

Informe Mensual

JUNIO 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

Fecha de ejecución: 30-06-2004. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Junio 2004

- Durante este mes se han superado los máximos históricos en periodo de verano de demanda de potencia media horaria y de demanda de energía diaria. La máxima demanda de potencia media horaria y la máxima demanda de energía diaria se registraron el día 30 con 36.619 MW y 752 GWh respectivamente.
- La demanda de energía eléctrica en el mes de junio alcanzó los 19.334 GWh, con un crecimiento del 2,8% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 2,6%.
- El mes ha sido seco, la energía producible hidráulica registrada este mes representa el 77,9% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 58,2% de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de junio 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	2.738	17,0	18.246	-22,5	33.395	-5,5
NUCLEAR	5.356	14,9	31.913	5,3	63.301	-0,2
Hulla + Antracita	3.329	-8,6	18.613	10,2	38.292	8,2
Lignito Pardo	1.309	1,5	7.712	19,2	15.344	9,0
Lignito Negro	670	7,9	3.770	4,8	8.377	3,6
Carbón Importación	929	-3,5	6.156	-1,9	13.037	-0,4
TOTAL CARBÓN	6.237	-4,3	36.251	9,1	75.049	6,3
Gas Natural	2.855	34,8	13.590	117,3	26.144	82,7
Fuel-Oil	381	-62,2	1.363	-30,2	3.537	-28,7
PRODUCCIÓN BRUTA	17.567	5,6	101.363	6,4	201.427	6,8
Consumos Producción	771	6,1	4.078	8,5	8.385	5,8
PRODUCCIÓN NETA	16.795	5,5	97.285	6,3	193.041	6,8
Adquirida Autoproduct.	3.292	13,2	22.170	8,0	41.254	7,4
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	20.087	6,7	119.455	6,6	234.296	6,9
Consumos en Bombeo	436	4,9	2.164	-3,2	4.595	-22,6
Saldo Internacional	-317	-	-2.097	-	-1.682	-
DEMANDA	19.334	2,8	115.194	4,1	228.019	5,4

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	T. Año Móvil *
	2003						2004						
Hidroeléctrica	2.030	1.612	1.784	2.001	3.070	4.739	3.521	3.195	2.950	2.750	3.093	2.738	33.483
Térmica Nuclear	5.652	5.556	4.338	4.743	5.532	5.744	5.692	5.347	5.151	5.328	5.040	5.356	63.479
Térmica Convencional	10.274	10.007	10.010	9.378	7.537	6.620	8.035	8.523	9.710	7.503	7.960	9.473	105.030
PRODUCCION BRUTA	17.956	17.175	16.132	16.122	16.139	17.103	17.248	17.065	17.811	15.581	16.093	17.567	201.992
Consumos Producción	784	766	718	694	673	668	691	673	707	590	646	771	8.381
PRODUCCION NETA	17.172	16.409	15.414	15.428	15.466	16.435	16.557	16.392	17.104	14.991	15.447	16.796	193.611
Adquirida Autoprod.	2.960	2.554	2.883	3.443	3.492	3.909	4.129	3.421	3.947	3.826	3.555	3.292	41.411
PROD. TOTAL NETA	20.132	18.963	18.297	18.871	18.958	20.344	20.686	19.813	21.051	18.817	19.002	20.087	235.021
Consumos en Bombeo	420	472	437	390	322	400	405	276	339	314	393	436	4.604
Saldo Internacional	237	123	160	55	-24	-119	-316	-297	-230	-635	-302	-317	-1.665
DEMANDA	19.950	18.614	18.021	18.536	18.612	19.825	19.966	19.239	20.481	17.868	18.307	19.334	228.753
Δ % Mensual	8,1	12,4	6,3	5,5	4,6	7,7	-0,8	2,9	11,1	5,6	3,7	2,8	-
Δ % 365 días	3,5	4,5	4,8	4,9	5,3	6,2	5,7	4,7	5,2	6,0	6,0	5,4	5,4

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

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh FEBRERO 2004												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	146	1.902	3.573	6.212	479	3.052	73	0	2.260	1.487	2.101	21.285
Térmica Nuclear	3.552	13.799	5.126	36.203	—	—	0	315	0	0	2.252	61.247
Térmica Convencional	2.885	30.693	11.113	6.238	3.524	20.352	274	7.410	2.321	1.854	261	86.925
PROD.TOTAL NETA I	6.583	46.394	19.812	48.653	4.003	23.404	347	7.725	4.581	3.341	4.614	169.457
Saldo Internacional	938	-2.722	-297	-4.366	102	4.034	265	1.360	581	415	904	1.214
Consumos en Bombeo	131	702	276	580	57	884	79	0	193	14	90	3.006
DEMANDA 2												
Mensual	7.390	42.970	19.239	43.707	4.048	26.554	533	9.085	4.969	3.742	5.428	167.665
Δ %	2,3	-4,4	2,9	0,4	-6,4	2,4	6,2	3,7	-0,3	4,5	0,9	-0,1
Año Móvil	84.404	504.781	223.726	454.852	50.174	320.407	6.141	109.904	51.672	43.300	60.590	1.909.951
Δ %	0,3	0,2	4,7	2,7	2,7	2,9	1,7	1,0	1,0	3,9	2,9	2,1
I.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P					B: Bélgica D: Alemania E: España F: Francia			GR: Grecia I: Italia L: Luxemburgo NL: Holanda		A: Austria P: Portugal CH: Suiza		

CUADRO 3



La participación de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 1.373 MW y 9.243 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 3.979 MW y máximo de 9.913 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.803 MW y un máximo de 9.765 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 0 MW y un máximo 1.636 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.526 MW y los 6.122 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.155 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

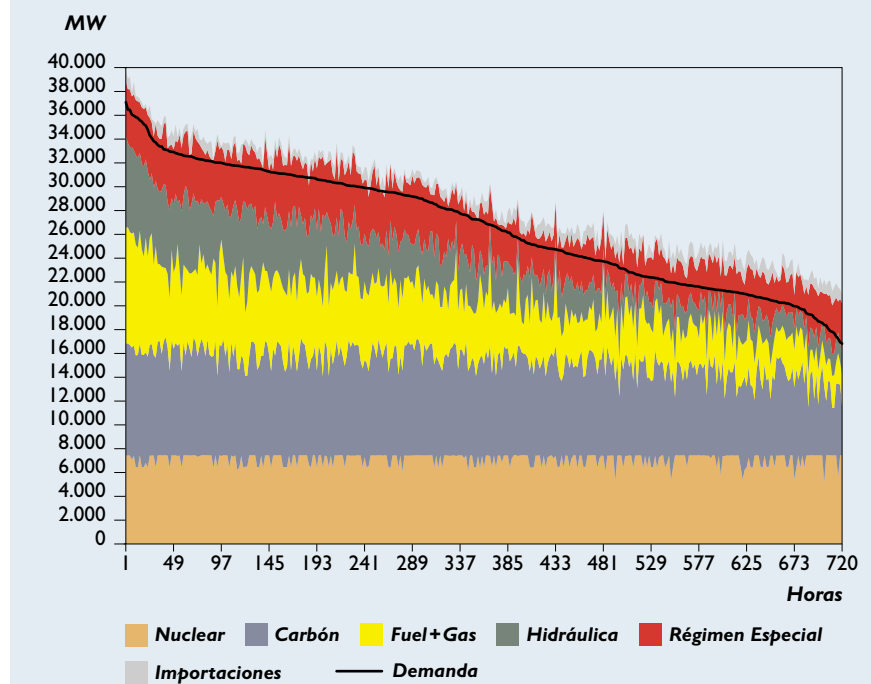


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

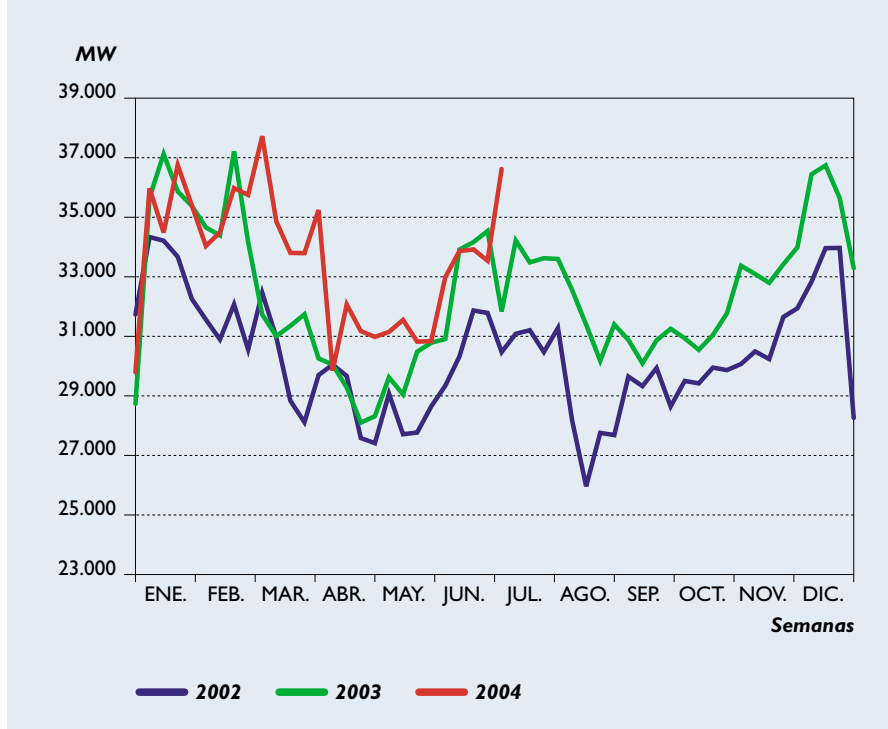


GRÁFICO 2

Durante este mes se han superado los valores máximos históricos en periodo de verano de demanda de potencia media horaria, registrándose 36.619 MW el día 30 a las 14 horas. Este valor es superior en 2.081 MW al máximo registrado en el mes de junio de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. aumentó un 2,8%. En junio, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, restando 0,5 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,7 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	19.334	2,8
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,7
Efecto Temperatura (3)		-0,5
Efecto Act. Económica y Otros		2,6
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	115.194	4,1
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,7
Efecto Temperatura (3)		0,1
Efecto Act. Económica y Otros		3,3

- (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)

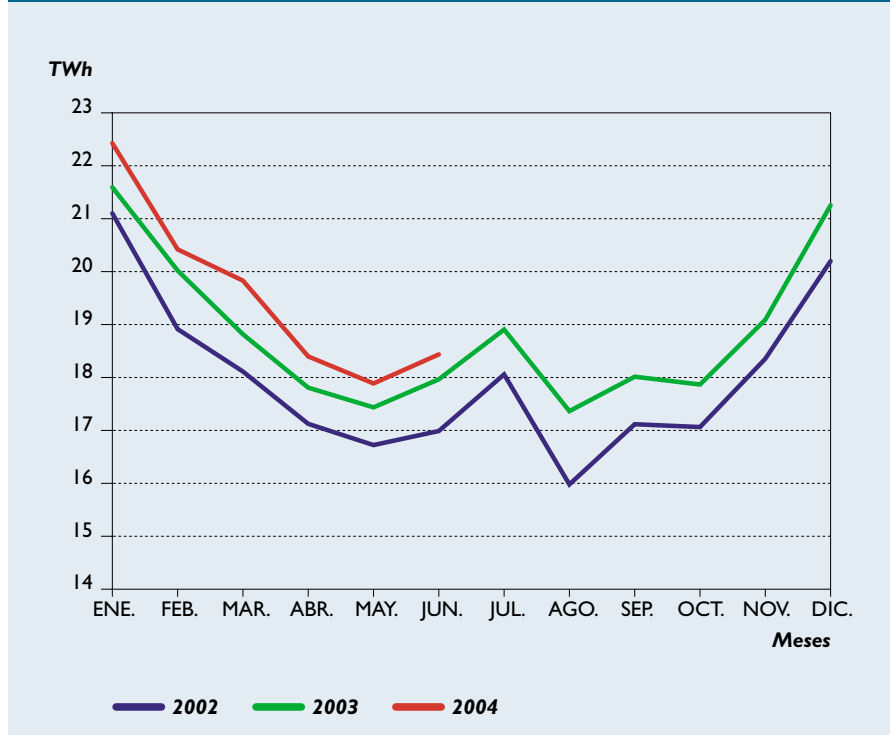


GRÁFICO 3

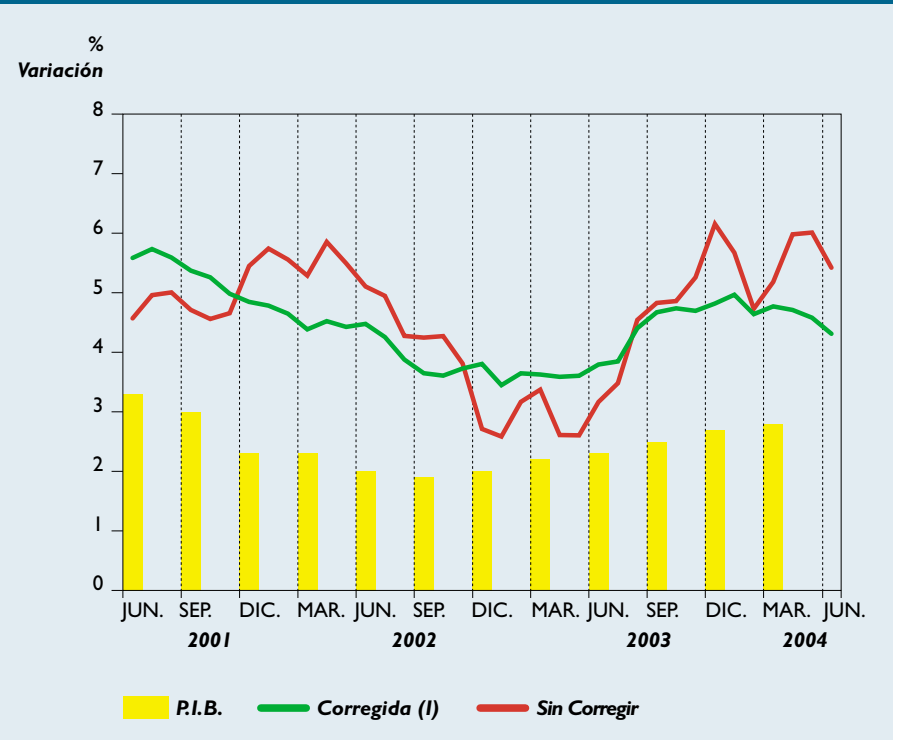
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 2,6%, inferior en 3,1 puntos al crecimiento experimentado en junio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 5,4%, 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 dos 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

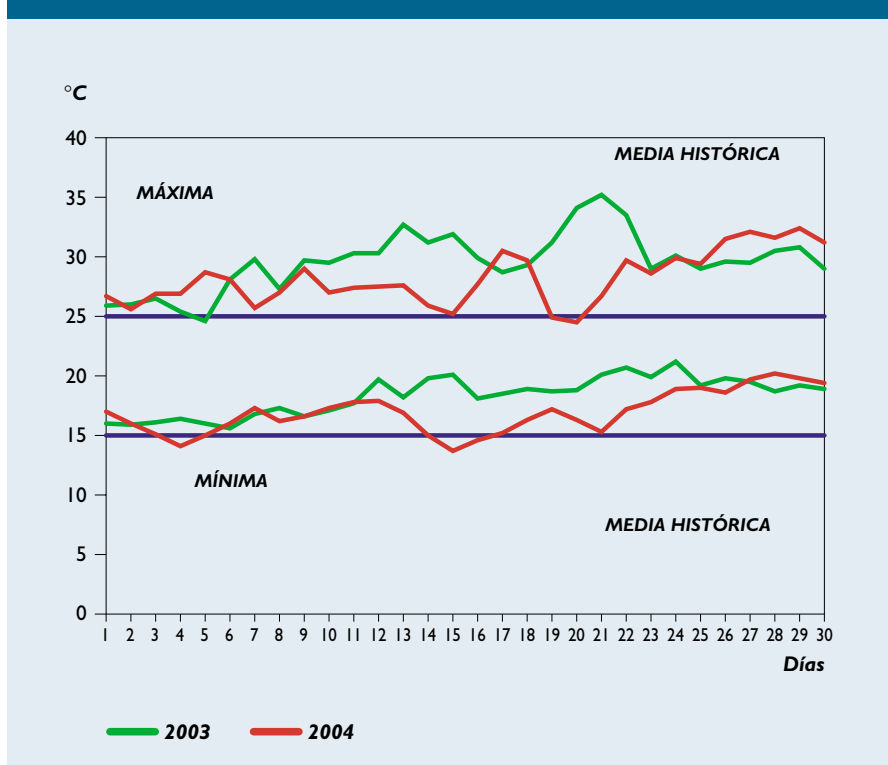


GRÁFICO 5

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 junio fue de 22,6 °C, inferior en 1,4 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 junio de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 28,2 °C, inferior a los 29,6 °C registrados en junio del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 16,9 °C frente a los 18,3 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 60 GWh, inferior en 14 GWh al valor característico de un mes de junio.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes seco, registrándose un producible mínimo de 23 GWh el día 13 y un máximo de 94 GWh el día 1.

(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

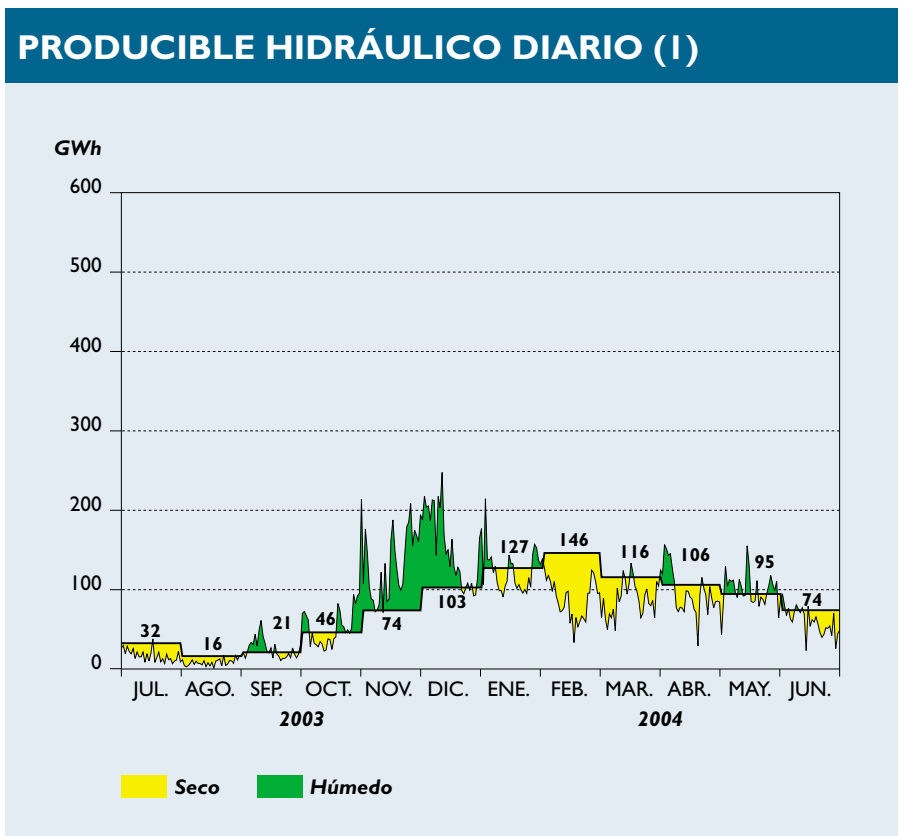


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

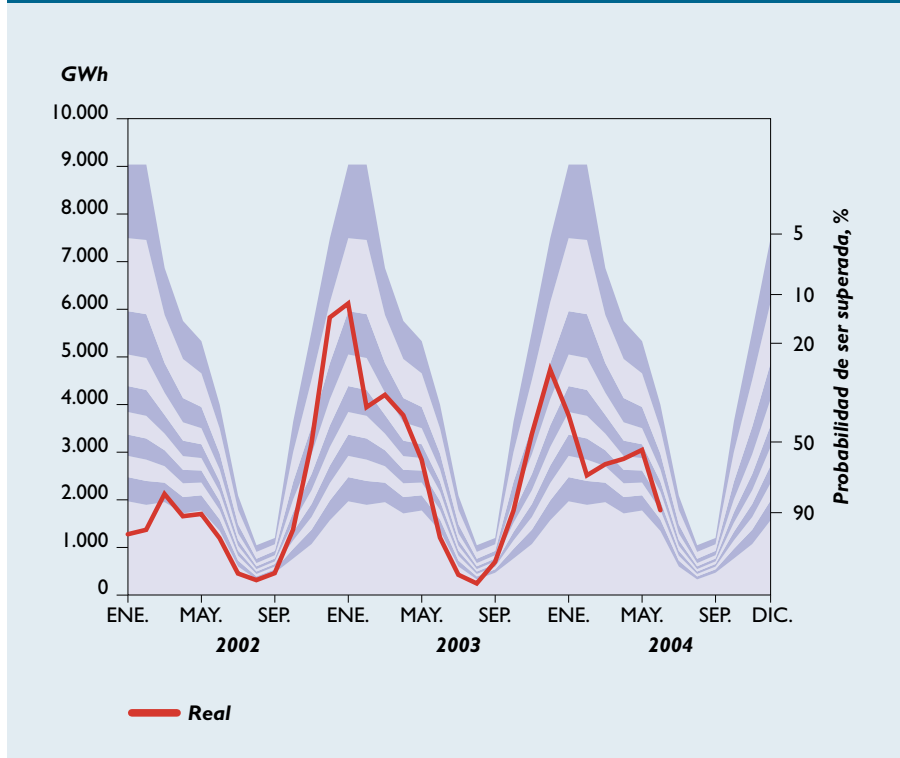


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,81 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 65%.

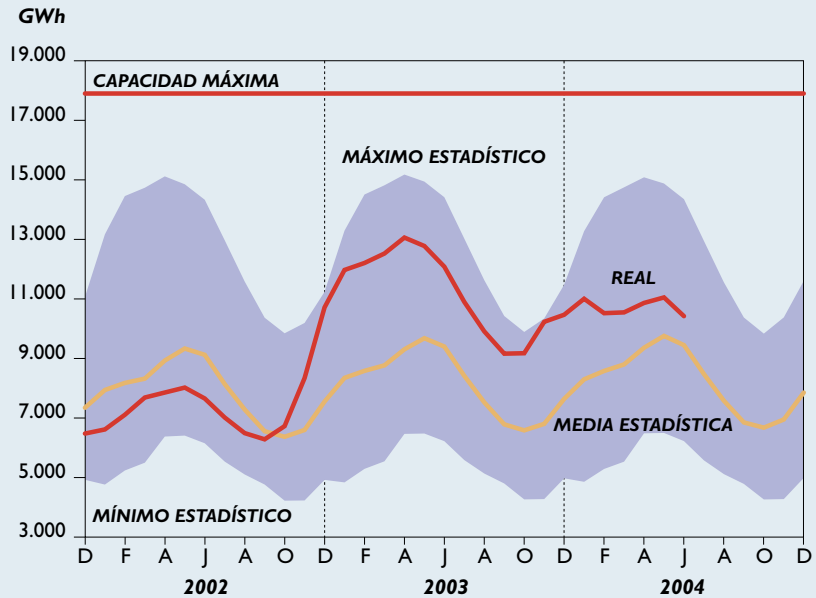
En los seis primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,83 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 67%.

(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 58,2% de su capacidad, inferior en 9,3 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

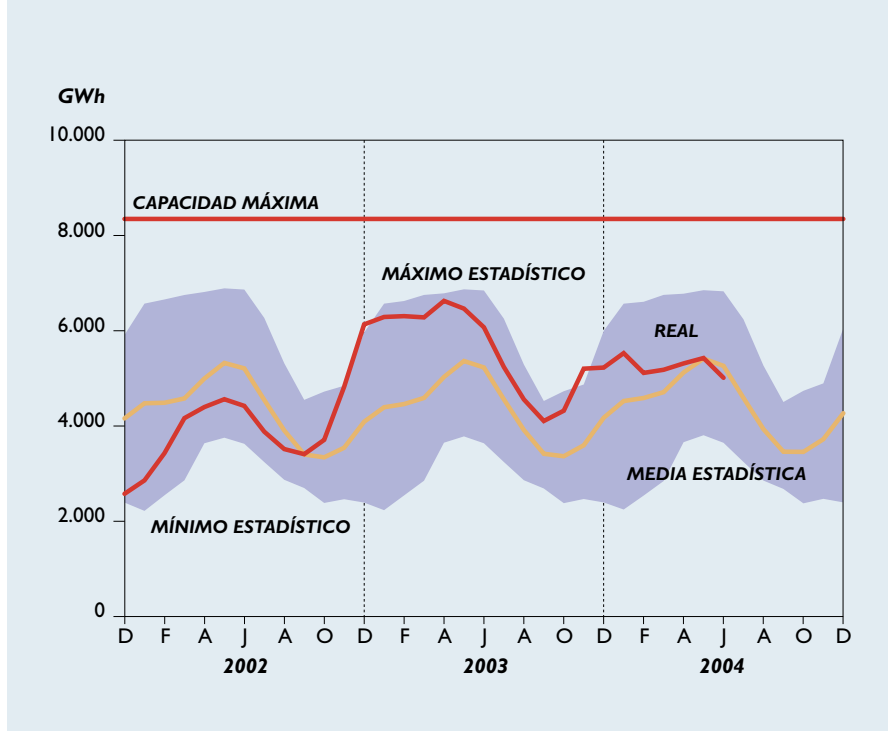


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 60,1%; 4,9 puntos menos que en el mes de mayo. Es el cuarto valor más alto registrado en un mes de junio desde 1999.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 56,6% de su capacidad, inferior en 2,3 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

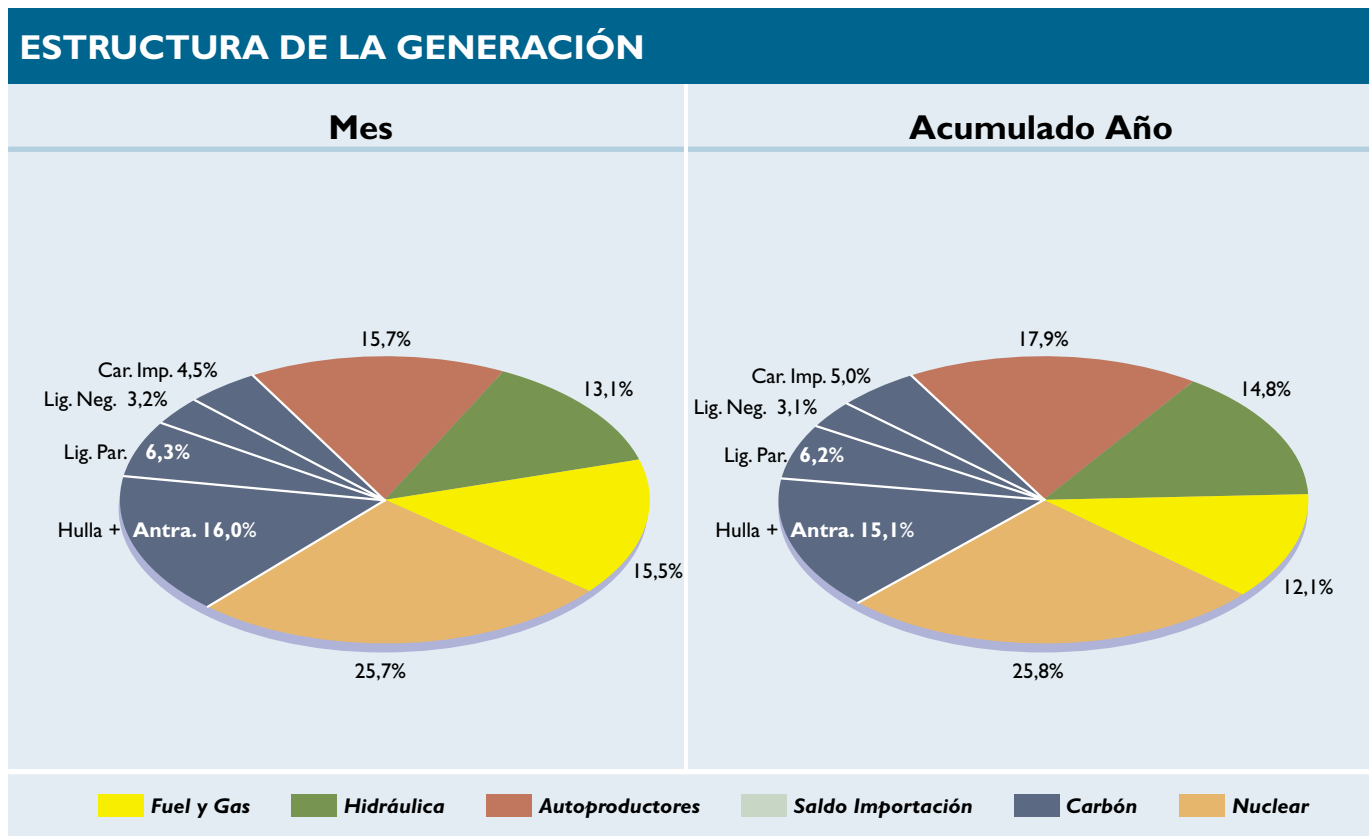


GRÁFICO 10

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

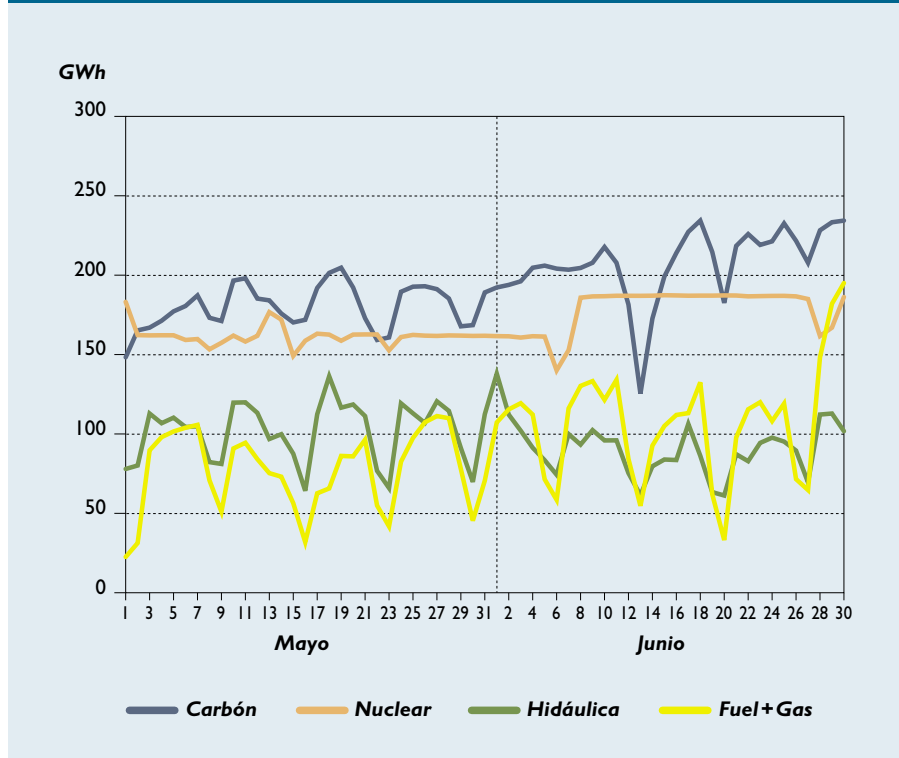


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 235 GWh y un mínimo de 173 GWh; la hidráulica entre 138 GWh y 80 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 195 GWh y mínimo de 93 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 179 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	JUNIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,96	0,03	0,01	0,94	0,04	0,02
Hulla + Antracita	0,94	0,00	0,06	0,88	0,04	0,08
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,74	0,09	0,17	0,77	0,13	0,10
Carbón Importación	0,78	0,01	0,21	0,85	0,05	0,10
TOTAL CARBÓN	0,90	0,01	0,09	0,89	0,04	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,85	0,00	0,15	0,85	0,01	0,14

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
15	Reactancia 2 en S.E. Loeches	150 MVar
17	Reactancia 1 en S.E. Moraleja	150 MVar
18	L-400 kV Litoral-Rocamora 2	Queda definitivamente en servicio (estaba disponible para regular tensión a falta de conexión en Litoral).
23	S.E. 400 kV Arrúbal L-220 kV S. Engracia-Arrúbal 1 L-220 kV S. Engracia-Arrúbal 2	Configuración de doble barra con salidas a Santa Engracia 1 y 2 y dos posiciones a TM de ciclos combinados.
25	S.E. 220 kV Montes de León L-220 kV Montearenas-Montes de León	Subestación de barra simple para evacuación de generación eólica.
30	L-400 kV Pinar del Rey-Tajo de la Encantada	

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 7 como consecuencia del disparo de la línea 220 kV Lubián-San Agustín (estaba en descargo la Línea 220 kV Prada-San Agustín), se produce una pérdida de mercado asociada a San Agustín 220 kV desde las 18:30 horas a las 18:34 horas con una pérdida de potencia de 2,94 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, 321 GWh, valor que representa un ligero aumento respecto al saldo exportador del mes anterior, 308 GWh.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 88% (348 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EDF, ELECTRABEL, EGL, CÉNTRICA ENERGÍA, UNION FENOSA GENERACIÓN y EDP ENERGÍA IBERICA han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 79, 52, 35, 21, 8, 7, 1 y 0,5 GWh.

A través de esta interconexión, EDF, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, UNION FENOSA GENERACIÓN, HIDRO-CANTABRICO GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA y ELECTRABEL han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 31, 30, 30,11, 9, 6, 4 y 2 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN y EGL ESPAÑA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 28 GWh, la primera de ellas, y 0,4 GWh, la segunda.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ENDESA GENERACIÓN, REN, IBERDROLA GENERACIÓN y ENDESA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 321, 170, 95, 53 y 12 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 (126 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 5 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

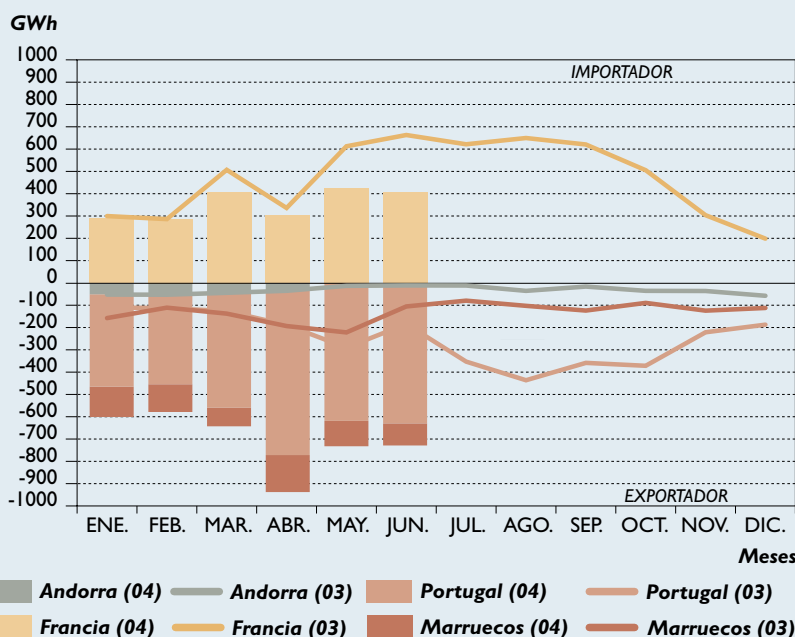


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	4,7	0,0	-4,7
España-Francia	53,1	463,9	410,8
España-Portugal	739,7	116,0	-623,7
España-Marruecos	103,8	4,6	-99,2
TOTAL	901,3	584,5	-316,8

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾		Energía ⁽³⁾	
	S/2003	Variación ⁽²⁾	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.	19,22	5,51	61,09	38,91
Jun.	17,02	13,18	63,41	36,59
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	19,25	8,04	60,17	39,83

(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.

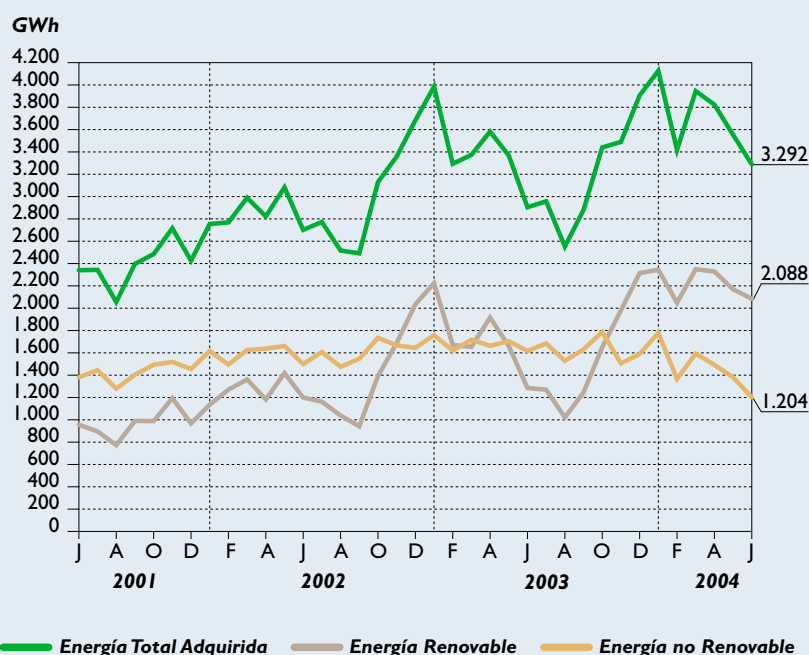


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,439 c€/kWh y mínimo de 2,555 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,437 c€/kWh y los 1,398 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

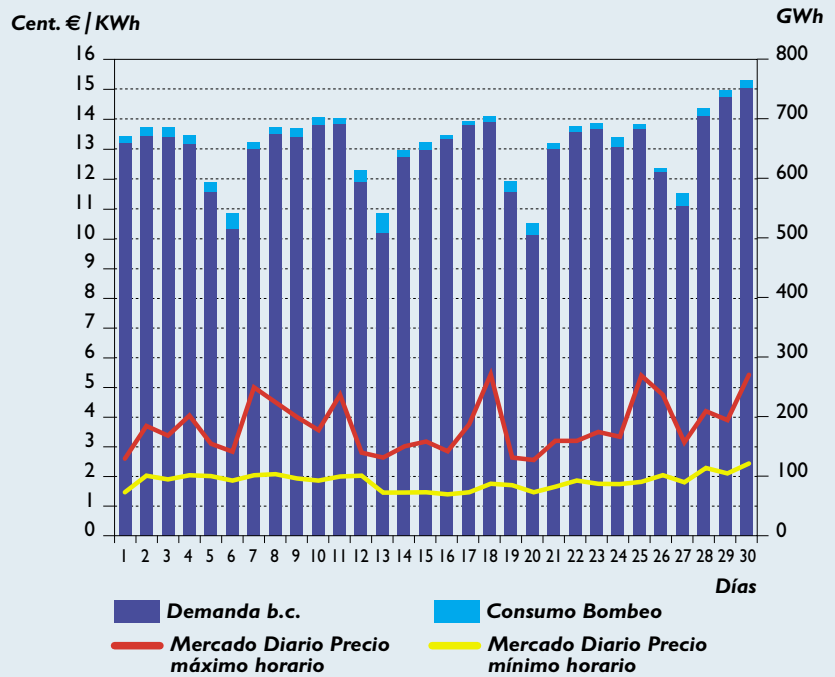


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	16.929	81,3	Distribuidoras	9.566	46,0
- Producción Interior	16.319		- Mercado Diario	9.508	
- Importación	610		- Mercados Intradiarios	58	
Francia	590		Comercializadoras	6.709	32,2
Portugal	20		- Mercado Diario	6.272	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	436	
Mercados Intradiarios	699	3,4	Consumidores Cualificados	1	0,0
- Producción Interior	679		Demanda Bombeo	461	2,2
- Importación	21		Exportación	917	4,4
Francia	3		- Portugal	661	
Portugal	17		- Marruecos	128	
Marruecos	0		- Andorra	5	
Indisponibilidades	-77	-0,4	- Francia	124	
Operación del Sistema (1)	248	1,2	Ajuste demanda	145	0,7
TOTAL MERCADO	17.799	85,5	TOTAL MERCADO	17.799	85,5
Contratos Bilaterales (2)	57	0,3	Contratos Bilaterales (2)	57	0,3
Energía programada en Régimen Especial	2.959	14,2	Energía adquirida al Régimen Especial	2.959	14,2
TOTAL	20.815	100	TOTAL	20.815	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

Junio 2004

- A lo largo del mes de junio han entrado en servicio las siguientes instalaciones: S. E. 220 kV Oncala (1 posición), S.E. 400 kV Loeches (reactancia + 1 posición), S.E. 400 kV Moraleja (reactancia + 1 posición), S.E. 400 kV Litoral (2 posiciones).
- Mayor número de elementos cargados de la red de transporte respecto al mismo mes del año anterior.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.516	16.360 (*)
Subestaciones	Posiciones	791	1.778
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 DE 400 kV DE LA RdT

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
Líneas	Longitud (km)	16.026	205	16.231	285
Subestaciones	Posiciones	654	42	696	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	3.300	150	3.450	-
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 DE 220 kV DE LA RdT

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.418	6.851 (I)	11.269	5.091 (I)
Subestaciones	Posiciones	236	885	1.121	657
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 ocho líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque ninguna de ellas ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

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

En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de líneas que superan, en algún momento, el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno.

La capacidad de invierno es la máxima del año, mientras que en verano es inferior en un 25% aproximadamente.

LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%

Nº de Líneas

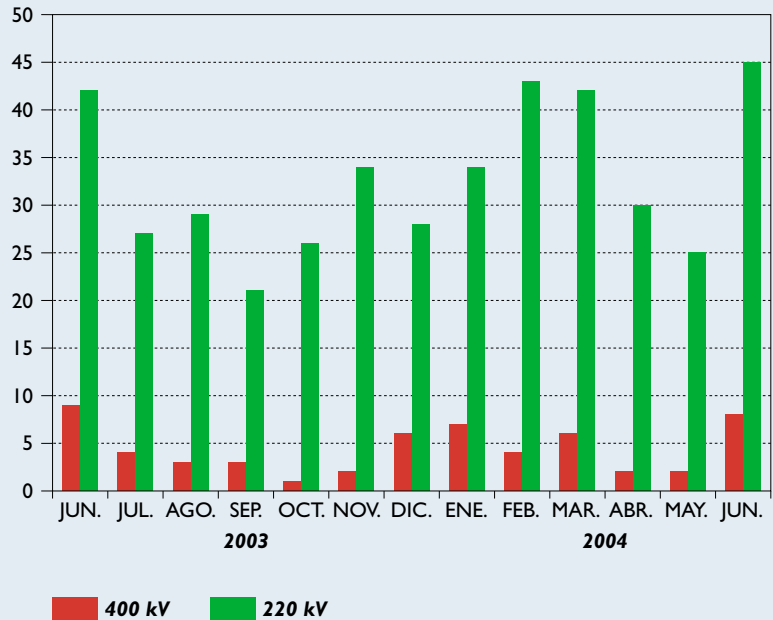


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

Nº de Transformadores

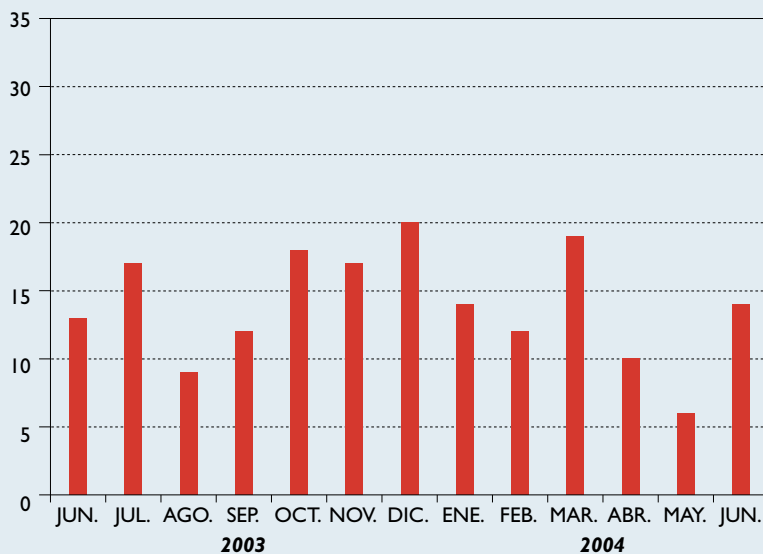


GRÁFICO 2

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

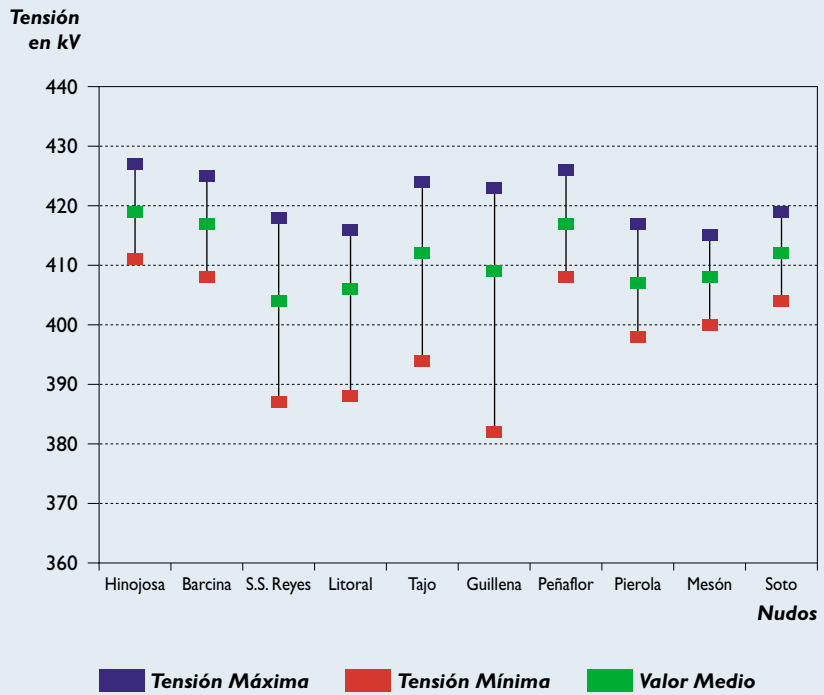
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 382 kV en Guillena y los 459 kV en Guadame. El 35% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 15% entre 420 y 425 kV. El 1% de las medidas superan los 430 kV.

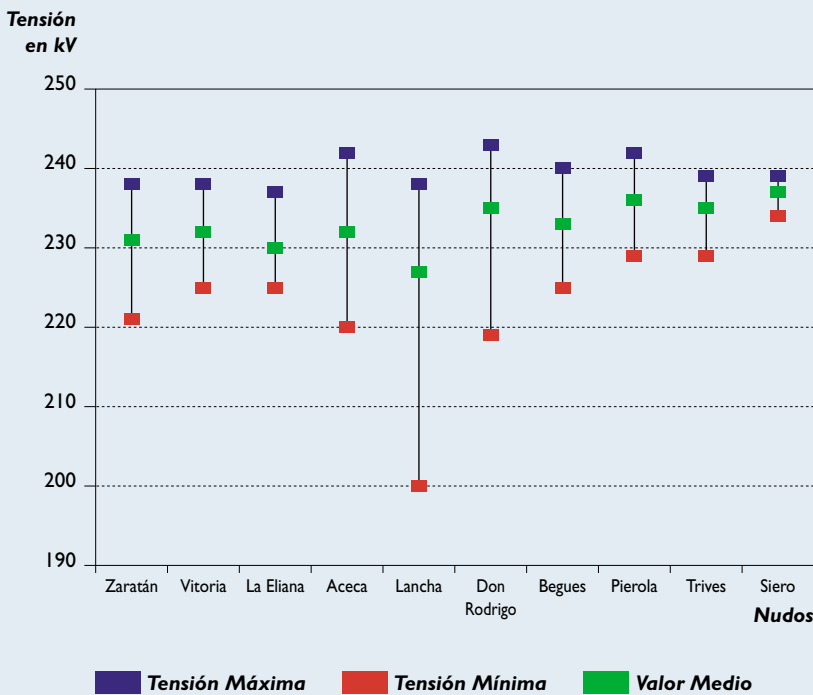
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 187 kV de Andújar y los 253 kV registrados en Leganés. El 45% 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 Prada-San Agustín y Prada-Puente Bibey para cambio de aislamiento.
- Línea de 220 kV Pereda-Villablino para cambiar cable de tierra y pintar apoyos.
- Líneas de 220 kV Hornillo-Villaverde y San Just-Viladecans para realizar reparaciones en la línea.
- Línea de 400 kV Begues-Vandellós para cambio de aislamiento compuesto.
- Líneas de 400 kV Almaraz-Villaviciosa I, Grijota-Villarino, Barcina-Itxaso, Catadau-Muela 2 y Olmedilla-Romica I para mantenimiento y reparación de elementos de la línea.
- Líneas de 400 kV Mudarra-Montearreas 2 y 3 para reglamentar apoyo.

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

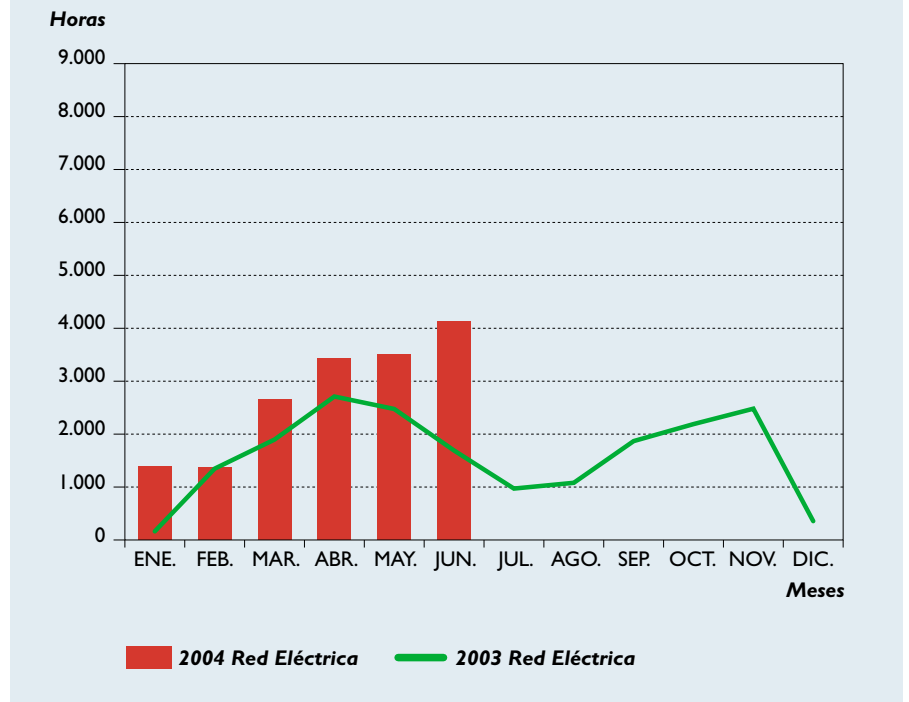


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	2.168	977	378	0
220 kV	1.958	1.604	0	0
< 220 kV	1	0	0	0

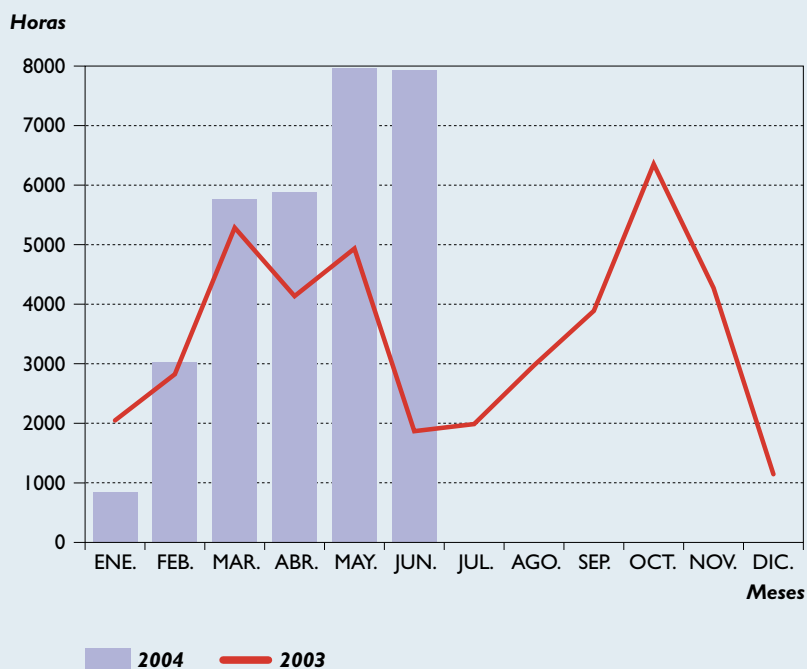
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Barcina, posición adyacente a barras I de la salida Güeñes, para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Galapagar, posición adyacente a barras I de la salida Fuencarral, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Cartelle, posición Mesón, para revisar los equipos de la posición y sustitución de astas de maniobra.
- Subestación de 400 kV Grijota, posición Villarino, para revisar equipos de la posición.

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
Posiciones	4.867	2.032	6.899
Barras	360	667	1.027
TOTAL	5.227	2.699	7.926

- Subestación de 400 kV Mesón, posición Cartelle, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Villaverde, posición Hornillo, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Mesón, posición Santiago, para revisar equipos de la posición.

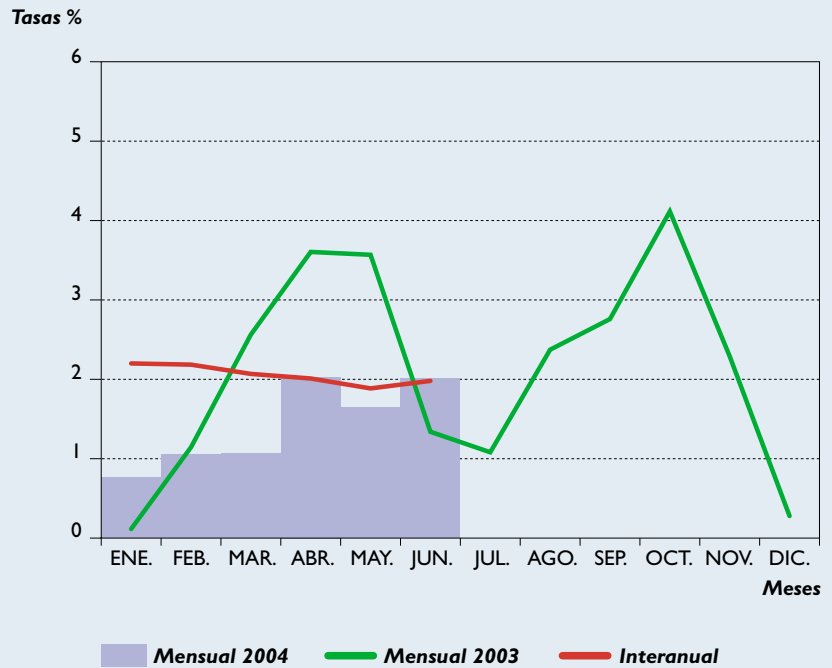
El cuadro indica el número de horas de descargo por posiciones o barras de subestación durante el mes.

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	0,908	0,724
Indisponibilidades Fortuitas	0,009	0,035
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,917	0,759
Por Otras Causas	1,095	1,222
TOTAL	2,012	1,980

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

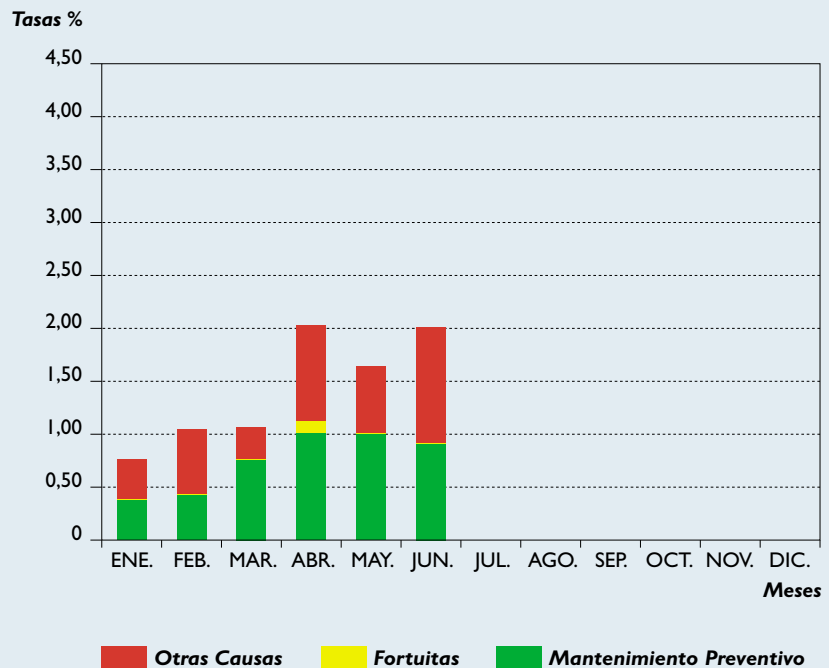
T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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	19
	220 kV	0	1	74
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	5

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	2	5	14
	220 kV	1	30	44
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	5	0

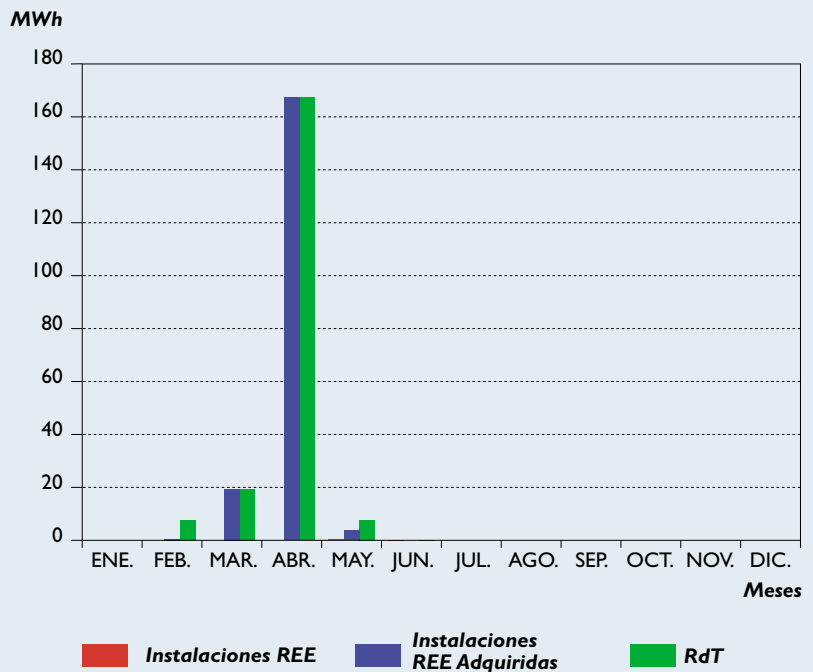
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de junio se ha registrado un corte de mercado en instalaciones de Red Eléctrica. Tuvo lugar en Galicia, con una energía no suministrada de 0,2 MWh y debido a agentes atmosféricos.

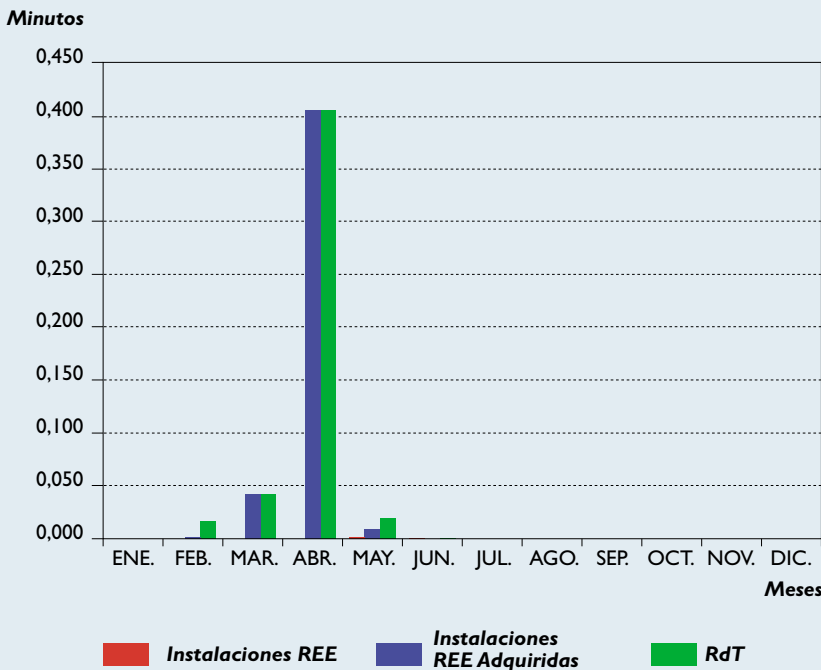
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



Energía No Suministrada, ENS, mide la energía cortada al sistema eléctrico peninsular, MWh, por interrupciones del servicio debidas a incidentes acaecidos en la red de 400 y 220 kV del sistema eléctrico peninsular, RdT.

GRÁFICO 9

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM



En el mes de junio el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0,0004 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,0004 minutos.

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

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

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es