



# Informe Mensual

MAYO 2004



**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: 31-05-2004. Datos provisionales

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S. L.

Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de mayo alcanzó los 18.346 GWh, con un crecimiento del 3,9% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 2,8%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 0,7% por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 61,7% de su capacidad total, tercer valor más alto registrado en un mes de mayo desde los últimos cinco años.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2004		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	3.152	-8,1	15.568	-26,6	33.125	-5,4
<b>NUCLEAR</b>	5.024	0,5	26.541	3,5	62.602	-2,3
<b>Hulla + Antracita</b>	2.965	4,4	15.259	15,1	38.549	10,2
<b>Lignito Pardo</b>	1.358	9,7	6.407	23,6	15.317	8,8
<b>Lignito Negro</b>	481	-5,4	3.101	4,2	8.314	0,1
<b>Carbón Importación</b>	803	-13,2	5.226	-1,6	13.066	-0,7
<b>TOTAL CARBÓN</b>	5.608	1,7	29.993	12,2	75.247	6,7
<b>Gas Natural</b>	2.237	151,7	10.786	160,8	25.341	92,6
<b>Fuel-Oil</b>	145	-22,7	982	3,7	4.302	-13,3
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	16.166	7,6	83.869	6,6	200.617	6,9
<b>Consumos Producción</b>	682	13,1	3.343	10,3	8.359	5,9
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	15.484	7,4	80.527	6,5	192.258	6,9
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.555	5,5	18.878	7,2	40.889	7,1
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	19.039	7,1	99.405	6,6	233.146	7,0
<b>Consumos en Bombeo</b>	390	46,8	1.724	-5,3	4.571	-25,5
<b>Saldo Internacional</b>	-303	-	-1.780	-	-949	-
<b>DEMANDA</b>	18.346	3,9	95.900	4,4	227.626	6,0

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	T. Año Móvil *
	2003						2004						
Hidroeléctrica	2.339	2.030	1.612	1.784	2.001	3.070	4.739	3.521	3.195	2.950	2.750	3.152	33.143
Térmica Nuclear	4.660	5.652	5.556	4.338	4.743	5.532	5.744	5.692	5.347	5.151	5.328	5.024	62.767
Térmica Convencional	9.641	10.274	10.007	10.010	9.378	7.537	6.620	8.035	8.523	9.710	7.503	7.989	105.227
PRODUCCION BRUTA	16.640	17.956	17.175	16.132	16.122	16.139	17.103	17.248	17.065	17.811	15.581	16.166	201.138
Consumos Producción	727	784	766	718	694	673	668	691	673	707	590	682	8.373
PRODUCCION NETA	15.913	17.172	16.409	15.414	15.428	15.466	16.435	16.557	16.392	17.104	14.991	15.484	192.765
Adquirida Autoprod.	2.908	2.960	2.554	2.883	3.443	3.492	3.909	4.129	3.421	3.947	3.826	3.555	41.027
PROD. TOTAL NETA	18.821	20.132	18.963	18.297	18.871	18.958	20.344	20.686	19.813	21.051	18.817	19.039	233.792
Consumos en Bombeo	416	420	472	437	390	322	400	405	276	339	314	390	4.581
Saldo Internacional	409	237	123	160	55	-24	-119	-316	-297	-230	-635	-303	-940
DEMANDA	18.815	19.950	18.614	18.021	18.536	18.612	19.825	19.966	19.239	20.481	17.868	18.346	228.273
Δ % Mensual	8,4	8,1	12,4	6,3	5,5	4,6	7,7	-0,8	2,9	11,1	5,6	3,9	-
Δ % 365 días	3,2	3,5	4,5	4,8	4,9	5,3	6,2	5,7	4,7	5,2	6,0	6,0	6,0

(\*) El año móvil se corresponde con la suma de los últimos doce valores mensuales.

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh ENERO 2004												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	158	2.137	4.051	6.922	427	3.217	90	0	2.134	1.481	2.426	23.043
Térmica Nuclear	4.335	15.043	5.461	41.769	-	-	0	315	0	0	2.413	69.336
Térmica Convencional	2.913	33.790	11.174	7.461	3.858	21.050	295	8.313	2.468	2.214	262	93.798
PROD.TOTAL NETA I	7.406	50.970	20.686	56.152	4.285	24.267	385	8.628	4.602	3.695	5.101	186.177
Saldo Internacional	757	-1.845	-316	-6.086	240	4.156	243	1.573	989	434	933	1.079
Consumos en Bombeo	150	771	405	735	67	936	96	0	227	37	122	3.546
DEMANDA 2												
Mensual	8.013	48.354	19.966	49.331	4.458	27.487	532	10.201	5.364	4.092	5.912	183.710
Δ %	-0,4	0,1	-0,8	2,3	2,0	0,6	-2,9	4,1	7,2	1,5	3,3	1,2
Año Móvil	84.309	506.764	224.040	453.389	50.188	319.784	6.110	109.577	51.686	43.155	60.543	1.909.535
Δ %	0,2	1,4	5,7	3,8	4,1	3,0	1,3	0,7	2,5	4,3	3,5	2,9
I.- Incluye autoprodutores 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 programados horarios comprendidos entre los 1.623 MW y 8.949 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 4.962 MW y máximo de 8.310 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.505 MW y un máximo de 6.086 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 550 MW y un máximo 1.600 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.141 MW y los 7.044 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.505 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

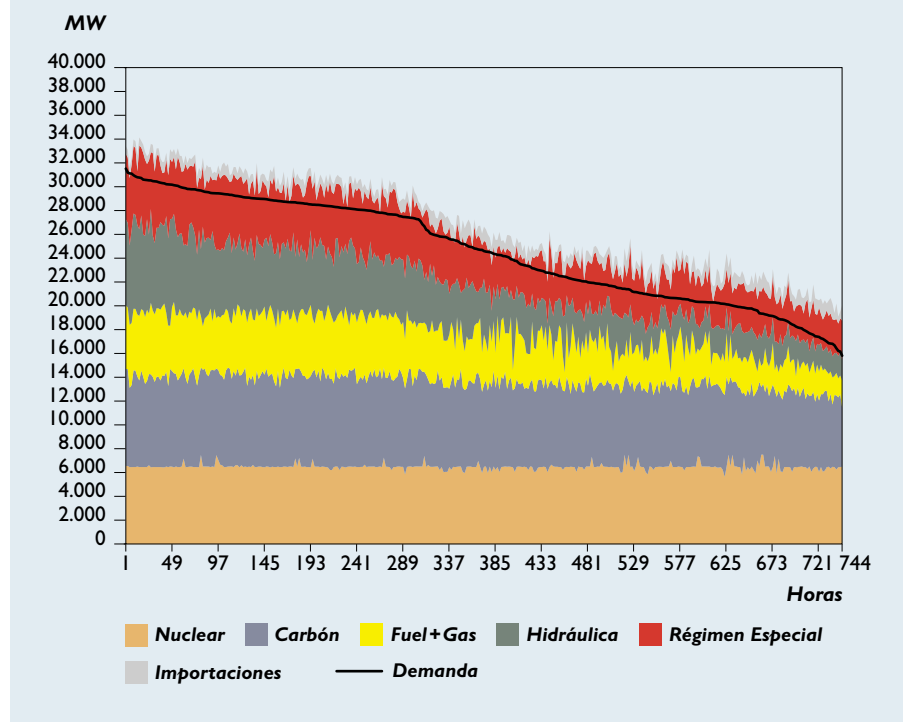


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

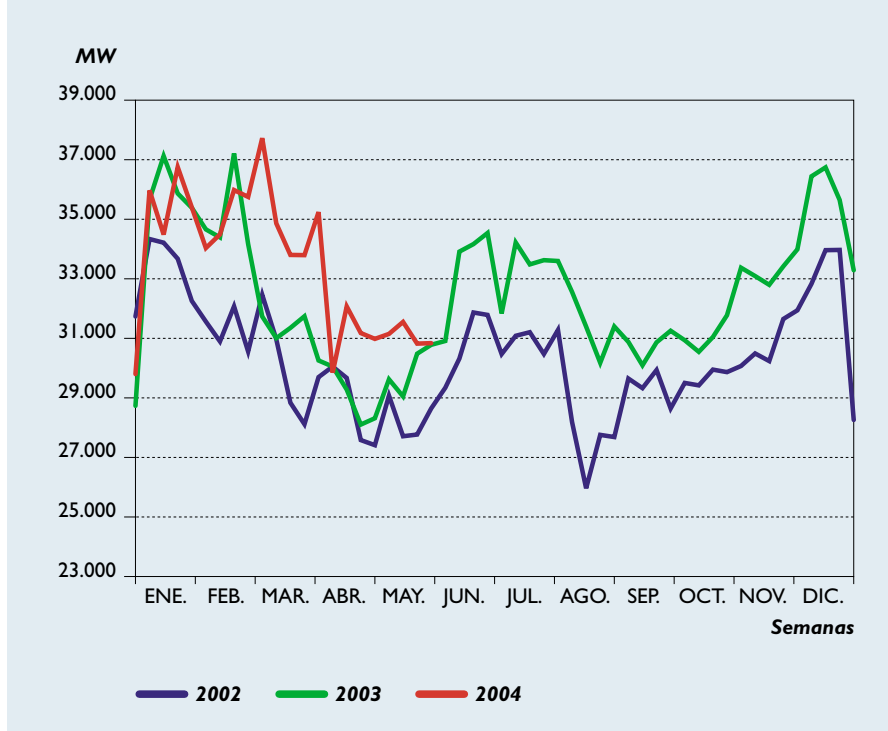


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 11 con 31.554 MW a las 13 horas. Este valor es superior en 770 MW al máximo registrado en el mes de mayo de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. aumentó un 3,9%. En mayo, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, sumando 0,5 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,6 puntos positivos.

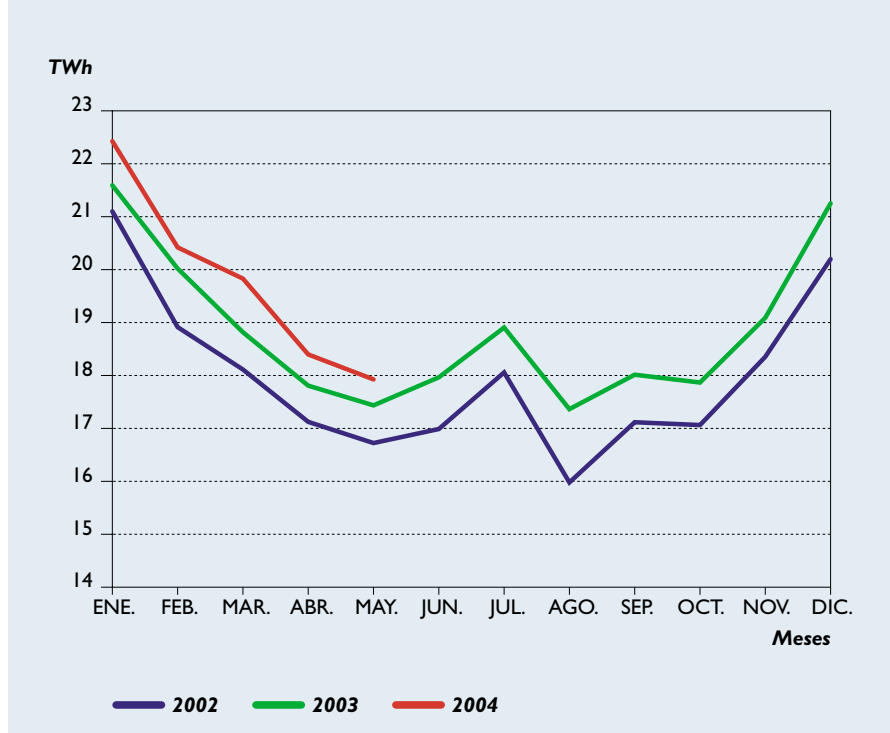
DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.346	3,9
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,6
Efecto Temperatura (3)		0,5
Efecto Act. Económica y Otros		2,8
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	95.900	4,4
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,8
Efecto Temperatura (3)		0,2
Efecto Act. Económica y Otros		3,4

- (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 periodo 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)



La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 2,8%, inferior en 1,5 puntos al crecimiento experimentado en mayo del año anterior.

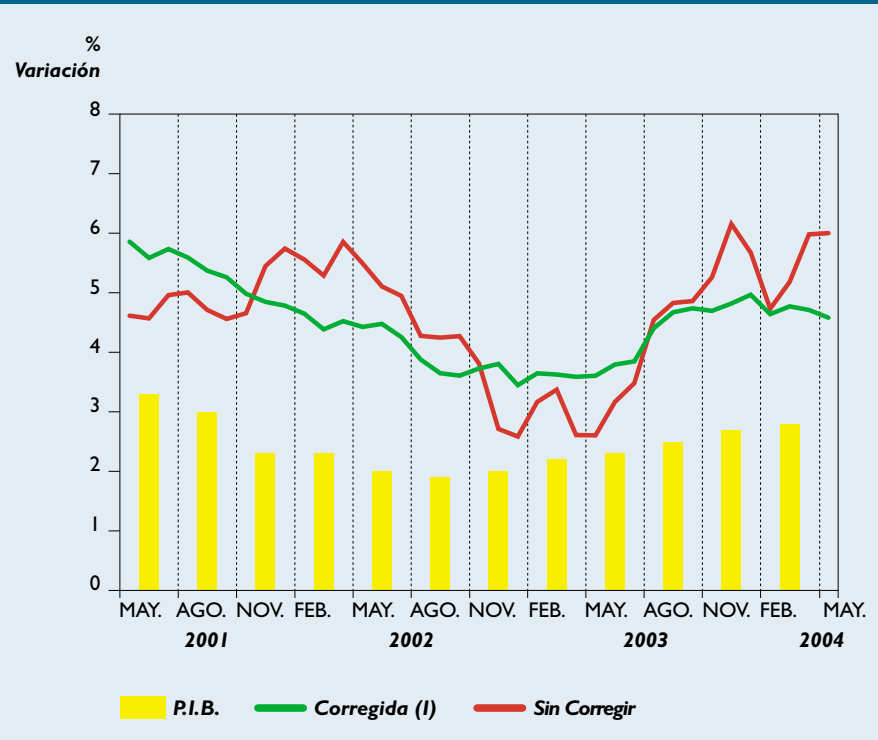
(I) Demanda con temperatura media en un mes tipo.

GRÁFICO 3



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 6%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,6% en el mismo período. Este crecimiento es similar al experimentado el mes anterior.

### 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

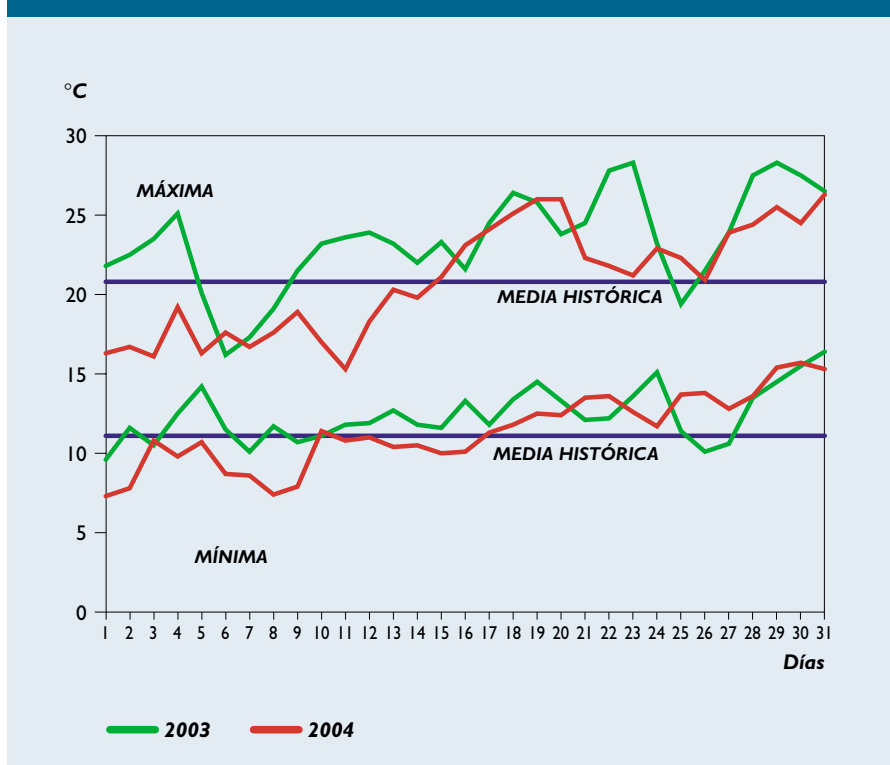


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior y similares al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de mayo fue de 16,1 °C, inferior en 1,8 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las registradas en mayo de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 20,9 °C, inferior a los 23,4 °C registrados en mayo del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 11,4 °C frente a los 12,4 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 99 GWh, superior en 4 GWh al valor característico de un mes de mayo.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes similar a la media, registrándose un producible mínimo de 43 GWh el día 1 y un máximo de 155 GWh el día 14.

(I) «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 (I)

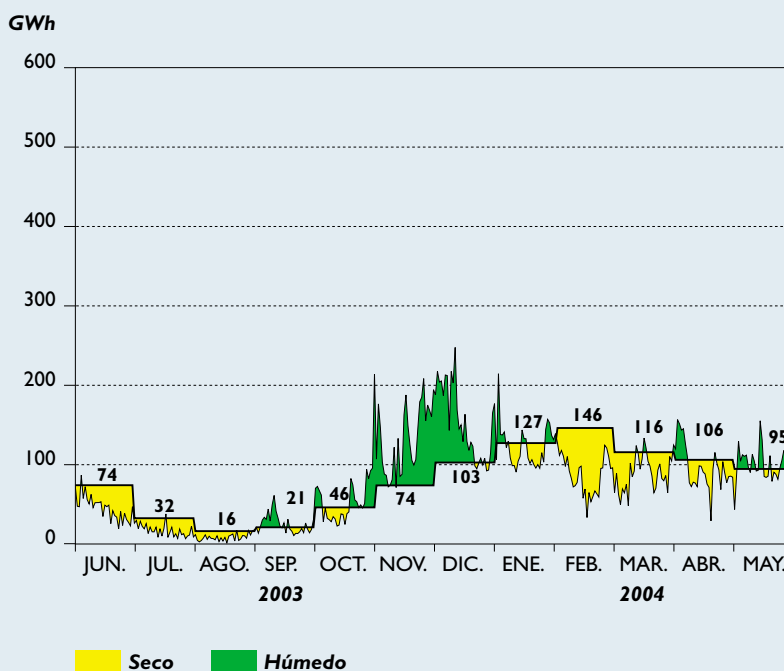


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

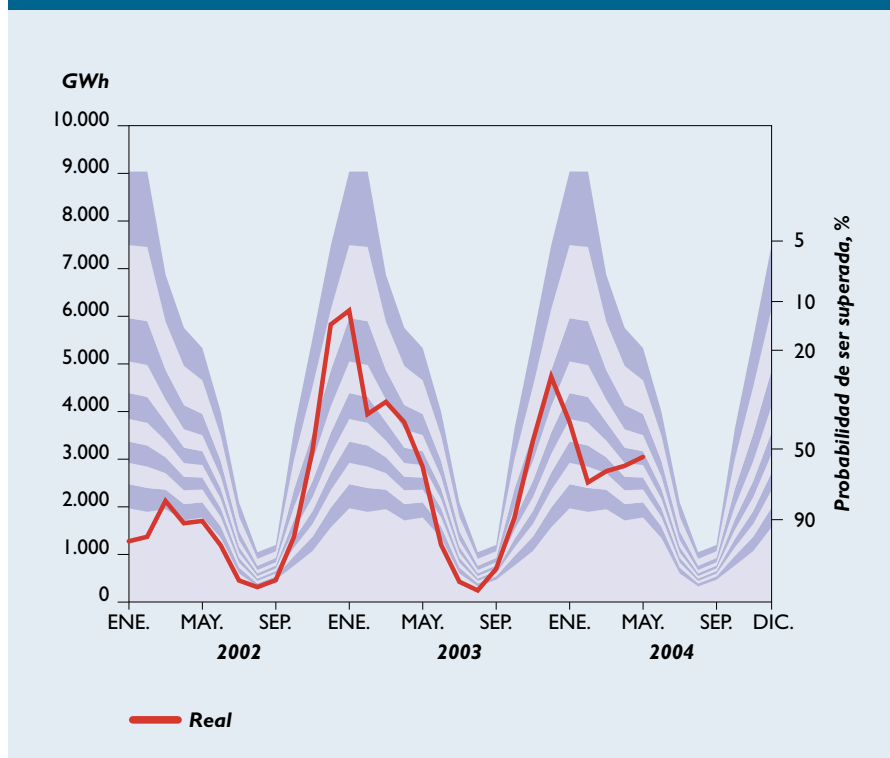


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,05 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 39%.

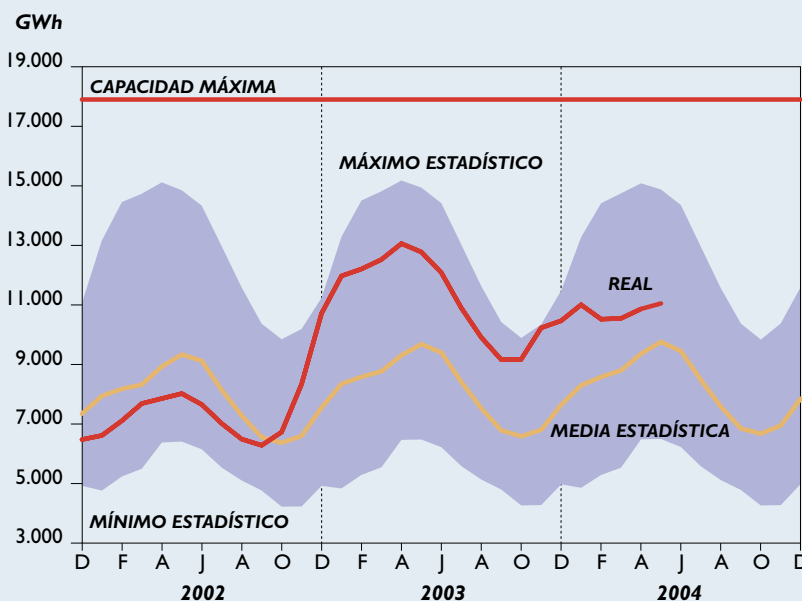
En los cinco primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,83 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 65%.

(I) «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 61,7% de su capacidad, inferior en 9,7 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

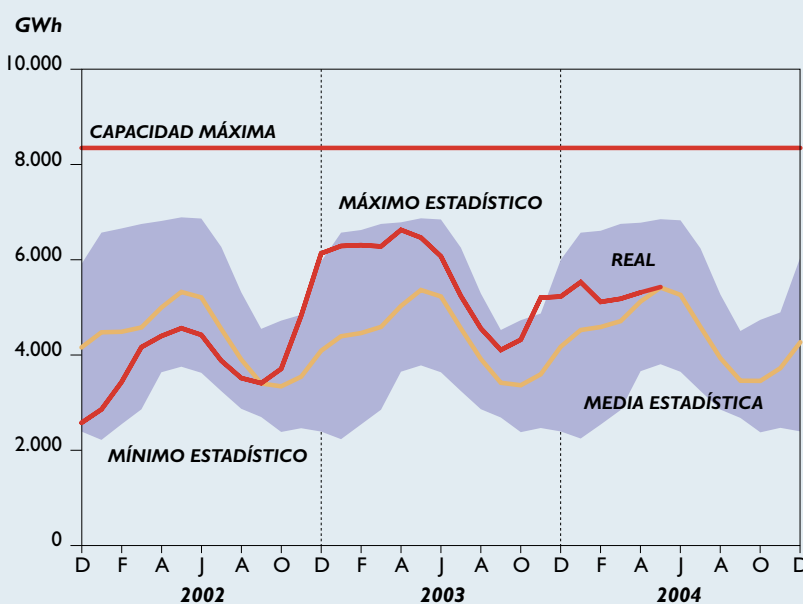


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 65%; 1,3 puntos más que en el mes de abril. Es el cuarto valor más alto registrado en un mes de mayo desde 1999.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 58,9% de su capacidad, superior en 0,8 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

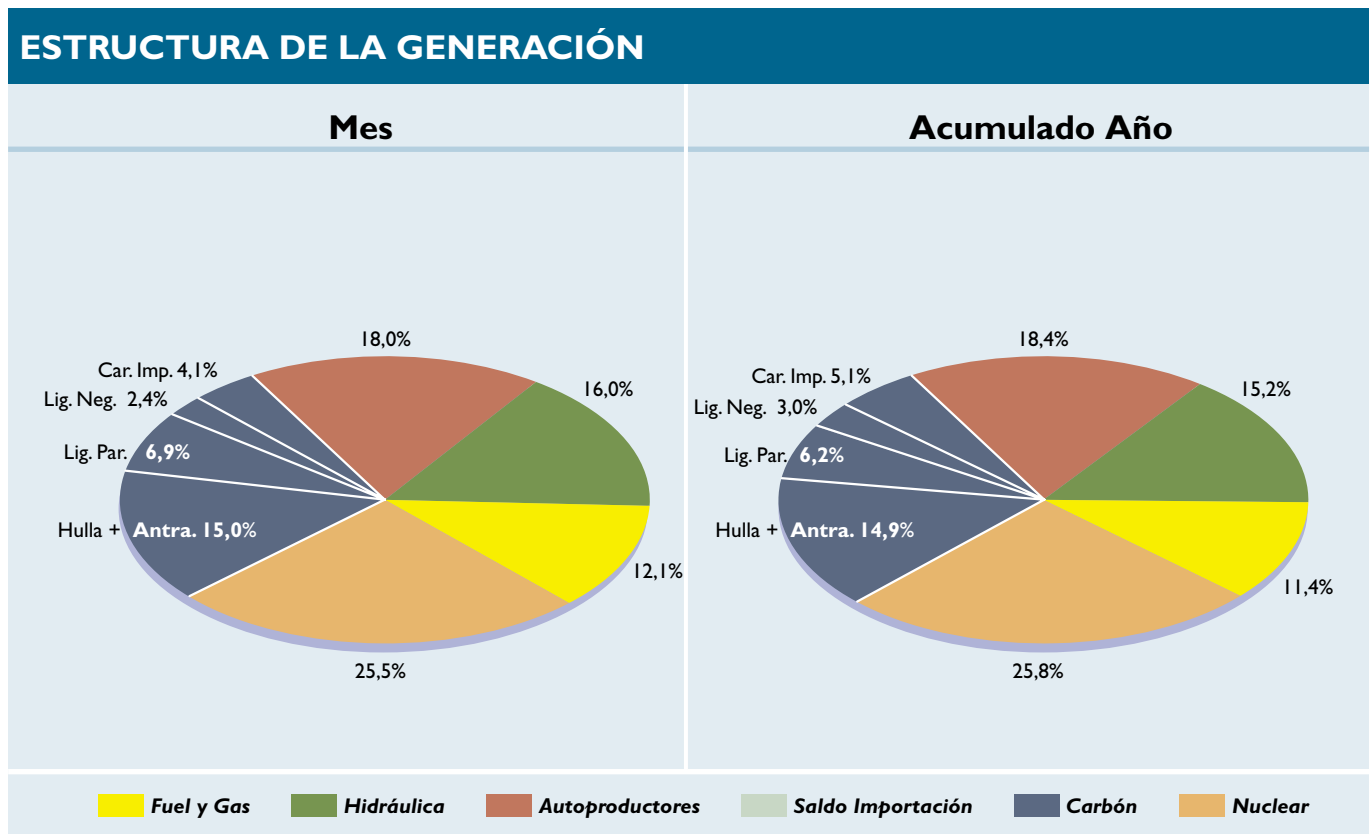


GRÁFICO 10

### EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

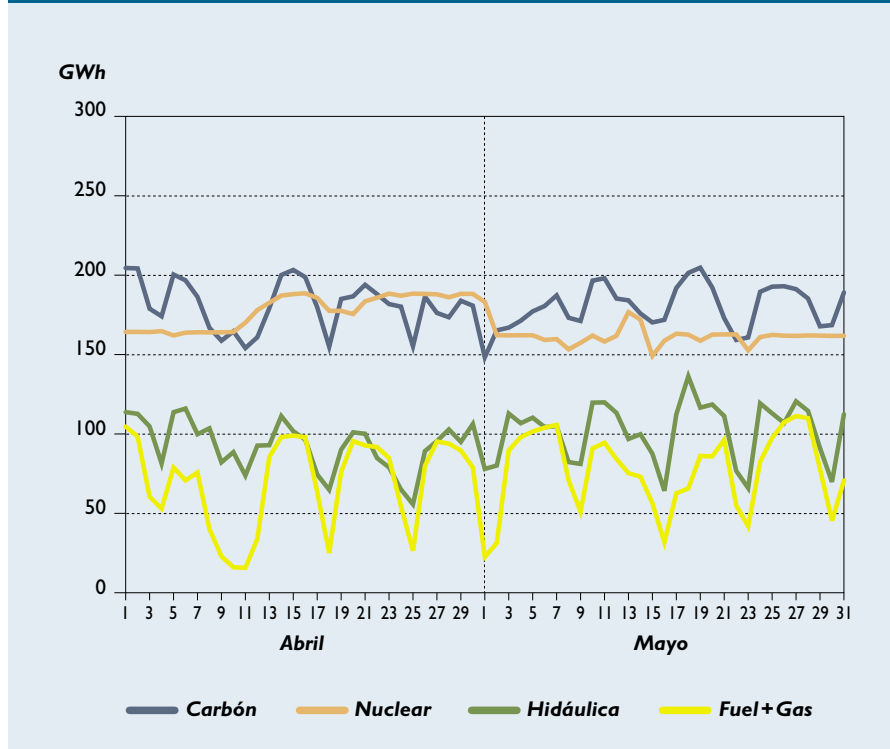


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 205 GWh y un mínimo de 167 GWh; la hidráulica entre 136 GWh y 97 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 111 GWh y mínimo de 63 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 162 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	MAYO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,88	0,08	0,04	0,94	0,04	0,02
Hulla + Antracita	0,82	0,08	0,10	0,88	0,04	0,08
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,60	0,23	0,17	0,78	0,13	0,09
Carbón Importación	0,65	0,27	0,08	0,86	0,06	0,08
TOTAL CARBÓN	0,79	0,12	0,09	0,88	0,05	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,78	0,02	0,20	0,85	0,01	0,14

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

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
19	S.E. 220 kV Aparecida L-220 kV Aparecida-Conso L-220 kV Aparecida-Valparaíso	Configuración de interruptor y medio. Desaparece la L-220 kV Conso-Valparaíso.
27	S.E. 110 kV Margineda (FEDA) L-110 kV Margineda - Adrall 1 L-110 kV Margineda - Adrall 2	Desaparece la L-110 kV Adrall-Escaldes 1 y 2
31	TR-7 400/110 kV Can Barba	300 MVA. Reserva fría del AT-6

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 22 como consecuencia del disparo de la línea de 220 kV Franqueses-Palau se produce una pérdida de mercado asociada a Franqueses 220 kV desde las 15:18 horas a las 15:37 horas en varios municipios de la provincia de Barcelona, afectando a 9.631 clientes con una pérdida de potencia como máximo de 15 MW.

Asociado al mismo incidente (ya que dispara también la línea de 220 kV Franqueses-Vic) y como consecuencia del disparo de Acopl. ACP VIC 220 se produce una pérdida de mercado asociada a Vic 220 kV desde las 15:18

horas a las 15:33 horas en varios municipios de las provincias de Barcelona y Gerona, afectando a 4.618 clientes con una pérdida de potencia como máximo de 8 MW.

El día 26 como consecuencia del disparo de la línea de 220 kV Lubián-San Agustín (estaba en descargo la línea de 220 kV Prada-San Agustín), se produce una pérdida de mercado asociada a San Agustín 220 kV desde las 08:43 horas a las 08:49 horas con una pérdida de potencia de 2,45 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, 308 GWh, valor que representa una significativa reducción respecto al saldo exportador del mes anterior, 636 GWh.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 99,7% (408 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EDF, ELECTRABEL, EGL, CÉNTRICA ENERGÍA, UNION FENOSA GENERACIÓN, EDP ENERGÍA IBERICA y ENBW han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 59, 50, 48, 16, 5, 3, 3, 1 y 0,2 GWh.

A través de esta interconexión, EDF, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, UNION FENOSA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, HIDROCANTABRICO GENERACIÓN, ELECTRABEL y EDP ENERGÍA IBERICA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 49, 41, 29, 13, 12, 9, 8, 3 y 1 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, EDP ENERGÍA IBÉRICA y EGL han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 60 GWh, la primera de ellas, y valores inferiores a 1 GWh, las dos restantes.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ENDESA ENERGÍA, ENDESA GENERACIÓN, REN, IBERDROLA GENERACIÓN e HIDROCANTABRICO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 369, 98, 81, 75, 51 y 1 GWh.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de exportación de energía a través de la participación directa de ONE como agente externo comprador en el mercado de producción español (122 GWh).

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

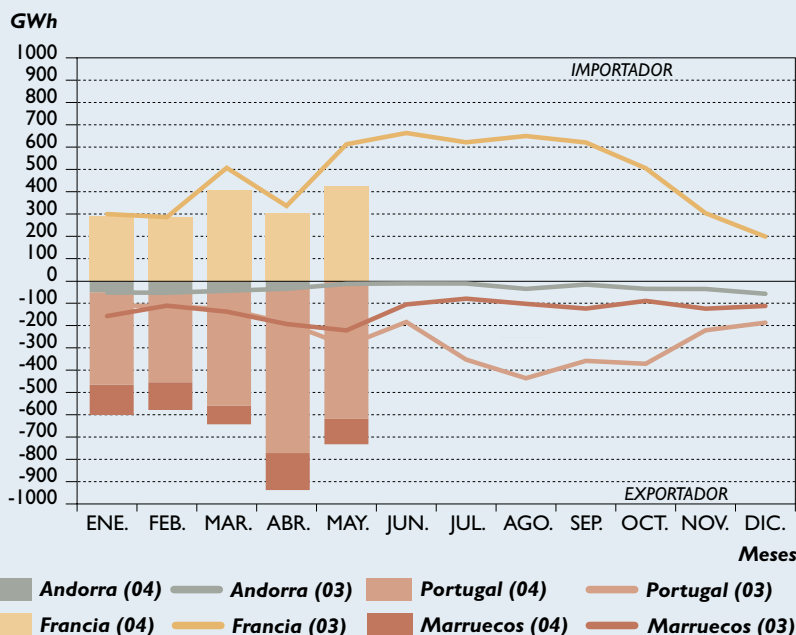


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	0,0	0,0	0,0
España-Francia	46,8	475,4	428,6
España-Portugal	756,0	138,7	-617,2
España-Marruecos	115,2	1,3	-113,9
<b>TOTAL</b>	<b>918,0</b>	<b>615,5</b>	<b>-302,5</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	20,68	3,58	56,92	43,08
Feb.	17,78	3,81	60,11	39,89
Mar.	19,27	16,92	59,35	40,65
Abr.	21,41	6,73	61,04	38,96
May.	19,38	5,51	61,13	38,87
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>19,69</b>	<b>7,19</b>	<b>59,63</b>	<b>40,37</b>

(1) Participación de la energía adquirida a autoproductores 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 autoproductores.

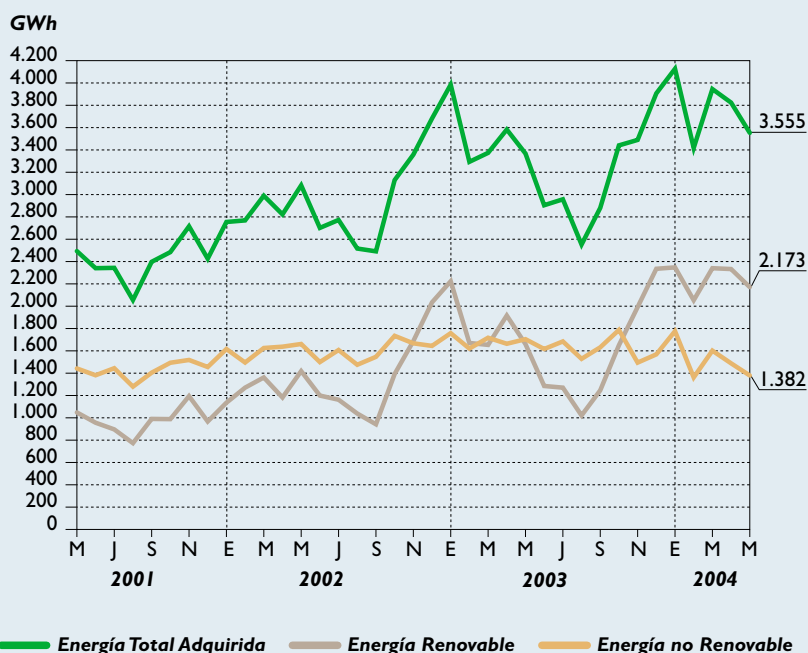


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,000 c€/kWh y mínimo de 2,147 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,417 c€/kWh y los 1,468 c€/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

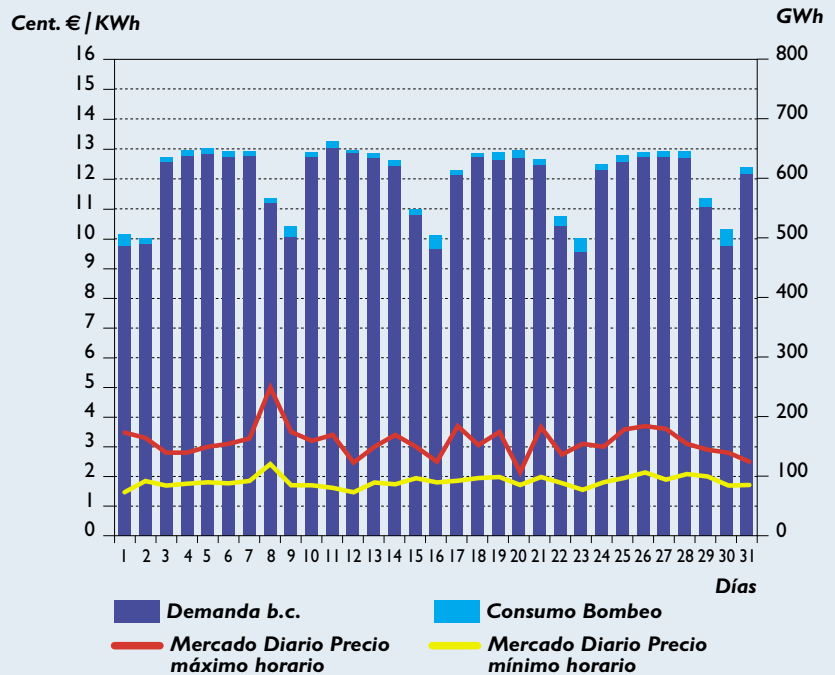


GRÁFICO 14

### 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>16.336</b>	<b>81,6</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>8.951</b>	<b>44,7</b>
- Producción Interior	15.716		- Mercado Diario	8.941	
- Importación	621		- Mercados Intradiarios	10	
Francia	594		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.302</b>	<b>31,5</b>
Portugal	26		- Mercado Diario	6.182	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	120	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>316</b>	<b>1,6</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	282		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>429</b>	<b>2,1</b>
- Importación	34		<b>Exportación</b>	<b>974</b>	<b>4,9</b>
Francia	-2		- Portugal	685	
Portugal	36		- Marruecos	124	
Marruecos	0		- Andorra	0	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-55</b>	<b>-0,3</b>	- Francia	165	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>197</b>	<b>1,0</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>138</b>	<b>0,7</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.795</b>	<b>83,9</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.795</b>	<b>83,9</b>
Contratos Bilaterales (2)	45	0,2	Contratos Bilaterales (2)	45	0,2
Energía programada en Régimen Especial	3.183	15,9	Energía adquirida al Régimen Especial	3.183	15,9
<b>TOTAL</b>	<b>20.023</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>20.023</b>	<b>100</b>

(1) Regulación, restricciones, desvíos, mecanismo excepcional de resolución.  
(2) Según PBF; Programa Base de Funcionamiento

CUADRO 7





**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# Red de Transporte

## INFORME MENSUAL

Mayo 2004

- Se ha realizado la puesta en servicio de la S.E. de Aparecida (5 interruptores), así como, la correspondiente línea de entrada/salida en dicha subestación de la Conso-Valparaíso (2 circuitos de 0,136 km). Estos circuitos funcionan a 220 kV pero están diseñados para una tensión de 400 kV.
- Menor número de elementos cargados de la red de transporte respecto al mismo mes del año anterior.

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

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.516	16.360 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	787	1.777
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	93	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	23	42
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	3	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-

(I) Solamente se consideran los transformadores pertenecientes a la Red de Transporte.

(\*) Incluye cable subterráneo.

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 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.026	205	16.231	285
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	650	42	692	95
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	51	10	61	32
	MVA	27.113	4.440	31.553	16.206
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	22	1	23	-
	MVAr	3.300	150	3.450	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-	13	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	3	-	3	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-	27	-

(\*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	4.418	6.851 (I)	11.269	5.091 (I)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	235	885	1.120	657
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	9	7	16	26
	MVAr	550	308	858	1.656

(\*) Pendiente de revisión por inventario de adquisición de activos a Endesa y Unión Fenosa.  
(I) Incluido cable subterráneo.  
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 3



En 400 kV dos líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque ninguna de ellas ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV veinticinco líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y seis de ellas han alcanzado una carga media superior al 50%.

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.

**LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%**

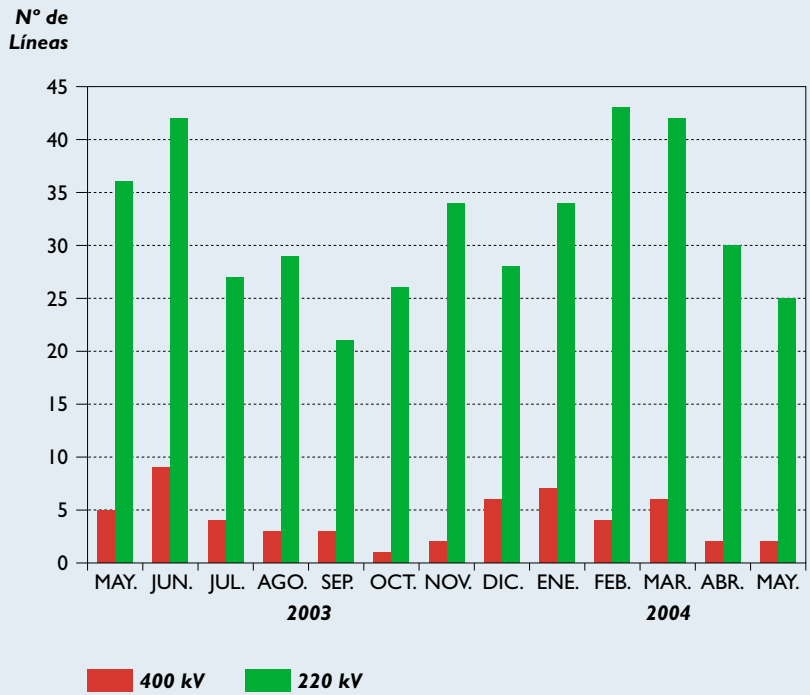


GRÁFICO 1

**TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%**

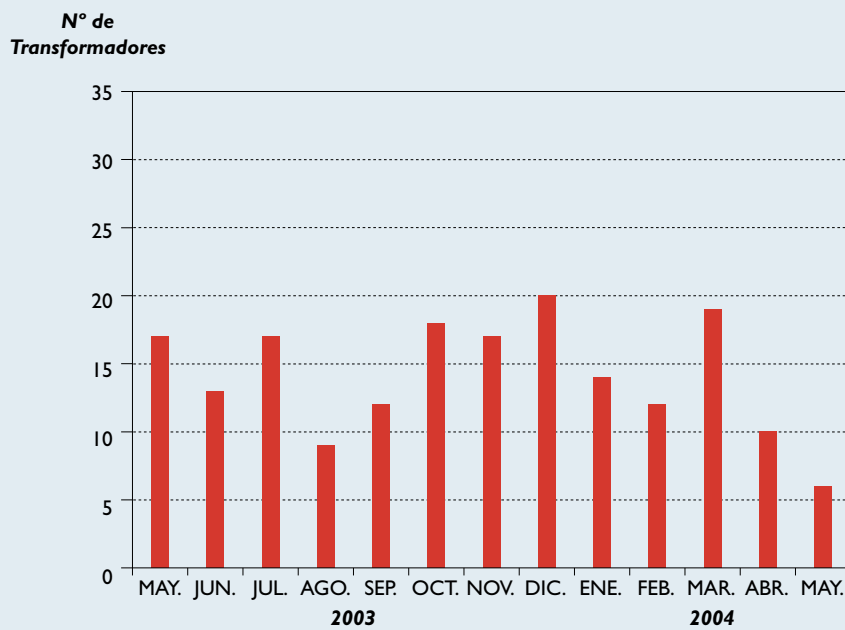


GRÁFICO 2

Este mes seis transformadores han superado una carga máxima del 80%, uno de ellos registra una carga media superior al 65%.

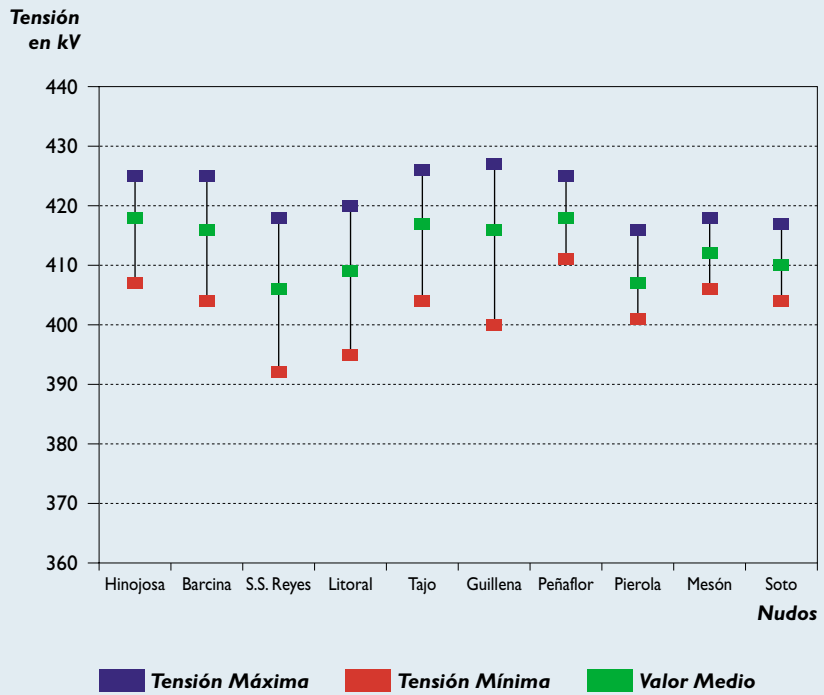
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 383 kV en Sallente y los 459 kV en Guadame. El 35% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 18% entre 420 y 425 kV. El 1% de las medidas superan los 430 kV.

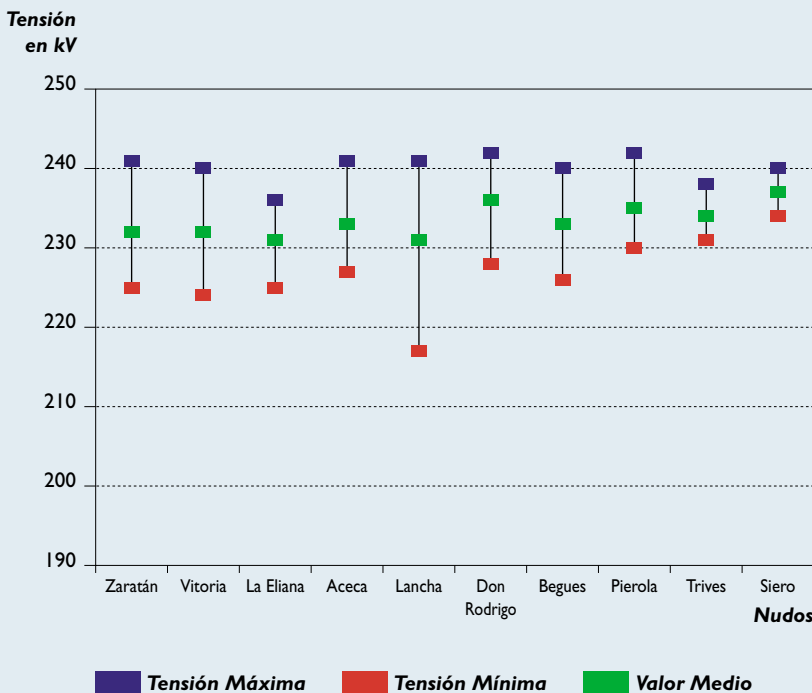
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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

GRÁFICO 3

TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 220kV



En la red de 220 kV, las tensiones han variado entre los 199 kV de Benahadux y los 251 kV registrados en Benahadux. El 46% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 31% entre 235 y 240 kV. Un 4% de las medidas superan los 240 kV.

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 220 kV Can Jardí-Foix, Alarcos-Picón, Alarcos-La Paloma y Arroyo Valle-Montecillo Bajo para mantenimiento de las líneas.
- Línea de 220 kV Otero-Ventas para mantenimiento de la línea y modificación del tramo entre los apoyos 49 y 53.
- Líneas de 220 kV Tordesillas-Otero y Magallón-Oncala para realizar reparaciones en la línea.
- Líneas de 400 kV Arañuelo-Morata 1 y 2 para mantenimiento de elementos de la línea y recrecido de un apoyo.
- Líneas de 400 kV Galapagar-Moraleja y Litoral-Asomada para mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Vic-Baixas para reparar componentes de la línea.

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.

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

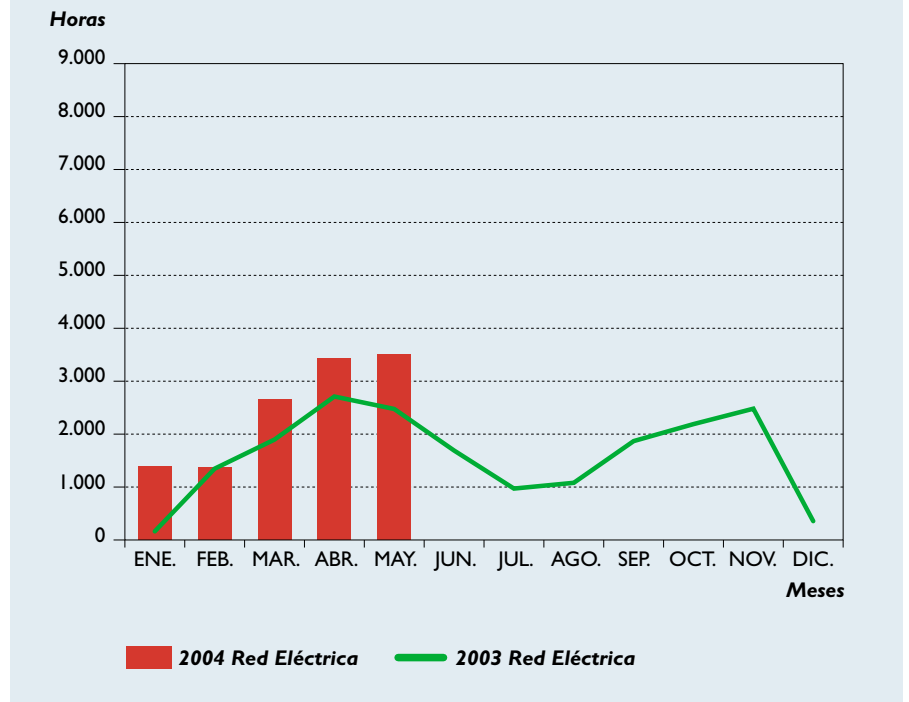


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	1.651	778	197	0
<b>220 kV</b>	1.749	1.260	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	114	180	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Ascó, posición acoplamiento 2, para medidas en el interruptor y reparar fugas de aire.
- Subestación de 400 kV Pinar, posición adyacente a barras 1 de la salida Don Rodrigo y la posición adyacente a barras 2 de Tajo, para revisar el interruptor y sustitución de astas.
- Subestación de 400 kV Villarino, posición adyacente a barras 1 de la salida Aldeadávila, y adyacente a barras 2 de Tordesillas para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Arañuelo, posición Morata 2, para revisar los equipos 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

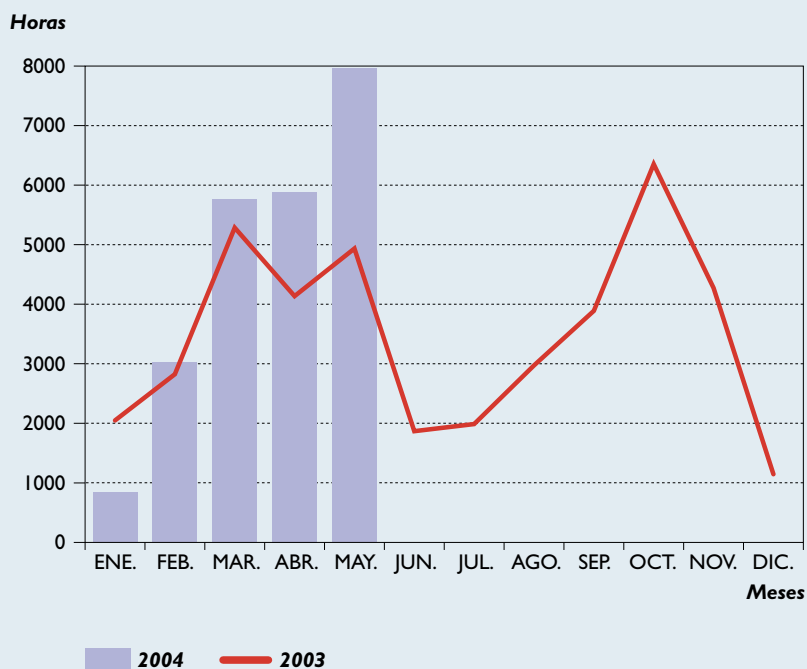


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	4.968	1.841	6.808
<b>Barras</b>	745	405	1.150
<b>TOTAL</b>	<b>5.713</b>	<b>2.246</b>	<b>7.959</b>

- Subestación de 400 kV Begues, posición Vandellós, para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Mudarra, posición Robla 1, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Santiago de Compostela, acoplamiento de barras, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Valparaíso, posición Conso, para revisar equipos de la posición.

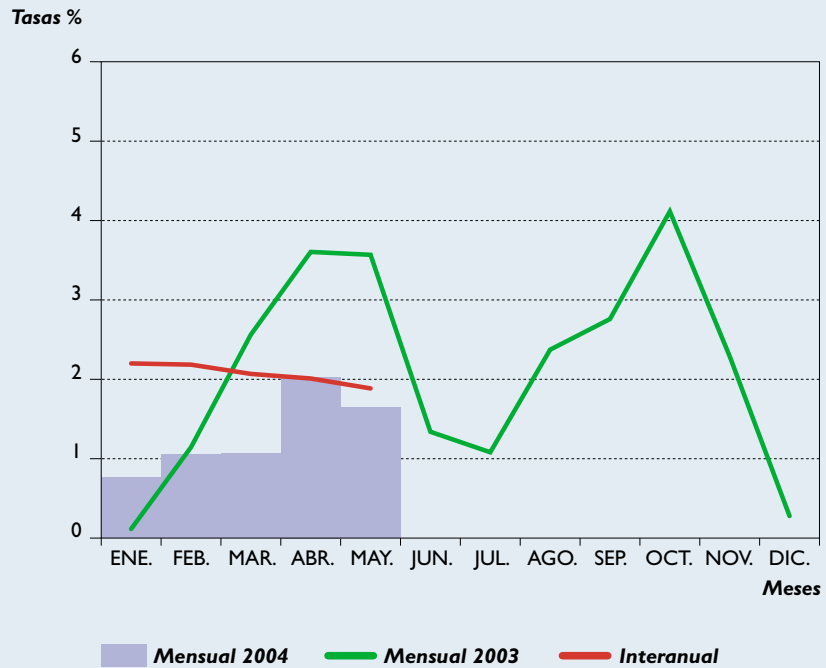
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad mensual del año 2004 incluye los nuevos activos adquiridos. Para el cálculo de la tasa interanual no se tienen en cuenta los activos adquiridos.

### 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, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

GRÁFICO 7

### TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	%	
	Mensual	Interanual
Mantenimiento Preventivo	1,001	0,709
Indisponibilidades Fortuitas	0,005	0,046
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>1,005</b>	<b>0,755</b>
Por Otras Causas	0,634	1,130
<b>TOTAL</b>	<b>1,640</b>	<b>1,885</b>

CUADRO 6

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

$$Tasa = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * PN_i}{\sum_{i=1}^n T_i * PN_i} * 100$$

en la que:

$t_i$  = tiempo de indisponibilidad, en horas, de cada línea, dentro del periodo  $T_i$

$n$  = número total de líneas de Red Eléctrica

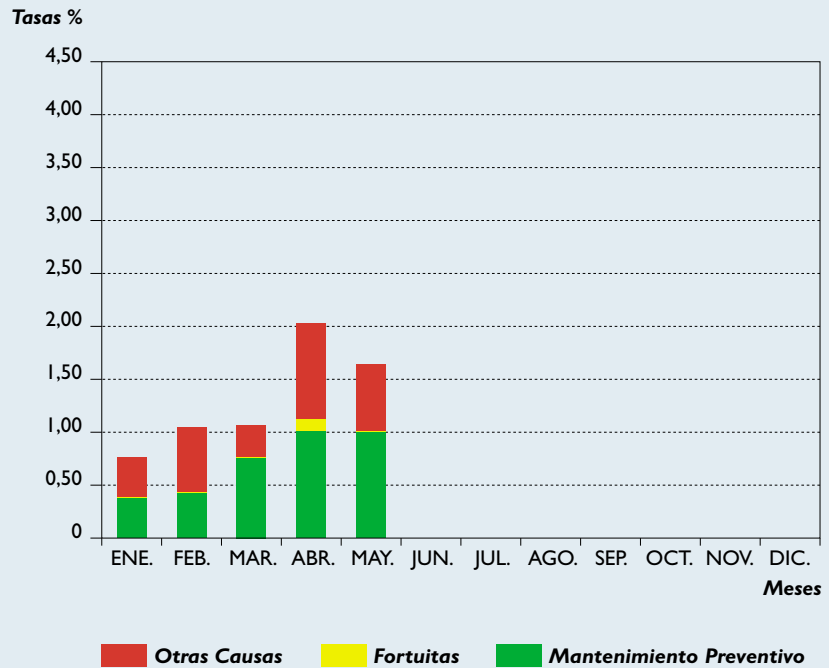
$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

$PN_i$  = potencia nominal de cada línea



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 DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES

Número de Incidentes

Causas		Agentes Atmosféricos y Otros		
		Fallo Líneas	Fallo Subestaciones	
Líneas	400 kV	0	1	27
	220 kV	0	2	73
	< 220 kV	0	0	4
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	2

Duración		Con Reenganche		
		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	
Líneas	400 kV	0	8	20
	220 kV	1	29	45
	< de 220 kV	0	3	1
Transformadores	400/220/132 kV	0	2	0

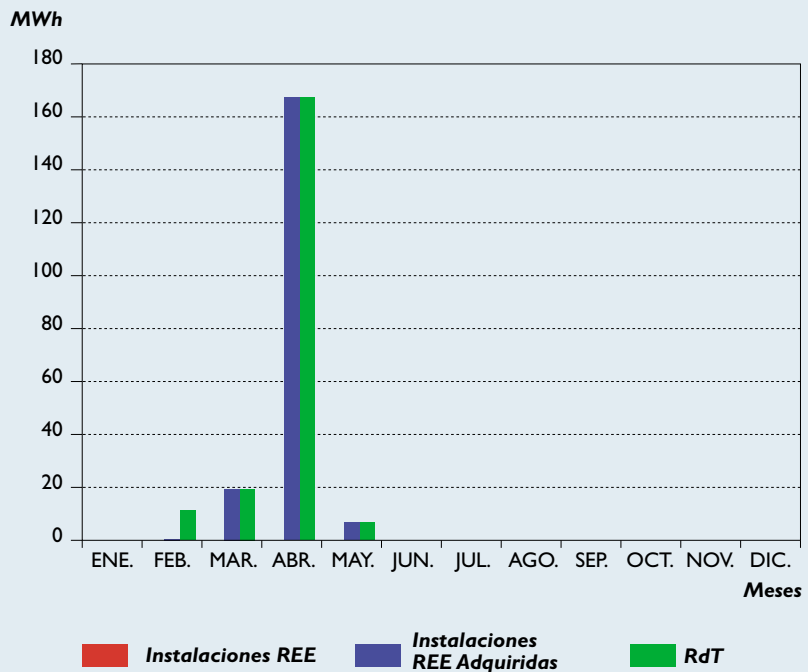
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de mayo se han registrado dos cortes de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. Uno de ellos tuvo lugar en Cataluña, con una energía no suministrada de 6,52 MWh y debido a un disparo intempestivo y otro en Zamora de 0,25 MWh por causa ignorada.

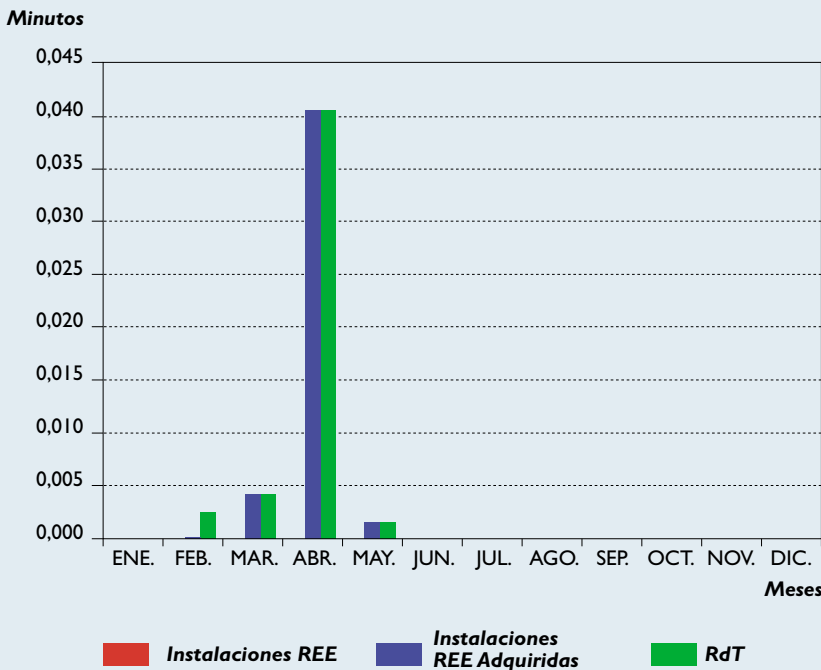
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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



En el mes de mayo el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0,016 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,016 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio (TIM), definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

TIM= MM x ENS / DM  
 MM= Minutos al mes  
 DM= Demanda mensual del sistema en MWh.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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