

Informe Mensual

JUNIO 2006



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



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Junio 2006

- Durante el mes de junio, el consumo de energía eléctrica se ha situado en 20.780 GWh, aumentando el crecimiento de la demanda en un 1,1%. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un 2,9%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se ha situado en el 19% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al 46,9% de su capacidad total.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2006		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.538	-22,8	11.728	4,8	19.706	-13,4
NUCLEAR	5.078	27,9	29.369	7,7	59.639	1,2
Hulla + Antracita	2.918	-9,5	16.361	-18,6	36.670	-9,3
Lignito Pardo	1.221	44,9	6.841	11,1	13.960	0,4
Lignito Negro	733	-17,8	4.315	-15,3	8.999	-11,9
Carbón Importación	1.037	-10,1	6.011	-11,8	13.114	-4,6
TOTAL CARBÓN	5.909	-3,3	33.527	-12,2	72.743	-7,1
Gas	290	-54,5	1.762	-30,2	4.228	-10,7
Fuel-Oil	280	-52,4	1.214	-63,1	2.947	-50,1
Ciclo Combinado	5.591	17,9	31.452	43,5	58.417	50,9
PRODUCCIÓN BRUTA	18.687	3,6	109.051	4,5	217.681	4,0
Consumos Producción	-776	6,0	-4.396	-0,8	-9.045	0,5
PRODUCCIÓN NETA	17.911	3,4	104.655	4,7	208.636	4,1
Adquirida Autoprodutores	3.491	-5,8	25.619	-0,7	50.379	4,5
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	21.402	1,8	130.274	3,6	259.015	4,2
Consumos en Bombeo	-360	-43,3	-2.429	-24,3	-5.579	-1,2
Saldo Internacional	-262	-	-1.950	-	-4.361	-
DEMANDA	20.780	1,1	125.895	1,9	249.074	2,5

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	T. Año Móvil
	2005						2006						
Hidroeléctrica	1.570	1.269	1.045	998	1.369	1.727	1.679	1.277	2.748	2.464	2.020	1.538	19.706
Térmica Nuclear	4.089	4.741	5.363	4.934	5.420	5.723	5.661	5.105	5.304	3.714	4.506	5.078	59.639
Térmica convencional	13.382	11.071	11.361	11.074	11.439	12.054	13.784	12.407	10.214	8.800	10.680	12.070	138.336
PRODUCCIÓN BRUTA	19.041	17.081	17.769	17.006	18.228	19.504	21.124	18.789	18.267	14.978	17.207	18.687	217.681
Consumos Producción	-804	-708	-763	-745	-795	-836	-861	-778	-725	-585	-671	-776	-9.045
PRODUCCIÓN NETA	18.237	16.374	17.006	16.261	17.433	18.668	20.263	18.011	17.542	14.394	16.536	17.911	208.636
Adq. a Autoprod.	3.993	3.826	3.545	4.154	4.407	4.835	4.011	4.225	5.444	4.423	4.024	3.491	50.379
PROD. TOTAL NETA	22.231	20.200	20.552	20.415	21.840	23.503	24.274	22.236	22.986	18.817	20.560	21.402	259.015
Consumos de Bombeo	-693	-446	-520	-483	-455	-554	-575	-520	-368	-300	-306	-360	-5.579
Saldo Internacional	32	-175	-495	-663	-690	-420	-365	-584	-799	42	19	-262	-4.361
DEMANDA	21.569	19.579	19.537	19.270	20.696	22.529	23.334	21.132	21.819	18.558	20.272	20.780	249.074
Δ % Mensual	4,4	3,1	1,2	0,7	2,4	6,6	3,6	0,4	3,4	-2,8	5,3	1,1	-
Δ % 365 días	5,2	5,3	4,9	4,8	4,4	4,6	3,9	3,3	3,4	2,8	2,9	2,5	2,5

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh FEBRERO 2006													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	129	1.596	1.563	4.575	543	2.936	68	0	1.851	541	1.971	15.773	
Térmica Nuclear	3.646	13.773	4.878	35.118	0	0	0	304	0	0	2.186	59.905	
Térmica Convencional	3.189	34.117	13.559	7.951	3.423	21.991	186	7.379	2.757	2.941	222	97.715	
Eólica y resto R.E.	173	3.007	2.236	415	93	699	10	620	0	322	94	7.669	
PROD.TOTAL NETA	7.137	52.493	22.236	48.059	4.059	25.626	264	8.303	4.608	3.804	4.473	181.062	
Saldo Internacional	655	-3.399	-584	-967	304	2.165	351	1.233	1.104	568	1.266	2.696	
Consumos en Bombeo	130	758	520	626	79	689	86	0	258	33	152	3.331	
DEMANDA													
Mensual	7.662	48.336	21.132	46.466	4.284	27.102	529	9.536	5.454	4.339	5.587	180.427	
Δ %	3,2	-0,9	0,4	0,6	2,1	1,6	10,4	1,1	14,0	2,9	-0,1	0,9	
Año Móvil	87.390	557.648	247.657	485.846	53.271	330.890	6.365	115.108	64.948	50.247	63.262	2.062.632	
Δ %	-0,7	0,7	3,3	1,2	3,6	1,6	1,0	3,5	-1,0	4,1	3,9	1,6	

*.- 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 se ha situado en unos valores programados horarios comprendidos entre los 723 MW y 5.824 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 3.854 MW y un máximo de 10.012 MW; el fuel-gas ha tenido una producción mínima de 122 MW y máxima de 2.679 MW; el ciclo combinado ha marcado un mínimo de 3.439 MW y un máximo de 11.317 MW; las importaciones han registrado una producción horaria media de 935 MW; y la energía adquirida por el sistema de productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 2.939 MW y los 8.660 MW. Finalmente, la producción nuclear ha variado entre un mínimo de 5.353 MW y un máximo de 7.320 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

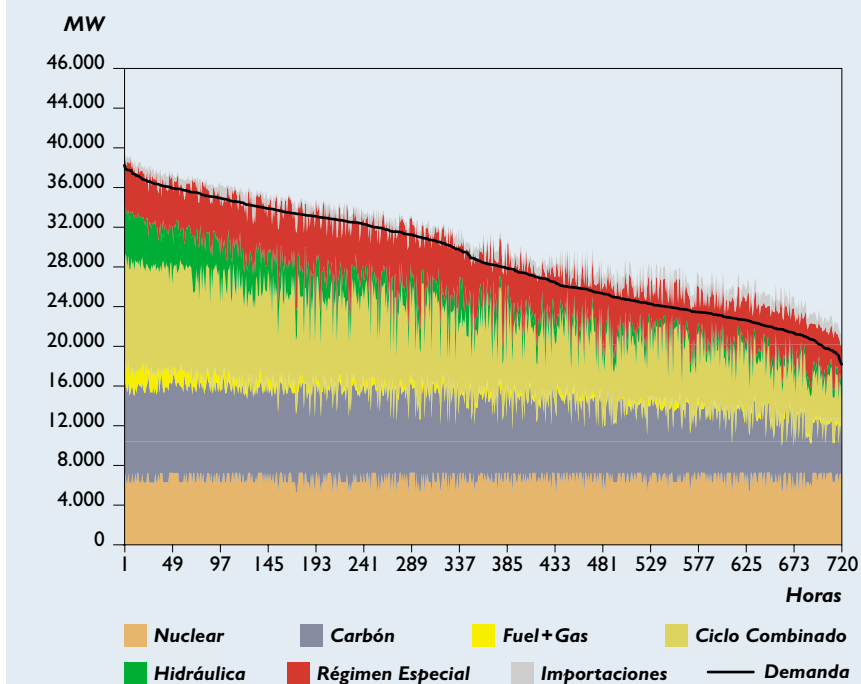


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

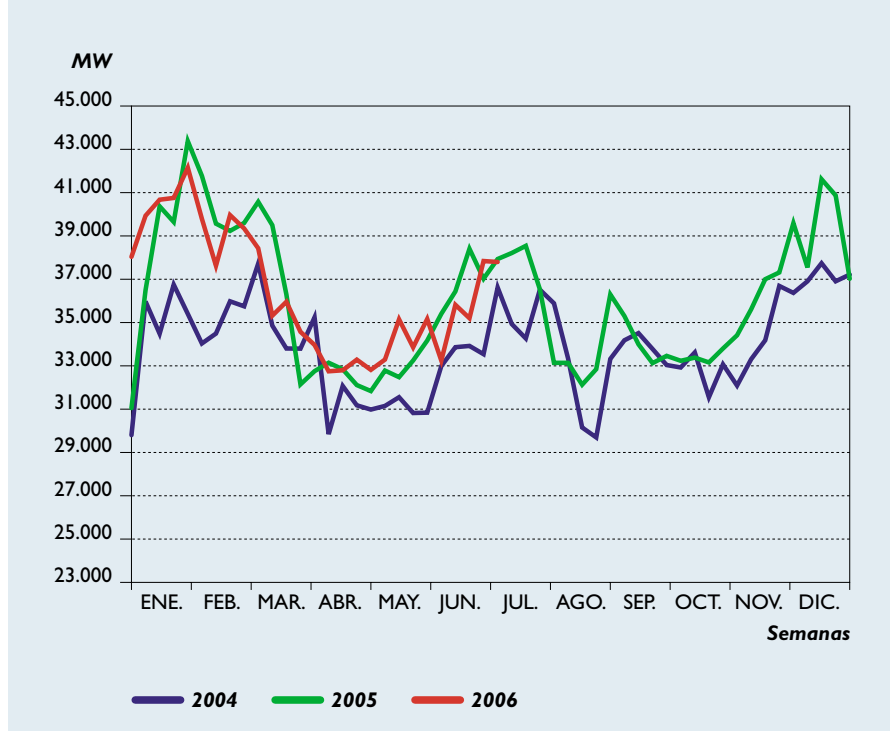


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 23 con 37.841 MW a las 13 horas. El valor máximo de demanda de energía eléctrica diaria se ha producido el día 22, con un valor de 781.954 MWh.



DEMANDA

La tasa de crecimiento de la demanda del mes de junio ha sido un 1,1% superior a la del mismo mes del año anterior. El efecto de la temperatura ha producido una disminución del 1,7% sobre el crecimiento mensual. Así mismo, el efecto de la laboralidad no ha tenido influencia en la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	20.780	1,1
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		-1,7
Efecto Act. Económica y Otros		2,9
Acumulado Año		
Demanda Total	125.895	1,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,2
Efecto Temperatura (3)		-1,1
Efecto Act. Económica y Otros		2,8

(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 período 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 (1)

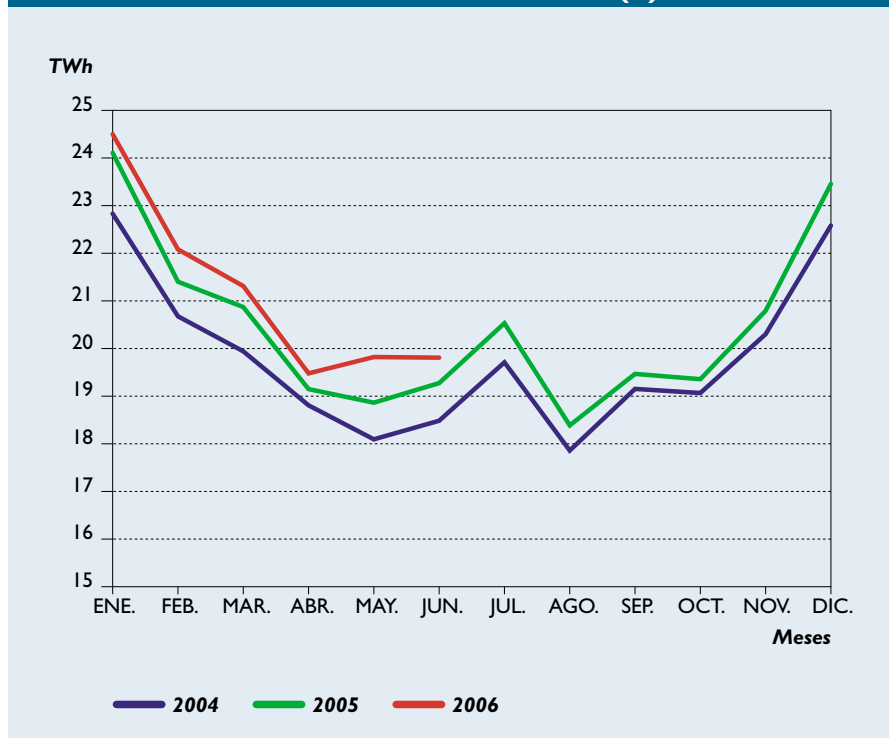


GRÁFICO 3

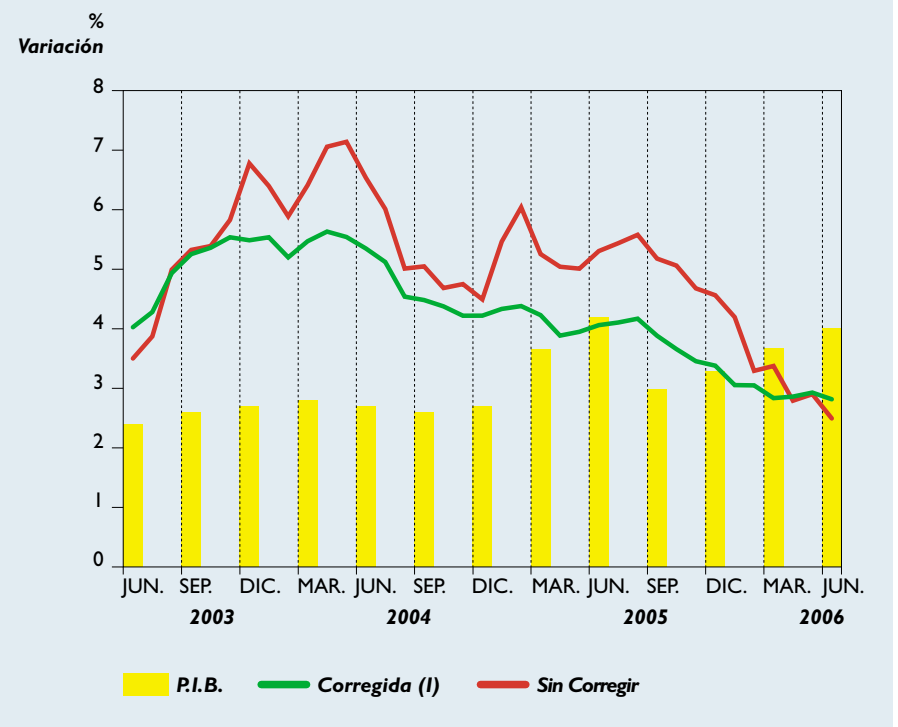
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura ha experimentado una variación positiva del 2,9%, inferior en 1,4 puntos al crecimiento experimentado en junio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda en b.c. de los últimos doce meses ha sido del 2,5%. Corregidos los efectos de temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 2,8%.

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

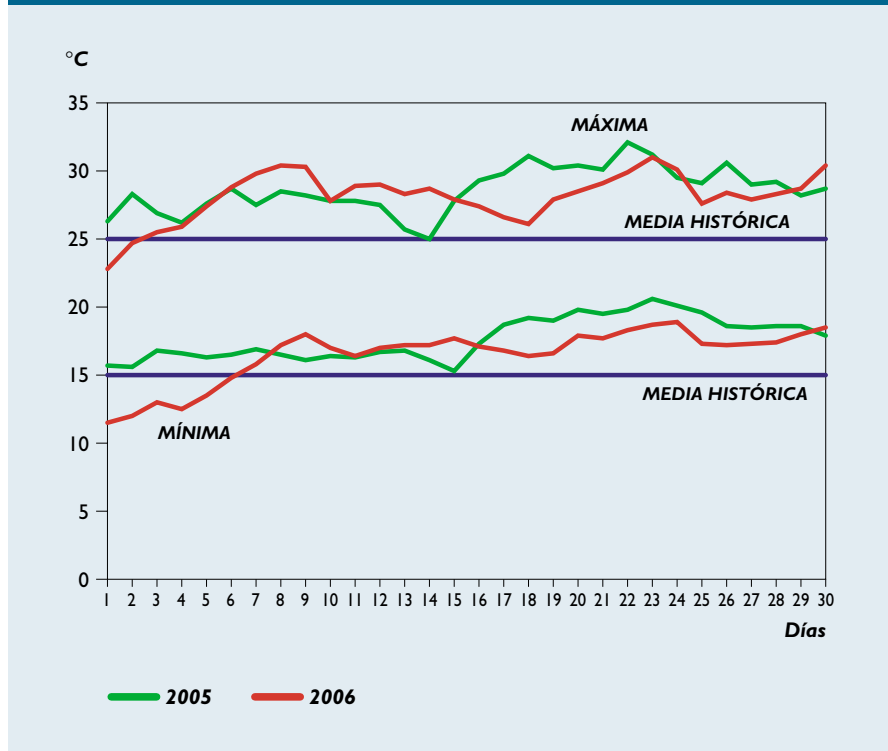


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado temperaturas medias más bajas a las del año anterior para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de junio ha sido de 22,3 °C.

Las temperaturas máximas y mínimas han resultado inferiores a las registradas en junio de 2005. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 28,1 °C, frente a los 28,6 °C registrados en junio del año pasado. Las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 16,5 °C, en comparación con los 17,7 °C de junio de 2005.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 14 GWh, valor inferior al producible característico.

Desde el punto de vista hidroeléctrico este mes ha resultado seco, registrándose un producible mínimo de 3 GWh el día 11 y el día 25 y un máximo de 27 GWh el día 1.

(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)

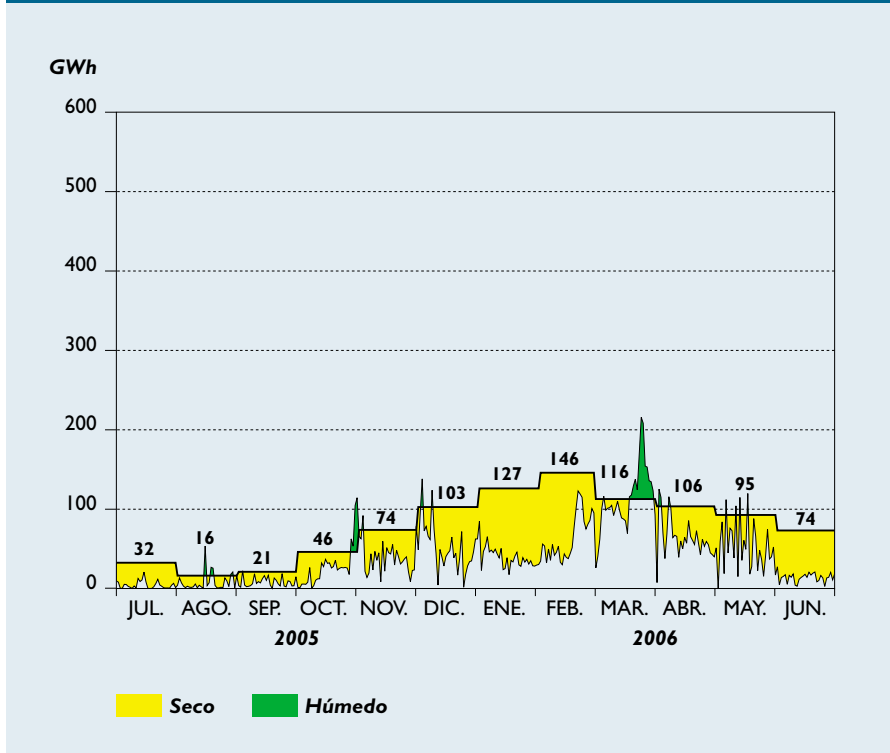


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

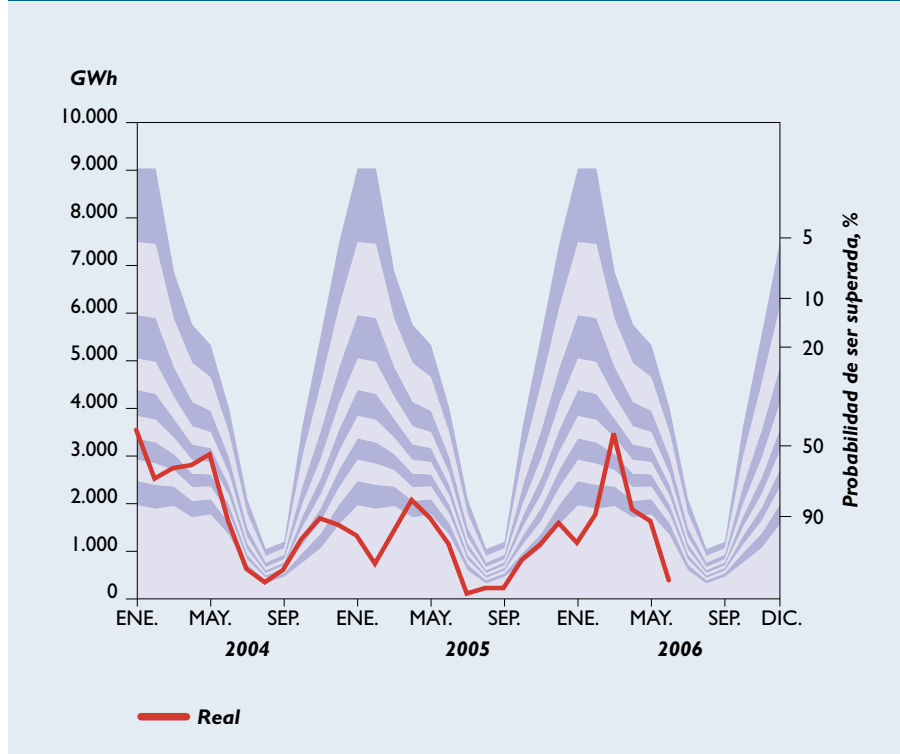


GRÁFICO 7

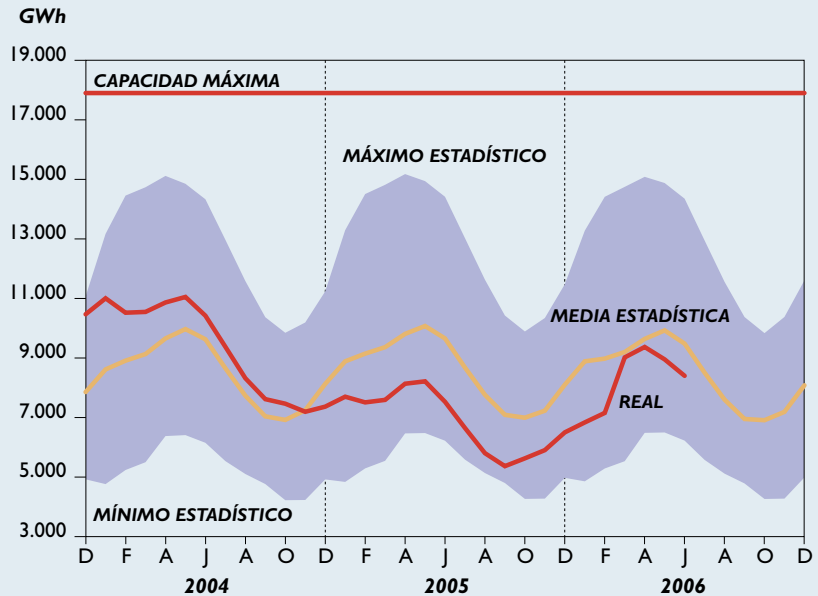
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,19 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 100%.

(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 ha situado a final de mes al 46,9% de su capacidad, valor inferior en 3,1 puntos al porcentaje registrado durante el mes de mayo.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

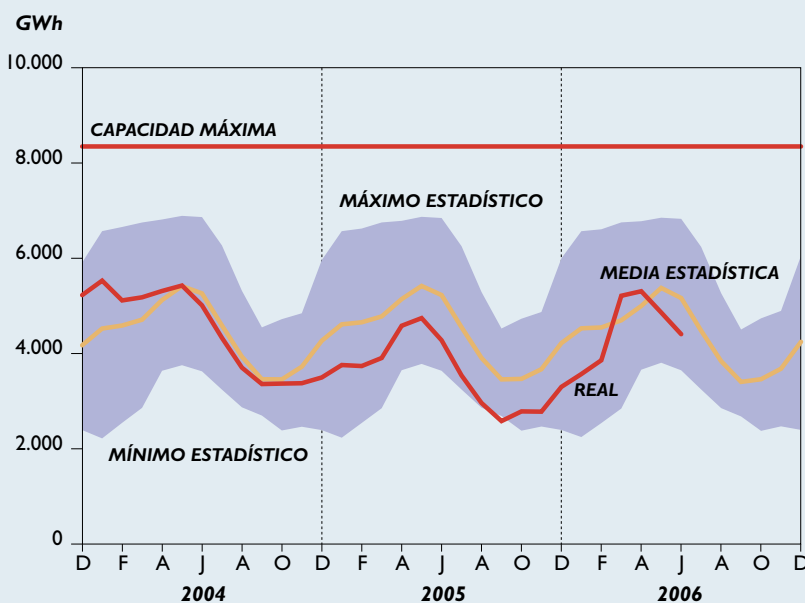


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 52,8%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 41,8% de su capacidad, valor inferior en 1 punto al registrado durante el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

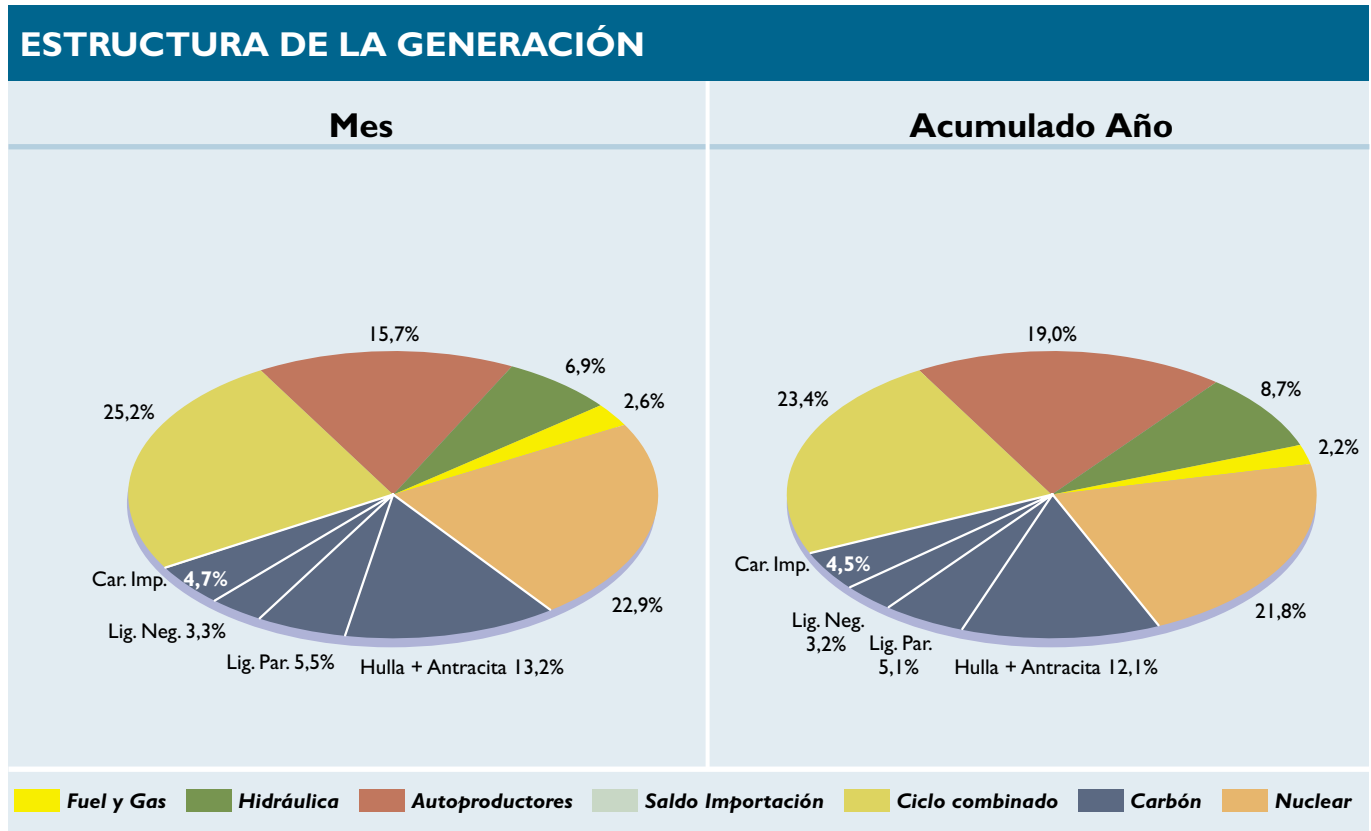


GRÁFICO 10

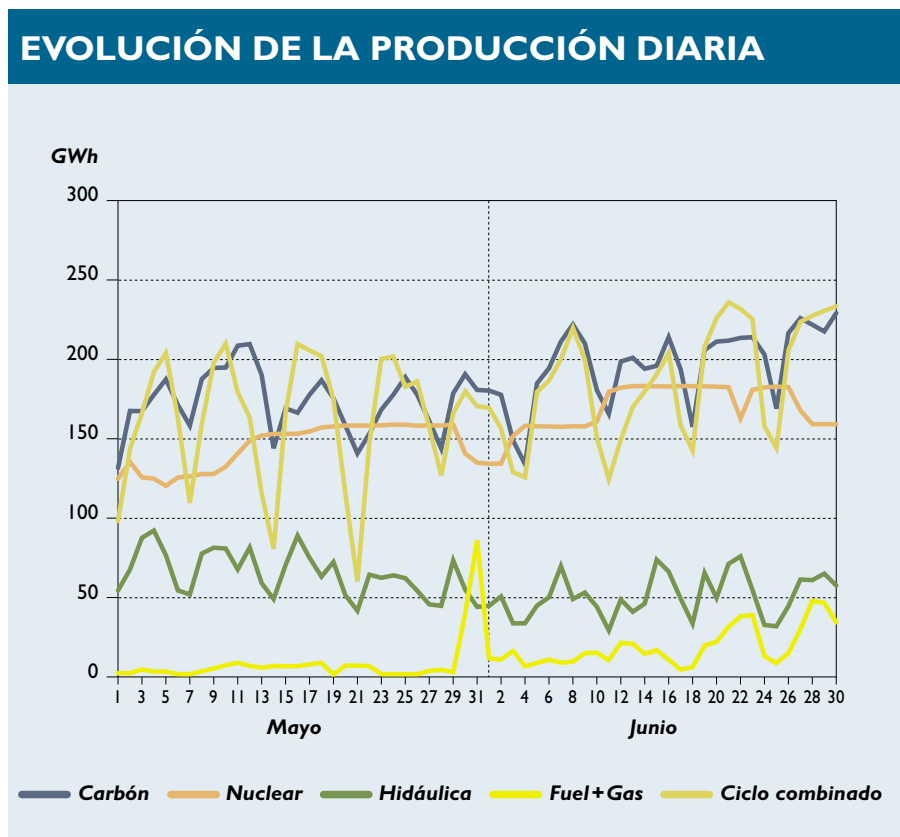


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable ha oscilado entre un máximo de 229 GWh y un mínimo de 178 GWh; la hidráulica entre 76 GWh y 41 GWh; la realizada con fuel-gas ha tenido un máximo de 48 GWh y mínimo de 9 GWh y el ciclo combinado ha variado entre un máximo de 236 GWh y un mínimo de 150 GWh.

Las centrales nucleares, han tenido una producción media diaria de 168 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	JUNIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,97	0,00	0,03	0,89	0,05	0,06
Hulla + Antracita	0,90	0,02	0,07	0,90	0,05	0,05
Lignito Pardo	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,95	0,00	0,05	0,96	0,00	0,04
Carbón Importación	0,93	0,00	0,07	0,92	0,03	0,05
TOTAL CARBÓN	0,93	0,01	0,06	0,93	0,03	0,05
FUEL-OIL	0,79	0,03	0,18	0,79	0,03	0,18
GAS	0,96	0,00	0,04	0,94	0,00	0,07
Ciclo Combinado	0,95	0,00	0,05	0,96	0,00	0,04
TOTAL	0,93	0,01	0,07	0,91	0,02	0,06

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
20	L-400 kV Puerto de la Cruz-Melloussa 2	
25	S.E. 220 kV Cervelló L-220 kV Cervelló-San Boi L-220 kV Cervelló-Can Jardí	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV San Boi-Can Jardí.

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 18 a las 6:32 horas se produce el disparo del eje de 220 kV Aguayo-Matapoquera-Cillamayor-Guardo abriendo los interruptores de Aguayo posición Matapoquera y Guardo posi-

ción Cillamayor. Se produce un cero de tensión en las subestaciones Matapoquera y Cillamayor y una interrupción de suministro a clientes de la zona de Cantabria durante 4 minutos.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador por un valor de 261 GWh, lo que supone un cambio de tendencia tras dos meses consecutivos de saldos importadores.

Durante este mes de junio se ha puesto en marcha el sistema coordinado de subastas de capacidad de intercambio entre Francia y España, habiéndose celebrado una subasta mensual, el 29 de mayo, así como subastas diarias, teniendo lugar la primera de ellas el 31 de mayo para la programación del día 1 de junio.

En la interconexión con Francia EGL, CÉNTRICA ENERGÍA, CÉNTRICA ENERGÍA GENERACIÓN, VIESGO GENERACIÓN, BP, ATEL, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, ELECTRABEL, BARCLAYS BANK y STATKRAFT MARKETS GMBH han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 151, 78, 44, 43, 43, 32, 30, 16, 3 y 0,2 GWh.

En esta misma interconexión, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 86% (186 GWh). Además, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, EGL, VIESGO GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL y BP han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 37, 21, 18, 6, 6 y valores inferiores a 5 GWh las restantes. En este mismo sentido, cabe destacar que las acciones coordinadas de balance llevadas a cabo dentro del sistema de subastas han supuesto la programación de 16 GWh.

En la interconexión con Portugal, EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL y REN han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 50 y 21 GWh.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, EDP, UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS, IBERDROLA GENERACIÓN, EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL y ENDESA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 455, 244, 24, 8, 8, 4 y 0,5 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 en el mercado de producción español, resultando un total de 103 GWh.

ENDESA GENERACIÓN exportó a Andorra un valor próximo a 0,3 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

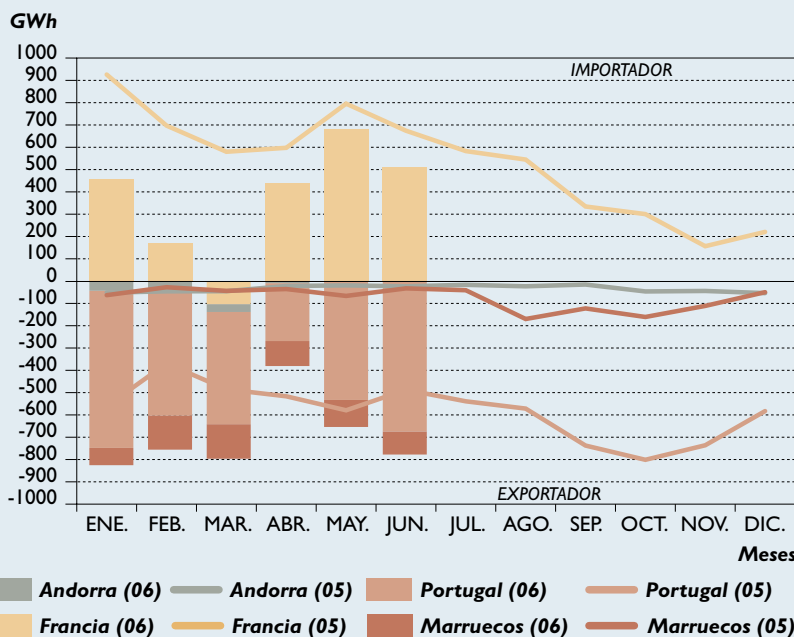


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		
	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Andorra	0,0	0,2	-0,2
Francia	577,7	63,3	514,4
Portugal	151,1	823,6	-672,5
Marruecos	1,3	105,0	-103,7
TOTAL	730,1	992,2	-262,1

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾		Energía ⁽³⁾	
		S/2005	Renovable	No Renov.	
Ene.	17,19	-11,67	56,36	43,64	
Feb.	19,99	0,39	60,20	39,80	
Mar.	24,95	21,06	67,44	32,56	
Abr.	23,83	-4,74	63,06	36,94	
May.	19,85	-4,12	58,12	41,88	
Jun.	16,80	-5,77	55,70	44,30	
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
ACUM.	20,35	-0,67	60,69	39,31	

(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.

GWh

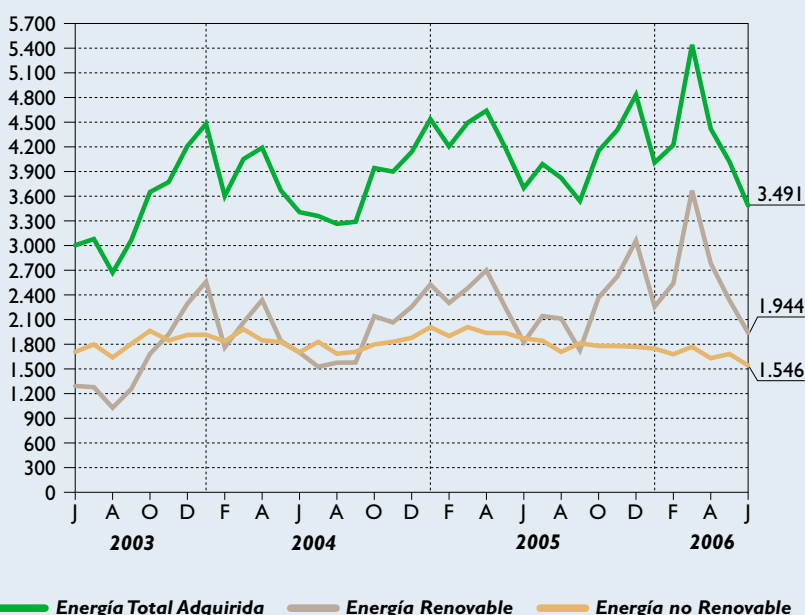


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes de mayo en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 10,964 c€/kWh y un mínimo de 3,365 c€/kWh. Por otro lado, el precio horario mínimo ha variado entre los 3,475 c€/kWh y los 2,149 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

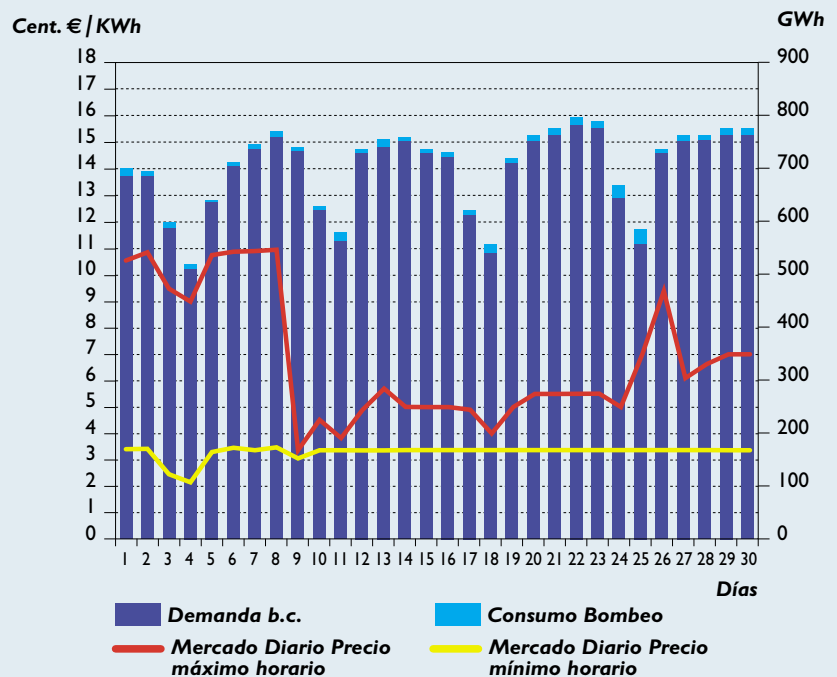


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	6.908	31,4	Distribuidoras	6.607	30,0
- Producción Interior	5.529		- Mercado Diario	6.322	
- Energía programada en Régimen Especial	981		- Mercados Intradiarios	284	
- Importación	398		Comercializadoras	-153	-0,7
Francia	321		- Mercado Diario	-123	
Portugal	77		- Mercados Intradiarios	-29	
Marruecos	0		Consumidores Cualificados	15	0,1
Mercados Intradiarios	391	1,8	Demanda Bombeo	391	1,8
- Producción Interior	395		Exportación	661	3,0
- Importación	-3		- Portugal	489	
Francia	-1		- Marruecos	105	
Portugal	-2		- Andorra	0	
Marruecos	0		- Francia	66	
Indisponibilidades	-49	-0,2	Ajuste demanda	3.900	17,7
Operación del Sistema (1)	4.170	19,0	TOTAL MERCADO	11.421	51,9
TOTAL MERCADO	11.421	51,9	Contratos Bilaterales (2)	10.575	48,1
Contratos Bilaterales (2)	10.575	48,1	TOTAL	21.996	100
TOTAL	21.996	100	TOTAL	21.996	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 2006

- Durante el mes de junio ha entrado en servicio en la subestación Romica (4 posiciones convencionales a 400 kV) y subestación Espartal (1 posición convencional a 220 kV). Ha entrado en servicio el 2º circuito España-Marruecos (1 cable submarino a 400 kV de 16 km).
- Menor número de líneas cargadas 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)	16.805	16.534 (*)
Subestaciones	Posiciones	901	1.973
Transformación (1)	Número de unidades	108	1
Reactancias	Número de unidades	31	42
Cables	Número de Circuitos	2	-
Submarinos	Longitud (km)	29	-
Cables	Número de Circuitos	3	-
Subterráneos	Longitud (km)	27	-

(1) 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.

NOTA: Datos actualizados con la información de cierre del año a fecha 31 de diciembre.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas	Total
Líneas	Longitud (km)	16.768	38	16.805
Subestaciones	Posiciones	896	5	901
Transformación	Nº de unidades	107	1	108
	MVA	55.159	800	55.959
Reactancias	Nº de unidades	31	-	31
	MVAr	4.500	-	4.500
Cables	Nº de Circuitos	2	-	2
Submarinos	Longitud (km)	29	-	29
Cables	Nº de Circuitos	3	-	3
Subterráneos	Longitud (km)	27	-	27

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas (*)	Total
Líneas	Longitud (km)	16.289	245 (1)	16.534
Subestaciones	Posiciones	1.866	107	1.973
Transformación	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
Reactancias	Nº de unidades	40	2	42
	MVAr	2.424	90	2.514

(1) Incluido cable subterráneo.

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

CUADRO 3



En 400 kV, una línea ha superado una carga máxima del 70%. Ninguna de las líneas ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV treinta y dos líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno. Dos de las líneas han alcanzado una carga media superior al 50%.

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

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

LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%

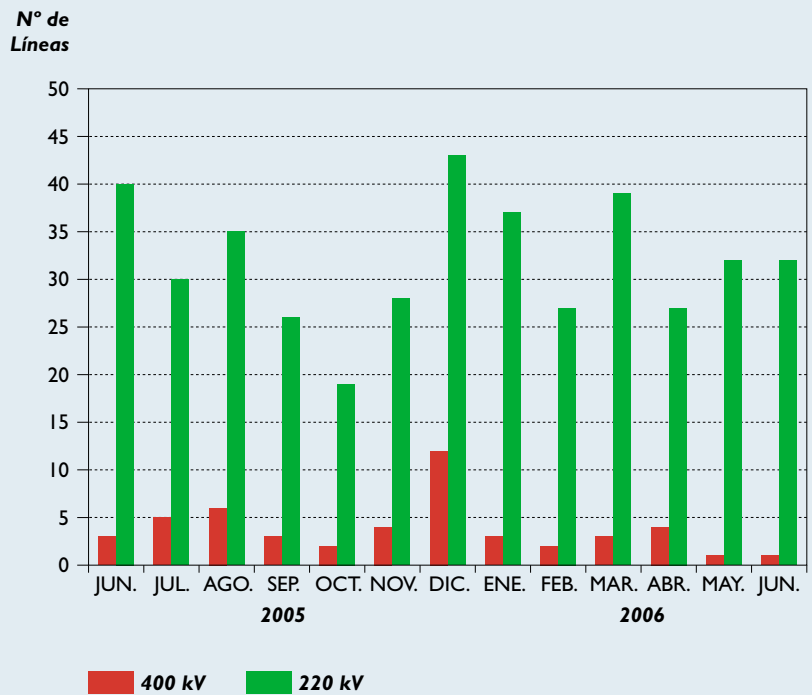


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

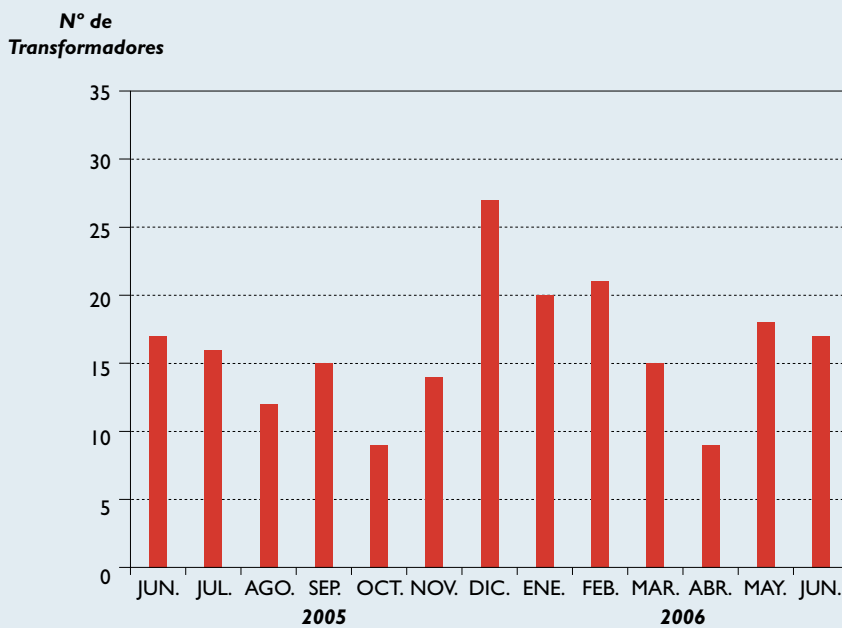


GRÁFICO 2

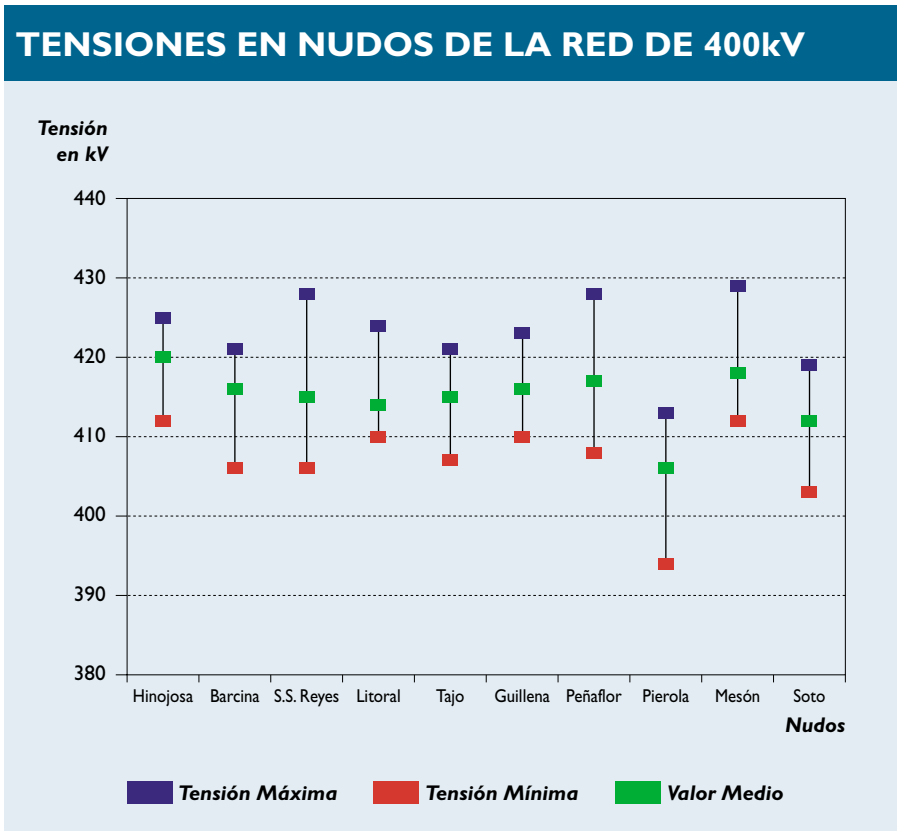
En junio, diecisiete transformadores han superado una carga máxima del 80% y uno de ellos ha registrado una carga media superior al 65%.

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.



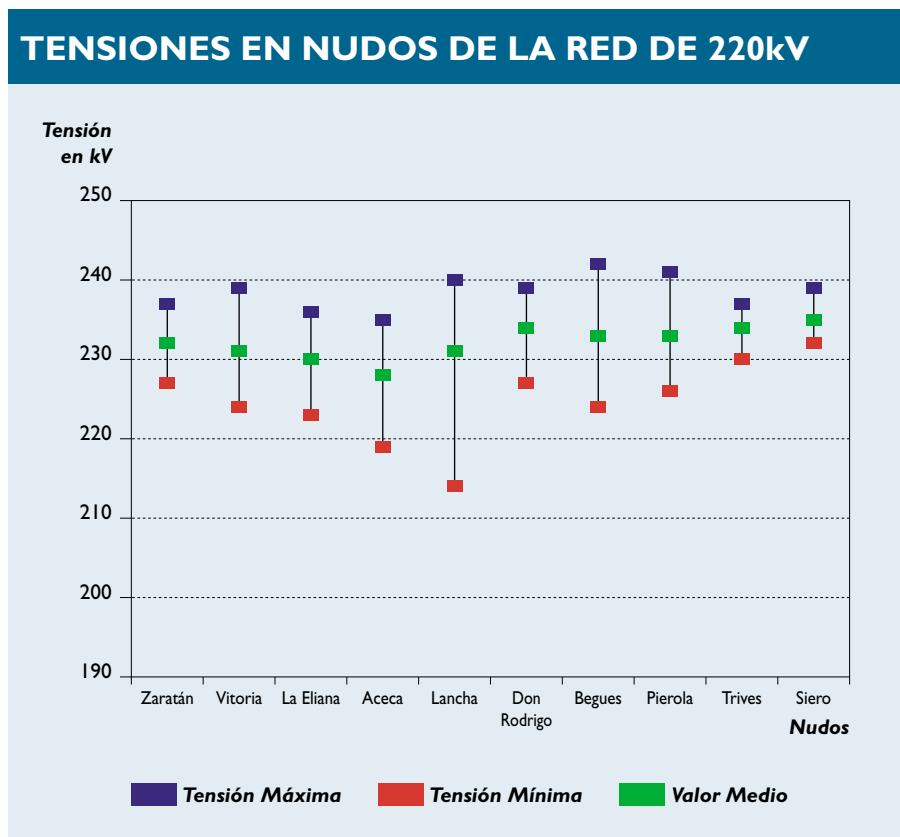
3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante este mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 379 kV en Vic, y los 434 kV en Almazán.



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

GRÁFICO 3



En la red de 220 kV las tensiones han variado entre los 173 kV de Arroyo Valle y los 254 kV de Benahadux.

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 Compostilla-Mudarra para sustituir conductor y aislamiento.
- Línea 220 kV Moralets-Pont de Suert 2 para reparar componentes de líneas.
- Línea 220 kV Moralets-Pont de Suert 1 para reparar componentes de líneas.
- Línea 220 kV Escatrón-Espartal para recrecido de apoyos y mantenimiento.
- Línea 220 kV Espartal-Montetorrero para cambio de tornillería y mantenimiento.
- Línea 220 kV Lanzas Agudas-Magallón para refuerzo apoyo.
- Línea 220 kV Saucelle-Villarino I para mantenimiento en línea.
- Línea 220 kV J.M.Oriol-Cáceres para sustitución de aislamiento.
- Línea 220 kV Aparecida-Valparaiso para mantenimiento en 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

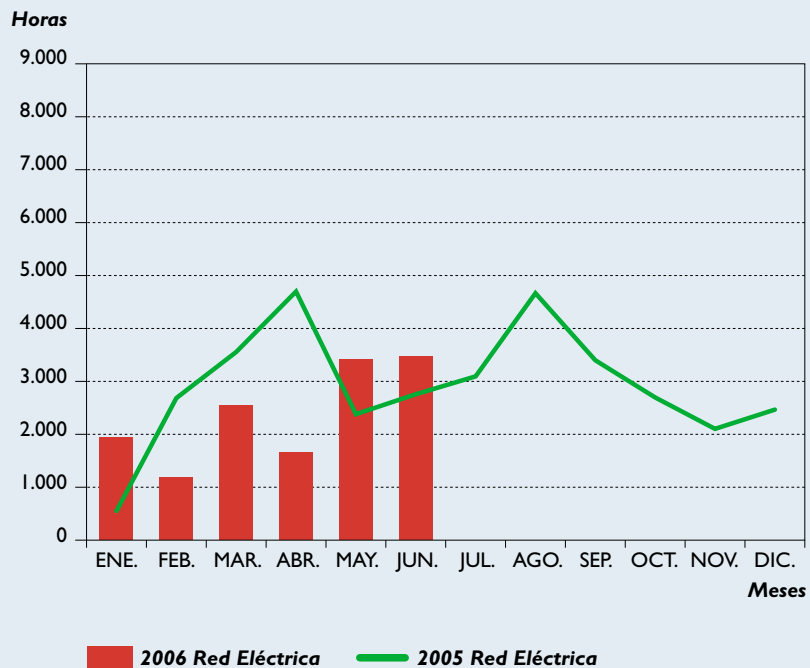


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	755	317	178	0
220 kV	2.712	1.278	0	0
< 220 kV	6	0	0	0

CUADRO 4

- Línea 220 kV Begues-Can Jordi para reparar puntos calientes.
- Línea 220 kV Magallón-Trevago para refuerzo apoyo.
- Línea 220 kV Biescas-Pragneres para caída de conductor en la línea.
- Línea 220 kV Elche-Saladas para sustituir cadenas de aisladores.
- Línea 220 kV Santiponce-Torrearenillas para reparar punto caliente.
- Línea 400 kV Velilla-Herrera para trabajos varios de mantenimiento de línea.
- Línea 400 kV Mudarra-Almazán para retensado, mantenimiento y sustituir balizas.
- Línea 400 kV Litoral-Asomada para limpieza y siliconado del aislamiento.
- Línea 400 kV Aragón-Ascó 2 para mantenimiento de línea.



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Pinar salida Algeciras para reparar por rotura columna de giro.
- Subestación de 220 kV Can Jard salida Canyet para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 220 kV Canyet salida Can Jard para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 220 kV Villarino salida Aldeavila 2 para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Villarino salida Aldeavila 1 para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Penagos salida Aguayo 2 para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Belesar salida Trives para revisión válvulas de seguridad.
- Subestación de 220 kV Trives salida Belesar para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Conso salida Soutelo para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Puente San Fernando salida S.S.Reyes para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Montetorrero salida Espartal para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Plana acoplamiento para revisión del 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

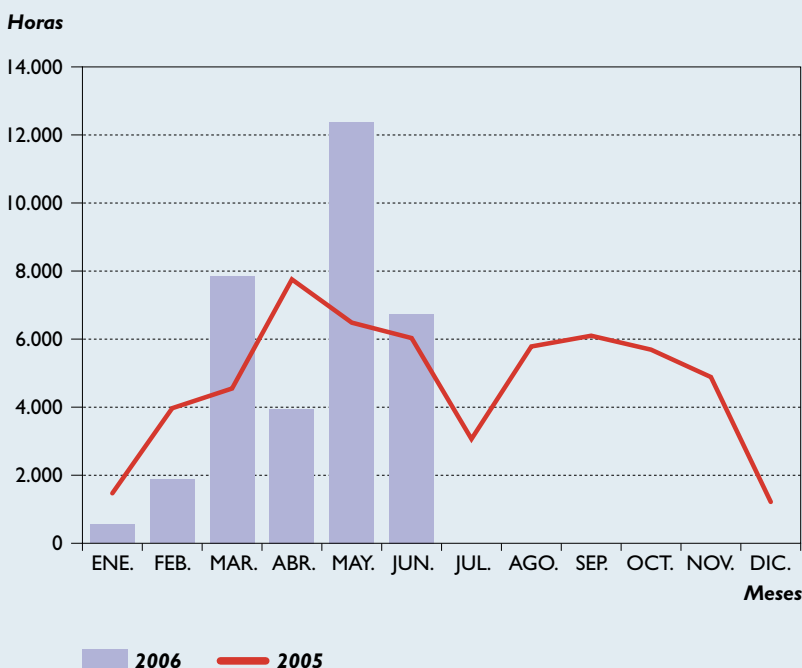


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.882	3.385	5.267
Barras	397	1.080	1.477
TOTAL	2.279	4.466	6.744

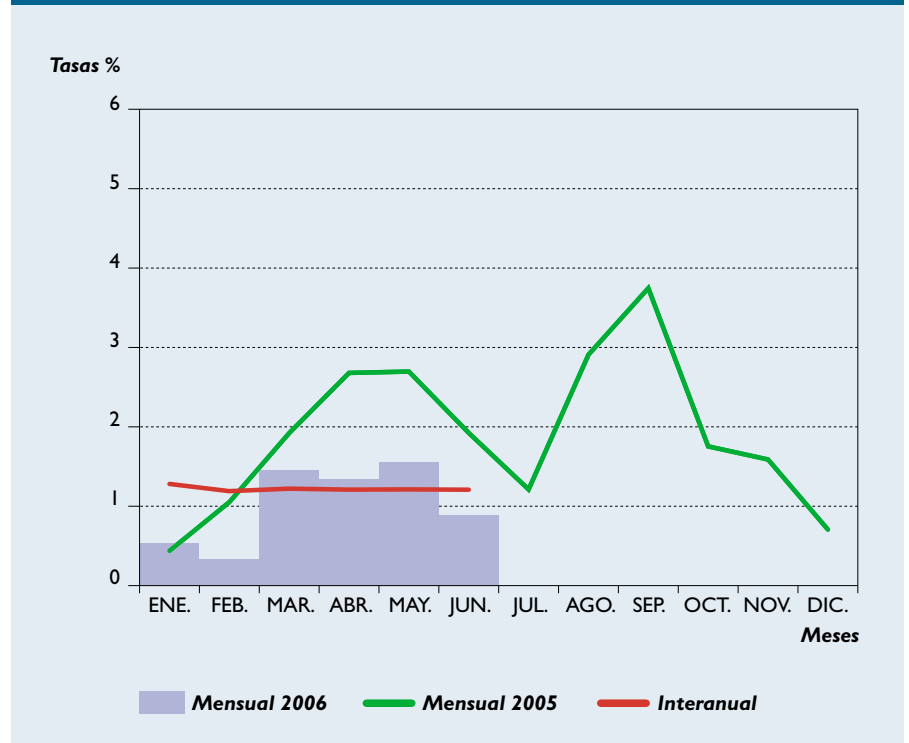
CUADRO 5

- Subestación de 220 kV Tajo salida Polígono 1 para limpieza y mantenimiento.
- Subestación de 220 kV Valparaíso salida Aparecida para corregir fuga de aire en interruptor.
- Subestación de 220 kV Tajo salida Polígono 0 para limpieza y mantenimiento de interruptor.
- Subestación de 220 kV Tajo salida Alhaurin 0 para limpieza y mantenimiento de interruptor.
- Subestación de 400 kV Anchuelo salida Loeches 2 para corrección fuga interruptor.
- Subestación de 400 kV Velilla salida Herrera para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Herrera salida Velilla para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Velilla salida Lada para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Robla salida Velilla 1 para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Rocamora salida Litoral 2 para revisión.
- Subestación de 400 kV Litoral salida Rocamora 2 para reparación y ajuste del seccionador.
- Subestación de 400 kV Mesón Do Vento acoplamiento para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Ascó salida Sentmenat 2 para revisión.

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



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	0,607	0,440
Indisponibilidades Fortuitas	0,005	0,753
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,612	1,193
Por Otras Causas	0,279	0,015
TOTAL	0,891	1,208

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

TASA TOTAL

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

en la que:

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

n = número total de líneas de Red Eléctrica

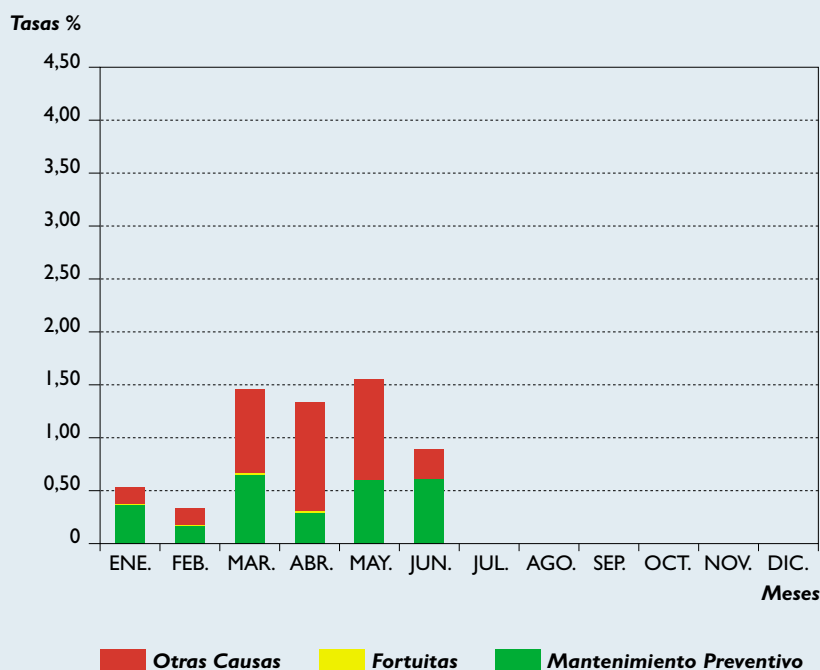
T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

CUADRO 6



DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 8

6. COMPORTAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

CAUSAS DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES

Número de Incidentes

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	32
	220 kV	1	5	97
	< 220 kV	0	0	1
Transformadores	400/220/132 kV	0	2	5

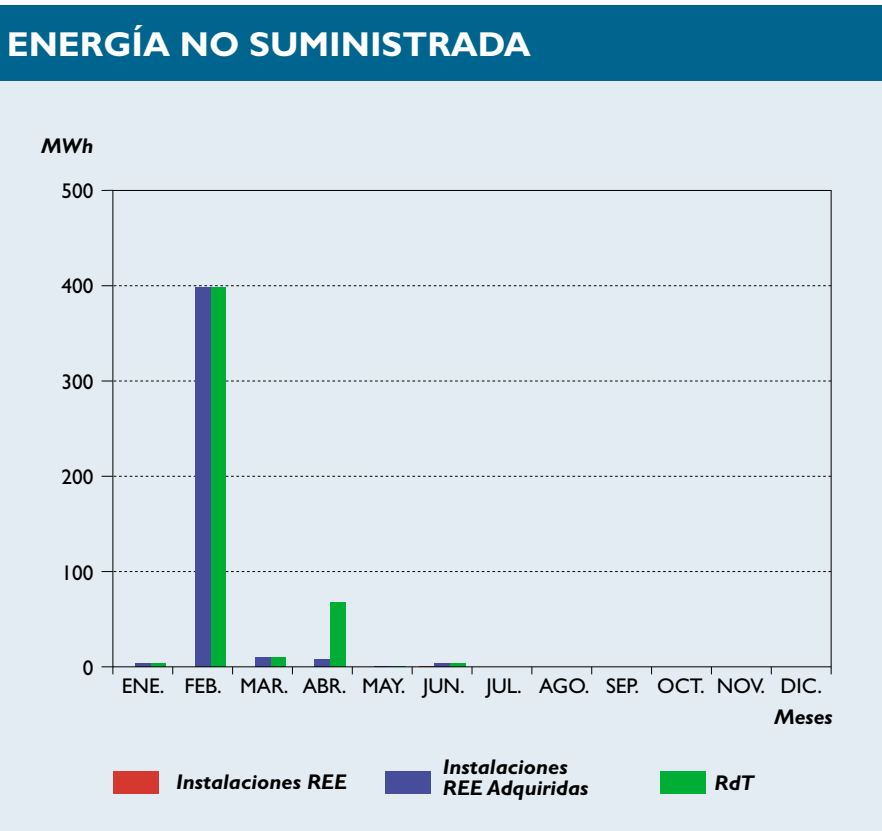
Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	0	17	15
	220 kV	0	33	70
	< de 220 kV	0	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	5	0

CUADRO 7



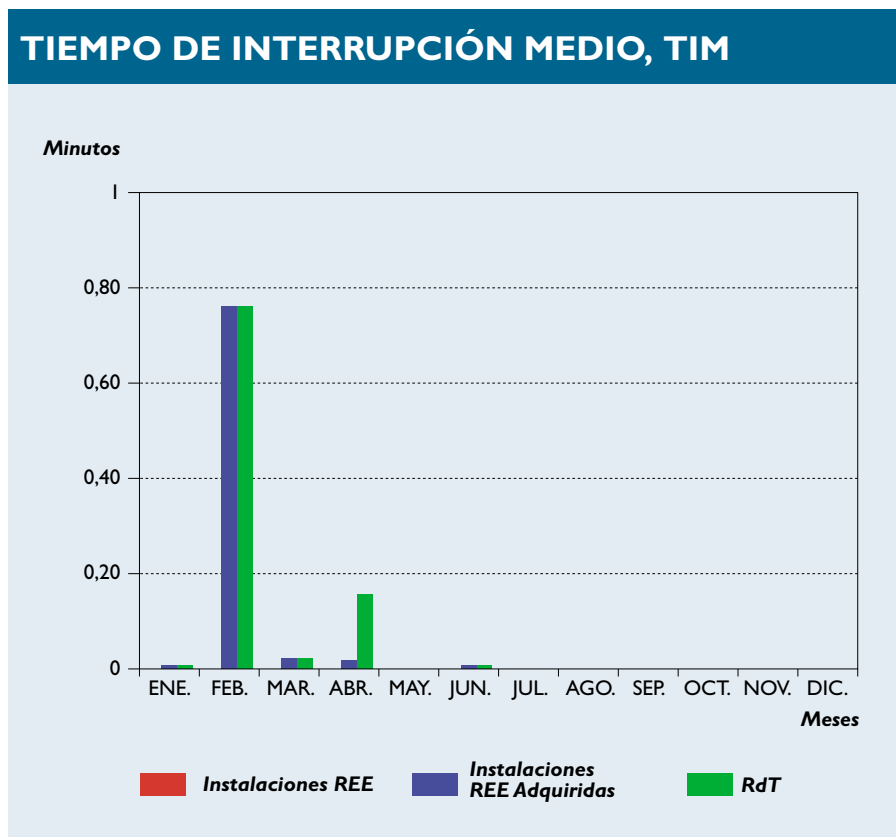
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de junio se ha producido un corte de mercado en instalaciones de la red de transporte. Tuvo lugar en Cantabria con una energía no suministrada de 3,28 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 junio el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0,007 minutos, conformando un total en la red de transporte de 0,007 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