

# Informe Mensual

SEPTIEMBRE 2004



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

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

## RED DE TRANSPORTE

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

Información elaborada con datos disponibles a 1 de octubre de 2004

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de septiembre alcanzó los 19.312 GWh, con un crecimiento del 7,2% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 6,4%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 6,7% por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 42,6% de su capacidad total, tercer valor más alto registrado en un mes de septiembre desde los últimos cinco años.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2004		365 Días	
	GWh	Ø%	GWh	Ø%	GWh	Ø%
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.651	-7,5	23.747	-18,0	33.535	-8,3
<b>NUCLEAR</b>	4.842	11,6	48.179	5,1	64.036	1,9
<b>Hulla + Antracita</b>	3.361	-7,2	28.899	4,0	37.662	3,5
<b>Lignito Pardo</b>	1.331	-1,0	11.767	12,8	15.432	10,1
<b>Lignito Negro</b>	796	10,2	6.238	5,1	8.497	6,6
<b>Carbón Importación</b>	1.056	-14,8	9.511	-5,6	12.644	-5,2
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.544	-5,6	56.416	4,0	74.236	3,5
<b>Gas Natural</b>	3.606	38,4	23.607	71,7	28.518	65,4
<b>Fuel-Oil</b>	606	27,3	2.869	-23,7	3.488	-23,7
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	17.248	6,9	154.817	5,6	203.813	5,6
<b>Consumos Producción</b>	803	11,9	6.475	7,4	8.521	6,2
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	16.445	6,7	148.342	5,6	195.292	5,6
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.325	15,3	32.177	11,3	42.775	9,9
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	19.770	8,0	180.519	6,5	238.067	6,3
<b>Consumos en Bombeo</b>	390	-10,8	3.331	-6,6	4.440	-17,9
<b>Saldo Internacional</b>	-68	-	-2.896	-	-2.994	-
<b>DEMANDA</b>	19.312	7,2	174.293	4,2	230.634	4,4

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh														
Concepto	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	T. Año Móvil *	
	2003			2004										
Hidroeléctrica	2.001	3.070	4.739	3.521	3.195	2.950	2.750	3.093	2.675	2.089	1.823	1.651	33.557	
Térmica Nuclear	4.743	5.532	5.744	5.692	5.347	5.151	5.328	5.040	5.376	5.759	5.645	4.842	64.199	
Térmica Convencional	9.378	7.537	6.620	8.045	8.580	9.710	7.517	8.041	9.408	10.881	9.956	10.755	106.428	
PRODUCCION BRUTA	16.122	16.139	17.103	17.258	17.122	17.811	15.595	16.174	17.459	18.729	17.424	17.248	204.184	
Consumos Producción	694	673	668	691	674	709	592	649	755	802	798	803	8.508	
PRODUCCION NETA	15.428	15.466	16.435	16.567	16.448	17.102	15.003	15.525	16.704	17.927	16.626	16.445	195.676	
Adquirida Autoprod.	3.443	3.492	3.909	4.129	3.421	3.947	3.826	3.555	3.292	3.332	3.350	3.325	43.021	
PROD. TOTAL NETA	18.871	18.958	20.344	20.696	19.869	21.049	18.829	19.080	19.996	21.259	19.976	19.770	238.697	
Consumos en Bombeo	390	322	400	405	276	339	314	393	426	404	384	390	4.443	
Saldo Internacional	55	-24	-119	-316	-297	-230	-635	-302	-319	-239	-490	-68	-2.984	
DEMANDA	18.536	18.612	19.825	19.975	19.294	20.479	17.880	18.385	19.251	20.616	19.102	19.312	231.267	
Ø% Mensual	5,5	4,6	7,7	-0,8	3,2	11,1	5,7	4,1	2,3	3,3	2,6	7,2	-	
Ø% 365 días	4,9	5,3	6,2	5,7	4,7	5,2	6,0	6,1	5,5	4,9	4,1	4,4	4,4	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MAYO 2004													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	89	2.125	3.613	6.391	458	5.248	71	0	3.431	826	3.126	25.378	
Térmica Nuclear	3.695	11.745	4.825	32.012	—	—	0	335	0	0	2.249	54.861	
Térmica Convencional	2.698	26.163	10.642	2.952	3.200	17.858	155	7.154	1.326	2.173	221	74.542	
PROD.TOTAL NETA I	6.482	40.033	19.080	41.355	3.658	23.106	226	7.489	4.757	2.999	5.596	154.781	
Saldo Internacional	389	968	-302	-5.385	199	3.532	379	1.348	-182	615	-577	984	
Consumos en Bombeo	86	731	393	675	48	885	88	0	247	27	246	3.426	
DEMANDA 2													
Mensual	6.785	40.270	18.385	35.295	3.809	25.753	517	8.837	4.328	3.587	4.773	152.339	
Ø%	1,5	-0,2	4,1	3,0	-8,4	-1,6	3,2	1,0	15,8	3,9	3,1	1,3	
Año Móvil	84.963	508.274	228.386	465.403	50.087	320.833	6.182	110.359	53.597	44.168	61.235	1.933.487	
Ø%	0,8	0,8	6,3	3,8	-0,1	2,4	1,8	0,7	4,4	5,1	3,7	2,7	
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 493 MW y 6.205 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 6.088 MW y máximo de 9.881 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 2.652 MW y un máximo de 9.374 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 250 MW y un máximo 2.240 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.063 MW y los 5.640 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.535 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

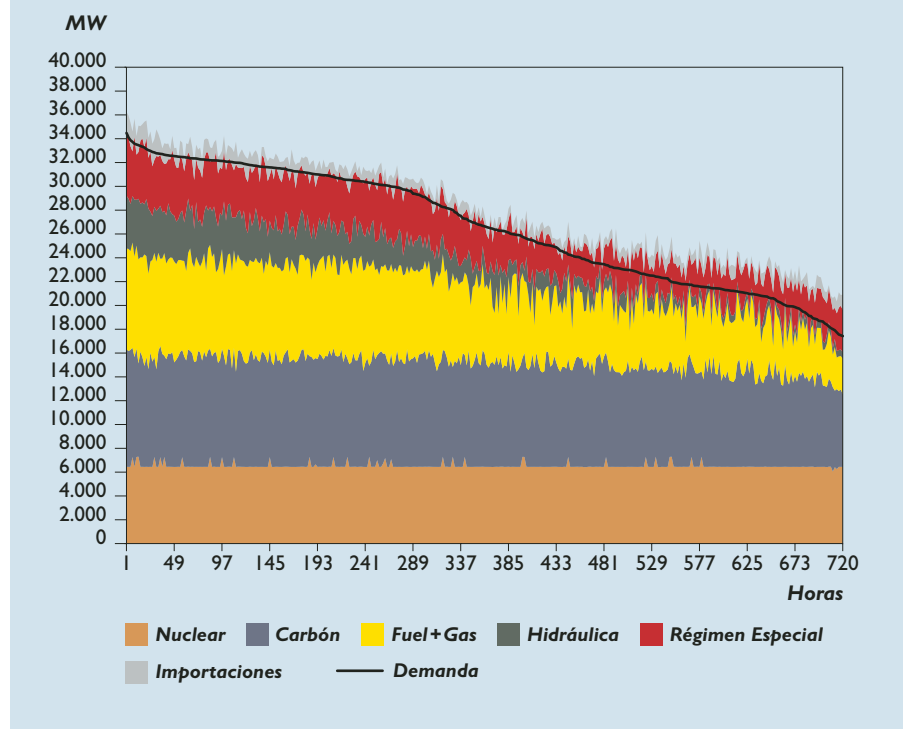


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

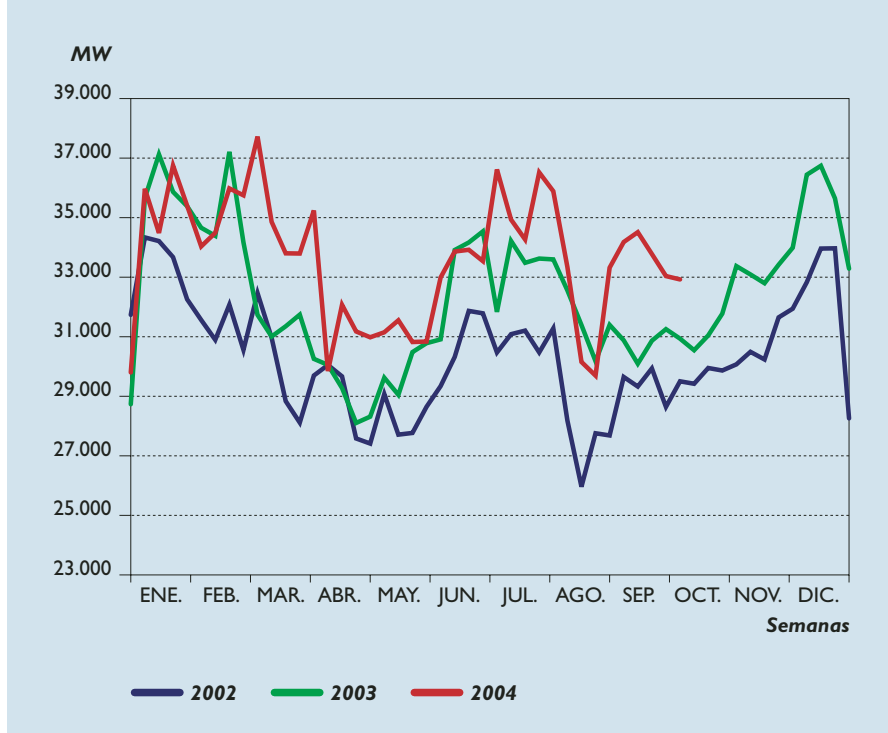


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 10 con 34.519 MW a las 13 horas. Este valor es superior en 3.262 MW al máximo registrado en el mes de septiembre de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. aumentó un 7,2%. En septiembre, las temperaturas fueron más altas que las del año anterior, aportando 0,3 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,5 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	19.312	7,2
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,5
Efecto Temperatura (3)		0,3
Efecto Act. Económica y Otros		6,4
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	174.293	4,2
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,6
Efecto Temperatura (3)		-0,3
Efecto Act. Económica y Otros		3,9

(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)

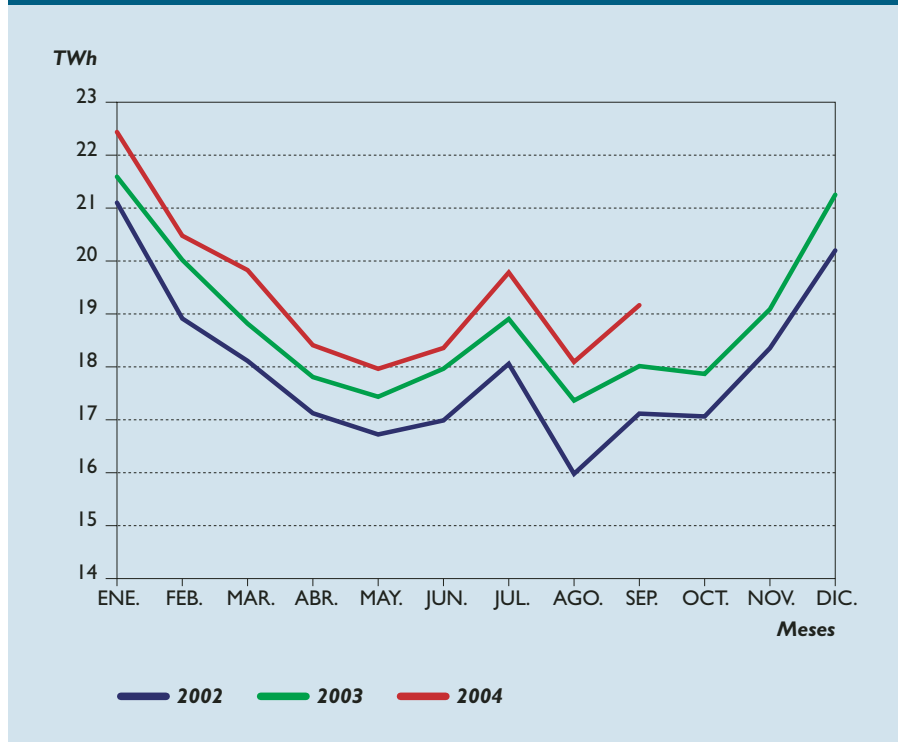


GRÁFICO 3

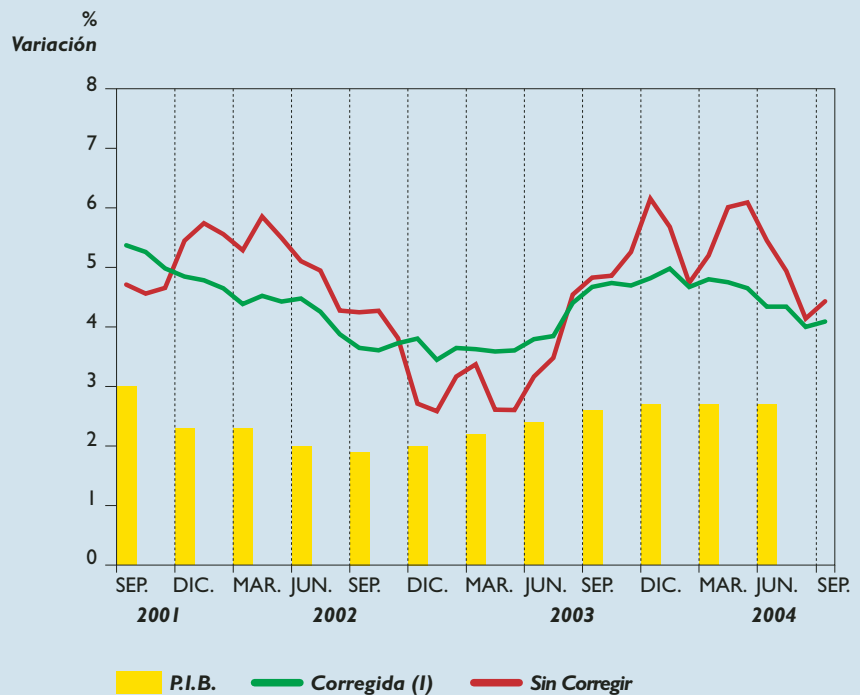
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 6,4%, superior en 1,2 puntos al crecimiento experimentado en septiembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,4%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,1% en el mismo período. Este crecimiento es superior al experimentado en 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

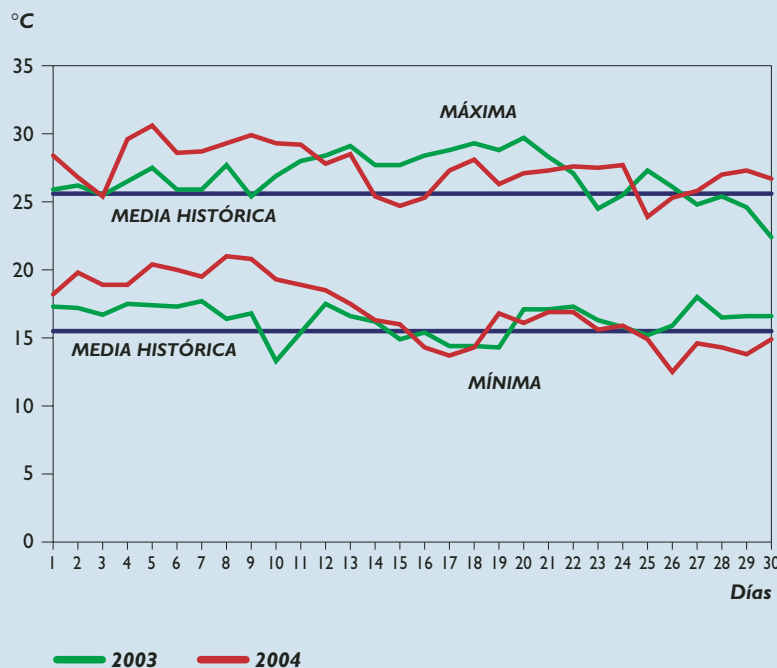


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de septiembre fue de 22,2 °C, superior en 0,6 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las registradas en septiembre de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 27,4 °C, superior a los 26,8 °C registrados en septiembre del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 17 °C frente a los 16,3 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 23 GWh, superior en 2 GWh al valor característico de un mes de septiembre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes superior a la media, registrándose un producible mínimo de 5 GWh el día 25 y un máximo de 52 GWh el día 10.

(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

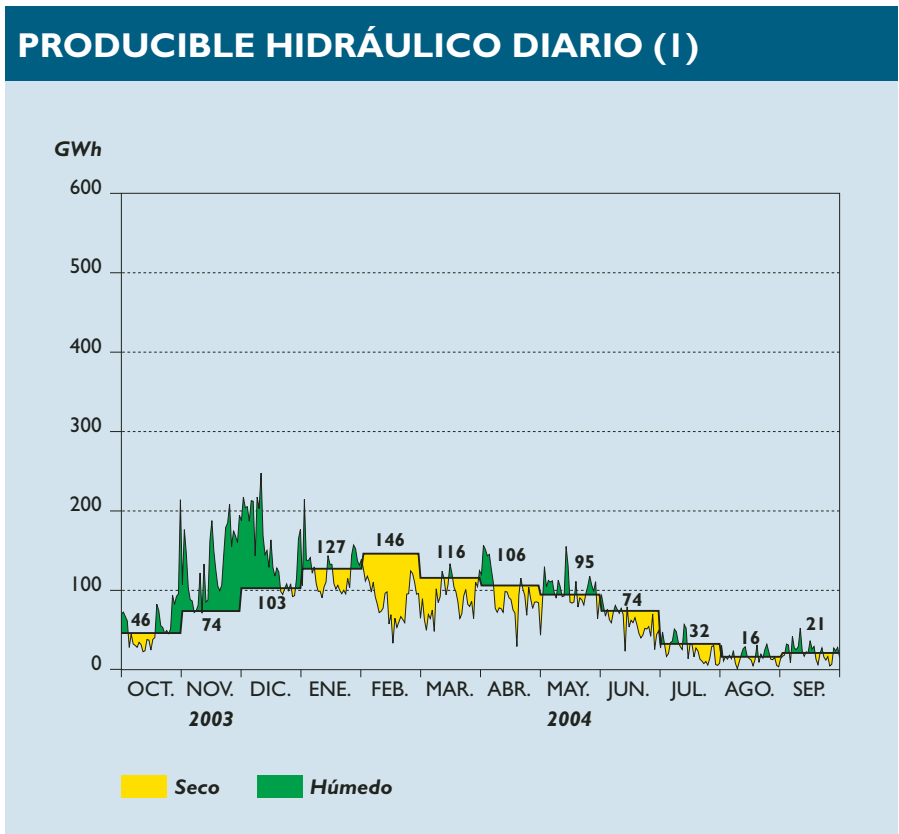


GRÁFICO 6

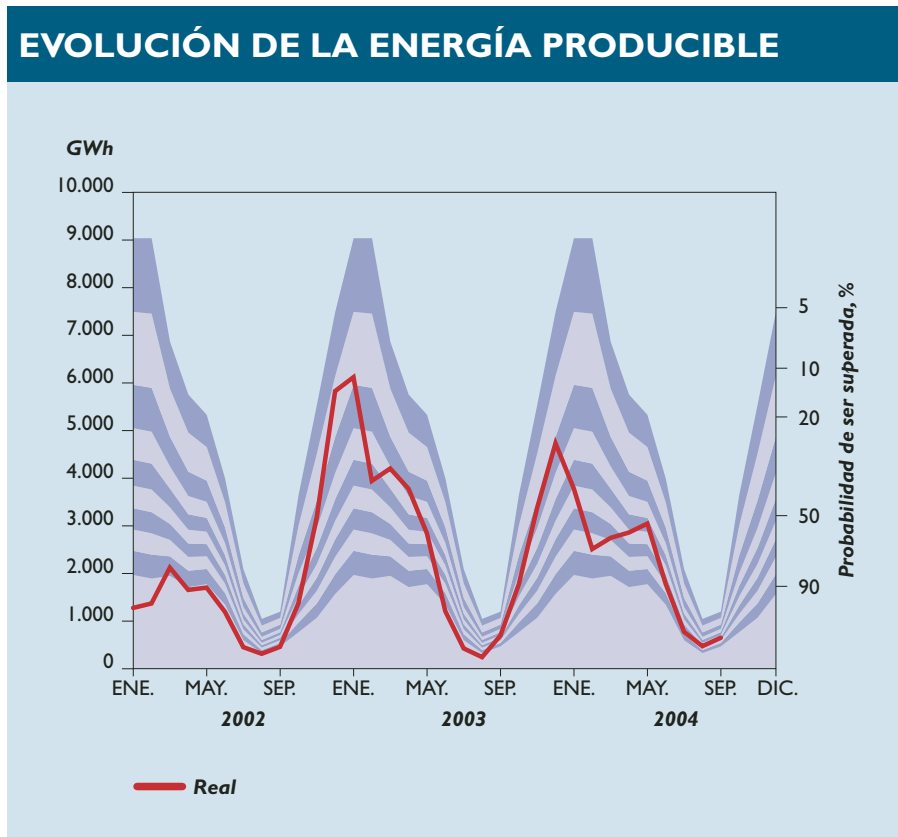


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,07 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 45%.

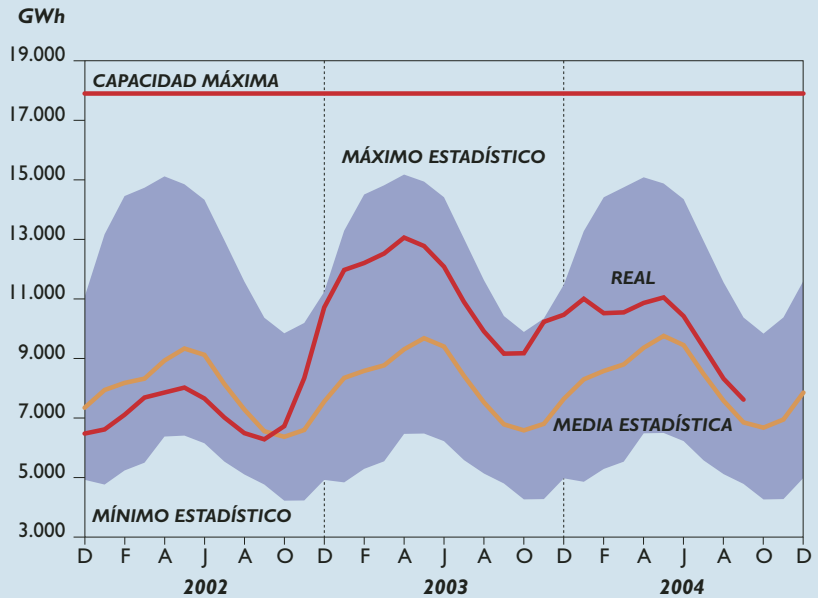
En los nueve primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,83 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 68%.

(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 42,6% de su capacidad, inferior en 8,6 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

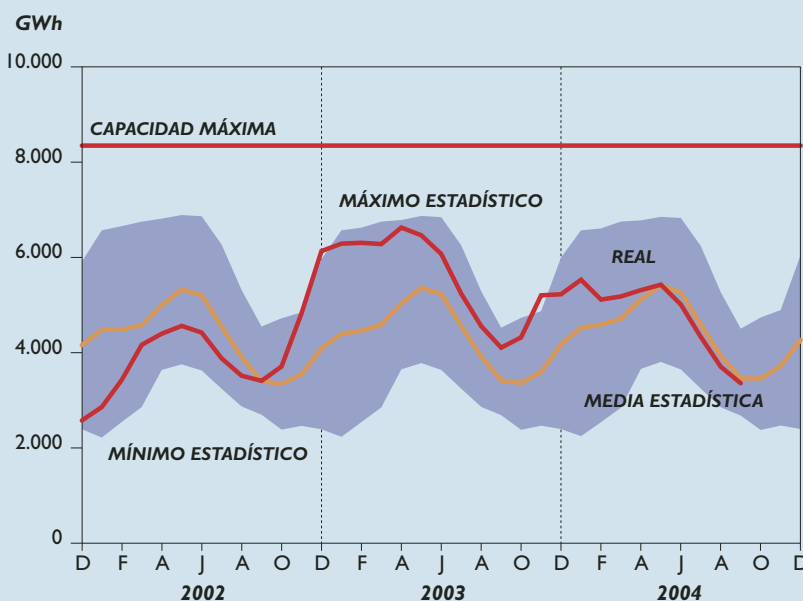


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 40,3%; 4,1 puntos menos que en el mes de agosto.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 44,6% de su capacidad, inferior en 3,7 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

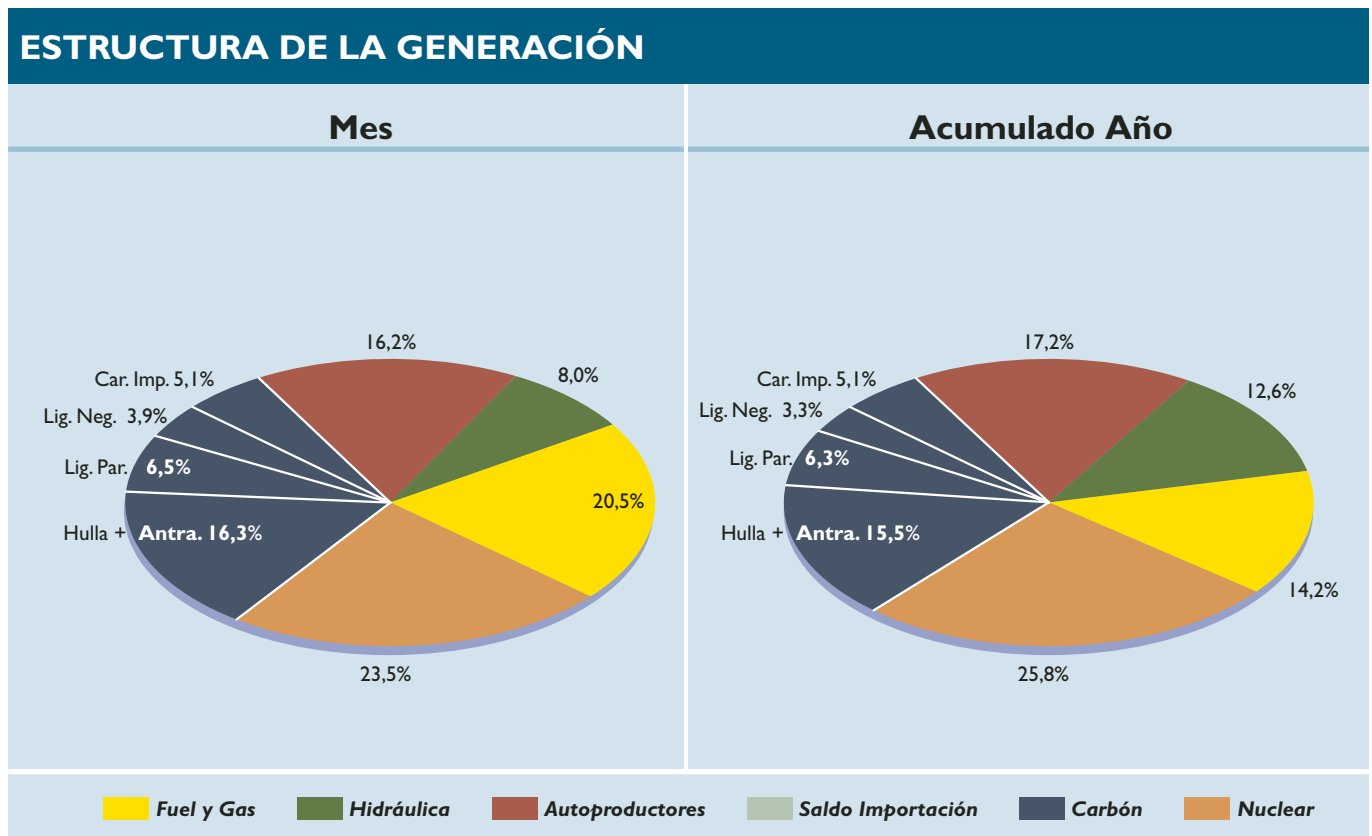


GRÁFICO 10

### EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

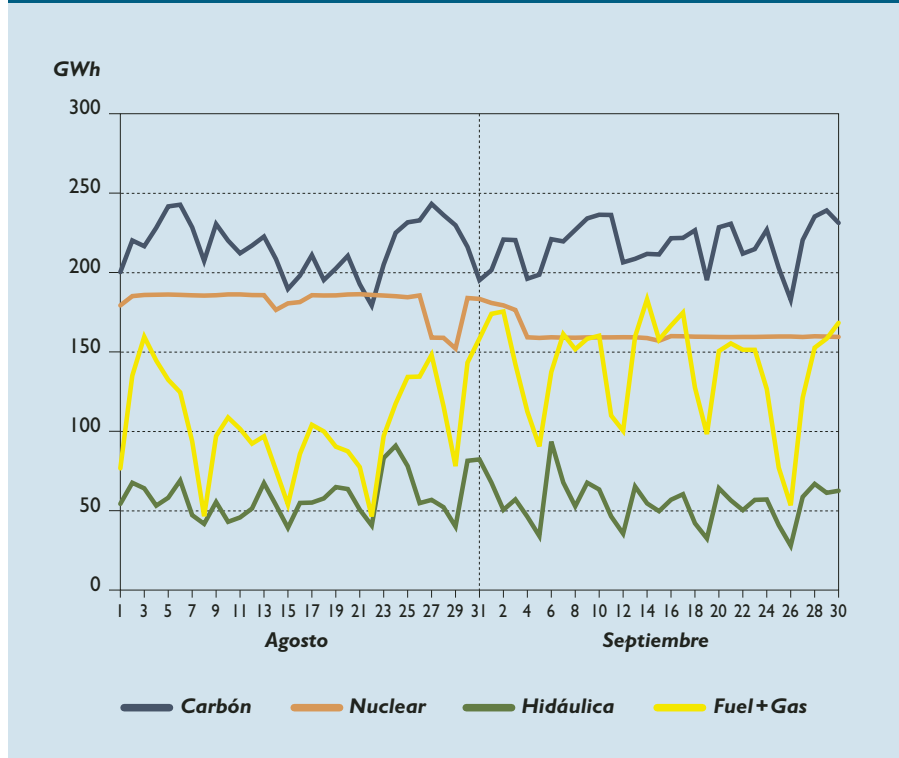


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 239 GWh y un mínimo de 202 GWh; la hidráulica entre 94 GWh y 50 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 183 GWh y mínimo de 121 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 161 GWh.



## COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	SEPTIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,88	0,12	0,00	0,94	0,04	0,02
Hulla + Antracita	0,92	0,00	0,08	0,89	0,02	0,09
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,92	0,00	0,08	0,87	0,08	0,05
Carbón Importación	0,89	0,00	0,11	0,88	0,03	0,09
TOTAL CARBÓN	0,93	0,00	0,07	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,85	0,00	0,15	0,86	0,00	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
4	C-220 kV Mazarredo-Cerro de la Plata	Sustituye a las líneas L-200 Mazarredo-Mediodía y L-220 kV Mediodía-Cerro de la Plata, al desaparecer la subestación de Mediodía.
5	S.E. 400 kV Nueva Escombreras	Configuración de interruptor y medio con tres calles. Con su entrada en servicio desaparece la antigua L-400 kV Escombreras-Rocamora, dando lugar a las nuevas L-400 kV Escombreras-Nueva Escombreras y L-400 kV Nueva Escombreras-Rocamora.
19	S.E. 220 kV San Pedro del Pinatar	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, dos posiciones de línea, y dos posiciones de TF. Con su entrada en servicio desaparece la L-220 kV Hoyamorenna-Campoamor, dando lugar a las nuevas líneas L-220 kV Hoyamorenna-S. Pedro del Pinatar y L-220 kV S. Pedro Pedro del Pinatar-Campoamor.
21	S.E. 220 kV Valladolid L-220 kV Valladolid-Mudarra.	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, tres posiciones de línea y tres de TF. La actual S.E. 220 kV de Valladolid, quedará fuera de servicio una vez que esté totalmente operativa la nueva subestación.

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 3 como consecuencia del disparo del TF3 de la subestación de Casares 220 kV por causa ignorada, se produce una pérdida de mercado en la zona de Málaga asociada a Casares 220 kV desde las 14:43 horas hasta las 14:45 horas con una pérdida de potencia de 60 MW.

El día 3 como consecuencia de los disparos de las líneas propiedad de Inalta La Eliana-Sidmed 220 kV y Sagunto-Sidmed 220 kV debido a un tornado en la zona de Valencia, se produce una pérdida de mercado al cliente de la red de transporte Siderúrgica del Mediterráneo asociada a Sidmed

220 kV y evaluado provisionalmente en 30 MW durante 9 horas.

El día 6 como consecuencia del disparo de la línea Narcea-Sotoribera 400 kV debido a una tormenta, se produce una pérdida de mercado en la zona de Asturias asociada a Narcea 400 kV desde las 1:14 horas hasta las 1:28 horas con una pérdida de potencia de 10 MW.

El día 7 como consecuencia del disparo de la línea Bellisens-Constantí 220 kV debido a una tormenta, se produce una pérdida de mercado en la zona de Tarragona asociada a Bellisens 220 kV desde las 3:25 horas hasta las 3:27 horas con una pérdida de potencia de 30,8 MW.

El día 7 como consecuencia del disparo de la línea Dumbria-Mesón do Vento 220 kV debido a una tormenta en la zona de Galicia, se produce una pérdida de mercado al cliente de la red de transporte Carbuos Dumbria asociada a Dumbria 220 kV desde las 17:18 horas hasta las 17:28 horas con una pérdida de potencia de 125 MW.

El día 16 como consecuencia del disparo de la línea Campo de las Naciones-Simancas 220 kV debido a trabajos, se produce una pérdida de mercado en la zona de Madrid asociada a Campo de las Naciones 220 kV desde las 20:10 horas hasta las 20:12 horas con una pérdida de potencia de 44,58 MW.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, por un valor de 55 GWh, valor que representa una significativa reducción respecto al valor del saldo exportador del mes anterior, 462 GWh.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 91% (360 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, EGL, CÉNTRICA ENERGÍA y UNION FENOSA GENERACIÓN han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 58, 46, 44, 18, 14, 11 y 2 GWh.

A través de esta interconexión, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EGL, UNION FENOSA GENERACIÓN, EDF y CÉNTRICA ENERGÍA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 19, 13, 9, 2, 1 y 0,4 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, ENDESA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y GAS NATURAL ELECTRICIDAD han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 79, 15, 14, 5 y 1 GWh.

En esta misma interconexión, ENDESA GENERACIÓN, REN, EDP GESTAO DA PRODUCAO DE ENERGÍA, EDP ENERGÍA IBERICA, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA y UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 189, 135, 106, 80, 65, 13 y 0,1 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 (81 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra un total de 12 GWh.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

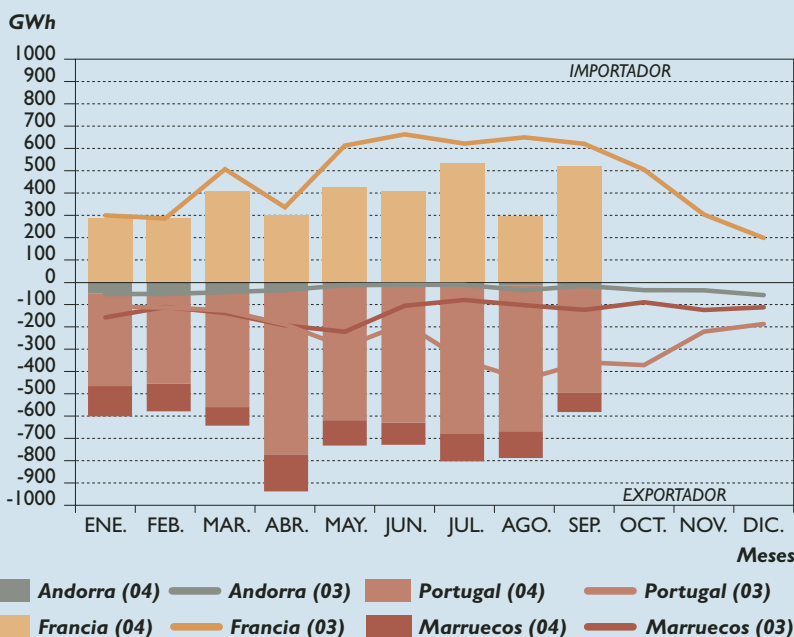


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	11,9	0,0	-11,9
España-Francia	34,3	547,2	512,9
España-Portugal	638,5	155,7	-482,8
España-Marruecos	88,5	2,6	-86,0
<b>TOTAL</b>	<b>773,2</b>	<b>705,4</b>	<b>-67,8</b>

## ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	20,67	3,58	56,85	43,15
Feb.	17,73	3,81	59,97	40,03
Mar.	19,27	16,92	59,58	40,42
Abr.	21,40	6,73	60,92	39,08
May.	19,34	5,51	61,08	38,92
Jun.	17,10	13,18	63,34	36,66
Jul.	16,16	12,57	62,60	37,40
Ago.	17,54	31,17	54,36	45,64
Sep.	17,22	15,31	52,97	47,03
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>18,46</b>	<b>11,27</b>	<b>59,07</b>	<b>40,93</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.

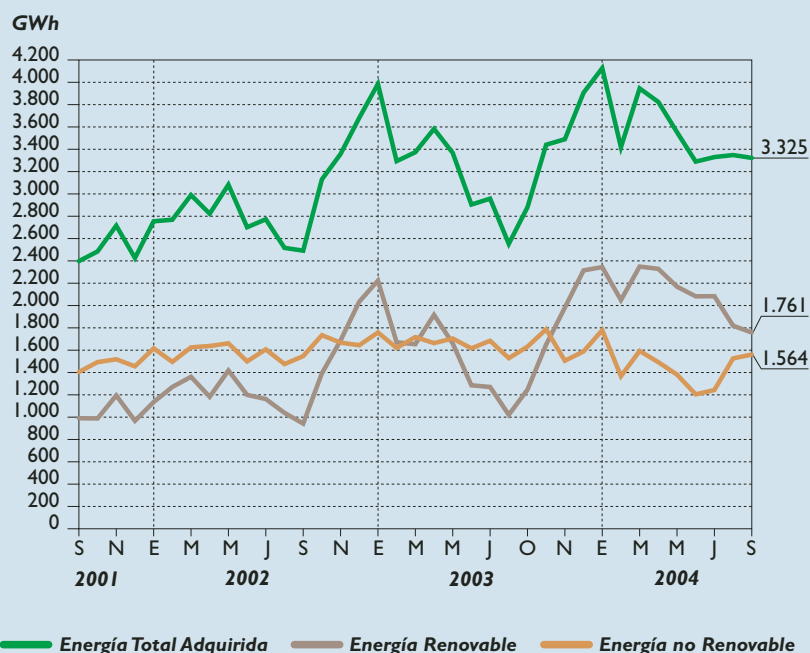


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,000 c€/kWh y mínimo de 3,301 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,600 c€/kWh y los 1,468 c€/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

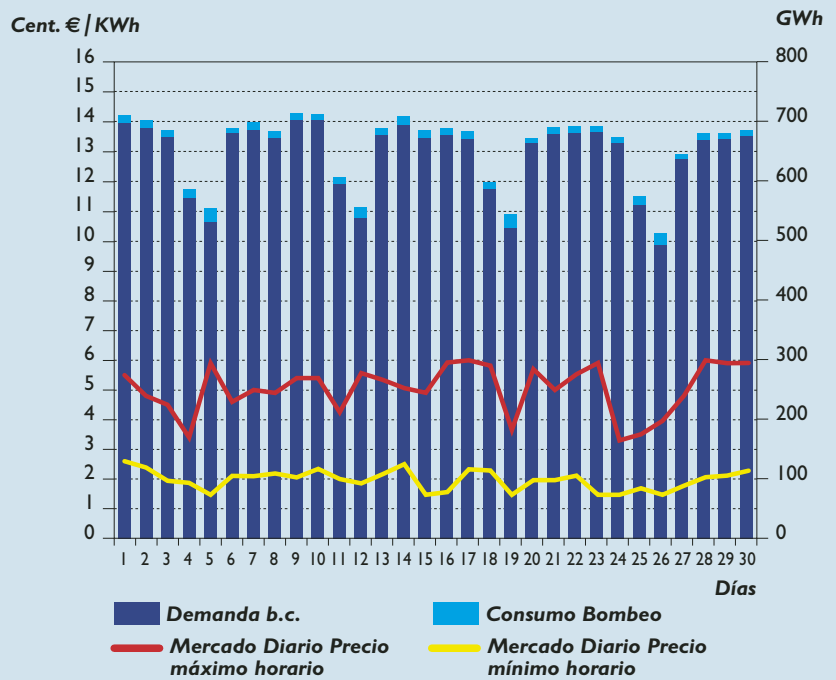


GRÁFICO 14

**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>16.256</b>	<b>80,0</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>9.702</b>	<b>47,8</b>
- Producción Interior	15.612		- Mercado Diario	9.747	
- Importación	644		- Mercados Intradiarios	-45	
Francia	595		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.838</b>	<b>33,7</b>
Portugal	48		- Mercado Diario	5.633	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	1.205	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>1.353</b>	<b>6,7</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>1</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	1.291		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>427</b>	<b>2,1</b>
- Importación	62		<b>Exportación</b>	<b>737</b>	<b>3,6</b>
Francia	3		- Portugal	597	
Portugal	59		- Marruecos	82	
Marruecos	0		- Andorra	13	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-76</b>	<b>-0,4</b>	- Francia	45	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>94</b>	<b>0,5</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-78</b>	<b>-0,4</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.627</b>	<b>86,8</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.627</b>	<b>86,8</b>
Contratos Bilaterales (2)	125	0,6	Contratos Bilaterales (2)	125	0,6
Energía programada en Régimen Especial	2.565	12,6	Energía adquirida al Régimen Especial	2.565	12,6
<b>TOTAL</b>	<b>20.317</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>20.317</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

Septiembre 2004

- A lo largo del mes de septiembre han entrado en servicio las siguientes instalaciones: Palos (2 posiciones blindadas de 400 kV y 1 posición blindada de 220 kV), Nueva Escombreras (6 posiciones de 400 kV). Han entrado 20 km del nuevo circuito a 220 kV Mudarra-Valladolid. También hay que destacar el incremento de la capacidad de la L-220 Sabiñánigo-Sangüesa (78,7 km).
- Mayor número de líneas de 220 kV cargadas 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	16.382 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	805	1.793
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	93	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	25	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	668	42	710	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	24	1	25	-
	MVAr	3.600	150	3.750	-
<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)	4.440	6.851 (I)	11.291	5.091 (I)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	250	885	1.135	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

(\*) 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, y una de ellas ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV treinta y una líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y siete 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%**

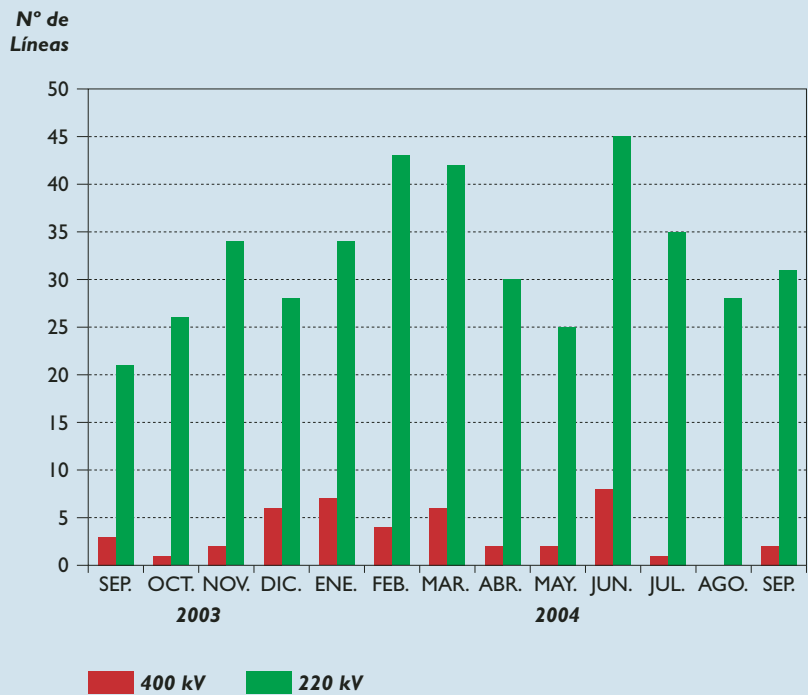
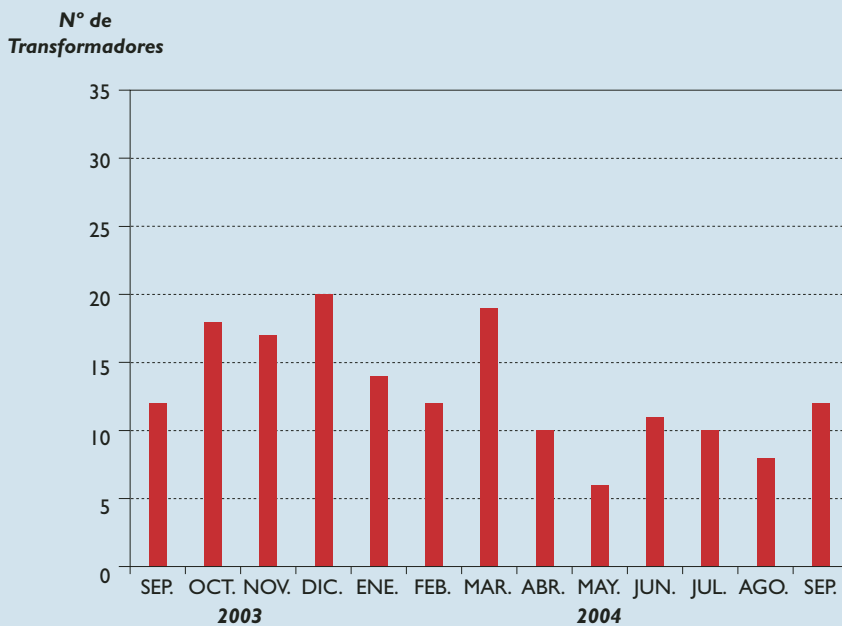


GRÁFICO 1

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



Este mes doce transformadores han superado una carga máxima del 80%, uno de ellos registra una carga media superior al 70%.

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.

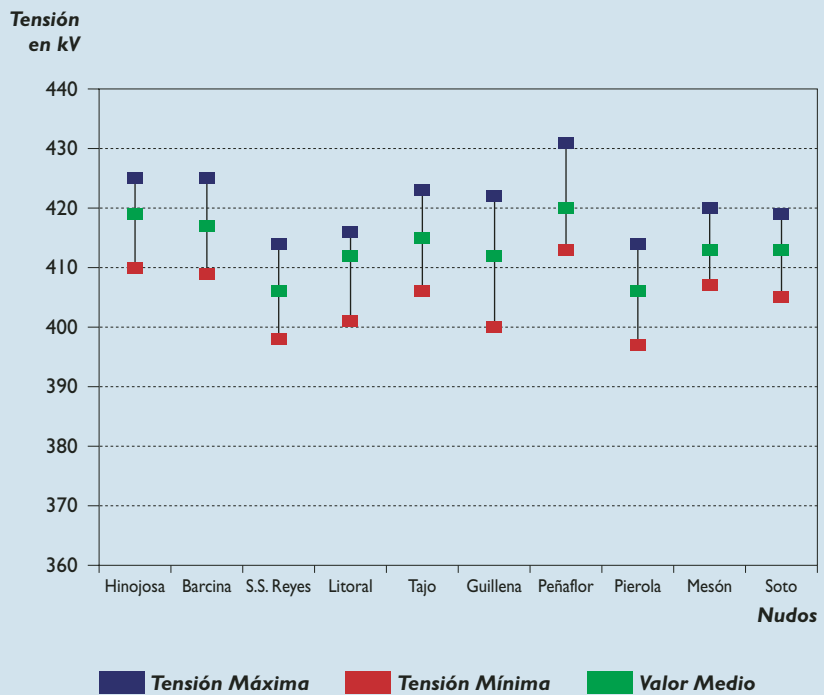
GRÁFICO 2



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 380 kV en Vic y los 442 kV en Fuencarral. El 37% 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.

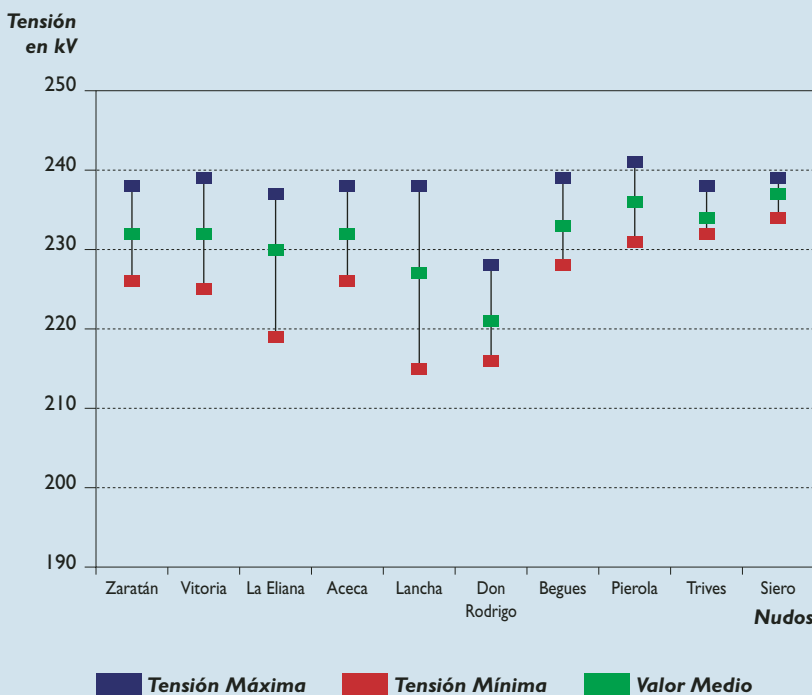
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 201 kV de Benahadux y los 253 kV registrados en Ribarroja. El 45% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 29% entre 235 y 240 kV. Un 2% de las medidas superan los 240 kV.

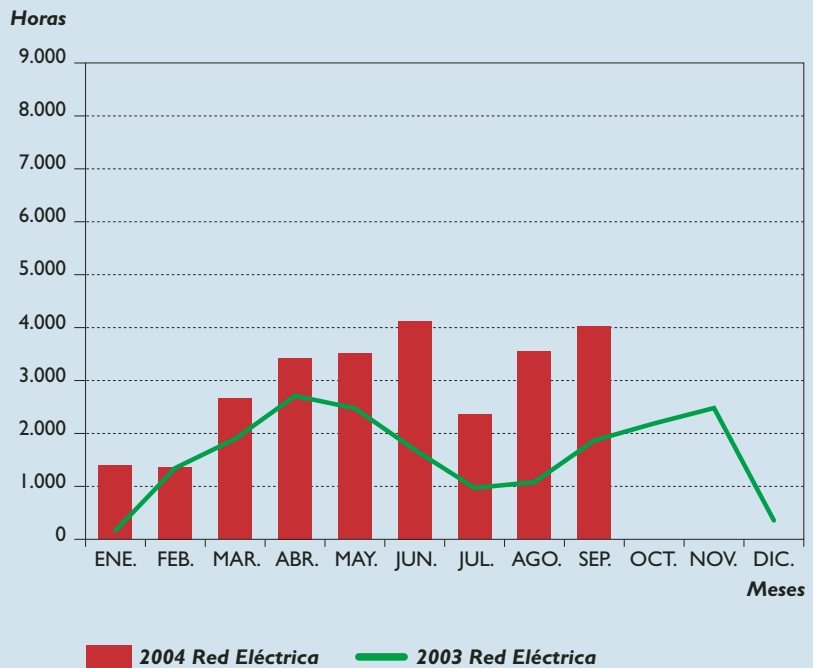
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 220 kV Cornatel-Quereño y Cornatel-Montearenas para cambiar cadenas de aislamiento.
- Líneas de 220 kV Belesar-Castrelo, Aceca-Valdemoro y Loeches-Vallecas 1 y 2 para mantenimiento de la línea.
- Líneas de 400 kV Almaraz-Bienvenida, Almaraz-Hinojosa, Fuencarral-S.S.de los Reyes y Galapagar-Tordesillas para mantenimiento de la línea.
- Líneas de 400 kV Pierola-Vic y Ascó-Sentmenat 2 para reparar elementos de la línea.

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



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

GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	1.109	1.785	1	0
<b>220 kV</b>	2.914	1.213	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	404	0	0

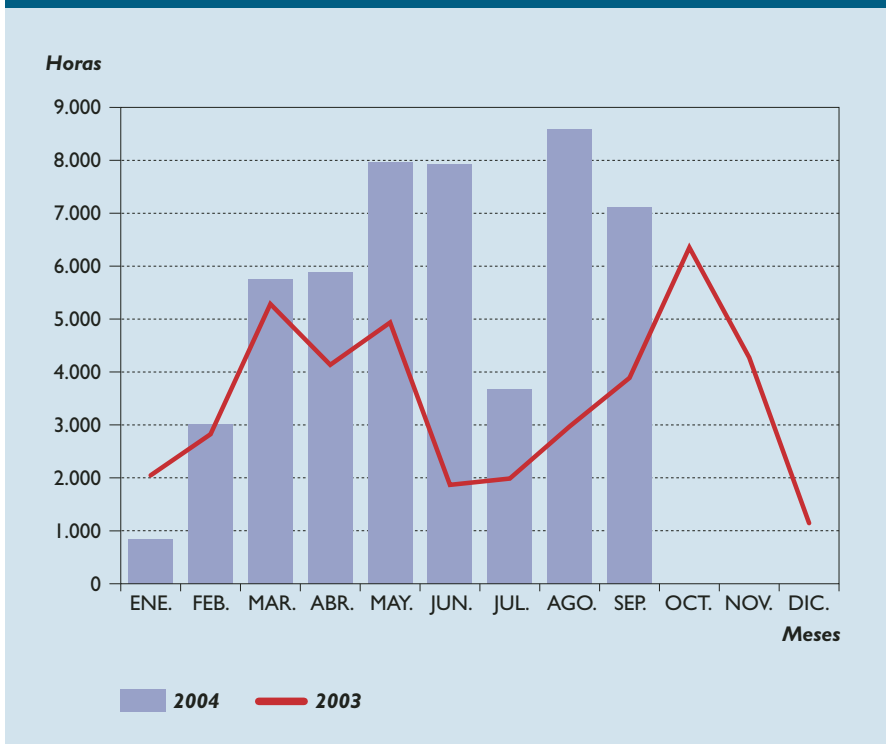
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Begues salida Rubí para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Eliana, posición central de la salida Planal, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Herrera, posición adyacente a barras 2 de la salida Virtus, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV José María Oriol, posición adyacente a barras 2 de la salida de Arañuelo para revisar equipos de la posición.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA



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
Posiciones	3.792	2.915	6.707
Barras	220	187	406
<b>TOTAL</b>	<b>4.012</b>	<b>3.102</b>	<b>7.114</b>

- Subestación de 220 kV Almaraz, posición Villaverde, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Garoña, posición Aguayo, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Saucelle, posición Villarino 2, para reparar puntos calientes y corrección de anomalías.

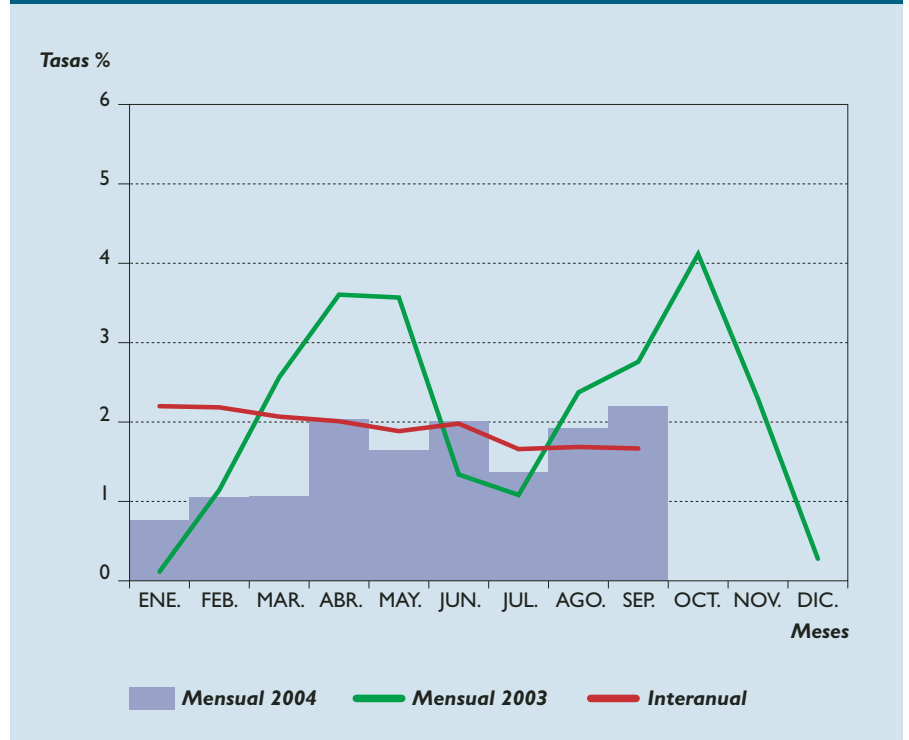
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

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	1,006	0,756
Indisponibilidades Fortuitas	0,011	0,019
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>1,017</b>	<b>0,775</b>
Por Otras Causas	1,179	0,892
<b>TOTAL</b>	<b>2,196</b>	<b>1,667</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:

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

$n$  = número total de líneas de Red Eléctrica

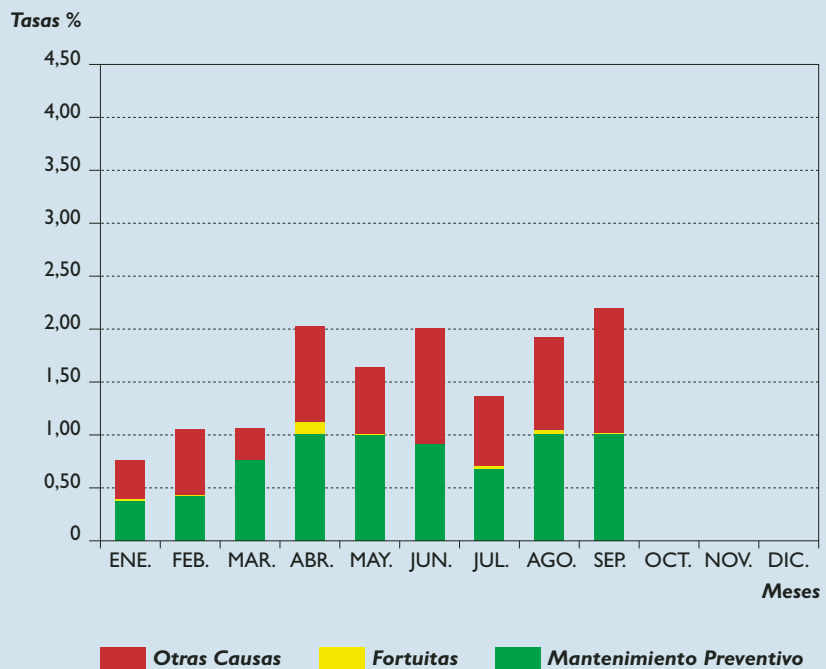
$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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	1	51
	220 kV	2	0	127
	< 220 kV	0	0	3
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	1

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	2	23	27
	220 kV	4	39	86
	< de 220 kV	0	2	1
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de septiembre se han registrado seis cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte. Cuatro de ellos en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. El primero tuvo lugar en Málaga, con una energía no suministrada de 2 MWh y por causa ignorada; el segundo y el tercero sucedieron en Tarragona y en Galicia con 1,21 y 20,49 MWh respectivamente y fueron debidos a agentes atmosféricos; el cuarto se produjo en Madrid con una energía no suministrada de 1,49 MWh y debido a trabajos. El quinto tuvo lugar en instalaciones de otros transportistas en Valencia de 270 MWh por agentes atmosféricos. El último en instalaciones de Red Eléctrica de 2,33 MWh y debido a agentes atmosféricos.

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.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

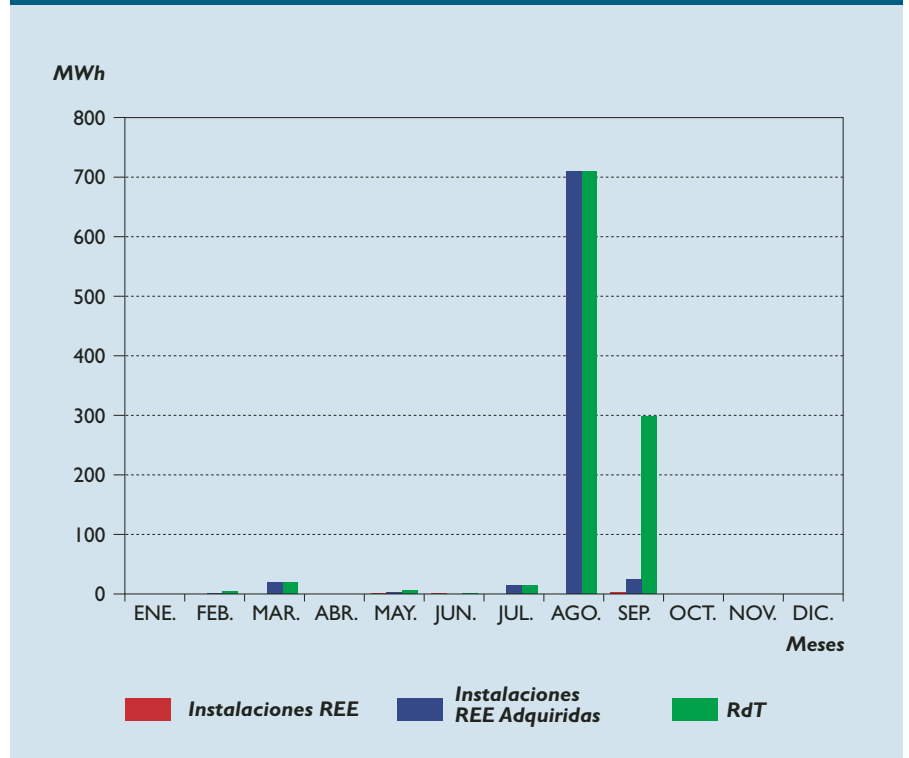


GRÁFICO 9

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM

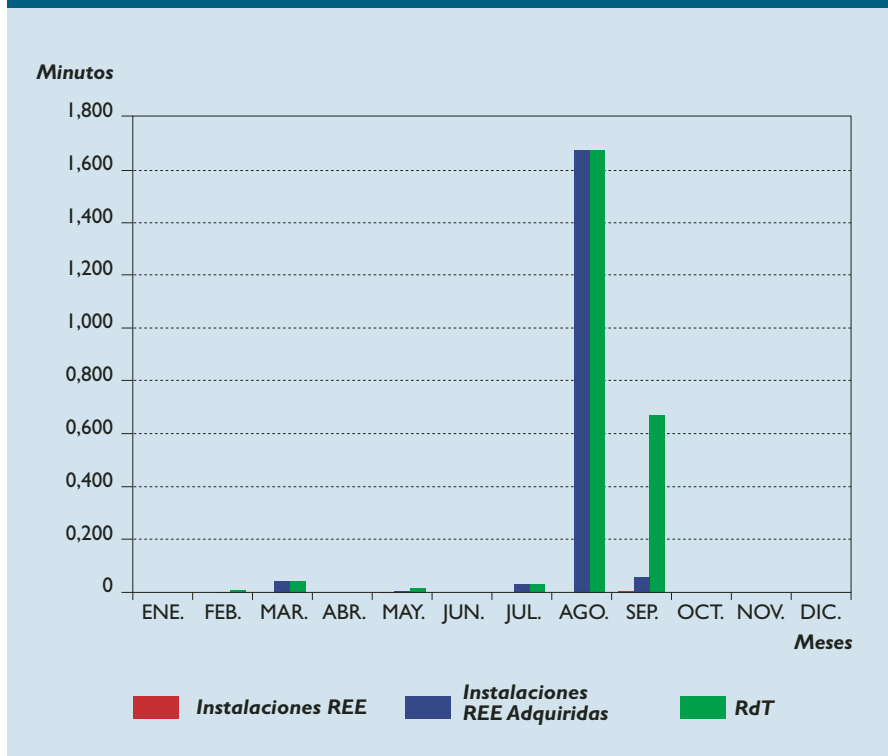


GRÁFICO 10

En el mes de septiembre el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0,005 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0,057 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,670 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)