4.640	24,5	45,7	0,0	1,0	99,0
Almería 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 1	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 2	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Burceña	66	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	718	3.238	17,8	40,9	0,0	14,8	85,2
Castellón 2	542	932	4.217	26,2	40,8	16,2	8,8	75,1
C.Colón 1	70	10	430	1,7	33,2	0,0	5,9	94,1
C.Colón 3	160	133	2.104	9,8	39,5	0,0	3,4	96,6
Escombreras 1	70	0	0	0,0	0,0	0,0	45,1	54,9
Escombreras 2	70	0	0	0,0	0,0	0,0	63,1	36,9
Escombreras 3	140	356	4.979	30,0	51,1	0,0	3,4	96,6
Escombreras 4	289	490	3.068	22,2	55,3	0,0	12,8	87,2
Escombreras 5	289	392	2.767	17,9	49,0	8,6	4,7	86,7
Málaga 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	105	1.277	12,2	68,5	13,5	4,6	81,9
Sabón 2	350	845	3.378	27,9	71,5	0,0	1,3	98,7
San Adrián 2	350	264	2.133	9,9	35,4	0,0	12,8	87,2
Santurce 2	542	535	2.297	12,4	43,0	0,0	8,9	91,1
Total fuel	4.632	5.446	2.499	18,4	47,1	2,8	24,1	73,1
Aceca 1	314	764	5.216	29,4	46,6	5,1	0,4	94,6
Algeciras 1	220	433	4.137	24,6	47,6	0,0	8,9	91,2
Algeciras 2	533	1.174	3.966	28,7	55,5	0,0	12,5	87,5
Besós 1	150	1	10	0,1	66,7	0,0	32,1	67,9
Besós 2	300	534	3.042	22,9	58,5	0,0	11,4	88,6
C. Colón 2	148	159	2.249	14,2	47,8	0,0	13,9	86,1
San Adrián 1	350	459	2.898	17,0	45,3	0,0	11,8	88,2
San Adrián 3	350	260	1.975	11,0	37,6	0,0	22,6	77,4
Foix	520	978	4.012	23,2	46,9	0,0	7,4	92,6
Santurce 1	377	480	1.955	15,1	65,1	0,0	4,0	96,0
GICC (Elcogás)	320	1.712	6.824	71,2	78,4	3,0	11,3	85,8
Total mixtos	3.582	6.954	3.524	25,1	55,1	0,7	11,1	88,3
Total	8.214	12.400	2.946	21,6	51,2	1,9	18,4	79,7

*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

**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	2000		2001		Δ%
	MW	GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.765	12,5	8.458	13,3	8,9
Almaraz II	983	7.683	12,4	7.883	12,4	2,6
Ascó I	1.028	8.012	12,9	8.121	12,7	1,4
Ascó II	1.027	8.795	14,1	8.159	12,8	-7,2
Cofrentes	1.025	7.715	12,4	8.587	13,5	11,3
Garoña	466	4.030	6,5	3.574	5,6	-11,3
José Cabrera	160	1.168	1,9	1.124	1,8	-3,8
Trillo I	1.066	8.733	14,0	8.424	13,2	-3,5
Vandellós II	1.087	8.305	13,4	9.375	14,7	12,9
Total	7.816	62.206	100,0	63.705	100,0	2,4

Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Coeficiente utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %	
			Horas s/Disponible* Func.	En horas de acoplamiento**	Revisión Periódica	Averías		
Almaraz I	974	8.458	8.751	99,2	99,2	0,0	0,1	99,9
Almaraz II	983	7.883	8.239	97,3	97,3	5,8	0,1	94,1
Ascó I	1.028	8.121	8.080	97,8	97,8	7,6	0,1	92,3
Ascó II	1.027	8.159	8.119	97,8	97,9	7,0	0,3	92,7
Cofrentes	1.025	8.587	8.528	98,2	98,2	0,0	2,6	97,4
Garoña	466	3.574	7.746	99,0	99,0	11,6	0,0	88,5
José Cabrera	160	1.124	7.696	91,0	91,3	11,8	0,1	88,1
Trillo I	1.066	8.424	7.977	99,0	99,1	6,7	2,1	91,2
Vandellós II	1.087	9.375	8.746	98,6	98,6	0,0	0,1	99,9
Total	7.816	63.705	8.298	98,2	98,2	4,5	0,7	94,8

*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

**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)



Régimen especial

5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

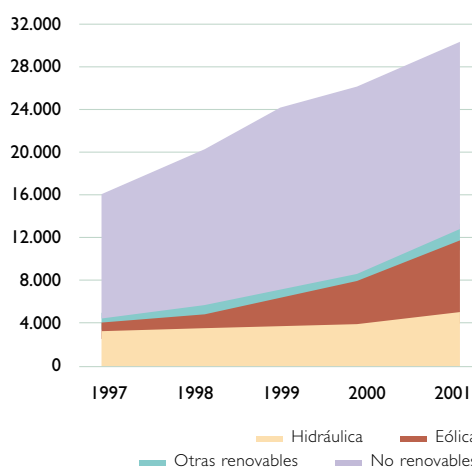
Las adquisiciones de energía al régimen especial crecieron un 14,1%, porcentaje 4,4 puntos superior al año anterior, consecuencia de la mayor aportación de la energía de origen hidráulico, por las elevadas precipitaciones del primer trimestre del año, y por el continuado crecimiento que vienen experimentando el resto de energías renovables, principalmente la eólica.

La capacidad instalada a final de año alcanzaba los 9.970 MW, lo que supone un 18,4% del total del sistema eléctrico peninsular, de los cuales 4.653 MW corresponden a energías renovables y 5.317 MW a no renovables, siendo los incrementos de capacidad correspondiente a los nuevos productores de 887 MW y 323 MW respectivamente.

El comportamiento del régimen especial ha sido muy diferente, si nos atenemos a la clasificación entre energías renovables y no renovables:

- **Energías renovables:** las adquisiciones procedentes de energías renovables han supuesto un total de 13.324 GWh, con un crecimiento del 37,8% respecto a 2000, y una contribución a la cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular en b.c. del 6,5%.

Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)



- La energía procedente de las centrales hidráulicas, han aportado un total 4.939 GWh, lo que supone un crecimiento de la energía adquirida del 28,8%, consecuencia de la nueva potencia instalada y las elevadas precipitaciones registradas durante los tres primeros meses del año.
- La energía de origen eólico ha aumentado su capacidad en 715 MW, lo que representa el 59% del total del incremento del régimen especial. En cuanto a la energía adquirida, ésta ha tenido un crecimiento muy elevado, del 46,5%, si bien ha resultado inferior a las tasas registradas en los últimos años.
- Es también destacable el comportamiento de las otras energías renovables, cuyos vertidos al siste-



Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

	Potencia instalada (MW)		Energía adquirida (GWh)	
	2001	%2001/2000	2001	%2001/2000
Renovables	4.653	23,5	13.324	37,8
Hidráulica	1.421	4,1	4.939	28,8
Eólica	2.767	34,8	6.538	46,5
Otras renovables	465	33,0	1.847	34,8
No renovables	5.317	6,5	17.050	0,6
Total	9.970	13,8	30.374	14,1

Datos provisionales

ma han tenido un crecimiento del 34,8%, y en particular de la biomasa que casi duplica la energía entregada al sistema en el año 2000, y representa un peso del 42% dentro de este tipo de energías.

- **Energías no renovables:** las adquisiciones procedentes de energías no renovables se han situado en niveles similares a 2000, reflejando las subidas en el coste de los combustibles utilizados, gas natural y productos derivados del petróleo. Los excedentes totales han supuesto 17.050 GWh y un crecimiento respecto al año anterior del 0,6%.

Por combustibles, solamente se han registrado crecimientos de energía en aquellos que tienen su origen en el gas de refinería y gas natural, si bien en ambos casos el incremento está estrechamente vinculado a la nueva capacidad instalada durante el año.

5.2 Previsiones de desarrollo de la generación en régimen especial

En el último año, las previsiones de generación eólica se han incrementado considerablemente, superando con mucho las previsiones contenidas en el Plan de Fomento de las Energías renovables (diciembre 1999).

Las limitaciones del sistema para absorber y evacuar esta posible generación constituyen un elemento básico en el dimensionamiento a futuro del parque eólico.

RED ELÉCTRICA está llevando a cabo un trabajo de análisis exhaustivo, técnico, operativo y zonal, de la posible generación, en colaboración con las Comunidades Autónomas, en muchos casos mediante convenios formales de cooperación, que son un buen instrumento de apoyo a la planificación y de fomento realista de esta nueva generación en auge.

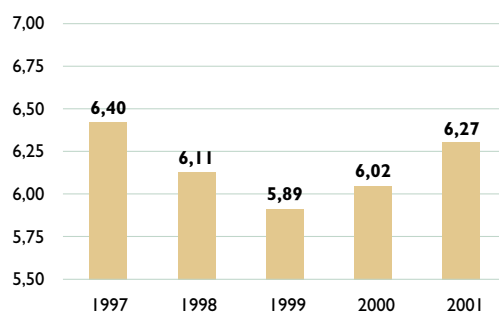
En la fecha en que se publica este informe, se encuentra en proceso avanzado de elaboración, el documento oficial de planificación de las redes de transporte vinculante de electricidad y gas, que contemplará las hipótesis y previsiones de generación por zonas (de carácter indicativo).

5.3 Coste de la energía adquirida al régimen especial

El coste medio de la energía adquirida al régimen especial se situó en 6,27 c€/kWh, un 4,2% superior al del año anterior. Este incremento es con-

secuencia del aumento del peso de las energías renovables, que son las de mayor coste medio.

Coste medio de la energía adquirida (c€/kWh)



Datos provisionales. Fuente: CNE

5

Régimen especial · Gráficos y cuadros

Índice

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



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

	1997	1998	1999	2000	2001	%2001/2000
Renovables	1.736	2.166	3.052	3.766	4.653	23,5
Hidráulica	1.098	1.158	1.290	1.365	1.421	4,1
Eólica	407	760	1.467	2.052	2.767	34,8
Otras renovables	231	248	295	349	465	33,0
Biomasa	85	88	121	166	231	39,2
R.S. Industriales	76	88	100	108	158	46,3
R.S. Urbanos	69	71	73	74	74	0,0
Solar	1	1	1	1	2	23,1
No renovables	2.876	3.547	4.154	4.994	5.317	6,5
Calor residual	47	54	54	54	54	0,0
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-Gasoil	751	921	1.116	1.252	1.253	0,1
Gas de refinería	209	209	209	209	246	17,7
Gas natural	1.801	2.294	2.706	3.410	3.695	8,4
Total	4.612	5.713	7.206	8.760	9.970	13,8

Datos provisionales

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

	1997	1998	1999	2000	2001	%2001/2000
Renovables	5.061	5.924	7.522	9.667	13.324	37,8
Hidráulica	3.429	3.578	3.740	3.835	4.939	28,8
Eólica	620	1.237	2.473	4.462	6.538	46,5
Otras renovables	1.012	1.109	1.309	1.370	1.847	34,8
Biomasa	193	215	321	409	773	89,0
R.S. Industriales	455	534	587	551	687	24,7
R.S. Urbanos	363	359	400	409	385	-5,9
Solar	1	1	1	1	2	38,5
No renovables	11.100	13.809	16.731	16.946	17.050	0,6
Calor residual	124	144	149	137	103	-24,8
Carbón	108	106	93	103	94	-8,7
Fuel-Gasoil	2.139	3.123	4.107	3.940	3.712	-5,8
Gas de refinería	984	912	844	771	861	11,7
Gas natural	7.745	9.524	11.538	11.995	12.280	2,4
Total	16.161	19.733	24.253	26.613	30.374	14,1

Datos provisionales



6

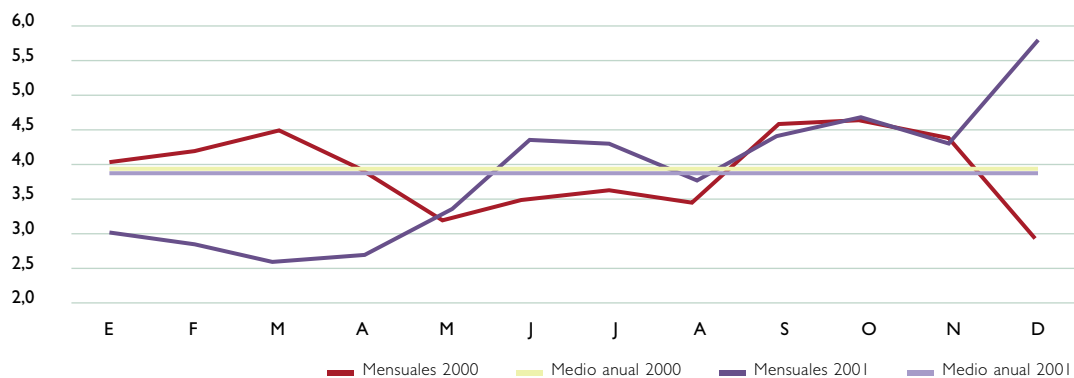
Operación del sistema

6.1 El mercado de producción en 2001

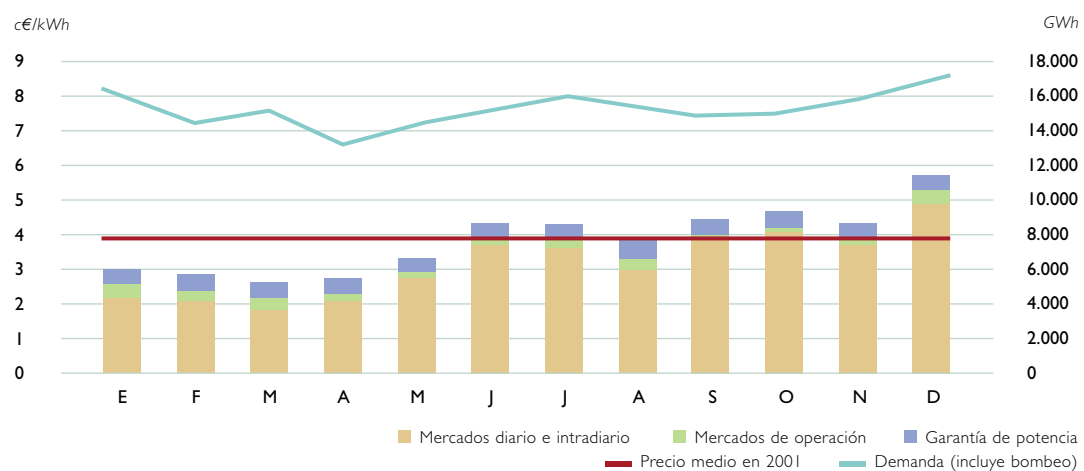
En el cuarto año de funcionamiento del mercado eléctrico, el precio medio final ha sido 3,859 c€/kWh, un 1,2% inferior al registrado en 2000.

En términos mensuales, los precios han mostrado una mayor variabilidad que el año anterior, oscilando entre un mínimo de 2,588 c€/kWh en marzo y un máximo de 5,746 c€/kWh en diciembre, coincidiendo demandas muy elevadas por una ola de frío e hidraulicidad seca registrada en dicho mes.

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



Mercado de producción. Demanda y precios finales





El volumen de energía negociada ascendió a 183.446 GWh, un 3,8% más que el año anterior. El 96,7% de esta energía ha sido contratada en el mercado diario, mientras que el 2,7% corresponde al incremento de demanda neta negociada en el mercado intradiario y el 0,6% restante ha sido aportado por la energía de operación.

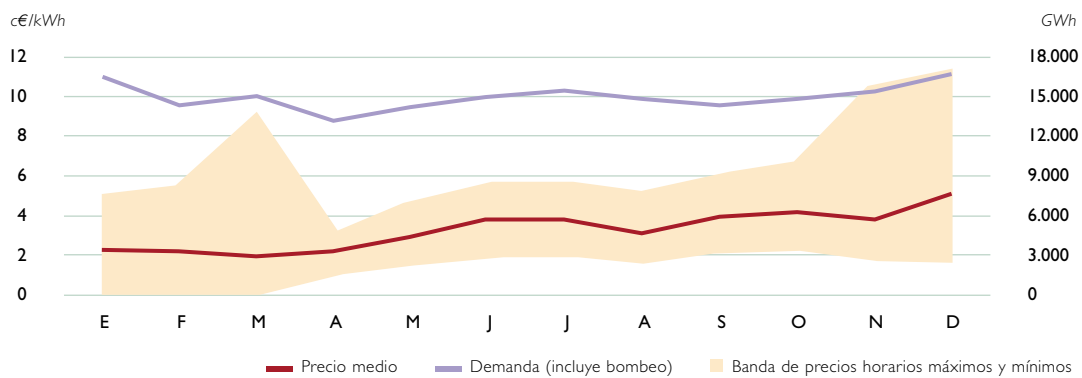
Mercado diario

El precio medio anual en el mercado diario se situó en 3,159 c€/kWh, valor que representa el 81,8% del precio final del mercado de producción.

intradía ha ascendido a 14.808 GWh, un 28,9% más que en 2000, cifra que representa el 8,3% de la energía negociada en el mercado diario, 1,6 puntos más que el año anterior.

Del volumen total de energía intercambiada en el mercado intradiario, el 66,0% ha servido para que los agentes, principalmente productores, ajustaran sus compromisos previamente adquiridos en el mercado diario, mientras que el 34,0% restante ha implicado un aumento neto de la demanda.

Mercado diario. Demanda y precios medios mensuales



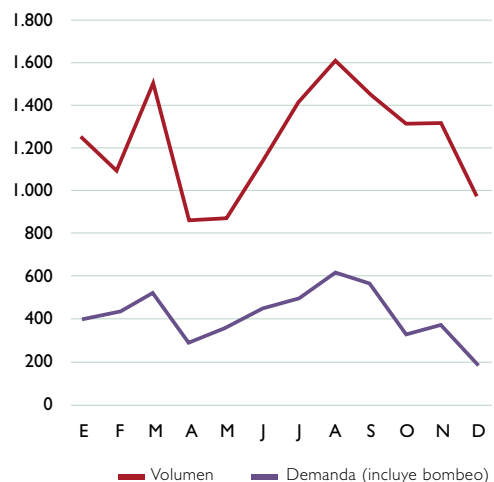
La banda de precios horarios máximos y mínimos ha revelado una mayor volatilidad en el primer y último trimestre del año. Destacan los precios prácticamente nulos que se produjeron en alguna hora de los meses de enero, febrero y marzo.

La energía intercambiada en este mercado ascendió a 177.363 GWh, el 96,7% de la demanda total del mercado de producción. Respecto al año anterior, el precio medio disminuyó un 0,7% y la demanda aumentó un 3,4%.

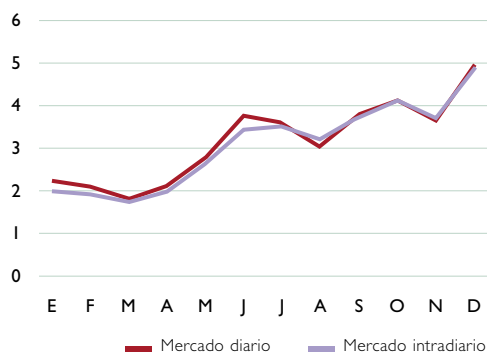
Mercado intradiario

El volumen de energía negociado en el mercado

Mercado intradiario. Volumen de energía contratada y demanda (GWh)



Mercado diario y mercado intradiario. Precios medios mensuales (c€/kWh)



El precio medio anual en el conjunto de mercados intradiarios ha sido 3,048 c€/kWh, un 3,5% inferior al del mercado diario. Los menores precios del mercado intradiario han propiciado la participación de la demanda proveniente, principalmente, del bombeo y comercializadoras.

La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía en el mercado de producción ha representado una disminución de 0,007 c€/kWh, un 22,7% inferior al del año anterior.

6.2 Los mercados de operación en 2001

La energía gestionada en el conjunto de mercados de operación se elevó a 10.973 GWh, un 6,0% de

la demanda del mercado y un 11,0% más que en 2000.

Los incrementos porcentuales más importantes de energía utilizada se han producido en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real y en la gestión de desvíos a bajar.

El coste del conjunto de mercados de operación en 2001 ha sido de unos 457,65 millones de euros, que en términos unitarios supone una repercusión sobre el precio del mercado de producción de 0,249 c€/kWh, lo que equivale al 6,5% del precio final de dicho mercado. Esta incidencia unitaria supera en un 41,8% a la del año anterior.

Mensualmente, el coste de los mercados de operación ha experimentado variaciones importantes debido, principalmente, a la distinta hidráulicidad, a las indisponibilidades del equipo generador, y a la elevada demanda motivada por las temperaturas extremas registradas tanto en verano como en invierno.

6.2.1 Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento

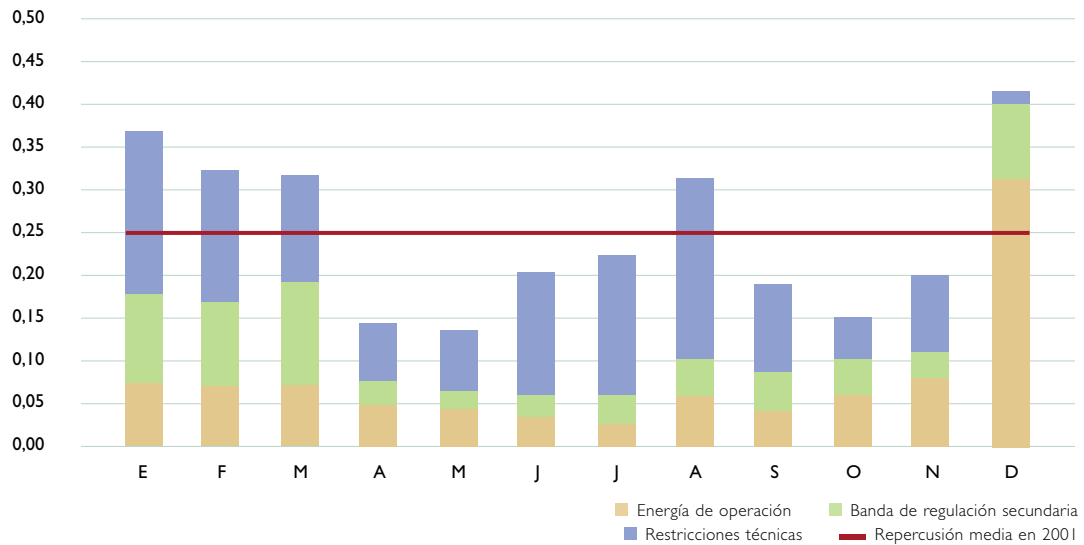
La energía programada por solución de restricciones técnicas sobre el programa base de funcionamiento (PBF) fue 3.882 GWh, un 6,2% más que en 2000.

Energía gestionada en los mercados de operación. 2000-2001 (GWh)

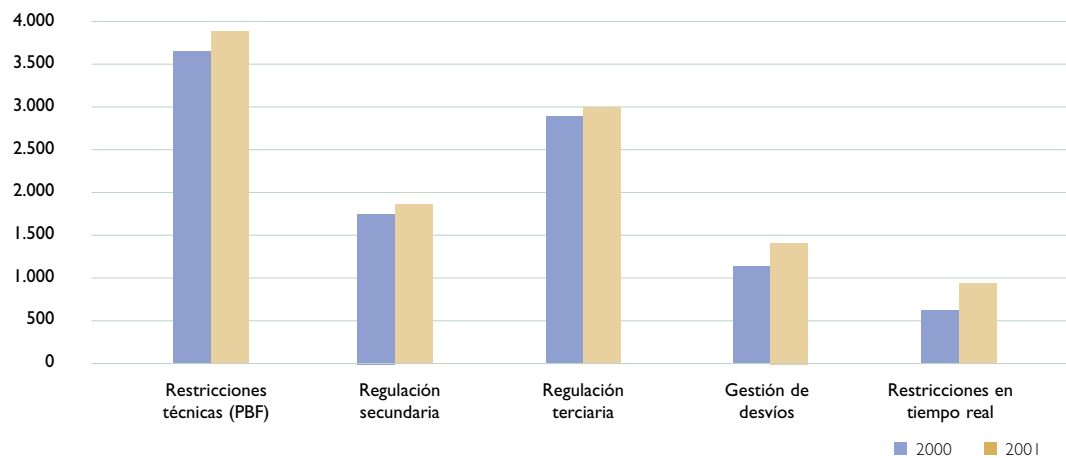
	2000		2001		% 2001/2000	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF)		3.656		3.882		6,2
Regulación secundaria	801	880	769	1.000	-4,0	13,6
Regulación terciaria	1.855	983	1.743	1.276	-6,0	29,8
Gestión de desvíos	838	292	889	501	6,1	71,5
Restricciones en tiempo real	231	351	407	507	76,4	44,3
Energía total gestionada		9.886		10.973		11,0



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



Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)



El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones fue 9,127 c€/kWh, un 4,6% menor que el del año anterior. El coste anual ascendió a 212,16 millones de euros, que en términos unitarios representa una repercusión de 0,116 c€/kWh sobre el precio final del mercado, valor inferior en un 0,9% al del año anterior.

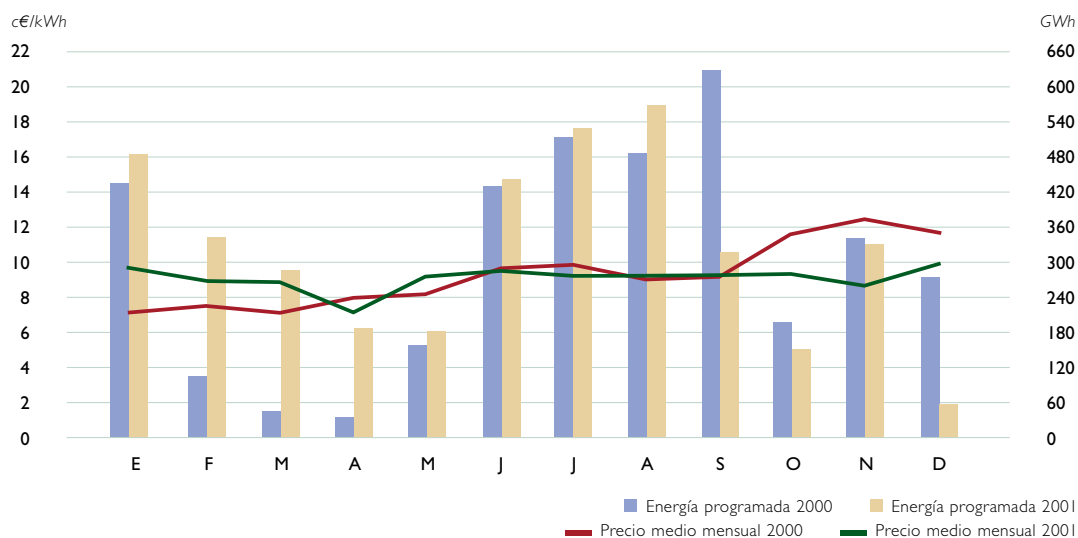
En los últimos cuatro meses del año se programó menos energía que en el mismo periodo del año

anterior debido a que parte de los grupos, normalmente acoplados por restricciones, fueron programados en el mercado diario a causa de la reducción del margen de cobertura.

6.2.2 Servicios complementarios

Los resultados de la aplicación de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria durante el año 2001 han sido los siguientes:

Solución de restricciones técnicas (PBF). Energías y precios medios mensuales



Regulación secundaria

Este servicio se retribuye por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

- Banda de regulación

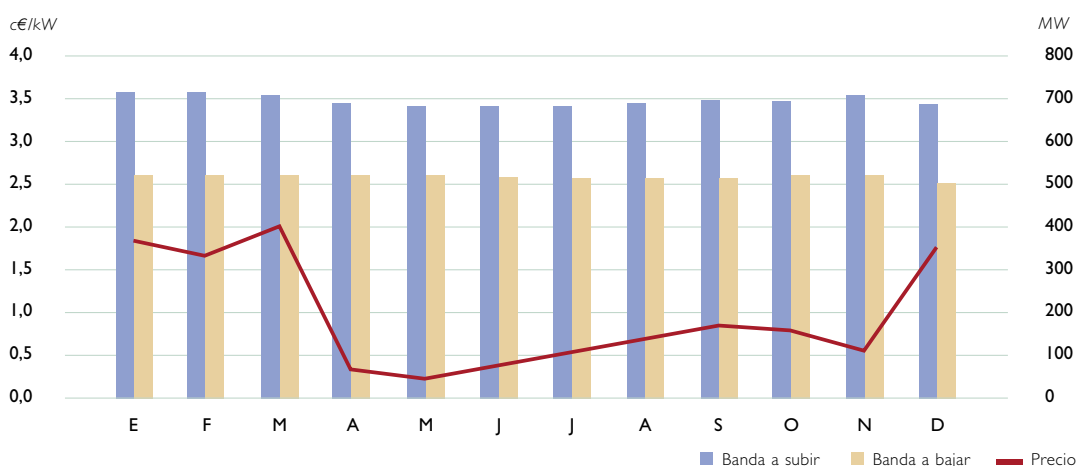
La banda media de regulación fue 1.207 MW, de la que un 57,4% fue a subir y el resto a bajar. El coste anual ascendió a 104,05 millones de euros suponiendo una repercusión unitaria 0,057 €/kWh sobre el precio del mercado, valor superior en un 77,8% al del año anterior.

El precio medio anual del mercado de banda de regulación secundaria fue 0,984 €/kW, un 78,6% mayor que en el año 2000.

- Energía de regulación secundaria

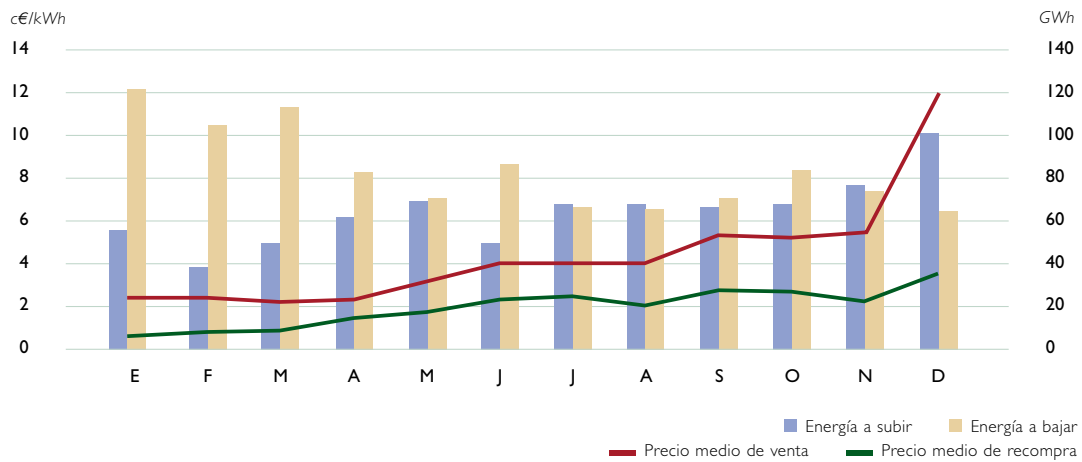
La energía de regulación secundaria a subir fue 769 GWh, con un precio medio de 4,800 €/kWh, un 19,7% mayor que en 2000, mientras que la energía a bajar fue 1.000 GWh, con un precio medio de recompra de 1,789 €/kWh, un 8,3% inferior al del año anterior.

Regulación secundaria. Banda y precios medios mensuales





Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales



Regulación terciaria

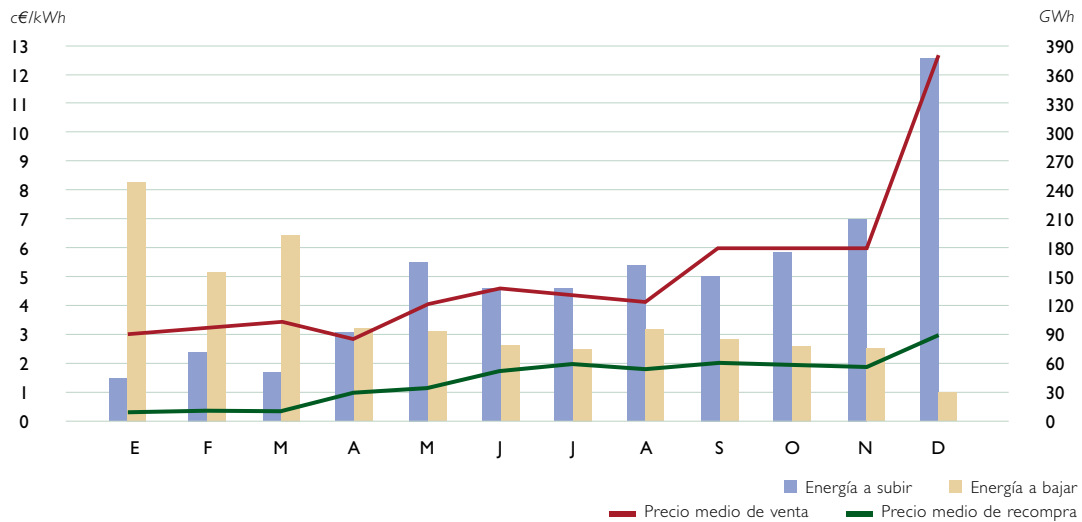
La energía de regulación terciaria a subir fue 1.743 GWh, con un precio medio de 6,465 c€/kWh, un 27,9% mayor que en 2000, mientras que la energía a bajar fue 1.276 GWh, con un precio medio de 1,146 c€/kWh, un 16,5% inferior al del año anterior. En este precio medio se incluye la energía programada por restricciones técnicas en tiempo real que se retribuye sobre las ofertas de energía de regulación terciaria.

Cabe destacar la gran cantidad de energía de regulación terciaria, y en consecuencia el elevado precio, que necesitó el sistema en el mes de diciembre debido a las altas demandas causadas por la ola de frío.

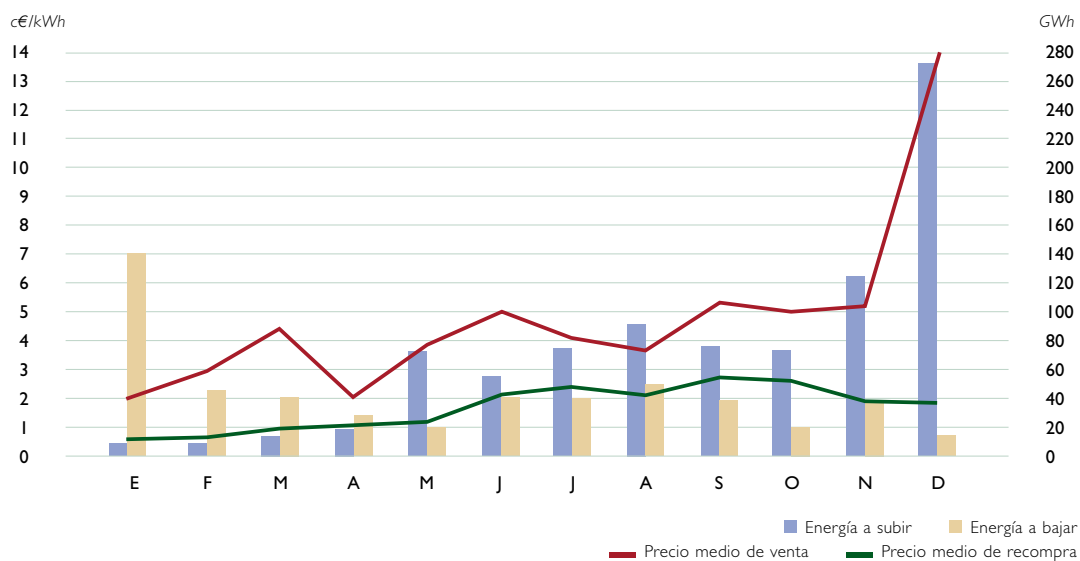
Control de tensión

En agosto de 2001 se realizó el control de los requisitos obligatorios establecidos en el Procedimiento de Operación del Sistema -7.4. El nivel de

Regulación terciaria. Energías y precios medios mensuales



Gestión de desvíos. Energías y precios medios mensuales



cumplimiento de dichas obligaciones se situó en un 92% en la actividad de producción y un 78% en la de distribución.

Por otra parte, en noviembre la Comisión Nacional de la Energía, una vez recogidos los comentarios de todos los participantes en el control de tensión de la red de transporte sobre una propuesta de RED ELÉCTRICA, elaboró el informe previo a la publicación, por parte del Ministerio de Economía, de los precios regulados y coeficientes definidos en el Procedimiento de Operación del Sistema -7.4.

6.2.3 Gestión de desvíos

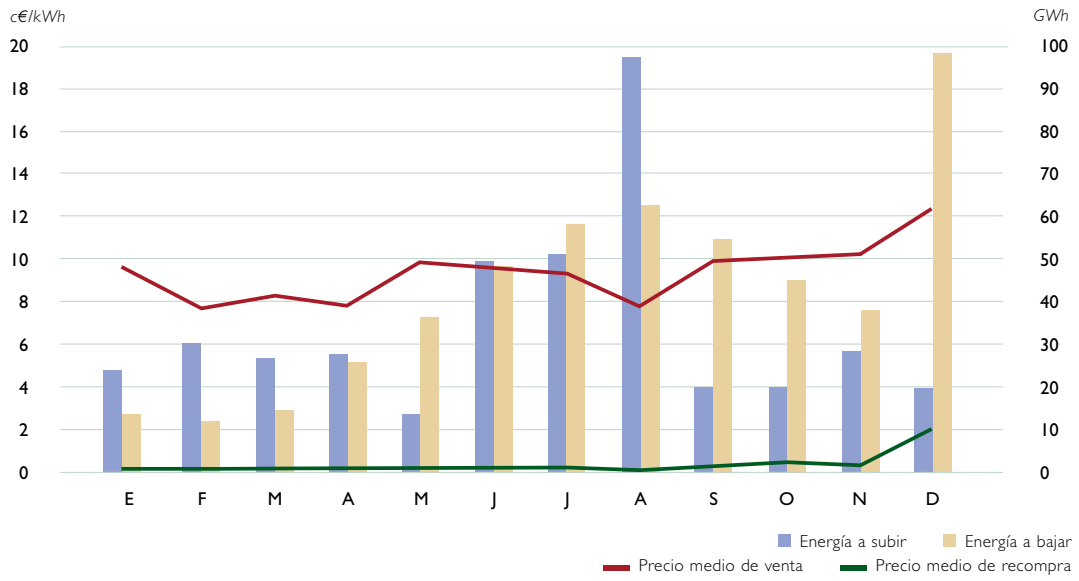
El mercado de gestión de desvíos siguió una tendencia paralela al mercado de regulación terciaria alcanzando un volumen de energía a subir de 889 GWh, con un precio medio de 7,340 €/kWh, un 61,7% mayor que en 2000, mientras que la energía a bajar fue 501 GWh, con un precio medio de recompra de 1,404 €/kWh, un 12,3% inferior al del año anterior:

6.2.4. Solución de restricciones técnicas en tiempo real

La solución de restricciones técnicas en tiempo real alcanzó un volumen de energía a subir de 407 GWh con un precio medio de venta de 8,731 €/kWh, un 8,1% mayor que en el año 2000, mientras que la energía a bajar fue 507 GWh con un precio medio de recompra de 0,714 €/kWh, un 56,6% mayor que en el año anterior:



Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales



Índice

- 56** Precio final en el mercado de producción
- 56** Costes en el mercado de producción
- 57** Demanda en el mercado de producción
- 57** Saldo anual de energía negociada en el mercado de producción
- 58** Demanda y precios medios en el mercado diario
- 58** Mercado diario. Demanda y precio medio diario
- 59** Energía y precios medios en el mercado intradiario
- 59** Solución de restricciones técnicas (PBF)
- 60** Solución de restricciones técnicas (PBF). Energía y precios mensuales
- 60** Regulación secundaria
- 61** Banda de regulación secundaria. Potencia y precios mensuales
- 61** Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001
- 62** Regulación terciaria
- 62** Regulación terciaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001
- 63** Regulación terciaria a subir. Energía y precios mensuales
- 63** Gestión de desvíos
- 64** Gestión de desvíos. Energías y precios medios mensuales 2000-2001
- 64** Restricciones en tiempo real
- 65** Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales 2000-2001



Precio final en el mercado de producción

Precio (c€/kWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Δ% 2001/2000
Mercado diario	2,184	2,045	1,825	2,084	2,731	3,685	3,603	2,991	3,791	4,047	3,646	4,892	3,159	-0,7
Mercado intradiario	-0,003	-0,006	-0,005	-0,003	-0,006	-0,016	-0,015	-0,007	-0,012	0,001	0,000	-0,016	-0,007	22,7
Mercados de operación	0,366	0,322	0,314	0,140	0,133	0,199	0,219	0,310	0,187	0,146	0,198	0,412	0,249	41,8
Restricciones técnicas (PBF)	0,193	0,156	0,124	0,068	0,073	0,144	0,162	0,212	0,102	0,046	0,092	0,013	0,116	-0,9
Banda de regulación secundaria	0,101	0,097	0,123	0,022	0,014	0,025	0,034	0,042	0,048	0,045	0,031	0,088	0,057	77,8
Energía de operación	0,056	0,045	0,042	0,030	0,041	0,046	0,039	0,060	0,056	0,054	0,078	0,344	0,078	76,5
Otros	0,016	0,024	0,025	0,020	0,005	-0,016	-0,016	-0,004	-0,019	0,001	-0,003	-0,033	-0,001	-96,0
Garantía de potencia	0,454	0,459	0,454	0,460	0,466	0,464	0,461	0,458	0,455	0,458	0,462	0,458	0,459	-17,5
Precio Final 2001	3,000	2,820	2,588	2,681	3,324	4,332	4,268	3,751	4,421	4,652	4,306	5,746	3,859	-1,2
Precio Final 2000	4,020	4,202	4,472	3,894	3,185	3,509	3,634	3,457	4,603	4,617	4,371	2,931	3,907	

Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Costes en el mercado de producción

Coste (M€)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Δ% 2001/2000
Mercado diario	358,59	296,70	277,73	275,73	395,51	562,25	575,05	462,62	564,75	606,96	574,94	843,34	5.794,16	3,1
Mercado intradiario	-0,49	-0,87	-0,76	-0,40	-0,87	-2,44	-2,39	-1,08	-1,79	0,15	0,00	-2,76	-13,70	27,4
Mercados de operación	60,10	46,73	47,78	18,52	19,26	30,36	34,95	47,95	27,86	21,90	31,22	71,03	457,65	47,3
Restricciones técnicas (PBF)	31,68	22,58	18,87	9,00	10,57	21,97	25,86	32,79	15,20	6,90	14,51	2,24	212,16	2,9
Banda de regulación secundaria	16,58	14,13	18,72	2,91	2,03	3,81	5,43	6,50	7,15	6,75	4,89	15,17	104,05	84,5
Energía de operación	9,28	6,53	6,39	3,97	5,94	7,02	6,22	9,28	8,34	8,10	12,30	59,30	142,67	83,7
Otros	2,57	3,49	3,80	2,65	0,72	-2,44	-2,55	-0,62	-2,83	0,15	-0,47	-5,69	-1,23	-95,8
Garantía de potencia	74,50	66,62	69,08	60,86	67,49	70,80	73,58	70,84	67,78	68,69	72,85	78,96	842,04	-14,3
Total 2001	492,69	409,17	393,83	354,71	481,39	660,97	681,18	580,32	658,60	697,69	679,01	990,57	7.080,15	2,6
Total 2000	652,45	592,71	659,57	524,23	447,60	510,45	550,08	500,00	680,17	663,79	666,91	455,54	6.903,49	

Demanda en el mercado de producción (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	16.342	14.209	14.856	12.924	13.970	14.726	15.318	14.670	14.206	14.511	15.173	16.459	177.363
Mercado intradiario**	402	426	525	301	367	444	506	611	570	334	361	184	5.032
Mercados de operación	325	-127	-163	5	145	88	136	186	121	153	235	597	1.052
Demanda 2001*	16.419	14.508	15.218	13.231	14.482	15.258	15.960	15.467	14.897	14.998	15.769	17.239	183.446
Demanda 2000*	16.229	14.106	14.750	13.463	14.052	14.548	15.138	14.463	14.778	14.377	15.257	15.545	176.707

*Incluye bombeo **Energía neta demandada. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Saldo anual de energía negociada en el mercado de producción

Ventas	% sobre total		Adquisiciones	% sobre total	
	GWh			GWh	
Mercado Diario	177.363	96,7	Distribuidoras	115.713	63,1
Producción interior	170.963		Mercado Diario	115.595	
Importación	6.400		Mercados Intradiarios	118	
Francia*	5.990		Comercializadoras	58.932	32,1
Portugal	410		Mercado Diario	56.517	
Marruecos	0		Mercados Intradiarios	2.415	
Mercados Intradiarios	5.031	2,7	Consumidores Cualificados	0	0,0
Producción interior	4.568		Demanda bombeo	4.703	2,6
Importación	463		Exportación	3.610	2,0
Francia*	232		Portugal	1.075	
Portugal	224		Marruecos	1.450	
Marruecos	7		Andorra	258	
Mercados de operación	1.052	0,6	Francia*	827	
			Ajuste demanda	487	0,3
Total mercado	183.446	100,0	Total mercado	183.446	100,0

Fuente : OMEL y RED ELÉCTRICA

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

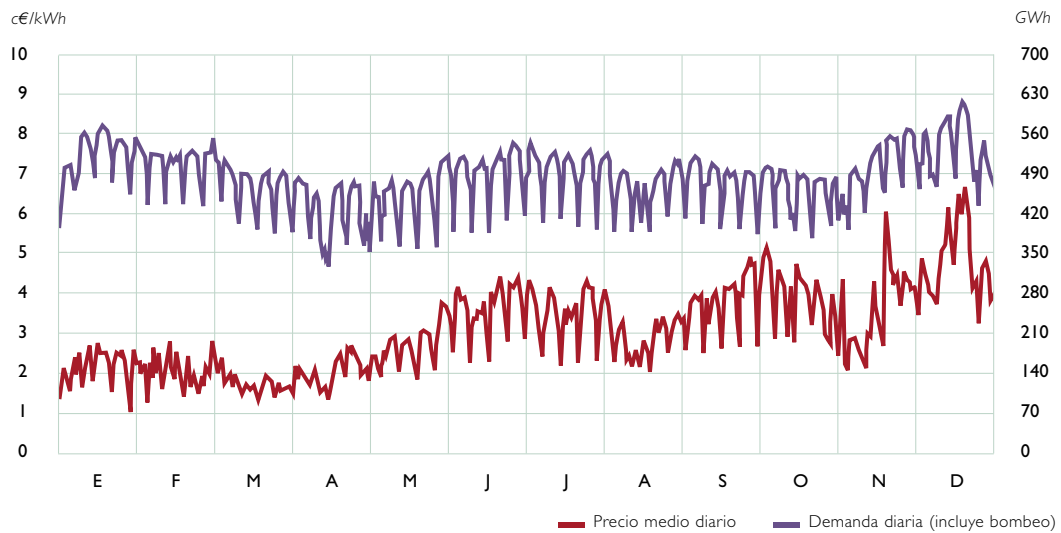


Demanda y precios medios en el mercado diario

	Demanda* GWh	Precio (c€/kWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	16.342	0,001	2,184	5,049
Febrero	14.209	0,000	2,045	5,522
Marzo	14.856	0,006	1,825	9,170
Abril	12.924	0,865	2,084	3,134
Mayo	13.970	1,328	2,731	4,737
Junio	14.726	1,687	3,685	5,566
Julio	15.318	1,687	3,603	5,566
Agosto	14.670	1,527	2,991	5,150
Septiembre	14.206	1,928	3,791	5,911
Octubre	14.511	2,035	4,047	6,784
Noviembre	15.173	1,568	3,646	10,638
Diciembre	16.459	1,528	4,892	11,325
Total	177.363	0,000	3,159	11,325

*Incluye bombeo. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Mercado diario. Demanda y precio medio diario



Energía y precios medios en el mercado intradiario

	Energía (GWh)		Precio (c€/kWh)		
	Volumen	Demanda*	Mín.horario**	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.255	402	0,001	1,957	4,869
Febrero	1.088	426	0,000	1,882	5,027
Marzo	1.515	525	0,000	1,743	6,783
Abril	864	301	0,002	1,946	3,281
Mayo	875	367	0,811	2,579	4,661
Junio	1.138	444	1,068	3,401	5,351
Julio	1.404	506	1,668	3,501	5,744
Agosto	1.616	611	1,120	3,129	5,183
Septiembre	1.451	570	1,513	3,694	6,086
Octubre	1.317	334	1,606	4,048	7,735
Noviembre	1.314	361	0,487	3,684	11,382
Diciembre	970	184	1,031	4,814	17,046
Total	14.808	5.032	0,000	3,048	17,046

*Incluye bombeo **Excepto horas en las que no hay casación. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

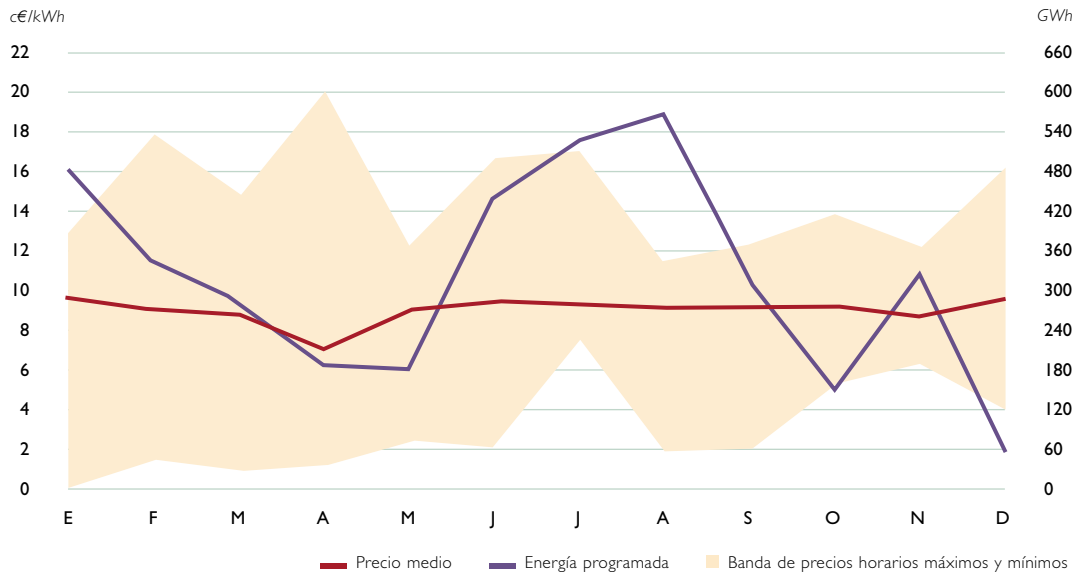
Solución de restricciones técnicas (PBF)

	Energía GWh	Precio (c€/kWh)	
		Medio mensual	Máximo horario
Enero	485	9,593	13,132
Febrero	344	9,089	18,007
Marzo	287	8,834	14,956
Abril	187	7,104	20,187
Mayo	183	9,023	12,434
Junio	444	9,490	16,660
Julio	530	9,315	7,122
Agosto	568	9,174	11,621
Septiembre	318	9,318	12,398
Octubre	151	9,297	13,913
Noviembre	331	8,710	12,294
Diciembre	54	9,724	16,408
Total	3.882	9,127	20,187

Fuente : OMEL (diciembre 2001)



Solución de restricciones técnicas (PBF). Energía y precios mensuales

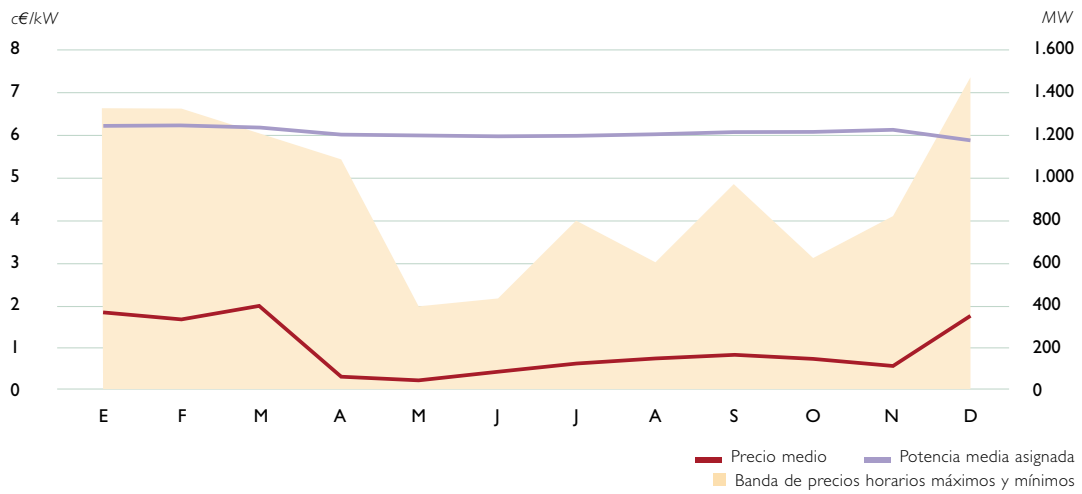


Regulación secundaria

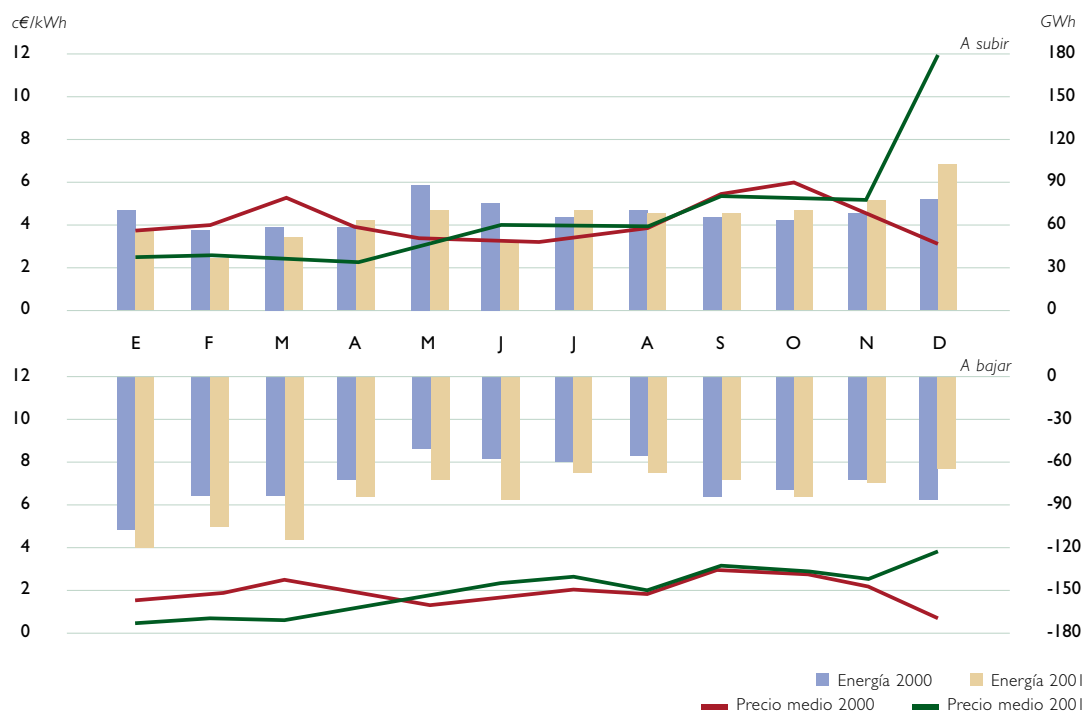
	Banda media			Energía							
				A subir			A bajar				
	Potencia (MW)		Precio (c€/kWh)	Energía	Precio (c€/kWh)		Energía	Precio (c€/kWh)			
A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	GWh	Medio*	Máx.	GWh	Medio**	Máx.	
Enero	714	520	1.234	1,812	6,605	55	2,424	10,818	121	0,485	4,808
Febrero	715	521	1.236	1,675	6,605	38	2,479	8,342	104	0,665	3,606
Marzo	709	518	1.226	2,023	6,020	49	2,268	11,900	113	0,646	4,243
Abril	684	517	1.201	0,323	5,463	62	2,340	4,369	82	1,192	3,001
Mayo	682	517	1.199	0,229	1,959	68	3,141	12,020	70	1,677	4,000
Junio	678	509	1.188	0,443	2,158	49	3,937	10,000	86	2,286	4,950
Julio	677	512	1.188	0,619	4,010	68	3,993	8,220	67	2,474	6,000
Agosto	686	514	1.200	0,742	2,996	67	3,871	9,870	65	2,125	5,100
Septiembre	689	513	1.202	0,830	4,862	67	5,068	15,003	70	2,954	5,600
Octubre	693	517	1.210	0,750	3,123	68	4,921	12,650	83	2,906	6,010
Noviembre	705	520	1.225	0,543	4,071	76	5,115	12,194	73	2,500	30,000
Diciembre	684	498	1.182	1,781	7,332	101	11,906	34,500	64	3,733	35,000
Total	693	515	1.207	0,984	7,332	769	4,800	34,500	1.000	1,789	35,000

*Precio medio de venta **Precio medio de recompra. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Banda de regulación secundaria. Potencia y precios mensuales



Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001



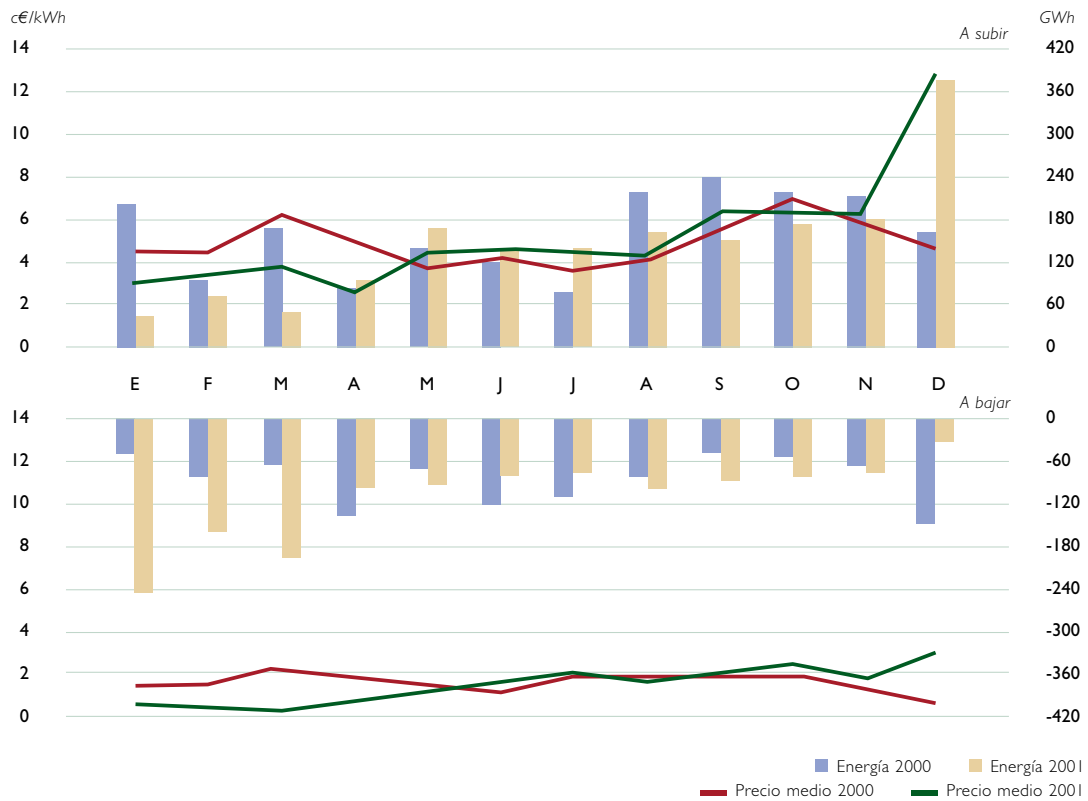


Regulación terciaria

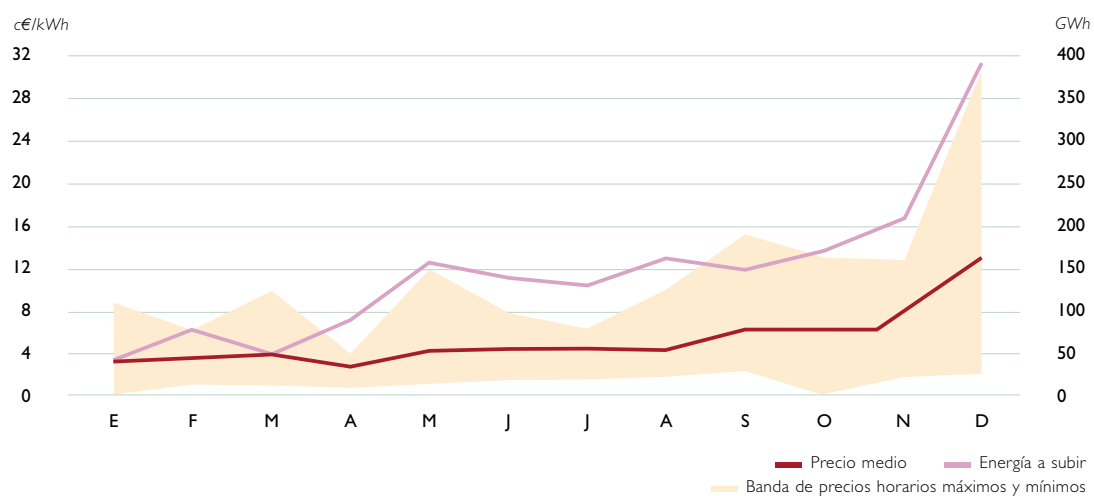
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio(c€/kWh)		Energía GWh	Precio(c€/kWh)	
		Medio*	Max.		Medio**	Max.
Enero	40	2,927	8,414	246	0,406	2,447
Febrero	68	3,299	5,830	154	0,461	3,622
Marzo	48	3,608	10,000	192	0,454	3,590
Abril	90	2,606	4,175	92	0,979	2,600
Mayo	163	4,158	12,020	89	1,271	3,054
Junio	136	4,484	7,508	76	1,703	4,627
Julio	130	4,322	6,000	72	1,929	4,601
Agosto	160	4,232	9,550	94	1,742	4,014
Septiembre	149	6,086	15,003	84	2,221	5,300
Octubre	173	6,077	12,650	77	2,120	5,320
Noviembre	210	6,129	12,500	74	1,900	5,901
Diciembre	376	12,622	29,755	26	2,949	9,404
Total	1.743	6,465	29,755	1.276	1,146	9,404

*Precio medio de venta
 **Precio medio de recompra
 Fuente: OMEL (diciembre 20001)

Regulación terciaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001



Regulación terciaria a subir. Energía y precios mensuales



Gestión de desvíos

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio(c€/kWh)		Energía GWh	Precio(c€/kWh)	
		Medio*	Max.		Medio**	Max.
Enero	8	2,154	4,039	139	0,568	2,044
Febrero	9	2,877	4,262	44	0,586	1,923
Marzo	13	4,390	9,004	40	0,890	3,600
Abril	21	2,025	3,200	28	0,979	1,800
Mayo	71	3,786	6,163	17	1,118	2,750
Junio	55	4,949	13,000	41	2,075	4,735
Julio	75	4,051	5,929	39	2,360	4,516
Agosto	91	3,565	5,900	49	2,023	3,600
Septiembre	76	5,258	14,468	37	2,719	4,600
Octubre	73	4,990	15,000	20	2,592	5,012
Noviembre	124	5,166	16,000	35	1,869	3,430
Diciembre	273	13,931	36,000	13	1,828	3,000
Total	889	7,340	36,000	501	1,404	5,012

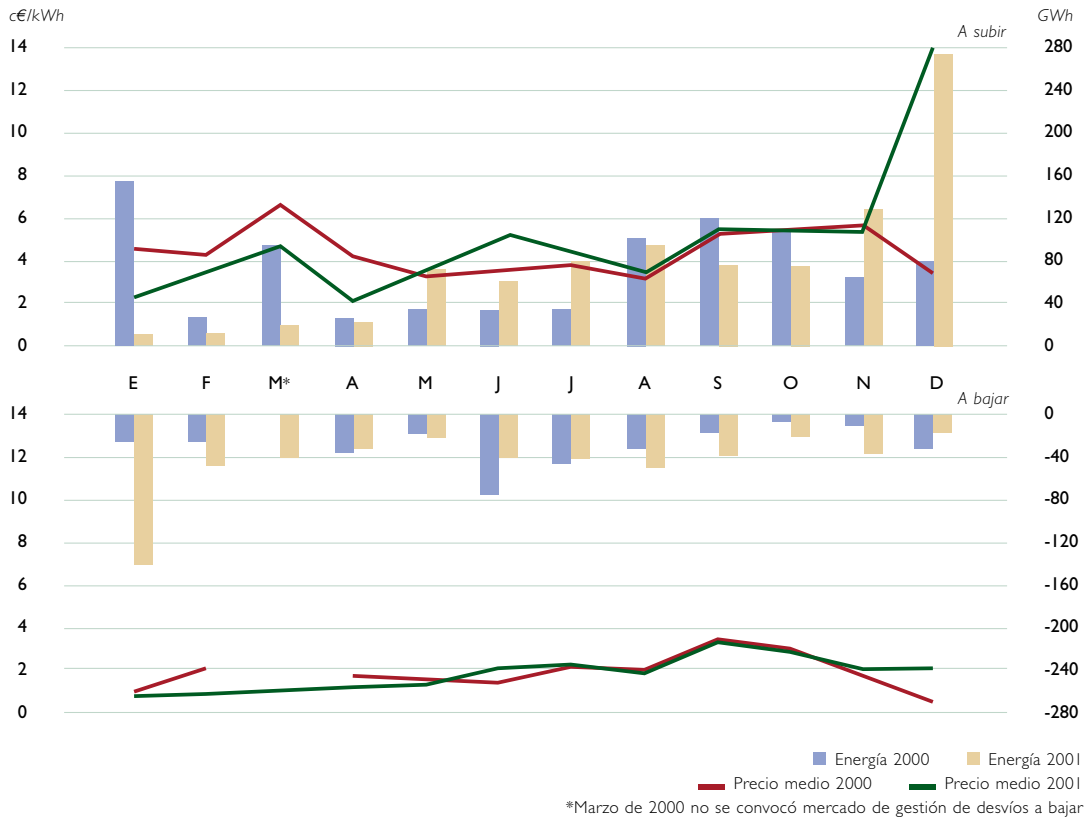
*Precio medio de venta

**Precio medio de recompra

Fuente: OMEL (diciembre 20001)



Gestión de desvíos. Energías y precios medios mensuales 2000-2001

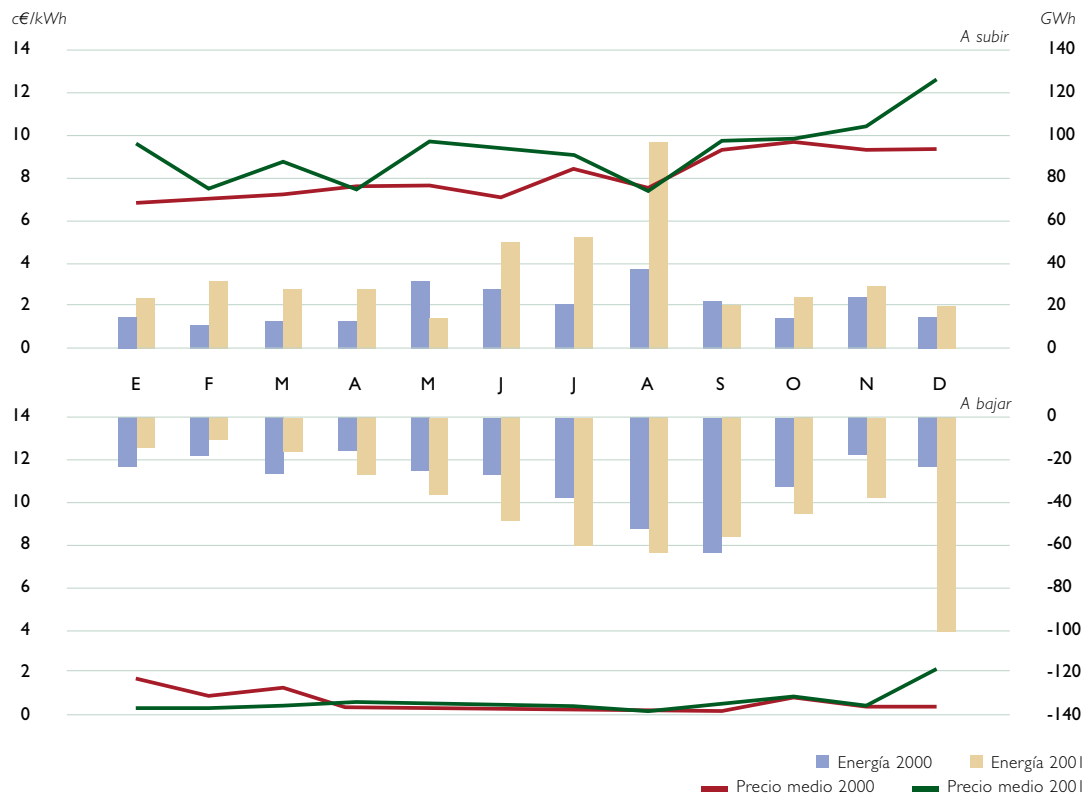


Restricciones en tiempo real

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio(c€/kWh)		Energía GWh	Precio(c€/kWh)	
		Medio*	Max.		Medio**	Max.
Enero	23	9,404	20,431	13	0,220	2,559
Febrero	30	7,586	17,942	12	0,143	1,842
Marzo	26	8,458	21,588	14	0,261	1,803
Abril	27	7,559	18,745	26	0,286	2,488
Mayo	13	9,451	34,626	36	0,347	2,862
Junio	49	8,976	18,000	48	0,303	4,196
Julio	51	8,737	16,027	60	0,386	4,731
Agosto	97	7,409	25,364	63	0,168	2,635
Septiembre	20	9,721	75,324	55	0,484	4,960
Octubre	23	9,835	18,020	45	0,801	5,760
Noviembre	28	10,380	21,576	37	0,568	4,894
Diciembre	19	12,558	30,835	99	2,052	9,494
Total	407	8,731	75,324	507	0,714	9,494

*Precio medio de venta
 **Precio medio de recompra
 Fuente: OMEL (diciembre 2001)

Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales 2000-2001





7

Red de transporte

7.1 Red de transporte de energía eléctrica

La red de transporte de energía eléctrica estaba constituida, a 31 de diciembre de 2001, por 31.376 km de circuitos, 15.197 km de 400 kV y 16.179 km de 220 kV. La capacidad instalada de transformación 400/220-132-110 kV de 47.112 MVA.

Durante el año 2001 la red de transporte se ha incrementado en un total de 455 km, de los cuales 279 corresponden a circuitos de 400 kV y 176

a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 1.350 MVA.

Evolución del sistema de transporte y transformación

	2000	2001
Líneas eléctricas	30.921	31.376
km de circuito 400 kV	14.918	15.197
km de circuito 220 kV	16.003	16.179
MVA de transformación (400/AT)*	45.762	47.112

*AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV

Nuevas subestaciones y líneas en operación (400 y 200 kV)



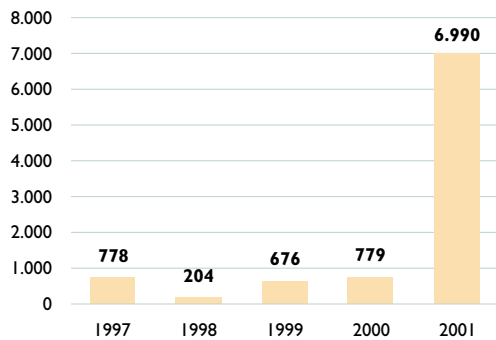


7.2 Calidad de servicio de la red de transporte

Continuidad del suministro en la red de transporte

El valor de la energía no suministrada, referido a la red de transporte peninsular, ha sido de 6.990 MWh, mientras que el valor del tiempo de interrupción medio fue 17,87 minutos.

Energía no suministrada (MWh)



El número de incidencias registradas en la red de transporte ha sido de 1.393 y el número de interrupciones o cortes de mercado registrados ha sido de 29. Entre estos cabe destacar los ocurridos en Cataluña el 13 de septiembre y 14 de diciembre con una energía no suministrada de 603 MWh y 3.451 MWh respectivamente, y el ocurrido en Galicia el 5 de septiembre con una energía no suministrada de 763 MWh.

Tasa de indisponibilidad de las líneas propiedad de RED ELÉCTRICA (%)

Mantenimiento preventivo	0,61
Indisponibilidades fortuitas	0,07
Otras causas ajenas al mantenimiento*	1,83
Total	2,51

*Construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora, y trabajos por cuenta de terceros

Disponibilidad de la red de transporte

Las líneas de transporte propiedad de RED ELÉCTRICA han mantenido un elevado nivel de disponibilidad, superior en todos los meses al 95%. En el conjunto del año la disponibilidad se ha situado en un 97,5%, valor 0,8 puntos inferior al de 2000.

Tensión en la red de transporte

Las tensiones medias en la red de transporte, en el conjunto del año, se han mantenido dentro de los límites normales, registrándose puntualmente valores bajos el día 17 de diciembre, especialmente en la zona de Madrid y Levante, por los desequilibrios entre generación y demanda en estas zonas.

La tensión en la red de transporte, eliminadas las medidas extremas no representativas de la operación habitual del sistema, ha registrado oscilaciones ligeramente superiores al año 2000.

- Para la red de 400 kV, las tensiones se han movido entre los 395 kV y 432 kV, lo que supone una fluctuación de 37 kV, frente a los 31 kV del año anterior. Las tensiones oscilaron en una banda de 32 kV en los periodos valle y de 38 kV en los de punta. Las mayores fluctuaciones, por zonas eléctricas, han correspondido a Madrid, con 30 kV, y las menores a Almaraz, con 16 kV.
- Las tensiones medias en la red de 220 kV se han movido entre los 221 kV y los 247 kV, lo que representa una fluctuación de 26 kV, mientras que en 2000 fue de 21 kV. La variación media en los periodos valle ha sido de 22 kV, y en la punta de 27 kV. Por zonas eléctricas, las fluctuaciones varían entre los 11 kV de Asturias y los 23 kV de Aragón.

7.3 Carga de la red de transporte

La carga media en la red de transporte se ha mantenido en niveles similares a 2000.

- En la red de 400 kV las cargas máximas mensuales, tomando en consideración los valores medios de los circuitos en días laborables, varían en un rango inferior a 70 MW. La carga máxima se ha producido en diciembre, aunque con pequeñas diferencias respecto al resto del año. En términos relativos el mayor nivel de carga ha correspondido a los meses de verano, debido a la menor capacidad efectiva de las líneas, un 28% por debajo del límite térmico de invierno.
- En la tensión de 220 kV, las cargas máximas de la red varían tan sólo en 20 MW. Al igual que en 400 kV la carga máxima ha correspondido al mes de diciembre y en términos relativos a los meses de verano, por la reducción del 23% en la capacidad térmica respecto a los valores de invierno.

En referencia a la situación de la red de transporte el 17 de diciembre, día que registró la máxima carga anual, ninguna línea de 400 kV llegó a sobrecargarse, estando todas ellas por debajo del 85% de su capacidad. En 220 kV tan sólo se sobrecargaron dos líneas en zonas excedentarias del norte peninsular, quedando el 94% de ellas por debajo del 70% de su capacidad.

Índice

- 72** Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV
- 72** Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV
- 73** Nuevas subestaciones en operación
- 74** Nueva transformación en subestaciones en operación
- 75** Evolución de la red de 400 y 220 kV
- 75** Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte
- 76** Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 76** Evolución de la tasa de indisponibilidad de las líneas propiedad de RED ELÉCTRICA
- 77** Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV
- 77** Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV
- 78** Evolución de la red de 400 y 220 kV
- 78** Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV
- 79** Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV
- 79** Líneas de la red de transporte con carga superior al 70%



Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	Km circuito
Aragón - Peñalba	RED ELÉCTRICA	2	88,0
Castejón - La Serna	RED ELÉCTRICA	2	18,4
Fuencarral - Galapagar*	RED ELÉCTRICA	1	42,5
Fuencarral - San Sebastián*	RED ELÉCTRICA	1	14,7
Olmedilla - Romica**	RED ELÉCTRICA	1	74,6
Castrelo - Pazos T.1***	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	2,7
Castrelo - Pazos T.2***	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	78,4

*Baja de la línea Galapagar-S.Sebastián de 40,2 km.

**Instalación 2º cto.

***En funcionamiento a 220 kV.

Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	Km circuito
E/S en Gurrea L/ Villanueva-Sabiánigo I	RED ELÉCTRICA	2	0,5
Bolarque - Trillo	RED ELÉCTRICA	1	46,0
Lubián - San Agustín (1)	RED ELÉCTRICA	1	23,2
Lubián - Puebla de Sanabria (1)	RED ELÉCTRICA	1	23,1
Caparacena - Gabias/Atarfe-Guadame (2)	ENDESA (CSE)	2	5,8
Caparacena - Gabias (2)(3)	ENDESA (CSE)	2	2,5
Dos Hermanas - Siderúrgica Sevillana (4)	ENDESA (CSE)	1	1,3
E/S en Juneda L/Mangraners-Montblanc	ENDESA (FECSA)	2	0,1
San Esteban - Parque Eólico del Sil-Meda (5)	IBERDROLA	1	6,9
Trives - Parque Eólico del Sil-Meda (5)	IBERDROLA	1	31,1
Mesón - Vimianzo	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	63,4
Vimianzo - Mazaricos	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	23,8
Hortaleza - Campo de las Naciones	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	4,4
Campo de las Naciones - Canillejas	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	4,9
Villaviciosa - Corralón Casa Campo - Mazarredo (6)	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	3,9
Mazarredo - Cerro de la Plata (6)	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	7,1
Grela - Orzán (6)	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	9,4
Coslada - Loeches I y II (7)	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,4
Coslada - Villaverde/Getafe (7)	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,3
Villaviciosa - Villaverde - Coslada (7)	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,4
Coslada - Canillejas (Renfe) (7)	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,1
Mataporquera - Cillamayor (8)	VIESGO	1	8,0
Cillamayor - Guardo (8)	VIESGO	1	51,0

(1) Baja de la línea San Agustín-Puebla de Sanabria de 46,1 km.

(2) Baja de la entrada en Atarfe de las líneas Atarfe-Guadame de 3,2 km y Gabias-Atarfe de 0,18 km.

(3) 2º cto. sin servicio

(4) Cambio de tensión de 132 a 220 kV.

(5) Baja de la línea San Esteban-Trives I de 33 km.

(6) Línea subterránea

(7) Incremento de línea existente por enterramiento parcial

(8) Baja de la línea Mataporquera-Guardo de 59 km.

Nuevas subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Peñalba	RED ELÉCTRICA	400		
Castejón	RED ELÉCTRICA	400		
Fuencarral	RED ELÉCTRICA	400		
Trillo	RED ELÉCTRICA	220		
Gurrea	RED ELÉCTRICA	220		
Lubián*	RED ELÉCTRICA	220	220/45	70
Juneda**	ENDESA (FECSA)	220	220/25	40
Parque Eólico del Sil-Meda	IBERDROLA	220	220/20	50
Campo de las Naciones	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Mazarredo	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Lourizán	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/20 220/66	50 75
Orzán (Puerto A Coruña)	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	100
Cillamayor	VIESGO	220		

*Transformador propiedad de CESA

**Cesión propiedad posiciones E/S línea, trafo cliente



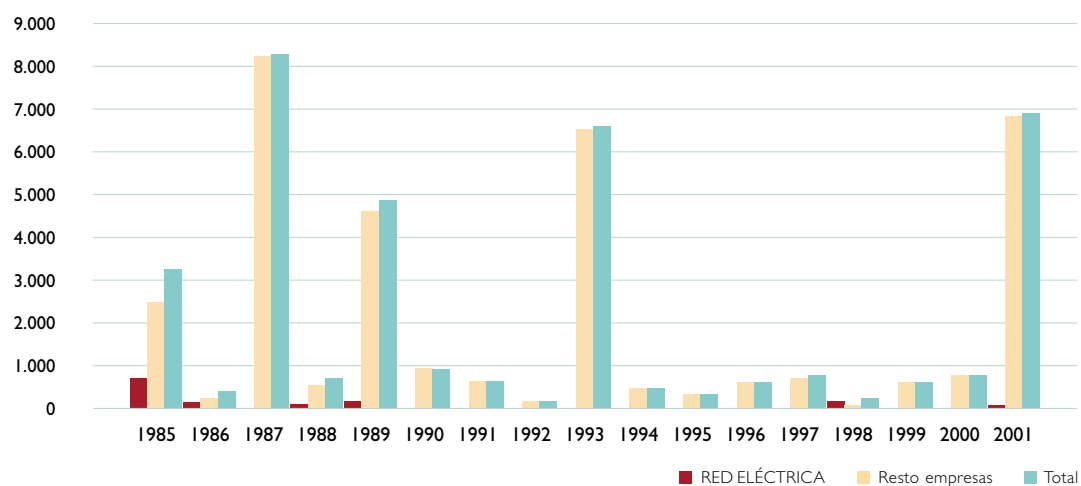
Nueva transformación en subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Pinilla	E.H.N	400	400/132	450
Catadau	IBERDROLA	400	400/132	450
La Asomada	IBERDROLA	400	400/132	450
Lancha	ENDESA (CSE)	220	220/132	150
Guillena	ENDESA (CSE)	220	220/132	150
Alcores	ENDESA (CSE)	220	220/132	150
Magallón	ENDESA (ERZ I DISTRIBUCIÓN)	220	220/66	90
Juiá	ENDESA (FECSA)	220	220/110	100
Urgell	ENDESA (FECSA)	220	220/11	60
Les Corts	ENDESA (FECSA)	220	220/11	70
Manso Figueras	ENDESA (FECSA)	220	220/25	60
Castellbisbal	ENDESA (FECSA)	220	220/25	65
Montblanc	ENDESA (FECSA)	220	220/25	40
Fuencarral	IBERDROLA	220	220/132	225
San Vicente	IBERDROLA	220	220/132	225
Almaraz	IBERDROLA	220	220/132	170
Petrel	IBERDROLA	220	220/20	50
Elgea	IBERDROLA	220	220/30	30
Leganes	IBERDROLA	220	220/45	100
Cáceres	IBERDROLA	220	220/45	75
Zaratan	IBERDROLA	220	220/45	100
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/45	120
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/45	120

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

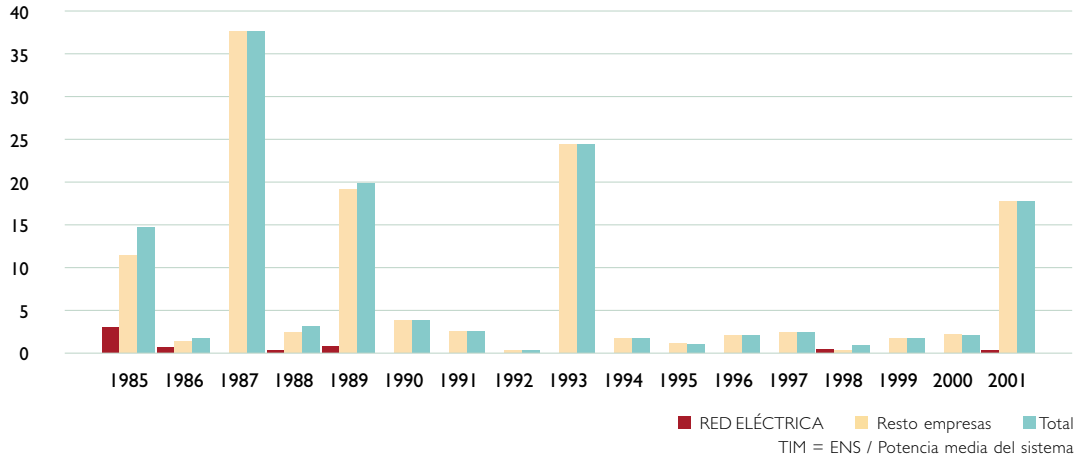
Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1962	0	5.904	1982	8.975	14.451
1963	0	6.544	1983	9.563	14.476
1964	150	7.374	1984	9.998	14.571
1965	255	7.856	1985	10.781	14.625
1966	1.278	8.403	1986	10.978	14.719
1967	1.278	9.763	1987	11.147	14.822
1968	1.289	10.186	1988	12.194	14.911
1969	1.599	10.759	1989	12.533	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	13.439	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	14.083	15.659
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.702
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	15.197	16.179

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

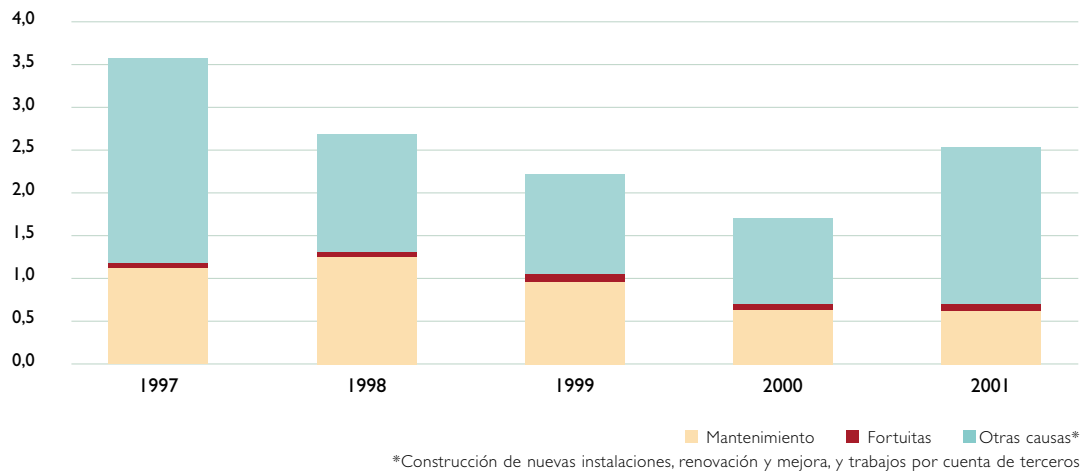




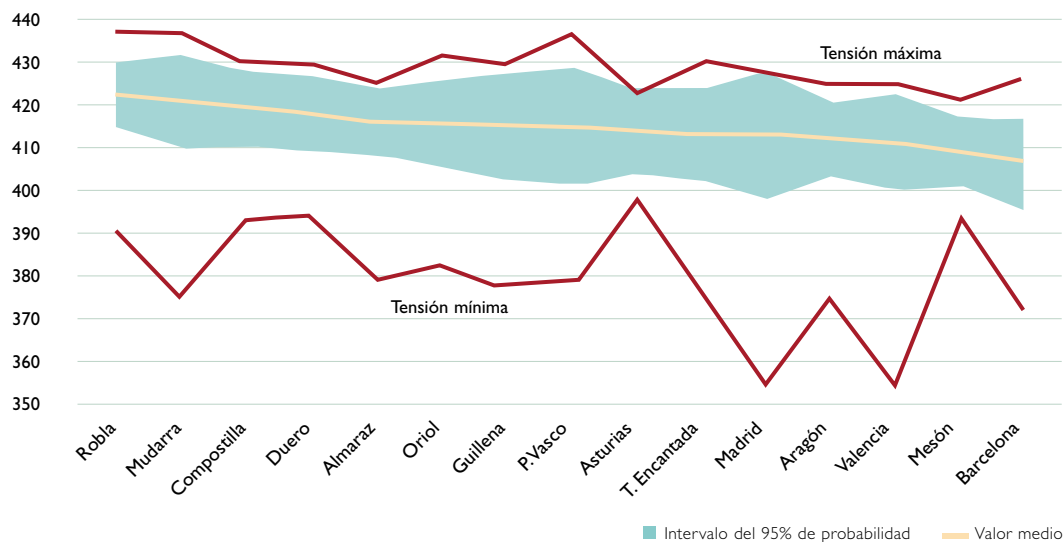
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte (minutos)



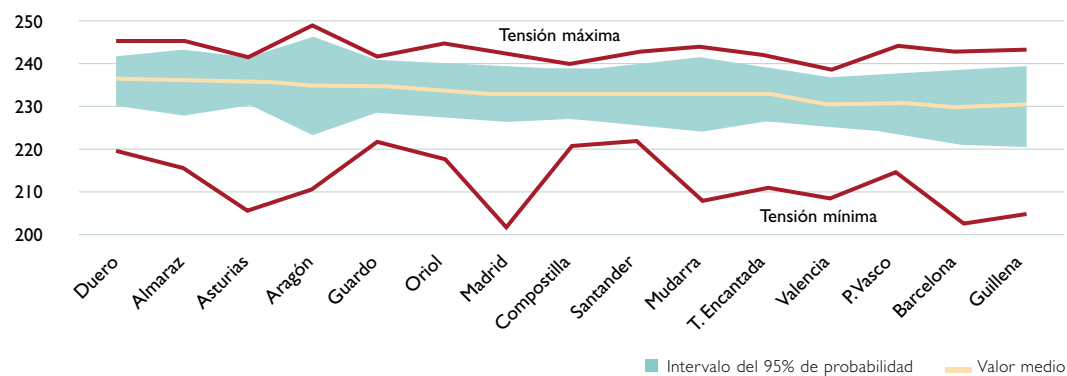
Evolución de la tasa de indisponibilidad de las líneas propiedad de RED ELÉCTRICA (%)



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

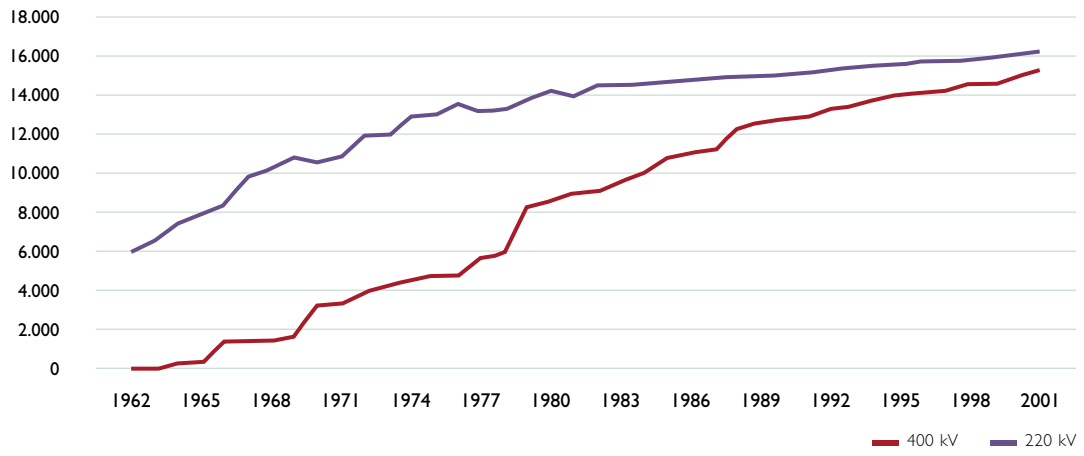


Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV (kV)

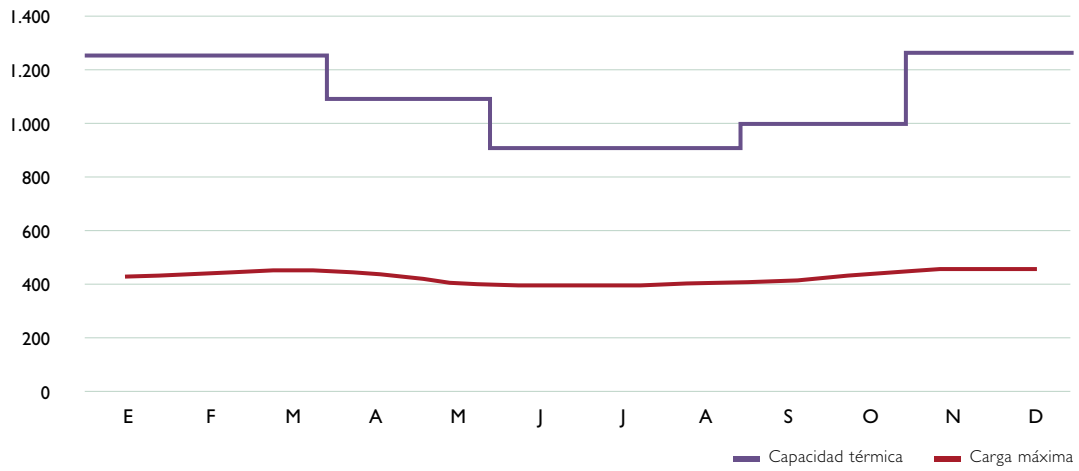




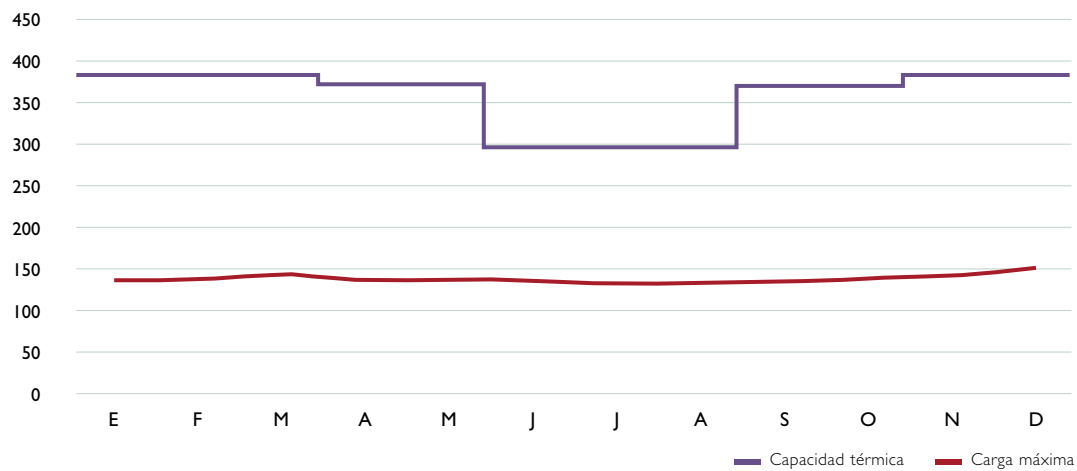
Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)



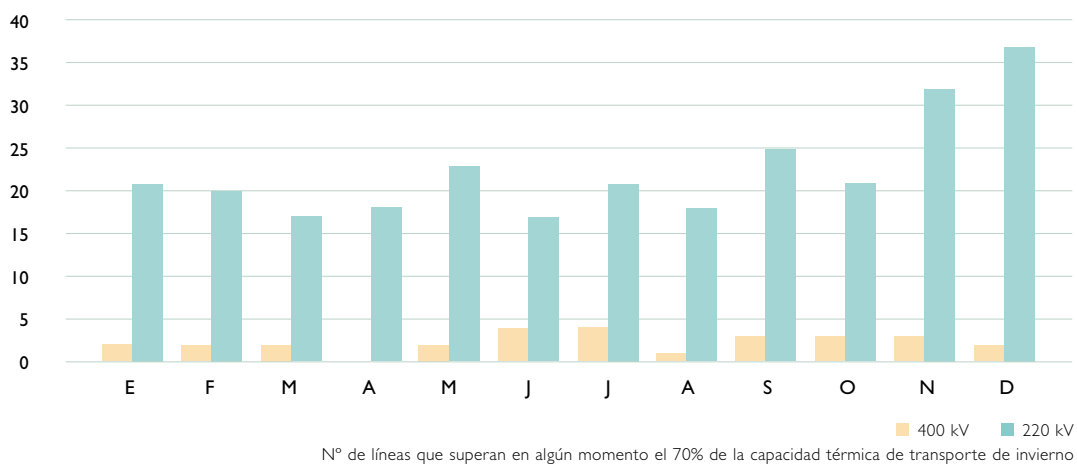
Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)



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%



8.1 Saldo de los intercambios internacionales

El saldo total de los intercambios internacionales programados durante el año 2001 ha sido importador en 3.360 GWh. Una vez ajustada la cantidad anterior por los desvíos de regulación entre sistemas, el saldo físico importador fue de 3.450 GWh lo que representa una disminución de un 22,3% respecto al año anterior.

Los principales factores que han motivado la disminución del saldo importador de los intercambios internacionales han sido tanto la reducción de las importaciones de energía de los agentes externos, como el elevado volumen de exportaciones realizadas mediante la participación de los agentes externos y de los productores internos en el mercado de producción español.

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2000	2001	Diferencia
Contratos de RED ELÉCTRICA	4.090	3.682	-408
Transacciones en el mercado	1.426	-504	-1.930
Comercializadoras	-1.251	-558	693
Productores	72	254	182
Agentes externos	2.605	-200	-2.805
Contratos bilaterales físicos	-1.117	176	1.293
Intercambios de apoyo	0	5	5
Total	4.399	3.360	-1.040

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

En las distintas interconexiones los saldos de intercambios programados han mantenido el mismo signo que en 2000, importador en la interconexión con Francia y exportador con Portugal, Marruecos y Andorra. Igualmente, en todas ellas la magnitud de sus saldos ha disminuido en comparación con 2000.

Saldo de los intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	2000	2001	Diferencia
Francia	7.853	5.475	-2.377
Portugal	-922	-283	639
Andorra	-270	-251	20
Marruecos	-2.261	-1.582	679
Total	4.399	3.360	-1.040

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

Respecto al volumen de energía programada para intercambios, a través de las interconexiones internacionales, éste se ha reducido un 11%, consecuencia principalmente de la disminución en un 14% de las importaciones.

8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA

El contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA ha tenido este año una utilización media del 88,5%, valor inferior en más de ocho puntos al registrado durante el año 2000. La pro-



gramación de este contrato ha oscilado entre una utilización mensual máxima del 100%, en el mes de julio, y una mínima del 69,7% en el mes de marzo debido a los bajos precios marginales en las horas valle resultantes de los mercados diario e intradiario.

Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.265	88,5
Suministro de RED ELÉCTRICA a ONE	-583	73,9
Suministro de RED ELÉCTRICA a EDF	-	-

En relación con el contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a EDF, al igual que en años anteriores, en el año 2001 EDF no ha realizado tomas de energía procedentes de este contrato.

El contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE ha tenido en el conjunto del año una utilización media del 73,9%, valor inferior en medio punto al del año anterior. Mensualmente, la utilización de este contrato ha oscilado entre un valor máximo del 87,3% en octubre y un valor mínimo del 57,3%, en el mes de marzo.

El conjunto de los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA mantienen el saldo importador de años anteriores, si bien éste ha disminuido un 10% influido por el menor volumen de energía importada este año a través del contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA.

8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos

En el año 2001 se ha producido una disminución media en el volumen de energía intercambiada, por este tipo de transacciones, del 13%. La disminución ha sido del 15% en las transacciones internacionales de los agentes del mercado y del 4% en la energía intercambiada correspondiente a la ejecución de los contratos bilaterales físicos.

Los intercambios internacionales realizados por los agentes a través de su participación en el mercado han supuesto unas importaciones totales de 2.477 GWh, un 37% menos que en 2000, y unas exportaciones de 2.981 GWh, valor que supera en un 20% las del año anterior:

Transacciones internacionales de los agentes y contratos bilaterales físicos (GWh)

	Importaciones			Exportaciones		
	2000	2001	Diferencia	2000	2001	Diferencia
Transacciones en el mercado de producción	3.907	2.477	-1.429	2.481	2.981	500
Comercializadoras	-	20	20	1.251	579	-673
Productores	575	1.395	820	503	1.141	638
Agentes externos	3.331	1.062	-2.269	726	1.262	536
Contratos bilaterales físicos	70	689	618	1.187	512	-675
Total	3.977	3.166	-811	3.668	3.494	-174

- El comportamiento de los agentes externos ha destacado por la acusada disminución de sus importaciones, un 68% respecto a 2000, que unido al aumento en las exportaciones han justificado gran parte de la reducción del saldo total importador de intercambios internacionales.
- Si bien el volumen de intercambios ha disminuido de forma generalizada ha tenido una excepción en los productores nacionales, cuya energía intercambiada ha aumentado un 135% respecto a 2000.
- Por su parte, las comercializadoras en 2001 han reducido a la mitad sus exportaciones, y por primera vez han realizado operaciones de importación, a raíz de los cambios regulatorios introducidos por el Real Decreto 6/2000.

Los contratos bilaterales físicos ejecutados han supuesto unas exportaciones de 512 GWh y unas importaciones por valor de 689 GWh. El saldo de la energía intercambiada mediante contratos bilaterales físicos ha cambiado de signo respecto al año anterior, pasando a ser importador. En este sentido cabe destacar que el valor de la energía importada ha sido casi diez veces el del año 2000, mientras que el volumen de exportaciones ha disminuido un 57%.

8.4 Intercambios de Apoyo

Durante el año 2001 se han ejecutado intercambios de apoyo, en sentido importador, con Portugal y Marruecos por un total de 4,5 GWh y 0,6 GWh, respectivamente. Estos intercambios fueron demandados por el sistema español los

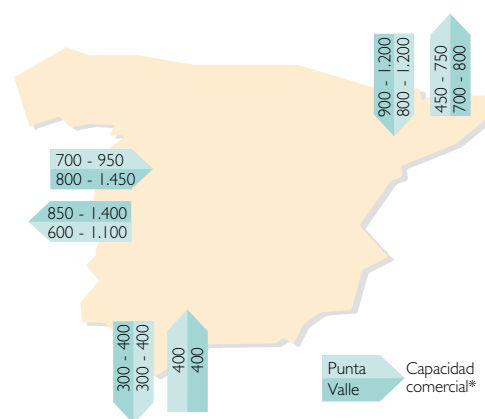
días 17 y 18 de diciembre de 2001 para garantizar las condiciones de seguridad del suministro, ante el fuerte incremento del consumo.

Anteriormente, el día 30 de octubre, en sentido exportador se ejecutaron intercambios de apoyo con Marruecos por un total de 0,1 GWh.

8.5 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización

Respecto al grado de utilización de la capacidad comercial, cabe destacar que la interconexión con Francia, en sentido importador, y la interconexión con Marruecos, en sentido exportador, han registrado niveles de utilización significativamente más bajos que el año anterior.

Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)



*Valores extremos semanales en condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red

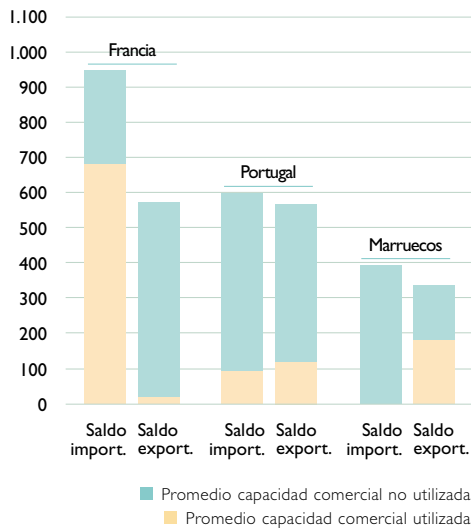
En el conjunto del año, el promedio de utilización de la capacidad de intercambio comercial se ha situado en la interconexión con Francia, en sentido importador, en el 72%, en la intercone-



ción con Marruecos, en sentido exportador, en el 54%, mientras que en la interconexión con Portugal la utilización de la capacidad de intercambio comercial desciende hasta el 21% en sentido exportador y hasta el 16% en sentido importador.

Cabe destacar, como hecho particularmente significativo con relación a la utilización de las capacidades de intercambio, que la capacidad de importación desde Francia quedaba casi completamente vacante en las horas punta de los días 17 y 18 de diciembre debido a la escasez de oferta en Europa y por consiguiente a los altísimos precios registrados en algunas bolsas de electricidad europeas, muy superiores a los marginales resultantes de la casación en el sistema español.

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

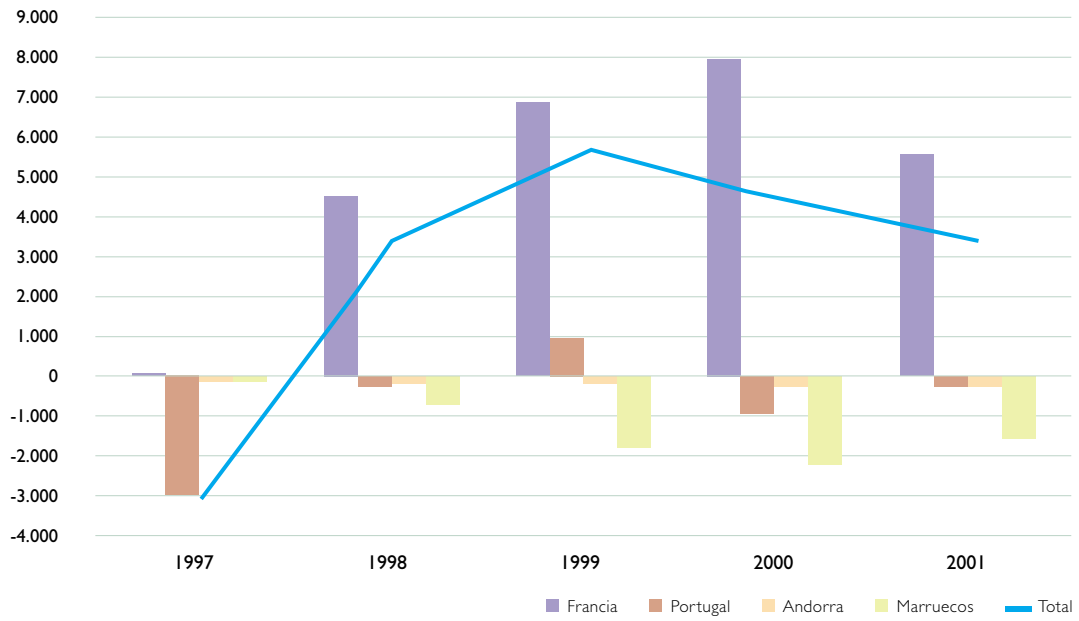


Índice

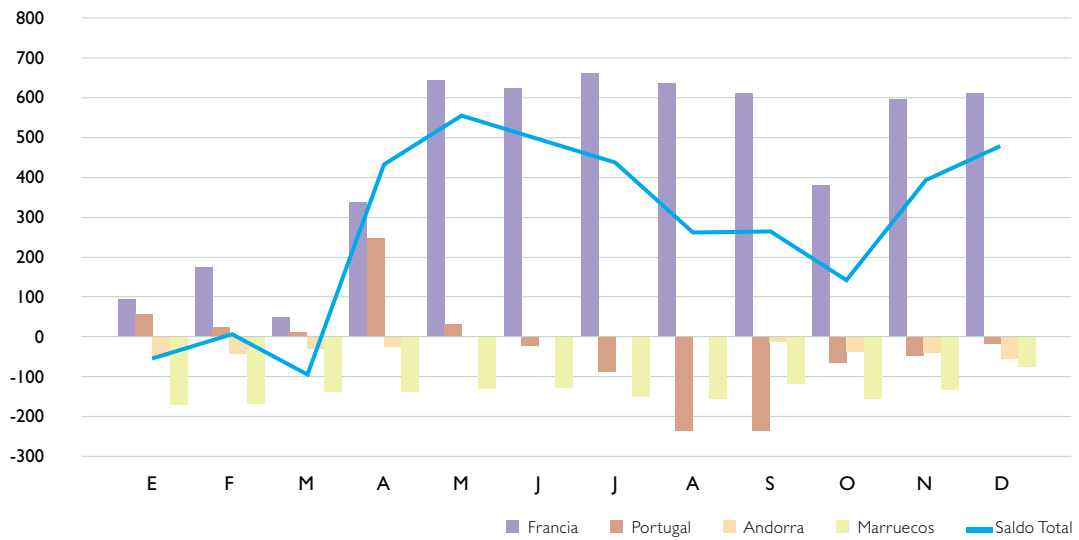
- 86** Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
- 86** Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión
- 87** Intercambios internacionales programados por interconexión
- 87** Intercambios internacionales físicos por interconexión
- 87** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica
- 88** Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
- 88** Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión
- 89** Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



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



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



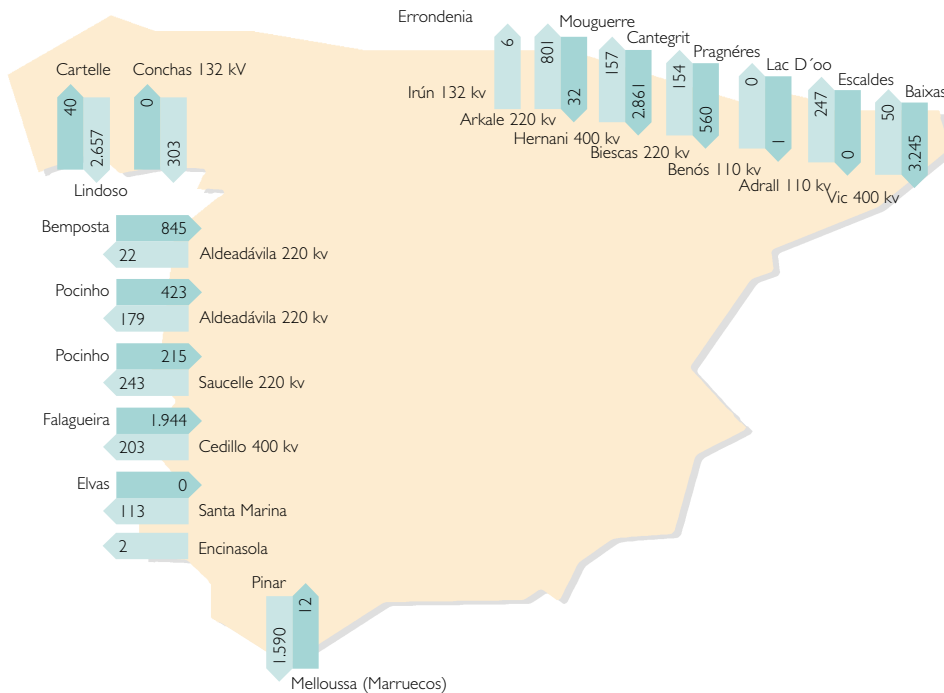
Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo	
	2000	2001	2000	2001	2000	2001
Francia	7.941	6.523	88	1.048	7.853	5.475
Portugal	710	900	1.632	1.183	-922	-283
Andorra	0	0	270	251	-270	-251
Marruecos	5	13	2.266	1.595	-2.261	-1.582
Total	8.655	7.436	4.256	4.076	4.399	3.360

Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo		Volumen	
	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001
Francia	8.501	6.699	595	1.168	7.906	5.531	9.095	7.867
Portugal	3.767	3.466	4.697	3.722	-930	-256	8.464	7.188
Andorra	0	0	272	247	-272	-247	272	247
Marruecos	0	12	2.263	1.590	-2.263	-1.578	2.264	1.602
Total	12.268	10.177	7.827	6.727	4.441	3.450	20.095	16.904

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)





Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
Contratos de RED ELÉCTRICA	4.265	583	3.682
Francia	4.265	-	4.265
Marruecos	-	583	-583
Transacciones en el mercado	2.477	2.981	-504
Francia*	1.893	815	1.078
Portugal	577	1.061	-483
Andorra	0	251	-251
Marruecos	7	855	-848
Contratos bilaterales físicos	689	512	176
Francia*	365	233	132
Portugal	318	122	196
Andorra	0	0	0
Marruecos	6	157	-151
Intercambios de apoyo	5	0	5
Total intercambios programados	7.436	4.076	3.360
Desvíos de regulación a compensar			90
Saldo físico de los intercambios internacionales			3.450

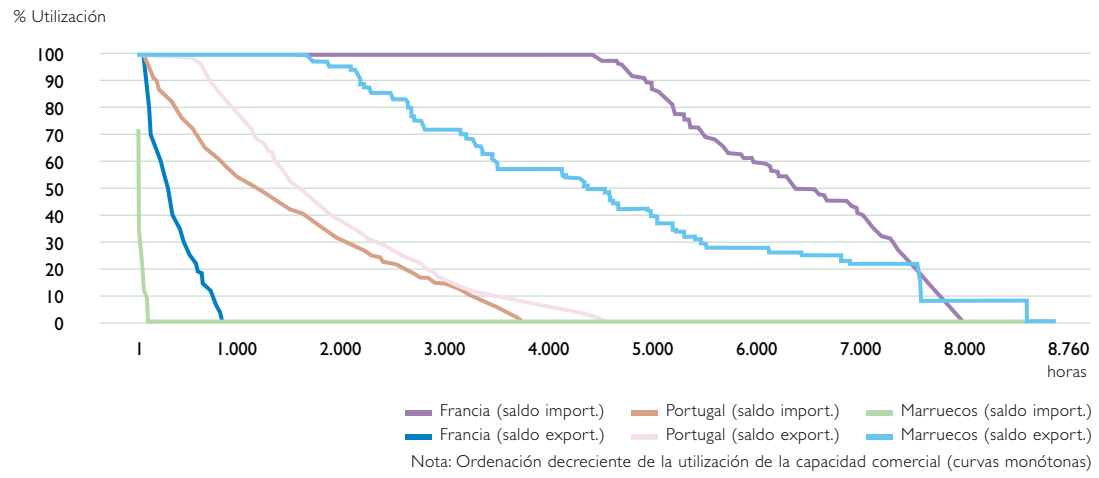
*Incluye intercambios con otros países europeos

Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión (GWh)

	Comercializadoras		Productores		Agentes externos		Contratos bilaterales físicos		Intercambios de apoyo		Contratos de RED ELÉCTRICA		Total		
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Saldo
Francia*	20	110	1.389	462	484	243	365	233	0	0	4.265	-	6.523	1.048	5.475
Portugal	-	176	2	557	575	328	318	122	5	0	-	-	900	1.183	-283
Andorra	-	251	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	251	-251
Marruecos	-	42	4	122	3	691	6	157	1	0	-	583	13	1.595	-1.582
Total	20	579	1.395	1.141	1.062	1.262	689	512	5	0	4.265	583	7.436	4.076	3.360

*Incluye intercambios con otros países europeos

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



La energía eléctrica por Comunidades Autónomas

- 92** Producción de energía eléctrica
- 93** Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
- 93** Producción del régimen ordinario y régimen especial
- 94** Potencia instalada del régimen ordinario
- 94** Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
- 95** Situación de las centrales eléctricas
- 96** Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
- 97** Potencia instalada del régimen especial
- 97** Estructura de la potencia instalada del régimen especial
- 98** Energía adquirida al régimen especial
- 98** Estructura de la energía adquirida al régimen especial
- 99** Continuidad del suministro (TIEPI)
- 99** TIEPI. Horas de interrupción
- 100** Previsión de Generación de Ciclos Combinados por Comunidades 2002-2005



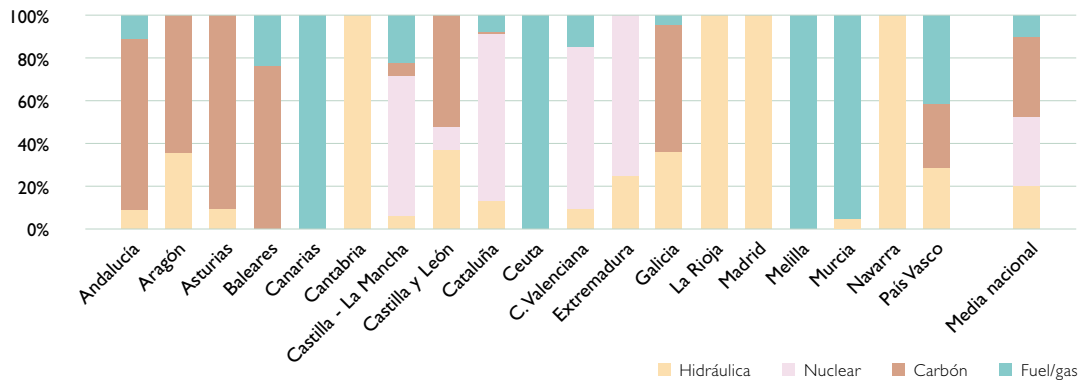
Producción de energía eléctrica (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla - La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
Hidráulica	1.343	3.367	1.554	0	2	456	884	11.763	4.231	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	9.548	3.574	25.655	0
Carbón	13.195	6.221	15.701	3.673	0	0	989	16.380	246	0
Fuel/gas	1.908	0	0	1.140	6.515	0	3.142	0	2.497	157
Producción (b.a.)	16.447	9.588	17.255	4.813	6.517	456	14.563	31.717	32.629	157
- Consumos generación	729	384	918	348	421	0	960	1.139	1.291	7
- Consumos bombeo	913	76	140	0	0	571	168	367	1.069	0
Producción (b.c.)	14.805	9.128	16.197	4.465	6.096	-115*	13.435	30.211	30.269	150
+ Régimen especial	4.139	3.292	896	156	586	870	2.252	2.287	5.580	0
Total 2001	18.944	12.420	17.093	4.621	6.682	755	15.687	32.498	35.849	150
Total 2000	18.943	12.850	20.187	4.268	6.255	566	14.734	27.825	35.148	146
Δ% 2001/2000	0,0	-3,3	-15,3	8,3	6,8	33,4	6,5	16,8	2,0	3,1

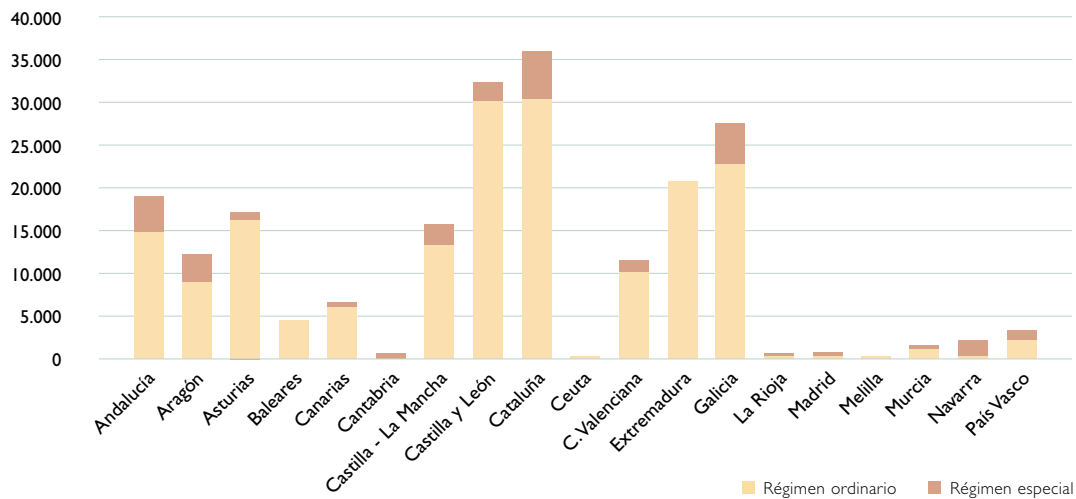
	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	970	5.261	8.449	193	154	0	75	336	338	39.376
Nuclear	8.587	16.341	0	0	0	0	0	0	0	63.705
Carbón	0	0	14.248	0	0	0	0	0	1.099	71.753
Fuel/gas	1.651	0	950	0	0	133	1.237	0	1.015	20.345
Producción (b.a.)	11.208	21.602	23.647	193	154	133	1.312	336	2.452	195.179
- Consumos generación	427	656	847	0	0	4	69	0	193	8.394
- Consumos bombeo	771	28	38	0	0	0	0	0	0	4.141
Producción (b.c.)	10.010	20.918	22.762	193	154	128	1.243	336	2.259	182.644
+ Régimen especial	1.522	44	4.952	329	669	0	550	2.025	966	31.116
Total 2001	11.532	20.962	27.714	522	823	128	1.793	2.361	3.225	213.760
Total 2000	11.016	16.826	24.638	350	662	126	1.503	1.841	3.462	201.344
Δ% 2001/2000	4,7	24,6	12,5	49,1	24,3	2,1	19,3	28,3	-6,8	6,2

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

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



Producción del régimen ordinario y régimen especial (GWh)



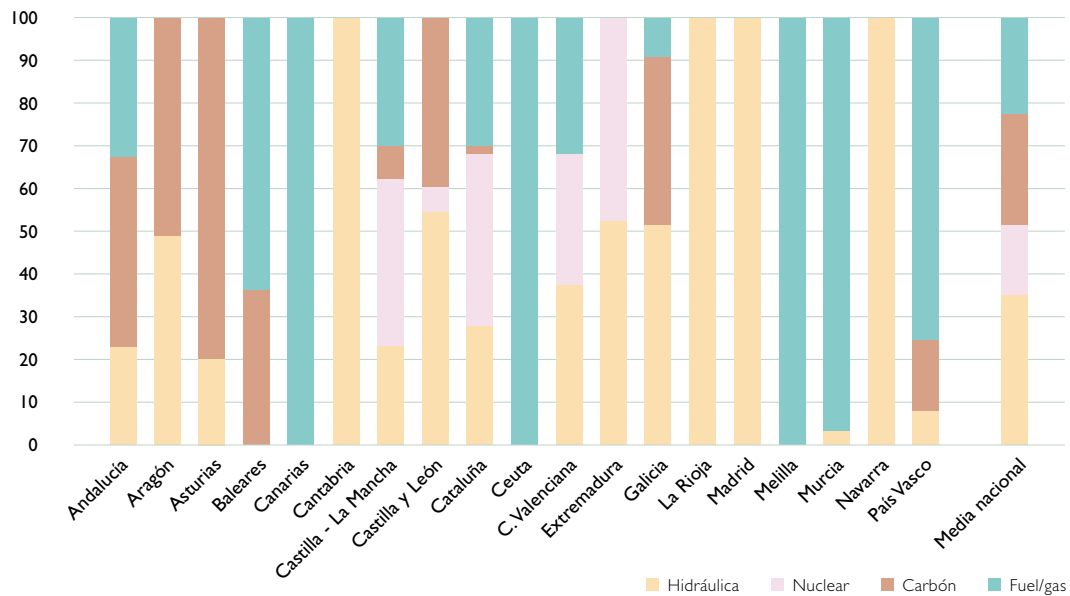


Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

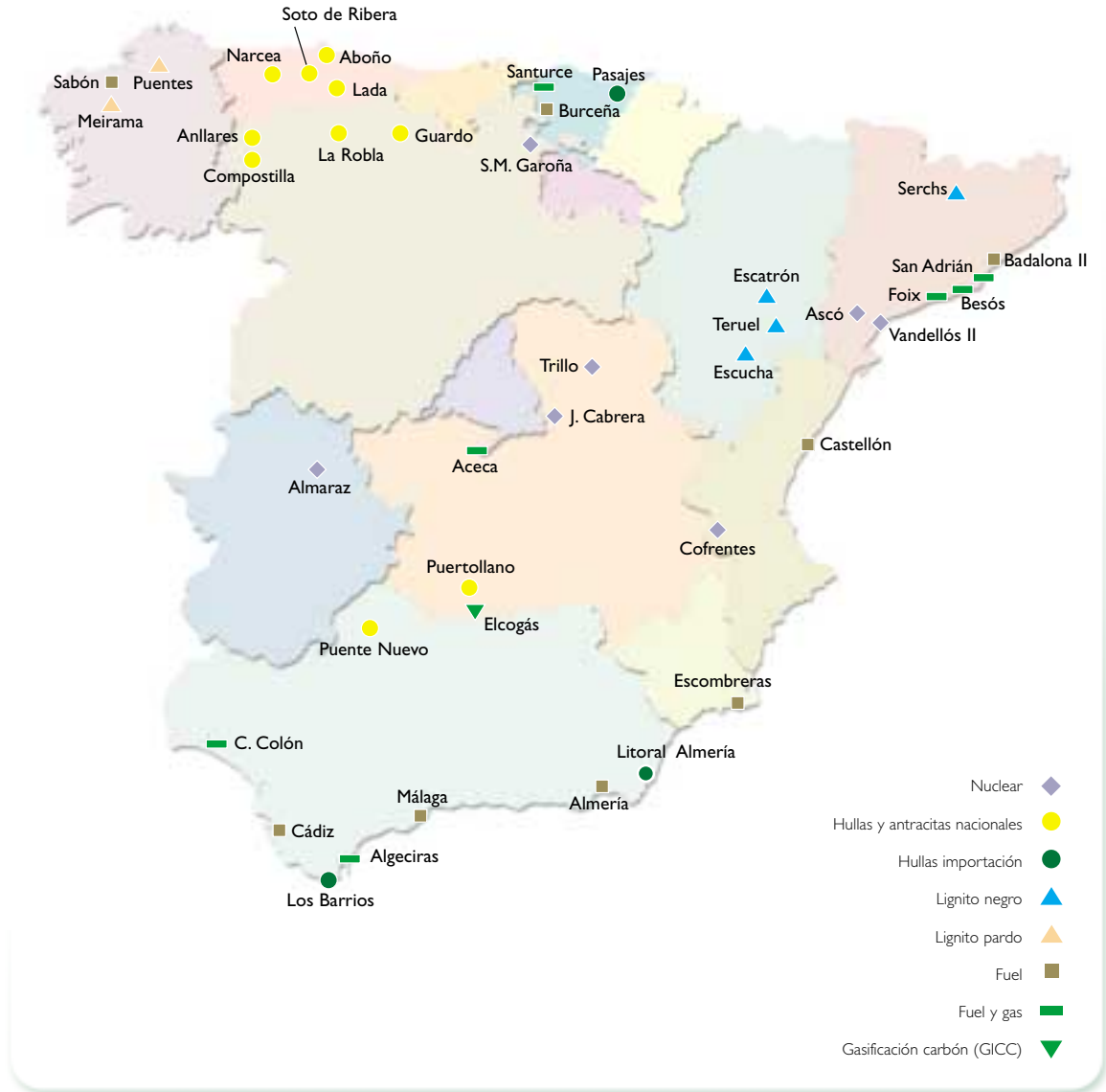
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla - La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
Hidráulica	1.046	1.284	661	0	1	389	725	3.979	2.206	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	1.226	466	3.142	0
Carbón	2.050	1.341	2.696	510	0	0	221	2.849	160	0
Fuel/gas	1.505	0	0	901	1.525	0	948	0	2.364	49
Total 2001	4.601	2.625	3.357	1.411	1.526	389	3.120	7.294	7.872	49
Total 2000	4.586	2.625	3.349	1.292	1.594	363	3.116	7.269	7.855	39
Δ% 2001/2000	0,3	0,0	0,2	9,2	-4,3	7,2	0,1	0,3	0,2	24,1

	C.Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	1.255	2.148	2.681	8	59	0	28	11	105	16.587
Nuclear	1.025	1.957	0	0	0	0	0	0	0	7.816
Carbón	0	0	2.032	0	0	0	0	0	217	12.075
Fuel/gas	1.084	0	470	0	0	42	858	0	985	10.730
Total 2001	3.364	4.105	5.182	8	59	42	886	11	1.307	47.208
Total 2000	3.364	4.105	5.175	8	59	45	886	11	1.307	47.049
Δ% 2001/2000	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	-8,4	0,0	0,0	0,0	0,3

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



Situación de las centrales eléctricas





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

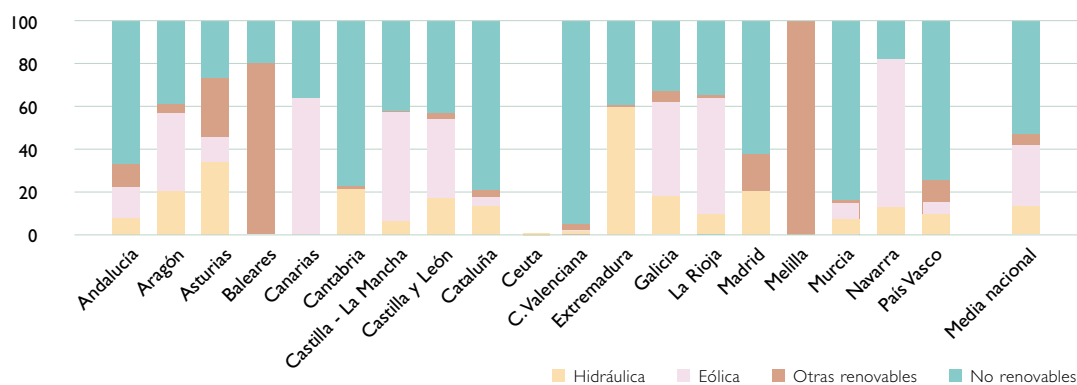
Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2000	2001	Δ%
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	2.102	1.580	-24,8
Litoral	Carbón importado	1.159	7.783	7.597	-2,4
Los Barrios	Carbón importado	568	4.310	4.018	-6,8
Algeciras	Fuel/gas	753	1.421	1.606	13,0
Almería	Fuel/gas	114	0	0	-
C.Colón	Fuel/gas	378	239	302	26,4
Cádiz	Fuel/gas	138	0	0	-
Málaga	Fuel/gas	122	0	0	-
Andalucía		3.556	15.855	15.104	-4,7
Escatrón	Lignito negro	80	243	345	42,1
Escucha	Lignito negro	160	794	608	-23,4
Teruel	Lignito negro	1.102	7.253	5.267	-27,4
Aragón		1.342	8.290	6.221	-25,0
Aboño	Hulla+antracita	916	7.217	6.832	-5,3
Lada	Hulla+antracita	513	3.376	1.889	-44,0
Narcea	Hulla+antracita	595	3.855	3.371	-12,5
Soto de Ribera	Hulla+antracita	671	4.603	3.608	-21,6
Asturias		2.695	19.050	15.701	-17,6
José Cabrera	Nuclear	160	1.168	1.124	-3,8
Trillo I	Nuclear	1.066	8.733	8.424	-3,5
Puertollano	Hulla+antracita	221	1.076	989	-8,1
Aceca	Fuel/gas	628	921	1.430	55,3
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.533	1.712	11,7
Castilla-La Mancha		2.395	13.431	13.679	1,8
Garoña	Nuclear	466	4.030	3.574	-11,3
Anllares	Hulla+antracita	365	2.500	2.521	0,8
Compostilla	Hulla+antracita	1.312	7.574	7.223	-4,6
Guardo	Hulla+antracita	516	3.232	2.426	-24,9
La Robla	Hulla+antracita	655	3.915	4.210	7,5
Castilla y León		3.314	21.251	19.954	-6,1
Ascó	Nuclear	2.055	16.807	16.280	-3,1
Vandellós II	Nuclear	1.087	8.305	9.375	12,9
Serchs	Lignito negro	160	767	246	-67,9
Besós	Fuel/gas	450	403	536	32,7
Foix	Fuel/gas	520	678	978	44,4
San Adrián	Fuel/gas	1.050	591	983	66,3
Badalona II	Fuel/gas	344	0	0	-
Cataluña		5.666	27.551	28.398	3,1
Cofrentes	Nuclear	1.025	7.715	8.587	11,3
Castellón	Fuel/gas	1.084	1.934	1.651	-14,6
C.Valenciana		2.109	9.649	10.238	6,1
Almaraz	Nuclear	1.957	15.448	16.341	5,8
Extremadura		1.957	15.448	16.341	5,8
Meirama	Lignito pardo	563	3.725	3.534	-5,1
Puentes de García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	10.537	10.714	1,7
Sabón	Fuel/gas	470	656	950	44,7
Galicia		2.501	14.918	15.198	1,9
Escombreras	Fuel/gas	858	986	1.237	25,4
Murcia		858	986	1.237	25,4
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	1.512	1.099	-27,3
Santurce	Fuel/gas	919	887	1.015	14,4
Burceña	Fuel/gas	66	0	0	-
País Vasco		1.202	2.399	2.114	-11,9
Total		27.595	148.829	144.185	-3,1

Potencia instalada del régimen especial (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla - La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total	
Renovables	329	685	150	24	117	63	509	469	358	0	38	11	1.051	89	89	2	28	679	104	4.796	
Hidráulica	79	239	70	0	0	60	58	150	231	0	11	11	284	14	49	0	13	109	43	1.421	
Eólica	150	412	24	0	117	0	443	299	72	0	3	0	685	74	0	0	13	568	24	2.884	
Otras renovables	100	34	56	24	0	3	8	20	55	0	24	0	82	1	40	2	2	2	37	491	
Biomasa	100	34	6	0	0	1	7	20	6	0	6	0	32	0	0	0	2	2	15	231	
R.S.Industriales	0	0	50	0	0	0	0	0	9	0	17	0	50	0	10	0	0	0	22	158	
R.S.Urbanos	0	0	0	24	0	2	0	0	40	0	1	0	0	1	30	2	0	0	0	100	
Solar	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
No renovables	662	450	55	6	64	209	369	362	1.299	0	609	7	508	48	146	0	139	145	309	5.387	
Calor residual	34	0	0	6	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	86
Carbón	0	0	0	0	0	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69
Fuel-Gasoil	99	46	24	0	0	12	217	85	256	0	76	0	347	4	23	0	46	6	12	1.253	
Gas de refinería	120	0	0	0	38	0	0	0	0	0	31	0	37	0	0	0	0	0	0	58	284
Gas natural	409	404	31	0	0	128	152	277	1.043	0	502	7	124	44	123	0	93	139	219	3.695	
Total 2001	991	1.135	205	30	182	272	878	831	1.657	0	647	18	1.559	137	235	2	167	824	413	10.183	
Total 2000	846	904	181	23	166	203	713	728	1.591	0	638	18	1.389	87	210	2	162	703	387	8.951	
Δ% 2001/2000	17,1	25,6	13,3	31,0	9,2	34,0	23,1	14,1	4,1	-	1,4	0,7	12,2	57,5	11,9	0,0	3,1	17,2	6,7	13,8	

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

Estructura de la potencia instalada del régimen especial (%)





Energía adquirida al régimen especial* (GWh)

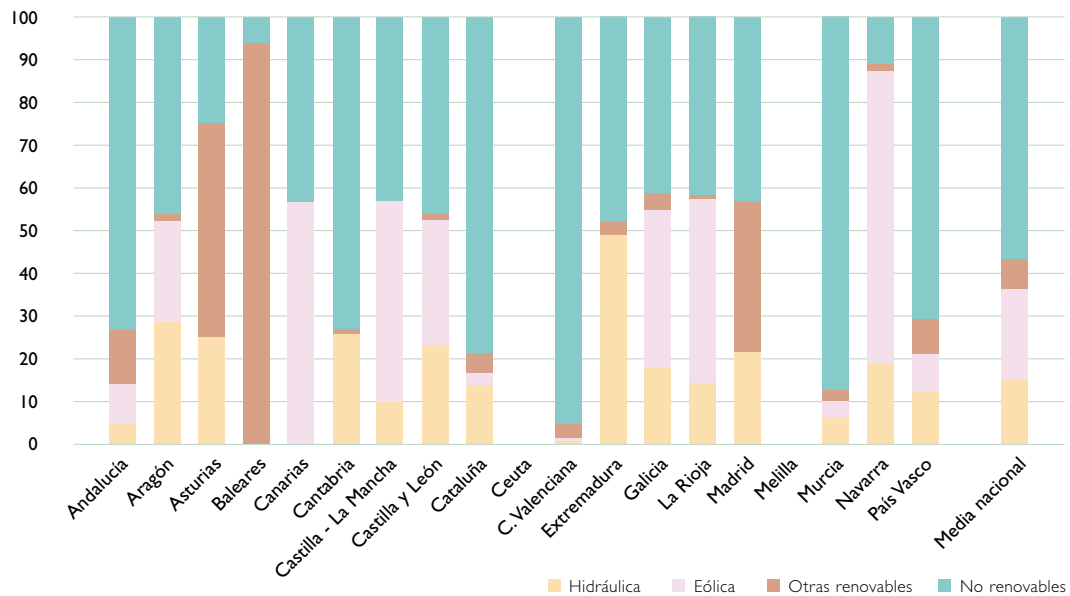
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla - La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	1.119	1.791	674	146	334	242	1.283	1.242	1.203	0	84	23	2.933	195	379	0	74	1.793	288	13.804
Hidráulica	229	950	232	0	3	228	221	541	798	0	24	22	923	51	152	0	37	408	123	4.942
Eólica	362	801	0	0	331	0	1.055	674	162	0	8	0	1.844	141	0	0	23	1.382	86	6.869
Otras renovables	528	40	442	146	0	14	7	27	243	0	52	1	166	3	227	0	14	3	79	1.993
Biomasa	528	40	48	0	0	7	6	27	10	0	11	1	42	0	0	0	14	3	36	773
R.S. Industriales	0	0	394	0	0	0	0	0	28	0	41	0	124	0	57	0	0	0	43	687
R.S. Urbanos	0	0	0	146	0	7	0	0	205	0	0	0	0	3	170	0	0	0	0	531
Solar	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
No renovables	3.020	1.501	222	9	252	628	969	1.045	4.377	0	1.438	21	2.019	134	290	0	476	232	678	17.311
Calor residual	17	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	86	112
Carbón	0	0	0	0	0	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94
Fuel-Gasoil	364	67	119	0	0	6	452	182	643	0	123	0	1.569	8	35	0	111	5	28	3.712
Gas de refinería	606	0	0	0	252	0	0	0	0	0	39	0	199	0	0	0	0	0	17	1.113
Gas natural	2.033	1.434	103	0	0	528	517	863	3.734	0	1.276	21	251	126	255	0	365	227	547	12.280
Total 2001	4.139	3.292	896	156	586	870	2.252	2.287	5.580	0	1.522	44	4.952	329	669	0	550	2.025	966	31.116
Total 2000	3.506	2.746	829	146	538	688	1.825	1.923	5.758	0	1.664	38	3.781	221	588	0	511	1.622	913	27.297
Δ% 2001/2000	18,1	19,9	8,1	6,4	9,0	26,5	23,4	18,9	-3,1	-	-8,5	15,8	31,0	48,9	13,8	-	7,6	24,9	5,8	14,0

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

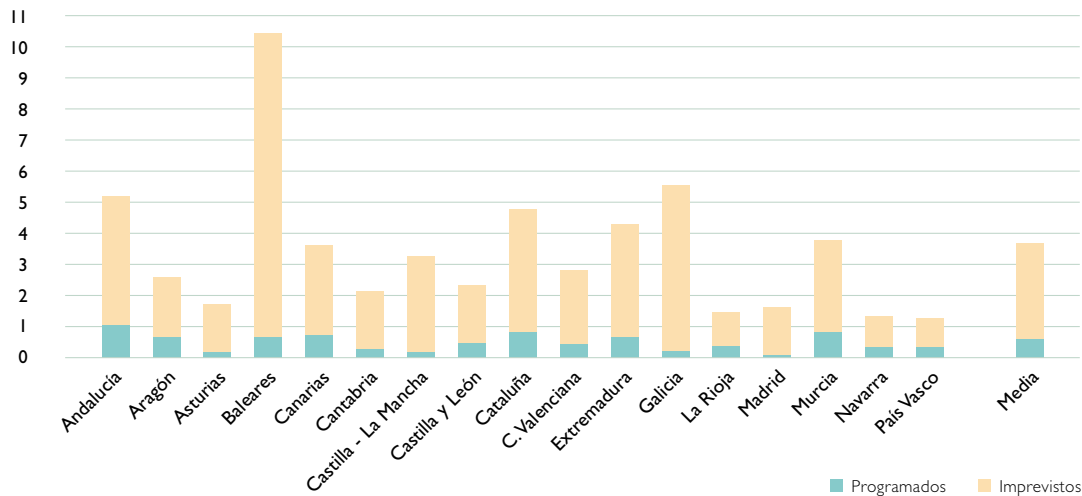
*Energía efectivamente entregada por los productores de este régimen al sistema eléctrico

No incluye la producción destinada al autoconsumo de los propietarios de las centrales

Estructura de la energía adquirida al régimen especial (%)



Continuidad del suministro (TIEPI en horas de interrupción)



Nota: Pueden existir diferencias en el procedimiento de recogida y tratamiento de la información de las distintas empresas.
Fuente: UNESA. Datos provisionales

TIEPI. Horas de interrupción

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla - La Mancha	Castilla y León	Cataluña	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	Media
Imprevistos	4,19	1,90	1,55	9,80	2,91	1,87	3,11	1,88	3,98	2,42	3,63	5,34	1,09	1,54	2,94	0,99	0,94	3,12
Programados	1,04	0,71	0,19	0,71	0,76	0,30	0,21	0,50	0,84	0,43	0,70	0,26	0,40	0,10	0,87	0,36	0,35	0,59
Total 2001*	5,23	2,60	1,74	10,51	3,67	2,17	3,32	2,37	4,82	2,85	4,32	5,59	1,49	1,64	3,81	1,35	1,29	3,71
Total 2000	3,11	2,99	2,10	7,73	4,49	4,42	3,53	2,35	3,40	3,25	4,57	4,13	1,51	1,26	3,51	1,52	1,47	3,04
Δ% 2001/2000	68,30	-12,95	-16,96	35,91	-18,35	-50,93	-5,96	1,03	41,77	-12,33	-5,36	35,42	-1,32	29,94	8,55	-11,30	-12,11	22,09
Diferencia (horas)	2,12	-0,39	-0,36	2,78	-0,82	-2,25	-0,21	0,02	1,42	-0,40	-0,25	1,46	-0,02	0,38	0,30	-0,17	-0,18	0,67

Nota: Pueden existir diferencias en el procedimiento de recogida y tratamiento de la información de las distintas empresas.

Fuente: UNESA

*Datos provisionales



Previsión de Generación de Ciclos Combinados por Comunidades 2002-2005. (MW)



	2002	2003	2004	2005	Total
Andalucía	800	0	3.117	1.970	5.887
Aragón	0	0	1.168	400	1.568
Cantabria	0	0	0	828	828
Castilla-La Mancha	0	0	778	0	778
Cataluña	800	815	1.200	0	2.815
Galicia	0	0	400	0	400
La Rioja	0	0	800	0	800
Madrid	0	0	0	1.151	1.151
Murcia	0	0	3.173	0	3.173
Navarra	392	381	0	0	773
País Vasco	790	394	0	800	1.984
Comunidad Valenciana	795	0	0	1.500	2.295
Totales	3.577	1.590	10.636	6.649	22.452

Información facilitada por los agentes generadores en el último trimestre de 2001

Comparación internacional

- I02** Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- I02** Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2001/2000
- I03** Consumo de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- I03** Incremento del consumo de energía eléctrica 2001/2000
- I04** Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- I04** Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- I05** Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- I05** Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- I06** Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- I06** Evolución de la red de transporte en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE. Incremento 1995-2001
- I07** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. UCTE
- I08** Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte



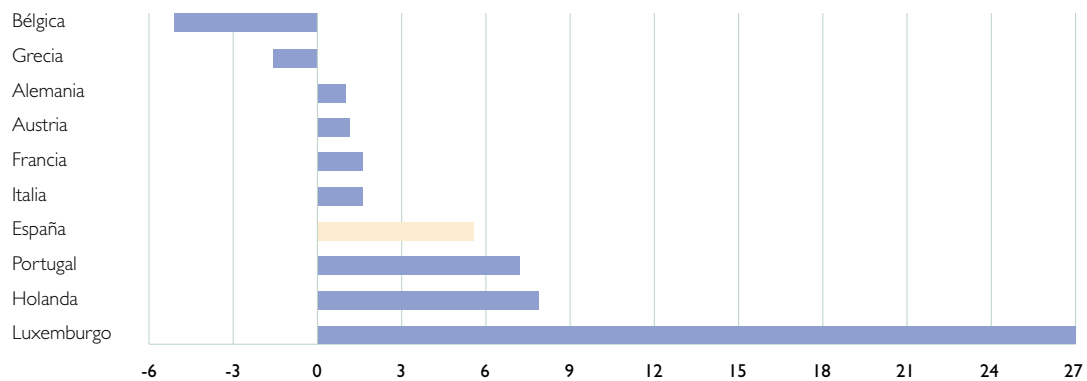
Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

	2000	2001	Δ%
Alemania	496,6	501,5	1,0
Austria	54,1	54,6	1,1
Bélgica	80,2	76,1	-5,1
España*	195,5	206,3	5,6
Francia	504,0	511,8	1,5
Grecia	45,2	44,5	-1,6
Holanda**	83,3	89,9	7,8
Italia	262,4	266,5	1,6
Luxemburgo	1,1	1,5	27,0
Portugal	37,6	40,3	7,2
Total	1.760,0	1.792,8	1,9

Fuente: UCTE. Datos provisionales
Incluye adquisiciones al régimen especial
*Sistema eléctrico peninsular

**Valor estimado para 2000 por cambio en el criterio de cálculo en 2001

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2001/2000 (%)



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

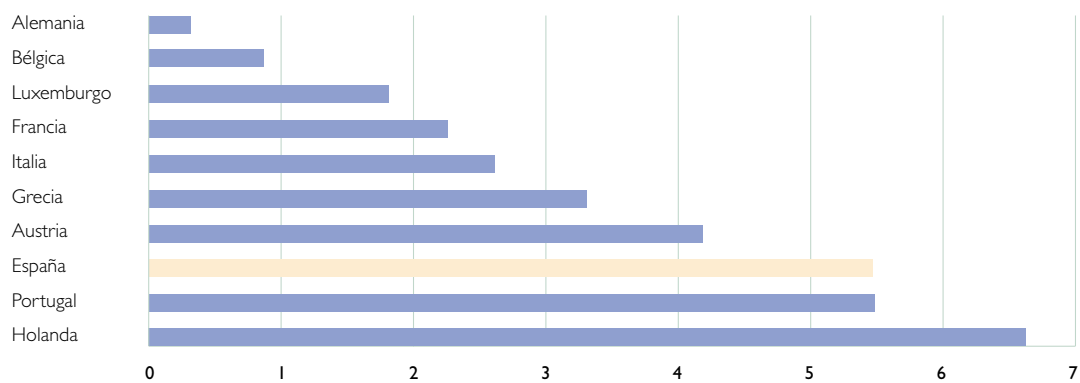
	2000	2001	Δ%
Alemania	494,0	495,4	0,3
Austria	50,7	52,8	4,2
Bélgica	82,9	83,6	0,8
España*	195,0	205,6	5,5
Francia	427,5	437,0	2,2
Grecia	44,6	46,1	3,3
Holanda**	100,5	107,1	6,6
Italia	297,7	305,4	2,6
Luxemburgo	5,8	5,9	1,8
Portugal	37,9	40,0	5,5
Total	1.736,6	1.779,1	2,4

Fuente: UCTE. Datos provisionales

*Demanda peninsular en b.c.

** Valor estimado para 2000 por cambio en el criterio de cálculo en 2001

Incremento del consumo de energía eléctrica 2001/2000 (%)





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

	2000	2001	Δ%
Alemania	6.009	6.041	0,5
Austria	6.185	6.523	5,5
Bélgica	8.123	8.112	-0,1
España	4.924	5.154	4,7
Francia	7.233	7.345	1,6
Grecia	4.209	4.348	3,3
Holanda	6.361	6.739	5,9
Italia	5.196	5.312	2,2
Luxemburgo	13.599	13.844	1,8
Portugal	3.833	4.002	4,4
Total	5.920	6.047	2,1

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

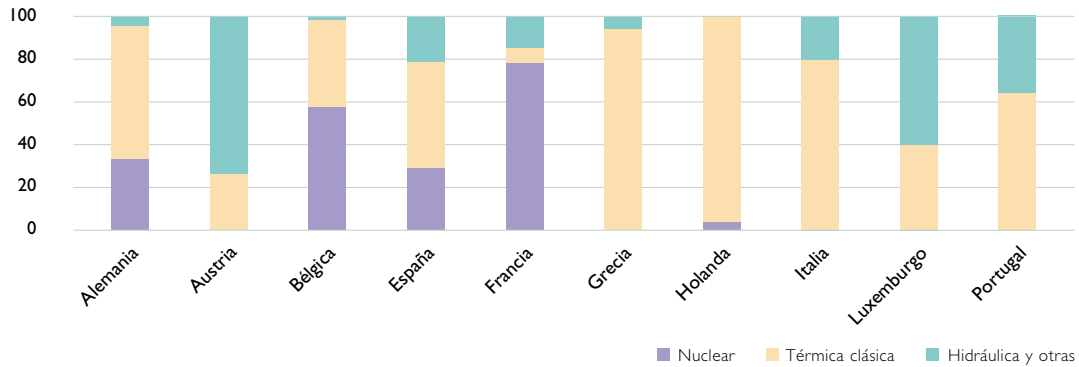
Datos de población: Fondo de población de las Naciones Unidas

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	161,2	32,1	316,9	63,2	23,4	4,7	501,5
Austria	0,0	0,0	14,2	25,9	40,5	74,1	54,6
Bélgica	44,0	57,9	30,4	40,0	1,6	2,1	76,1
España*	60,7	29,4	101,7	49,3	43,9	21,3	206,3
Francia	401,3	78,4	35,6	7,0	74,9	14,6	511,8
Grecia	0,0	0,0	41,8	94,0	2,7	6,0	44,5
Holanda	3,7	4,2	86,1	95,8	0,0	0,0	89,9
Italia	0,0	0,0	212,3	79,7	54,2	20,3	266,5
Luxemburgo	0,0	0,0	0,6	40,0	0,9	60,0	1,5
Portugal	0,0	0,0	26,0	64,5	14,3	35,5	40,3
Total	670,9	37,4	865,6	48,3	256,3	14,3	1.792,8

Fuente: UCTE. Datos provisionales
Incluye adquisiciones al régimen especial
*Sistema eléctrico peninsular

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



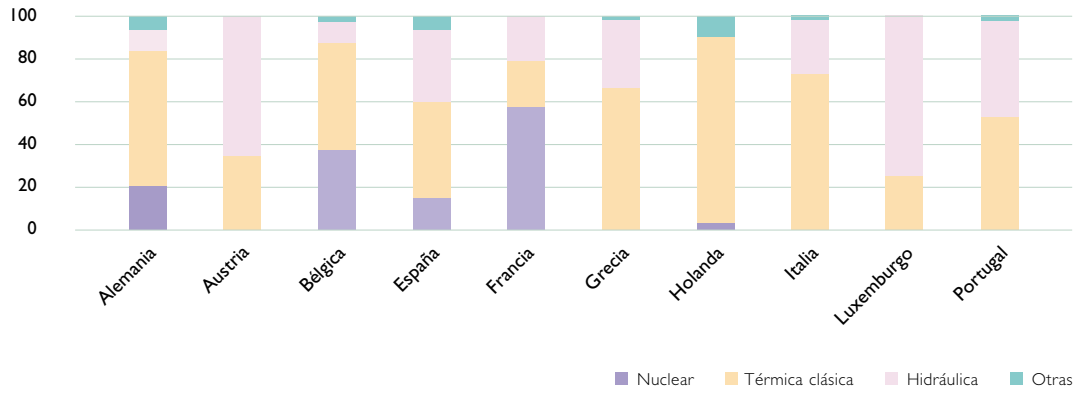
Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica		Otras		Total GW
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	
Alemania	20,7	19,6	67,3	63,6	9,8	9,3	8,0	7,6	105,8
Austria	0,0	0,0	5,6	33,3	11,2	66,7	0,0	0,0	16,8
Bélgica	5,7	36,5	8,2	52,6	1,4	9,0	0,3	1,9	15,6
España*	7,4	14,7	21,2	42,2	17,7	35,3	3,9	7,8	50,2
Francia	63,2	56,8	23,7	21,3	24,3	21,9	0,0	0,0	111,2
Grecia	0,0	0,0	6,3	65,6	3,1	32,3	0,2	2,1	9,6
Holanda	0,4	2,1	17,1	87,7	0,0	0,0	2,0	10,3	19,5
Italia	0,0	0,0	54,4	71,8	20,3	26,8	1,1	1,5	75,8
Luxemburgo	0,0	0,0	0,4	25,0	1,2	75,0	0,0	0,0	1,6
Portugal	0,0	0,0	5,1	52,6	4,4	45,4	0,2	2,1	9,7
Total	97,4	23,4	209,3	50,3	93,4	22,5	15,7	3,8	415,8

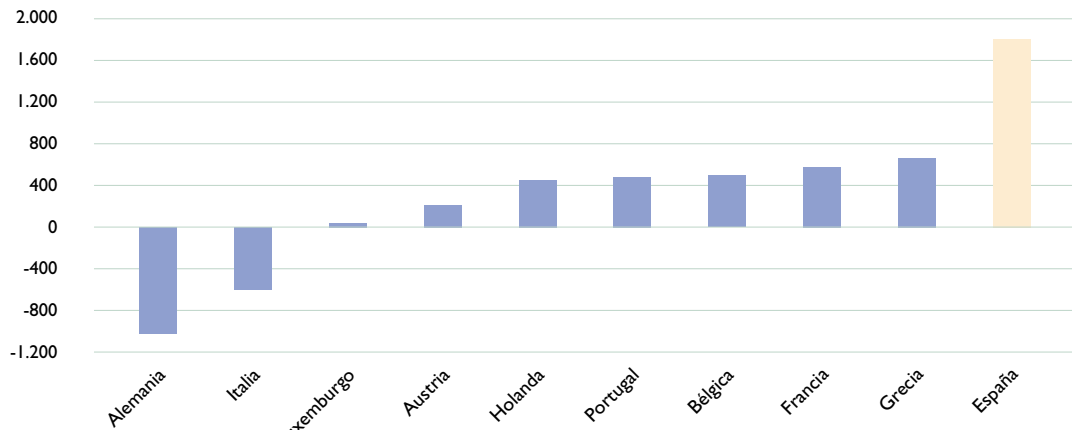
Fuente: UCTE. Datos provisionales
*Sistema eléctrico peninsular



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

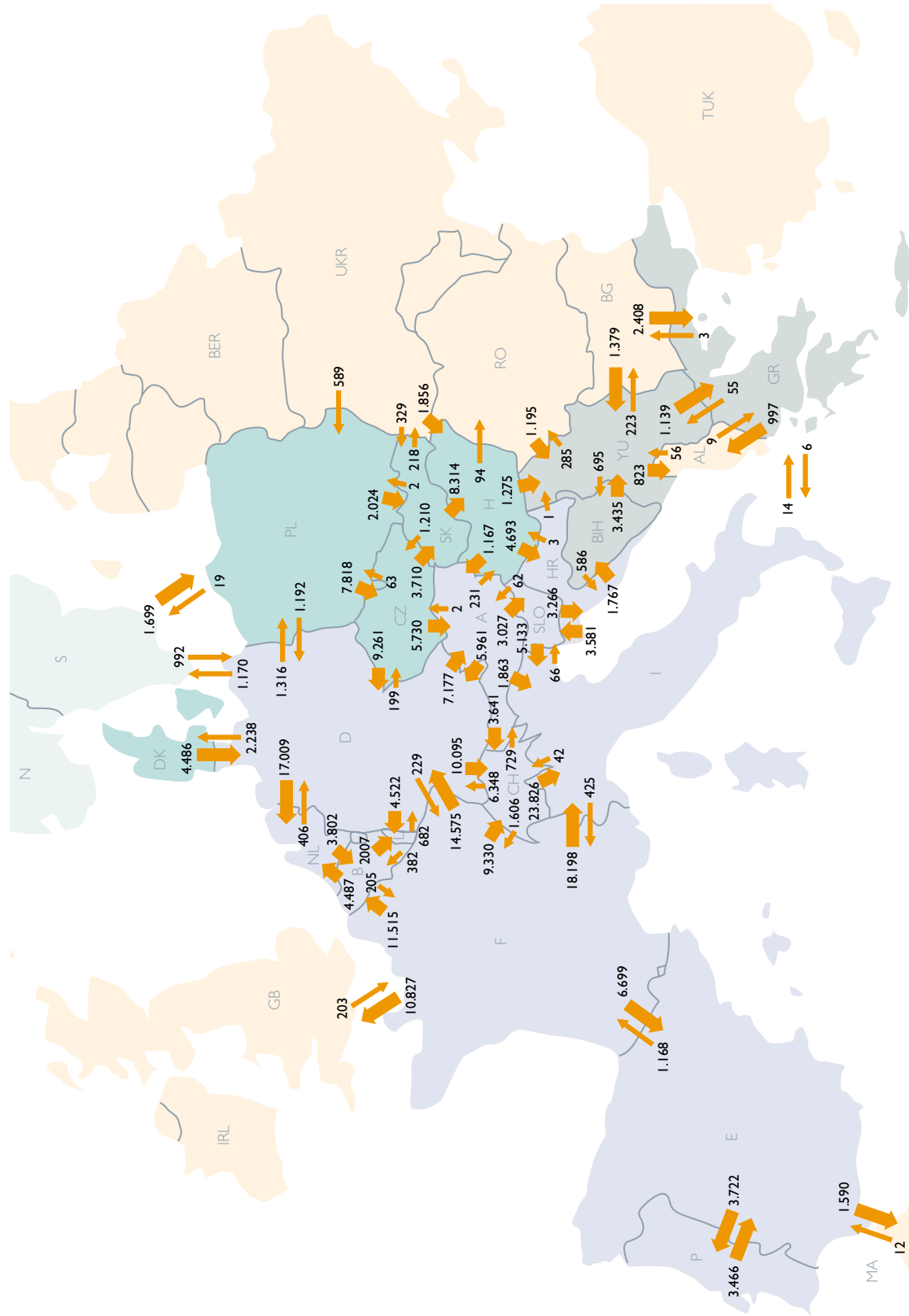


Evolución de la red de transporte en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE. Incremento 1995-2001(km)



Alemania e Italia han desmontado líneas de 220 kV o han pasado a funcionar a tensiones inferiores.
Alemania, Bélgica, Grecia y Austria, datos hasta el año 2000

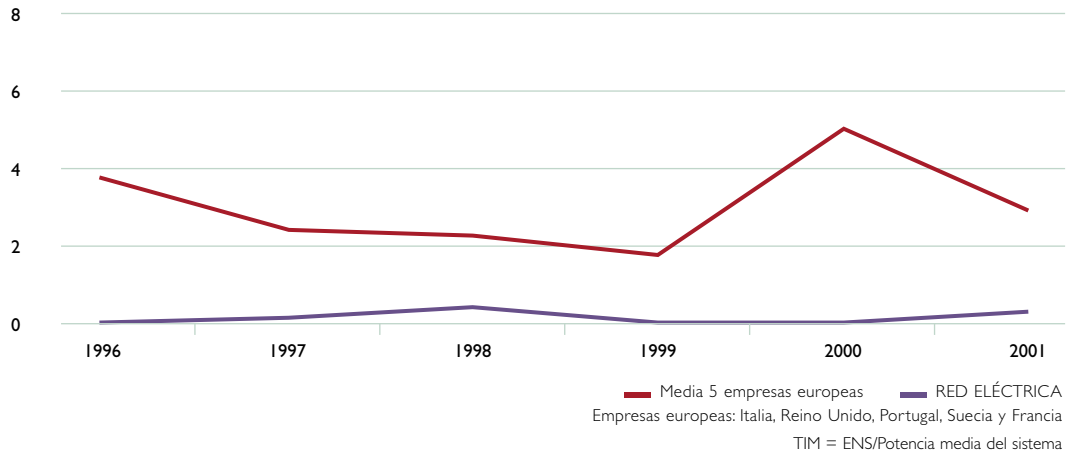
Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. UCTE (GWh)



Fuente: UCTE. Datos provisionales; España: RED ELÉCTRICA



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



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).

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: son aquellos que son suministrados en alta tensión (1 kV). A partir del 1 de enero del año 2003 tendrán 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 cualifi-



cado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

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

Demanda b.c. (barras de central): energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Desvíos de regulación: son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

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

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

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

Generación con bombeo en ciclo cerrado: producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

Gestión de desvíos: tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

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: comprenden todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

Intercambios internacionales programados: son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos consecuencia del conjunto de

transacciones programadas en el mercado o mediante contratos bilaterales.

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.

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

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

Red de Transporte: conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

Régimen especial: instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial. Comprende la energía pro-



ducida 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 50MW que pertenecen al régimen especial.

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

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

Reservas hidroeléctricas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se

realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen **anual** son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de régimen **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 medio en que cada elemento de la red de transporte ha estado

disponible para el servicio, 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:

TIEPI: es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en los centros de transformación en media tensión.

Información elaborada con datos a 28 de febrero de 2002.

Edita:

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

Diseño y maquetación:

Estudio Gráfico Juan de la Mata
www.juandelamata.com



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas - Madrid
<http://www.ree.es>