



# Informe Mensual

DICIEMBRE 2002



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

<b>1. Balance de Producción</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Demanda</b> .....	<b>3</b>
<b>3. Hidraulicidad</b> .....	<b>6</b>
<b>4. Generación</b> .....	<b>8</b>
<b>5. Nuevas Instalaciones de Generación, Revisiones e Incidentes</b> .....	<b>9</b>
<b>6. Intercambios Internacionales y Autoproductores</b> .....	<b>10</b>
<b>7. Mercados de Producción</b> .....	<b>11</b>

## RED DE TRANSPORTE

<b>1. Instalaciones de la Red de Transporte</b> .....	<b>13</b>
<b>2. Utilización de la Red</b> .....	<b>15</b>
<b>3. Calidad del Suministro</b> .....	<b>16</b>
<b>4. Descargos</b> .....	<b>17</b>
<b>5. Disponibilidad de las Instalaciones</b> .....	<b>19</b>
<b>6. Comportamiento de la Red</b> .....	<b>20</b>
<b>7. Índices de Calidad</b> .....	<b>21</b>

Fecha de ejecución: 31-01-2003. Datos provisionales

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S. L.  
Depósito Legal: M-14212-2001



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Diciembre 2002

- La demanda de energía eléctrica en el mes de diciembre alcanzó los 18.175 GWh, con un crecimiento negativo de 3,2% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 3,1%.
- Por segundo mes consecutivo y después de año y medio de sequía, en diciembre se registró un producible hidráulico muy superior a su valor medio histórico, situándose el índice mensual en 1,90, con una probabilidad de ser superado del 11%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 85,2% por encima de la energía producible característica en este periodo.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 59,9% de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de diciembre desde 1965.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	4.158	125,7	22.439	-43,1	22.439	-43,1
<b>NUCLEAR</b>	5.810	1,6	63.004	-1,1	63.004	-1,1
<b>Hulla + Antracita</b>	2.374	-38,6	40.295	16,2	40.295	16,2
<b>Lignito Pardo</b>	944	-31,3	15.646	9,9	15.646	9,9
<b>Lignito Negro</b>	477	-42,1	9.609	48,6	9.609	48,6
<b>Carbón Importación</b>	982	-24,4	13.193	3,8	13.193	3,8
<b>TOTAL CARBÓN</b>	4.778	-35,1	78.742	15,6	78.742	15,6
<b>Gas Natural</b>	790	9,1	11.819	118,1	11.819	118,1
<b>Fuel-Oil</b>	177	-88,5	9.996	43,2	9.996	43,2
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	15.713	-8,6	185.999	1,3	185.999	1,3
<b>Consumos Producción</b>	600	-21,5	8.328	9,8	8.328	9,8
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	15.113	-8,0	177.672	0,9	177.672	0,9
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.514	44,7	33.595	11,5	33.595	11,5
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	18.627	-1,2	211.267	2,5	211.267	2,5
<b>Consumos en Bombeo</b>	688	22,9	6.957	68,4	6.957	68,4
<b>Saldo Físico I. Internacionales</b>	235	-	5.330	54,1	5.330	54,1
<b>DEMANDA</b>	18.175	-3,2	209.640	2,0	209.640	2,0

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	T. Año Móvil
<b>2002</b>													
Hidroeléctrica	1.574	1.292	1.912	1.869	1.990	2.073	1.671	1.275	1.279	1.366	1.979	4.158	22.439
Térmica Nuclear	5.769	4.999	4.412	4.413	4.982	5.282	5.717	5.595	4.789	5.635	5.600	5.810	63.004
Térmica Convencional	10.124	8.469	8.735	8.296	8.080	8.457	9.186	8.227	9.252	8.440	7.547	5.744	100.557
PRODUCCION BRUTA	17.467	14.760	15.059	14.578	15.052	15.812	16.574	15.097	15.320	15.441	15.126	15.712	185.999
Consumos Producción	774	689	687	667	664	706	754	706	697	717	667	600	8.328
PRODUCCION NETA	16.693	14.071	14.372	13.911	14.388	15.106	15.820	14.391	14.623	14.724	14.459	15.112	177.672
Adquirida Autoprod.	2.691	2.693	2.892	2.735	2.972	2.580	2.630	2.431	2.429	2.936	3.092	3.514	33.595
PROD. TOTAL NETA	19.384	16.764	17.264	16.646	17.360	17.686	18.450	16.822	17.052	17.660	17.551	18.626	211.267
Consumos en Bombeo	653	506	466	443	559	628	700	572	598	576	567	688	6.957
Saldo Internacional	532	649	722	705	259	187	576	236	428	298	503	235	5.330
DEMANDA	19.263	16.907	17.520	16.908	17.060	17.245	18.327	16.486	16.881	17.382	17.487	18.175	209.640
Δ % Mensual	5,3	2,5	1,6	8,9	2,2	0,9	3,9	-1,6	2,4	4,1	-1,6	-3,2	-
Δ % 365 días	6,0	5,4	5,1	5,6	5,2	4,8	4,5	3,8	3,8	3,7	3,2	2,0	2,0

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh SEPTIEMBRE 2002													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	87	2.036	1.537	4.324	270	3.837	72	0	2.654	324	3.136	18.277	
Térmica Nuclear	3.390	11.383	4.586	32.084	—	—	0	185	0	0	2.277	53.904	
Térmica Convencional	2.374	25.809	10.929	2.872	3.246	18.619	190	7.365	1.182	2.747	164	75.497	
PROD.TOTAL NETA I	5.851	39.228	17.052	39.280	3.516	22.456	262	7.550	3.836	3.071	5.577	147.678	
Saldo Internacional	853	972	428	-6.313	187	4.120	314	1.439	240	231	-745	1.726	
Consumos en Bombeo	105	545	598	541	81	816	92	0	104	49	271	3.202	
DEMANDA 2													
Mensual	6.599	39.655	16.881	32.426	3.622	25.760	484	8.989	3.972	3.253	4.561	146.202	
Δ %	-0,3	2,3	2,4	-1,2	-2,9	2,5	0,8	2,5	-6,4	1,3	1,2	1,0	
Año Móvil	83.170	497.424	210.182	438.196	47.020	308.748	6.051	108.951	51.149	40.597	58.413	1.849.901	
Δ %	-0,5	0,3	3,8	1,8	5,3	1,9	2,3	2,9	-3,9	3,4	1,7	1,5	
I.- Incluye autoproductores en B, D, E, F, GR y P					B: Bélgica D: Alemania E: España F: Francia			GR: Grecia I: Italia L: Luxemburgo NL: Holanda			A: Austria P: Portugal CH: Suiza		

CUADRO 3



La participación de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha alcanzado valores máximos de 10.828 MW y mínimos de 2.354 MW, la realizada con carbón ha alcanzado valores programados horarios que oscilan entre 10.086 MW y 1.082 MW; el fuel - gas entre 4.436 MW y 528 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 550 MW y un máximo 2.015 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 3.152 MW y los 5.266 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.501 MW.

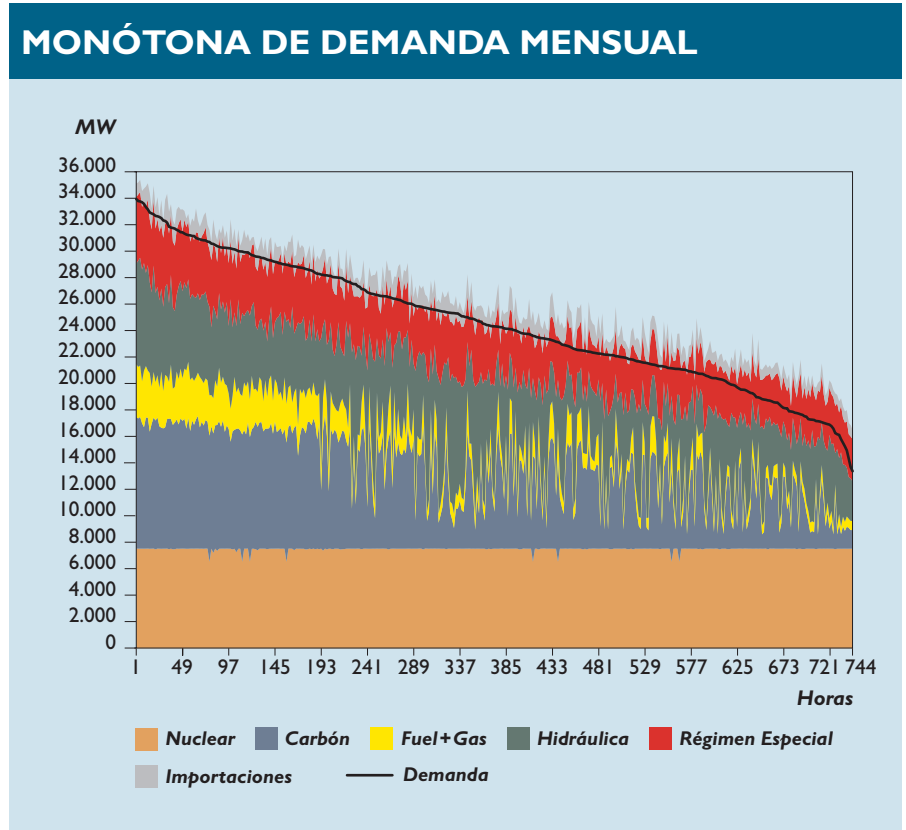


GRÁFICO 1

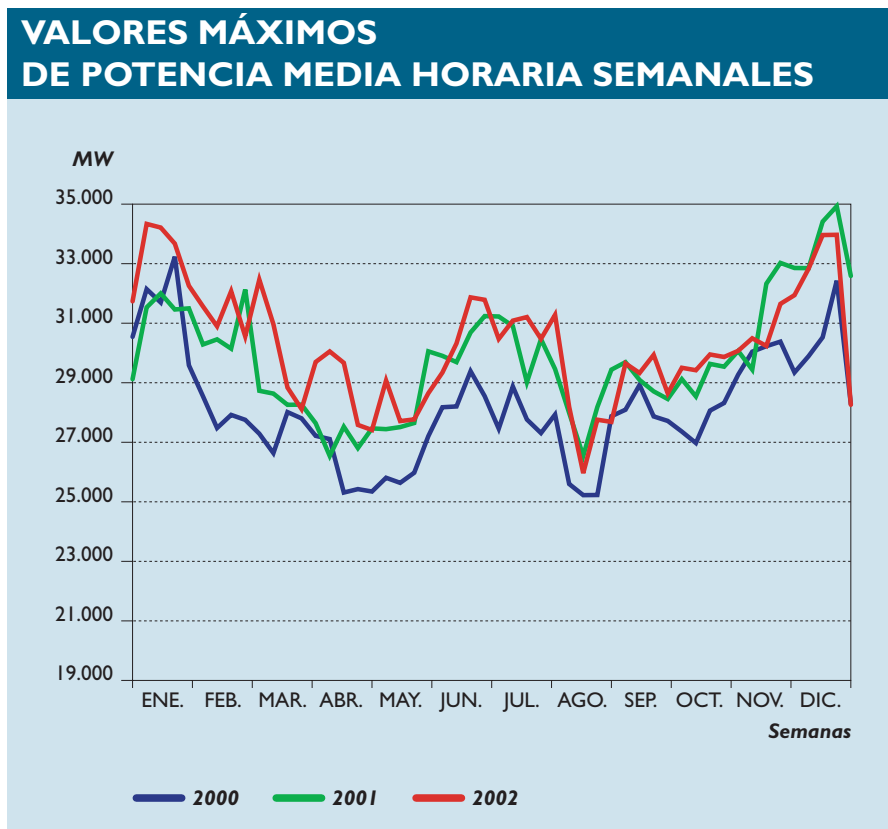


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 17 con 33.970 MW a las 19 horas, valor inferior en 960 MW al registrado el año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. descendió en 3,2%. Este decremento se debe al efecto de la temperatura que redujo en 7 puntos el crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.175	-3,2
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,7
Efecto Temperatura (3)		-7,0
Efecto Act. Económica y Otros		3,1
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	209.640	2,0
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		-1,1
Efecto Act. Económica y Otros		3,1

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.  
 (2) Las variaciones están calculadas respecto al mismo período del año anterior.  
 (3) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de demanda.

CUADRO 4

DEMANDA CORREGIDA LABORALIDAD Y TEMPERATURA (I)

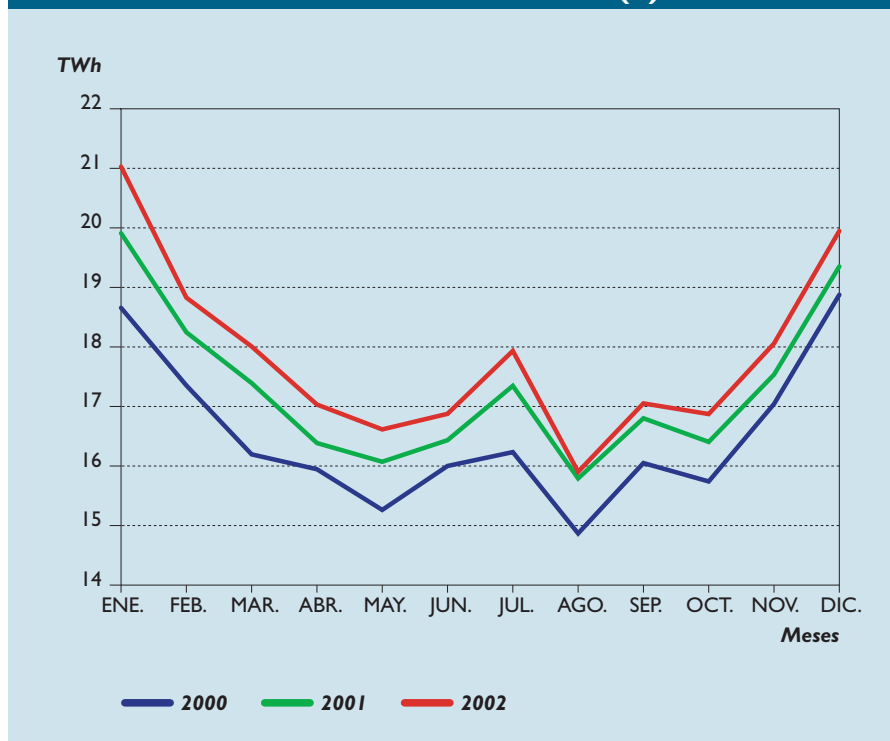


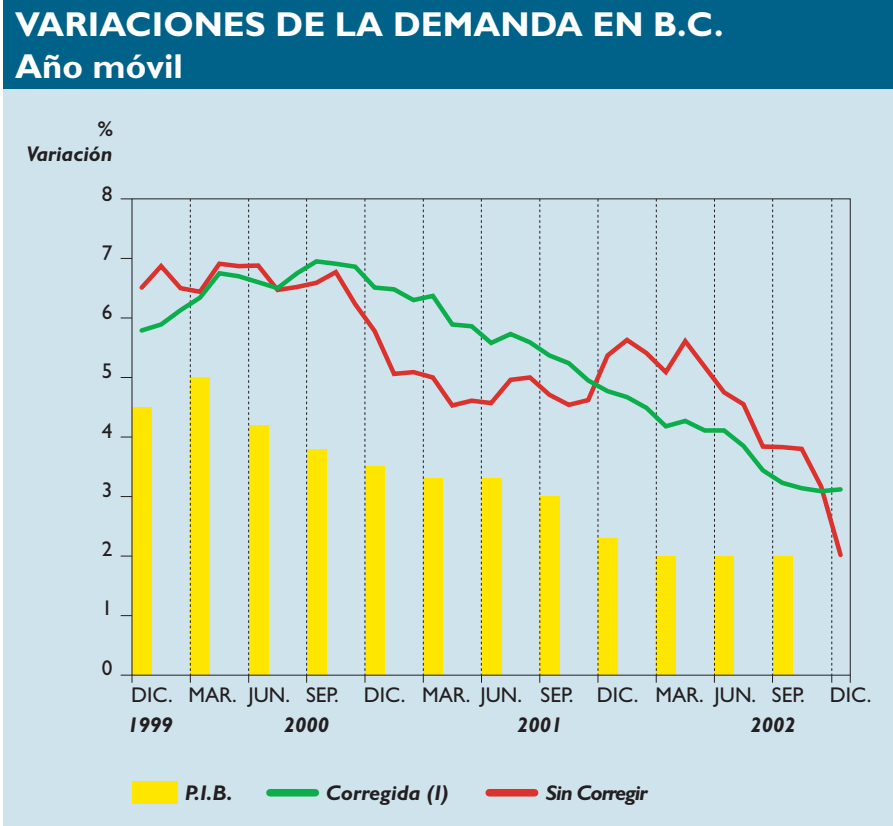
GRÁFICO 3

La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,1%, superior en más de medio punto al crecimiento experimentado en diciembre del año anterior.

(I) Demanda con temperatura media en un mes tipo.



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 2%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 3,1%. Este crecimiento es similar al registrado durante el resto de año.



(I) Corregida de laboralidad y temperatura media característica del mes tipo, año móvil.

GRÁFICO 4

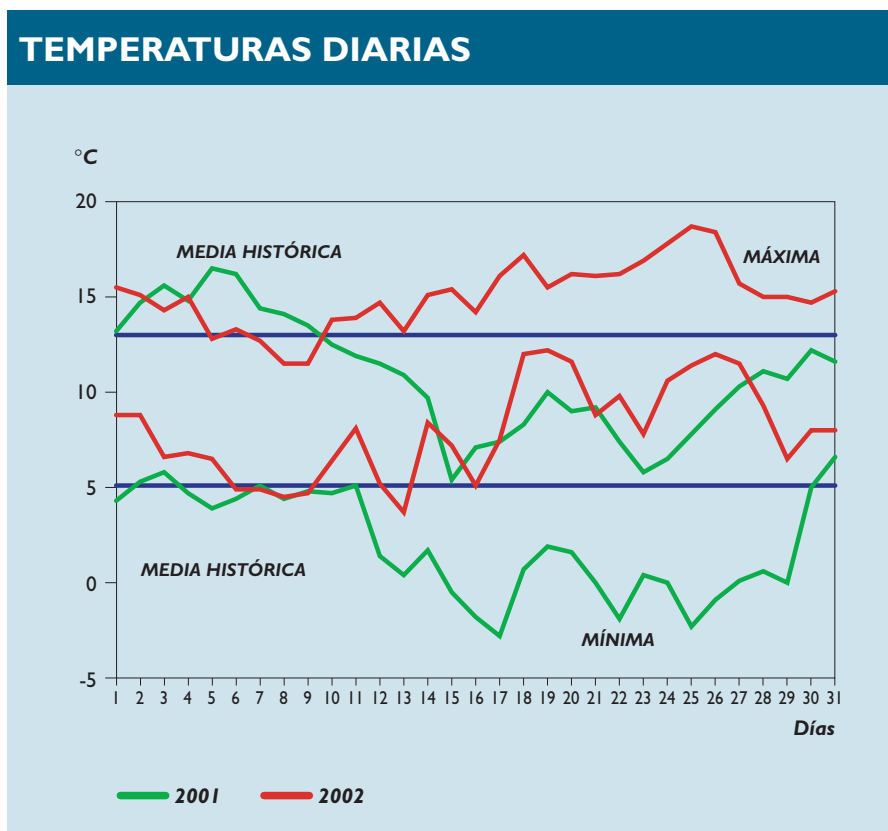


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor medio característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de diciembre fue de 11,5 °C, frente a los 6,5 °C del año anterior.

Las temperaturas máximas y mínimas fueron superiores a las de diciembre de 2001. Las máximas alcanzaron un valor medio mensual de 15,1 °C, superior a los 10,9 °C registrados en diciembre del año pasado, y las mínimas registraron un valor medio de 8,0 °C frente a los 2,0 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 195 GWh, 92 GWh por encima al valor característico de un mes de diciembre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes húmedo, al igual que el mes de noviembre, se registró una energía producible en el mes de 6.051 GWh, más de un 85,2% por encima del producible característico de este mes.

(1) «La energía producida, EP, de un aprovechamiento hidroeléctrico» durante un intervalo de tiempo determinado, es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de aportaciones corregidas correspondientes al intervalo de tiempo considerado le permitiría producir en las condiciones mas favorables.

EP = Producción + Pérdidas Turbinables  
 +/- Variación energía embalsada  
 - Energía embalsada por bombeo

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (1)

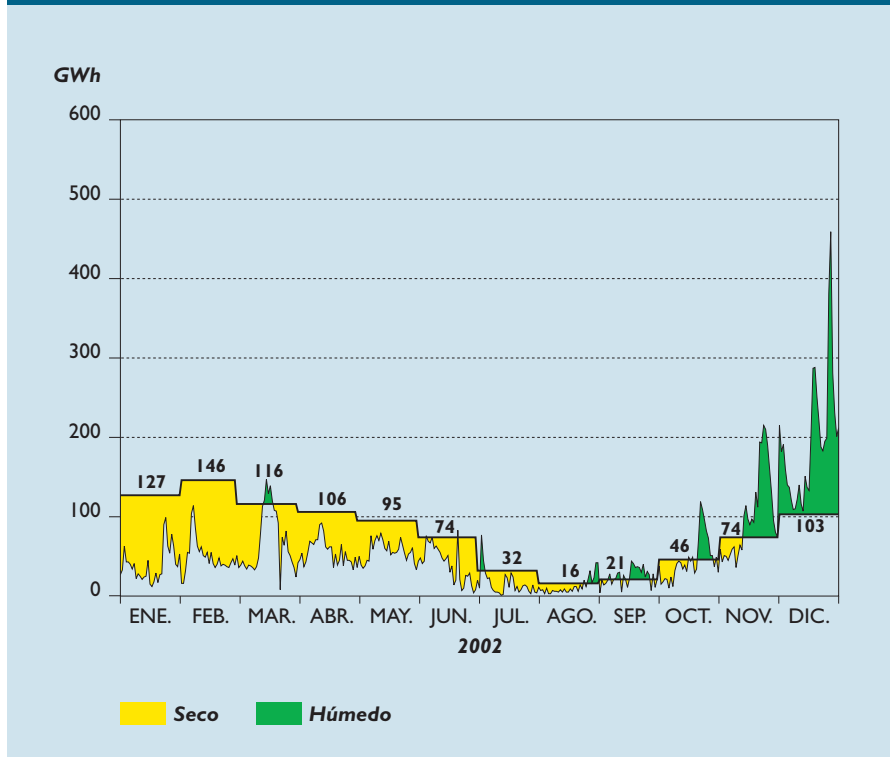


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

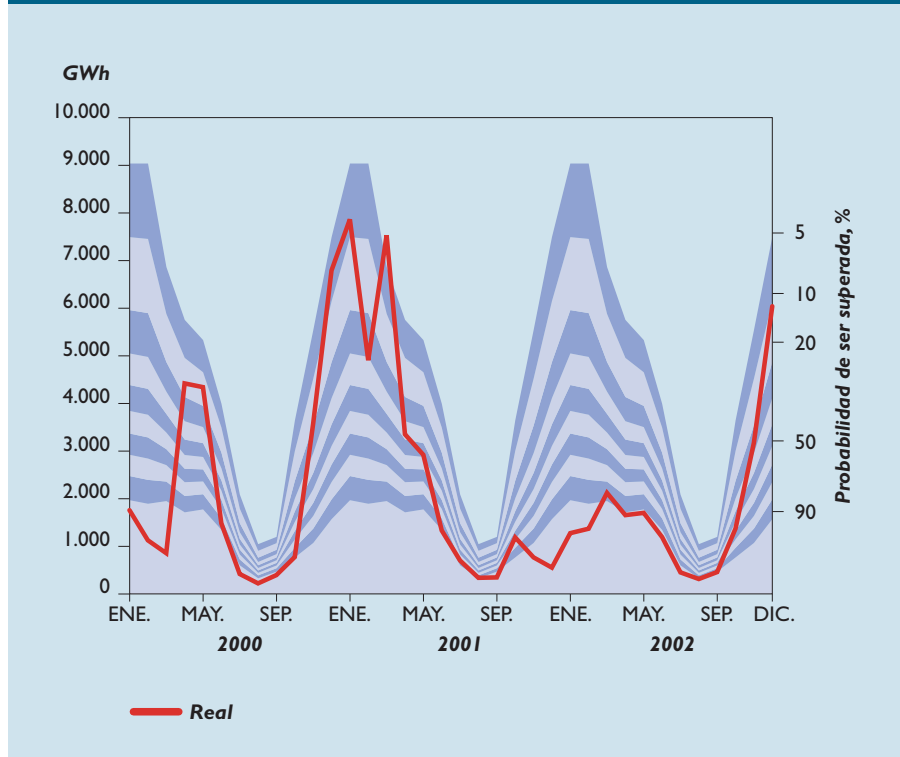


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,9 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 11%.

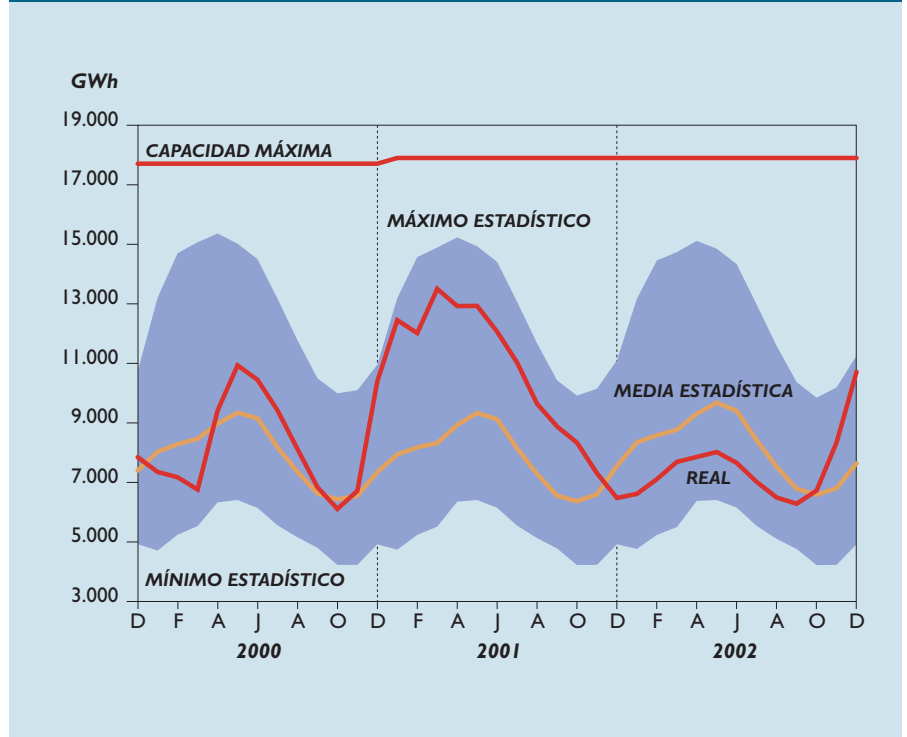
El índice de producible hidráulico acumulado durante todo el año es del 0,74 del valor característico, inferior al 1,14 registrado en el mismo periodo del año anterior.

(1) «El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región», en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producible y su energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 59,9% de su capacidad, un 65,4% superior al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

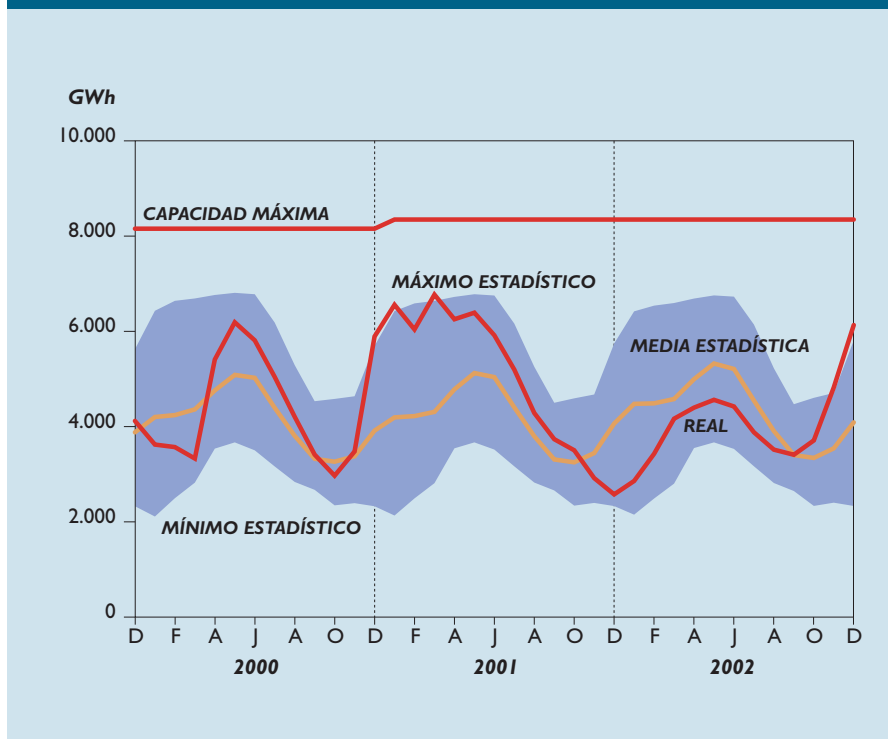


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

Los máximos, mínimos y media histórica están calculados con los últimos 20 años.

GRÁFICO 8

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL



Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 73,5%; 15,7 puntos más que en el mes anterior.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 47,9% de su capacidad, frente al 36,8% del mes de noviembre.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

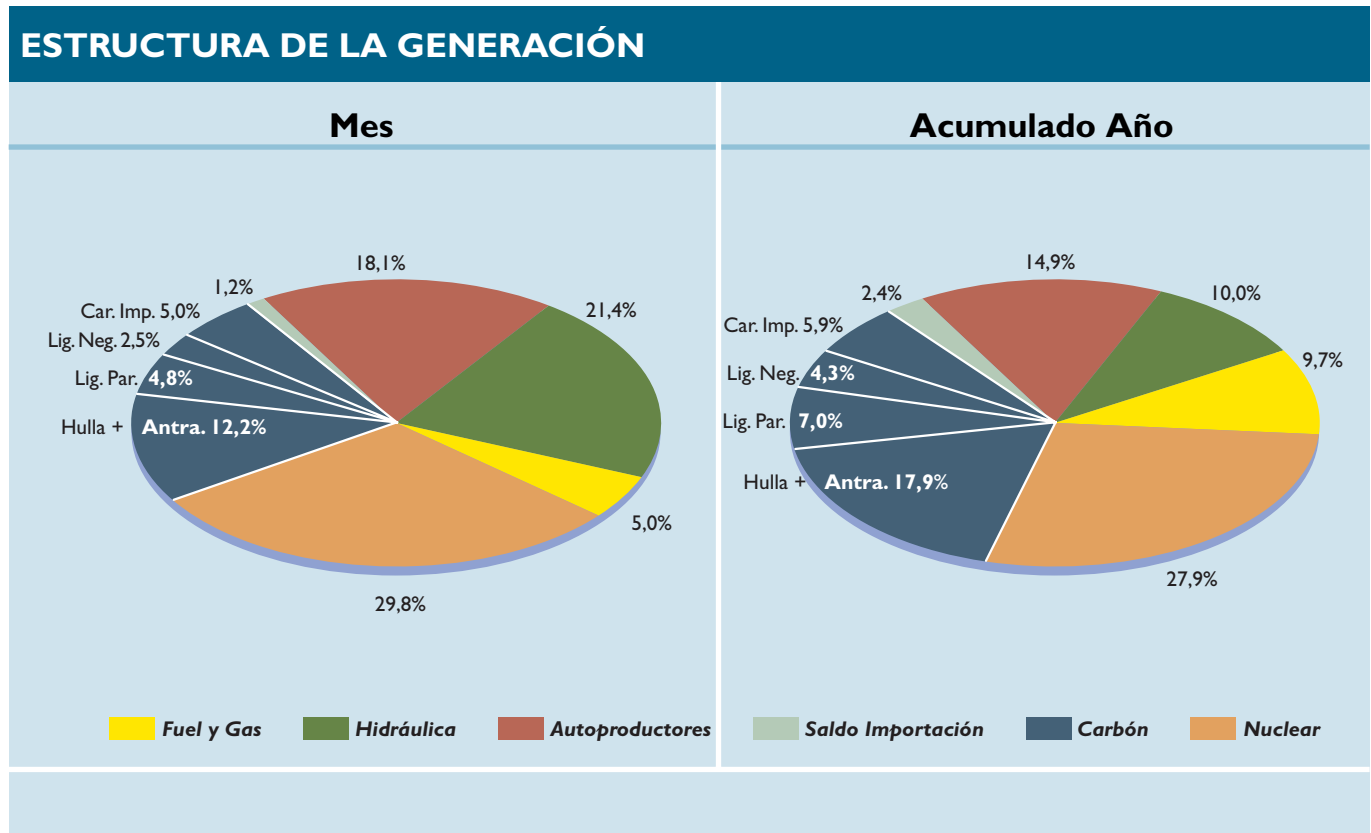
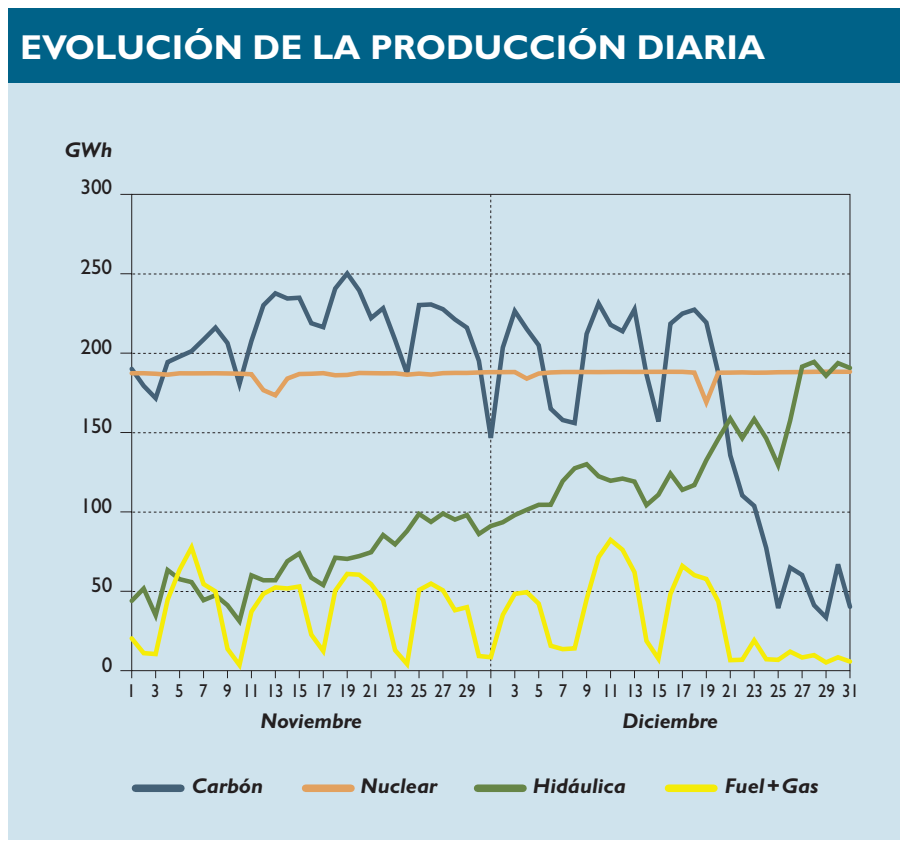


GRÁFICO 10



La producción con carbón osciló entre un máximo de 231 GWh y un mínimo de 34 GWh; la hidráulica entre 195 GWh y 91 GWh; y la realizada con fuel gas entre los 83 GWh y 5 GWh.

Las centrales nucleares tuvieron una producción media diaria de 187 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	DICIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	1,00	0,00	0,00	0,93	0,06	0,01
Hulla + Antracita	0,95	0,00	0,05	0,88	0,04	0,08
Lignito Pardo	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,98	0,00	0,02	0,93	0,00	0,07
Carbón Importación	0,98	0,00	0,02	0,89	0,04	0,07
TOTAL CARBÓN	0,97	0,00	0,03	0,91	0,03	0,06
FUEL + GAS	0,75	0,00	0,25	0,62	0,01	0,37

R.A.: Revisión anual  
 Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

DÍA	NUEVA INSTALACIÓN	COMENTARIOS
10	Condensador S.E. 400 kV SS Reyes	100 MVA <sub>r</sub>
11	S.E. 220 kV Corralón L-220 kV Corralón-Villaviciosa 2 L-220 kV Corralón-Mazarredo	Configuración de doble barra con acoplamiento
13	S.E. 220 kV Simancas L-220 kV Simancas-Canillejas L-220 kV Simancas-Campo Naciones	Configuración de doble barra con acoplamiento
14	L-400 kV Cartelle-Mesón	Segundo circuito
15	S.E. 220 kV Saladas salida a Rojales	
18	L-400 kV Cartelle-Trives	Segundo circuito
19	Condensador S.E. 220 kV Catadau	100 MVA <sub>r</sub>
19	L-400 kV Don Rodrigo-Pinar del Rey	Segundo circuito. Estaba con puentes sobre el 1º
20	L-220 kV Carrio-Uninsa 2	
20	Condensador S.E. 400 kV Moraleja	100 MVA <sub>r</sub>
21	S.E. 220 kV Atios L-220 kV Pazos-Atios	Configuración de doble barra con acoplamiento
22	S.E. 220 kV Suido L-220 kV Suido-Pazos L-220 kV Suido-Cartelle	Configuración de simple barra Desaparece la L-220 kV Cartelle-Pazos
23	S.E. 220 kV Ave Zaragoza L-220 kV Ave Zaragoza-Peñaflor L-220 kV Ave Zaragoza-Montetorrero	Configuración de doble barra Desaparece la L-220 kV Montetorrero-Peñaflor 3
28	L-220 kV Portodemouros-Monte do Carrio	
30	L-220 kV Tabiella-Granda (TACOR)	

INCIDENTES

El miércoles día 4, a las 19:10 h, se produce un cero de tensión en SE 400 kV Medinaceli al actuar la protección de fallo interruptor por perturbación en los trafos de GIF. No se produce corte de mercado ni pérdida de generación.

El jueves día 5, a las 8:32 h, se produce un

cero de tensión en SE 220 kV Carrio al actuar la protección diferencial de barras. Estaba en descargo una barra por trabajos en nueva posición UNINSA y se cebó arco con barra en tensión disparando esta. A las 8:46 h se recupera tensión en el parque. Se produce la pérdida de generación de C.T.Aboño 2: 550 MW (único grupo acoplado en SE Carrio en ese momento).

El día 18, a las 12:20 h se produce un cero de tensión en SE 400 kV Castejón por maniobra anómala del personal de mantenimiento. A las 13:28 h se recupera tensión. Se produce el disparo del grupo I de C.C.C. Castejón (HC-G) de 392 MW, no produciéndose corte de mercado.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 232 GWh, lo que representa una importante reducción de un 52% respecto al mes de noviembre.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 66% (270 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, EGL(Suiza) y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 277, 235, 2 y 0,9 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, actuando como agente externo vendedor, ha efectuado operaciones de venta de energía en el mercado español por un total mensual de 51 GWh. A estas importaciones, se han unido las realizadas por UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA (18 GWh), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA (16 GWh) e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN (1,5 GWh).

En esta misma interconexión, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, EDP ENERGÍA, REN, ENDESA GENERACIÓN e IBERDROLA GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 357, 47, 30, 15, 8 y 7 GWh, respectivamente.

En la interconexión con Marruecos se han realizado operaciones de exportación de energía a través del contrato de suministro de REE a ONE, que ha tenido una utilización próxima al 67% (45 GWh), y a través de la participación directa de ONE como agente externo comprador en el mercado de producción (72 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 46 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

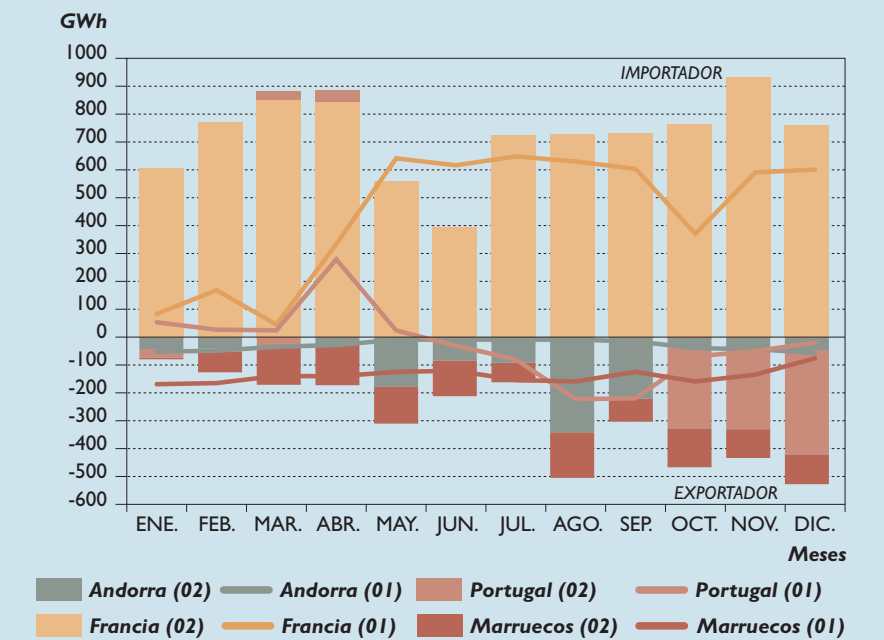


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	45,0	0,0	-45,0
España-Francia	8,5	770,3	761,8
España-Portugal	610,8	236,3	-374,5
España-Marruecos	107,4	0,1	-107,3
<b>TOTAL</b>	<b>771,7</b>	<b>1.006,7</b>	<b>235,0</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	13,99	-2,92	42,17	57,83
Feb.	15,93	4,30	47,10	52,90
Mar.	16,52	1,72	47,05	52,95
Abr.	16,17	3,64	43,27	56,73
May.	17,25	17,67	48,11	51,89
Jun.	15,08	11,14	44,28	55,72
Jul.	14,53	13,73	44,17	55,83
Ago.	14,75	18,13	45,63	54,37
Sep.	14,31	1,23	46,43	53,57
Oct.	16,85	18,07	45,13	54,87
Nov.	17,68	13,77	46,46	53,54
Dic.	19,34	44,75	47,38	52,62
<b>ACUM.</b>	<b>16,03</b>	<b>11,53</b>	<b>45,67</b>	<b>54,33</b>

(1) Participación de la energía adquirida a autoprodutores en la demanda peninsular.

(2) Variación de la energía adquirida respecto mismo período año anterior.

(3) Procedencia, según tipo de central, de la energía adquirida a autoprodutores.

GWh

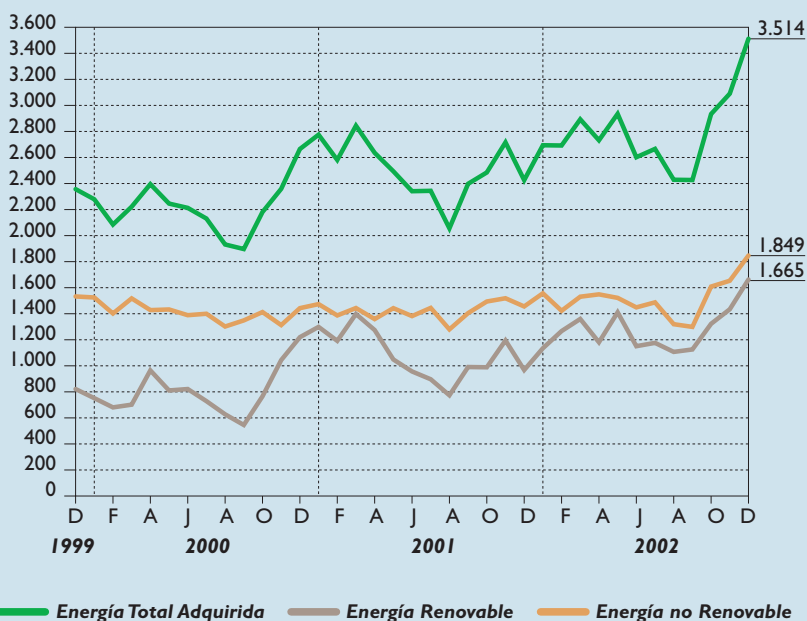


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,000 Céntimos €/kWh y mínimo de 1,762 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 1,867 Céntimos €/kWh y los 0,000 Céntimos €/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

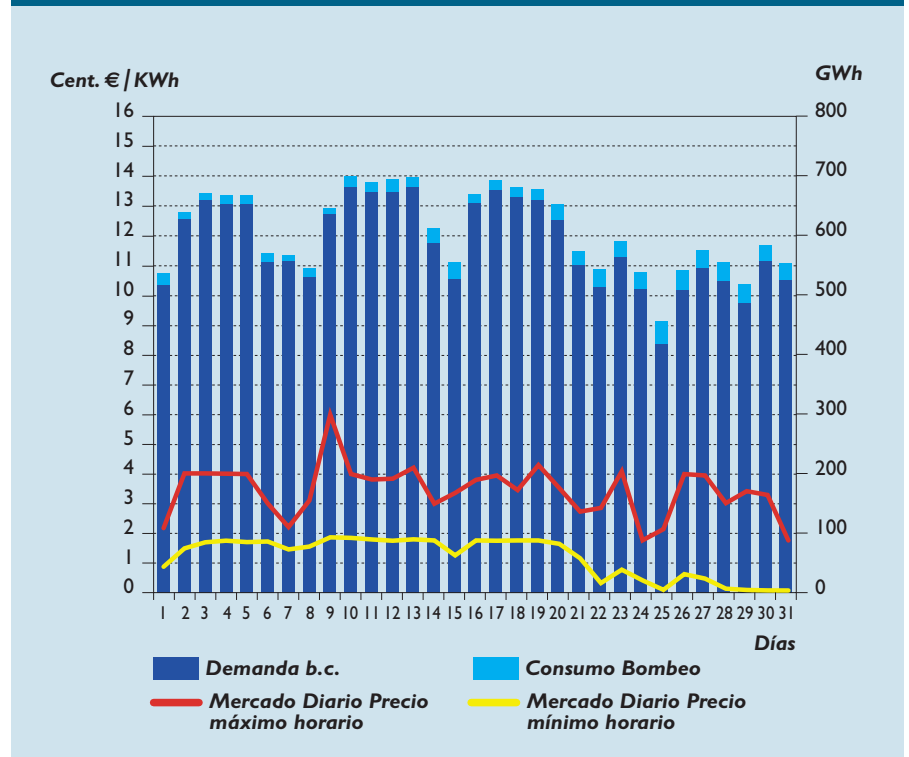


GRÁFICO 14

**ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN**

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
<b>Mercado Diario</b>	<b>16.337</b>	<b>83,8</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>10.969</b>	<b>56,3</b>
- Producción Interior	15.507		- Mercado Diario	10.982	
- Importación	829		- Mercados Intradiarios	-12	
Francia	786		<b>Comercializadoras</b>	<b>4.566</b>	<b>23,4</b>
Portugal	43		- Mercado Diario	4.520	
Marruecos	0		- Mercado Intradiarios	45	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>332</b>	<b>1,7</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	341		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>690</b>	<b>3,5</b>
- Importación	-9		<b>Exportación</b>	<b>601</b>	<b>3,1</b>
Francia	-30		- Portugal	422	
Portugal	22		- Marruecos	119	
Marruecos	0		- Andorra	47	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-35</b>	<b>-0,2</b>	- Francia	13	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>-238</b>	<b>-1,2</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-430</b>	<b>-2,2</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.396</b>	<b>84,1</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.396</b>	<b>84,1</b>
Contratos Bilaterales (2)	113	0,6	Contratos Bilaterales (2)	113	0,6
Energía programada en Régimen Especial	2.987	15,3	Energía adquirida al Régimen Especial	2.987	15,3
<b>TOTAL</b>	<b>19.496</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>19.496</b>	<b>100</b>

(1) Regulación, restricciones, desvíos, mecanismo excepcional de resolución.

(2) Según PBF; Programa Base de Funcionamiento

CUADRO 6





**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Red de Transporte

## INFORME MENSUAL

Diciembre 2002

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

### I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>220 kV</u>	<u>Otras Tensiones</u>
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	15.877,00	16.220,7*	123,5
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	720	1.505	11
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	115	458	-
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	21	-	36
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-	-
<b>Submarinos (2)</b>	Longitud (km)	13,2	-	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	18	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2,06	81,20	-

(1) En caso de los transformadores, la tensión de referencia corresponde a la parte de alta tensión.

(2) El cable submarino se refiere a la interconexión España-Marruecos.

\* Los datos de kilómetros de 220 kV puestos en servicio por las empresas eléctricas, están pendientes de confirmar con la información de cierre de las mismas.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

**INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT**

Propiedad		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas
Tensión		400 kV	400 kV
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	15.526,0	351,0
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	590	130
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	43	72
	MVA	22.463	27.844
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	20	1
	MVAr	3.000	150
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13,2	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2,06	-

CUADRO 2

**INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT**

Propiedad		RED ELÉCTRICA		Otras Empresas	
Tensión		220 kV	Tensiones < 220 kV	220 kV	Tensiones < 220 kV
<b>Líneas</b>	Long. (km)	4.334,9	74,7	11.885,8	48,8
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	208	3	1.297	8
<b>Transformación</b>	Nº unidades	1	-	457	-
	MVA	63	-	45.818	-
<b>Reactancias</b>	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
<b>Cable</b>	Nº Circuitos	-	-	18	-
<b>Subterráneo</b>	Long. (km)	-	-	81,20	-

CUADRO 3



En 400 kV cinco líneas han superado una carga máxima del 70%, aunque ninguna alcanzó una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, seis líneas han registrado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno, alcanzando la Aldeadávila-Bemposta una carga media superior al 70%.

En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de líneas que superan, en algún momento, el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno.

La capacidad de invierno es la máxima del año, mientras que en verano es inferior en un 25% aproximadamente.

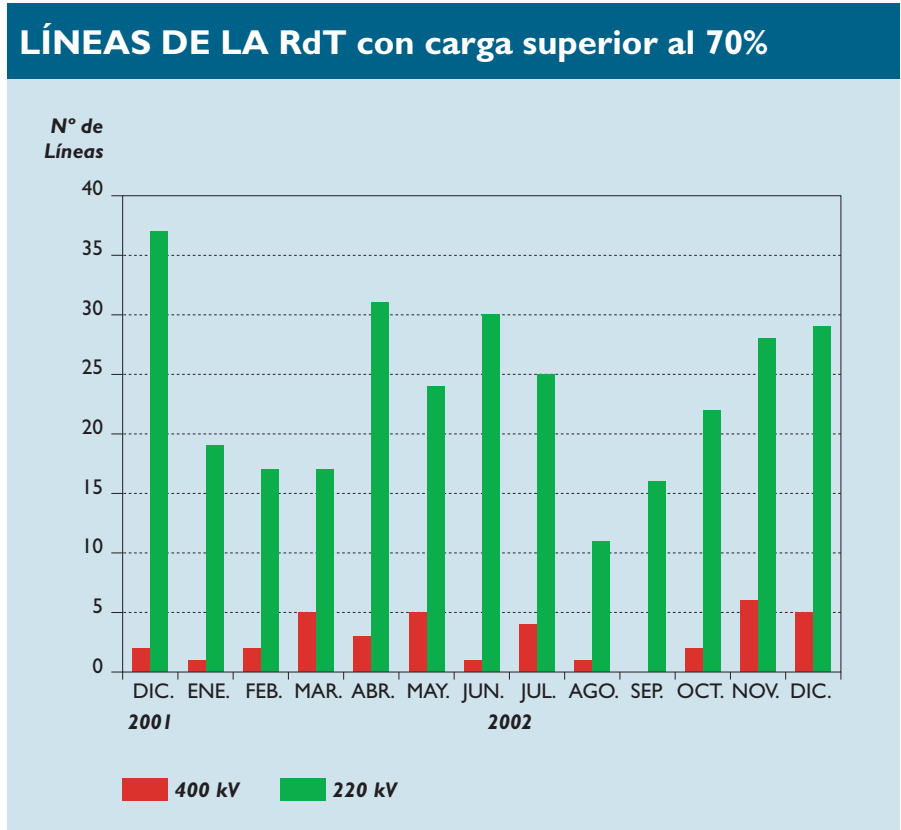


GRÁFICO 1

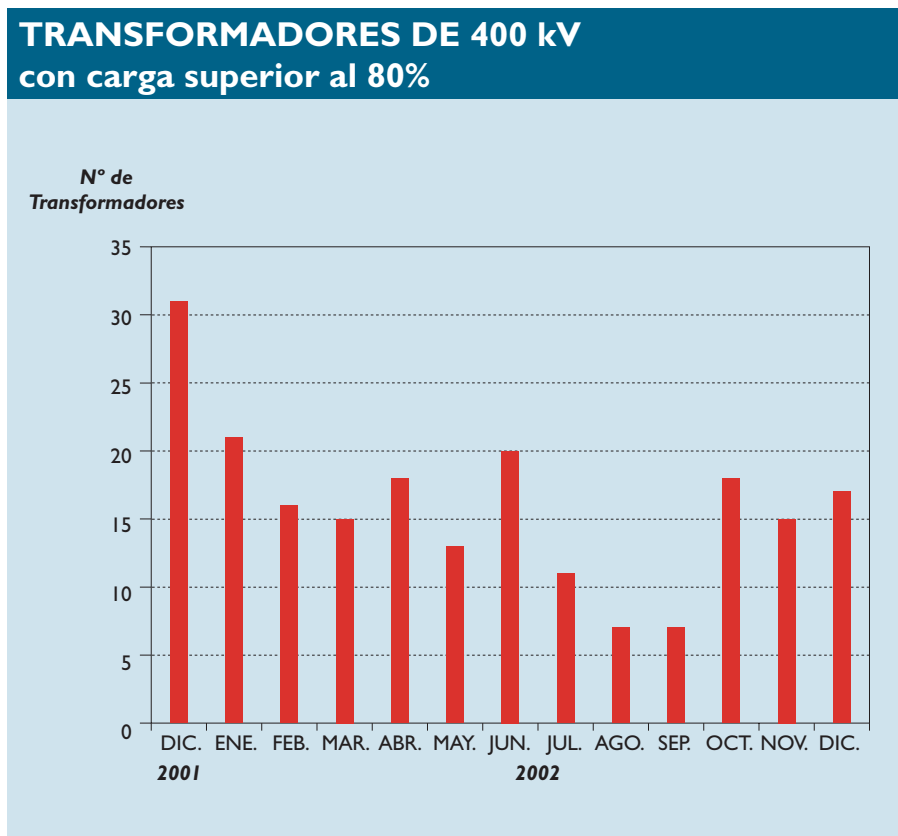


GRÁFICO 2

Este mes, 4 transformadores han superado una carga media de 70% de su capacidad, la mayoría de ellos de la zona centro (Almaraz, Fuencarral, San Sebastián de los Reyes).

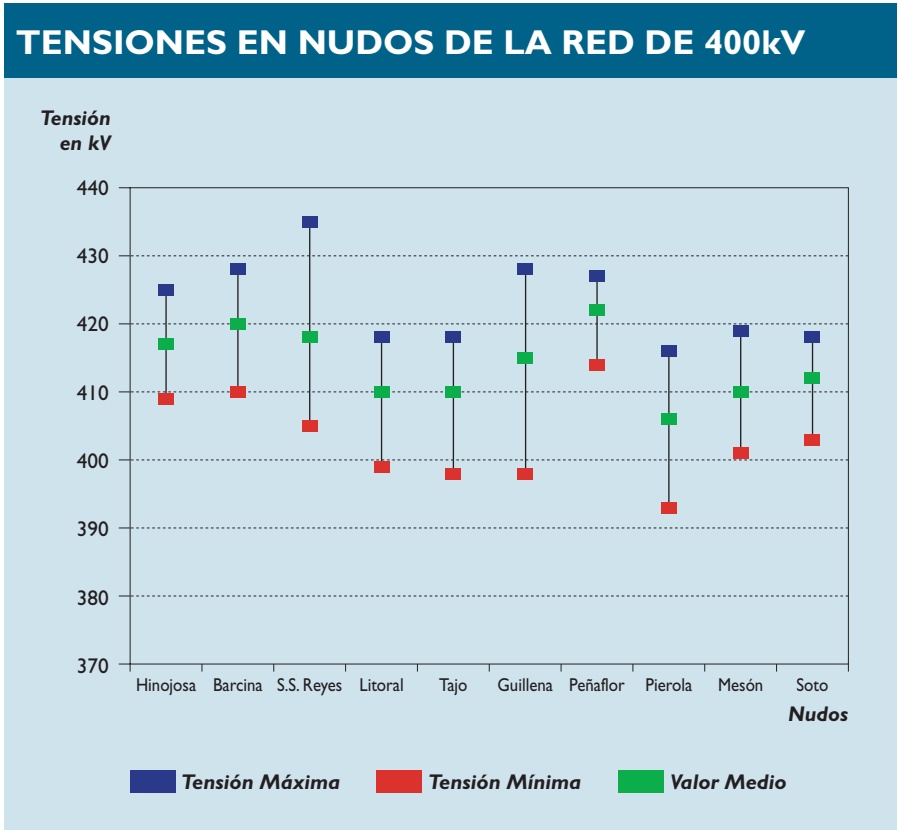
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.

Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 108.



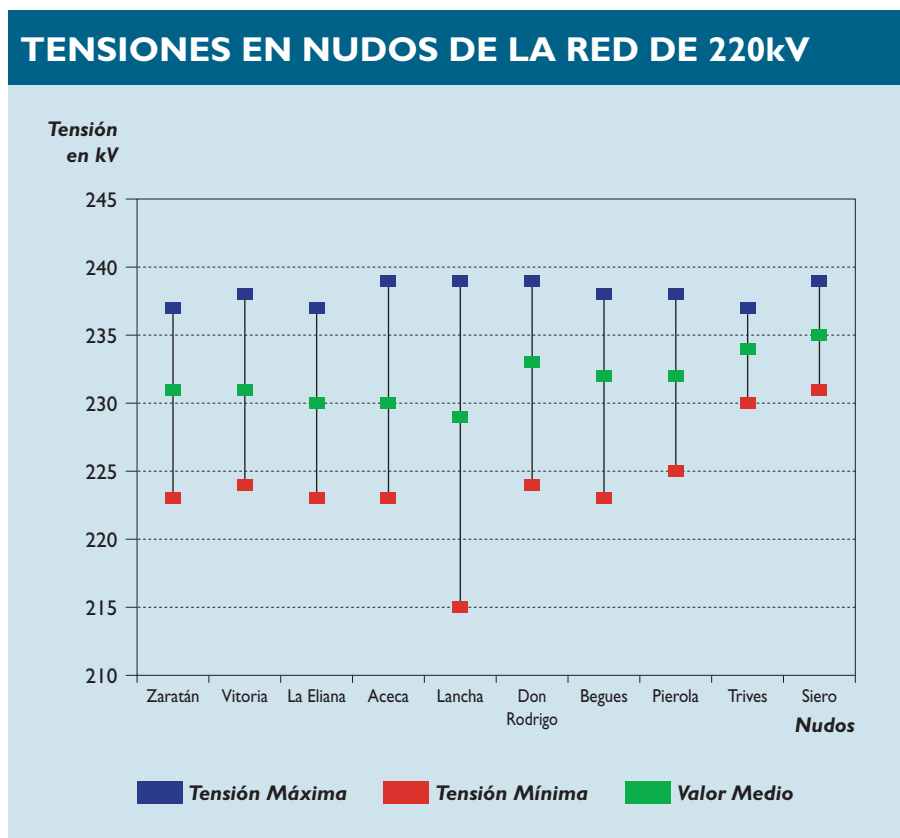
3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 437 kV de La Serna y los 388 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de La Serna, Magallón, Trillo y Peñaflor.



En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 400 kV.

GRÁFICO 3



En la red de 220 kV, se han superado los 240 kV durante más de 100 horas en la subestación de Balboa.

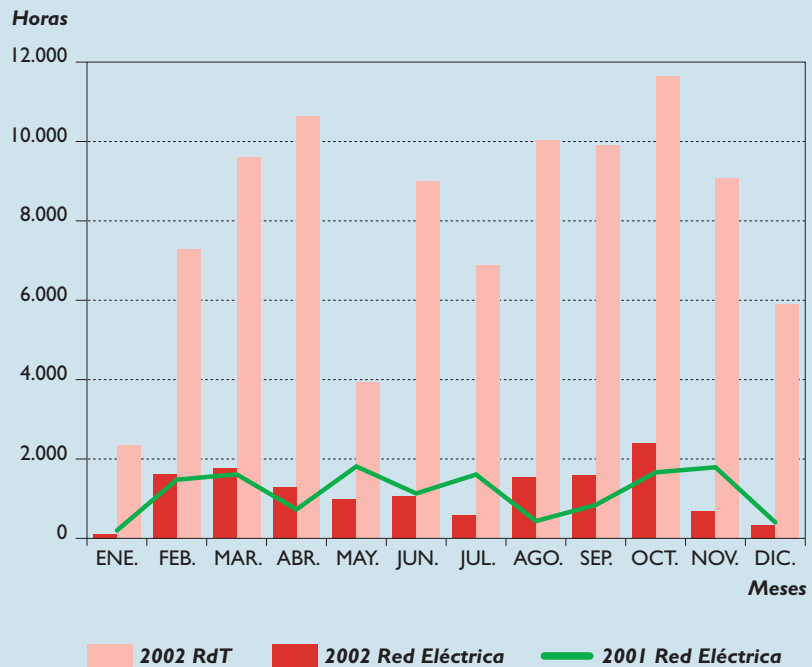
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 400 kV Loeches-Morata para sustituir cúpula doblada y retirar cable de fibra óptica.
- Líneas de 400 kV Litoral-Asomada para siliconado.
- Línea Cartelle-Trives para tala de arbolado próximo a la línea.

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



La evolución anual de los descargas tiene una tendencia fuertemente estacional con objeto de maximizar el uso de las horas de luz natural y la coordinación con los descargas de los equipos generadores.

GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

	Líneas				Transformadores			
	Por Mantenimiento		Otras Causas		Por Mantenimiento		Otras Causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
<b>400 kV</b>	5	171,3	6	538,9	2	725,3	0	0,0
<b>220 kV</b>	2	158,5	5	446,0	0	0	0	0,0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	1	3	0	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Asomada, posiciones Escombreras y Litoral, para siliconado y revisión de los seccionadores de barras.
- Subestación de 400 kV Guadame posiciones Almaraz y Tajo para análisis de aceite en los TI.
- Subestación de 400 kV Puentes, posición Compostilla para extracción de muestras de aceite en TI.
- Subestación de 400 kV San Sebastián de los Reyes posición Loeches para revisión de la posición.

La evolución anual de los descargos en subestaciones está muy condicionada a las necesidades de disponibilidad de las instalaciones para la explotación.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

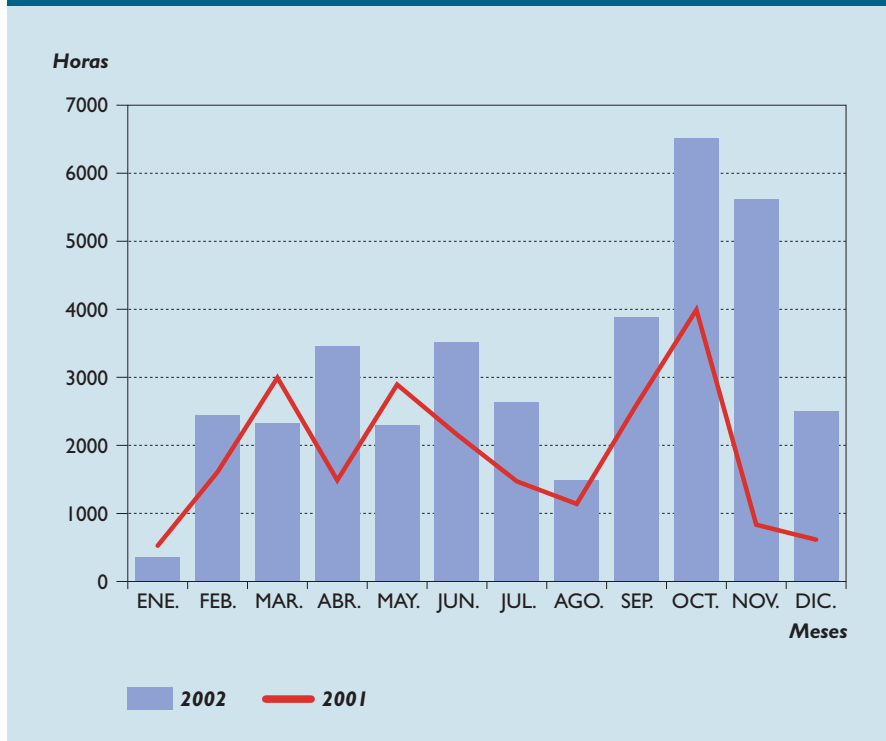


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

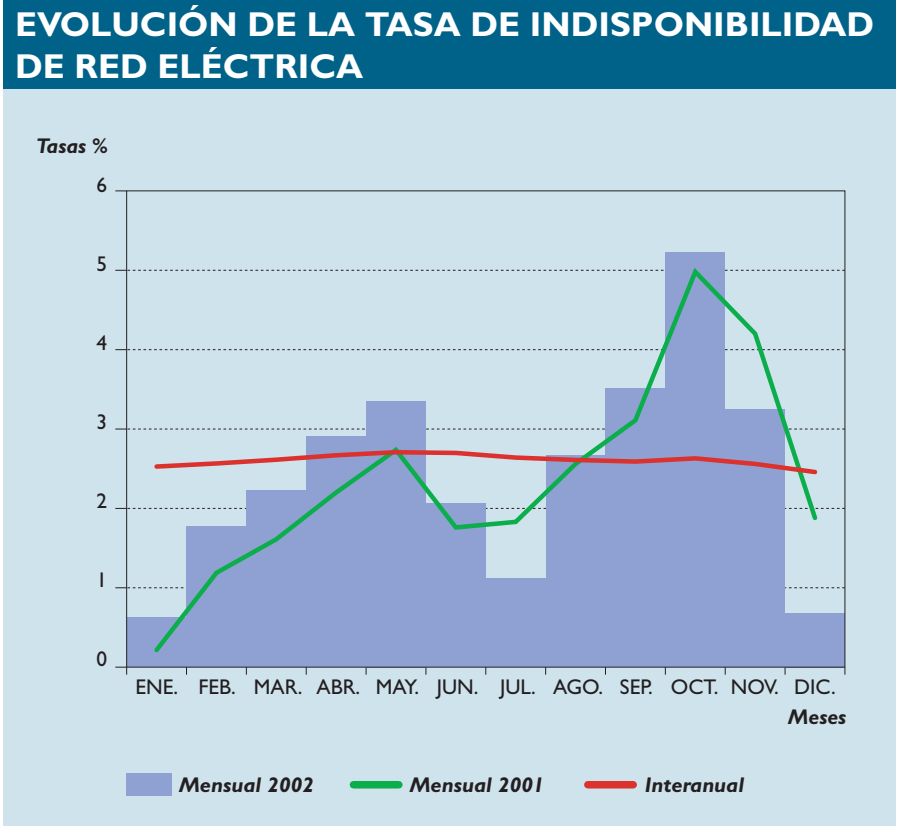
	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	2.077	319	2.396
<b>Barras</b>	118	0	118
<b>TOTAL</b>	<b>2.195</b>	<b>319</b>	<b>2.513</b>

CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Vandellós posición Begues para reparar avería en el interruptor.
- Subestación de 220 kV Compostilla posición Montearenas I para corregir puntos calientes en TI y la bobina de bloqueo.
- Subestación de 220 kV Lomba posición Montearenas para revisar la posición.
- Subestación de 220 kV Montearenas posición Compostilla para reparar puntos calientes en TI.

El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.





La indisponibilidad de las líneas indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio.

GRÁFICO 7

### TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	%	
	Mensual	Interanual
<b>Mantenimiento Preventivo</b>	0,1685	0,6211
<b>Indisponibilidades Fortuitas</b>	0,0080	0,0523
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	0,1765	0,6734
<b>Por Otras Causas</b>	0,5049	1,7845
<b>TOTAL</b>	<b>0,6814</b>	<b>2,4579</b>

La indisponibilidad de las líneas se ha clasificado por causas, incluyendo en el apartado otras causas, las debidas a motivos tales como: nuevas instalaciones, trabajos por cuentas de terceros, ampliaciones, etc.

**TASA TOTAL MENSUAL**

Relación entre la duración total de interrupción del servicio durante el mes considerado y las horas de utilización posible.

**TASA TOTAL INTERANUAL**

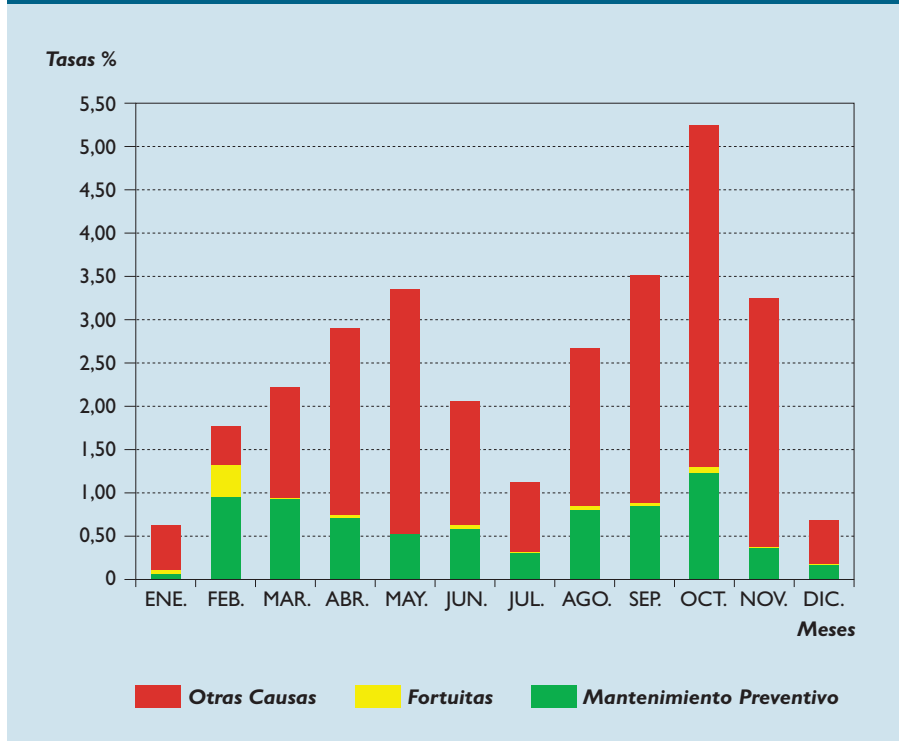
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

Cuadro 6



DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



La evolución de la indisponibilidad anual está muy relacionada con los programas de descargos en líneas.

GRÁFICO 8

6. COMPORTAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

CAUSAS Y DURACIÓN DE INCIDENTES				
Número de Incidentes				
Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	24
	220 kV	1	8	23
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	6	2

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	9	14
	220 kV	2	14	16
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	6	0

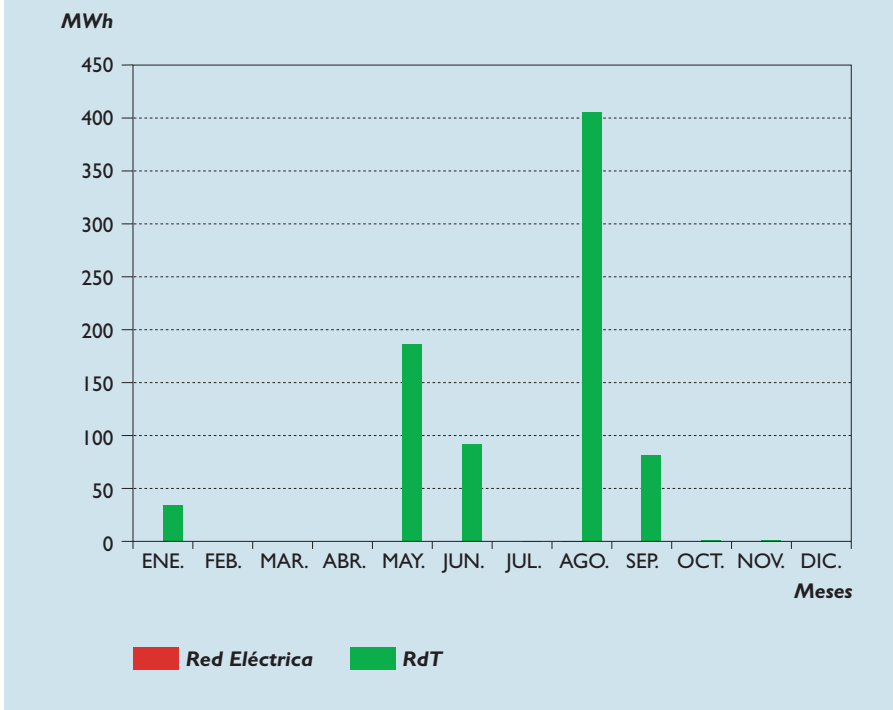
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de diciembre no se ha registrado ningún corte de mercado en la red de transporte.

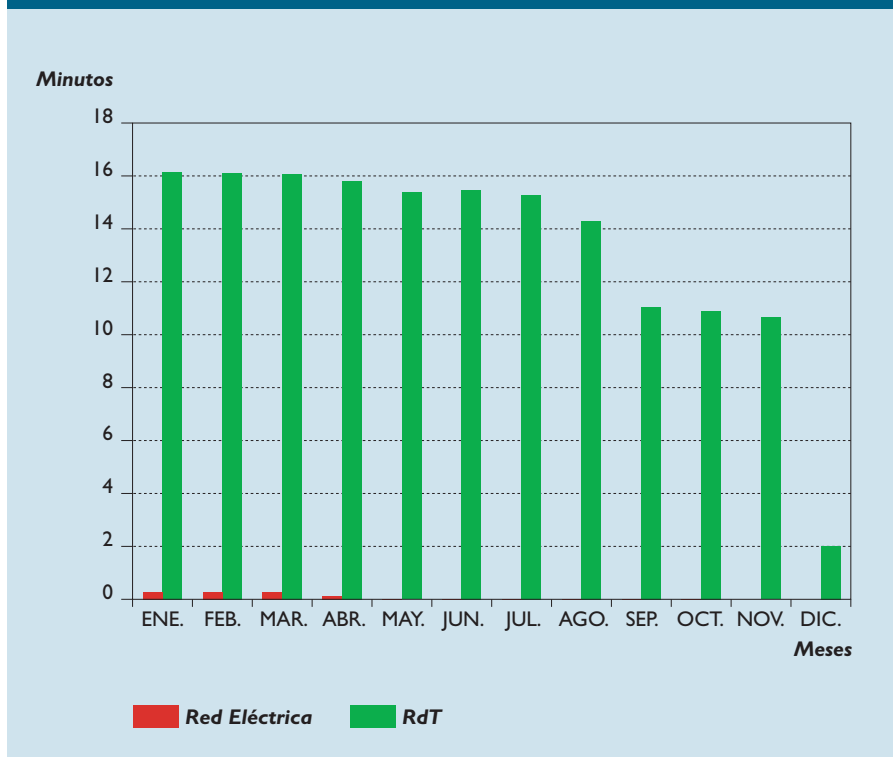
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



Energía No Suministrada, ENS, mide la energía cortada al sistema eléctrico peninsular, MWh, por interrupciones del servicio debidas a incidentes acaecidos en la red de 400 y 220 kV del sistema eléctrico peninsular, RdT.

GRÁFICO 9

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM



El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica de los últimos 12 meses ha sido de 0 minutos y el de la Red de Transporte fue de 2,012 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio acumulado en los últimos 12 meses, TIM, definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = 8760 \times 60 \times (ENS / DA)$$

DA = Demanda anual del Sistema en MWh, últimos 12 meses.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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