

# Informe Mensual

JULIO 2005



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

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

## RED DE TRANSPORTE

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

Información elaborada con datos disponibles a 1 de agosto de 2005

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

Depósito Legal: M-14212-2001



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Julio 2005

- Durante el mes de julio, el consumo de energía eléctrica se ha situado en 21.358 GWh, situando el crecimiento de la demanda en un 3,5 %. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un 3,2 %.
- La energía producible hidráulica registrada ha disminuido hasta el 22 % de la energía producible característica en este período, continuando con la situación de fuerte sequía.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al 37,2% de su capacidad total.
- En julio, se ha registrado un nuevo record histórico de verano de potencia media horaria el día 21 con 38.542 MW a las 14 horas y se ha producido un nuevo máximo estival de demanda de energía eléctrica diaria el día 15, alcanzándose un valor de 773.766 MWh.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2005		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.603	-23,6	13.001	-36,0	22.462	-32,9
<b>NUCLEAR</b>	4.085	-29,1	31.264	-17,1	57.178	-9,8
<b>Hulla + Antracita</b>	3.600	3,3	23.642	7,0	40.464	5,9
<b>Lignito Pardo</b>	1.017	-25,5	7.169	-21,0	13.557	-11,7
<b>Lignito Negro</b>	873	2,8	5.967	29,3	10.239	22,0
<b>Carbón Importación</b>	1.154	-5,8	7.962	7,9	13.661	5,2
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.645	-4,1	44.740	3,6	77.920	4,0
<b>Gas</b>	741	19,9	3.109	44,4	4.703	10,8
<b>Fuel-Oil</b>	676	22,2	4.078	116,7	6.146	75,6
<b>Ciclo Combinado</b>	4.927	77,1	26.841	79,3	40.848	79,3
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	18.678	-0,3	123.033	2,4	209.258	3,4
<b>Consumos Producción</b>	-882	8,9	-5.580	13,5	-9.363	10,9
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	17.796	-0,7	117.454	1,9	199.894	3,1
<b>Adquirida Autoprodutores</b>	4.265	26,8	31.116	16,2	49.664	12,8
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	22.061	3,6	148.570	4,6	249.558	4,9
<b>Consumos en Bombeo</b>	-721	76,6	-3.822	48,4	-5.851	27,7
<b>Saldo Internacional</b>	18	-107,3	1.005	-142,9	317	-114,9
<b>DEMANDA</b>	21.358	3,5	145.752	6,3	244.025	5,5

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	T. Año Móvil
	2004					2005							
Hidroeléctrica	1.802	1.636	1.822	2.336	1.865	1.608	1.572	1.831	2.009	2.303	2.074	1.603	22.462
Térmica Nuclear	5.644	4.917	4.673	5.294	5.386	5.820	5.102	4.563	3.955	3.790	3.948	4.085	57.178
Térmica convencional	9.872	10.611	10.111	9.657	10.597	11.607	11.073	11.690	9.587	10.013	11.809	12.989	129.617
PRODUCCIÓN BRUTA	17.318	17.165	16.607	17.287	17.848	19.035	17.747	18.085	15.551	16.106	17.831	18.678	209.258
Consumos Producción	-778	-752	-750	-739	-765	-812	-776	-842	-712	-730	-827	-882	-9.363
PRODUCCIÓN NETA	16.540	16.413	15.857	16.548	17.083	18.222	16.972	17.243	14.840	15.376	17.005	17.796	199.894
Adq. a Autoprod.	3.267	3.293	3.946	3.902	4.140	4.949	4.422	4.546	4.727	4.339	3.867	4.265	49.664
PROD. TOTAL NETA	19.807	19.706	19.803	20.450	21.223	23.171	21.394	21.789	19.567	19.715	20.872	22.061	249.558
Consumos de Bombeo	-386	-388	-411	-359	-484	-553	-433	-427	-407	-649	-632	-721	-5.851
Saldo Internacional	-455	-54	-331	-46	198	296	300	51	62	146	132	18	317
DEMANDA	18.966	19.264	19.060	20.046	20.937	22.913	21.260	21.413	19.223	19.213	20.372	21.358	244.025
Δ % Mensual	1,2	5,8	1,7	6,1	4,0	12,7	9,2	4,0	5,4	3,8	5,2	3,5	-
Δ % 365 días	5,1	5,0	4,6	4,6	4,2	5,3	5,8	5,1	5,0	5,0	5,2	5,5	5,5

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MARZO 2005												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica*	154	2.016	2.115	5.119	802	3.319	82	0	2.572	477	2.606	19.262
Térmica Nuclear	3.857	14.735	4.380	36.780	0	0	0	337	0	0	2.292	62.381
Térmica Convencional*	3.114	32.467	13.127	7.313	3.369	20.329	298	7.631	2.507	3.112	183	93.450
Eólica y resto R.E.	193	3.425	2.167	340	78	556	9	583	0	277	78	7.706
PROD.TOTAL NETA	7.318	52.643	21.789	49.552	4.249	24.204	389	8.551	5.079	3.866	5.159	182.799
Saldo Internacional	741	-2.601	51	3.828	46	4.535	247	1.581	381	474	598	9.881
Consumos en Bombeo	142	753	427	616	23	879	97	0	242	62	145	3.386
DEMANDA												
Mensual	7.917	49.289	21.413	52.764	4.272	27.860	539	10.132	5.218	4.278	5.612	189.294
Δ %	0,7	-0,6	4,0	16,7	2,9	0,3	-7,4	2,3	-14,8	3,1	-0,9	4,2
Año Móvil	88.496	550.592	240.669	493.146	51.525	322.389	6.260	111.254	64.715	48.321	62.093	2.039.460
Δ %	1,8	1,2	5,1	4,3	-2,8	0,1	3,5	0,7	4,6	3	3,6	2,4

\*.- Incluye la energía procedente del régimen especial.

B: Bélgica  
D: Alemania  
E: España  
F: Francia

GR: Grecia  
I: Italia  
L: Luxemburgo  
NL: Holanda

A: Austria  
P: Portugal  
CH: Suiza

CUADRO 3



La distribución de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha continuado disminuyendo como en meses anteriores, situándose en unos valores programados horarios comprendidos entre los 614 MW y 5.945 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.272 MW y un máximo de 9.929 MW; el fuel-gas ha tenido una producción horaria media de 1.820 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 224 MW y un máximo 1.872 MW; y la energía adquirida por el sistema de productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 3.371 MW y los 8.706 MW. Finalmente, la producción nuclear ha disminuido ligeramente su producción horaria frente al mes anterior, variando entre un mínimo de 4.956 MW y un máximo de 5.280 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

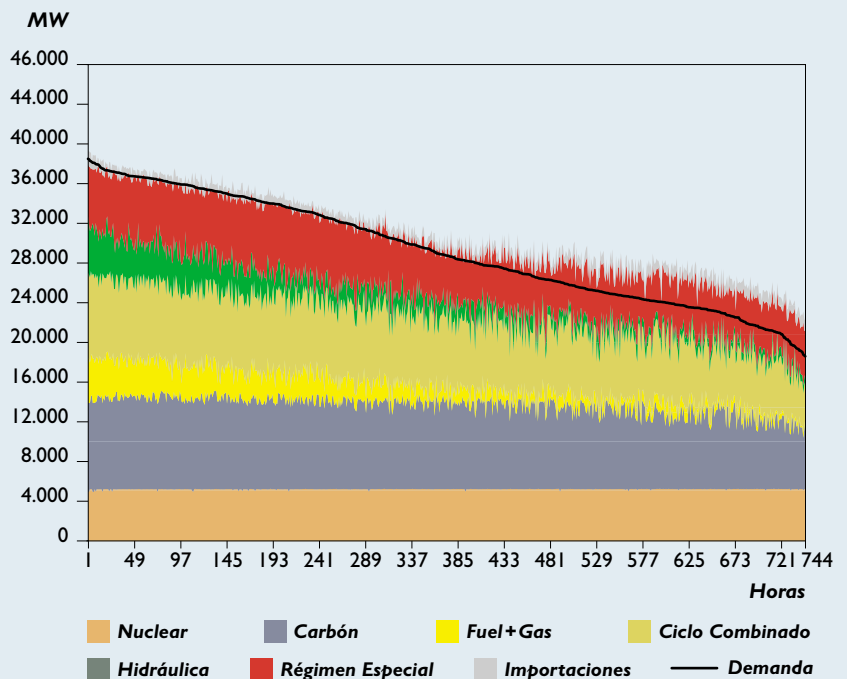


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

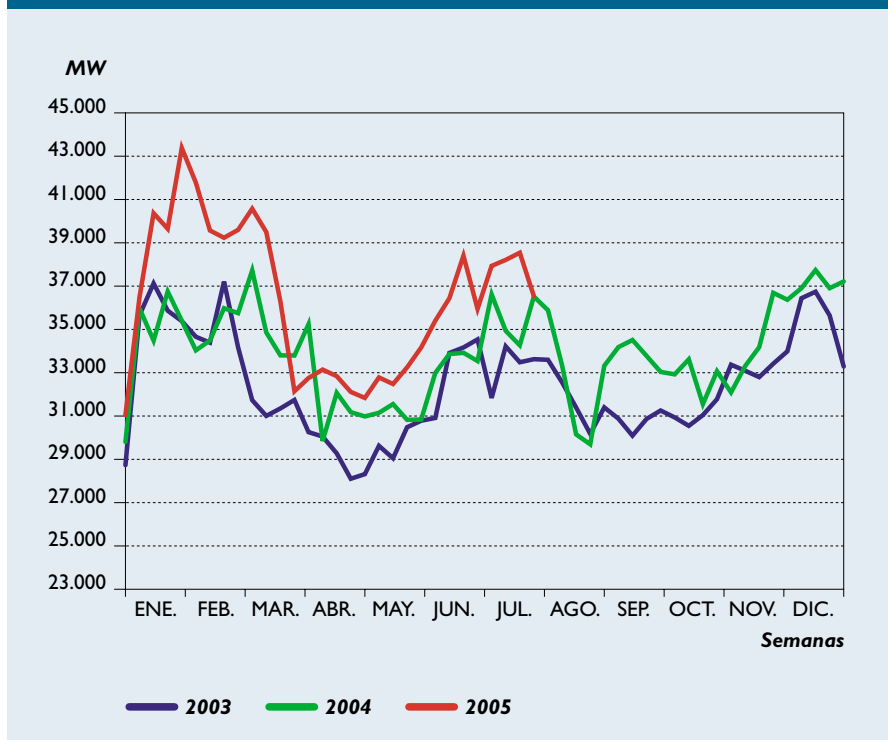


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 21 con 38.542 MW a las 14 horas, que al igual que en el mes anterior, se ha convertido en el nuevo record histórico de verano de potencia media horaria. También se ha producido un nuevo máximo de demanda de energía eléctrica diaria el día 15, alcanzándose un valor de 773.766 MWh.



DEMANDA

La tasa de crecimiento de la demanda del mes de julio ha sido un 3,5 % superior a la del mismo mes del año anterior. El efecto de la temperatura ha producido un aumento de 1,2 % sobre el crecimiento mensual. Por otro lado, el efecto de la laboralidad ha disminuido en un 0,9 % la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% <sup>(2)</sup>
Demanda Total	21.358	3,5
<b>COMPONENTES <sup>(1)</sup></b>		
Efecto Laboralidad		-0,9
Efecto Temperatura <sup>(3)</sup>		1,2
Efecto Act. Económica y Otros		3,2
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	145.752	6,3
<b>COMPONENTES <sup>(1)</sup></b>		
Efecto Laboralidad		-0,7
Efecto Temperatura <sup>(3)</sup>		3,2
Efecto Act. Económica y Otros		3,8

(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)

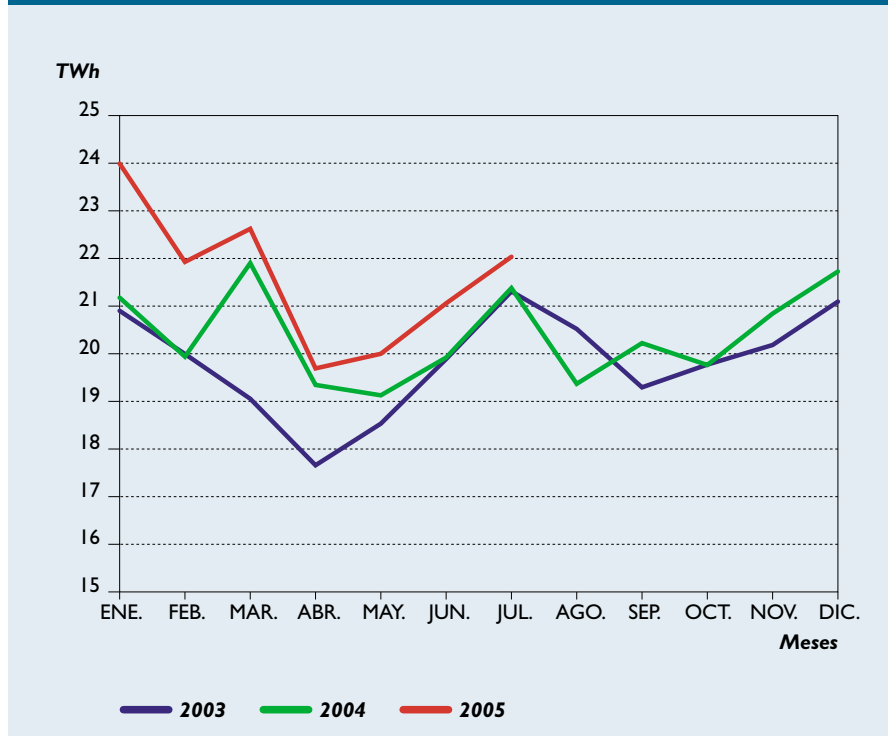


GRÁFICO 3

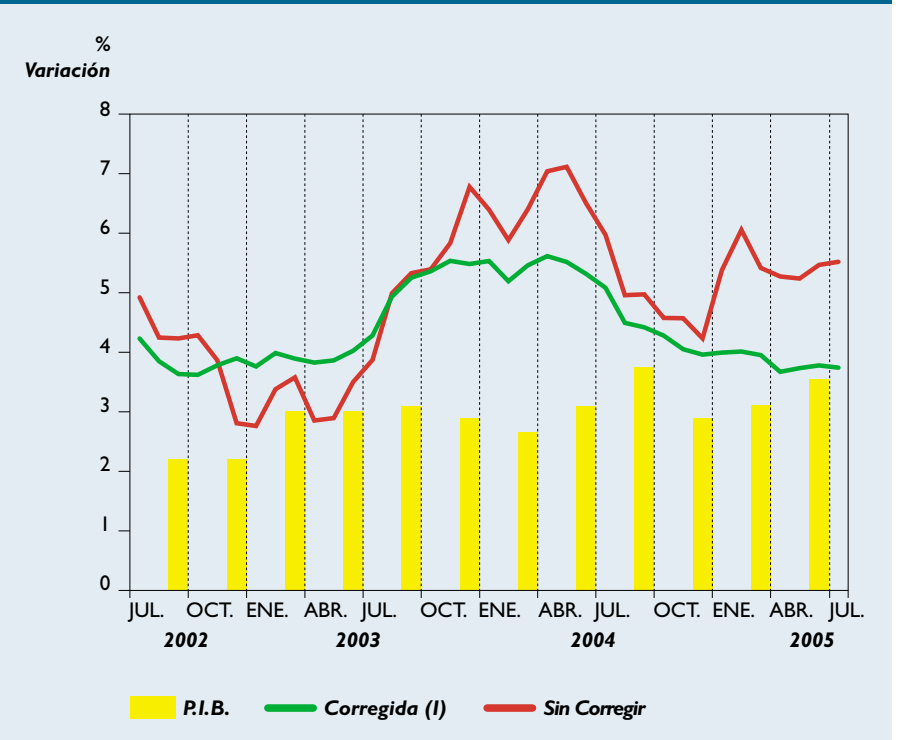
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura ha experimentado una variación positiva del 3,2 %, inferior en 0,4 puntos al crecimiento experimentado en julio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos doce meses ha sido del 5,5 %. Corregidos los efectos temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 3,7 %.

### VARIACIONES DE LA DEMANDA EN B.C. Año móvil



(I) Corregida de laboralidad y temperatura media característica del mes tipo, año móvil.

GRÁFICO 4

### TEMPERATURAS DIARIAS

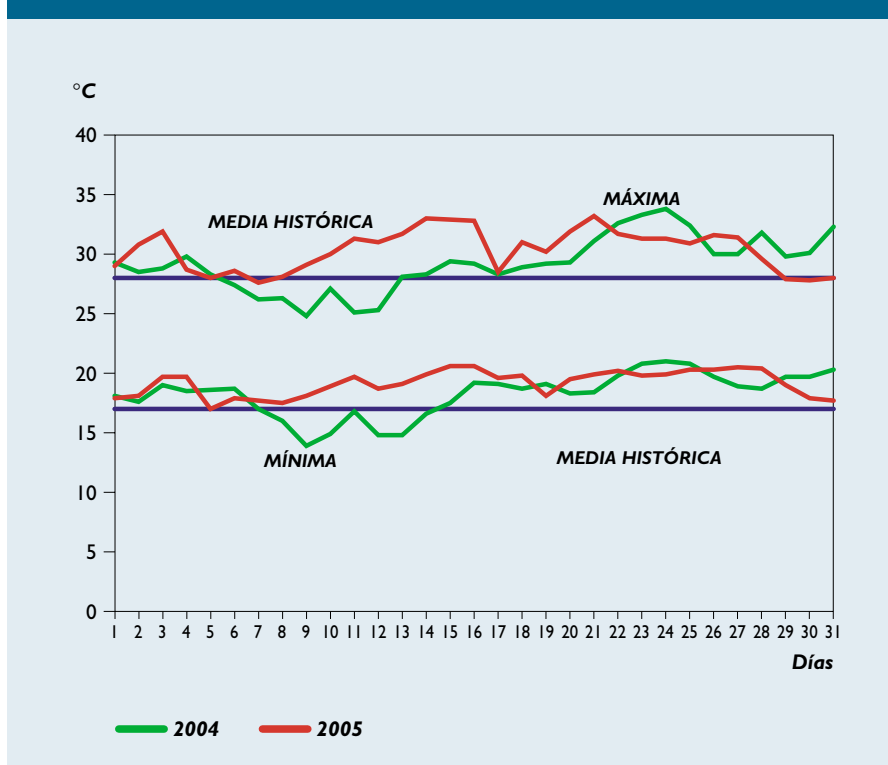


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado de temperaturas medias superiores a las del año anterior para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de julio ha sido de 24,8 °C.

Las temperaturas máximas y mínimas también han resultado ligeramente superiores a las registradas en julio de 2004. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 30,3 °C, frente a los 29,2 °C registrados en julio del año pasado. Las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 19,2 °C, en comparación con los 18,2 °C del julio de 2004.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 7 GWh, valor inferior al producible característico.

Debido a la ausencia de lluvia que se viene arrastrando, este mes ha resultado muy seco, registrándose un producible mínimo de 0 GWh los días 3, 4, 9, 17, 18 y 19 y un máximo de 27 GWh el día 15.

(I) «La energía producible, EP, de un aprovechamiento hidroeléctrico» durante un intervalo de tiempo determinado, es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de aportaciones corregidas correspondientes al intervalo de tiempo considerado le permitiría producir en las condiciones mas favorables.

EP = Producción + Pérdidas Turbinables  
 +/- Variación energía embalsada  
 - Energía embalsada por bombeo

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (I)

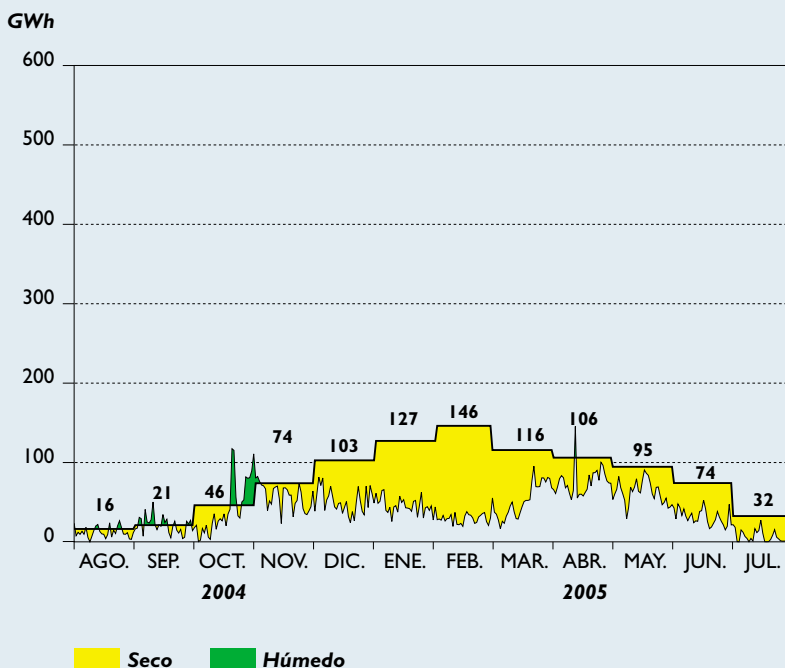


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

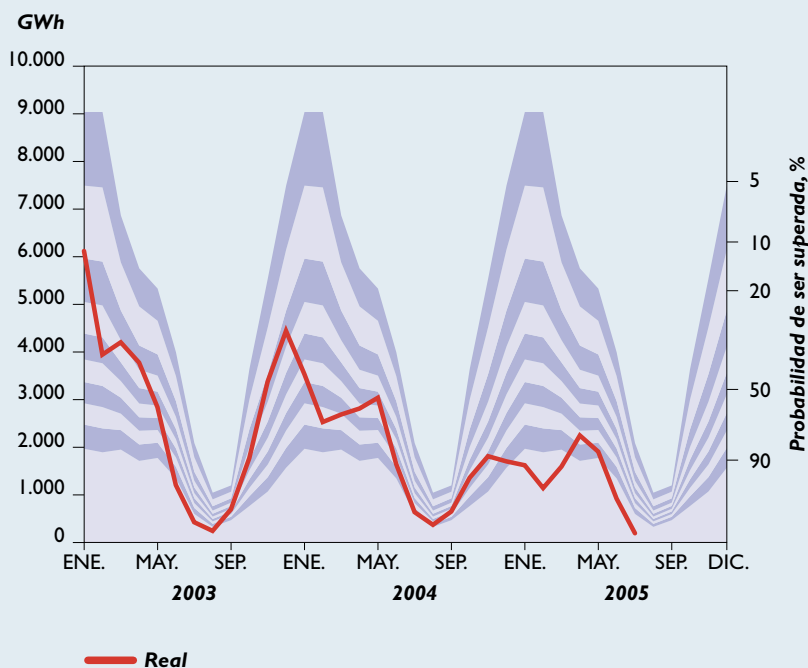


GRÁFICO 7

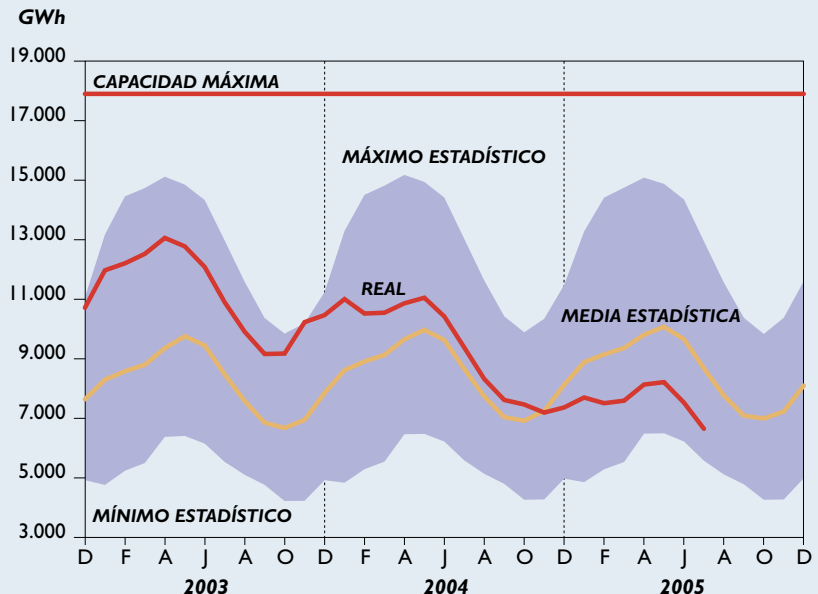
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,22 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 99,9 %.

(I) «El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región», en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producible y su energía producible media, referidas ambas a un mismo período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se ha situado a final de mes al 37,2 % de su capacidad, valor inferior en 4,9 puntos al porcentaje registrado durante el mes de junio.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

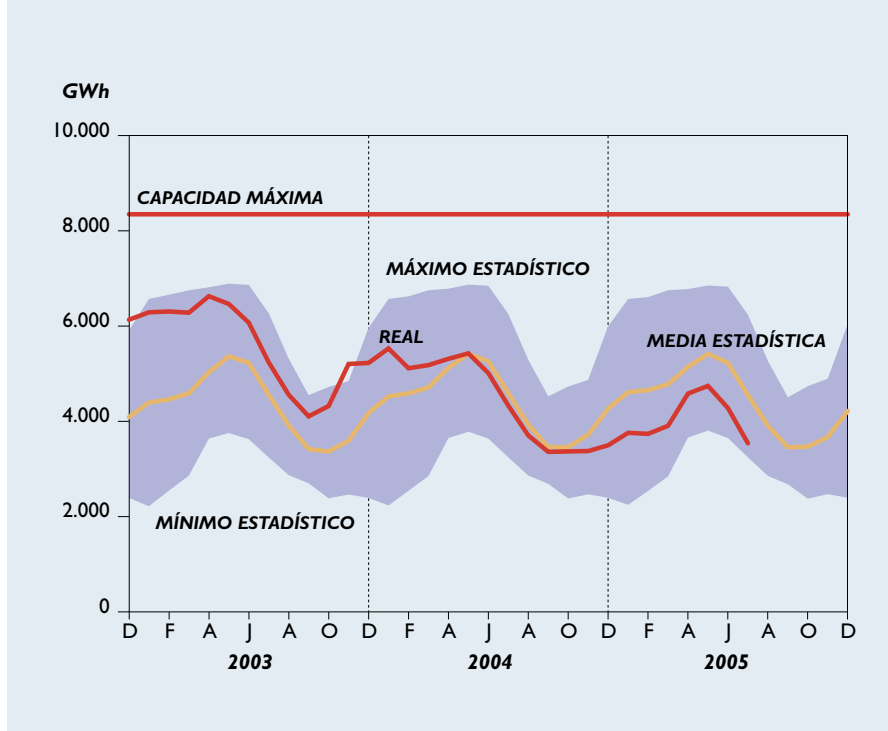


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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

GRÁFICO 8

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL



Los embalses de régimen anual han registrado a final de mes un nivel de reservas del 42,4 %.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 32,5 % de su capacidad, valor inferior en 1,5 puntos al registrado durante el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

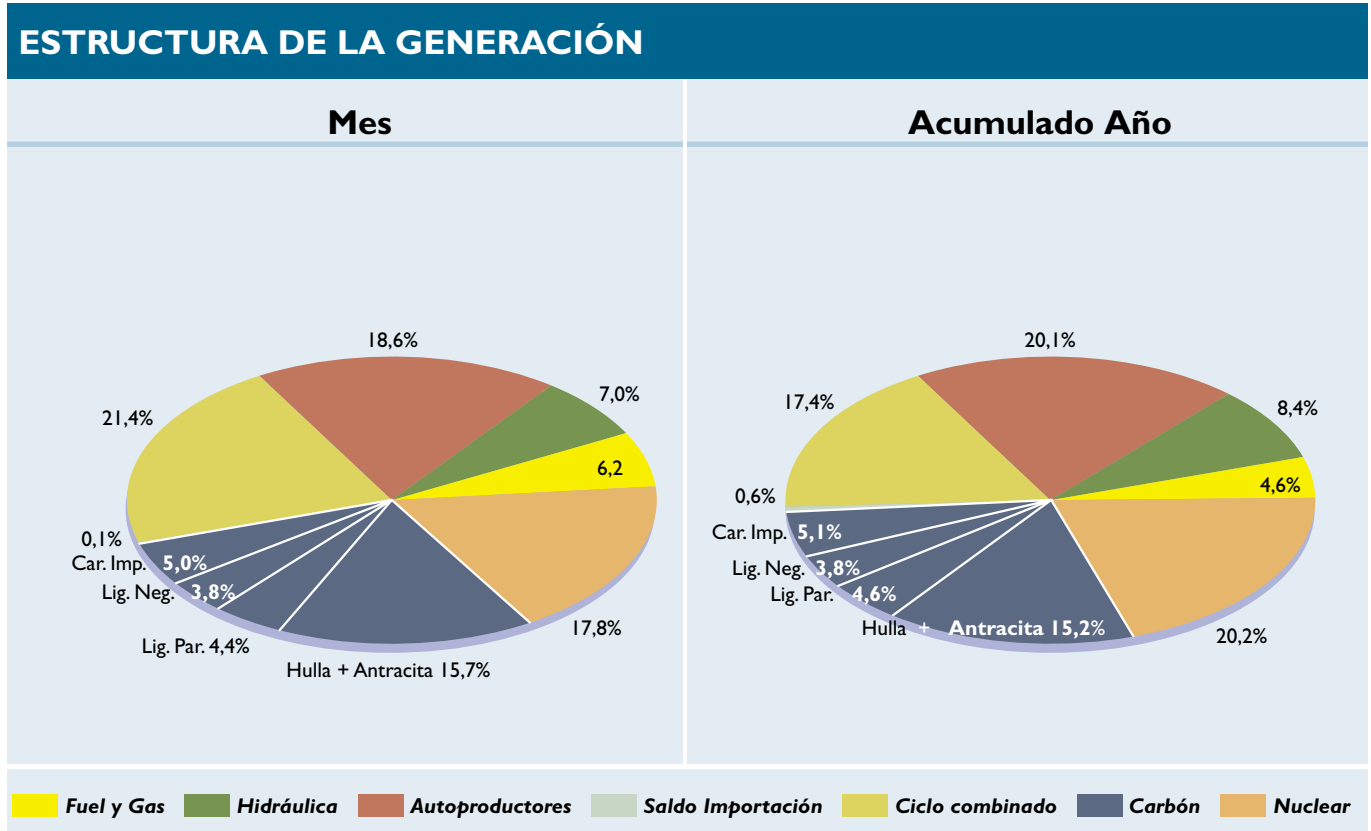
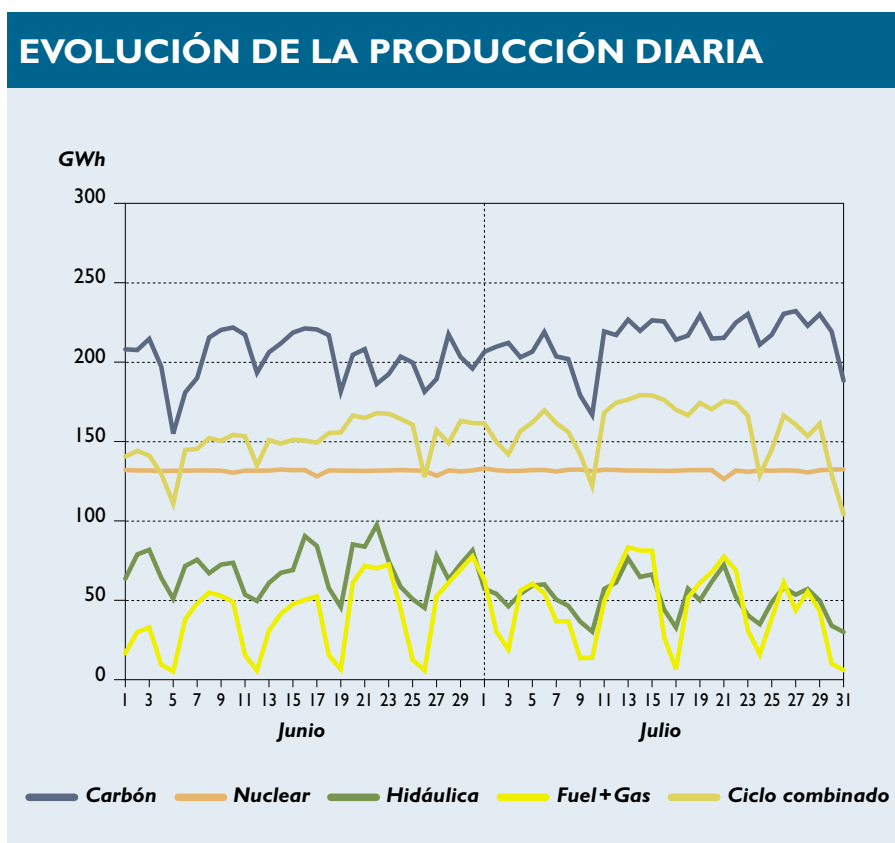


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable ha oscilado entre un máximo de 232 GWh y un mínimo de 202 GWh; la hidráulica entre 77 GWh y 47 GWh; la realizada con fuel-gas ha tenido un máximo de 84 GWh y mínimo de 37 GWh y el ciclo combinado ha variado entre un máximo de 179 GWh y un mínimo de 145 GWh. Las centrales nucleares, han tenido una producción media diaria de 132 GWh.

GRÁFICO 11



## COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	JULIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,71	0,00	0,29	0,80	0,08	0,12
Hulla + Antracita	0,96	0,00	0,04	0,90	0,03	0,07
Lignito Pardo	0,78	0,15	0,07	0,76	0,19	0,05
Lignito Negro	0,94	0,00	0,06	0,93	0,02	0,05
Carbón Importación	0,92	0,00	0,08	0,91	0,01	0,08
TOTAL CARBÓN	0,92	0,03	0,05	0,88	0,05	0,07
FUEL-OIL	0,66	0,05	0,30	0,69	0,03	0,28
GAS	0,91	0,00	0,09	0,87	0,02	0,11
Ciclo Combinado	0,94	0,03	0,04	0,86	0,05	0,09
TOTAL	0,85	0,02	0,13	0,84	0,05	0,11

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
10	S.E. 400 kV Espluga L-400 kV Espluga-Begues L-400 kV Espluga-Ascó	Configuración de interruptor y medio. Ha desaparecido la L-400 kV Ascó-Begues
24	S.E. 220 kV Puerto de Santamaría L-220 kV Pto. de Santamaría-Cartuja	Configuración de barra única.

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 13/07/05 se han producido los disparos de las L-220 kV Compostilla-Villablino y Pereda-Villablino debido tormen-

ta en la zona, provocando un cero de tensión en la S.E. 220 kV Villablino. Como consecuencia de este cero de tensión se ha producido una pérdida de mercado asociada a Villablino 220 kV

en la zona de León desde las 19:48 hasta las 20:04 con una pérdida de potencia de 9,59 MW, lo que ha supuesto una energía no suministrada de 2,53 MWh.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado importador por un valor de 28 GWh, lo que ha representado una significativa reducción del saldo importador del mes anterior (176 GWh).

En total durante el mes de julio se han importado, en valor neto, 594 GWh a través de la interconexión con Francia y se han exportado, en valor neto, 527 GWh, 33 GWh y 6 GWh a través de las interconexiones con Portugal, Marruecos y Andorra, respectivamente.

En la interconexión con Francia, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, ENDESA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, ELECTRABEL, EDF, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, VIESGO GENERACIÓN, BARCLAYS BANK, SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA, EDP ENERGÍA IBERICA y UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 159, 73, 69, 67, 32, 30, 15 y valores inferiores a 10 GWh las restantes, respectivamente.

Además, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, BARCLAYS BANK, EDF, ACCORD ENERGY LIMITED, EDP ENERGÍA IBERICA, STATKRAFT MARKETS GMBH, EGL, VIESGO GENERACIÓN y WIND TO MARKET han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 11, 3 y valores inferiores a 2 GWh las restantes, respectivamente.

En la interconexión con Portugal, REN e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 41 y 1 GWh, respectivamente.

En esta misma interconexión, ENDESA GENERACIÓN, REN, EDP GESTAO DA PRODUCA DE ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS, EDP ENERGÍA IBERICA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y VIESGO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 179, 144, 115, 82, 25, 23 y valores inferiores a 2 GWh las dos últimas, respectivamente.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de importación y exportación de energía a través de la participación directa de ONE como agente externo en el mercado de producción español, resultando un total de 3 GWh en sentido importador y 36 GWh en sentido exportador.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

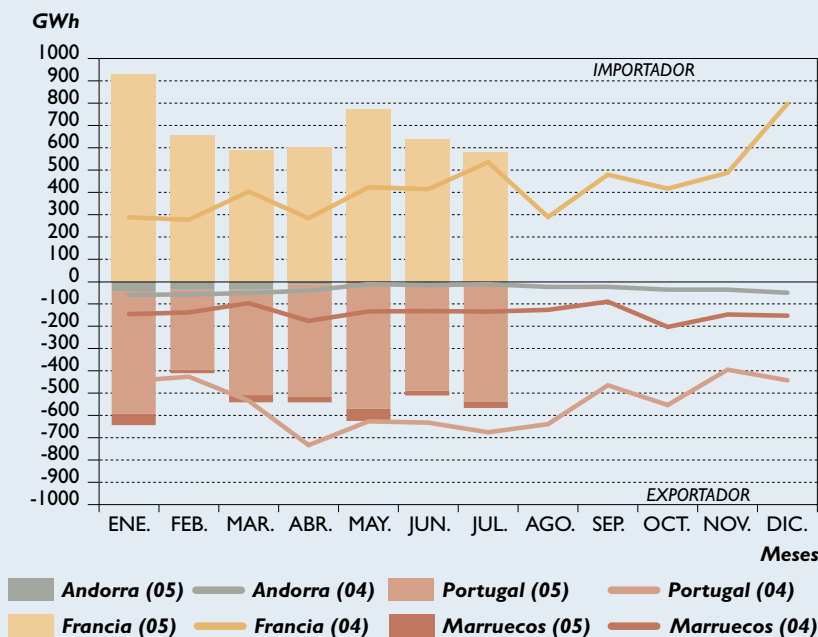


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		
	Importaciones	Exportaciones	Saldo
España-Andorra	5,6	0,0	-5,6
España-Francia	60,4	643,7	583,3
España-Marruecos	797,5	267,1	-530,4
España-Portugal	39,6	10,0	-29,6
<b>TOTAL</b>	<b>903,1</b>	<b>920,8</b>	<b>17,7</b>

## ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	21,60	10,41	52,89	47,11
Feb.	20,80	22,65	52,86	47,14
Mar.	21,23	12,13	52,34	47,66
Abr.	24,59	12,76	53,59	46,41
May.	22,58	18,10	53,95	46,05
Jun.	18,98	13,44	54,68	45,32
Jul.	19,97	26,83	52,88	47,12
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>21,35</b>	<b>16,19</b>	<b>53,28</b>	<b>46,72</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.

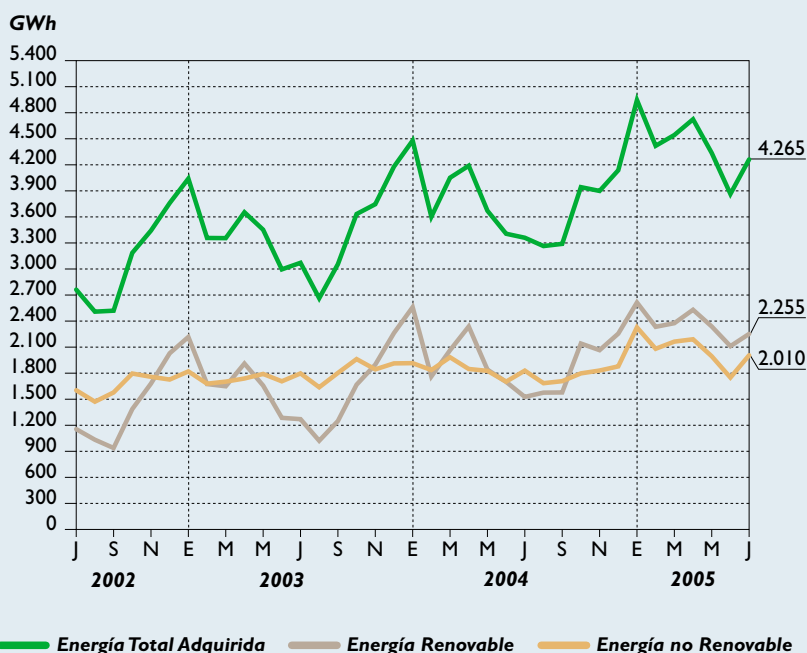


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes de julio en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 11,590 c€/kWh y un mínimo de 6,516 c€/kWh. Por otro lado, el precio horario mínimo ha variado entre los 4,609 c€/kWh y los 2,813 c€/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

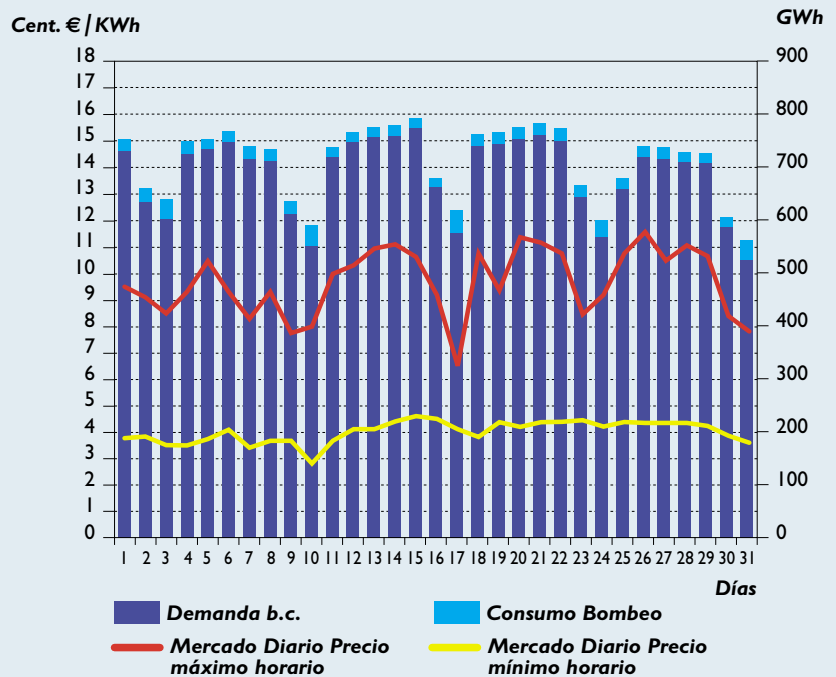


GRÁFICO 14

### 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>20.525</b>	<b>88,9</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>11.428</b>	<b>49,5</b>
- Producción Interior	19.824		- Mercado Diario	11.435	
- Importación	701		- Mercados Intradiarios	-6	
Francia	674		<b>Comercializadoras</b>	<b>8.203</b>	<b>35,5</b>
Portugal	27		- Mercado Diario	8.097	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	106	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>447</b>	<b>1,9</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	456		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>730</b>	<b>3,2</b>
- Importación	-9		<b>Exportación</b>	<b>640</b>	<b>2,8</b>
Francia	-32		- Portugal	578	
Portugal	21		- Marruecos	36	
Marruecos	3		- Andorra	6	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-67</b>	<b>-0,3</b>	- Francia	19	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>53</b>	<b>0,2</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-45</b>	<b>-0,2</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>20.957</b>	<b>90,7</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>20.957</b>	<b>90,7</b>
Contratos Bilaterales (2)	277	1,2	Contratos Bilaterales (2)	277	1,2
Energía programada en Régimen Especial	1.866	8,1	Energía adquirida al Régimen Especial	1.866	8,1
<b>TOTAL</b>	<b>23.100</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>23.100</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 2005

- En el mes de julio ha entrado en servicio la nueva S.E. 400 kV Espulga (7 posiciones) y la E/S en dicha subestación de la L-400 kV Ascó-Begues.
- Ha aumentado la capacidad de la L-220 kV Andújar-Guadame, por lo que se ha reducido significativamente las cargas en esta línea.

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

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.801	16.433 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	856	1.872
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	101	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	29	37
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	3	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-

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

(\*) Incluye cable subterráneo.

Los datos de kilómetros de 220 kV puestos en servicio por las empresas eléctricas están pendientes de confirmar con la información de cierre de las mismas.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT				
Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.764	38	16.801
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	851	5	856
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	100	1	101
	MVA	51.609	800	52.409
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	29	-	29
	MVA <sub>r</sub>	4.050	-	4.050
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-	13
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	3	-	3
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-	27

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT				
Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas (*)	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.224	209 (I)	16.433
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	1.774	98	1.872
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	35	2	37
	MVA <sub>r</sub>	2.424	90	2.514

(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, cinco líneas han superado una carga máxima del 70% y dos de ellas ha alcanzado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV veintinueve 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%**

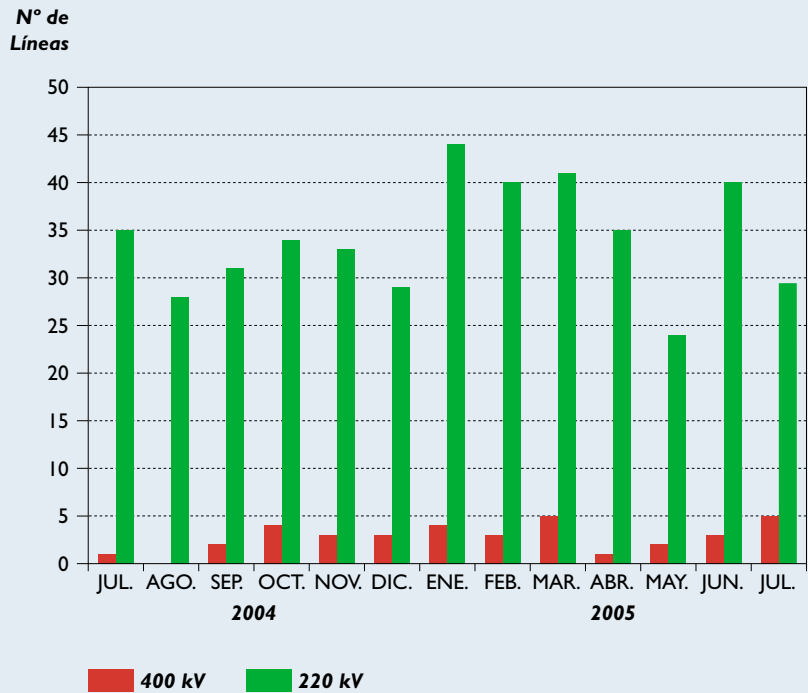
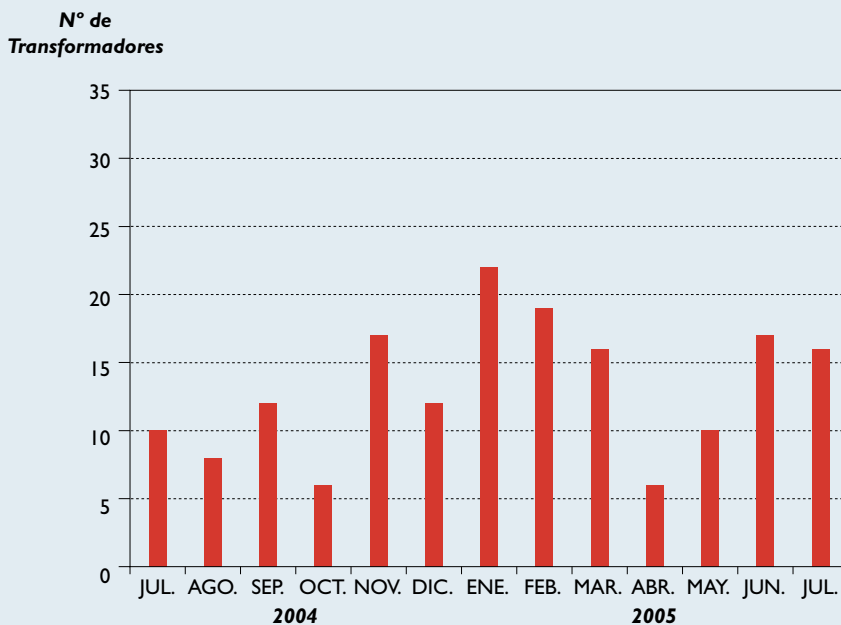


GRÁFICO 1

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



En julio, dieciséis transformadores han superado una carga máxima del 80% y dos de ellos ha registrado 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.

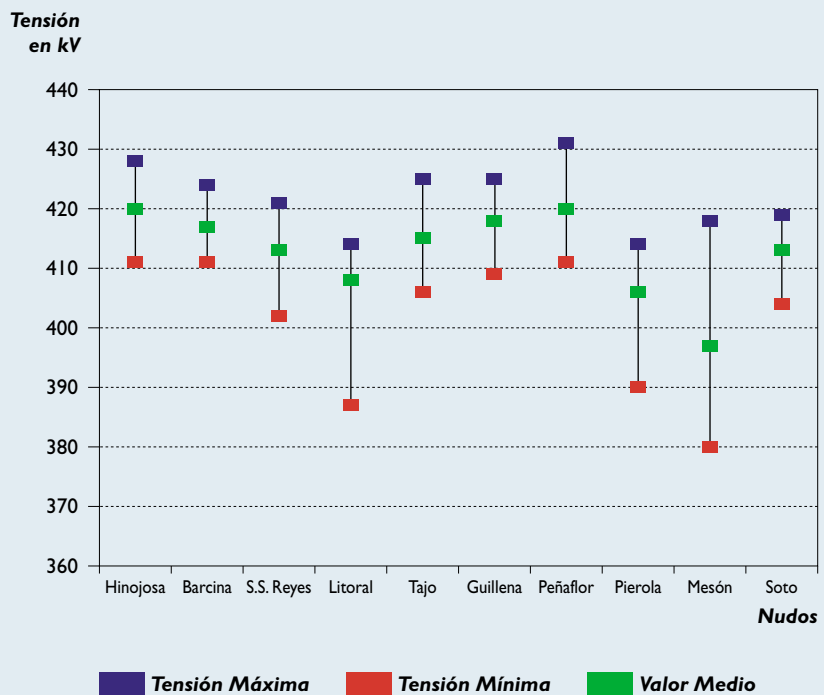
GRÁFICO 2



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante este mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 375 kV en Vic y los 437 kV en Almazán. El 40% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 14% entre 420 y 425 kV. El 1% de las medidas han superado los 430 kV.

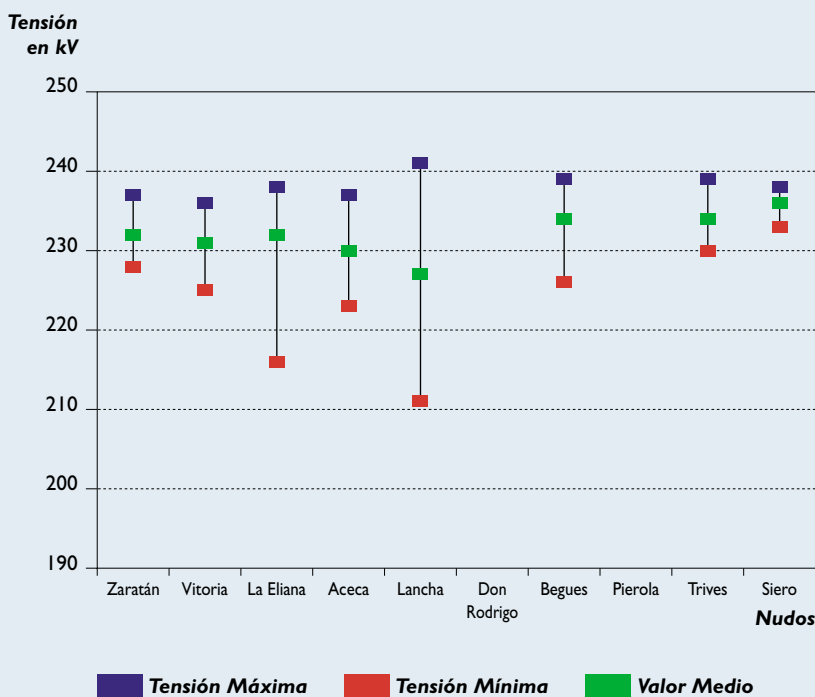
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 400 kV.

GRÁFICO 3

TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 220kV



En la red de 220 kV, las tensiones han variado entre los 198 kV de Benahadux y los 255 kV, registrados en Mazorras. El 52% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV, el 27% entre 235 y 240 kV, y un 2% de las medidas han superado los 240 kV.

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

GRÁFICO 4



- Línea 220 kV Santiponce-Villanueva del Rey para reparación de estructura de un apoyo y recrecido de otro.
- Línea 220 kV Porto de Mouros-Tibo para cambio de cadena de aisladores dañada en apoyo.
- Línea 220 kV Costa Sol-Pinar para reparación de puntos calientes en la línea.
- Línea 220 kV Puente San Fernando-San Sebastián de los Reyes para mantenimiento, revisión y reparación general de línea.
- Línea 220 kV Coslada-Villaverde para sustitución de aislamiento deteriorado y revisión de la instalación.
- Línea 220 kV Costasol-Pinar para reparación de puntos calientes en la línea.

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

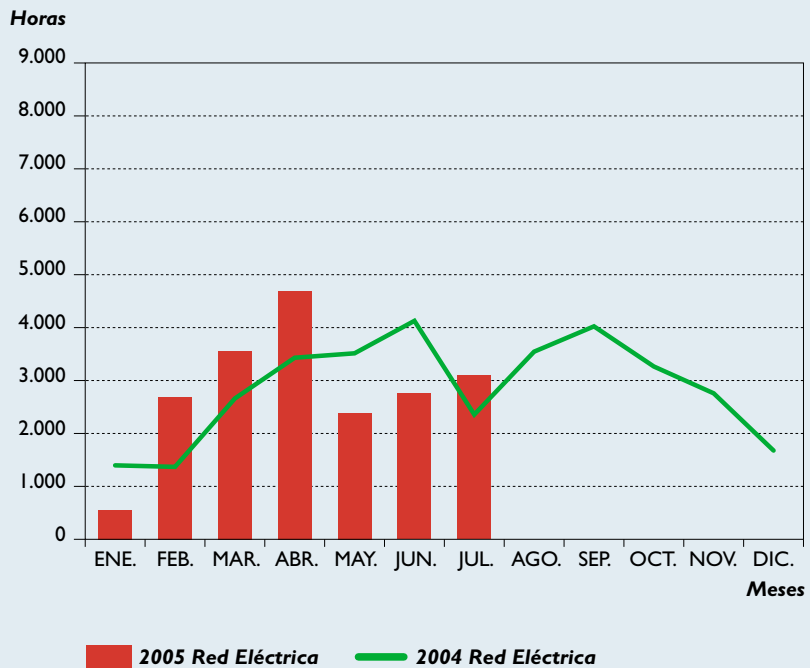


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	1.162	290	2	0
<b>220 kV</b>	1.933	657	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea 220 kV Aguayo-Penagos 2 para reparaciones en descargo.
- Línea 220 kV Monzón-Riba Roja para reparación de apoyos caídos por el viento.
- Línea 220 kV Mequinenza-Monzón para reparación de apoyos caídos por el viento.
- Línea 400 kV Cartelle-Mesón I para tala de árboles próximos a la línea.
- Línea 400 kV Olmedilla-Romica I para tendido del cable de tierra por la caída de apoyos.
- Línea 400 kV Aragón-Peñalba I para colocación de salva pájaros.
- Línea 400 kV Aragón-Peñalba 2 para instalación de salva pájaros y mantenimiento.
- Línea 400 kV Olmedilla-Romica I para reparación de apoyos caídos.
- Línea 400 kV Olmedilla-Romica2 para reparación de apoyos caídos.



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Morata salida Huelves para reparación de avería en interruptor.
- Subestación de 220 kV Viladecans salida Castellet para revisión de interruptor.
- Subestación de 220 kV Castellet salida Viladecans para reparación de puntos calientes.
- Subestación de 220 kV Mangraners salida Mequinenza para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Monzón salida Cinca para revisión de equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Mequinenza salida Mangraners para revisión y reparación de interruptor.
- Subestación de 220 kV María salida Montetorrero 2 para revisión de interruptor y equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV María salida Los Vientos para revisión de interruptor.
- Subestación de 220 kV Montetorrero salida María I para revisión de interruptor.

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

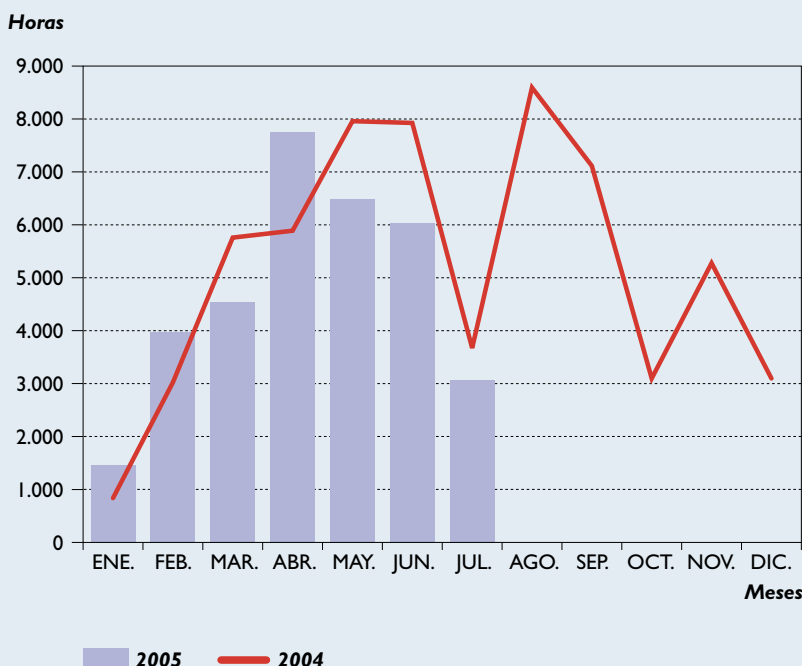


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.586	1.384	2.969
Barras	0	96	96
<b>TOTAL</b>	<b>1.586</b>	<b>1.480</b>	<b>3.066</b>

CUADRO 5

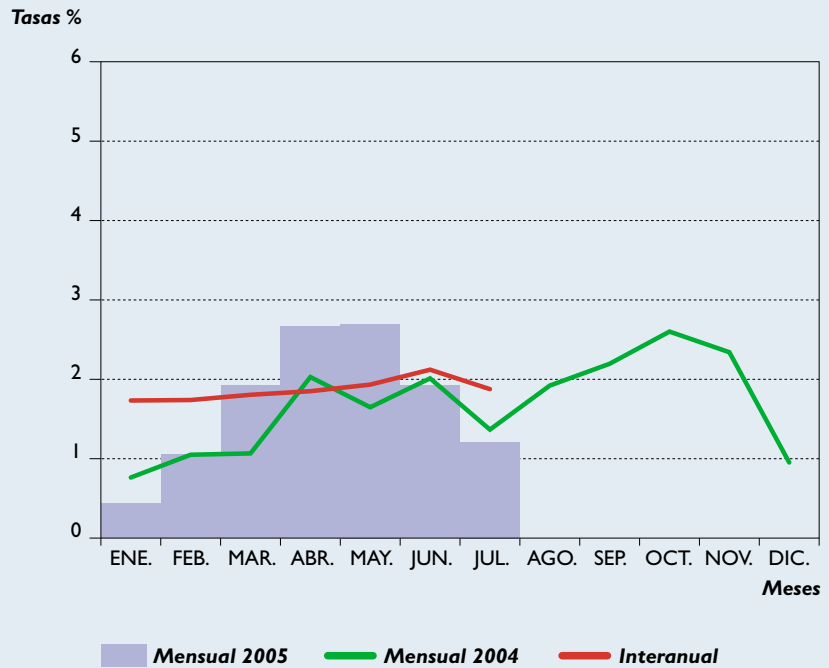
- Subestación de 220 kV Montetorrero salida María 2 para revisión de interruptor.
- Subestación de 220 kV Penagos salida Aguayo para revisión del mando del interruptor y motorización de seccionador.
- Subestación de 220 kV Los Vientos salida María para revisión de interruptor.
- Subestación de 400 kV Cofrentes salida Muela para revisión de equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Peñalba salida Aragón 2 para revisión y localización de fuga de gas.
- Subestación de 400 kV Soto de Ribera salida Lada para corrección de fuga.
- Subestación de 400 kV Tarifa salida Melloussa para limpieza del parque de la estación terminal.

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



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	0,869	0,857	
Indisponibilidades Fortuitas	0,302	0,963	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>1,171</b>	<b>1,820</b>	
Por Otras Causas	0,040	0,056	
<b>TOTAL</b>	<b>1,211</b>	<b>1,876</b>	

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

TASA TOTAL

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

en la que:

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

n = número total de líneas de Red Eléctrica

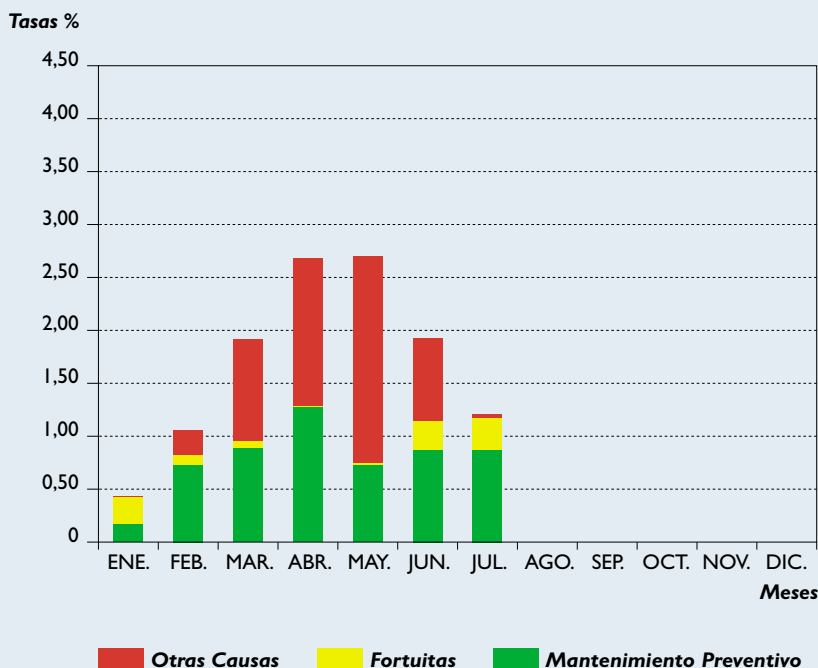
T<sub>i</sub> = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

CUADRO 6



DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

**CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA**



La evolución de la indisponibilidad anual está muy relacionada con los programas de descargos en líneas.

GRÁFICO 8

**6. COMPORTAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE**

**CAUSAS DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES**

**Número de Incidentes**

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	4	32
	220 kV	1	1	86
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	3

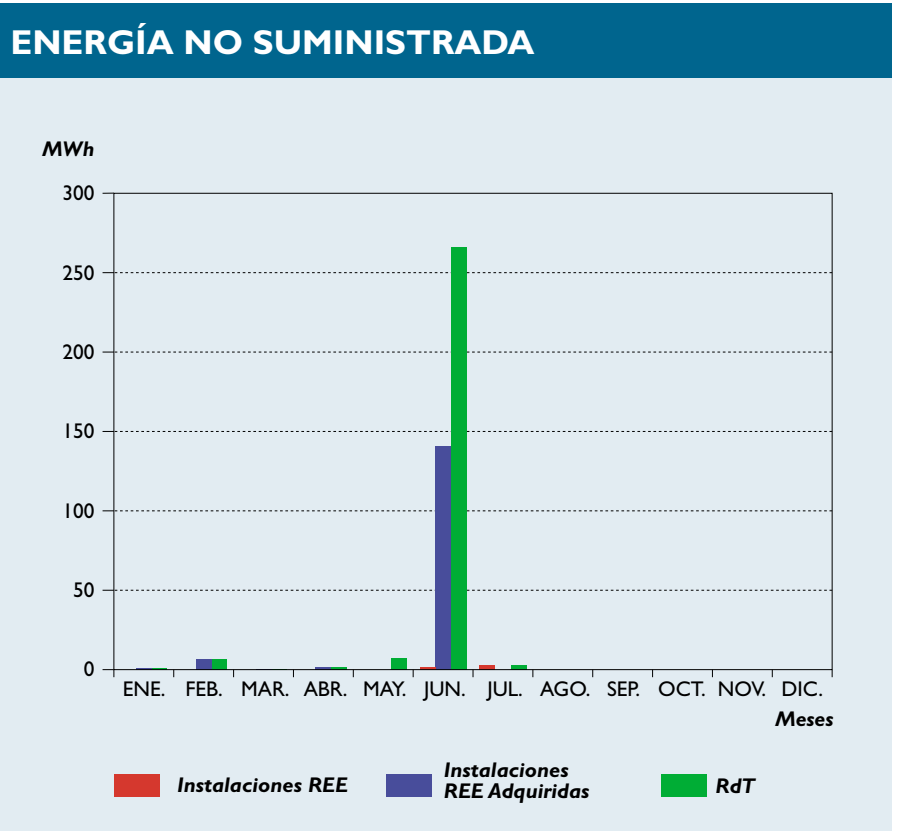
Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	5	15	16
	220 kV	4	28	56
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	2	0

CUADRO 7



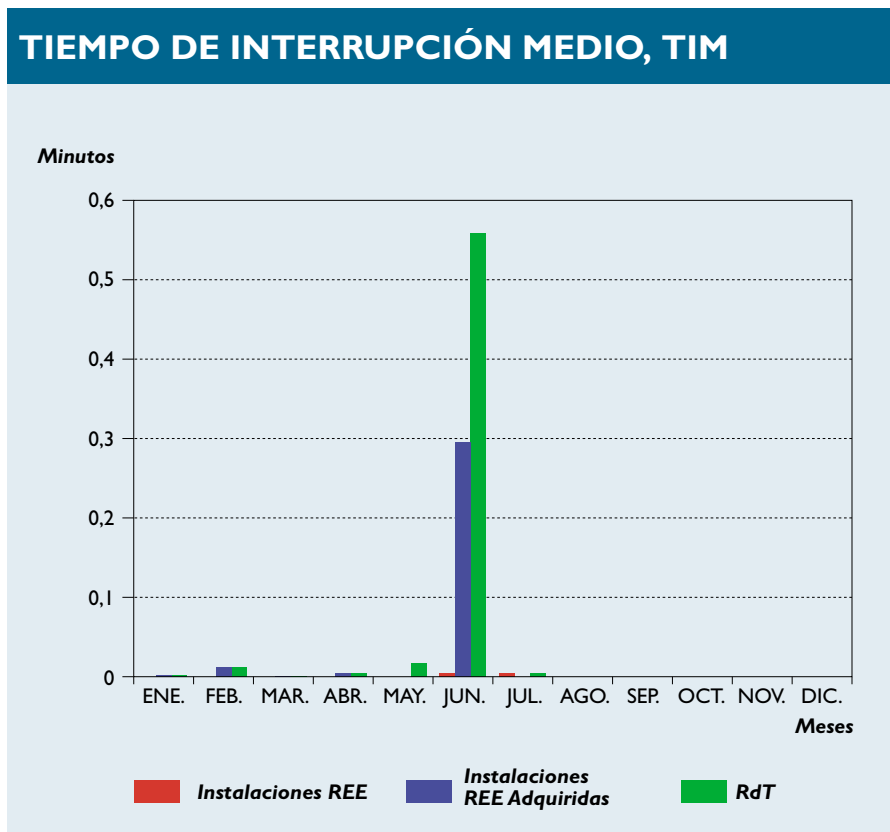
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de julio se ha producido un corte de mercado en instalaciones de la Red de Transporte, con una energía no suministrada de 2,53 MWh en zona de León.



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



El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte, durante el mes de julio, ha sido de 0,005 minutos.

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

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

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

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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