

Informe Mensual

JULIO 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

Datos provisionales a 2 de agosto de 2004.

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



- La demanda de energía eléctrica en el mes de julio alcanzó los 20.663 GWh, con un crecimiento del 3,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 4,9%.
- El mes ha sido seco, la energía producible hidráulica registrada este mes representa el 79,2% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 52,4% de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de julio 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 %
HIDROELÉCTRICA	2.132	5,0	20.316	-20,5	33.442	-6,5
NUCLEAR	5.735	1,5	37.668	4,7	63.242	-0,2
Hulla + Antracita	3.468	-3,8	22.085	7,7	38.109	6,6
Lignito Pardo	1.368	1,5	9.079	16,1	15.360	9,3
Lignito Negro	846	3,3	4.613	4,4	8.387	3,8
Carbón Importación	1.226	-3,1	7.382	-2,1	12.994	-1,5
TOTAL CARBÓN	6.907	-1,8	43.158	7,2	74.850	5,3
Gas Natural	3.529	43,0	17.088	95,9	27.049	76,7
Fuel-Oil	567	-26,4	1.896	-30,4	3.487	-25,2
PRODUCCIÓN BRUTA	18.870	5,1	120.127	6,1	202.070	6,3
Consumos Producción	858	9,5	4.922	8,3	8.430	6,2
PRODUCCIÓN NETA	18.011	4,9	115.205	6,0	193.640	6,3
Adquirida Autoproduct.	3.332	12,6	25.502	8,6	41.724	8,1
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	21.343	6,0	140.707	6,4	235.364	6,6
Consumos en Bombeo	414	-1,4	2.567	-3,4	4.583	-18,7
Saldo Internacional	-267	-	-2.366	-	-2.177	-
DEMANDA	20.663	3,6	135.774	4,0	228.604	4,9

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	T. Año Móvil *
	2003					2004							
Hidroeléctrica	1.612	1.784	2.001	3.070	4.739	3.521	3.195	2.950	2.750	3.093	2.676	2.132	33.523
Térmica Nuclear	5.556	4.338	4.743	5.532	5.744	5.692	5.347	5.151	5.328	5.040	5.376	5.735	63.582
Térmica Convencional	10.007	10.010	9.378	7.537	6.620	8.035	8.523	9.710	7.503	7.960	9.408	11.003	105.694
PRODUCCION BRUTA	17.175	16.132	16.122	16.139	17.103	17.248	17.065	17.811	15.581	16.093	17.460	18.870	202.799
Consumos Producción	766	718	694	673	668	691	673	707	590	646	757	858	8.441
PRODUCCION NETA	16.409	15.414	15.428	15.466	16.435	16.557	16.392	17.104	14.991	15.447	16.703	18.011	194.358
Adquirida Autoprod.	2.554	2.883	3.443	3.492	3.909	4.129	3.421	3.947	3.826	3.555	3.292	3.332	41.783
PROD. TOTAL NETA	18.963	18.297	18.871	18.958	20.344	20.686	19.813	21.051	18.817	19.002	19.995	21.343	236.141
Consumos en Bombeo	472	437	390	322	400	405	276	339	314	393	426	414	4.588
Saldo Internacional	123	160	55	-24	-119	-316	-297	-230	-635	-302	-319	-267	-2.171
DEMANDA	18.614	18.021	18.536	18.612	19.825	19.966	19.239	20.481	17.868	18.307	19.250	20.663	229.382
Δ % Mensual	12,4	6,3	5,5	4,6	7,7	-0,8	2,9	11,1	5,6	3,7	2,3	3,6	-
Δ % 365 días	4,5	4,8	4,9	5,3	6,2	5,7	4,7	5,2	6,0	6,0	5,4	4,9	4,9

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

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MARZO 2004													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	136	1.935	3.486	6.539	518	3.514	69	0	2.611	1.143	2.577	22.528	
Térmica Nuclear	3.658	13.854	4.949	36.137	—	—	0	336	0	0	2.401	61.335	
Térmica Convencional	3.125	32.846	12.615	6.934	3.541	20.915	279	7.751	2.382	2.326	270	92.984	
PROD.TOTAL NETA I	6.919	48.635	21.051	49.610	4.059	24.429	348	8.087	4.993	3.469	5.248	176.847	
Saldo Internacional	894	-1.838	-230	-4.100	114	4.267	305	1.404	353	523	476	2.168	
Consumos en Bombeo	136	748	339	577	49	939	78	0	174	24	69	3.133	
DEMANDA 2													
Mensual	7.677	46.049	20.481	44.933	4.124	27.757	575	9.491	5.172	3.968	5.655	175.882	
Δ %	4,7	3,7	11,1	13,8	-6,0	2,3	4,7	1,0	10,6	11,5	8,4	6,9	
Año Móvil	84.751	506.427	226.561	461.486	50.175	321.025	6.167	109.997	52.168	43.747	61.035	1.923.539	
Δ %	0,7	0,6	5,2	3,6	1,6	2,7	1,7	1,0	1,2	4,7	3,5	2,4	
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 788 MW y 6.945 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.902 MW y máximo de 10.247 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.872 MW y un máximo de 9.732 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 184 MW y un máximo 2.394 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.157 MW y los 5.466 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.400 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

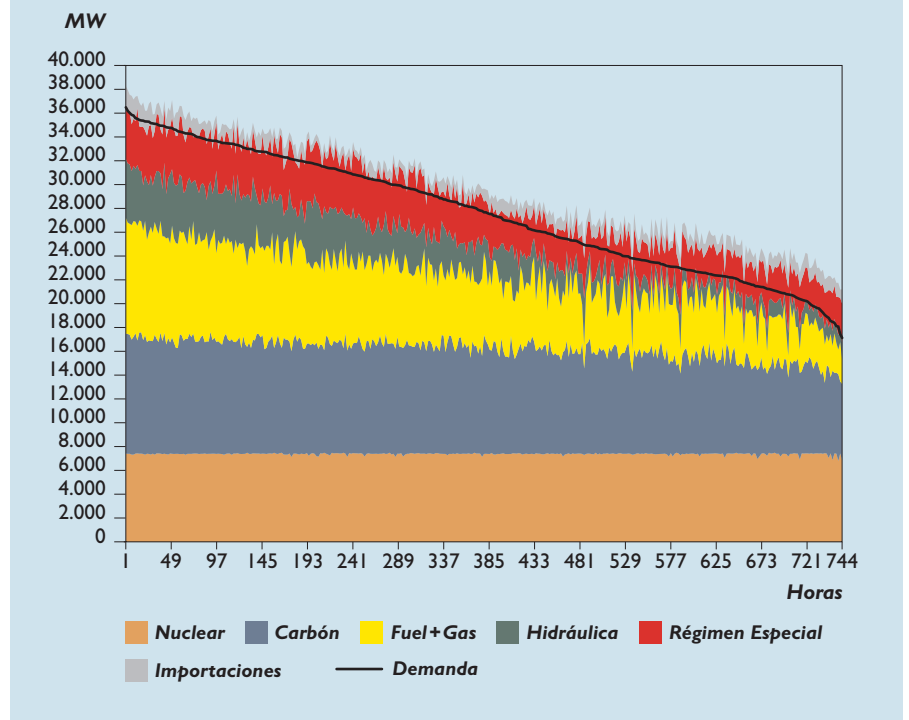


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

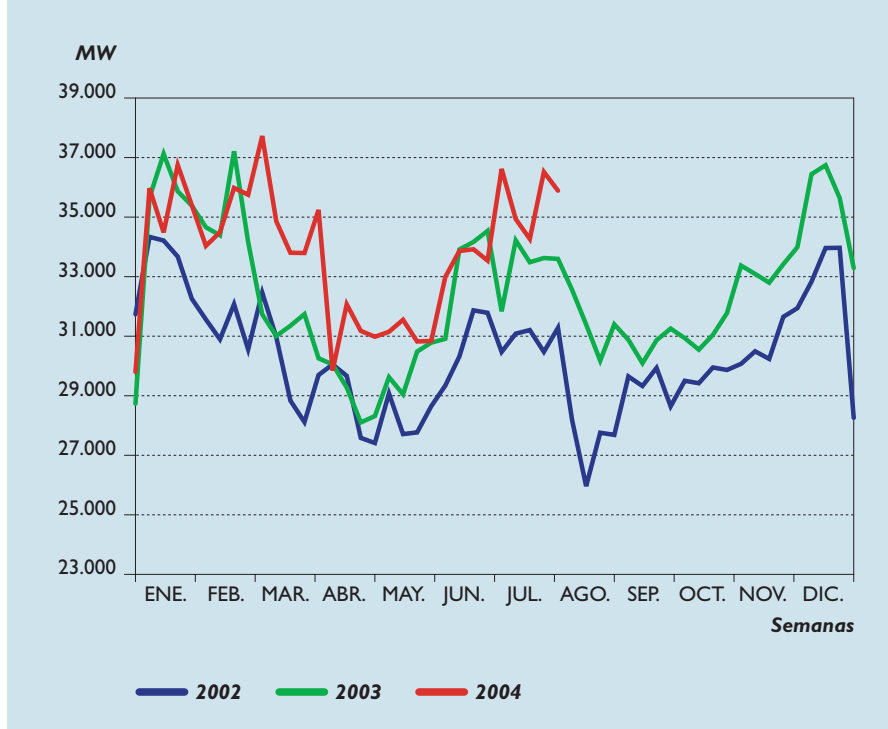


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 23 con 36.525 MW a las 13 horas. Este valor es superior en 2.306 MW al máximo registrado en el mes de julio de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. aumentó un 3,6%. En julio, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, restando 0,8 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,5 puntos negativos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	20.663	3,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,5
Efecto Temperatura (3)		-0,8
Efecto Act. Económica y Otros		4,9
Acumulado Año		
Demanda Total	135.774	4,0
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,5
Efecto Temperatura (3)		0,0
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)

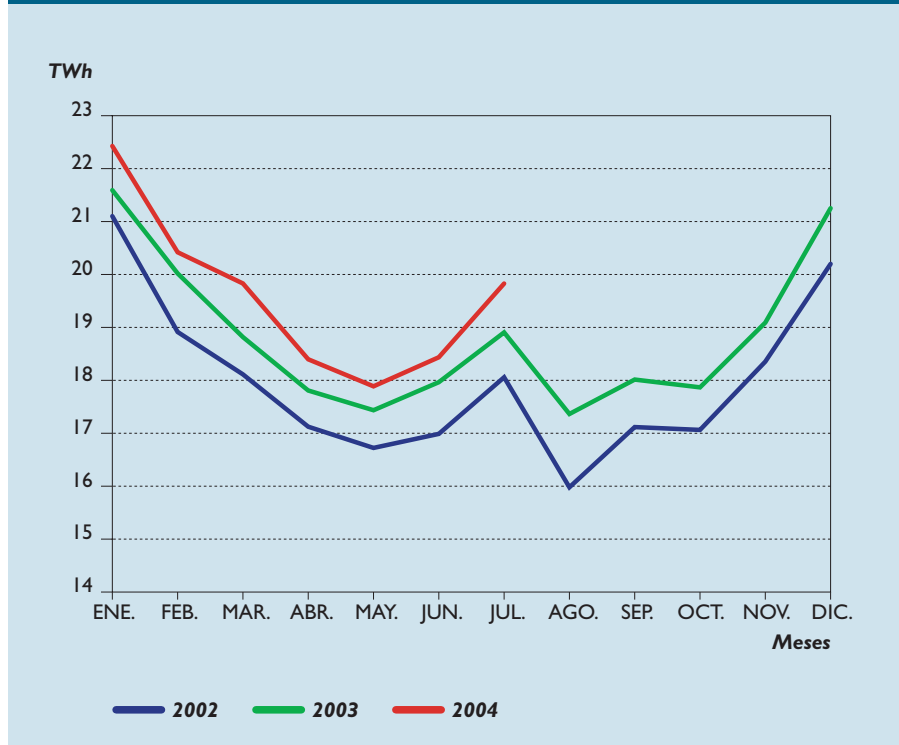


GRÁFICO 3

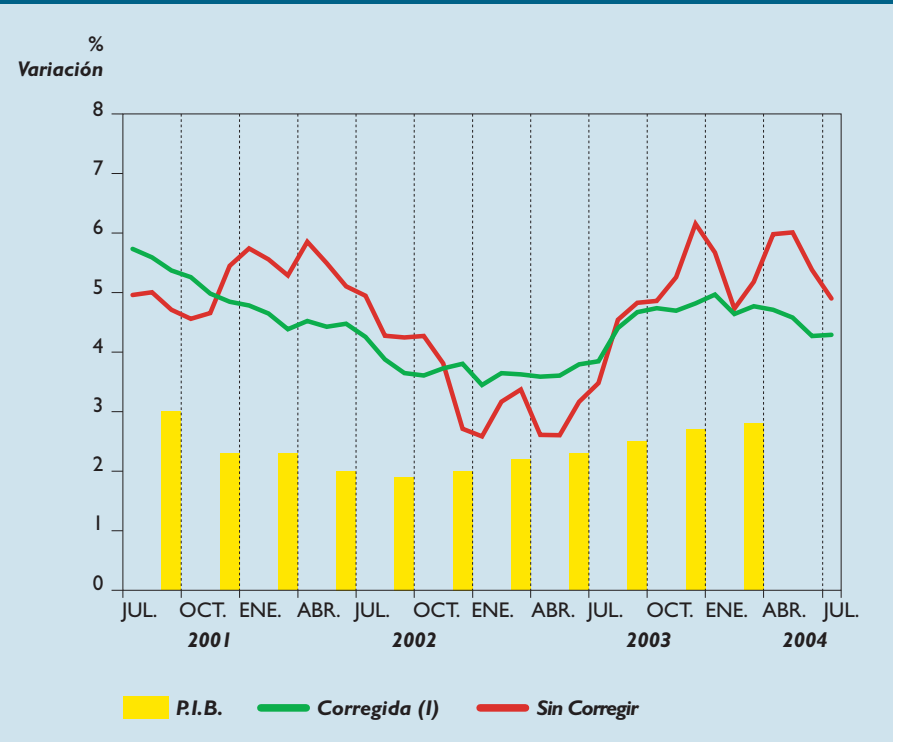
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,9%, superior en 0,2 puntos al crecimiento experimentado en julio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,9%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,3% en el mismo período. Este crecimiento es inferior al experimentado en los últimos meses.

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

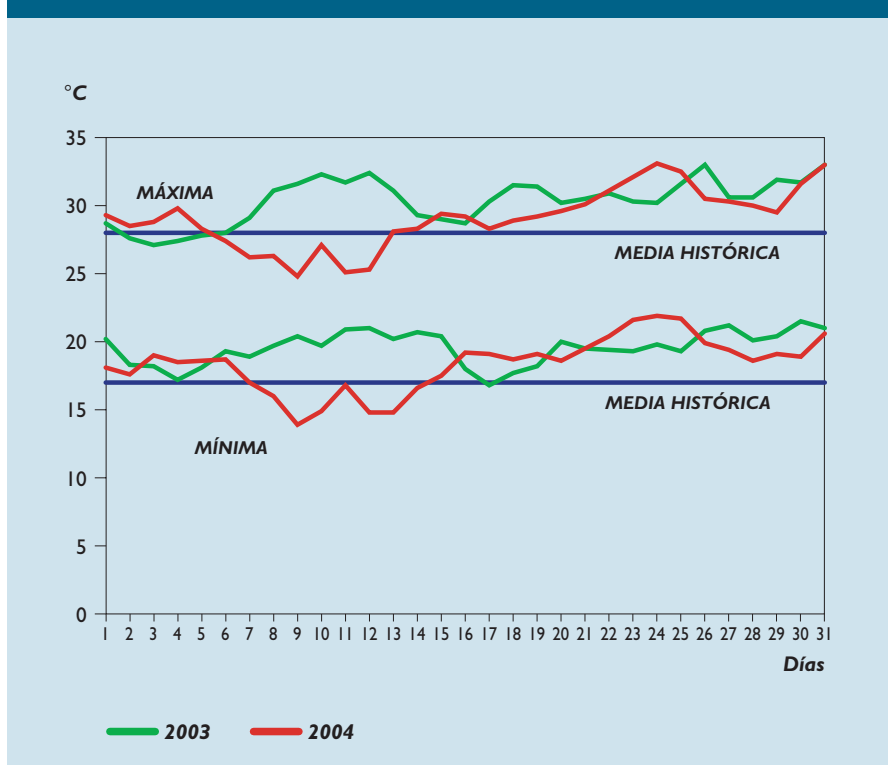


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior y superiores al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de julio fue de 23,7 °C, inferior en 1,2 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 julio de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 29,1 °C, inferior a los 30,3 °C registrados en julio del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 18,4 °C frente a los 19,6 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 26 GWh, inferior en 6 GWh al valor característico de un mes de julio.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes inferior a la media, registrándose un producible mínimo de 5 GWh el día 30 y un máximo de 57 GWh el día 13.

(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)

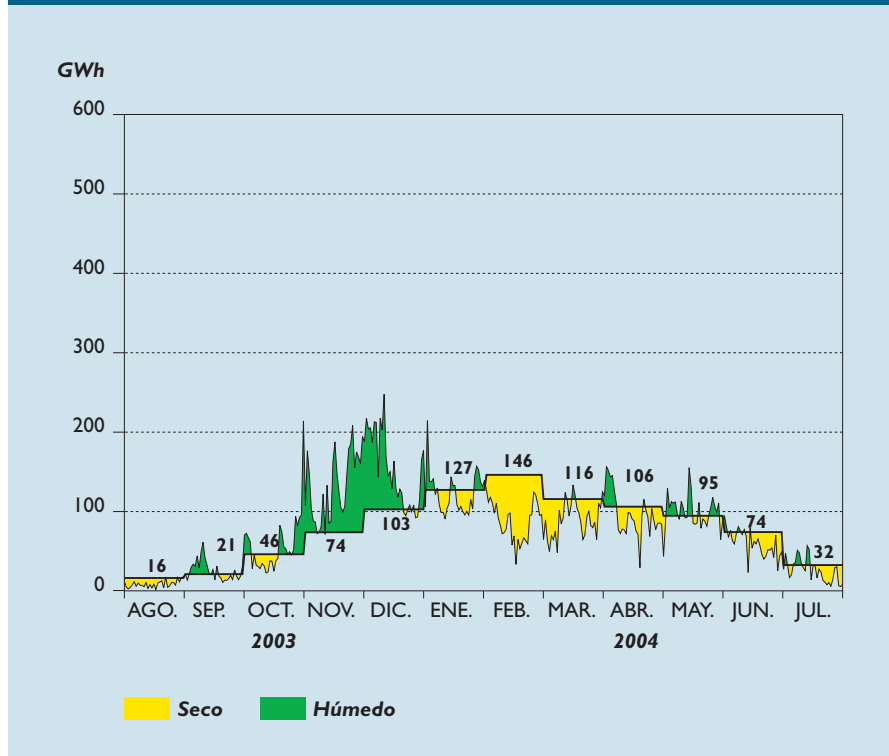


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

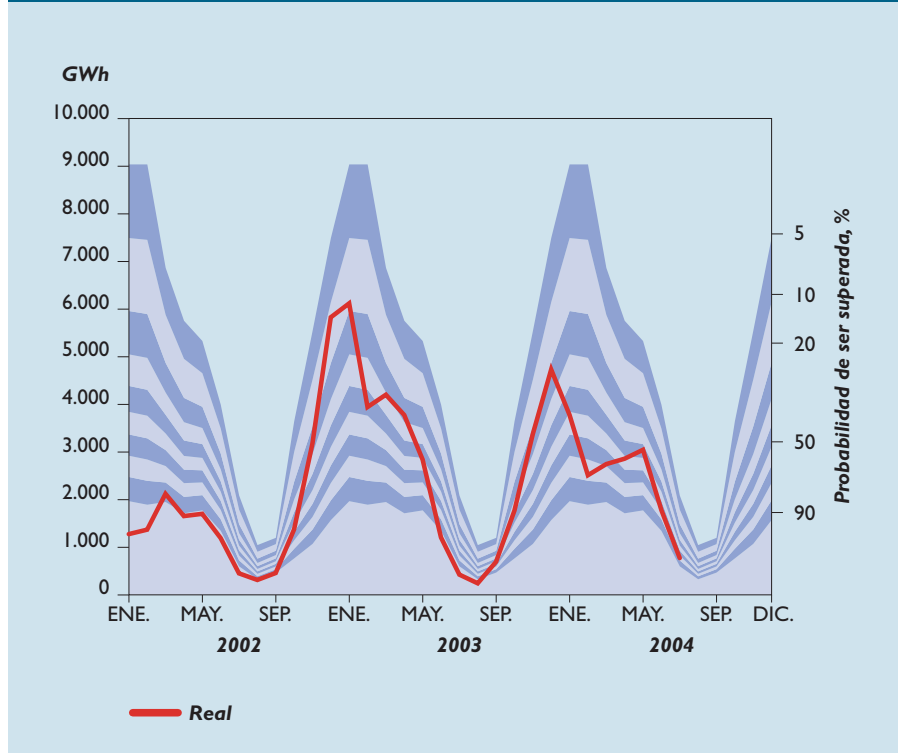


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,79 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 64%.

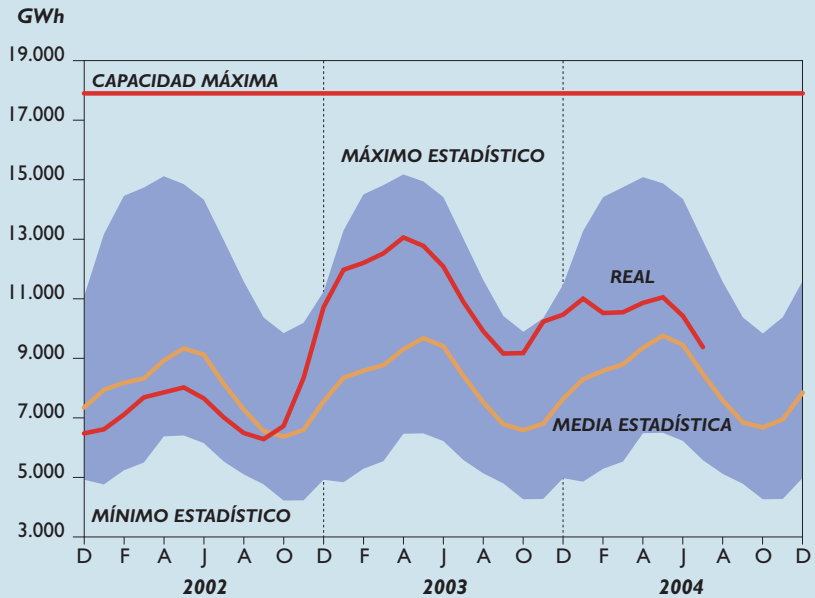
En los siete primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,83 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 67%.

(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 52,4% de su capacidad, inferior en 8,5 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

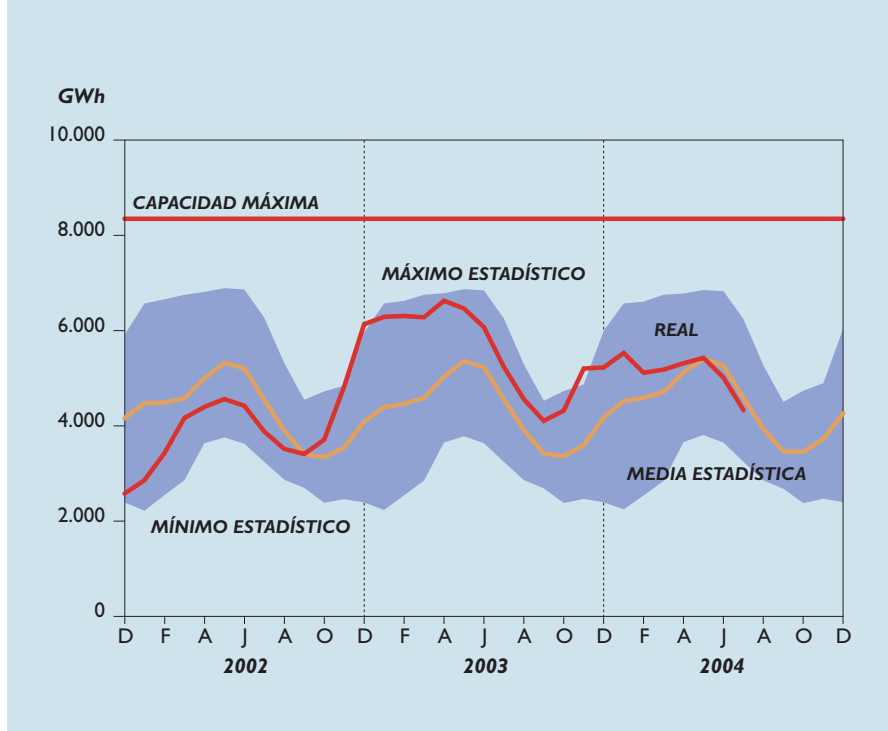


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 51,9%; 8,2 puntos menos que en el mes de junio. Es el cuarto valor más alto registrado en un mes de julio desde 1999.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 52,8% de su capacidad, inferior en 3,8 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

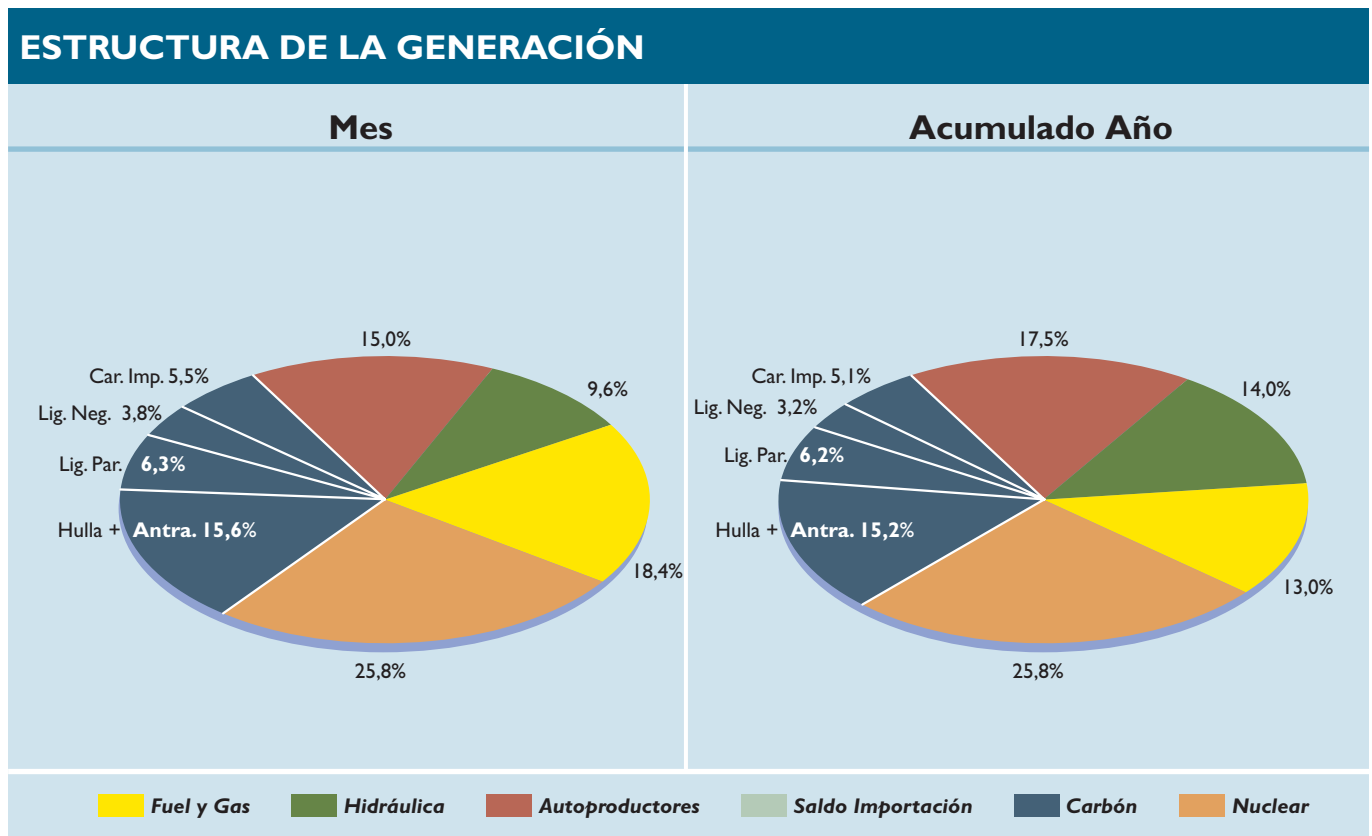


GRÁFICO 10

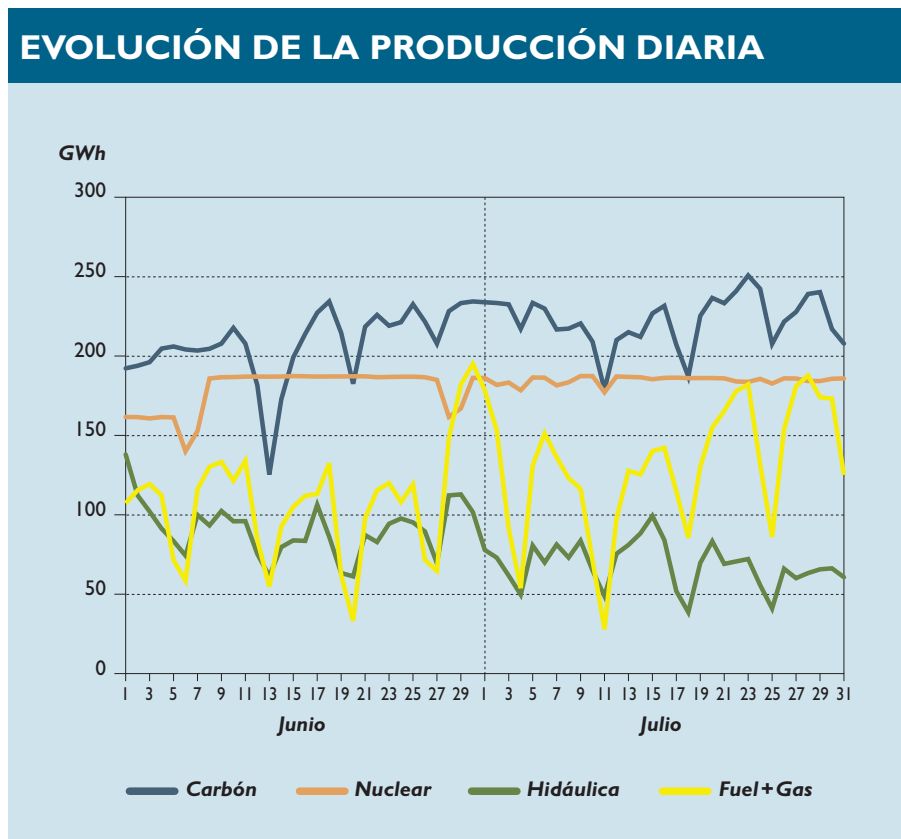


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 251 GWh y un mínimo de 210 GWh; la hidráulica entre 99 GWh y 60 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 188 GWh y mínimo de 98 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 185 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	JULIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,99	0,00	0,01	0,96	0,03	0,01
Hulla + Antracita	0,93	0,00	0,07	0,87	0,03	0,10
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,88	0,00	0,12	0,79	0,11	0,10
Carbón Importación	0,96	0,00	0,04	0,87	0,04	0,09
TOTAL CARBÓN	0,94	0,00	0,06	0,88	0,04	0,08
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,88	0,00	0,12	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
1	S.E. 220 kV Trévago L-220 kV Trévago-Oncala L-220 kV Trévago-Magallón	Desaparece la L-220 kV Oncala-Magallón.
6	S.E. 220 kV Mediodía L-220 kV Mediodía-Mazarredo L-220 kV Mediodía-Cerro de la Plata	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-200 kV Mazarredo-Cerro la Plata.
7	S.E. 220 kV Las Aldehuelas L-220 kV Oncala-Las Aldehuelas	
13		Con objeto de reforzar la alimentación de Murcia, ante la indisponibilidad del AT-I 400/132 kV de Rocamora y mientras se sustituye, la L-400 kV Pinilla-Rocamora 2 pasa a explotarse en 132 kV. (L-132 kV Pinilla-Rocamora 2).
16	S.E. 220 kV Frieira S.E. 220 kV Montouto L-220 kV Frieira-Montouto	S.E. Frieira: Doble barra con acoplamiento. S.E. Montouto: Barra única.
22	L-220 kV Palos-Torrearenillas AT-I 400/220 kV en S.E. Palos	
24	S.E. 220 kV Riera de Caldes L-220 kV Riera de Caldes-Sentmenat L-220 kV Riera de Caldes-S. Fost	Configuración de barra simple. Desaparece la L-220 kV Sentmenat-S. Fost.
29	S.E. 220 kV Pinto Ayuden L-220 kV Pinto Ayuden-Añoover L-220 kV Pinto Ayuden-El Hornillo	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV Añoover-El Hornillo

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 10 como consecuencia del disparo de la línea 220 kV Norte-Casa Campo (cable subterráneo) por causa ignorada, se produce una pérdida de mercado en Madrid asociada a Norte 220 kV desde las 12:50 horas hasta las 12:54 horas con una pérdida de potencia de 71 MW. Como consecuencia del mismo incidente, se produce otra pérdida de mercado en Madrid asociada a Prosperidad 220 kV desde las 12:50 horas hasta las 12:51 horas con una pérdida de potencia de 38 MW.

El día 13 como consecuencia del disparo de la protección diferencial de barras de la subestación de 220 kV Elche2 por causa ignorada, se produce una pérdida de mercado asociada a Elche2 220 kV desde las 8:55 horas hasta las 9:29 horas con una pérdida de potencia de 0,5 MW.

El día 15 como consecuencia del disparo de la línea 220 kV Norte-Casa Campo (cable subterráneo) por causa ignorada, se produce una

pérdida de mercado en Madrid asociada a Norte 220 kV desde las 13:40 horas hasta las 13:43 horas con una pérdida de potencia de 144 MW. Asociado al mismo incidente y como consecuencia del disparo de la línea 220 kV Prosperidad-Hortaleza, se produce otra pérdida de mercado en Madrid asociada a Prosperidad 220 kV desde las 13:41 horas hasta las 13:42 horas con una pérdida de potencia de 75 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, 239 GWh, valor que representa un descenso de un 25% respecto al saldo exportador del mes anterior, 321 GWh.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 99% (406 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EDF, ELECTRABEL, EGL, CENTRICA ENERGÍA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN y ENBW han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 95, 63, 41, 34, 21, 13, 2 y 0,1 GWh.

A través de esta interconexión, EDF, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EGL, UNION FENOSA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, ELECTRABEL e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 39, 31, 29, 15, 8 y valores inferiores a los 5 GWh los tres últimos.

En la interconexión con Portugal, REN, ENDESA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, GAS NATURAL ELECTRICIDAD e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 61 GWh, la primera de ellas, y valores inferiores a 5 GWh, las restantes.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, REN, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, GAS NATURAL ELECTRICIDAD, EDP y ENDESA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 265, 200, 191, 61, 9, 6 y 0,3 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 (124 GWh).

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

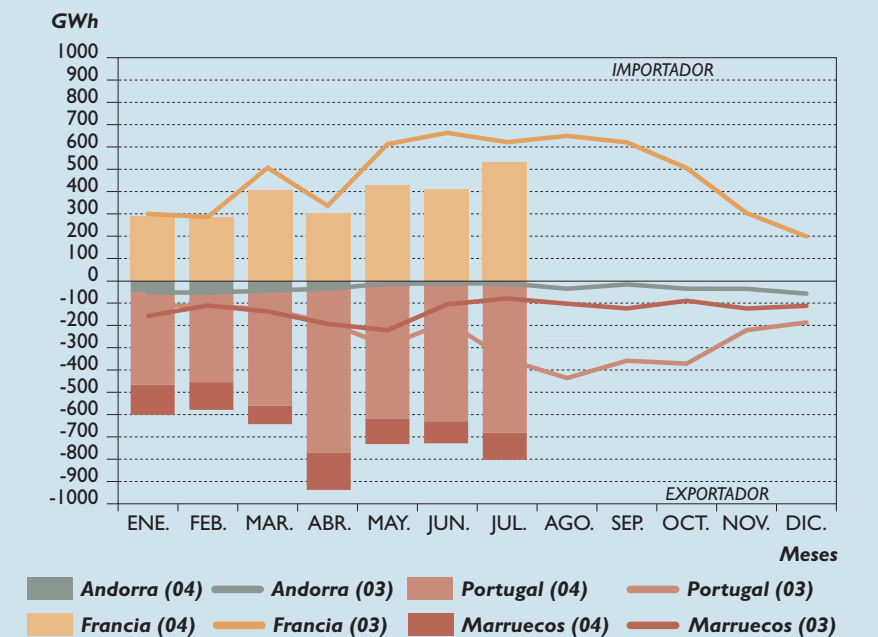


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	0,2	0,0	-0,2
España-Francia	47,5	582,6	535,1
España-Portugal	823,5	144,7	-678,8
España-Marruecos	126,8	4,0	-122,8
TOTAL	998,0	731,3	-266,7

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	20,68	3,58	56,85	43,15
Feb.	17,78	3,81	59,98	40,02
Mar.	19,27	16,92	59,58	40,42
Abr.	21,41	6,73	60,92	39,08
May.	19,42	5,51	61,09	38,91
Jun.	17,02	13,18	63,41	36,59
Jul.	16,13	12,57	62,76	37,24
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	18,77	8,61	60,51	39,49

(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.

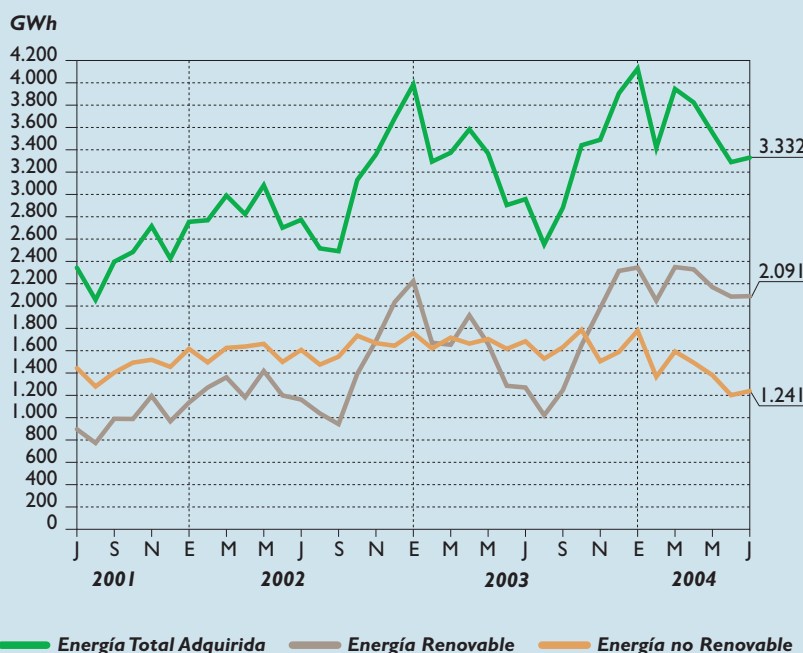


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,921 c€/kWh y mínimo de 2,157 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,391 c€/kWh y los 1,462 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

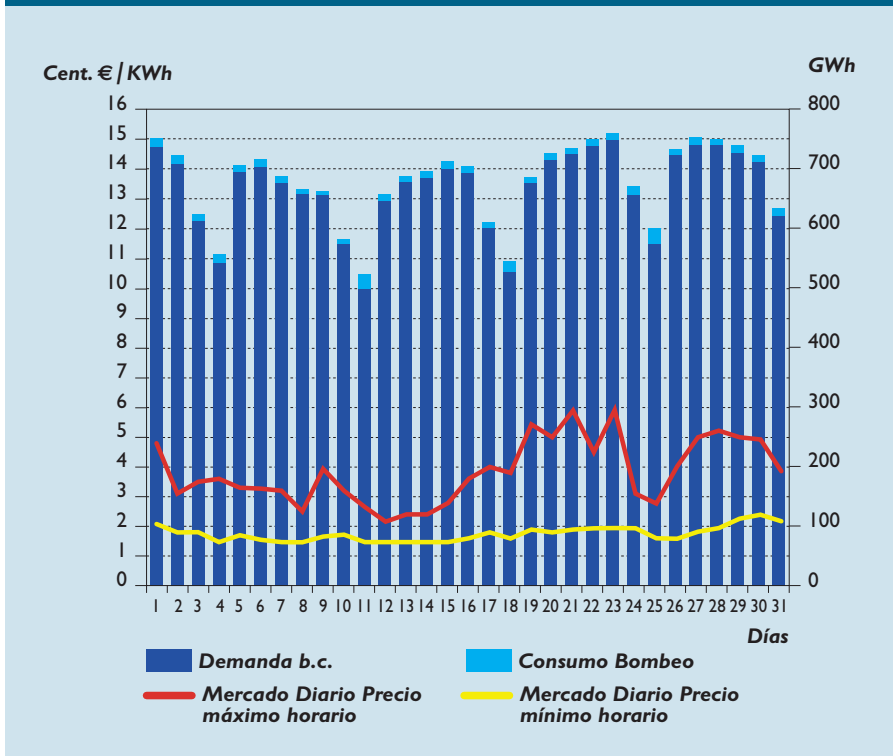


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	17.451	79,1	Distribuidoras	10.608	48,1
- Producción Interior	16.740		- Mercado Diario	10.613	
- Importación	711		- Mercados Intradiarios	-5	
Francia	668		Comercializadoras	7.218	32,7
Portugal	43		- Mercado Diario	5.734	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	1.484	
Mercados Intradiarios	1.707	7,7	Consumidores Cualificados	1	0,0
- Producción Interior	1.660		Demanda Bombeo	444	2,0
- Importación	47		Exportación	999	4,5
Francia	15		- Portugal	744	
Portugal	32		- Marruecos	126	
Marruecos	0		- Andorra	0	
Indisponibilidades	-53	-0,2	- Francia	129	
Operación del Sistema (1)	164	0,7	Ajuste demanda	0	0,0
TOTAL MERCADO	19.270	87,3	TOTAL MERCADO	19.270	87,3
Contratos Bilaterales (2)	91	0,4	Contratos Bilaterales (2)	91	0,4
Energía programada en Régimen Especial	2.714	12,3	Energía adquirida al Régimen Especial	2.714	12,3
TOTAL	22.074	100	TOTAL	22.074	100

(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

Julio 2004

- A lo largo del mes de julio han entrado en servicio las siguientes instalaciones: Palos (3 posiciones blindadas de 400 kV y 1 posición blindada de 220 kV), Torrearenillas (1 posición de 220 kV), Pinto (5 posiciones blindadas de 220 kV), Trévago (3 posiciones de 220 kV), La Eliana (2 posiciones blindadas de 400 kV). Han entrado 2 km del nuevo circuito a 220 kV Palos-Torrearenillas y 0,3 km de la entrada/salida en Trévago de la L-220 kV Magallón-Oncala. También hay que destacar el incremento de la capacidad de la L-220 Belesar-Lomba (97,2 km).
- Menor número de transformadores cargados respecto al mismo mes del año anterior.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.516	16.362 (*)
Subestaciones	Posiciones	796	1.789
Transformación (I)	Número de unidades	93	1
Reactancias	Número de unidades	25	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	3	-
Subterráneos	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	
Líneas	Longitud (km)	16.026	205	16.231	285
Subestaciones	Posiciones	659	42	701	95
Transformación	Nº de unidades	51	10	61	32
	MVA	27.113	4.440	31.553	16.206
Reactancias	Nº de unidades	24	1	25	-
	MVAr	3.600	150	3.750	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13	-
Cables	Nº de Circuitos	3	-	3	-
Subterráneos	Longitud (km)	27	-	27	-

(*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.420	6.851 (I)	11.271	5.091 (I)
Subestaciones	Posiciones	246	885	1.131	658
Transformación	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
Reactancias	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 una línea ha superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque tan sólo la L-400 kV Monteareñas-Anllares ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV treinta y cinco líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y diez 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%

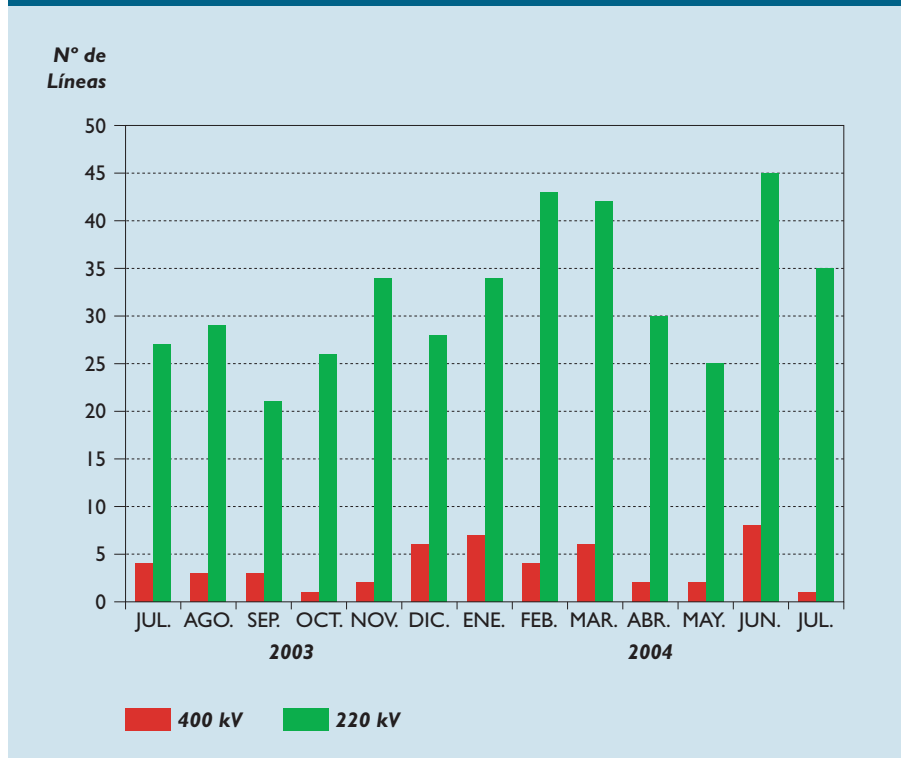


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

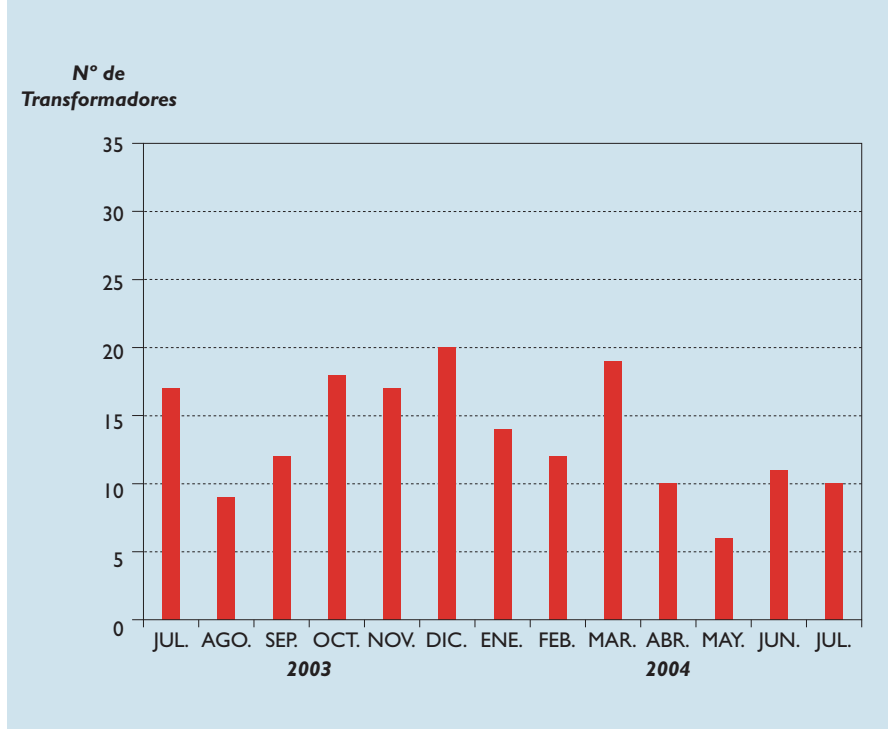


GRÁFICO 2

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

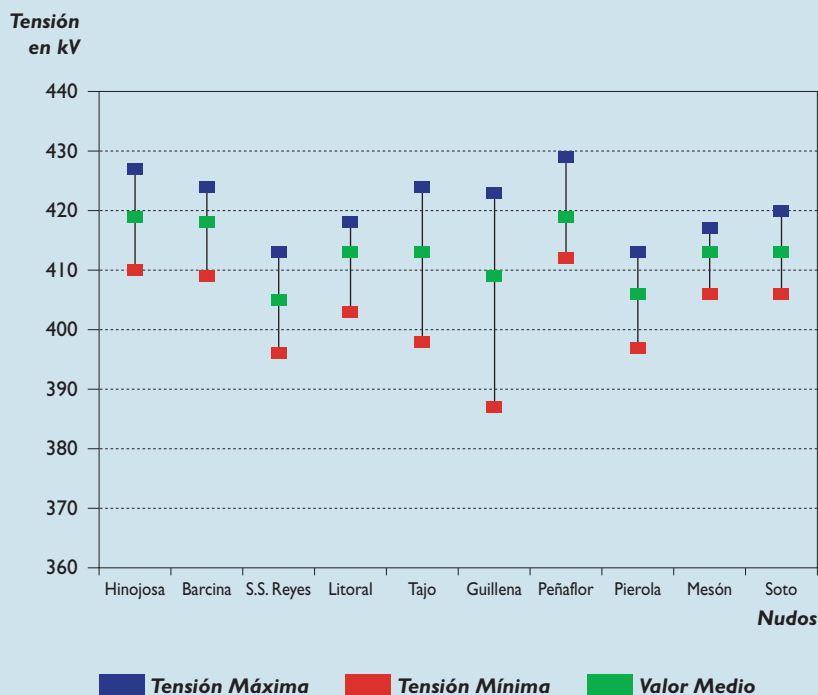
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 384 kV en Sallente y los 439 kV en J.M. Oriol. El 38% 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.

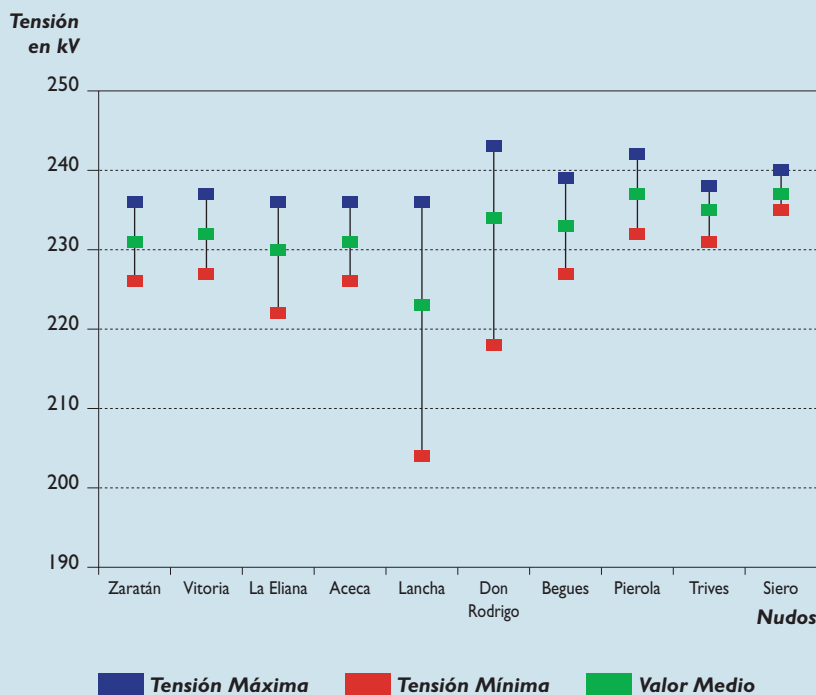
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 197 kV de Benahadux y los 249 kV registrados en Benahadux y Mequinenza. El 44% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 30% entre 235 y 240 kV. Un 3% 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 Gurrea-Sabiñánigo para mantenimiento de la línea e instalación de salvapájaros.
- Línea de 220 kV Añover-Hornillo para mantenimiento de la línea.
- Líneas de 400 kV Mequinzenza-Rubí para mantenimiento de la línea y modificación de dos vanos.
- Líneas de 400 kV Grijota-Villarino para reparaciones de elementos de la línea.
- Líneas de 400 kV Pinilla-Romica 2 para limpieza de aislamiento.

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

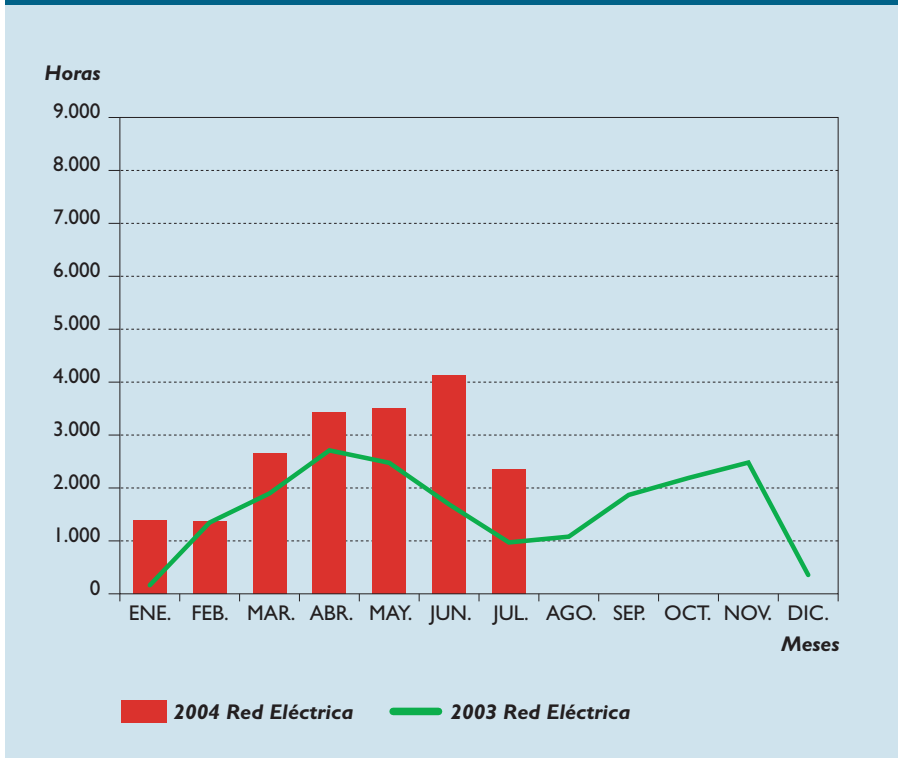


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	439	983	29	0
220 kV	1.917	1.335	0	0
< 220 kV	0	0	0	0

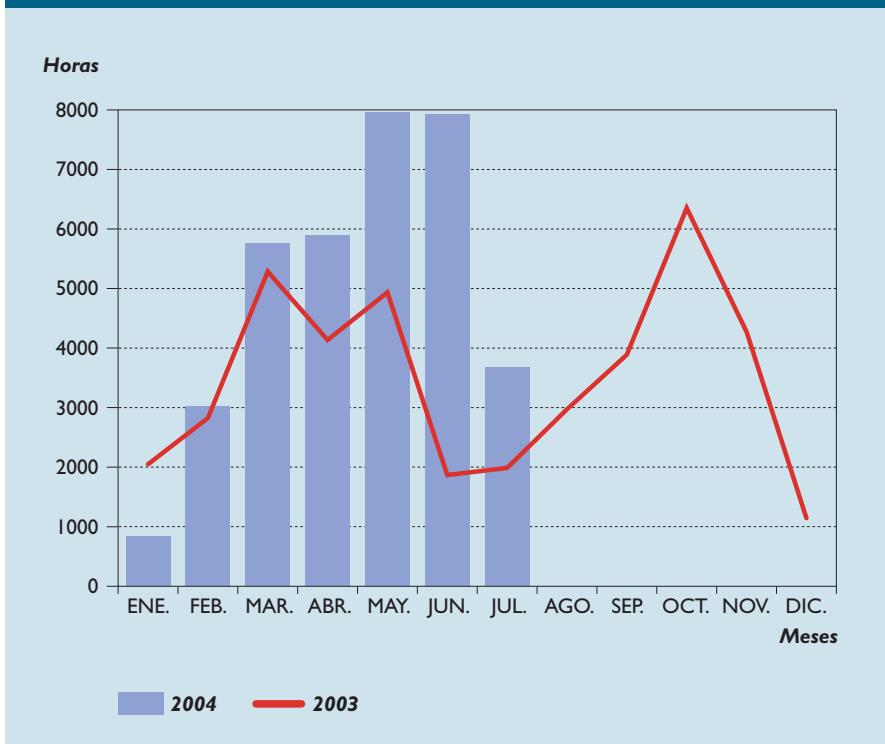
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Güeñes, posición central de la salida Barcina, para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Herrera, posición central de la salida Velilla, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Robla, posición adyacente a barras 1 de la posición Compostilla 1, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Valdecaballeros, posición adyacente a barras 2 de la posición Don Rodrigo, 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	1.134	1.956	3.090
Barras	239	344	582
TOTAL	1.373	2.300	3.672

- Subestación de 220 kV Aceca, posición adyacente a barras 2 de la posición Mora, para revisar interruptor.
- Subestación de 220 kV Guadame, posición adyacente a barras 2 de la posición Andújar, para revisar interruptor.

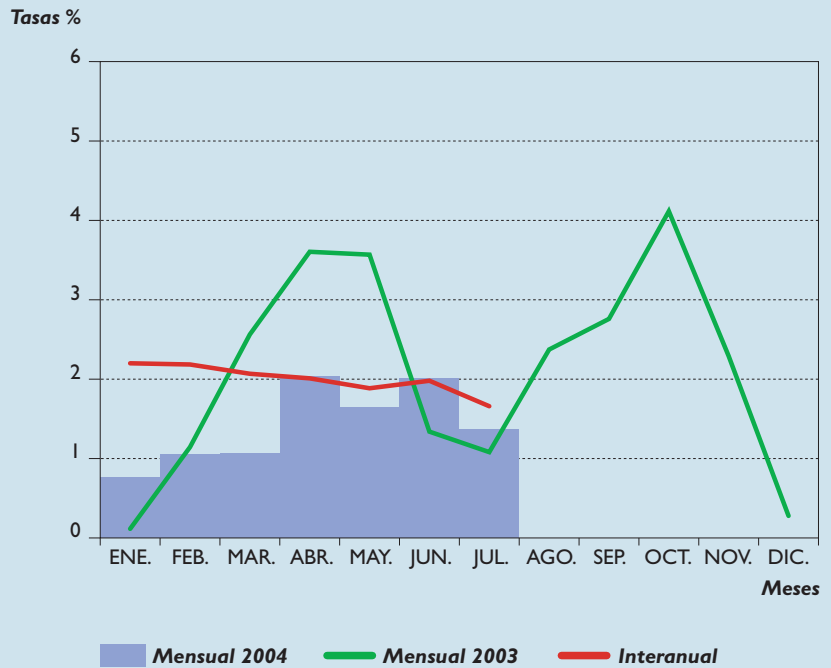
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

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	0,6711	0,6709
Indisponibilidades Fortuitas	0,035	0,027
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,706	0,698
Por Otras Causas	0,660	0,961
TOTAL	1,366	1,659

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

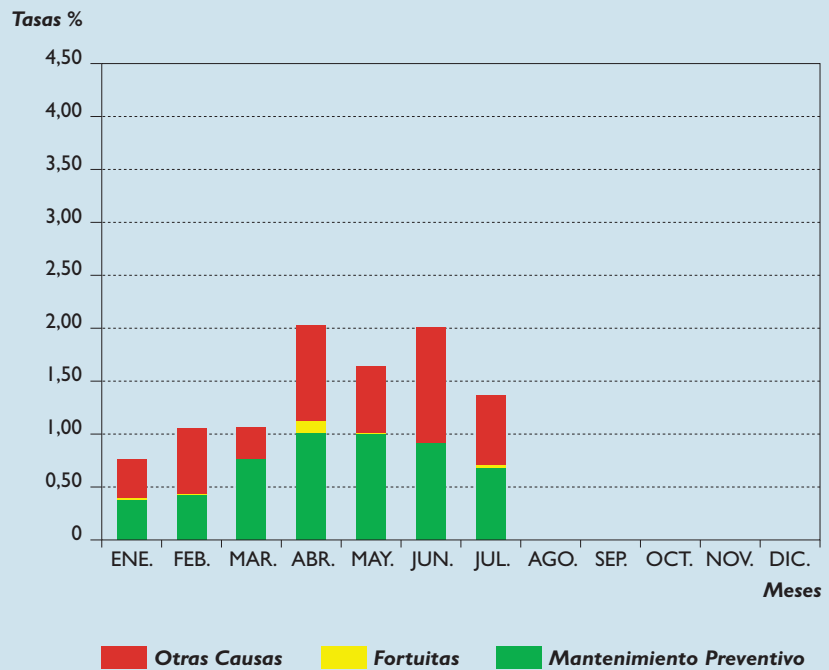
T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	2	34
	220 kV	0	1	138
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	8

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	15	20
	220 kV	7	43	89
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	6	2	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de julio se han registrado tres cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte. Dos de ellos en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica en Madrid, el primero de 5,37 MWh debido a causa ignorada y el segundo de 8,45 MWh por fallo de equipo. El tercero tuvo lugar en Alicante en instalaciones de otros transportistas, con una energía no suministrada de 0,29 MWh y por causa ignorada.

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

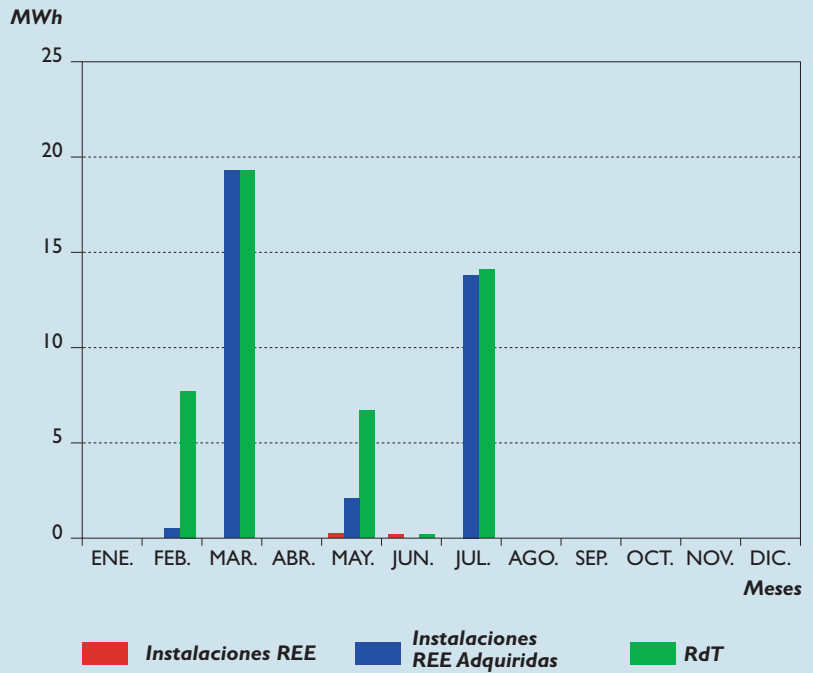


GRÁFICO 9

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM

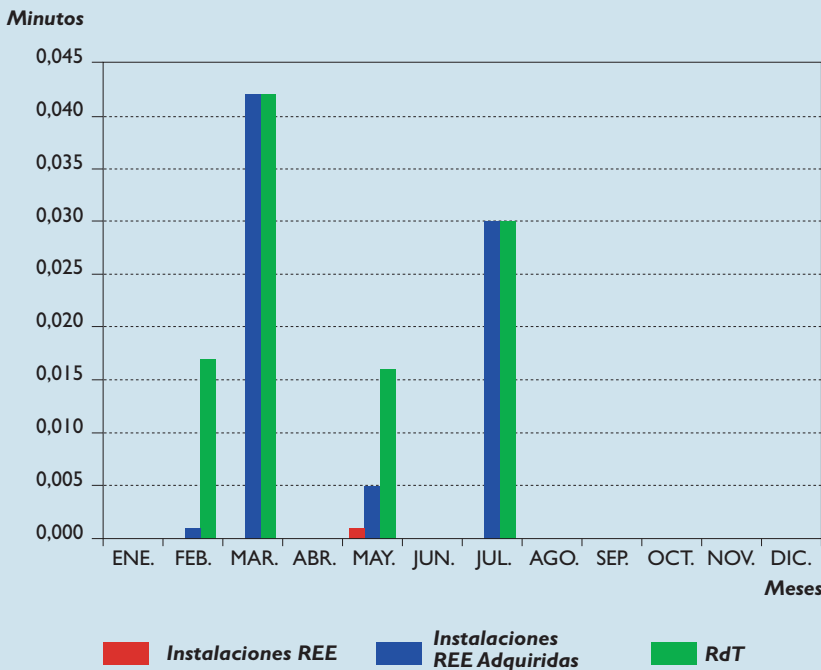


GRÁFICO 10

En el mes de julio 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 0,03 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,03 minutos.

Nota: Se ha corregido el corte de mercado producido el mes de abril en Galicia por no considerarse atribuible a la Red de Transporte.

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.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es