

ABRIL 2001



**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: 08-05-2001. Datos provisionales

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



- La demanda de energía eléctrica en el mes de **Abril** alcanzó los **15.482 GWh**, con un crecimiento del **1,9%** respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un **2,6%**.
- Las reservas de agua del conjunto de los embalses se mantiene en niveles elevados. A finales del mes, las reservas representaban el **72,2%** de la capacidad, **7º** valor más alto desde **1965**.
- La energía producible hidráulica de este mes ha sido un **5%** superior al valor característico de este período.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2001		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	4.086	86,1	22.328	182,3	42.262	67,2
<b>NUCLEAR</b>	4.765	2,1	20.366	-2,4	61.704	-0,8
<b>Hulla + Antracita</b>	2.092	-28,8	7.343	-47,0	32.945	-14,4
<b>Lignito Pardo</b>	844	-18,9	3.751	-14,3	13.644	-0,9
<b>Lignito Negro</b>	241	-63,8	753	-77,6	6.450	-19,1
<b>Carbón Importación</b>	838	-24,5	3.450	-26,3	12.371	-4,5
<b>TOTAL CARBÓN</b>	4.015	-30,2	15.297	-41,8	65.410	-10,6
<b>Gas Natural</b>	110	-13,9	654	-57,4	3.501	-5,2
<b>Fuel-Oil</b>	72	-88,6	985	-54,2	4.704	0,4
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	13.048	-2,5	59.630	1,6	177.581	5,0
<b>Consumos Producción</b>	471	-18,5	1.995	-23,3	7.219	-2,6
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	12.577	-1,7	57.635	2,7	170.362	5,4
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	2.621	9,6	10.192	13,5	27.740	9,7
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	15.198	0,0	67.827	4,2	198.102	6,0
<b>Consumos en Bombeo</b>	196	-61,8	1.441	-6,5	4.807	21,3
<b>Saldo Físico I. Internacionales</b>	480	-7,6	395	-74,6	3.282	-39,7
<b>DEMANDA</b>	15.482	1,9	66.781	2,6	196.577	4,3

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	T. Año Móvil
	2000								2001				
Hidroeléctrica	3.345	2.269	1.745	1.752	1.883	1.789	2.487	4.666	6.277	5.636	6.329	4.086	42.264
Térmica Nuclear	5.099	5.470	5.611	5.243	4.222	4.617	5.288	5.788	5.733	4.984	4.883	4.765	61.703
Térmica Convencional	5.386	6.945	7.872	7.420	8.598	7.954	7.400	5.104	4.637	4.061	4.042	4.197	73.616
PRODUCCION BRUTA	13.830	14.684	15.227	14.414	14.703	14.360	15.175	15.558	16.647	14.681	15.254	13.048	177.583
Consumos Producción	578	650	721	680	682	661	677	576	556	485	483	471	7.220
PRODUCCION NETA	13.252	14.034	14.506	13.734	14.021	13.699	14.498	14.982	16.091	14.196	14.771	12.577	170.363
Adquirida Autoprod.	2.238	2.204	2.122	1.922	1.848	2.104	2.356	2.753	2.537	2.370	2.663	2.621	27.738
PROD. TOTAL NETA	15.490	16.238	16.628	15.656	15.869	15.803	16.853	17.735	18.628	16.566	17.434	15.198	198.101
Consumos en Bombeo	618	330	323	246	257	363	451	776	540	307	398	196	4.805
Saldo Internacional	684	174	259	209	341	444	516	261	-38	22	-68	480	3.284
DEMANDA	15.556	16.082	16.564	15.618	15.953	15.884	16.918	17.220	18.050	16.281	16.968	15.482	196.580
% Mensual	6,3	6,8	1,9	6,6	6,4	6,3	4,1	1,3	1,1	3,8	3,6	1,9	-
? % 365 días	6,6	6,6	6,3	6,2	6,2	6,5	5,9	5,5	4,5	4,8	4,9	4,3	4,3

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh ENERO 2001												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	145	1.826	6.765	7.055	171	4.631	78	-	2.789	2.546	3.045	29.051
Térmica Nuclear	4.258	14.911	5.502	38.807	—	—	—	310	—	—	2.356	66.144
Térmica Convencional	2.715	31.686	6.360	3.091	3.616	18.397	26	7.440	1.846	1.237	230	76.644
PROD.TOTAL NETA 1	7.118	48.423	18.627	48.953	3.787	23.028	104	7.750	4.635	3.783	5.631	171.839
Saldo Internacional	850	-585	-38	-5.784	202	4.421	516	1.494	499	-72	-20	1.483
Consumos en Bombeo	127	531	539	636	82	925	88	—	99	14	86	3.127
DEMANDA 2												
Mensual	7.841	47.307	18.050	42.533	3.907	26.524	532	9.244	5.035	3.697	5.525	170.195
Δ %	3,8	4,0	1,2	-3,2	5,2	5,1	4,9	14,0	1,5	2,9	0,9	2,3
Año Móvil	83.053	493.306	194.553	425.194	40.738	298.999	5.859	74.988	50.794	38.063	56.452	1.761.999
Δ %	3,2	2,3	4,6	1,4	-3,0	4,1	3,5	6,1	5,5	5,4	2,0	2,8

1.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P  
 2.- Representatividad por comparación con los valores globales del país (%)

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 programados horarios comprendidos entre los 1.816 MW y 10.252 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 2.014 MW y máximo de 8.673 MW; el fuel-gas tuvo un máximo de 1.256 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 115 MW y un máximo 1.949 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.920 MW y los 4.481 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.390 MW.



GRÁFICO 1

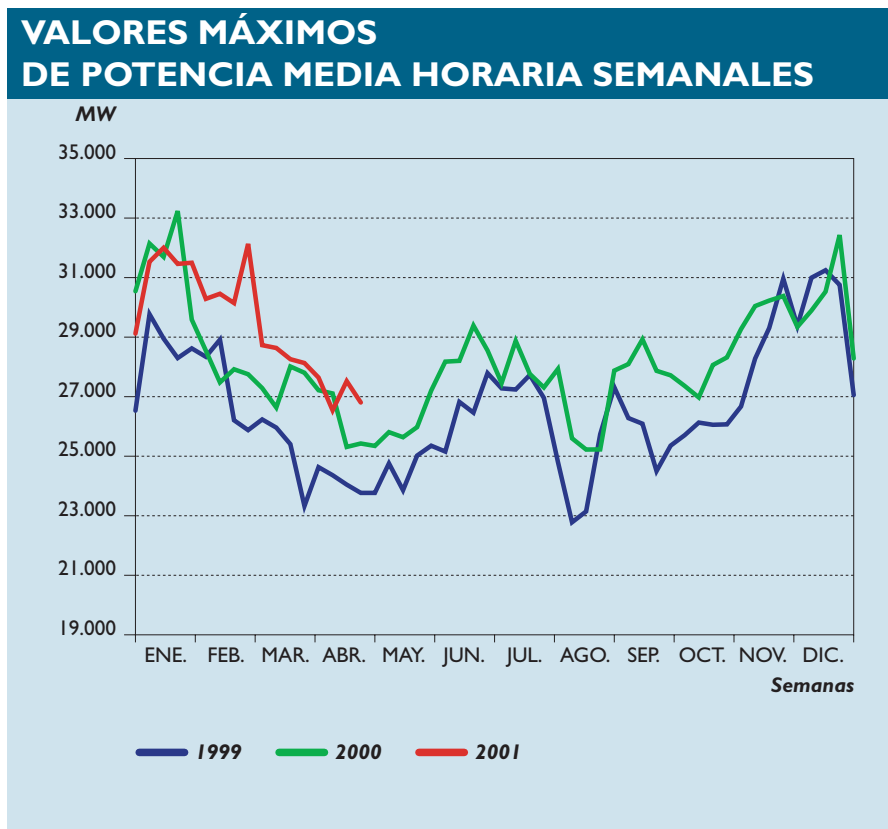


GRÁFICO 2

Las puntas máximas semanales fueron superiores a las del año anterior excepto en la tercera semana del mes.

El valor máximo de potencia media horaria se registró el día 4 con 27.644 MW, valor superior en un 1,6% al máximo registrado en abril del año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 1,9%. En abril, las temperaturas fueron ligeramente más suaves que las del año anterior, restando 0,7 puntos al crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	15.482	1,9
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		-0,7
Efecto Act. Económica y Otros		2,6
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	66.781	2,6
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,3
Efecto Temperatura (3)		-1,5
Efecto Act. Económica y Otros		4,4

(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 (1)

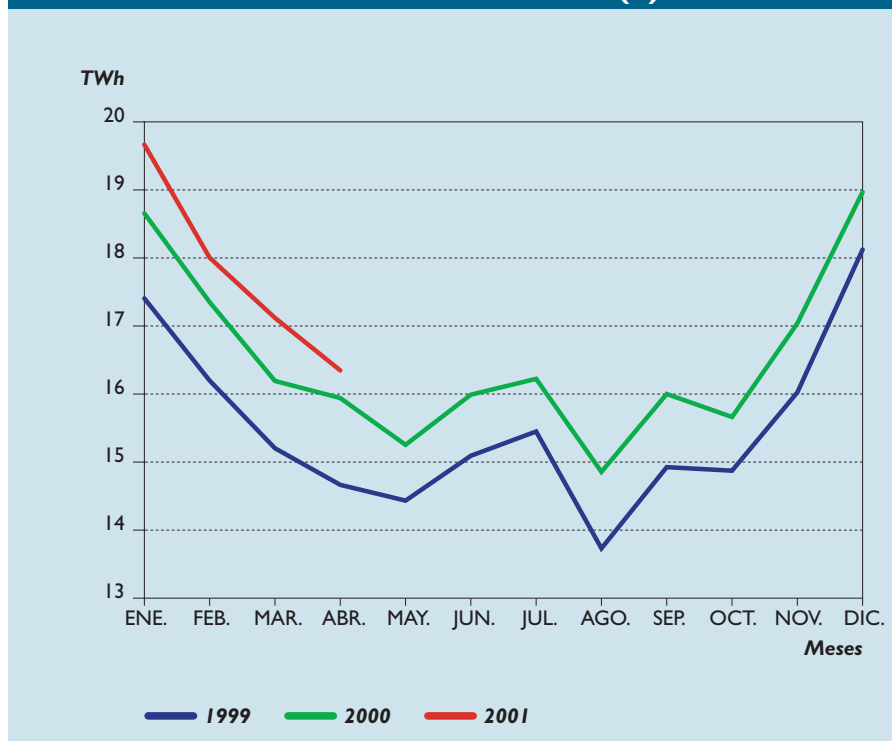


GRÁFICO 3

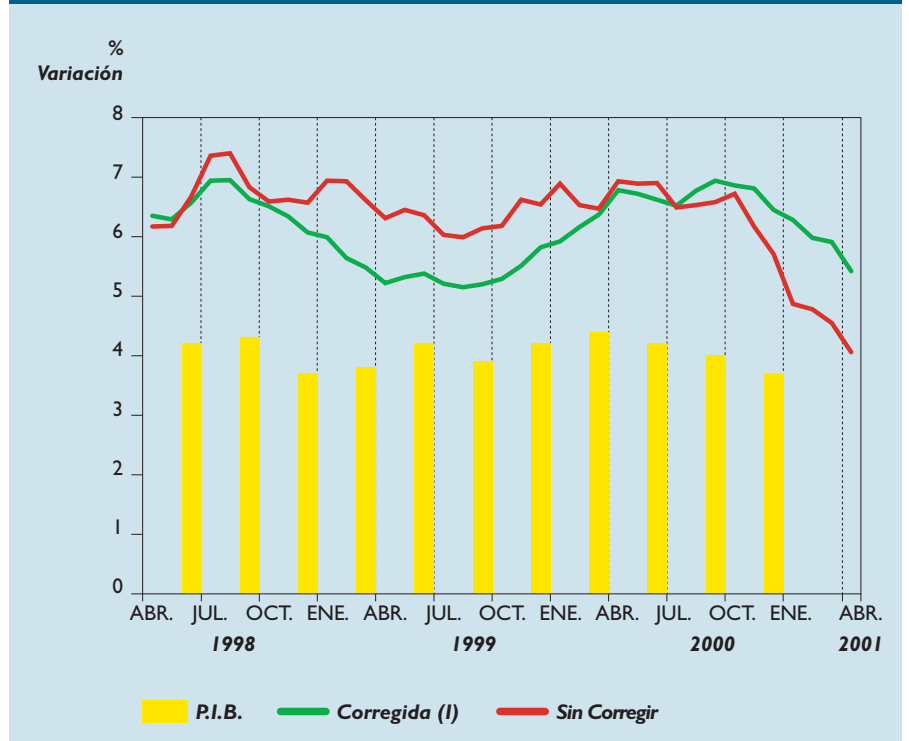
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 2,6%, valor inferior en 6 puntos al crecimiento realizado en abril anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,3%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 5,6% en el mismo periodo, crecimiento inferior en 0,4 puntos respecto al experimentado hasta el mes de marzo.

### VARIACIONES DE LA DEMANDA EN B.C. Año móvil



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

GRÁFICO 4

### TEMPERATURAS DIARIAS

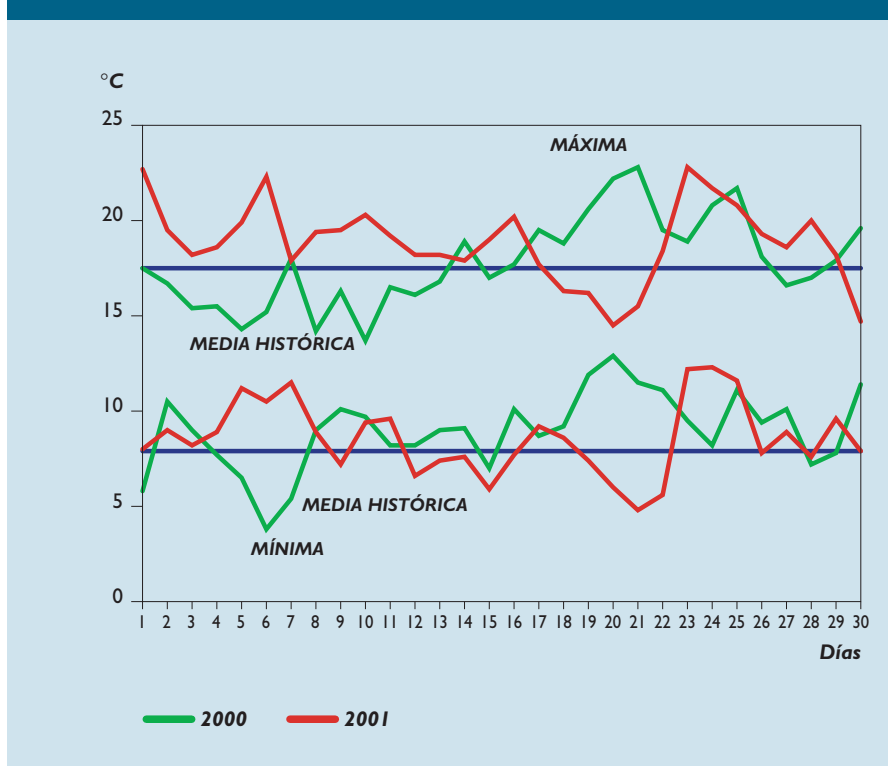


GRÁFICO 5

En el mes, la temperatura media fue superior al valor característico del mes y a la del año anterior. La temperatura media diaria fue de 13,7 °C; 0,3 °C más que en 2000.

El conjunto de las temperaturas máximas fueron superiores en 1,1 °C a las registradas el año anterior, con una temperatura promedio de 18,9 °C; mientras que las temperaturas mínimas fueron ligeramente inferiores a las del año anterior: 8,6 °C este año frente a los 9,0 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 112 GWh, ligeramente superior a los 107 GWh correspondientes a la hidráulicidad diaria característica del mes.

Durante los primeros 12 días del mes se registraron producibles superiores al valor característico diario, mientras que en los restantes días del mes la energía producible fue inferior. Se registró un producible diario mínimo de 72 GWh el día 21, y un máximo de 165 GWh el día 3.

(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 más favorables.

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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (1)

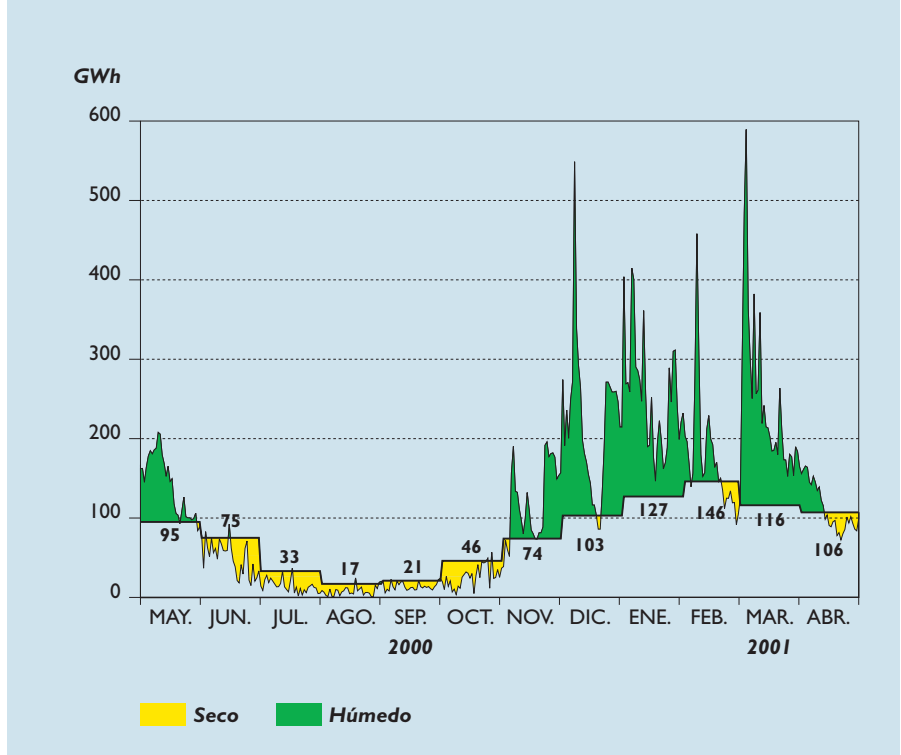


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

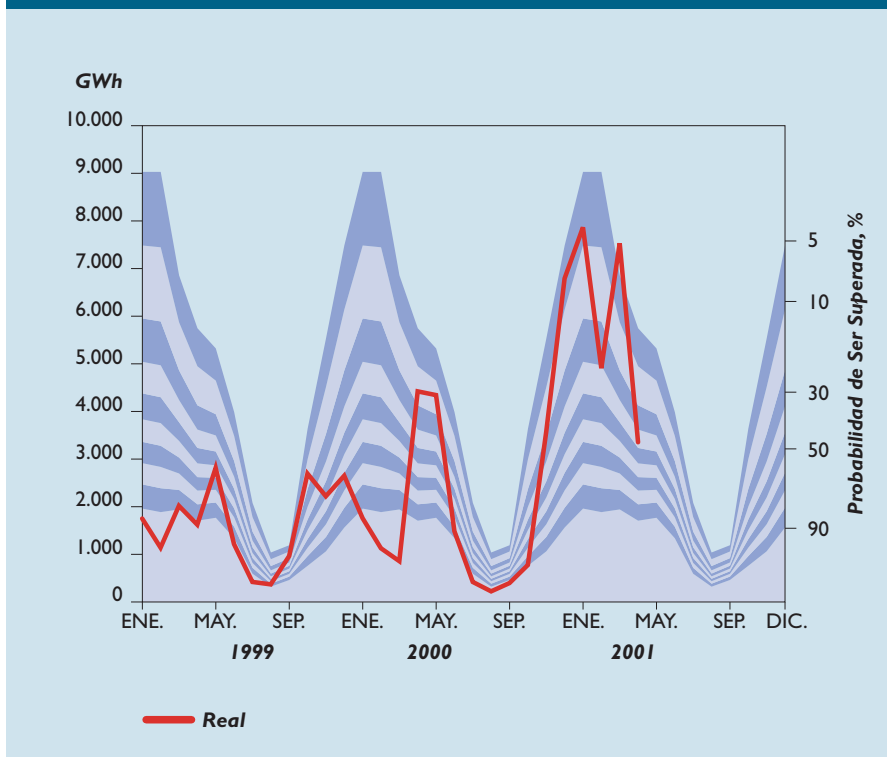


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,05 del año medio, con una probabilidad de ser superado del 34%.

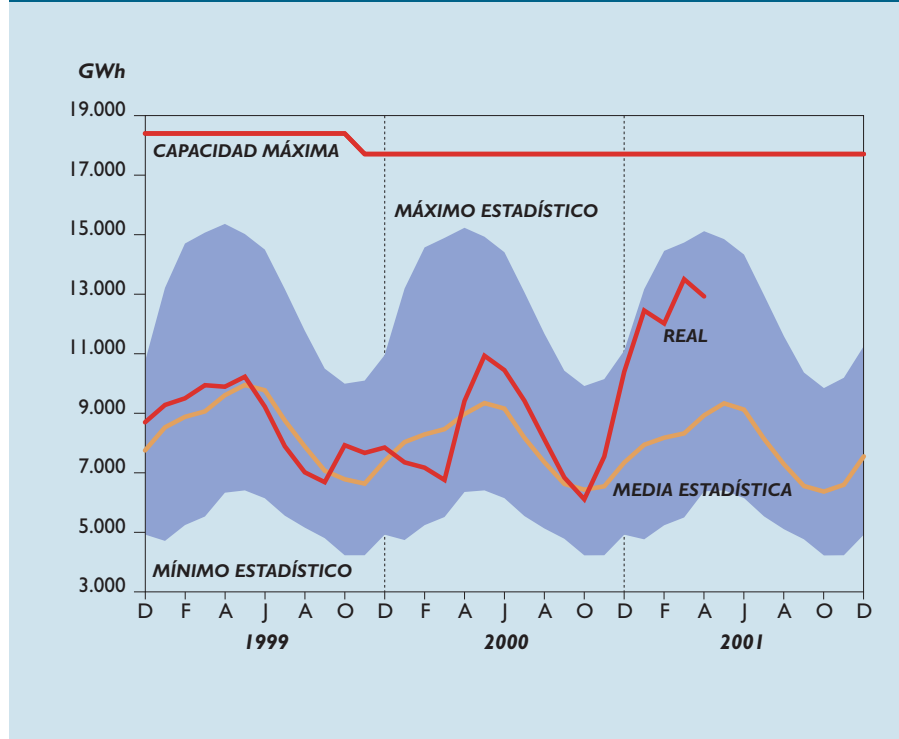
En los cuatro primeros meses del año, el índice de producible hidráulico acumulado es del 1,61, con una probabilidad de ser superado del 9%.

(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 período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 72,2% de su capacidad, superior en 19,1 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

**EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)**

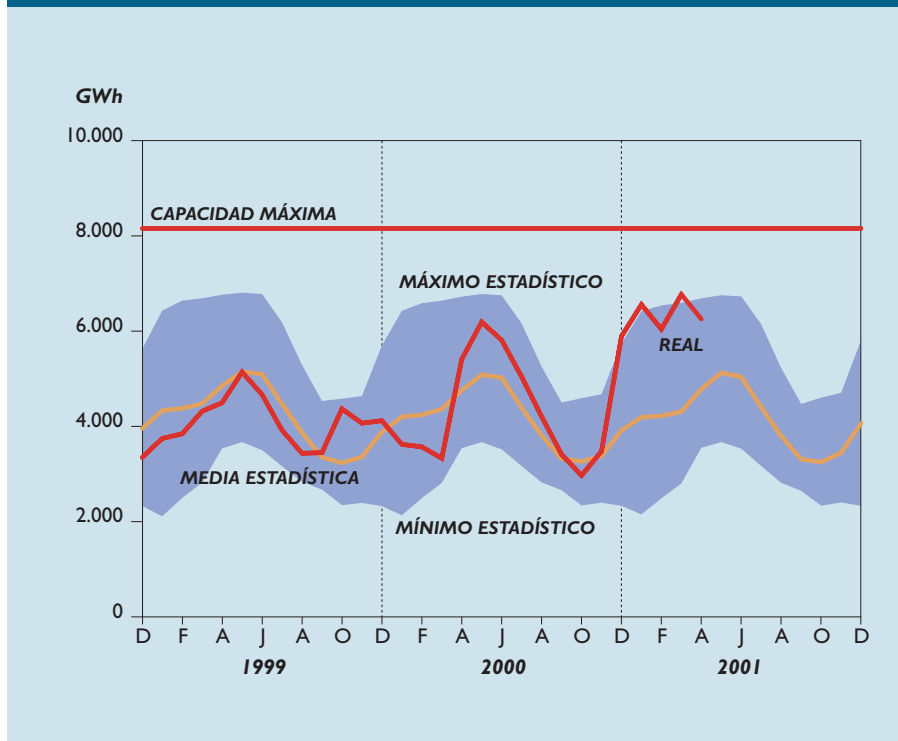


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 74,9%; 6,2 puntos menos que en el mes de marzo de 2001.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 69,8% de su capacidad, inferior en 0,6 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

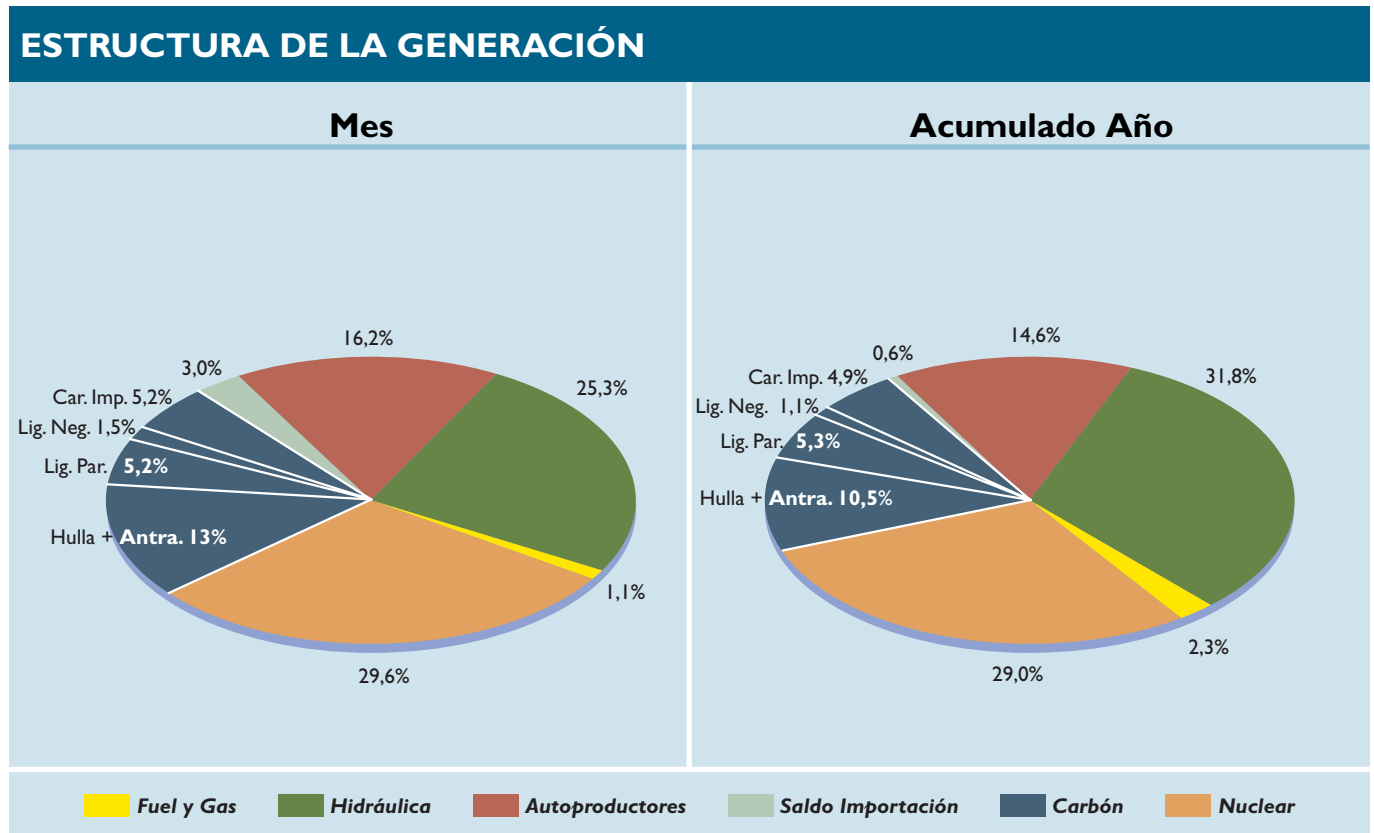
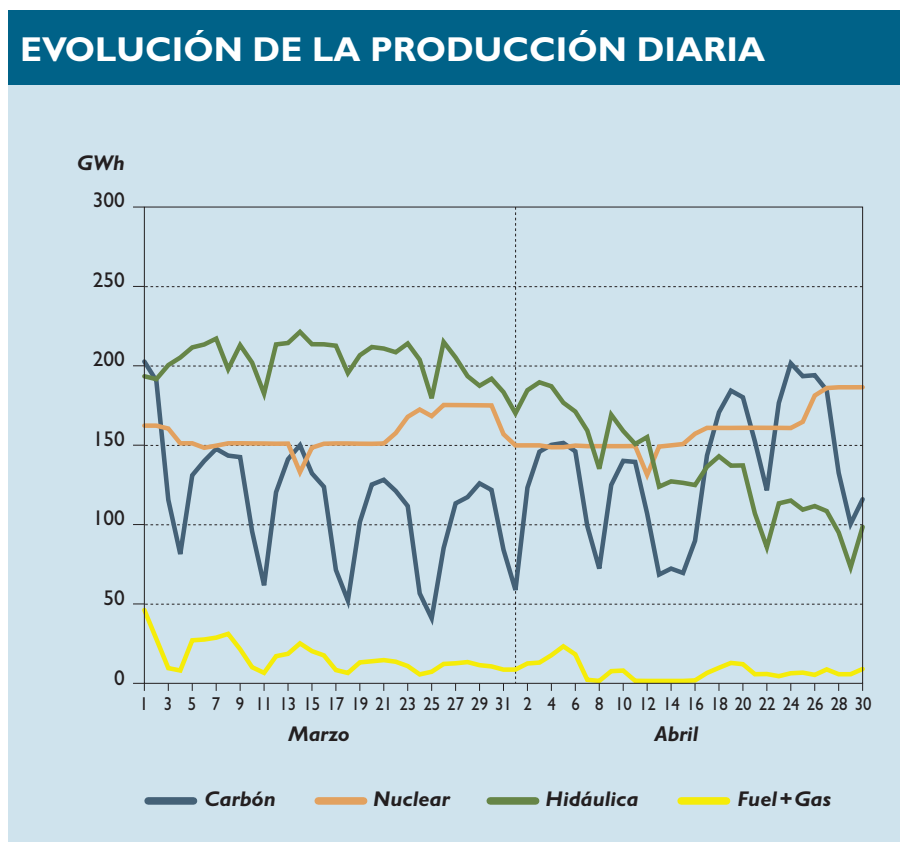


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 202 GWh y un mínimo de 116 GWh; la hidráulica entre 190 GWh y 99 GWh; y la realizada con fuel - gas tuvo un máximo de 22 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 160 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	Abril			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,86	0,14	0,00	0,94	0,06	0,00
Hulla + Antracita	0,91	0,08	0,01	0,96	0,03	0,01
Lignito Pardo	0,74	0,08	0,18	0,92	0,02	0,06
Lignito Negro	0,88	0,12	0,00	0,96	0,03	0,01
Carbón Importación	0,90	0,00	0,10	0,95	0,00	0,05
TOTAL CARBÓN	0,88	0,07	0,05	0,95	0,02	0,03
FUEL + GAS	0,87	0,01	0,12	0,88	0,00	0,12

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

### NUEVAS INSTALACIONES

El día 10, a las 17:59, desaparece la L-220 kV Guardo-Mataporquera, propiedad de EV, al efectuarse entrada y salida de la misma en la nueva S.E. Cillamayor 220 kV. El parque queda en tensión, con los interruptores rígidos sin protecciones. El día 27 acopla a este parque, de configuración en barra simple, la L-220 kV Cillamayor-El Pical, para evacuar la generación del parque eólico.

El día 18, entre las 16:03 y las 17:43, entran en servicio las líneas a 400 kV Rocamora-Pinilla I y Romica-Pinilla I, así como la barra I de S.E. Pinilla 400 kV, propiedad de REE.

### INCIDENTES

El día 4 desconecta la barra 2 en el parque a 400 kV Aragón, coincidiendo con trabajos en la protección diferencial de barras. Se pierden las salidas conectadas y se ocasiona un cero de

tensión en el parque Teruel 400 kV, lo que arrastra la pérdida de 566 MW entre los grupos 2 y 3 de la Central Térmica.

El día 4 desconecta la barra I del parque Begues 220 kV, por causa ignorada, lo que arrastra la pérdida de las posiciones conectadas, a excepción de la salida a Collblanc I, que reengancha satisfactoriamente. Es por lo que el embarrado no llega a perder la tensión. El día 5 se origina un cero de tensión en el parque J.M. Oriol 400 kV, coincidiendo con la maniobra de acoplamiento del Grupo 4. Se pierden las salidas conectadas, así como la generación de los grupos 1 y 2 de la Central, con un total de 296 MW.

El día 8 desconecta, por causa ignorada, una barra en el parque a 220 kV La Grela 2, perdiéndose las salidas a Repsol, Sabón y enlace de barras. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 12 desconecta el grupo 1 de la Central Nuclear de Almaraz, con 969 MW, por fallo en presostato de aceite de turbina. Acopla 7 horas más tarde.

El día 19 se origina un cero de tensión en el parque a 220 kV La Grela 2, coincidiendo con el cierre de la línea a 220 kV La Grela-La Grela 2. Se origina un corte de mercado de 35 MW durante 1 minuto.

El día 20 desconecta la barra 2 del parque a 220 kV Pinar del Rey, al actuar por causa ignorada la protección diferencial de barras. No se pierde posición alguna, al disponer el parque configuración en interruptor y medio. El día 30 se origina un cero en el parque Teruel 400 kV, al desconectar el doble circuito a 400 kV Aragón-Teruel 1 y 2, por fallo de equipo eléctrico. Se pierde la generación del grupo 3 de la Central, con 316 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados es importador por 441 GWh.

Por Francia, EDF y ELECTRABEL, vendieron al mercado por un total de 224 GWh. IBERDROLA, ENRON, ENBW, ENDESA, ENDESA, ELECTRABEL, EDF e HIDROCANTÁBRICO realizaron operaciones de compra por un total de 193 GWh. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 93,5%. A estas operaciones, se añaden las exportaciones realizadas por IBERDROLA y ENDESA mediante contratos bilaterales por 57 GWh.

Por Portugal, REN realizó operaciones de venta 198 GWh. IBERDROLA, a través del mercado y mediante contratos bilaterales exportó 0,9 GWh, e HIDROCANTÁBRICO exportó 0,3 GWh mediante su participación en el mercado.

Con Marruecos, ONE, IBERDROLA y UEF compraron en el mercado 44 GWh. Y por la ejecución de contratos bilaterales IBERDROLA exportó 42 GWh. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 72,0%.

Con Andorra, ENDESA ENERGÍA exportó 20 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

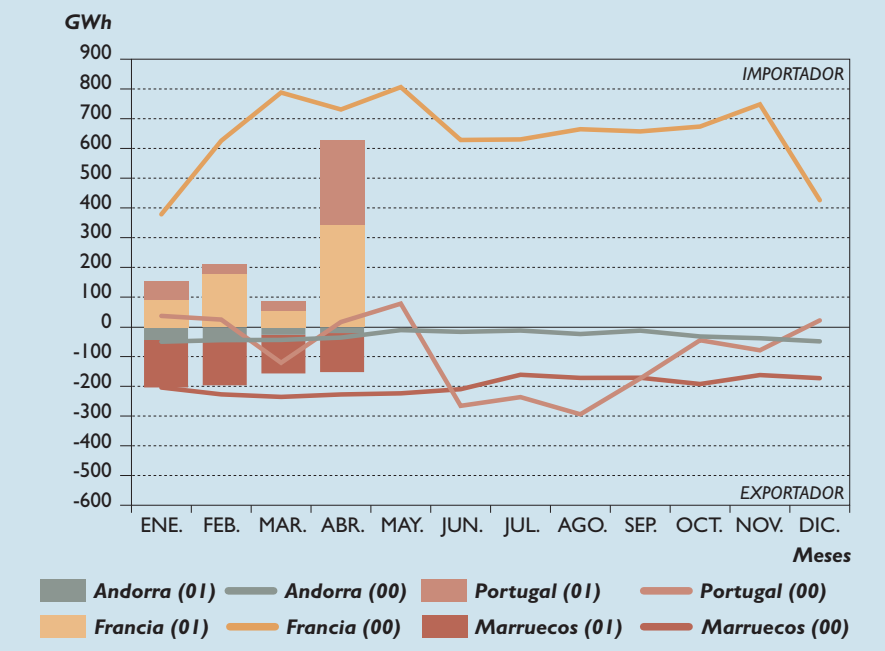


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	19,5	0,0	-19,5
España-Francia	115,1	457,6	342,5
España-Portugal	144,1	432,3	288,2
España-Marruecos	131,8	0,3	-131,5
<b>TOTAL</b>	<b>410,5</b>	<b>890,2</b>	<b>479,7</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)		Energía (3)	
		S/1999	Renovable	No Renov.	
Ene.	14,06	11,32	43,75	56,25	
Feb.	14,56	13,72	43,04	56,96	
Mar.	15,69	19,95	40,22	59,78	
Abr.	16,94	9,60	39,74	60,26	
May.					
Jun.					
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
<b>ACUM.</b>	<b>15,26</b>	<b>13,53</b>	<b>41,63</b>	<b>58,37</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.

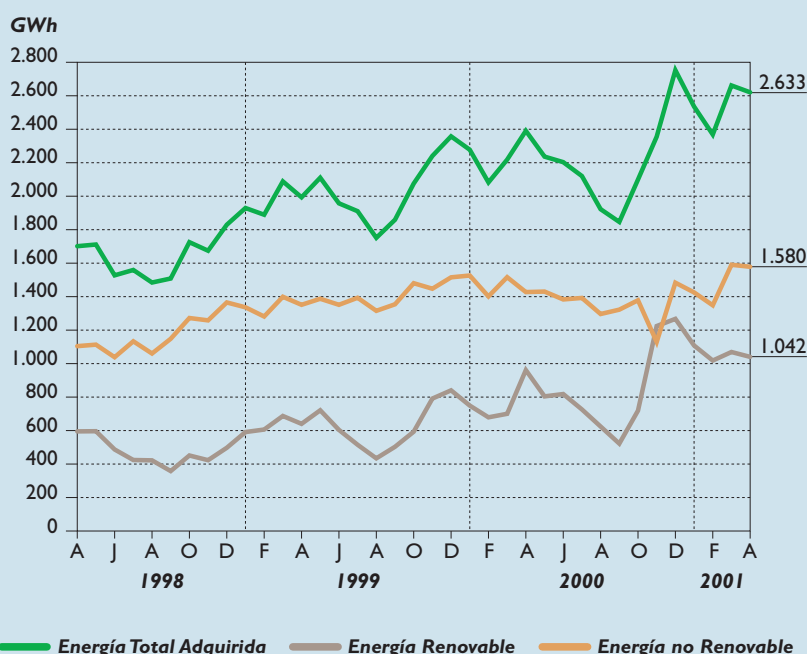


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 3,134 Céntimos €/kWh y mínimo de 1,936 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,079 Céntimos €/kWh y las 0,865 Céntimos €/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

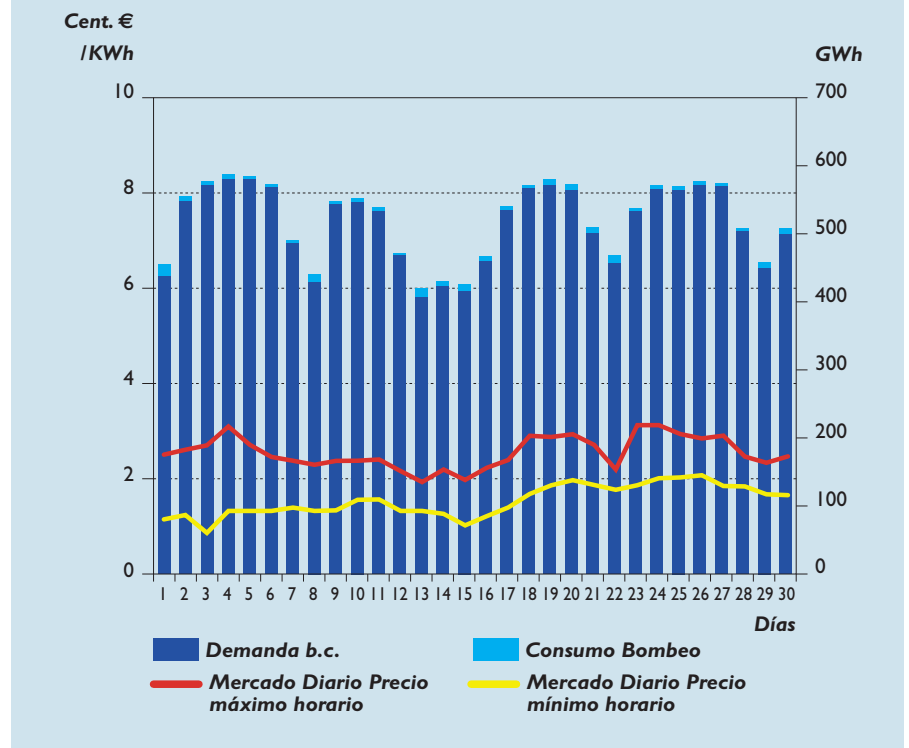


GRÁFICO 14

### 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>12.924</b>	<b>80,2</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>8.299</b>	<b>51,5</b>
- Producción Interior	12.343		- Mercado Diario	8.274	
- Importación	581		- Mercados Intradiarios	25	
Francia	425		<b>Comercializadoras</b>	<b>4.389</b>	<b>27,2</b>
Portugal	156		- Mercado Diario	4.247	
Bélgica	0		- Mercados Intradiarios	142	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>302</b>	<b>1,9</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	197		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>265</b>	<b>1,6</b>
- Importación	105		<b>Exportación</b>	<b>308</b>	<b>1,9</b>
Francia	51		- Portugal	1	
Portugal	54		- Marruecos	90	
Marruecos	0		- Andorra	21	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-35</b>	<b>-0,2</b>	- Francia	196	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>25</b>	<b>0,2</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-45</b>	<b>-0,3</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>13.216</b>	<b>82,1</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>13.216</b>	<b>82,0</b>
Contratos Bilaterales (2)	287	1,8	Contratos Bilaterales (2)	287	1,8
Energía programada en Régimen Especial	2.622	16,3	Energía adquirida al Régimen Especial	2.622	16,3
<b>TOTAL</b>	<b>16.125</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>16.125</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

Abril 2001

- Ninguna línea de 400 kV ha superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, ni una carga media superior al 50%
- Tan solo dos transformadores de la red han superado una carga media del 70%.

### 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)	14.903,0	16.757,2	123,5
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	620	1.439	9
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	106	432	-
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	20	-	36
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-	-
<b>Submarinos (2)</b>	Longitud (km)	13,2	-	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	10	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2,06	78,80	-

(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.

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)	14.643,0	260,0
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	493	127
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	38	68
	MVA	19.613	26.824
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	19	1
	MVAr	2.850	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)	4.280,2	74,7	12.477	48,8
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	185	3	1.254	6
<b>Transformación</b>	Nº unidades	1	-	431	-
	MVA	63	-	43.444	-
<b>Reactancias</b>	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
<b>Cable</b>	Nº Circuitos	-	-	18	-
<b>Subterráneo</b>	Long. (km)	-	-	78,8	-

CUADRO 3



En 400 kV ninguna línea ha superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, ni ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, la línea cuya carga media han superado el 60% de su capacidad térmica de invierno ha sido: Pierola-Can Jardí.

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.

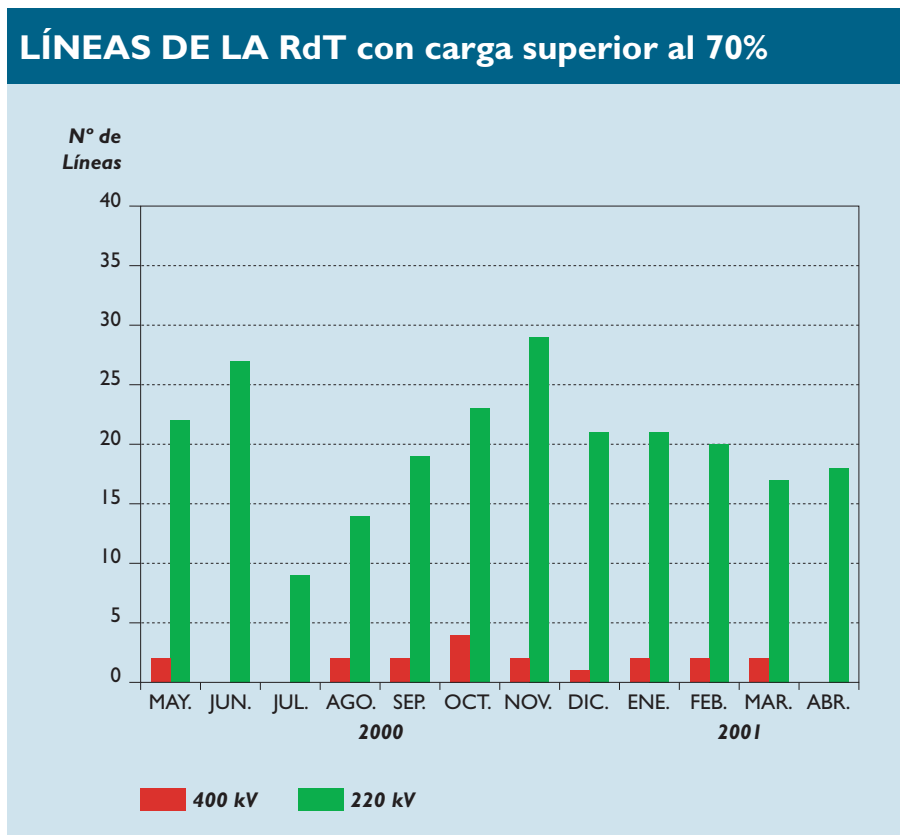


GRÁFICO 1

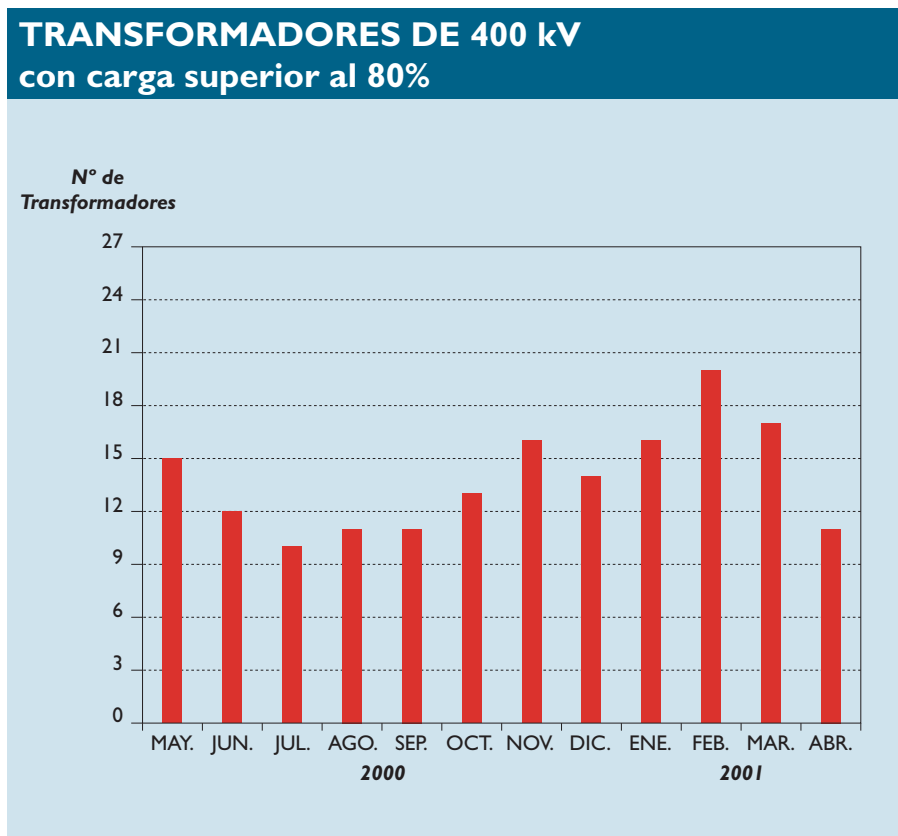


GRÁFICO 2

Este mes han sido dos los transformadores que han superado una carga media del 70%: Guillena, autotransformador 5 y San Sebastián de los Reyes, autotransformador 3.

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.

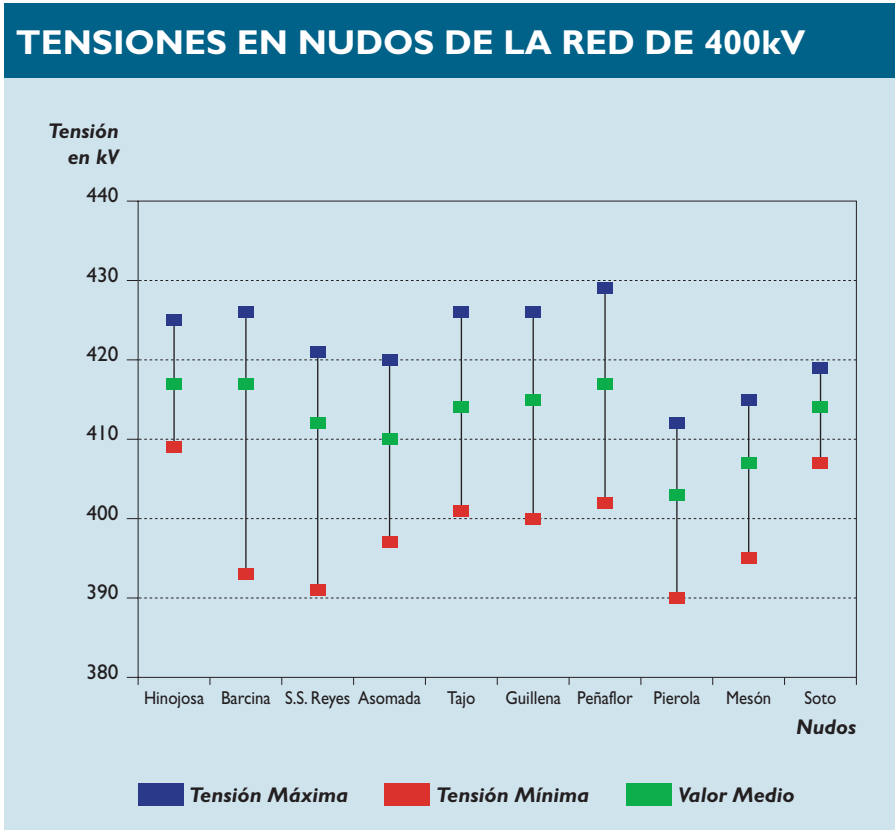
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



### 3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

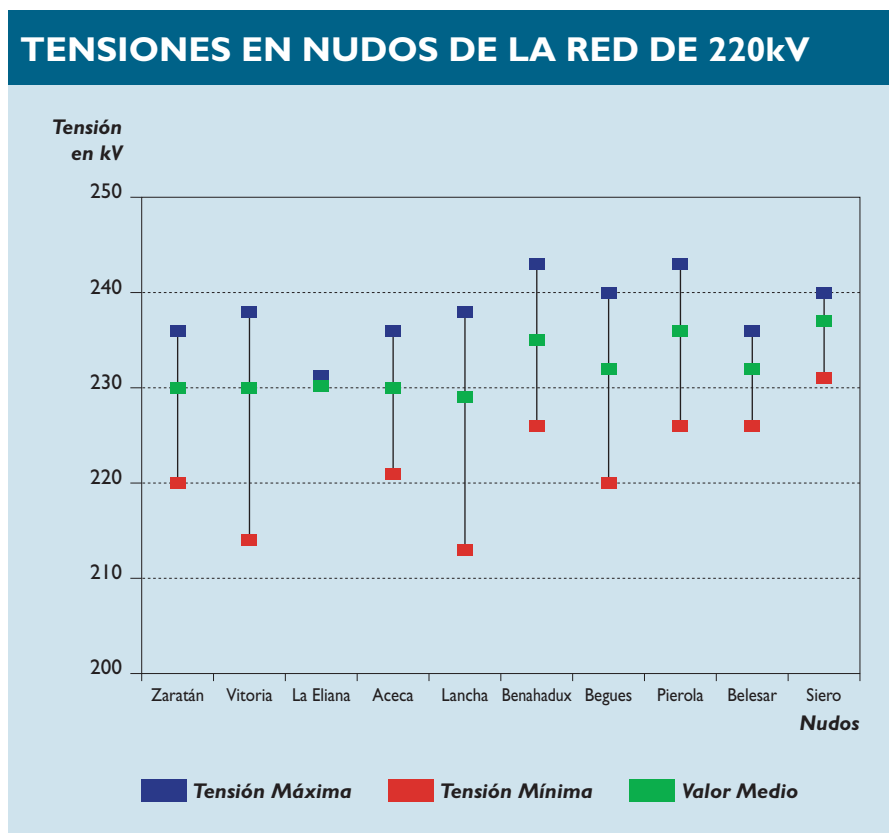
Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 433 kV de La Serna y Velilla; y los 382 kV de Azpeitia.

Cabe citar que en la subestación de La Serna, la tensión han sido superior a 430 kV durante 2 horas.



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, en la subestación de Escatrón se ha superado los 240 kV durante más de 150 horas.

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

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Aragón-Ascó I, para la limpieza manual del aislamiento y sustituir cadenas de aisladores.
- Línea de 400 kV Ascó-Pierola, para reparar componentes de las líneas.
- Línea de 400 kV Cofrentes-Benejama, para mantenimiento.
- Línea de 400 kV Peñafior-La Serna, para tendido de fibra óptica, para ampliar la Red de Telecomunicaciones.
- Línea de 400 kV Trillo-Loeches, para construir un entronque en la subestación de Anchuelo, realizar tendido de fibra óptica y mantenimiento preventivo.

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

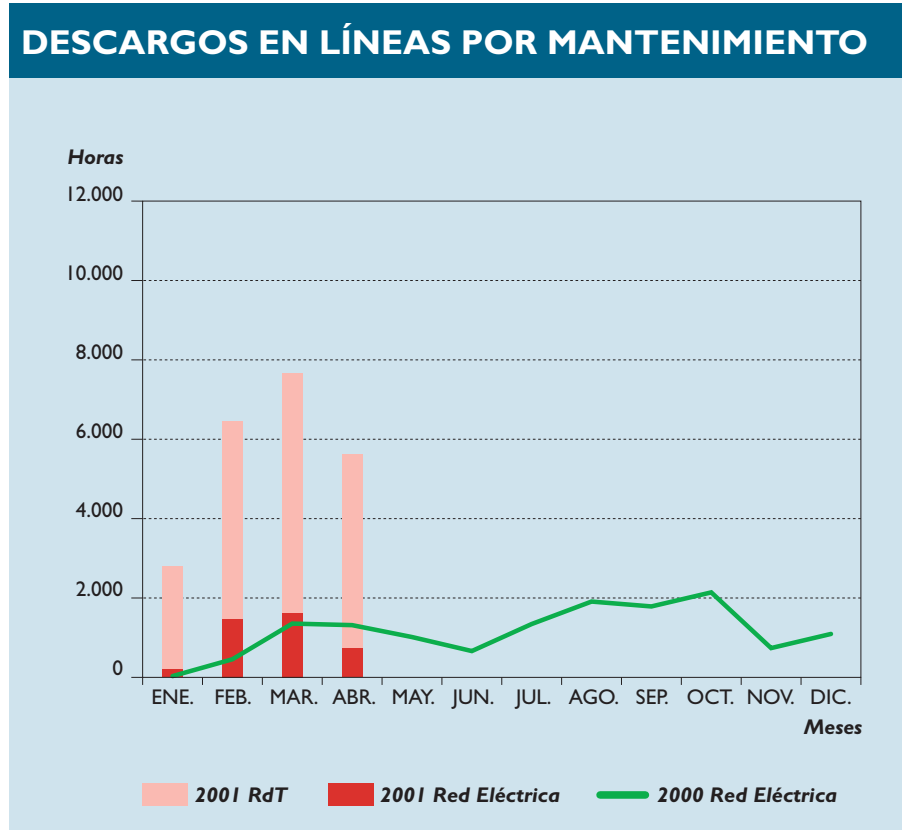


GRÁFICO 5

### 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>	11	531,4	14	2.079,4	6	309,7	1	685,6
<b>220 kV</b>	5	197,9	3	1.046,3	0	0	0	0,0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0,0	1	7,8	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 400 kV Pinar del Rey-Tarifa, a solicitud de la "ONE" para realizar trabajos en la zona de Marruecos.
- Línea de 220 kV Belesar-La Lomba, por solicitud de terceros se construye una variante entre los apoyos 209 y 212.
- Línea de 220 kV Puertollano-Guadame, descargo predictivo de la línea.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Asco, posición de Aragón, para revisión ordinaria de toda la posición y corregir fugas en el interruptor.
- Subestación de 400 kV Barcina, posición Itxaso, para realizar una revisión ordinaria de la posición y revisar el mando del interruptor.
- Subestación de 400 kV Pierola, posición transformador de potencia, para revisión ordinaria del transformador y del aparellaje.
- Subestación de 400 kV Robla, posición transformador, para recablear el armario de mando del ventilador y revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Serna, posición Barcina, por necesidad en la construcción de una caseta de relés en la proximidad 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.

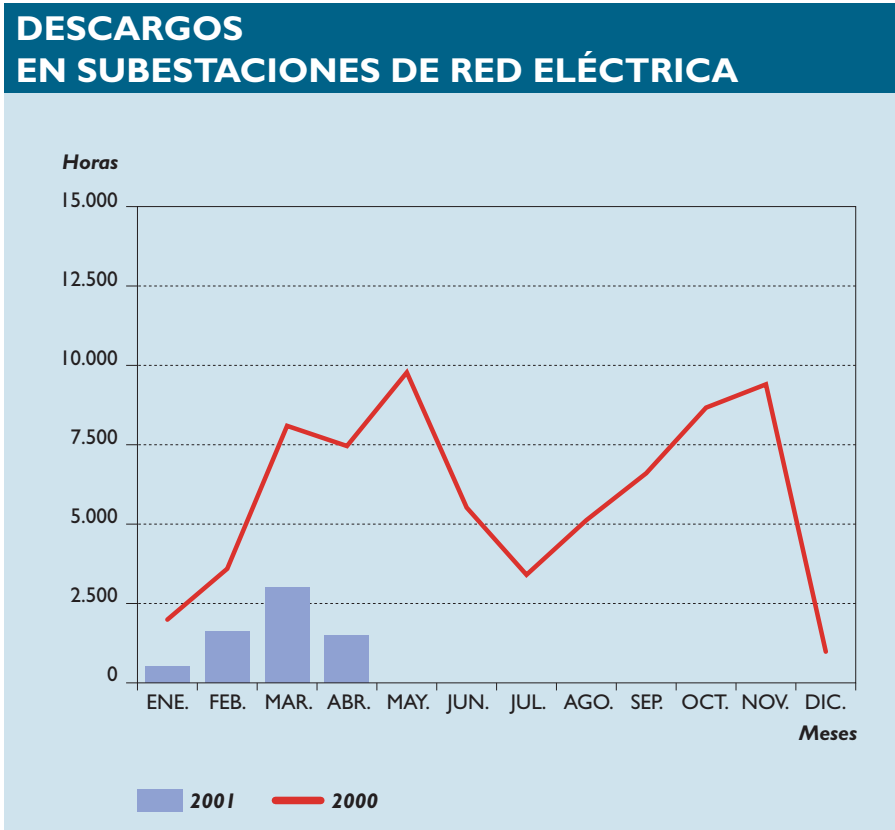


GRÁFICO 6

**DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA**

**Horas de Interrupción por Mantenimiento**

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	987	326	1.313
<b>Barras</b>	175	0	175
<b>TOTAL</b>	<b>1.162</b>	<b>326</b>	<b>1.488</b>

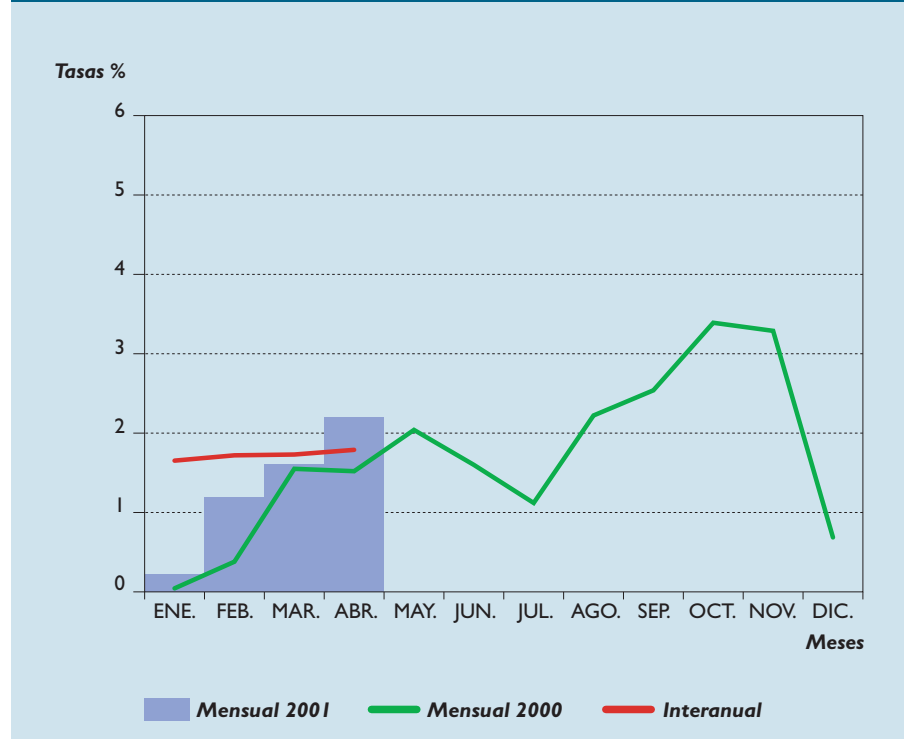
CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Sentmenat, posición transformador de potencia, para revisión ordinaria de la máquina y realizar mediciones de control.
- Subestación de 400 kV Tajo de la Encantada, posición transformador de potencia, para montaje de un nuevo tubo distribuidor de aceite en la reactancia y reparar un relé Bucholz.
- Subestación de 400 kV Asco, posición Pierola, para renovar transformadores de tensión capacitivos y reparaciones de la cubierta de la caseta de relés.

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



**EVOLUCIÓN DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA**



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
Mantenimiento Preventivo	0,414	0,637
Indisponibilidades Fortuitas	0,010	0,078
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,424</b>	<b>0,715</b>
Por Otras Causas	1,776	1,075
<b>TOTAL</b>	<b>2,200</b>	<b>1,790</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**

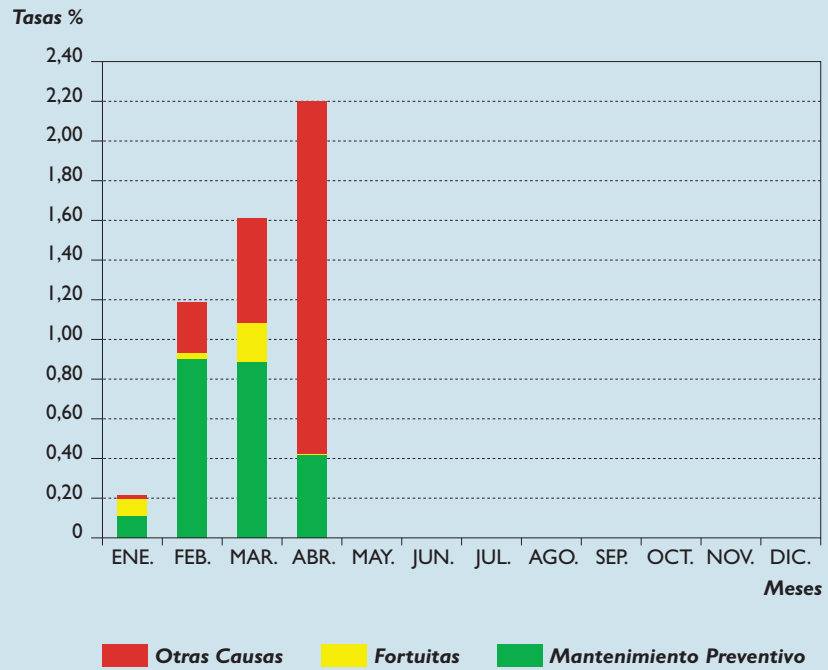
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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 Líneas	Fallo Subestaciones	Agentes Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	34	0	0
	220 kV	48	4	4
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	1

Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	0	14	20
	220 kV	1	30	25
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de abril se han registrado dos cortes de mercado, los dos en Galicia, uno por el disparo de una línea de REE, debido a causas desconocidas, de 60 MWh, y el otro en instalaciones de la RdT ajenas a REE, debido al fallo de un equipo, de 0,58 MWh.

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.

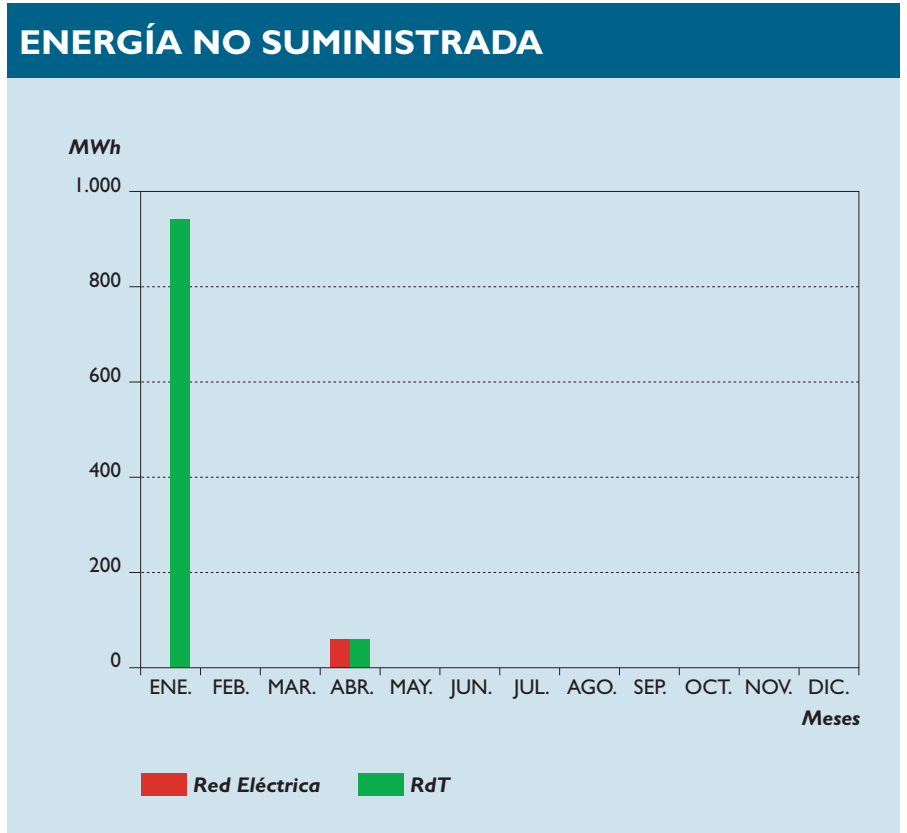


GRÁFICO 9

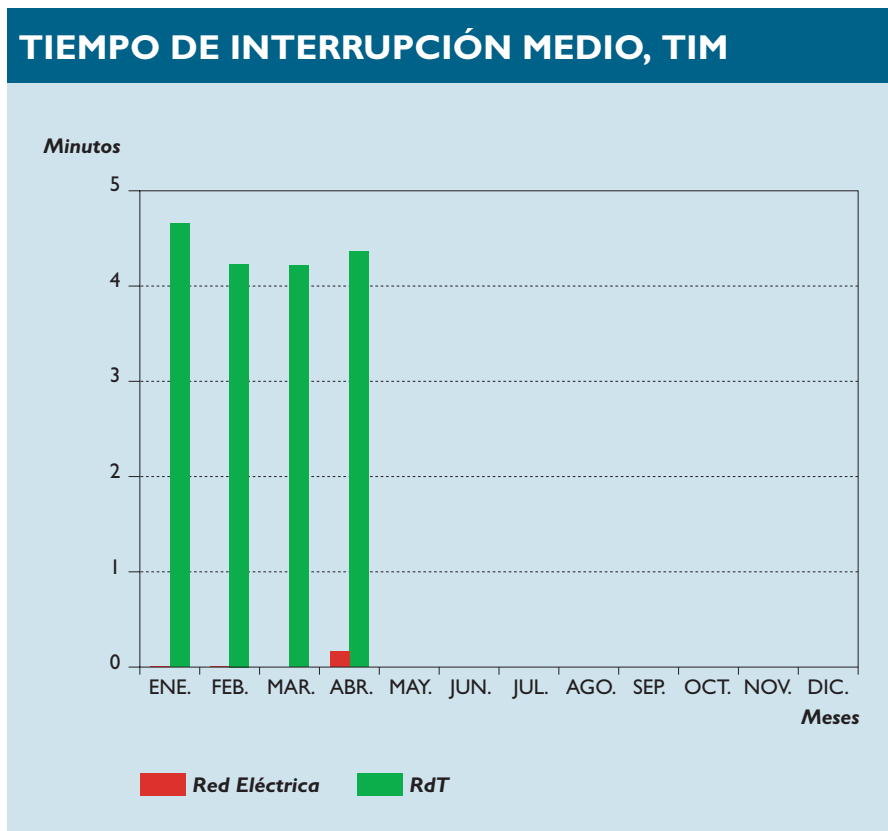


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de REE de los últimos 12 meses ha sido de 0,160 minutos y el de la RdT fue de 4,364 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.

