



# Informe Mensual

JULIO 2003



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

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

## RED DE TRANSPORTE

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

Fecha de ejecución: 31-07-2003. Datos provisionales

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 **19.867 GWh**, con un crecimiento del **7,7%** respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un **4,3%**.
- El mes ha sido seco, con una energía producible hidráulica registrada este mes que representa el **47,8%** de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al **60,9%** de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de julio desde 1980.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	2.007	21,4	25.570	107,0	35.740	64,9
<b>NUCLEAR</b>	5.640	-1,3	35.923	1,0	63.365	2,0
<b>Hulla + Antracita</b>	3.590	9,8	20.445	-18,5	35.657	-17,7
<b>Lignito Pardo</b>	1.352	-1,8	7.815	-17,1	14.043	-13,0
<b>Lignito Negro</b>	823	-2,3	4.411	-26,0	8.065	-18,2
<b>Carbón Importación</b>	1.279	9,9	7.556	0,2	13.206	-1,3
<b>TOTAL CARBÓN</b>	7.044	5,9	40.227	-16,2	70.971	-14,2
<b>Gas Natural</b>	2.681	89,7	9.067	71,7	15.566	83,6
<b>Fuel-Oil</b>	582	-48,1	2.465	-69,3	4.424	-64,7
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	17.954	8,4	113.252	3,6	190.067	1,3
<b>Consumos Producción</b>	813	7,9	4.574	-7,4	7.979	-6,2
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	17.141	8,5	108.678	4,2	182.087	1,7
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	2.924	5,6	22.432	12,9	37.357	16,4
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	20.066	8,1	131.110	5,6	219.444	3,9
<b>Consumos en Bombeo</b>	421	-39,8	2.668	-32,6	5.668	-3,6
<b>Saldo Internacional</b>	223	-	1.052	-	2.751	-47,4
<b>DEMANDA</b>	19.867	7,7	129.494	4,5	216.527	2,9

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
	2002					2003							
Hidroeléctrica	1.267	1.279	1.366	2.042	4.216	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.367	2.007	35.740
Térmica Nuclear	5.595	4.789	5.635	5.604	5.818	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.633	5.640	63.365
Térmica Convencional	8.227	9.252	8.440	7.534	5.750	6.054	6.922	6.560	5.684	6.588	9.645	10.307	90.963
PRODUCCION BRUTA	15.089	15.320	15.441	15.180	15.784	17.343	16.344	15.803	14.146	15.019	16.645	17.954	190.067
Consumos Producción	706	697	717	673	612	634	618	623	554	603	729	813	7.979
PRODUCCION NETA	14.383	14.623	14.724	14.507	15.172	16.709	15.726	15.180	13.592	14.416	15.916	17.141	182.087
Adquirida Autoprod.	2.516	2.477	3.103	3.260	3.569	3.775	3.357	3.100	3.270	3.161	2.845	2.924	37.357
PROD. TOTAL NETA	16.899	17.100	17.827	17.767	18.741	20.484	19.083	18.280	16.862	17.577	18.761	20.065	219.444
Consumos en Bombeo	572	598	576	570	684	587	380	369	219	266	426	421	5.668
Saldo Internacional	236	428	298	491	246	26	51	247	-37	134	407	223	2.751
DEMANDA	16.563	16.929	17.550	17.688	18.303	19.922	18.755	18.157	16.607	17.445	18.741	19.867	216.527
Δ % Mensual	-1,1	2,7	4,9	-0,7	-3,0	3,1	10,5	3,1	-2,3	1,6	8,0	7,7	-
Δ % 365 días	4,3	4,2	4,2	3,7	2,6	2,3	3,0	3,0	2,1	2,0	2,6	2,9	2,9

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh ABRIL 2003												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	121	1.748	3.863	4.427	304	2.952	68	0	2.461	1.673	2.376	19.993
Térmica Nuclear	3.569	12.608	4.667	34.508	—	—	0	326	0	0	2.314	57.992
Térmica Convencional	2.676	28.568	8.333	3.617	3.354	18.147	211	6.994	1.304	1.446	243	74.893
PROD.TOTAL NETA I	6.366	42.924	16.863	42.552	3.658	21.099	279	7.320	3.765	3.119	4.933	152.878
Saldo Internacional	588	-1.414	-37	-5.538	140	4.693	310	1.355	-24	178	-10	241
Consumos en Bombeo	135	580	219	645	76	854	80	0	210	29	204	3.032
DEMANDA 2												
Mensual	6.819	40.930	16.607	36.369	3.722	24.938	509	8.675	3.531	3.268	4.719	150.087
Δ %	1,7	-0,8	-2,3	3,7	1,2	2,2	1,4	0,6	-12,4	1,6	-0,9	0,6
Año Móvil	84.016	503.835	213.441	440.874	47.982	312.726	6.099	108.734	51.044	41.370	58.817	1.868.938
Δ %	1,7	1,7	2,1	1,1	1,7	1,9	2,6	0,6	-4,5	2,4	1,2	1,4
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 746 MW y 7.523 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 6.965 MW y máximo de 10.250 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.511 MW y un máximo de 7.771 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 496 MW y un máximo 2.024 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.284 MW y los 5.102 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.263 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

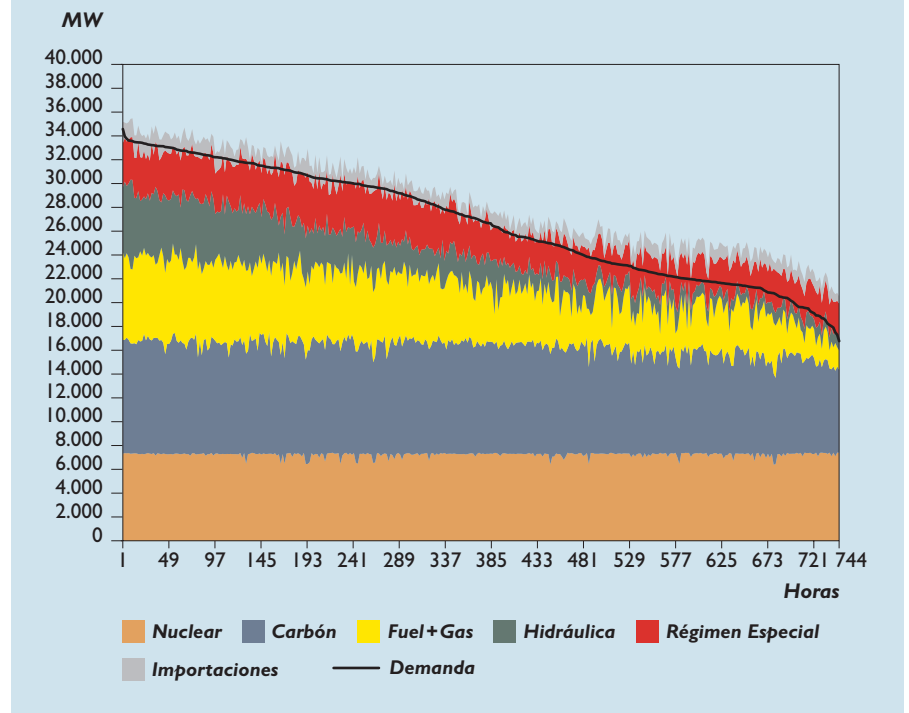


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

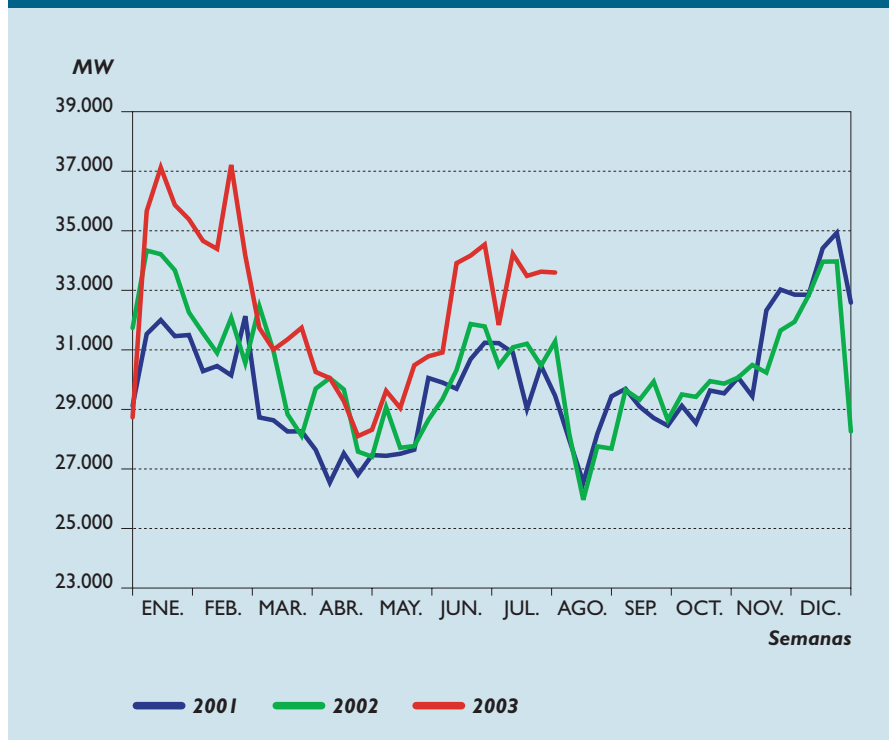


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 11 con 34.219 MW a las 14 horas. Este valor es superior en 2.938 MW al máximo registrado en el mes de julio de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 7,7%. En julio, las temperaturas fueron más altas que las del año anterior, aportando 1,2 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 2,2 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	19.867	7,7
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		2,2
Efecto Temperatura (3)		1,2
Efecto Act. Económica y Otros		4,3
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	129.494	4,5
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,3
Efecto Temperatura (3)		0,8
Efecto Act. Económica y Otros		3,4

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.  
 (2) Las variaciones están calculadas respecto al mismo periodo del año anterior.  
 (3) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de demanda.

CUADRO 4

DEMANDA CORREGIDA LABORALIDAD Y TEMPERATURA (I)

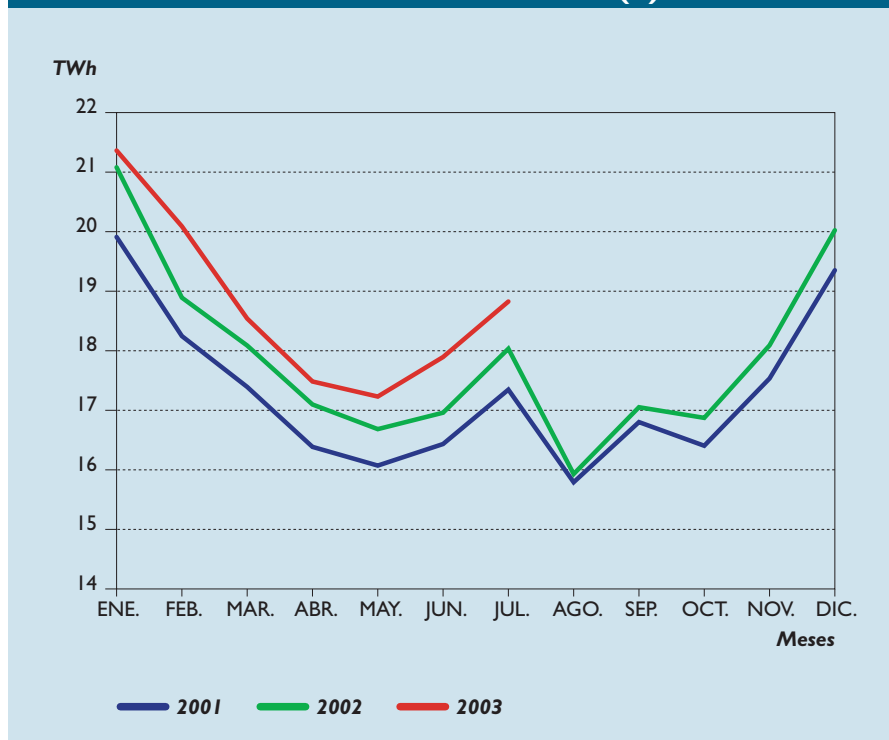


GRÁFICO 3

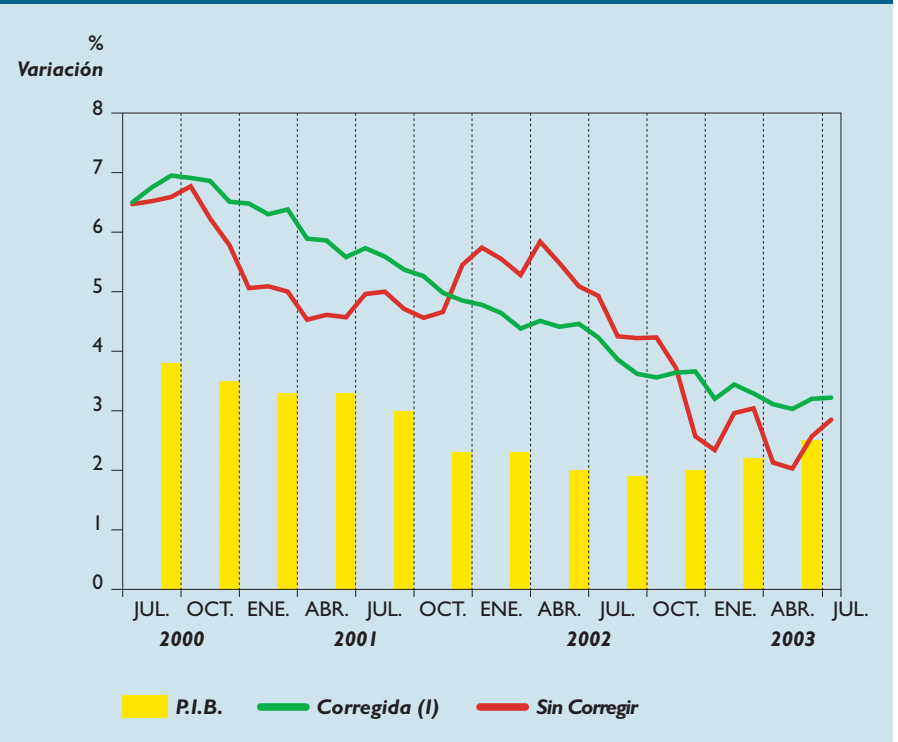
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,3%, superior en 0,2 puntos al crecimiento experimentado en julio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 2,9%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 3,1% en el mismo período. Este crecimiento es superior al experimentado en los tres últimos meses del año 2003.

### 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

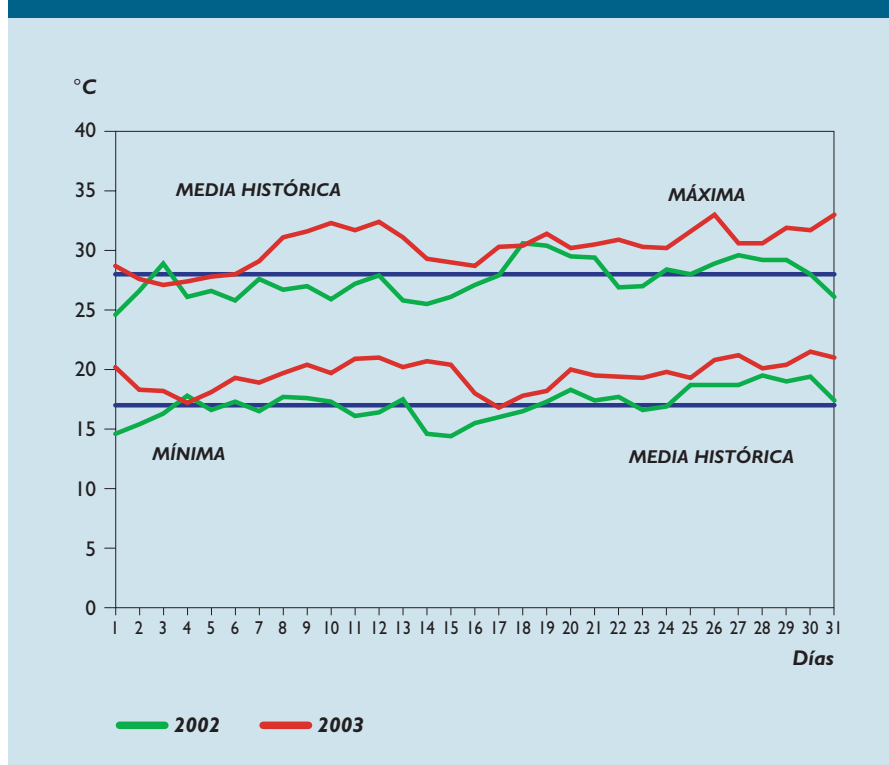


GRÁFICO 5

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 julio fue de 24,9 °C, superior en dos grados y medio a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las registradas en julio de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 30,3 °C, superior a los 27,6 °C registrados en julio del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 19,6 °C frente a los 17,1 °C del año pasado.

3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 17 GWh, inferior en 15 GWh al valor característico de un mes de julio.

Desde el punto de vista hidroeléctrico el mes ha sido seco, registrándose un producible mínimo de 7 GWh el día 27 y un máximo de 38 GWh el día 17.

(1) «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 (1)

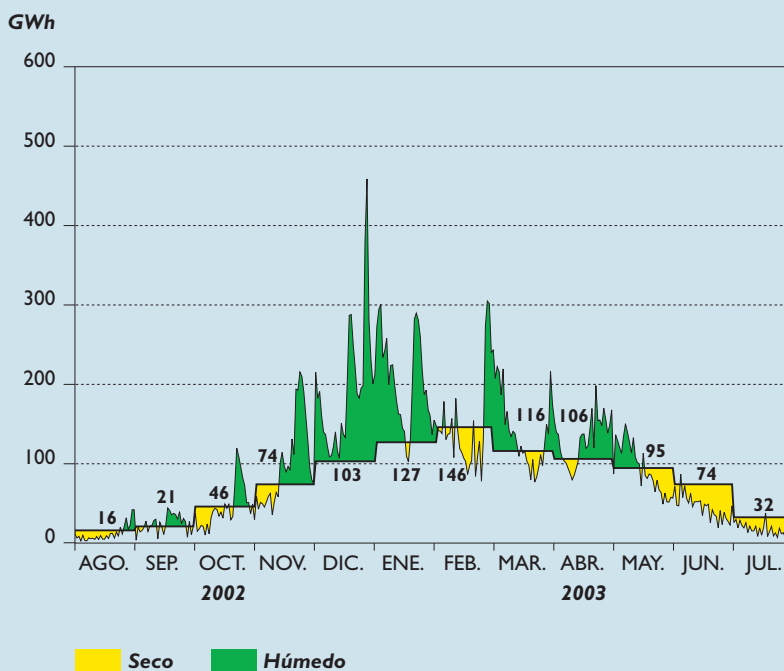


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

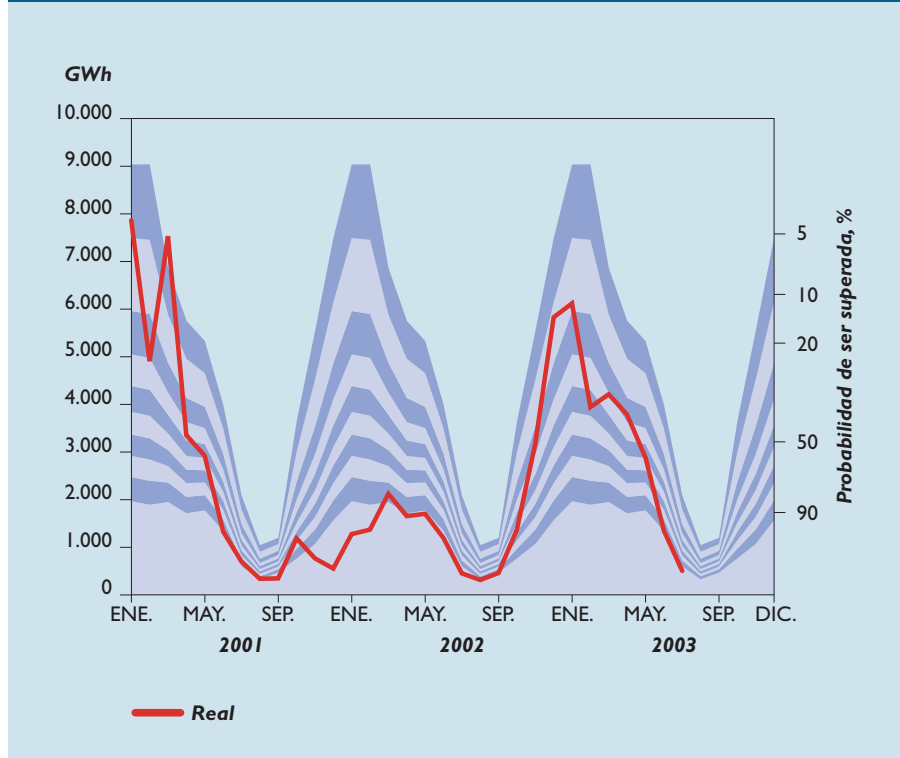


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,52 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 91%.

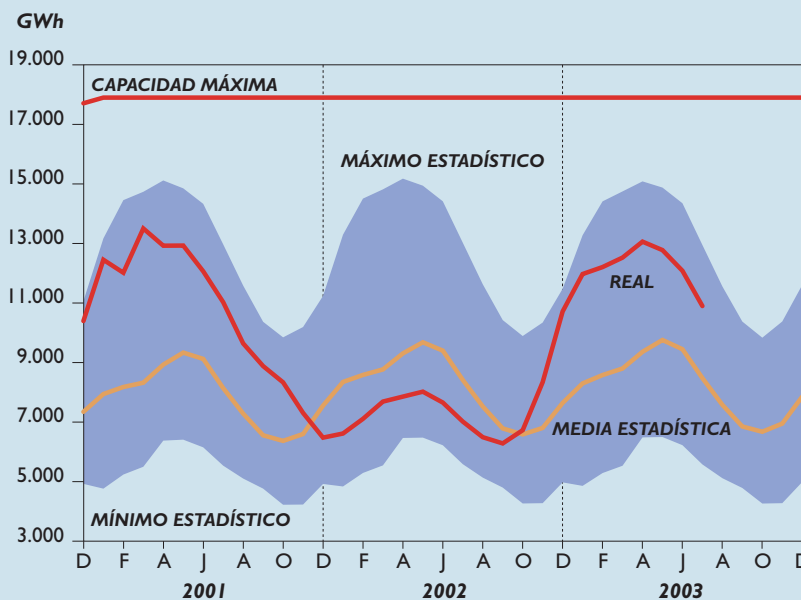
En los siete primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,09 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 35%.

(1) «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 60,9% de su capacidad, superior en 21,7 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

**EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)**

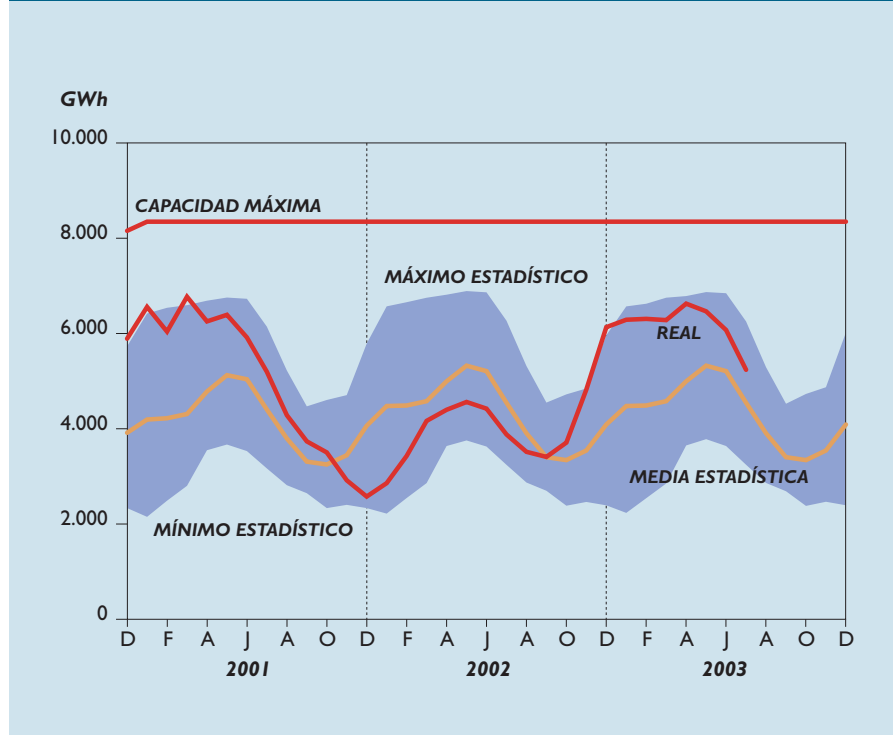


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

Los máximos, mínimos y media histórica están calculados con los últimos 20 años.

GRÁFICO 8

**EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL**



Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 62,8%; 10 puntos menos que en el mes de junio. Es el tercer valor más alto registrado en un mes de julio desde 1980.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 59,3% de su capacidad, inferior en 3,6 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

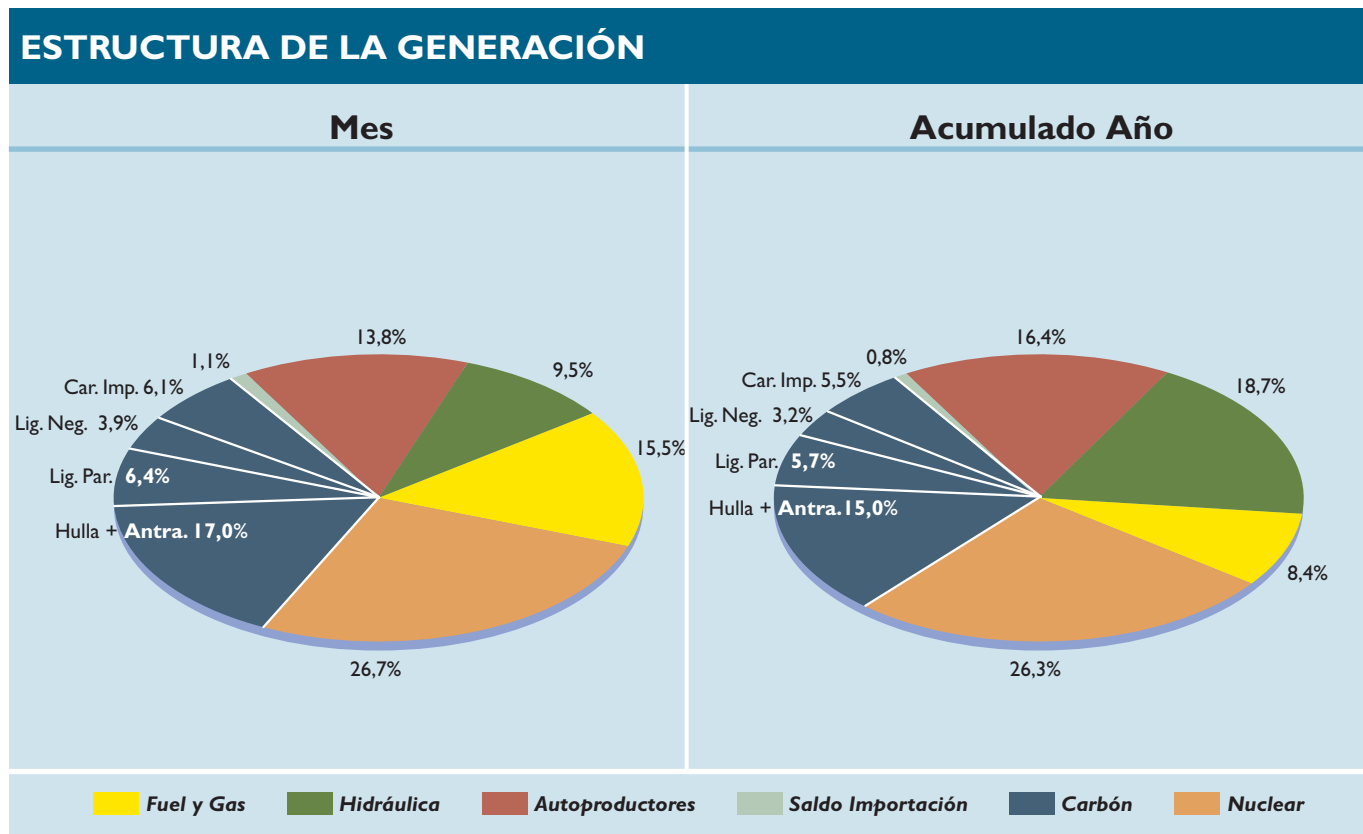
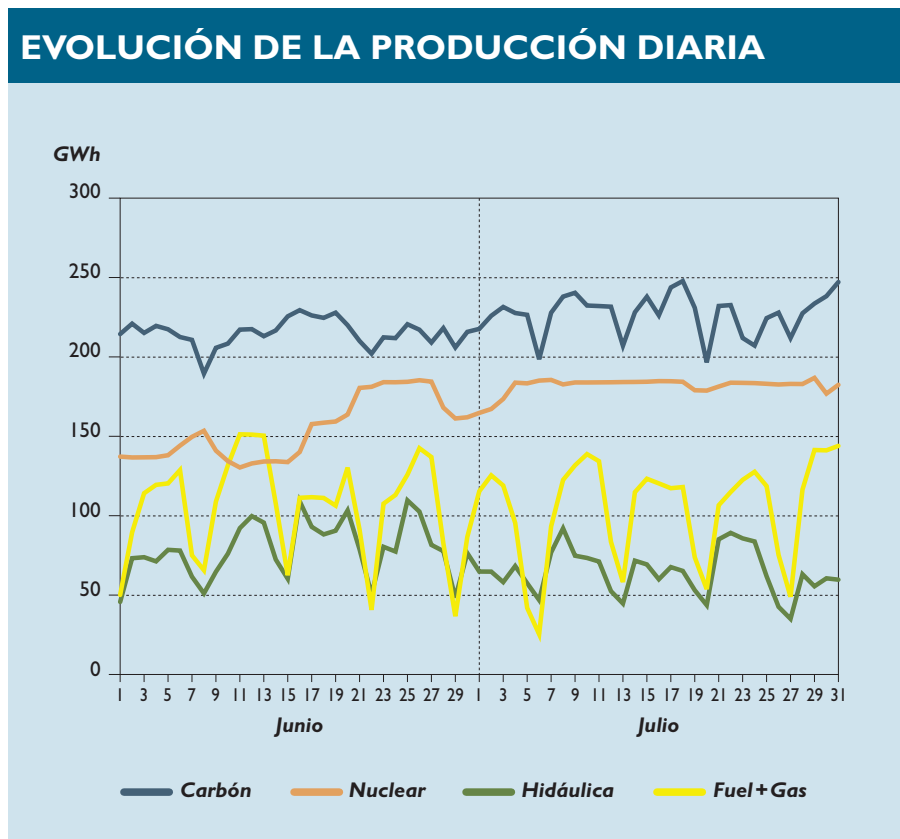


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 248 GWh y un mínimo de 207 GWh; la hidráulica entre 92 GWh y 56 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 144 GWh y mínimo de 93 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 182 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	JULIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	1,00	0,00	0,00	0,92	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,91	0,00	0,09	0,89	0,01	0,10
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,93	0,05	0,02
Lignito Negro	0,94	0,00	0,06	0,86	0,06	0,08
Carbón Importación	0,96	0,00	0,04	0,92	0,05	0,03
TOTAL CARBÓN	0,94	0,00	0,06	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,86	0,00	0,14	0,81	0,04	0,15

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

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
I	L-400 kV Rocamora-Litoral 2	Disponible sólo para regular tensión, al no estar disponible la posición en Litoral

CUADRO 6

### INCIDENTES

El día 7 a las 01:37 horas al explosionar un interruptor en la subestación de Lobon de 66 kV, de un transformador de 66/28 kV, se produce el disparo de varias líneas de la red de 66 kV provocando un corte de mercado en Badajoz capital y provincia de unos 40 MW.

El día 16 a las 18:58 horas se produce el disparo de las líneas de 220 kV, Escatrón-Tarragona, Constantin-Perafort, Constantin-Tarragona, Bellicens-Constantin, Costantin-Viladecans y el ATI de Tarragona, por la rotura del cable de tierra en la línea de 220 kV Constanti-Tarragona, por una descarga de agua de un hidroavión durante las labores de extinción de un incendio.

Como consecuencia de los disparos se produce un corte de mercado en la provincia de Tarragona entre 250 y 300 MW, que afecta a 27.000 clientes durante 7 minutos.

El día 31 a las 21:33 horas se produce el reventón del interruptor del lado de alta del Auto de 132/66 kV de la Subestación de Loja. Desde las 21:33 horas a 21:55 horas y de 22:39 horas a 23:00 horas se producen sobrecargas y posteriores disparos en las redes de 132 kV y 66 kV, provocando ceros de tensión las siguientes subestaciones de 132 kV: Orgiva, Nerja, Berja, Motril y El Fargue. Como consecuencia de estos ceros se producen cortes de mercado

en Granada (210.000 clientes), Málaga (111.000 clientes), Almería (85.000 clientes) y Jaén (18.370 clientes). A las 23:00 horas quedó totalmente restablecido todo el servicio.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 232 GWh, lo que representa una reducción de un 44% respecto al saldo mes pasado (414 GWh).

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 97% (397 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, EGL, ENDESA GENERACIÓN y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 241, 55, 3, 2, 0,1 y 0,07 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN (83 GWh), UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA (29 GWh), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA (27 GWh), EGL ESPAÑA (4 GWh) y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN (3 GWh) han llevado a cabo operaciones de importación.

En esta misma interconexión, ENDESA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, REN, EDP ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN y ENDESA GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 114, 103, 83, 75, 44, 36, y 17 GWh, respectivamente.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de exportación de energía a través de la participación directa de ONE como agente externo en el mercado de producción español (75 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 0,43 GWh.

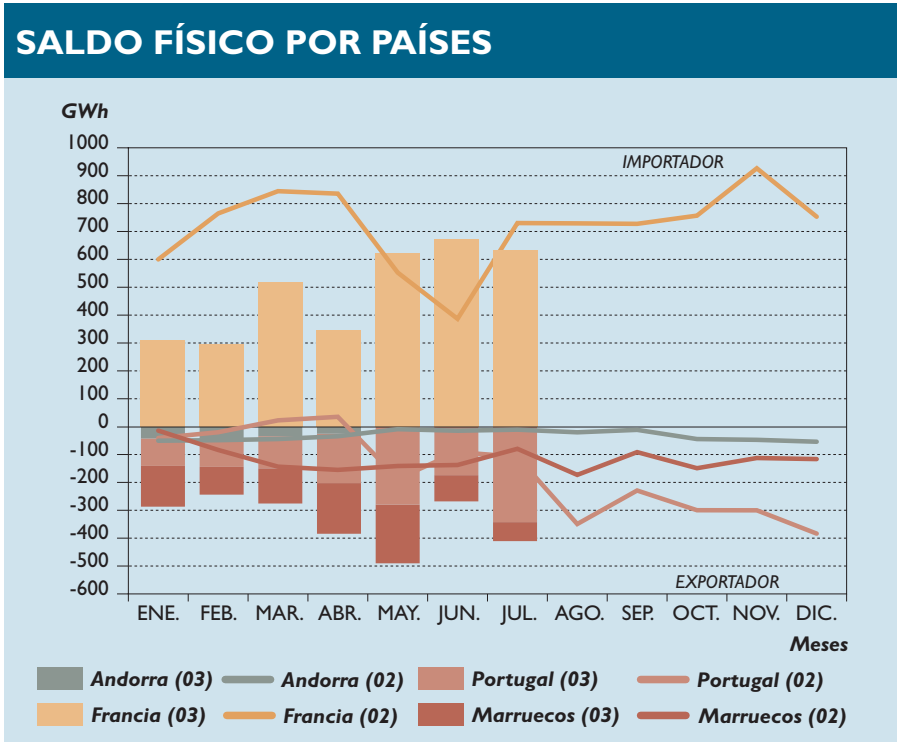


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	0,4	0,0	-0,4
España-Francia	39,0	671,8	632,7
España-Portugal	606,5	265,1	-341,4
España-Marruecos	74,0	5,8	-68,2
<b>TOTAL</b>	<b>720,0</b>	<b>942,6</b>	<b>222,6</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	18,95	37,11	42,74	57,26
Feb.	17,90	21,39	43,84	56,16
Mar.	17,07	3,76	43,19	56,81
Abr.	19,69	16,03	42,15	57,85
May.	18,12	2,67	41,63	58,37
Jun.	15,18	5,45	42,47	57,53
Jul.	14,72	5,64	40,99	59,01
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>17,32</b>	<b>12,90</b>	<b>42,46</b>	<b>57,54</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.

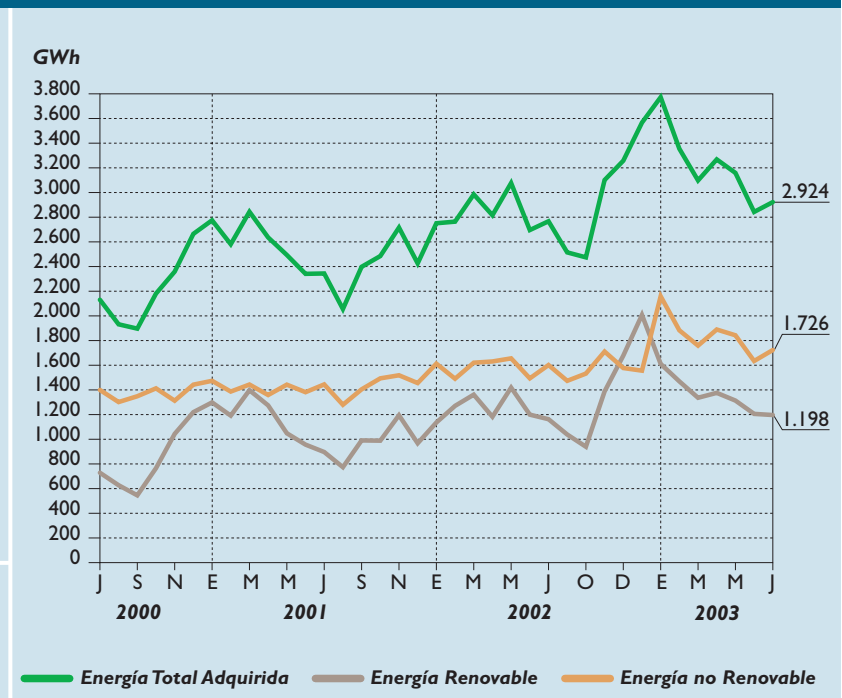


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,899 c€/kWh y mínimo de 3,101 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,891 c€/kWh y los 1,598 c€/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

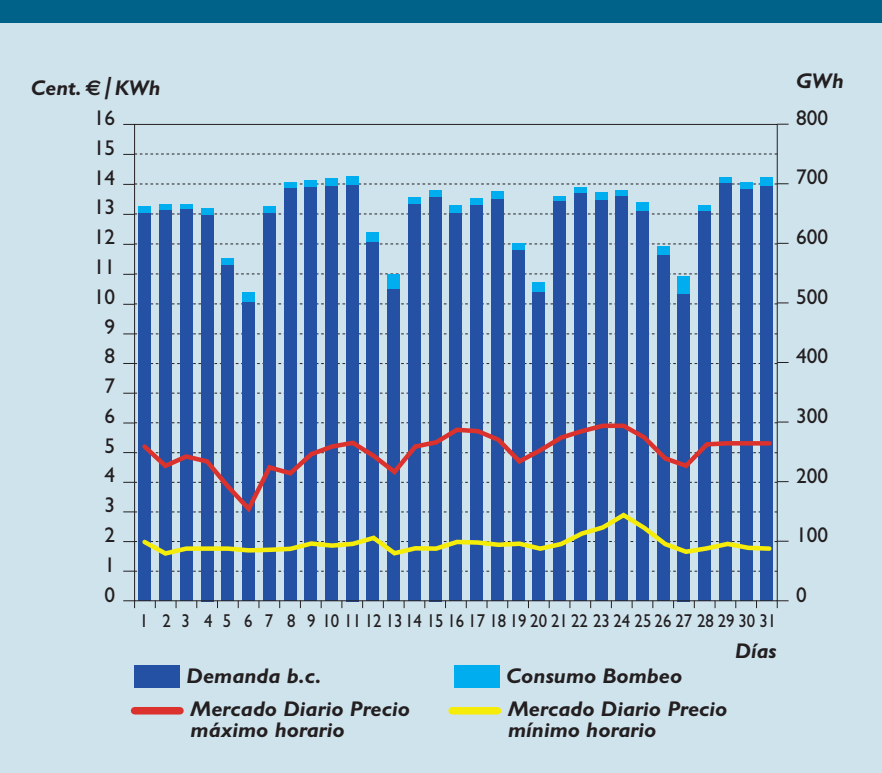


GRÁFICO 14

**ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN**

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
<b>Mercado Diario</b>	<b>17.999</b>	<b>85,1</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>11.169</b>	<b>52,8</b>
- Producción Interior	17.346		- Mercado Diario	11.143	
- Importación	653		- Mercados Intradarios	26	
Francia	641		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.157</b>	<b>29,1</b>
Portugal	12		- Mercado Diario	5.977	
Marruecos	0		- Mercado Intradarios	180	
<b>Mercados Intradarios</b>	<b>401</b>	<b>1,9</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>1</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	307		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>476</b>	<b>2,3</b>
- Importación	93		<b>Exportación</b>	<b>610</b>	<b>2,9</b>
Francia	16		- Portugal	470	
Portugal	76		- Marruecos	76	
Marruecos	1		- Andorra	0	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-85</b>	<b>-0,4</b>	- Francia	63	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>246</b>	<b>1,2</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>149</b>	<b>0,7</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.651</b>	<b>87,8</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.561</b>	<b>87,8</b>
Contratos Bilaterales (2)	110	0,5	Contratos Bilaterales (2)	110	0,5
Energía programada en Régimen Especial	2.469	11,7	Energía adquirida al Régimen Especial	2.469	11,7
<b>TOTAL</b>	<b>21.140</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>21.140</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

Julio 2003

- Mayor número de nudos con tensiones superiores a los 420 kV.
- Se ha reducido el número de líneas cargadas respecto al mes anterior.

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

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>≤ 220 kV</u>
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.047	16.492 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	747	1.724
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	85	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	21	42
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2	-

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

(\*) Incluye cable subterráneo.

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	
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	15.557	205	15.762	285
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	610	42	652	95
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	43	10	53	32
	MVA	22.463	4.440	26.903	16.506
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	20	1	21	-
	MVAr	3.000	150	3.150	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-	13	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2	-	2	-

(\*) 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	(*)
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	4.410	6.851 (1)	11.261	5.231 (1)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	211	885	1.096	628
<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.  
 (1) Incluido cable subterráneo

CUADRO 3



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

En 220 kV, veintisiete líneas han registrado cargas medias 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

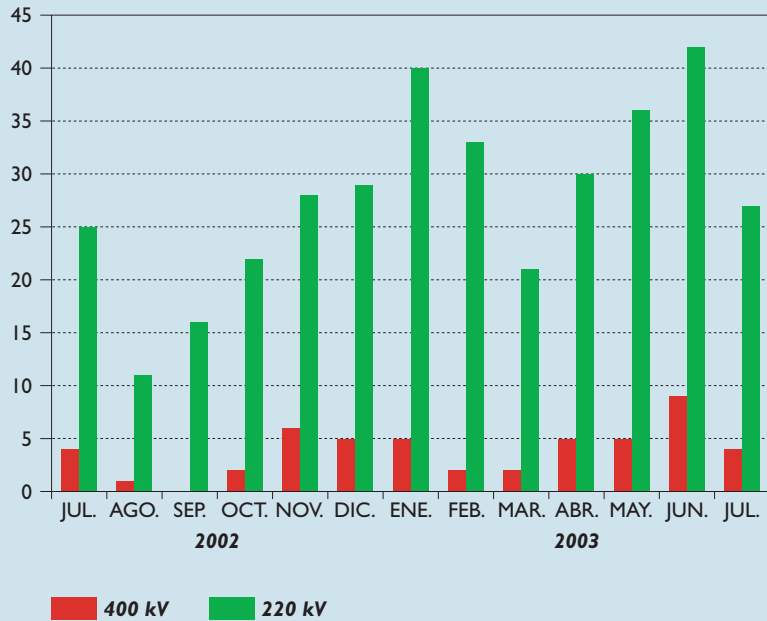


GRÁFICO 1

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

Nº de Transformadores

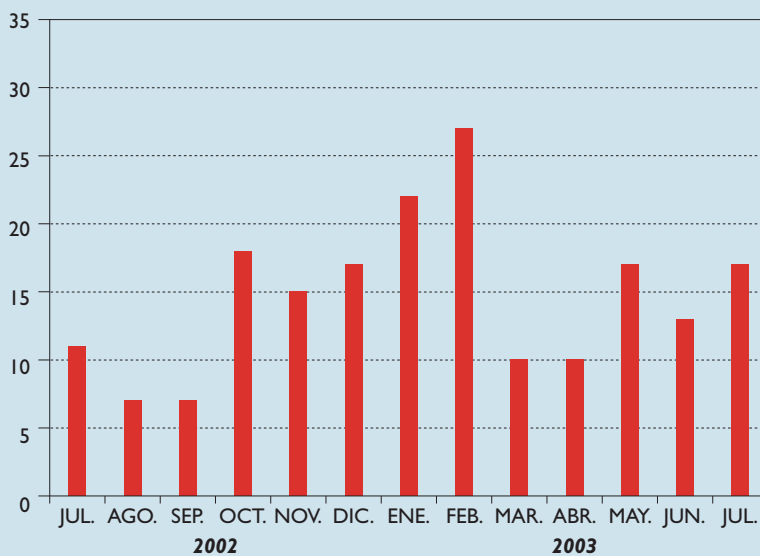


GRÁFICO 2

Este mes diecisiete transformadores han superado una carga máxima del 80%, pero tan sólo siete han superado una carga media del 70%, todos ellos de la zona Centro-y Levante.

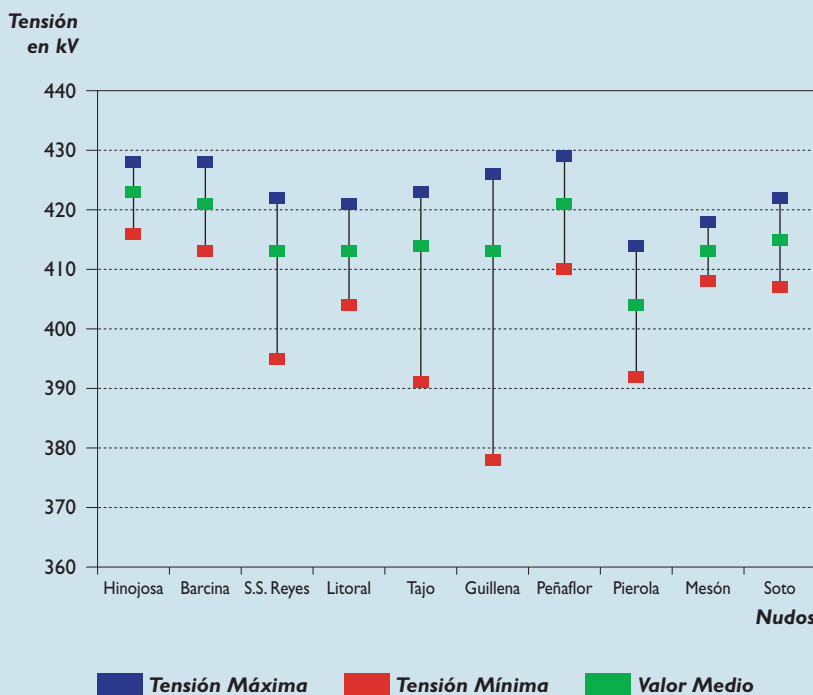
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 436 kV de Grijota y los 378 kV de Guillena. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en 16 nudos de la red de transporte.

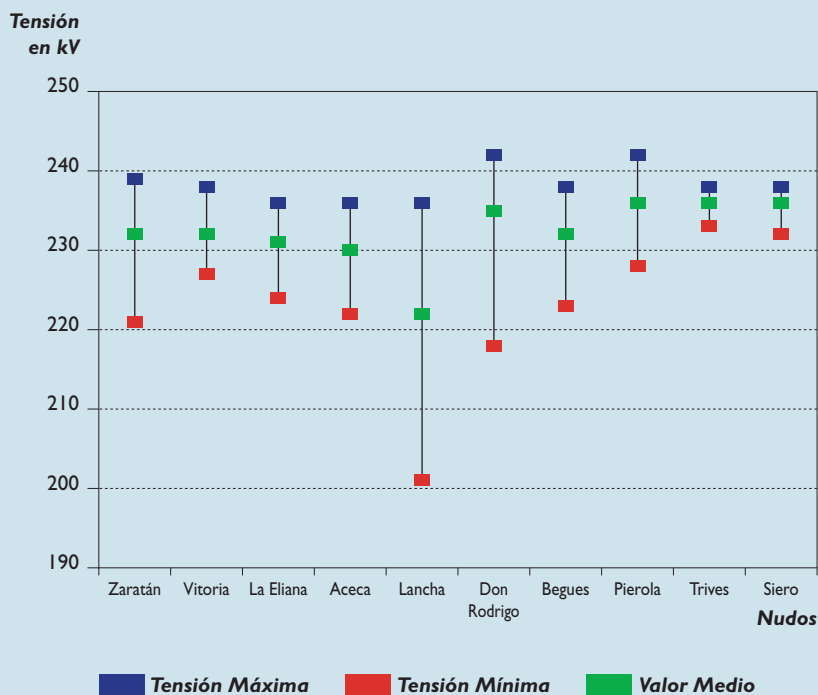
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 254 kV registrados en Mazorras y los 191 kV en Can Jardi. Cuatro nudos han registrados durante más de 100 h tensiones superiores a los 240 kV.

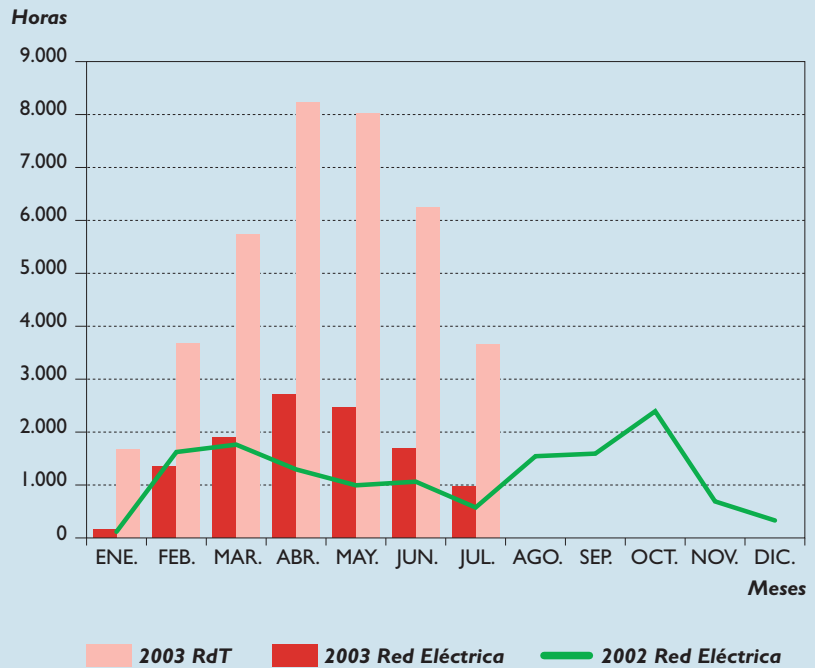
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Balboa-Bienvenida, para modificar un apoyo.
- Línea de 400 kV Hernani-Itxaso, para transformar en amarres las cadenas de suspensión en dos apoyos.
- Líneas de 400 kV Puentes-Compostilla y Puentes-Montearenas para tendido de cable de tierra.
- Línea de 220 kV Mediano-Pont de Suert para mantenimiento 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>	592	849	30	0
<b>220 kV</b>	379	174	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Bienvenida, interruptor central de la calle de Almaraz para revisión ordinaria del interruptor.
- Subestación de 400 kV Puentes de G.R. posición Aluminio I, para instalar autoválvula y bobina de bloqueo.
- Subestación de 400 kV Sallente, posición Sentmenat, para reparar falta de aislamiento.
- Subestación de 400 kV Vandellós, posición Pierola para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Villaviciosa, posición adyacente a barras I de Almaraz I, para sustituir trafo de intensidad.

La evolución anual de los descargos en subestaciones está muy condicionada a las necesidades de disponibilidad de las instalaciones para la explotación.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

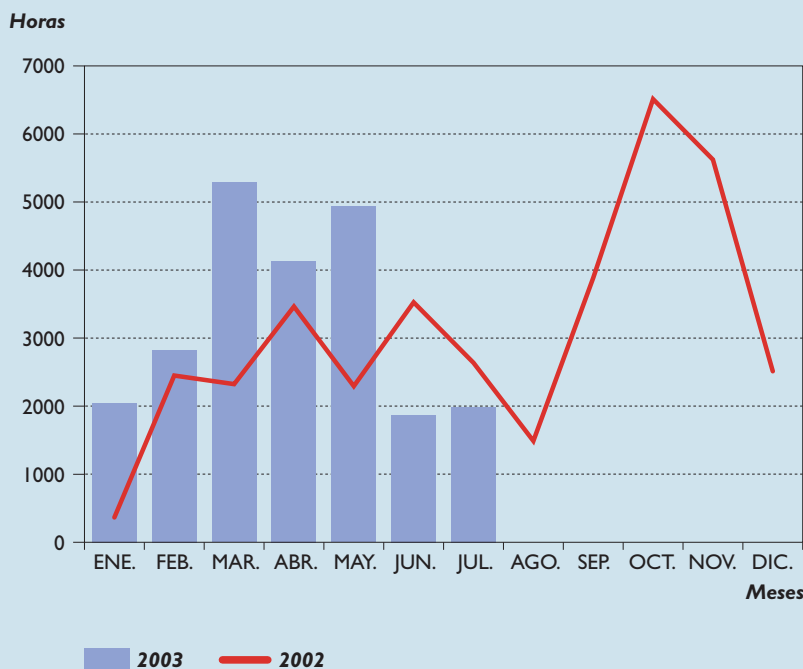


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.834	77	1.911
Barras	77	0	77
<b>TOTAL</b>	<b>1.911</b>	<b>77</b>	<b>1.988</b>

- Subestación de 220 kV Mequinzena posición Monzón, para revisar el interruptor.
- Subestación de 220 kV Mediano posición Pont de Suert, para cambiar trafo capacitivo.
- Subestación de 220 kV Santiago posición Puente Bibey, para medidas de paso y contacto.

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

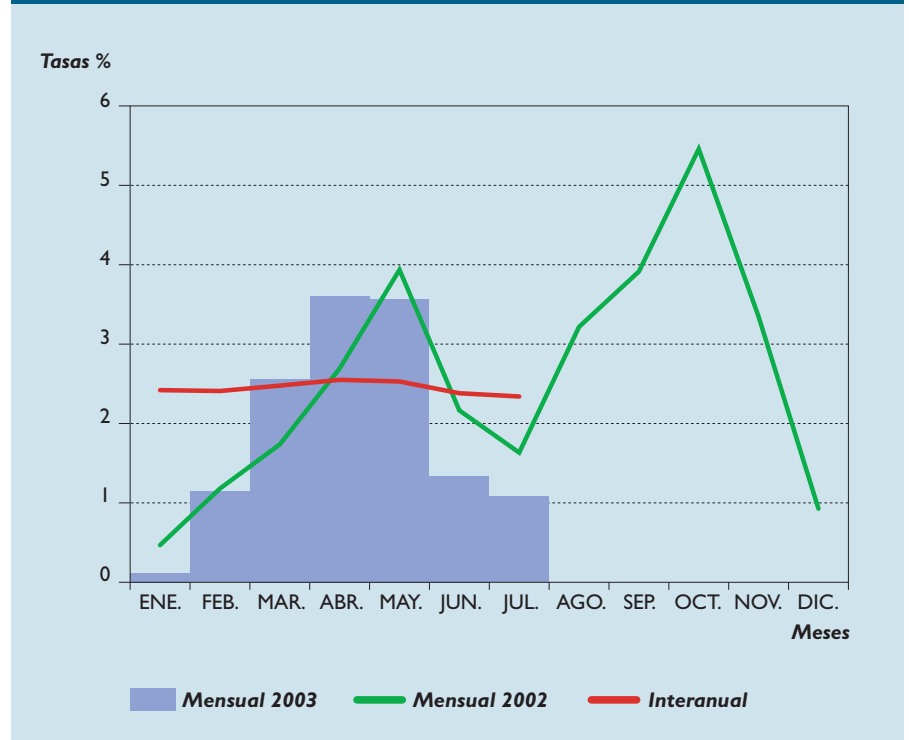
CUADRO 5



5. DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

Nota: La tasa de indisponibilidad no incluye las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

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	0,457	0,958	
Indisponibilidades Fortuitas	0,069	0,034	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,526</b>	<b>0,992</b>	
Por Otras Causas	0,555	1,348	
<b>TOTAL</b>	<b>1,081</b>	<b>2,340</b>	

CUADRO 6

La indisponibilidad de las líneas se ha clasificado por causas, incluyendo en el apartado otras causas, las debidas a motivos tales como: nuevas instalaciones, trabajos por cuentas de terceros, ampliaciones, etc.

TASA TOTAL

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

en la que:

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

n = número total de líneas de Red Eléctrica

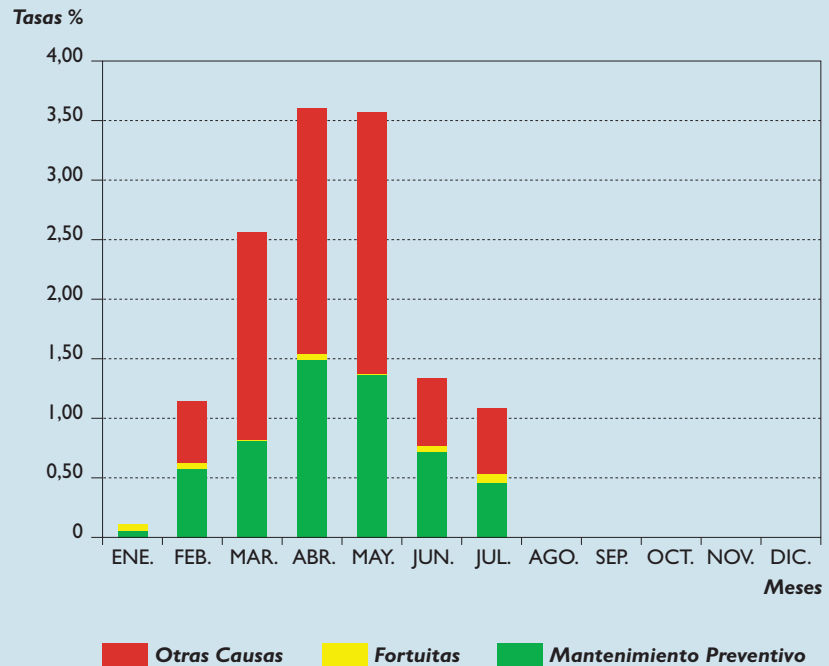
T<sub>i</sub> = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

PN<sub>i</sub> = 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	1	31
	220 kV	0	1	115
	< 220 kV	0	0	6
Transformadores	400/220/132 kV	0	2	7

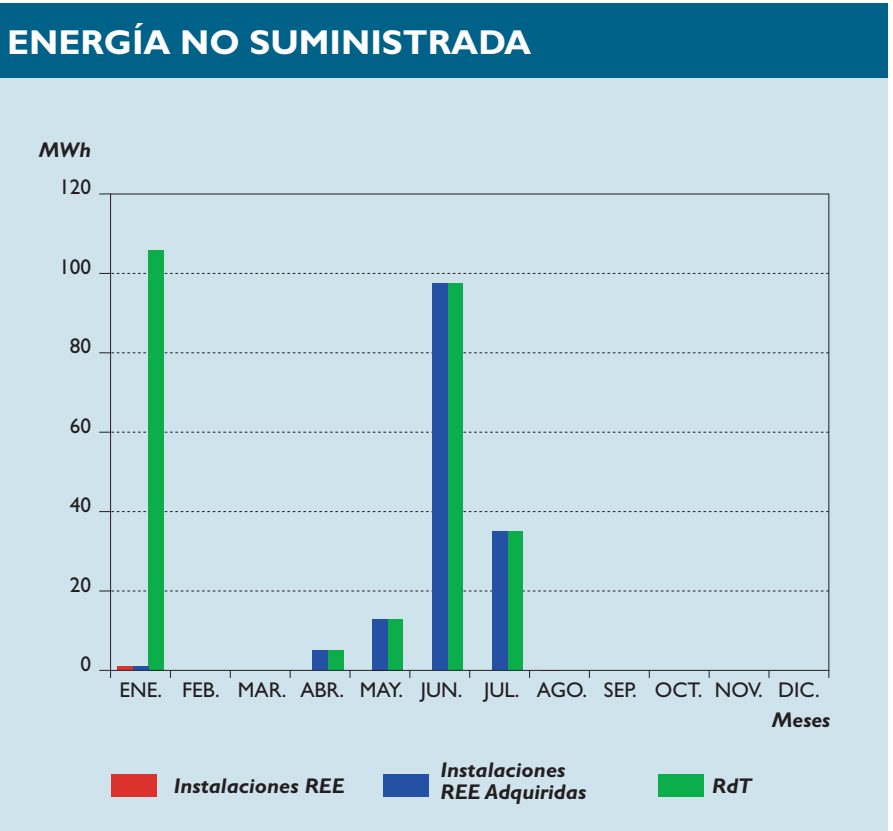
Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	5	10	17
	220 kV	9	34	73
	< de 220 kV	2	4	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	8	0

CUADRO 7



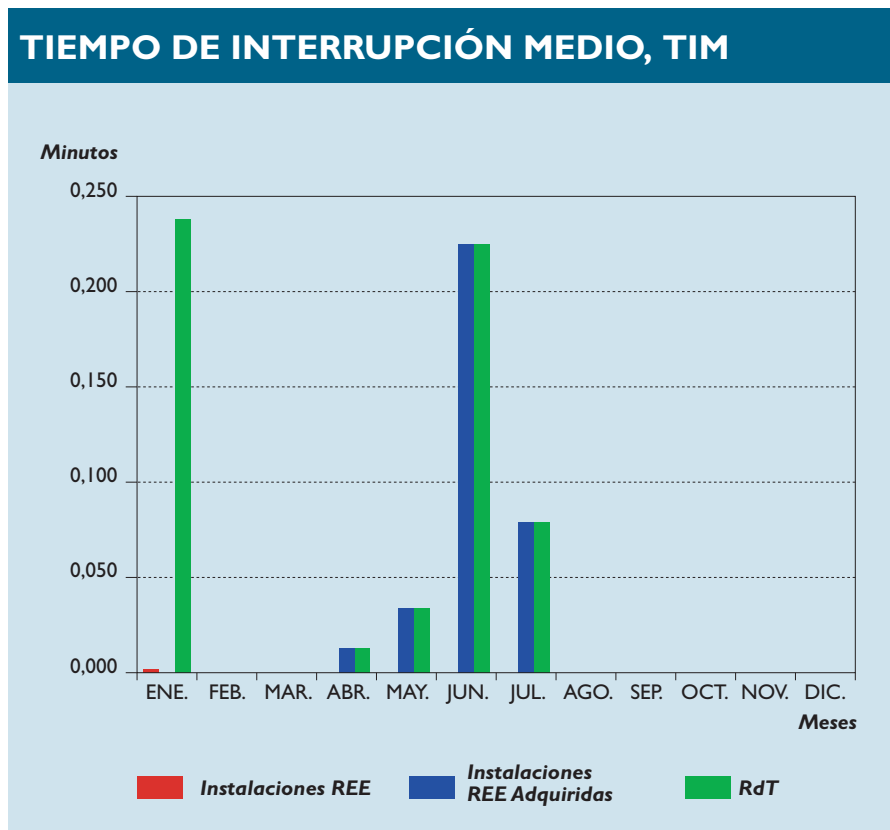
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de julio se ha registrado un corte de mercado en la red de transporte, en instalaciones de los nuevos activos comprados por Red Eléctrica. Ha tenido lugar en Cataluña, debido a un error humano, con una energía no suministrada de 35 MWh.



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



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 de 0,079 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,079 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.

$$TIM = 744 \times 60 \times ENS / DM$$

DM= Demanda mensual del sistema en MWh.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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