



# Informe Mensual

DICIEMBRE 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>

Información elaborada con datos disponibles a 3 de enero de 2005

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- Durante el mes de diciembre, el consumo de energía eléctrica se ha elevado a 20.981 GWh, situando el crecimiento de la demanda en un 4,4%. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un 4,1%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes ha descendido hasta el 54% de la energía producible característica en este período. Continuando con la fuerte sequía que se ha venido arrastrándose desde hace mas de seis meses
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al 41,2% de su capacidad total.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2004		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.892	-60,1	29.750	-23,3	29.652	-23,5
<b>NUCLEAR</b>	5.304	-7,7	63.428	2,5	63.247	2,2
<b>Hulla + Antracita</b>	3.490	33,8	38.811	5,7	38.736	5,5
<b>Lignito Pardo</b>	1.283	13,3	15.462	9,3	15.438	9,2
<b>Lignito Negro</b>	920	38,9	8.887	8,1	8.877	8,0
<b>Carbón Importación</b>	1.234	41,3	13.073	-0,8	13.161	-0,1
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.926	31,3	76.233	5,5	76.213	5,5
<b>Gas Natural</b>	3.104	163,4	32.798	75,5	32.808	75,6
<b>Fuel-Oil</b>	564	237,5	3.945	-9,1	3.947	-9,1
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	17.789	4,0	206.154	5,2	205.866	5,1
<b>Consumos Producción</b>	815	22,0	8.702	8,0	8.722	8,2
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	16.974	3,3	197.451	5,1	197.144	4,9
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	4.294	2,7	43.682	5,9	43.564	5,6
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	21.269	3,2	241.134	5,3	240.708	5,1
<b>Consumos en Bombeo</b>	485	21,1	4.603	-1,6	4.589	-1,9
<b>Saldo Internacional</b>	197	-	-3.026	-	-3.009	-338,0
<b>DEMANDA</b>	20.981	4,4	233.504	3,5	233.111	3,3

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>2004</b>													
Hidroeléctrica	3.521	3.195	2.950	2.750	3.093	2.675	2.089	1.792	1.627	1.810	2.356	1.892	29.750
Térmica Nuclear	5.692	5.347	5.151	5.328	5.040	5.376	5.759	5.644	4.917	4.673	5.198	5.304	63.428
Térmica Convencional	8.045	8.580	9.710	7.517	8.041	9.408	10.881	9.872	10.611	10.111	9.607	10.594	112.976
PRODUCCION BRUTA	17.258	17.122	17.811	15.595	16.174	17.459	18.729	17.308	17.155	16.594	17.161	17.789	206.154
Consumos Producción	691	674	709	592	649	755	802	767	742	738	766	815	8.702
PRODUCCION NETA	16.567	16.448	17.102	15.003	15.525	16.704	17.927	16.541	16.413	15.856	16.395	16.974	197.451
Adquirida Autoprod.	4.129	3.421	3.947	3.826	3.555	3.292	3.332	3.350	3.325	3.541	3.670	4.294	43.682
PROD. TOTAL NETA	20.696	19.869	21.049	18.829	19.080	19.996	21.259	19.891	19.738	19.397	20.065	21.269	241.134
Consumos en Bombeo	405	276	339	329	393	426	404	386	388	411	360	485	4.603
Saldo Internacional	-316	-297	-230	-635	-302	-319	-239	-456	-55	-328	-46	197	-3.026
DEMANDA	19.975	19.294	20.479	17.865	18.385	19.251	20.616	19.048	19.296	18.658	19.658	20.981	233.504
Δ % Mensual	-1,1	2,9	11,2	5,1	3,6	1,8	2,8	1,7	6,0	-0,4	4,2	4,4	-
Δ % 365 días	6,2	5,2	5,7	6,4	6,4	5,6	5,0	4,0	4,2	3,7	3,5	3,3	3,3

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh AGOSTO 2004													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	135	1.905	1.792	4.187	380	3.835	68	0	3.190	497	3.753	19.742	
Térmica Nuclear	3.595	11.397	5.644	30.449	—	—	0	320	0	0	1.331	52.736	
Térmica Convencional	2.509	25.331	9.872	2.766	3.921	18.495	238	7.388	1.040	2.384	224	74.168	
PROD.TOTAL NETA I	6.239	38.633	17.308	37.402	4.301	22.330	306	7.708	4.230	2.881	5.308	146.645	
Saldo Internacional	504	941	-456	-5.298	479	2.475	209	1.129	219	643	-322	523	
Consumos en Bombeo	155	800	386	471	69	772	83	0	271	53	338	3.398	
DEMANDA 2													
Mensual	6.588	38.774	16.466	31.633	4.711	24.033	432	8.837	4.178	3.471	4.648	143.771	
Δ %	2,4	0,3	1,7	-1,5	-2,6	-0,9	1,9	0,9	8,6	0,2	4,8	0,2	
Año Móvil	86.031	509.381	154.913	467.456	50.296	319.073	6.244	110.124	54.824	44.717	61.016	1.864.075	
Δ %	1,2	0,6	3,4	3,0	-2,5	0,1	2,7	0,5	6,0	4,8	3,3	1,6	
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 distribución 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 514 MW y 7.119 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.330 MW y un máximo de 10.391 MW; el fuel-gas ha tenido un mínimo de 1.953 MW y un máximo de 10.074 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 500 MW y un máximo 2.473 MW; y la energía adquirida por el sistema a los productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 2.306 MW y los 6.602 MW. La producción nuclear ha mantenido una producción horaria media de 6.933 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

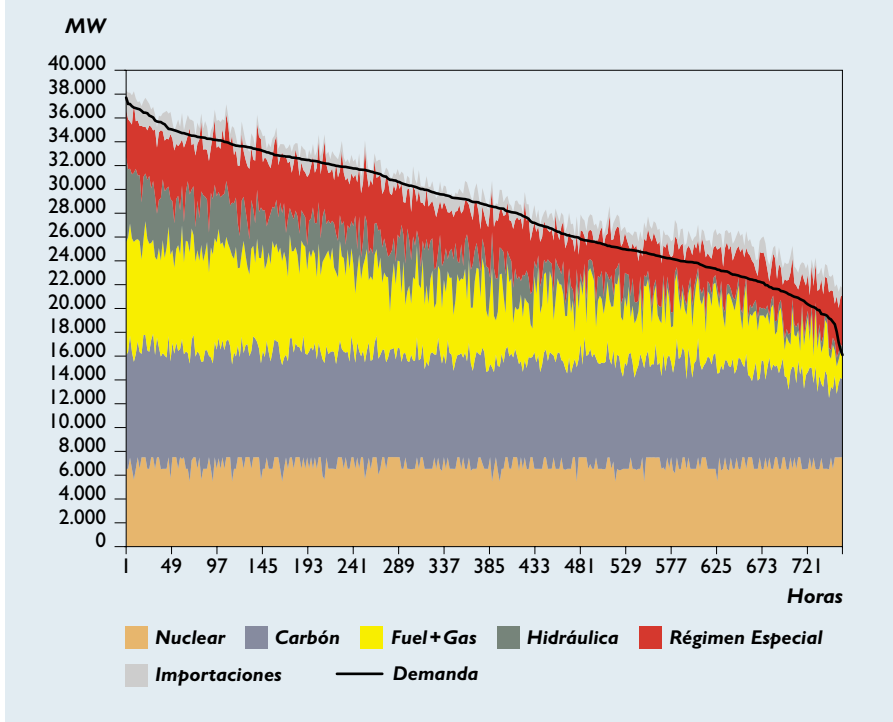


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

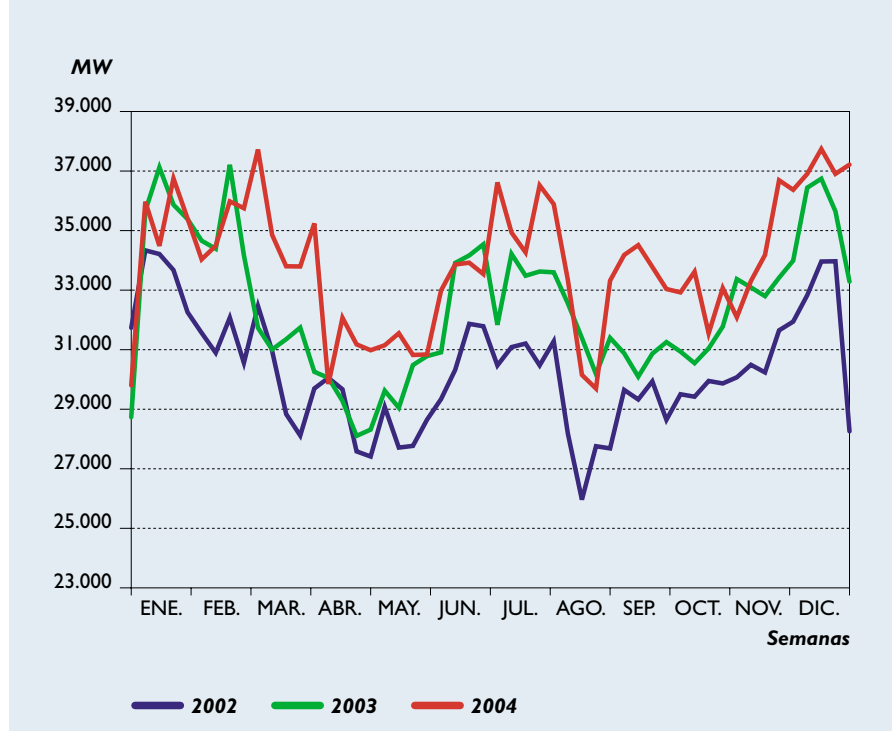


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 9 con 37.705 MW a las 19 horas. Este valor es superior en 2.864 MW al máximo registrado en el mes de noviembre de 2003.



DEMANDA

Durante el mes de diciembre, la tasa de crecimiento de la demanda ha sido un 4,4 % superior a la del mismo mes del año anterior. Las temperaturas han resultado ligeramente superiores a las de diciembre de 2003, aumentando en un 0,4 % el crecimiento mensual, por el contrario, el efecto laboralidad ha descendido en un 0,1 % la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	20.981	4,4
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,1
Efecto Temperatura (3)		0,4
Efecto Act. Económica y Otros		4,1
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	233.504	3,5
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,3
Efecto Temperatura (3)		-0,3
Efecto Act. Económica y Otros		3,5

(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)

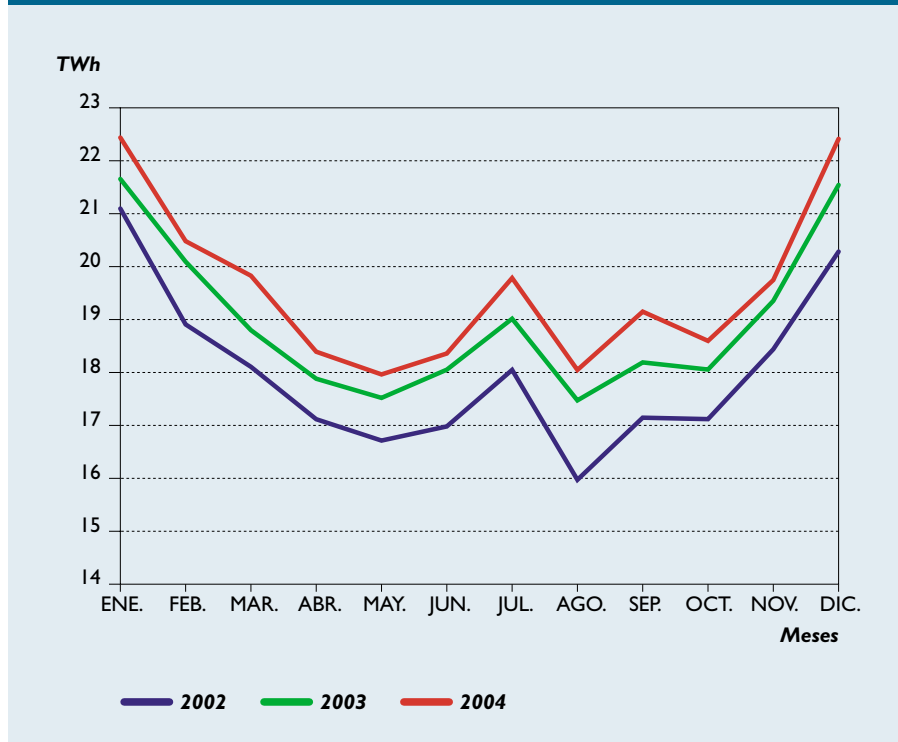


GRÁFICO 3

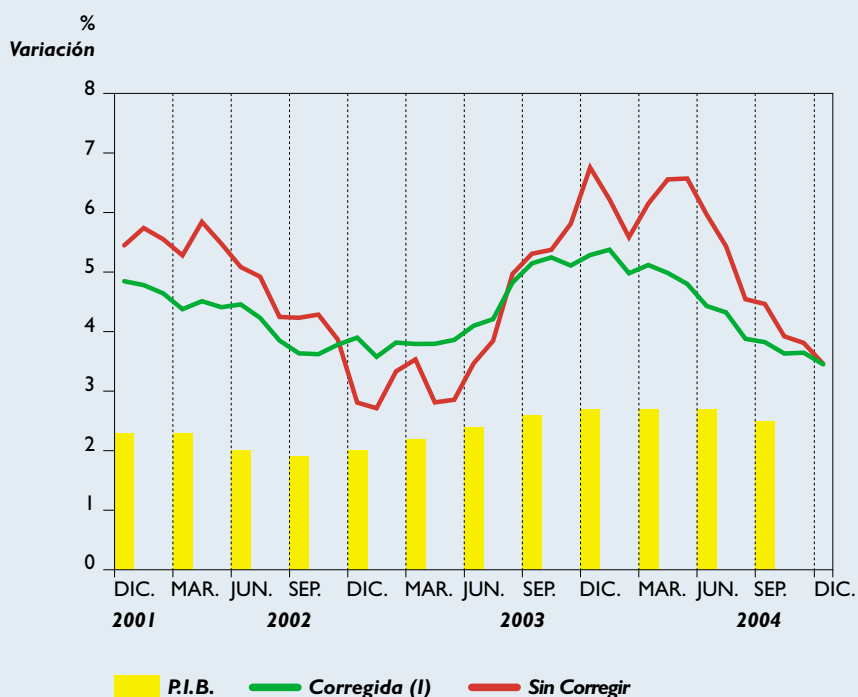
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,1 %, inferior en 2,1 puntos al crecimiento experimentado en diciembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los doce meses ha sido del 3,5 %, corregidos los efectos temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 3,5 %.

### 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

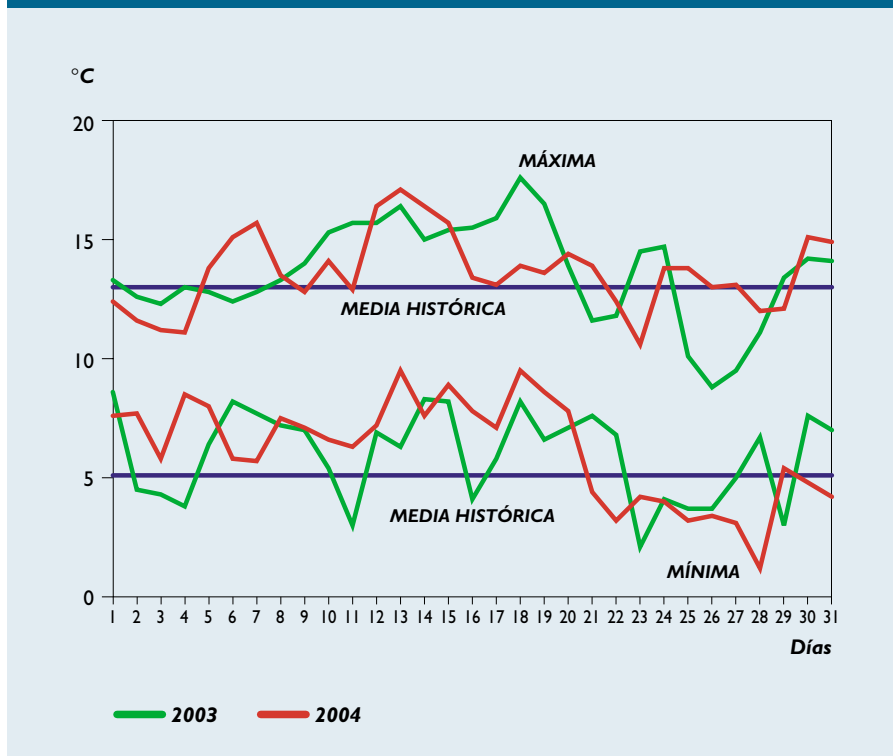


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado de temperaturas ligeramente superiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de diciembre ha sido de 9,9 °C, valor superior en tan solo 0,1 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas han resultado superiores a las registradas en diciembre de 2003. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 13,7 °C, superior a los 13,6 °C registrados en diciembre del año pasado, y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 6,2 °C frente a los 6,0 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 54 GWh, muy por debajo del producible característico.

Desde el punto de vista hidroeléctrico ha sido muy seco, registrándose un producible mínimo de 26 GWh el día 19 y un máximo de 89 GWh el día 3.

(I) «La energía producible, 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

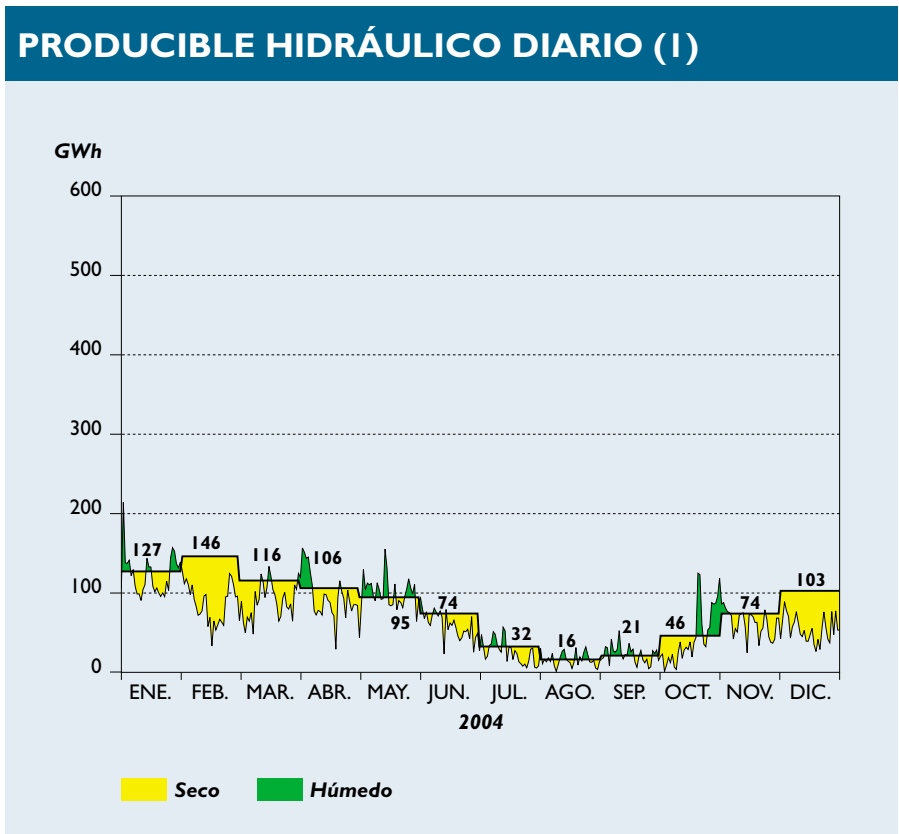


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

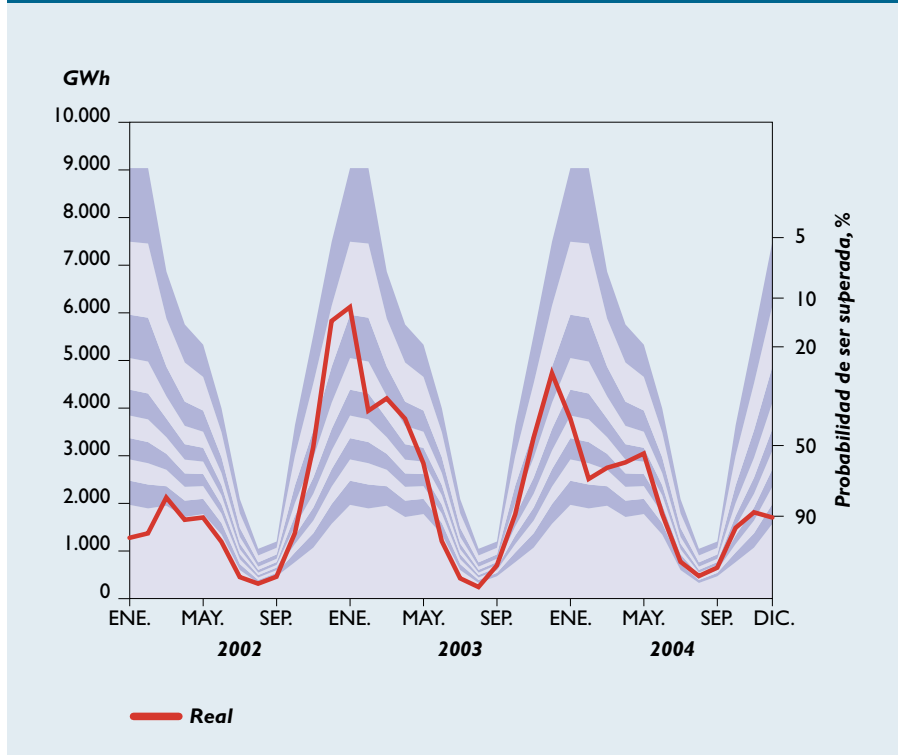


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,54 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 85%.

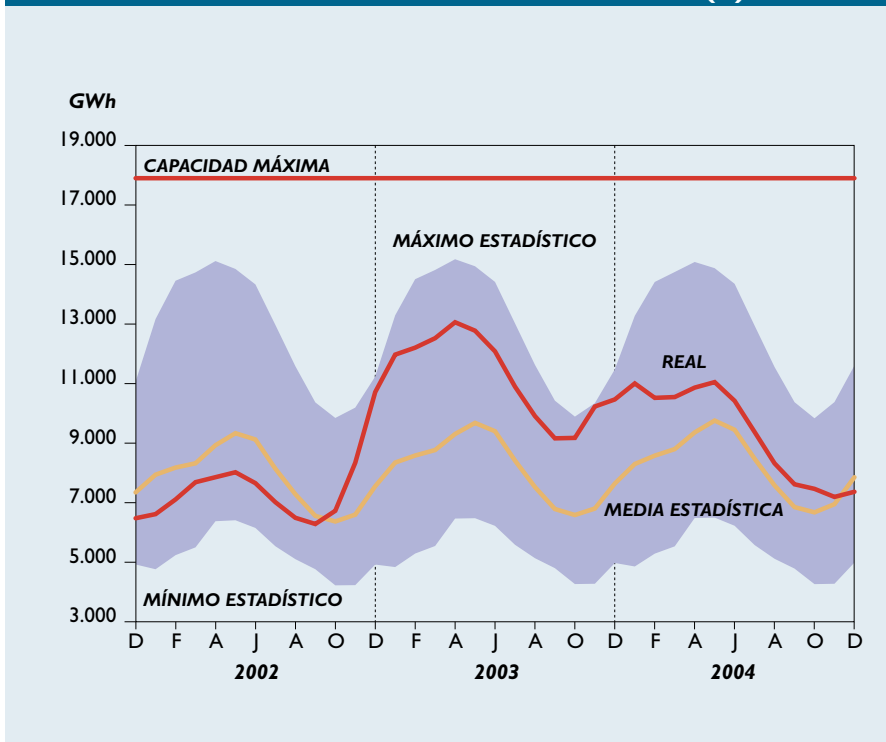
Para el año 2004, el índice de producible hidráulico ha sido del 0,79 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 80%.

(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 ha situado a final de mes al 41,2% de su capacidad, superior en un punto al porcentaje registrado el mes anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

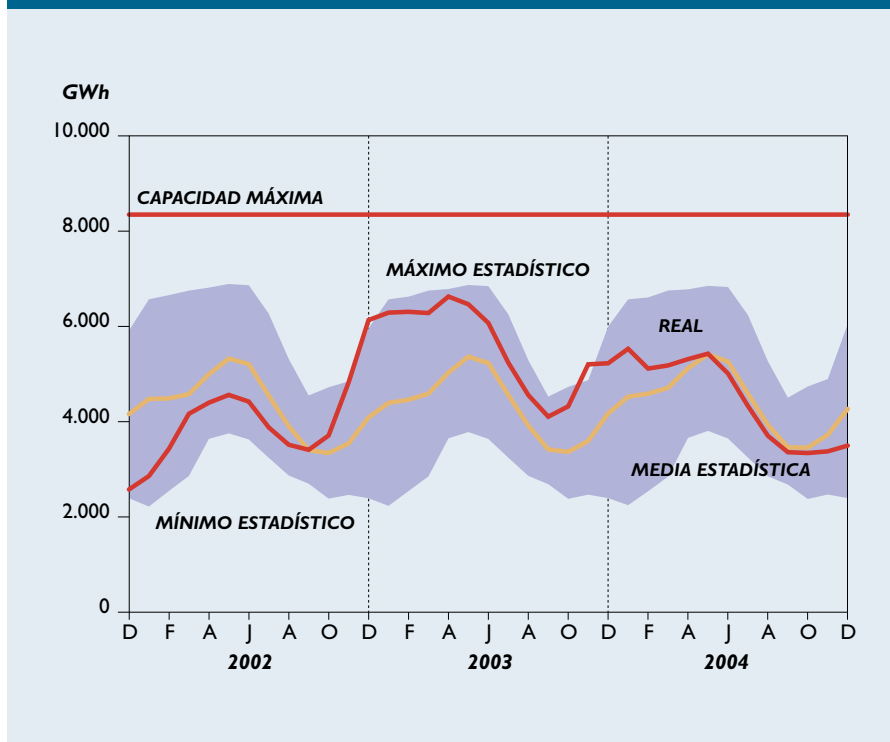


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 han registrado a final de mes un nivel de reservas del 41,9%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 40,5% de su capacidad, superior en 0,5 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

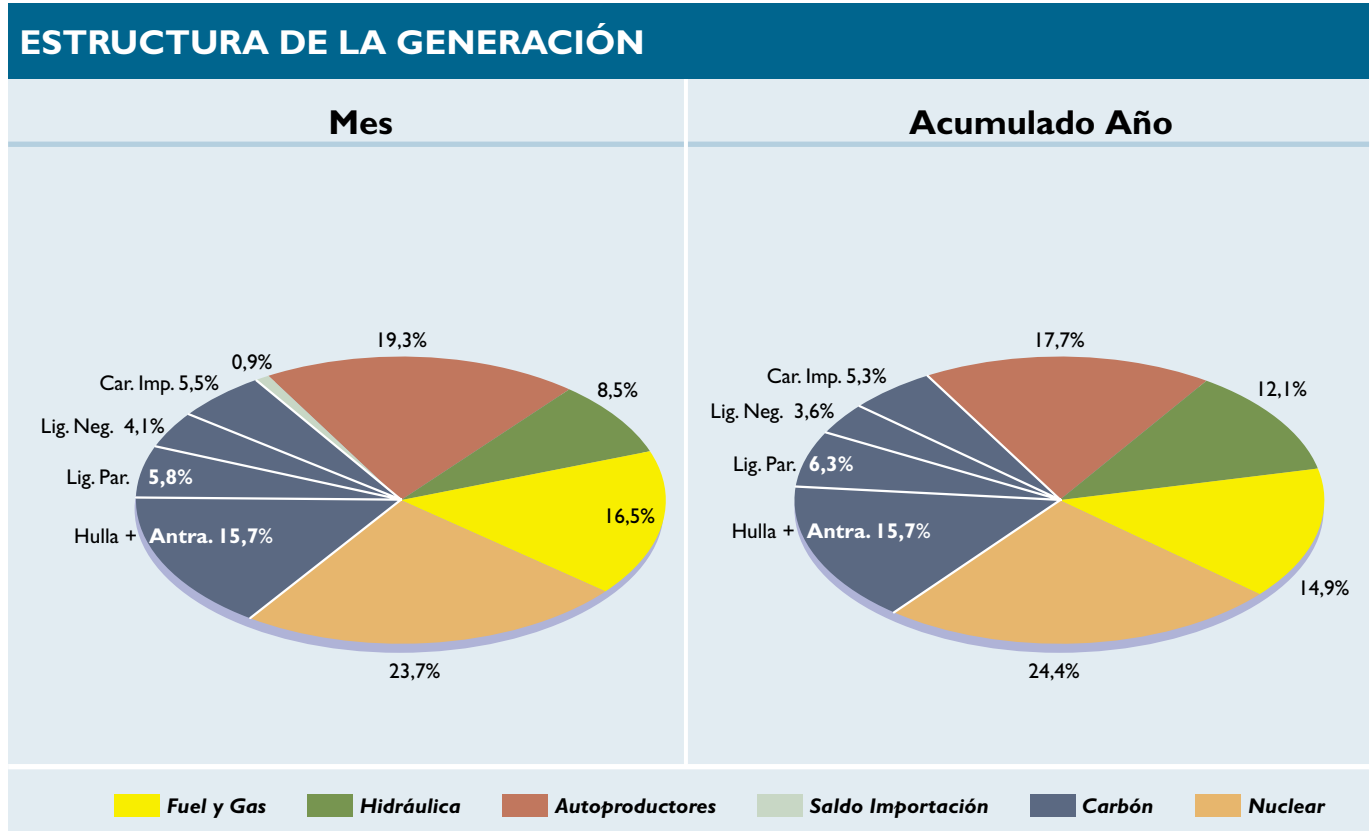


GRÁFICO 10

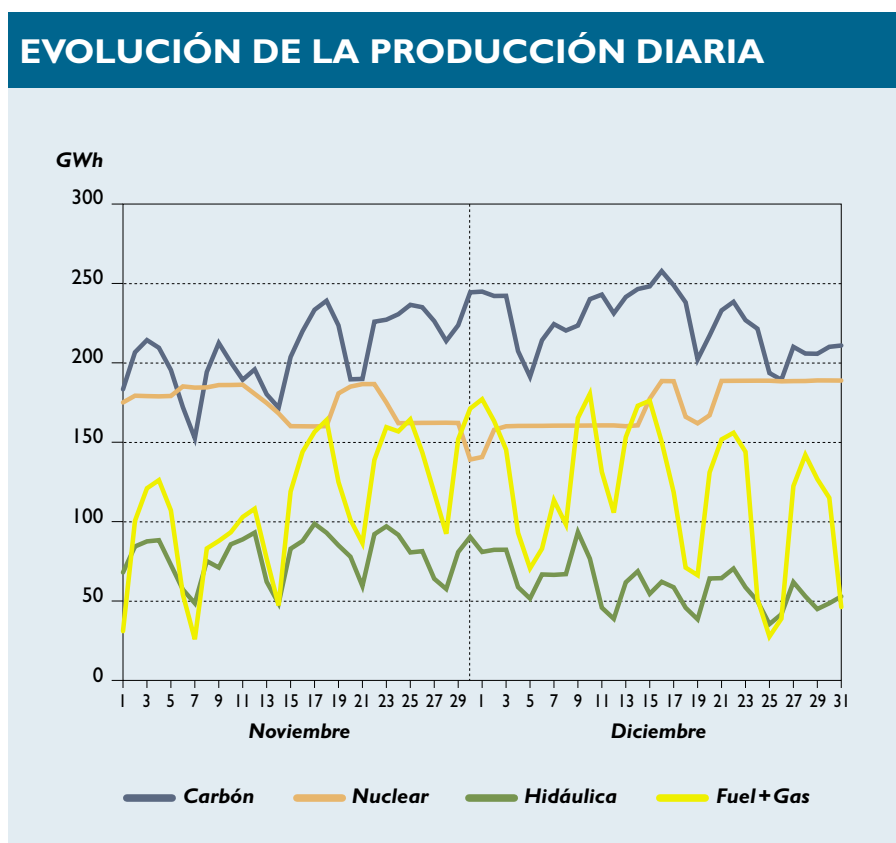


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable ha oscilado entre un máximo de 258 GWh y un mínimo de 206 GWh; la hidráulica entre 94 GWh y 45 GWh; y la realizada con fuel-gas ha tenido un máximo de 181 GWh y mínimo de 46 GWh.

Las centrales nucleares, han tenido una producción media diaria de 173 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	DICIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,93	0,00	0,07	0,93	0,04	0,02
Hulla + Antracita	0,94	0,00	0,06	0,89	0,02	0,09
Lignito Pardo	0,93	0,00	0,07	0,96	0,00	0,04
Lignito Negro	0,95	0,00	0,05	0,89	0,06	0,05
Carbón Importación	0,99	0,00	0,01	0,90	0,03	0,08
TOTAL CARBÓN	0,95	0,00	0,05	0,91	0,02	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,83	0,00	0,17	0,85	0,01	0,15

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

CUADRO 5

### 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
4	L-220 kV Fuencarral-Sanchinarro 2	
5	S.E. 220 kV Sta. María de Huerva L-220 kV Sta. María-El Ventero L-220 kV Sta. María-Montetorrero 2	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV Montetorrero-El Ventero.
10	S.E. 220 kV Cantales L-220 kV Jalón-Cantales	
11	L-220 kV Sta. María-Los Vientos 2	
12	S.E. 220 kV Hoyamorena	Condensador 1 (100 MVAR)
16	L-400 kV Guillena-Palos 2 L-400 kV Guillena-Palos 1	
19	S.E. 220 kV Jijona AT-2 400/220 kV Catadau	Nueva batería de condensadores (100 MVAR)
21	L-220 kV Sta. María-Montetorrero I L-220 kV Sta. María-Los Vientos I	
23	AT-2 400/220 kV Fuendetodos L-400 kV Balboa-Alqueva-Ferreira do Alentejo S.E. 400 kV Amorebieta L-400 kV Amorebieta-Gatica L-400 kV Amorebieta-Ichaso	Nueva interconexión España-Portugal. Configuración de interruptor y medio. Desaparece la L-400 kV Gatica-Ichaso.
28	S.E. 400 kV S. S. Reyes	Reactancia 3 (150 MVAR)

CUADRO 6

#### INCIDENTES

El día 1, como consecuencia del cero de tensión en la Barra B de S.E.220 kV Ortuella, por explosión y posterior incendio de un T. I, se ha producido una pérdida de mercado en Nervacero (Vizcaya) asociada a Ortuella 220 kV desde las 20:16 hasta las 20:18 con una pérdida de potencia de 12 MW.  
 El día 16, debido al disparo de L-220kV Guillena-Onuba y L-220kV C.Colón-Onuba por una

avería en el el seccionador, se ha producido una pérdida de mercado asociada a Onuba 220 kV en la zona de Huelva desde las 14:00 hasta las 14:29 con una pérdida de potencia de 110 MW.

El día 18, se ha producido el disparo de las líneas L-220 kV Escalona-Tforadada, L-200kV Sesue-Tforadada, L-220kV Tforadada-La Pobra y L-220kV Tforadada-La Pobra por causa desconocida, provocando una pérdida de merca-

do asociada a ERISTE 220 kV en la zona de Huesca desde las 14:29 hasta las 15:10 con una pérdida de potencia de 2 MW.

El día 29, como consecuencia del disparo de la Línea ESCALONA POBLA SESUE 220 por agentes atmosféricos, se ha producido una pérdida de mercado asociada a ERISTE 220 kV en la zona de Huesca desde las 15:33 hasta las 15:33 con una pérdida de potencia de 5 MW.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado importador, por un valor de 197 GWh, tras trece meses consecutivos con saldo exportador.

En la interconexión con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 98% (363 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRA-BEL, CÉNTRICA ENERGÍA, EDP ENERGÍA IBERICA, EGL, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA y BARCLAYS BANK PLC han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 153, 132, 103, 35, 16, 13, 11, 9, 4 y 3 GWh.

A través de esta interconexión, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, EDF, ENDESA GENERACIÓN, BARCLAYS BANK PLC, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN y SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 17, 9, 7, 6 y valores inferiores a 5 GWh las cinco últimas.

En la interconexión con Portugal, REN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA, ENDESA GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, CÉNTRICA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y GESTAO DA PRODUÇÃO DE ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 66, 23, 15, 10, 7 y valores inferiores a 5 GWh las tres restantes.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, EDP ENERGÍA IBÉRICA, GESTAO DA PRODUÇÃO DE ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 189, 180, 62, 40, 32, 27, 16 y 3 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 (148 GWh).

ENDESA ENERGÍA ha exportado a Andorra de energía un total de 40 GWh.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

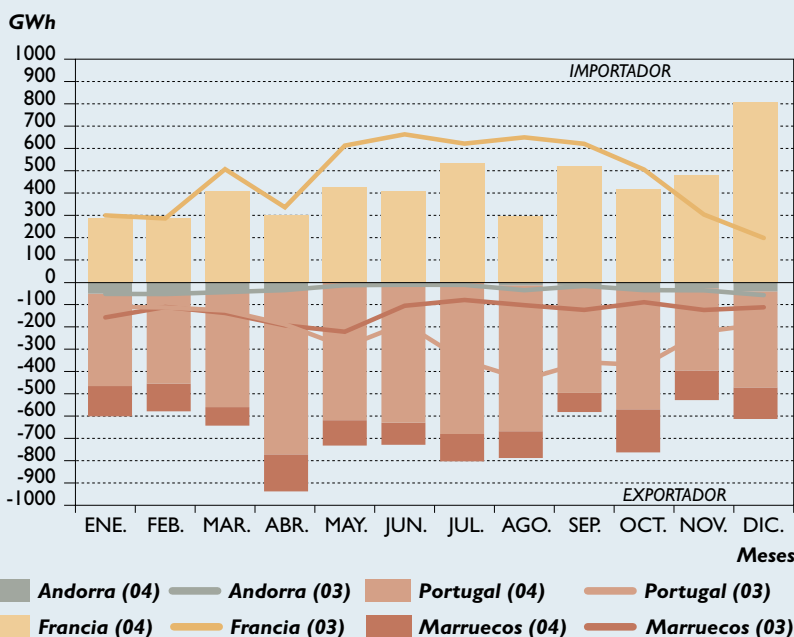


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	38,8	0,0	-38,8
España-Francia	18,0	826,6	808,5
España-Portugal	651,9	220,5	-431,4
España-Marruecos	142,0	0,4	-141,6
<b>TOTAL</b>	<b>850,8</b>	<b>1.047,5</b>	<b>196,7</b>

## ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

### Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	20,67	2,10	40,51	59,49
Feb.	17,73	1,79	42,17	57,83
Mar.	19,27	17,53	41,71	58,29
Abr.	21,42	4,64	42,32	57,68
May.	19,34	2,88	42,28	57,72
Jun.	17,10	9,76	43,60	56,40
Jul.	16,16	8,38	41,66	58,34
Ago.	17,34	23,87	43,99	56,01
Sep.	17,36	9,53	42,31	57,69
Oct.	18,98	-2,63	40,36	59,64
Nov.	18,67	-2,12	40,09	59,91
Dic.	20,47	2,69	38,17	61,83
<b>ACUM.</b>	<b>18,70</b>	<b>5,92</b>	<b>42,04</b>	<b>57,96</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.

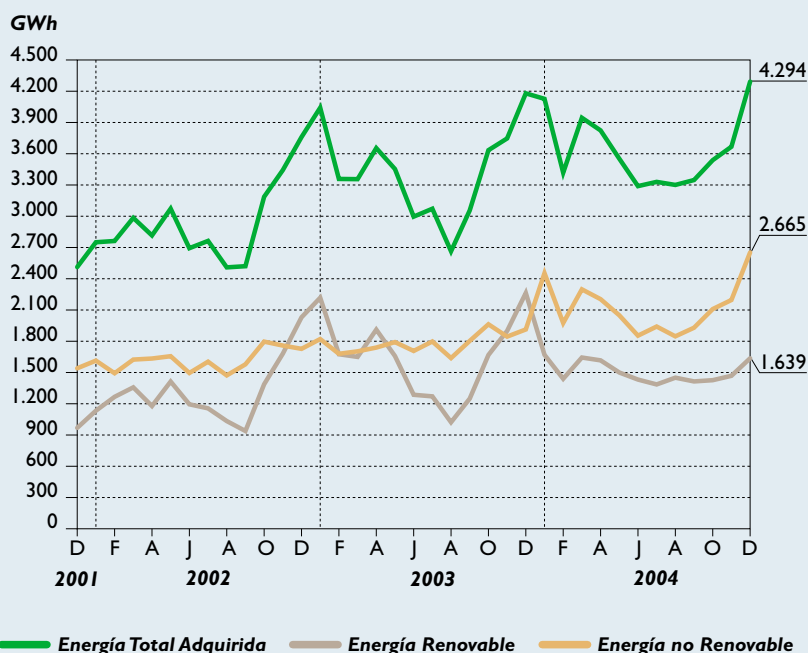


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 6,412 c€/kWh y mínimo de 3,801 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,041 c€/kWh y los 0,337 c€/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

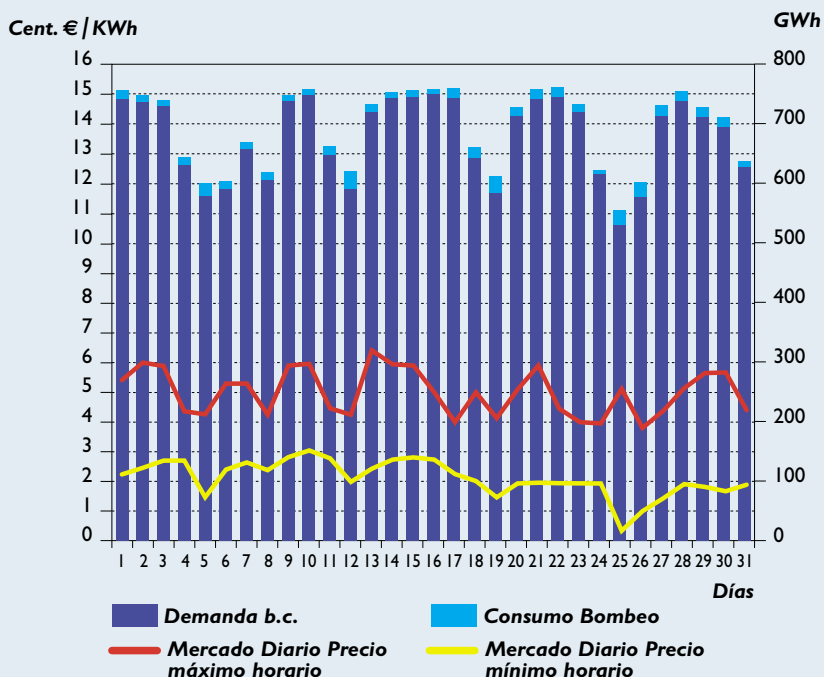


GRÁFICO 14

**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>17.329</b>	<b>78,1</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>11.291</b>	<b>50,9</b>
- Producción Interior	16.463		- Mercado Diario	11.369	
- Importación	866		- Mercados Intradiarios	-78	
Francia	842		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.354</b>	<b>28,6</b>
Portugal	24		- Mercado Diario	5.077	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	1.277	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>1.450</b>	<b>6,5</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0,94</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	1.387		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>487</b>	<b>2,2</b>
- Importación	63		<b>Exportación</b>	<b>689</b>	<b>3,1</b>
Francia	8		- Portugal	460	
Portugal	55		- Marruecos	151	
Marruecos	1		- Andorra	34	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-79</b>	<b>-0,4</b>	- Francia	44	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>93</b>	<b>0,4</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-27</b>	<b>-0,1</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.794</b>	<b>84,7</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.794</b>	<b>84,7</b>
Contratos Bilaterales (2)	302	1,4	Contratos Bilaterales (2)	302	1,4
Energía programada en Régimen Especial	3.102	14,0	Energía adquirida al Régimen Especial	3.102	14,0
<b>TOTAL</b>	<b>22.197</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>22.197</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

Diciembre 2004

- Han entrado en diciembre 239 km en 400 kV, el 99,5% de los km puestos en servicio en el año en este nivel de tensión.
- En el mes de diciembre la tasa de indisponibilidad en líneas de Red Eléctrica se ha situado en el 0,953 frente a los 0,278 del mismo período del año 2003.

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

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.791	16.437 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	833	1.845
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	100	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	26	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)	16.265	241	16.506	285
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	699	39	738	95
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	58	10	68	32
	MVA	31.163	4.440	35.603	16.206
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	25	1	26	-
	MVAr	3.750	150	3.900	-
<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)	4.468	6.816 (I)	11.284	5.153 (I)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	299	888	1.187	658
<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

(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 tres líneas han superado una carga máxima del 70%, aunque ninguna alcanzó una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno. Tan sólo la Güenes-Santurce ha superado el 80% de carga, registrándose los máximos tres días consecutivos.

En 220 kV veintinueve líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y ocho 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%**

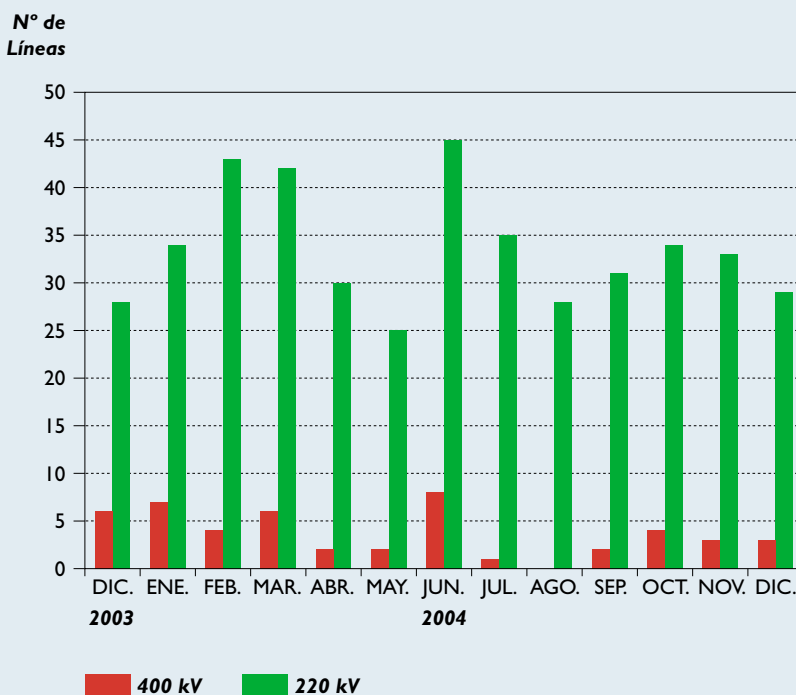


GRÁFICO 1

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

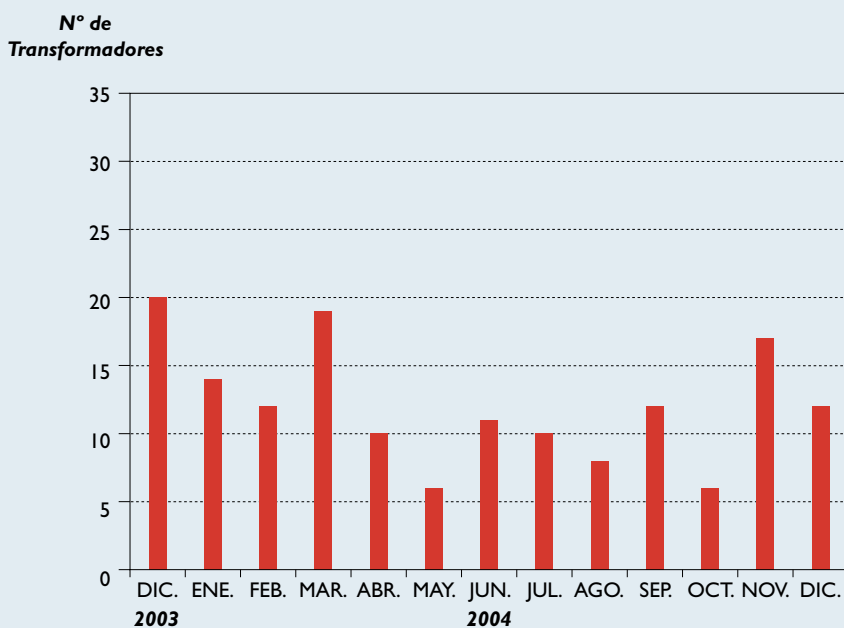


GRÁFICO 2

Este mes, doce transformadores han superado una carga máxima del 80%, y tres de ellos registran una carga media superior al 65%.

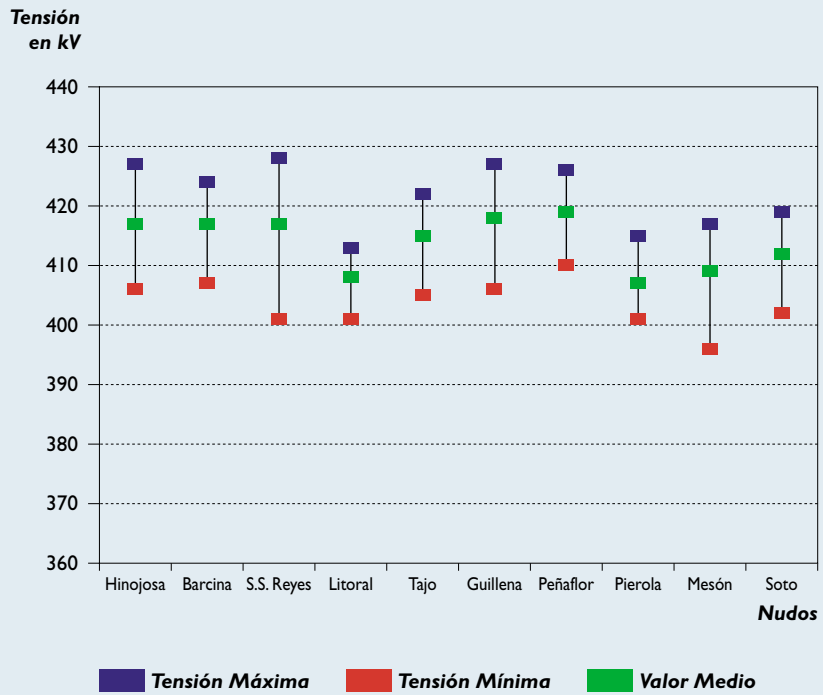
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 389 kV en Escombreras y Sallente, y los 457 kV en J.M. Oriol. El 40% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 18% entre 420 y 425 kV. El 2% de las medidas han superado los 430 kV.

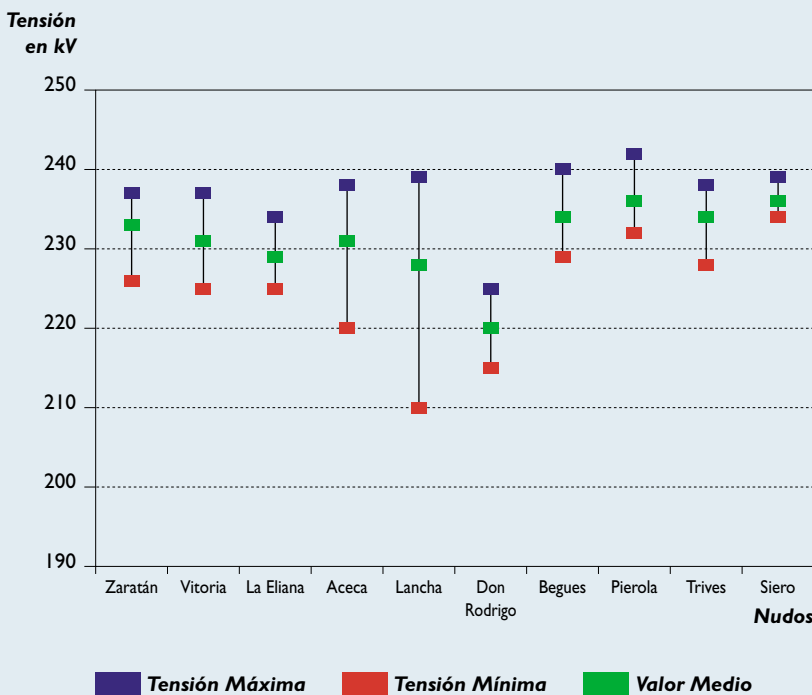
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 201 kV de Benahadux y los 253 kV registrados en Torrearenillas. El 48% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 29% entre 235 y 240 kV. Un 2% de las medidas han superado los 240 kV.

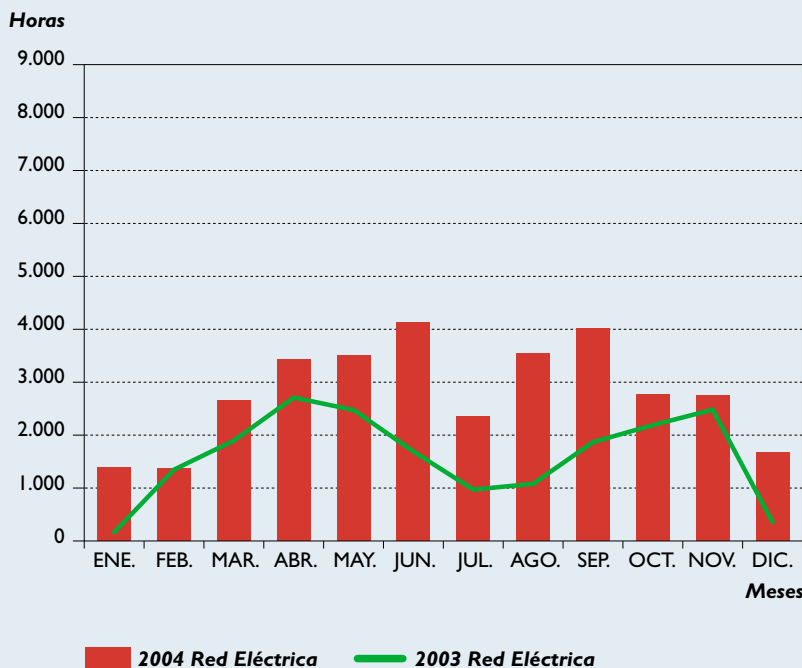
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea de 220 kV Compostilla-Mudarra para retensado de conductores y cambio de cadenas de aislamiento.
- Línea de 220 kV Cerro de la Plata-Villaverde I para colocar herrajes.
- Línea de 220 kV Lourizan-Pazos, reparar punto caliente en un apoyo y cambio de aislamiento.
- Línea de 400 kV Tordesillas-Villarino para reparar conductor dañado.

### 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

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	136	146	0	0
<b>220 kV</b>	1.541	1.108	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0

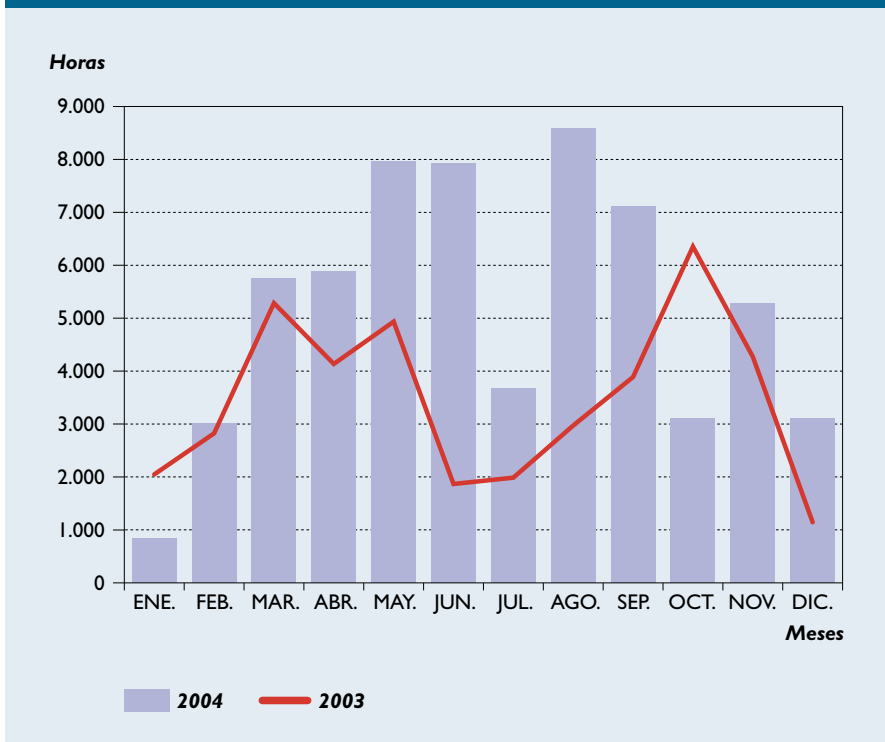
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Cercs salida Centelles para reparar el interruptor y el seccionador de línea y limpieza de aislamiento.
- Subestación de 220 kV Constanti, salida Viladecans, para reparar puntos calientes en el seccionador de línea.
- Subestación de 220 kV Saucelle, salida Pocinho, para revisar seccionadores.
- Subestación de 220 kV Arkale, salida Argia, para revisión detallada del interruptor.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA



La evolución anual de los descargas 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>	1.595	1.343	2.938
<b>Barras</b>	16	144	160
<b>TOTAL</b>	<b>1.611</b>	<b>1.487</b>	<b>3.099</b>

- Subestación de 400 kV Vandellós, salida Begues para reparar fuga de gas en el interruptor.
- Subestación de 220 kV Pobla, salida Pierola, para revisar los equipos de la posición.

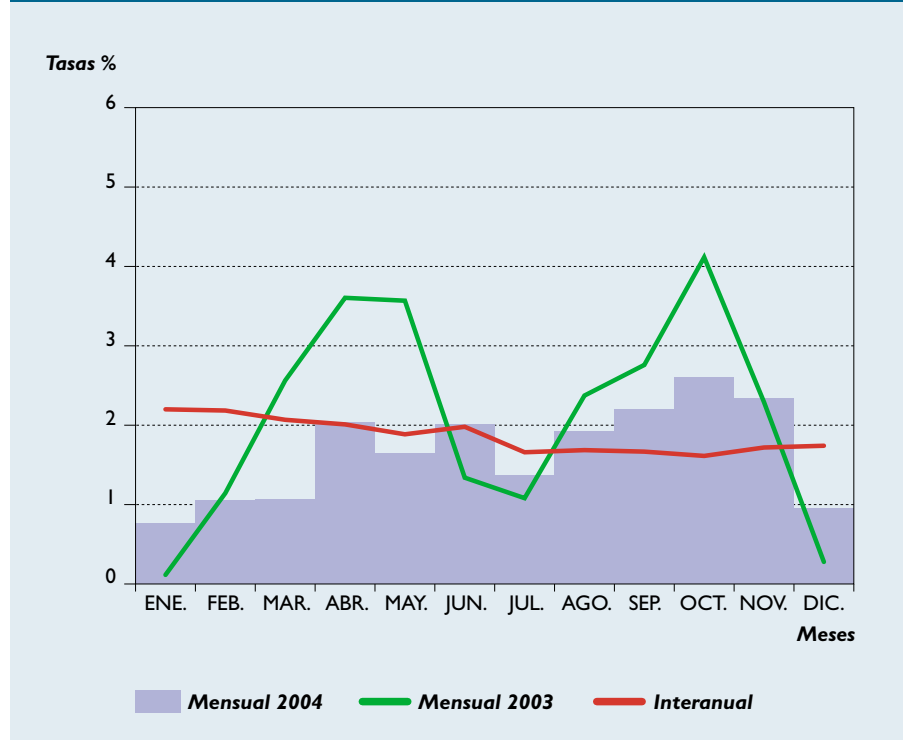
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad mensual del año 2004 incluye los nuevos activos adquiridos. Para el cálculo de la tasa de indisponibilidad interanual no se tiene en cuenta los nuevos 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	0,504	0,803	
Indisponibilidades Fortuitas	0,071	0,022	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,576</b>	<b>0,825</b>	
Por Otras Causas	0,377	0,916	
<b>TOTAL</b>	<b>0,953</b>	<b>1,741</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

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

en la que:

t<sub>i</sub> = tiempo de indisponibilidad, en horas, de cada línea, dentro del periodo T<sub>i</sub>

n = número total de líneas de Red Eléctrica

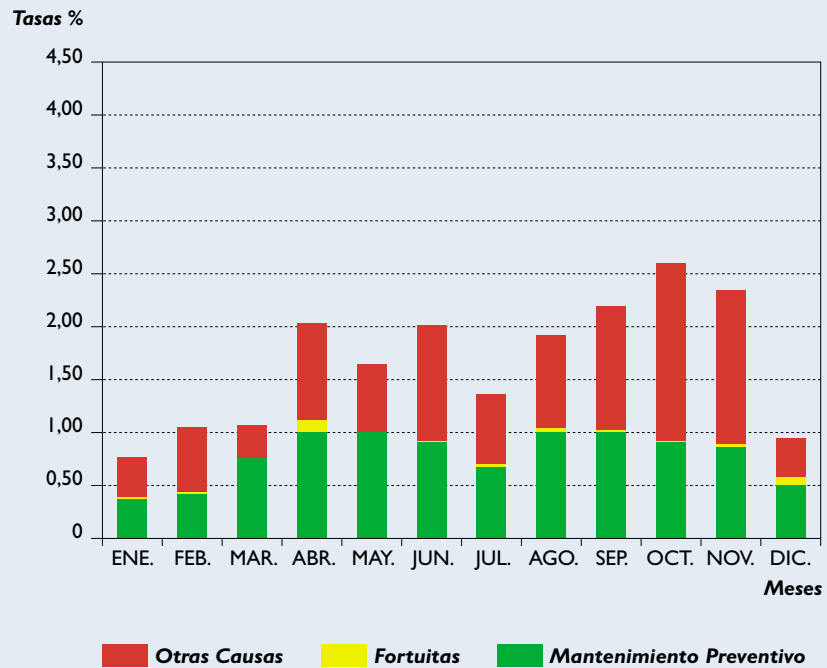
T<sub>i</sub> = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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 DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES

Número de Incidentes

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	28
	220 kV	0	8	42
	< 220 kV	0	0	9
Transformadores	400/220/132 kV	0	3	4

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	3	7	18
	220 kV	3	29	18
	< de 220 kV	1	8	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	6	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de diciembre se han registrado cuatro cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte. El primero de ellos se ha registrado en Vizcaya, con una energía no suministrada de 0,4 MWh. El segundo de los cortes se ha producido en Huelva, con una energía no suministrada de 52,25 MWh. Los dos últimos, se han registrado en Aragón, con 1,37 MWh y con 0,8 MWh de 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.

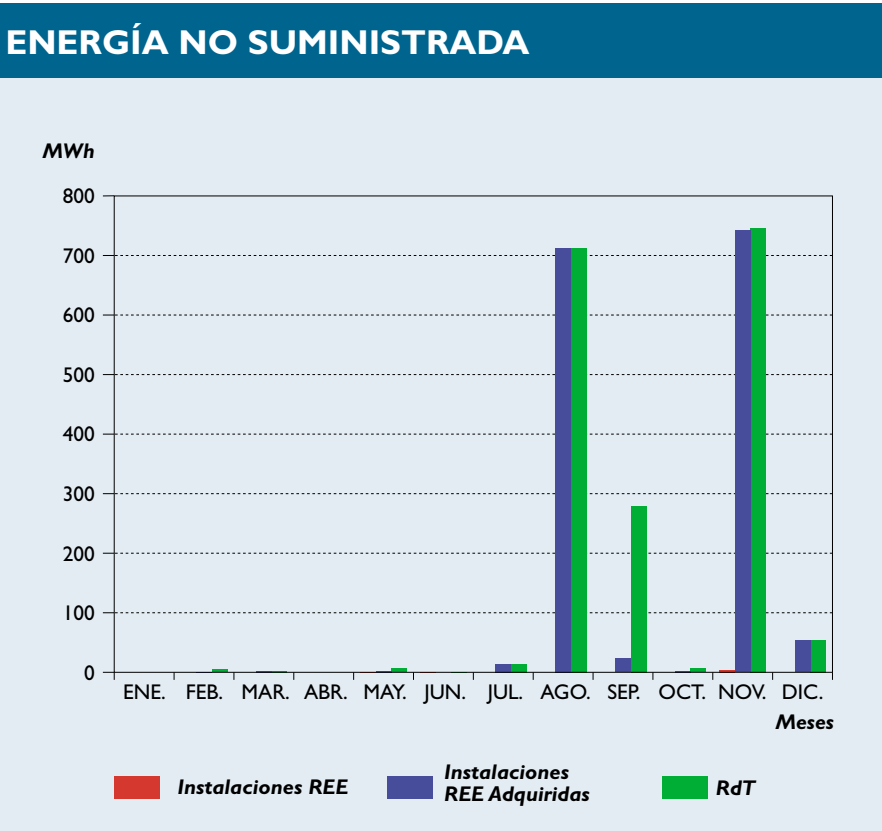


GRÁFICO 9

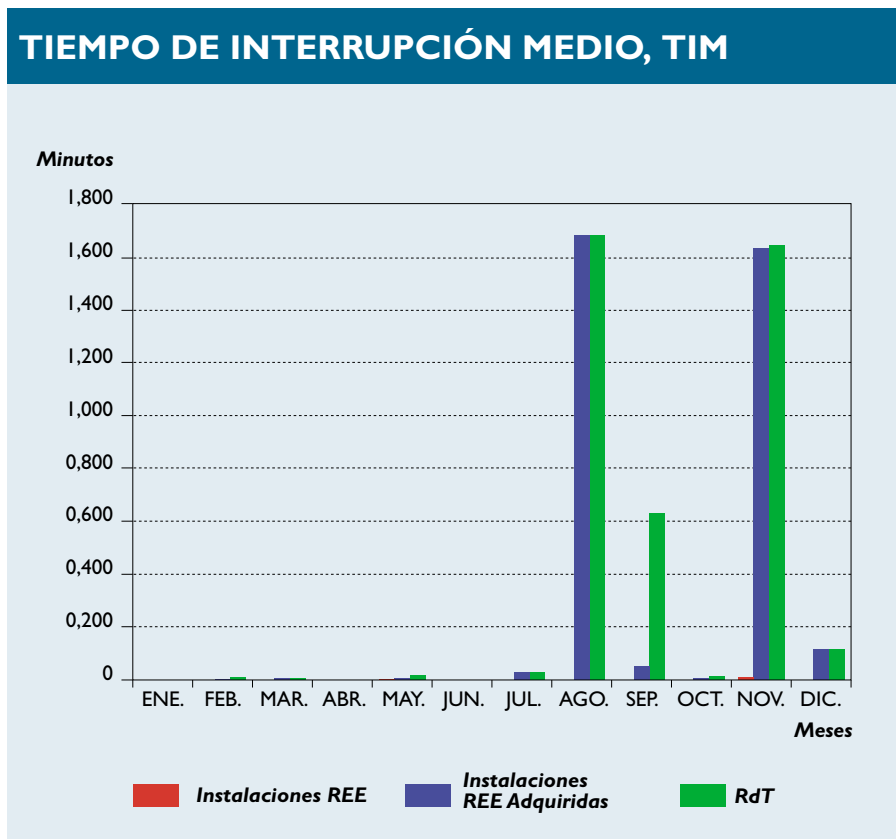


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte, durante el mes de diciembre, ha sido de 0,11 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.

$$TIM = \frac{MM \times ENS}{DM}$$

MM= Minutos al mes  
DM= Demanda mensual del sistema en MWh.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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