

# Informe Mensual

MARZO 2006



**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 31 de agosto del 2006

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

Depósito Legal: M-14212-2001



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Marzo 2006

- Durante el mes de marzo, el consumo de energía eléctrica se ha situado en **21.565 GWh**, aumentando el crecimiento de la demanda en un **2,2 %**. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un **0,9 %**.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se ha situado un **19 %** por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al **50,4 %** 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 %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	2.738	52,7	5.679	13,9	19.862	-20,8
<b>NUCLEAR</b>	5.304	14,9	16.082	3,5	58.081	-7,7
<b>Hulla + Antracita</b>	2.437	-30,9	9.489	-9,8	39.385	-0,6
<b>Lignito Pardo</b>	1.087	5,9	3.645	2,6	13.370	-12,3
<b>Lignito Negro</b>	604	-32,3	2.324	-11,6	9.475	0,9
<b>Carbón Importación</b>	916	-17,0	2.986	-14,8	13.400	0,1
<b>TOTAL CARBÓN</b>	5.044	-23,0	18.444	-8,7	75.630	-2,6
<b>Gas</b>	229	-49,9	1.023	-11,8	4.854	16,0
<b>Fuel-Oil</b>	80	-92,0	754	-69,2	3.330	-40,6
<b>Ciclo Combinado</b>	4.739	38,8	15.905	54,9	54.519	63,4
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	18.133	1,7	57.888	6,0	216.277	3,6
<b>Consumos Producción</b>	-676	-13,7	-2.288	-2,6	-9.021	1,1
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	17.457	2,4	55.600	6,4	207.256	3,7
<b>Adquirida Autoproductores</b>	5.315	18,2	13.556	2,3	50.860	8,3
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	22.772	5,7	69.156	5,6	258.117	4,6
<b>Consumos en Bombeo</b>	-412	-16,4	-1.541	4,2	-6.420	26,8
<b>Saldo Internacional</b>	-795	-	-1.744	-	-3.734	-
<b>DEMANDA</b>	21.565	2,2	65.871	1,8	247.963	3,2

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Febr.	Mar.	T. Año Móvil
	<b>2005</b>						<b>2006</b>						
Hidroeléctrica	1.983	2.228	1.994	1.570	1.269	1.045	998	1.369	1.727	1.671	1.270	2.738	19.862
Térmica Nuclear	3.956	3.801	3.972	4.089	4.741	5.363	4.934	5.420	5.723	5.674	5.104	5.304	58.081
Térmica convencional	9.554	10.191	12.080	13.382	11.071	11.361	11.074	11.439	12.054	13.715	12.320	10.092	138.334
PRODUCCIÓN BRUTA	15.494	16.219	18.046	19.041	17.081	17.769	17.007	18.228	19.504	21.060	18.694	18.133	216.277
Consumos Producción	-656	-695	-732	-804	-708	-763	-745	-795	-836	-857	-754	-676	-9.021
PRODUCCIÓN NETA	14.838	15.524	17.314	18.237	16.374	17.006	16.262	17.433	18.668	20.203	17.940	17.457	207.256
Adq. a Autoprod.	4.643	4.197	3.704	3.993	3.826	3.545	4.154	4.407	4.835	4.077	4.164	5.315	50.860
PROD. TOTAL NETA	19.481	19.721	21.018	22.231	20.200	20.552	20.416	21.840	23.503	24.280	22.103	22.772	258.117
Consumos de Bombeo	-451	-644	-635	-693	-446	-520	-483	-455	-554	-587	-541	-412	-6.420
Saldo Internacional	69	176	176	32	-175	-495	-663	-690	-420	-365	-584	-795	-3.734
DEMANDA	19.099	19.253	20.560	21.569	19.579	19.537	19.271	20.696	22.529	23.328	20.979	21.565	247.963
Δ % Mensual	4,6	4	6,1	4,4	3,1	1,2	0,7	2,4	6,6	3,6	-0,3	2,2	-
Δ % 365 días	4,8	4,7	5	5,2	5,3	4,9	4,8	4,4	4,6	3,9	3,2	3,2	3,2

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh NOVIEMBRE 2005												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	120	1.546	1.710	3.862	402	2.970	75	0	2.323	522	2.144	15.674
Térmica Nuclear	3.543	12.749	5.175	38.395	0	0	0	324	0	0	2.336	62.522
Térmica Convencional	2.930	33.481	13.176	7.175	3.568	21.233	270	7.456	2.805	2.703	189	94.986
Eólica y resto R.E.	258	3.218	1.781	389	107	600	10	511	0	374	80	7.328
PROD.TOTAL NETA	6.851	50.994	21.840	49.821	4.077	24.803	355	8.291	5.128	3.599	4.749	180.508
Saldo Internacional	950	-1.161	-690	-5.447	364	3.849	315	1.524	665	724	963	2.057
Consumos en Bombeo	147	770	455	600	91	796	101	0	251	60	176	3.447
DEMANDA												
Mensual	7.654	49.063	20.696	43.774	4.350	27.856	569	9.815	5.542	4.263	5.536	179.118
Δ %	-0,4	-0,2	2,4	0,6	5,1	0,9	3,1	2,0	-2,5	2,6	2,8	0,8
Año Móvil	86.848	556.363	245.378	480.054	52.758	328.015	6.202	114.210	63.179	49.330	62.753	2.045.090
Δ %	-1,4	1,1	4,4	1,3	2,7	1,2	-2,5	3,3	-5,2	4,1	4,4	1,5

\*.- 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 1.307 MW y 7.971 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 2.220 MW y un máximo de 9.882 MW; el fuel-gas ha tenido una producción horaria media de 362 MW; el ciclo combinado ha marcado un mínimo de 1.167 MW y un máximo de 11.462 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 0 MW y un máximo 2.541 MW; y la energía adquirida por el sistema de productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 3.710 MW y los 10.653 MW. Finalmente, la producción nuclear ha variado entre un mínimo de 4.478 MW y un máximo de 7.472 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

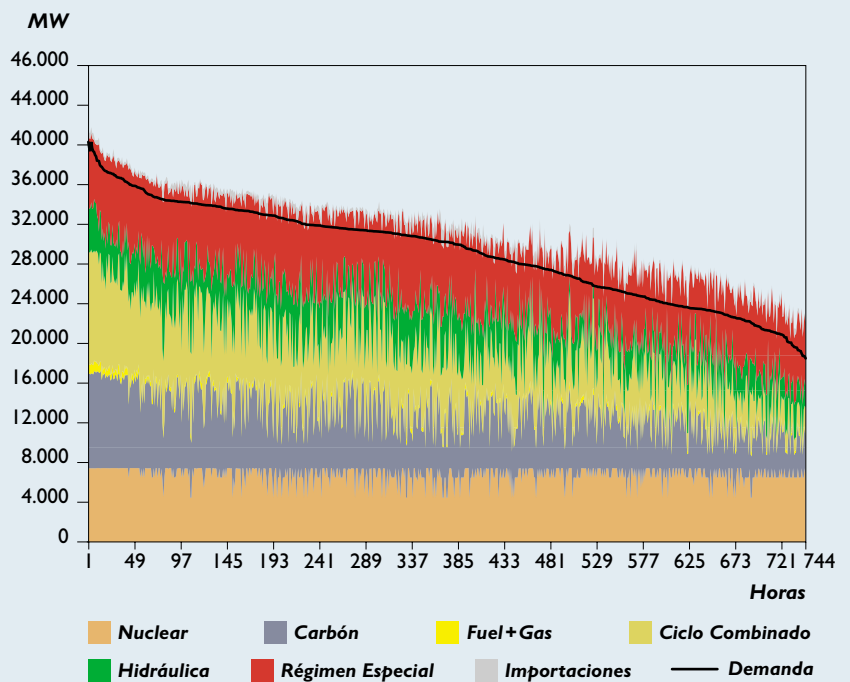


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

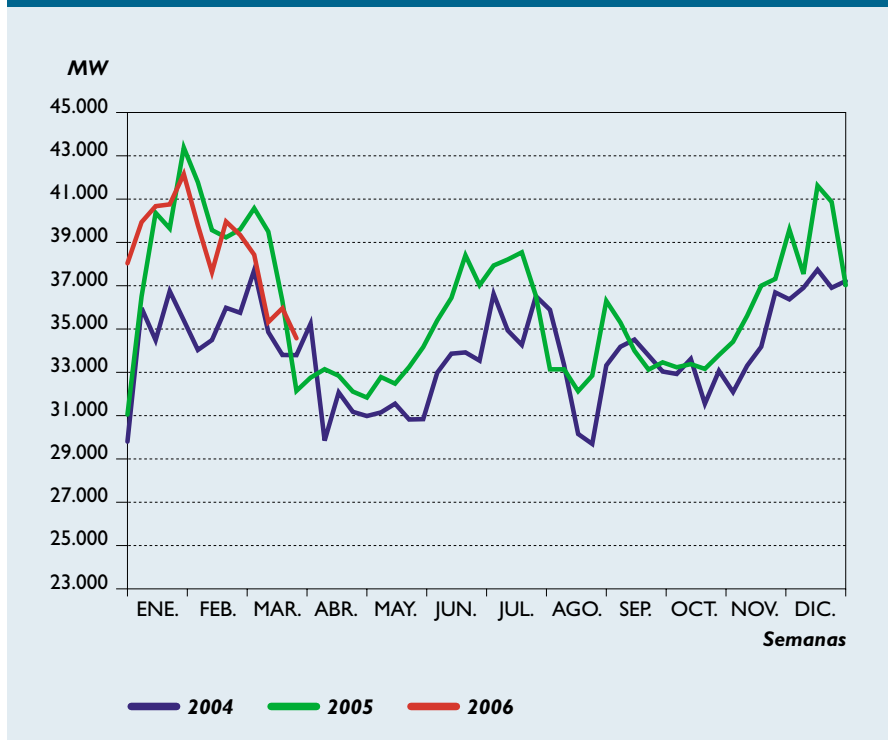


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 1 con 39.346 MW a las 21 horas. El valor máximo de demanda de energía eléctrica diaria se ha producido el día 1, con un valor de 807.734 MWh.



DEMANDA

La tasa de crecimiento de la demanda del mes de marzo ha sido un 2,2 % 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 ha incrementado en un 3,0 % la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	21.565	2,2
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		3,0
Efecto Temperatura (3)		-1,7
Efecto Act. Económica y Otros		0,9
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	65.871	1,8
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		1,7
Efecto Temperatura (3)		-1,5
Efecto Act. Económica y Otros		1,6

(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)

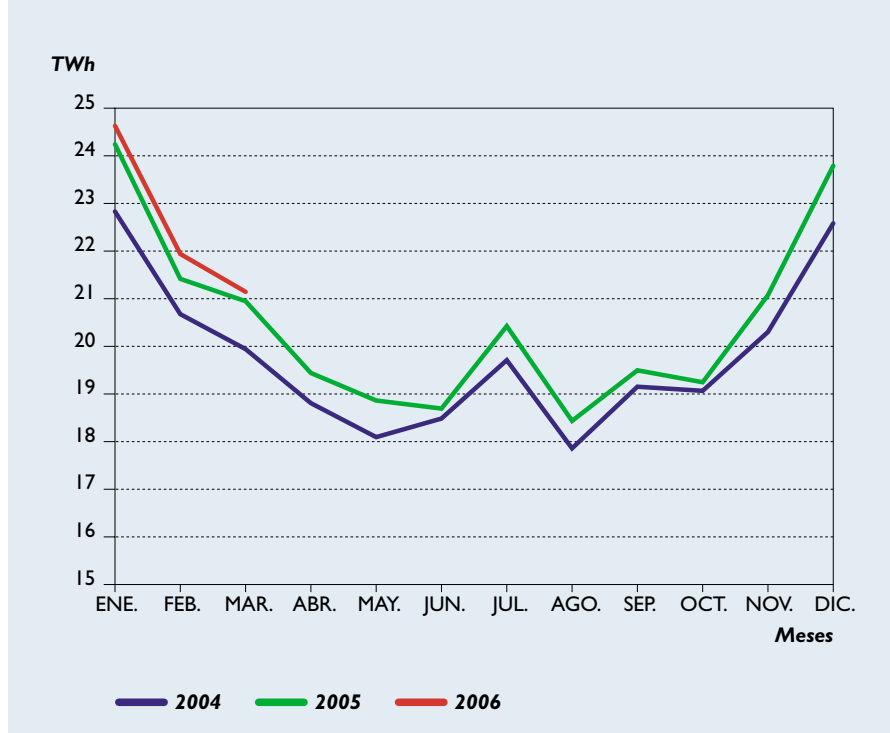


GRÁFICO 3

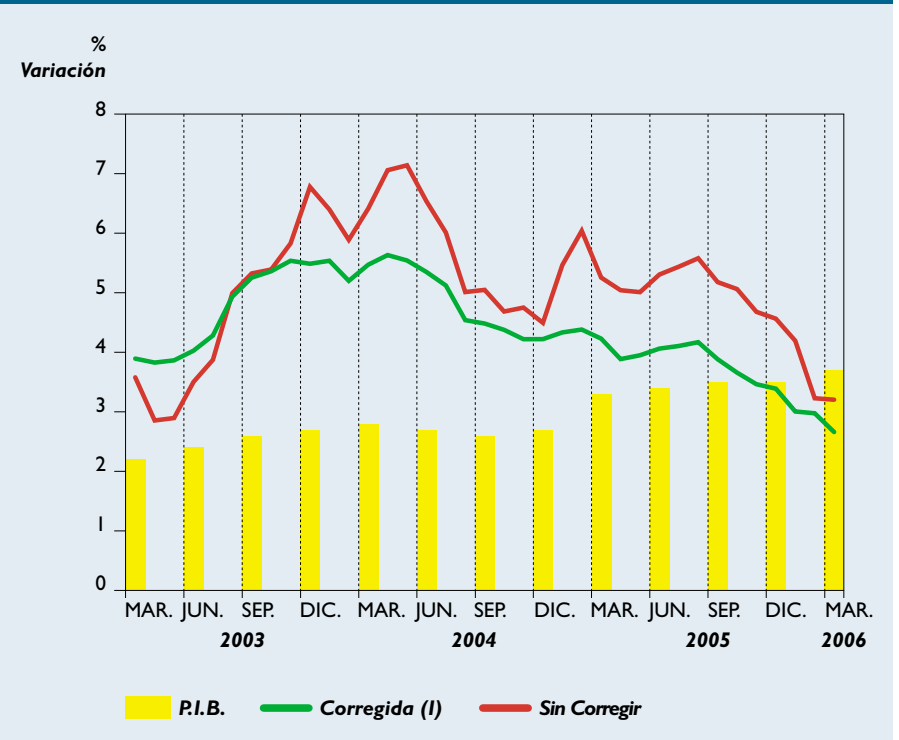
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura ha experimentado una variación positiva del 0,9 %, inferior en 3,7 puntos al crecimiento experimentado en marzo del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda en b.c. de los últimos doce meses ha sido del 3,2%. Corregidos los efectos de temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 2,7%.

### 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

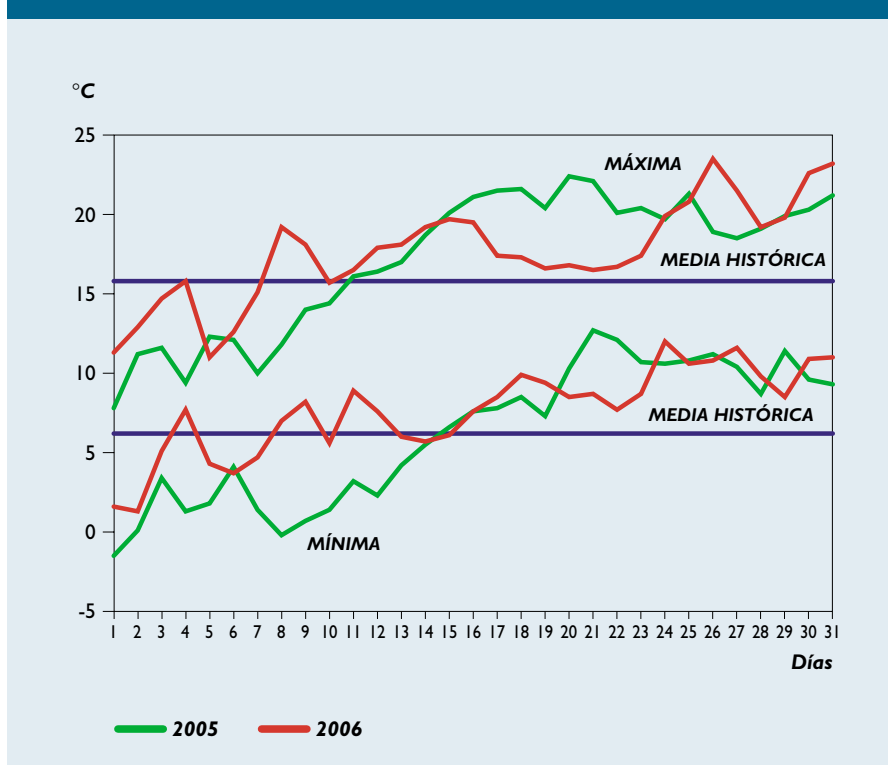


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado temperaturas medias más cálidas a las del año anterior para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de marzo ha sido de 12,6 °C.

Las temperaturas máximas y mínimas han resultado superiores a las registradas en marzo de 2005. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 17,6 °C, frente a los 17,1 °C registrados en marzo del año pasado. Las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 7,7 °C, en comparación con los 6,2 °C de marzo de 2005.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 134 GWh, valor superior al producible característico.

Rompiendo con la tendencia de los últimos meses, marzo ha resultado húmedo, registrándose un producible mínimo de 31 GWh el día 1 y un máximo de 256 GWh el día 24.

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

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

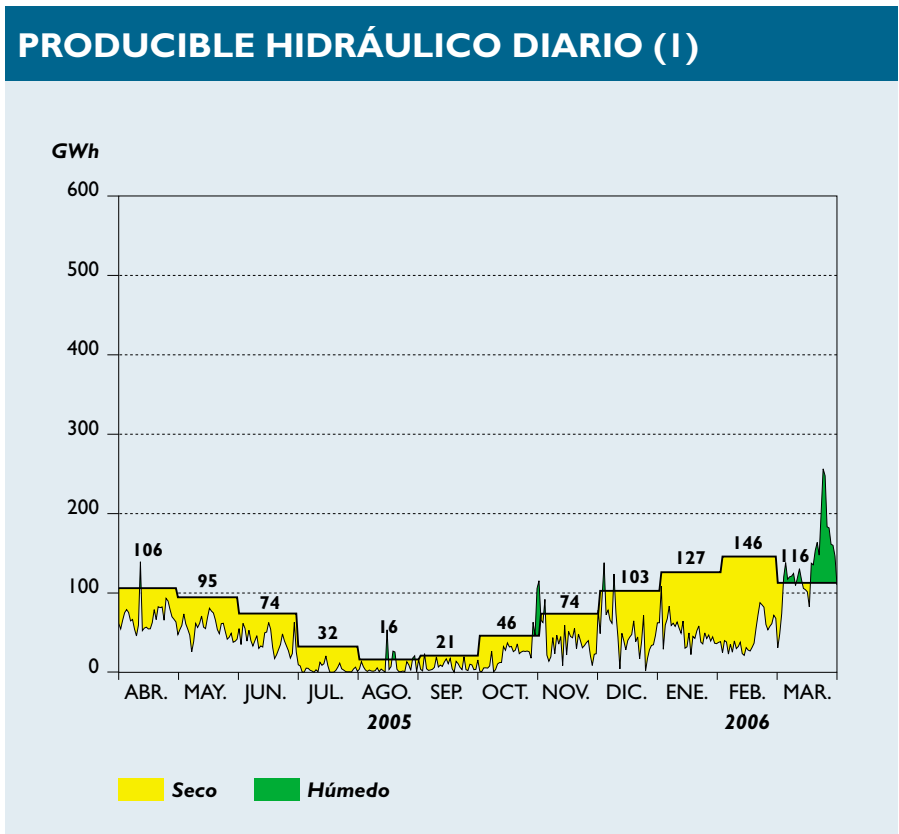


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

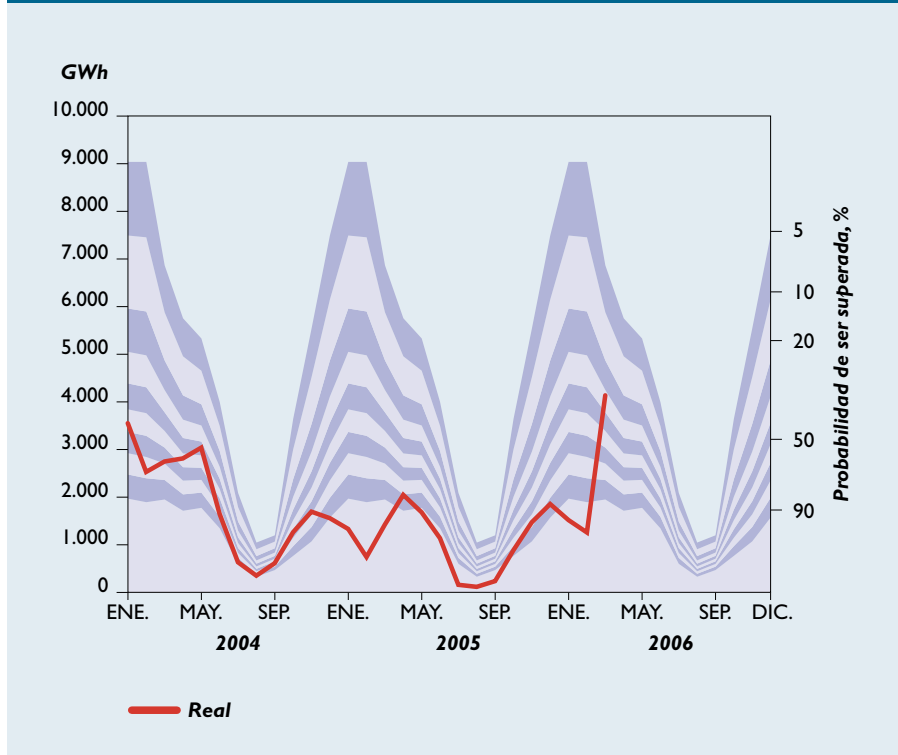


GRÁFICO 7

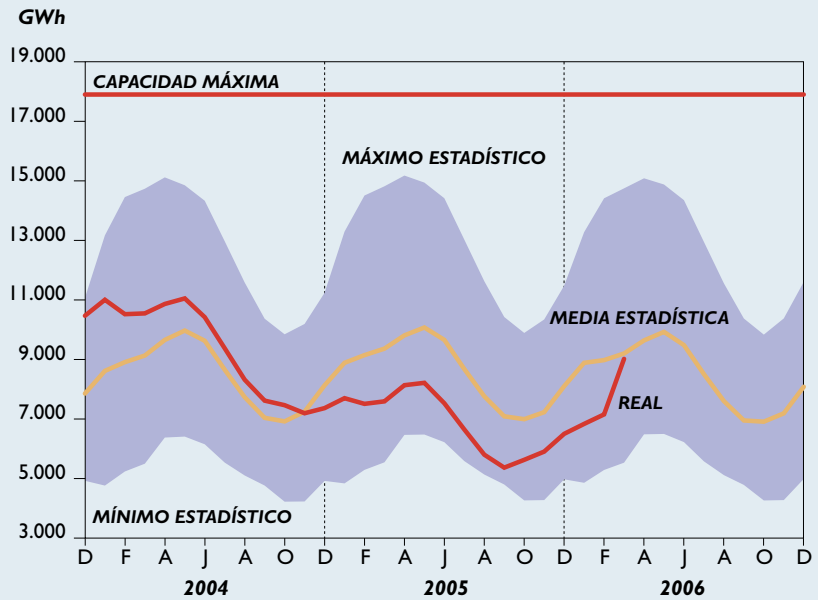
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,19 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 25,5%.

(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 50,4 % de su capacidad, valor superior en 9,5 puntos al porcentaje registrado durante el mes de febrero.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

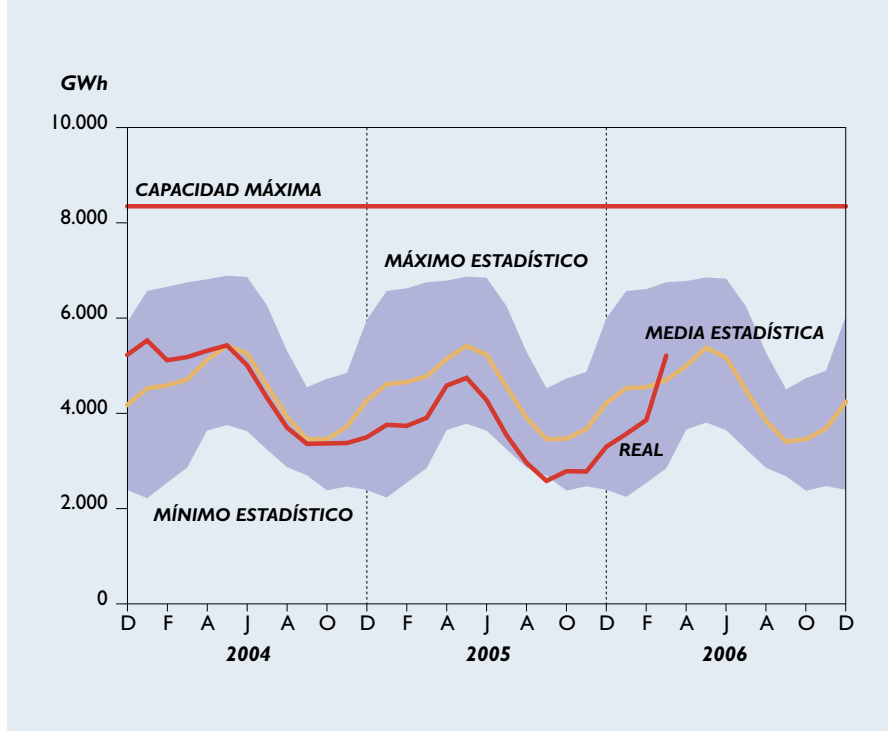


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 62,5 %.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 39,8 % de su capacidad, valor superior en 4,8 puntos al registrado durante el mes anterior.

GRÁFICO 9





## COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	MARZO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,91	0,06	0,04	0,95	0,02	0,03
Hulla + Antracita	0,95	0,01	0,04	0,95	0,00	0,05
Lignito Pardo	0,98	0,00	0,02	0,97	0,00	0,03
Lignito Negro	0,96	0,00	0,04	0,96	0,00	0,04
Carbón Importación	0,99	0,00	0,01	0,91	0,05	0,04
TOTAL CARBÓN	0,97	0,00	0,03	0,95	0,01	0,04
FUEL-OIL	0,79	0,03	0,18	0,79	0,03	0,18
GAS	0,93	0,00	0,07	0,93	0,00	0,07
Ciclo Combinado	0,98	0,00	0,02	0,97	0,00	0,03
TOTAL	0,94	0,02	0,05	0,93	0,01	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
6	S.E. 400 kV Fausita L-400 kV Fausita-Asomada L-400 kV Fausita-Escombreras	Configuración de NSR. Desaparece la L-400 kV Asomada-Escombreras
10	S.E. 220 kV Alcocero de Mola L-220 kV Alcocero de Mola-Villimar L-220 kV Alcocero de Mola-Puentelarrá	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV VillimarPuentelarrá
15	S.E. 220 kV Alcocero de Mola	Barra 2
15	S.E. 220 kV Fresno de Veleta	Configuración de barra simple
23	S.E. 400 kV Aragón	Reactancia 2 (150 MVar)
25	L-220 Castellet-Viladecans 3	

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 5 se produce a las 12:01 horas el disparo trifásico definitivo por fuerte viento de la línea Sabiñanigo-Lafortunada-Escalona 220 kV. Como consecuencia se produce un cero de tensión en la subestación Fortuna-da 220 kV y una interrupción de suministro en Aragón a clientes de la red de distribución de la zona durante 2 horas.

El día 9 a las 10:18 horas se produce en Soto de Ribera 400 kV la apertura de la posición Narcea 400 kV, provocando sobrecargas en las líneas de 132 kV de Nar-

cea. Como consecuencia se produce un cero de tensión en la subestación Narcea 400 kV y una interrupción de suministro en Asturias a clientes de la red de distribución de la zona durante 1 minuto.

El día 11 a las 01:53 horas se produce en la subestación Tarragona 220 kV el disparo de la barra 2, por falta en el seccionador del interruptor de acoplamiento, en presencia de fuerte viento en la zona. Como consecuencia de este disparo se produjo una interrupción de suministro en Cataluña a

clientes de la red de distribución de la zona durante 1 minuto.

El día 30 a las 10:51 horas durante los trabajos de Endesa Generación en la subestación de Eriste 220 kV, se produce el disparo en dicha subestación de la posición Sesue. Como consecuencia de este disparo se produjo un cero de tensión en la subestación de Eriste 220 kV y una interrupción de suministro en Aragón a clientes de la red de distribución de la zona durante 10 minutos.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador por un valor de 803 GWh, cifra que representa un significativo incremento, 36 %, respecto al saldo exportador del mes anterior, 588 GWh, y que supone un nuevo valor máximo exportador desde la puesta en marcha del mercado de producción español.

En la interconexión con Francia CENTRICA ENERGÍA GENERACIÓN, BARCLAYS BANK, EGL, CÉNTRICA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, VIESGO GENERACIÓN, ELECTRABEL, IBERDROLA GENERACIÓN, PUERTO REAL COGENERACIÓN, WIND TO MARKET y SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 27, 17, 13, 12 y valores inferiores a 5 GWh las restantes.

En esta misma interconexión, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 73% (164 GWh). Además, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, EDF, BARCLAYS BANK, ENDESA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, EGL ESPAÑA, ACCORD ENERGY, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, ELECTRABEL VIESGO GENERACIÓN, WIND TO MARKET y SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 86, 53, 52, 41, 38, 20, 18, 14, 14 y valores inferiores a 8 GWh las restantes.

En la interconexión con Portugal, REN y EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 124 y 21 GWh.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, EDP ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL, UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS y ENDESA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 271, 247, 49, 35, 24, 15 y 10 GWh.

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 1 y 159 GWh.

ENDESA GENERACIÓN y ENDESA ENERGÍA exportaron a Andorra un total de 22 y 13 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

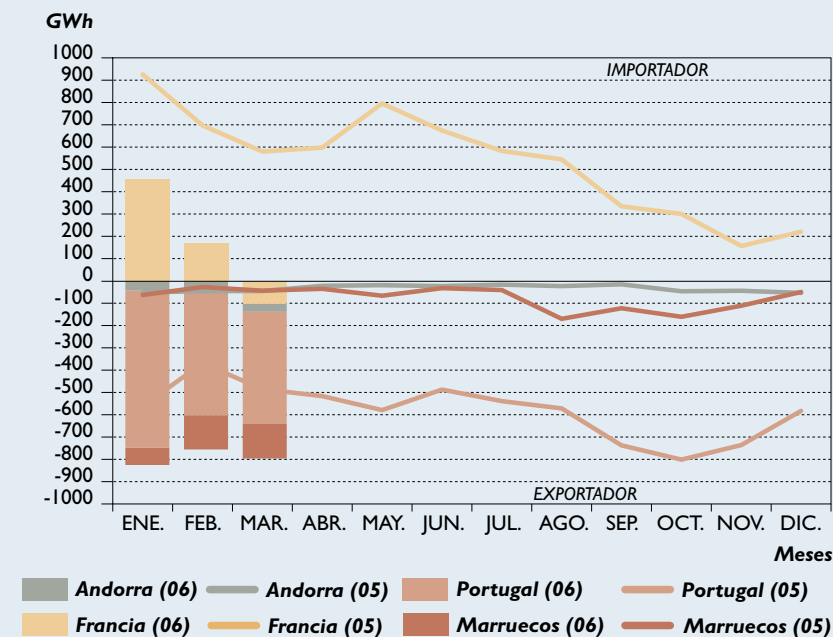


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		
	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Andorra	0,0	35,2	-35,2
Francia	164,3	265,6	-101,3
Portugal	330,0	833,8	-503,8
Marruecos	3,4	158,5	-155,1
<b>TOTAL</b>	<b>497,7</b>	<b>1.293,1</b>	<b>-795,4</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	17,48	-10,22	56,48	43,52
Feb.	19,84	-1,10	57,49	42,51
Mar.	24,65	18,18	58,04	41,96
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>20,58</b>	<b>2,32</b>	<b>57,40</b>	<b>42,60</b>

- (1) Participación de la energía adquirida a autoproductores 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 autoproductores.

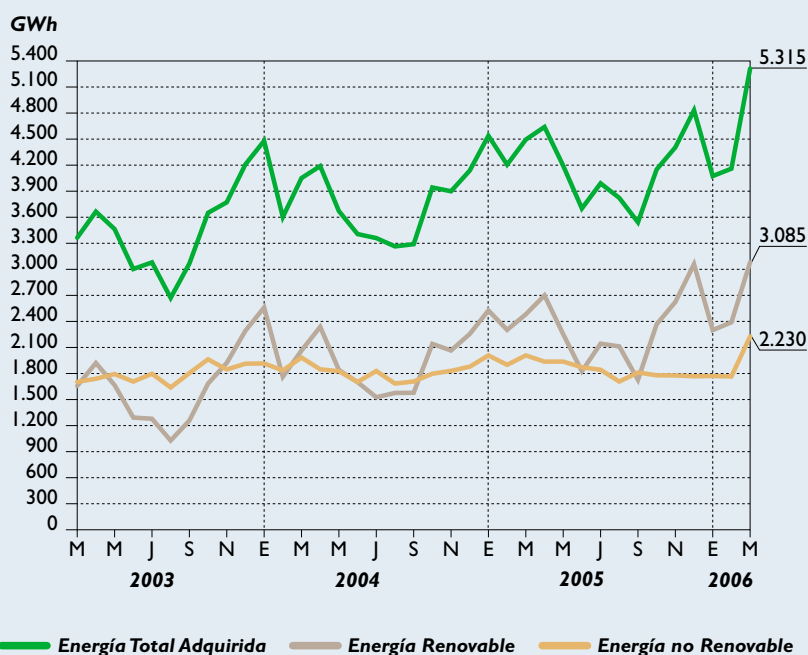


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes de marzo en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 10,579 c€/kWh y un mínimo de 5,500 c€/kWh. Por otro lado, el precio horario mínimo ha variado entre los 4,263 c€/kWh y los 0,490 c€/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

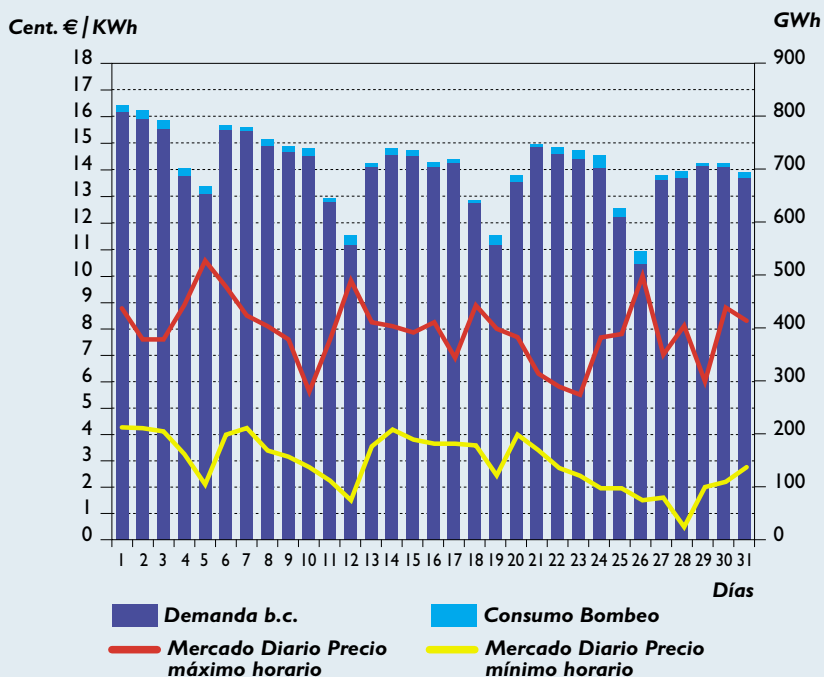


GRÁFICO 14

### 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>8.586</b>	<b>36,9</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>6.969</b>	<b>29,9</b>
- Producción Interior	8.079		- Mercado Diario	7.040	
- Importación	507		- Mercados Intradarios	-71	
Francia	326		<b>Comercializadoras</b>	<b>597</b>	<b>2,6</b>
Portugal	181		- Mercado Diario	484	
Marruecos	0		- Mercados Intradarios	113	
<b>Mercados Intradarios</b>	<b>367</b>	<b>1,6</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>15</b>	<b>0,1</b>
- Producción Interior	373		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>400</b>	<b>1,7</b>
- Importación	-6		<b>Exportación</b>	<b>987</b>	<b>4,2</b>
Francia	-25		- Portugal	453	
Portugal	18		- Marruecos	161	
Marruecos	1		- Andorra	14	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-44</b>	<b>-0,2</b>	- Francia	359	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>-117</b>	<b>-0,5</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-175</b>	<b>-0,8</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>8.792</b>	<b>37,8</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>8.792</b>	<b>37,8</b>
Contratos Bilaterales (2)	13.128	56,4	Contratos Bilaterales (2)	13.128	56,4
Energía programada en Régimen Especial	1.357	5,8	Energía adquirida al Régimen Especial	1.357	5,8
<b>TOTAL</b>	<b>23.277</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>23.277</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

Marzo 2006

- Durante el mes de marzo ha entrado en servicio en la subestación 400 kV Aragón una posición convencional y una reactancia de 150 MVar.
- Menor número de líneas y de transformadores cargados respecto al mismo mes del año anterior.

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

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.805	16.533 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	894	1.972
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	108	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	30	42
<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.

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

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.768	38	16.805
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	889	5	894
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	107	1	108
	MVA	55.159	800	55.959
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	30	-	30
	MVA <sub>r</sub>	4.500	-	4.500
<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 ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas (*)	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.288	245 (I)	16.533
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	1.865	107	1.972
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	40	2	42
	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, tres líneas han 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 nueve líneas han registrado cargas máximas superiores al 70 % de su capacidad térmica de invierno. Cinco 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%**

Nº de Líneas

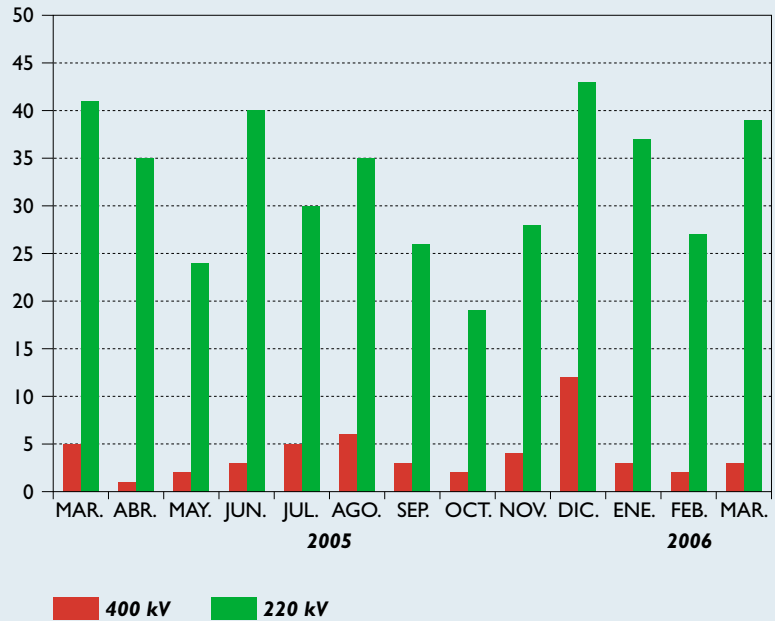


GRÁFICO 1

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

Nº de Transformadores

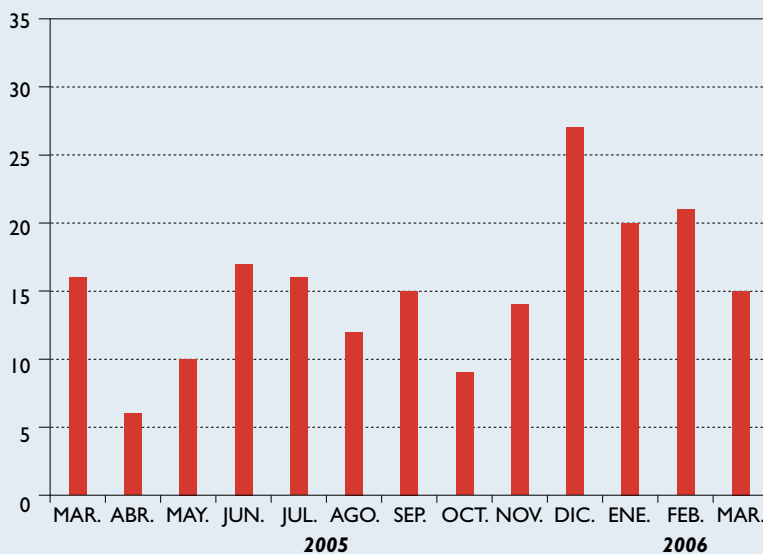


GRÁFICO 2

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

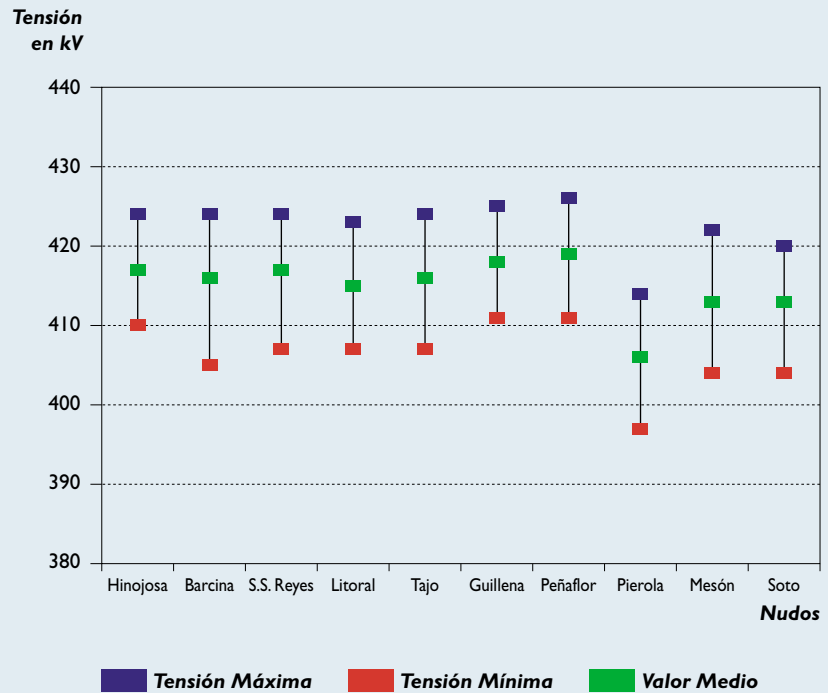
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante este mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 370 kV en Tarifa, y los 443 kV en Tarifa. El 43 % de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV, un 30% entre 420 y 425 kV y un 2 % entre 425 y 430 kV. El 2 % de las medidas han superado los 430 kV.

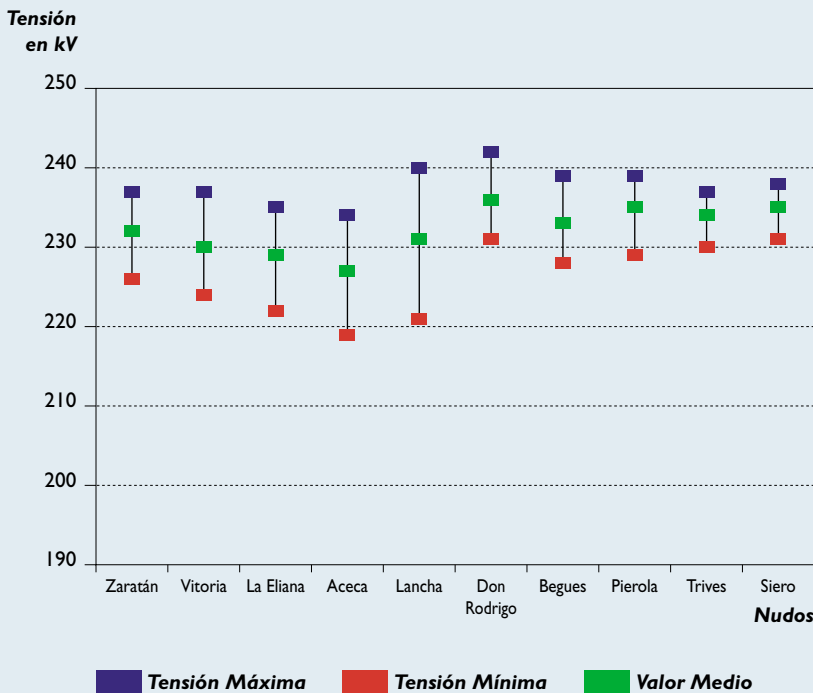
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 201 kV de Picón y los 250 kV de Benahadux. El 33 % de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV, el 49 % entre 235 y 240 kV, y un 3 % 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 Can Jardí-Canyet para reparar punto caliente.
- Línea 220 kV Arganda-Loeches para corregir puntos calientes.
- Línea 220 kV Don Rodrigo-Dos Hermanas 2 para reparar cable de tierra.
- Línea 220 kV Tordesillas-T Zamora I para instalar balizas.
- Línea 220 kV Magallon-Tudela para mantenimiento de la línea.
- Línea 220 kV Itxaso-Orcoyen I para mantenimiento de la línea.
- Línea 220 kV Ricobayo-T Zamora I para instalar balizas.
- Línea 400 kV Teruel-Aragón I para mantenimiento de la línea.
- Línea 400 kV Anchuelo-Loeches para mantenimiento de 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

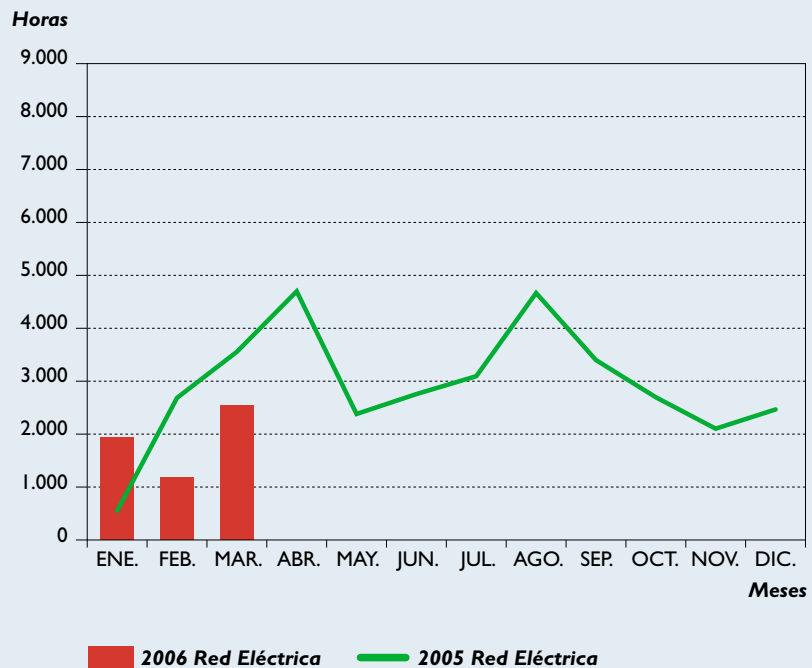


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	518	625	800	0
<b>220 kV</b>	2.031	1.694	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea 400 kV Cofrentes-Benejama para reparar componentes de la línea.
- Línea 400 kV Guillena-Valdecaballeros para mantenimiento preventivo de la línea.



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Puertollano salida Guadame para mantenimiento de interruptor.
- Subestación de 220 kV Rubi salida Can Jardí I para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 220 kV Can Jardí salida Rubí I para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 220 kV Sabón salida Meirama para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 220 kV Itxaso salida Orcoyen I para mantenimiento ordinario y revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Ali salida Vitoria I para mantenimiento ordinario y revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Morata salida Almaraz 2 para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Morata salida Almaraz I para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Güeñes salida Gatica I para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 400 kV Trillo salida Olmedilla 2 para mantenimiento ordinario de la posición.

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

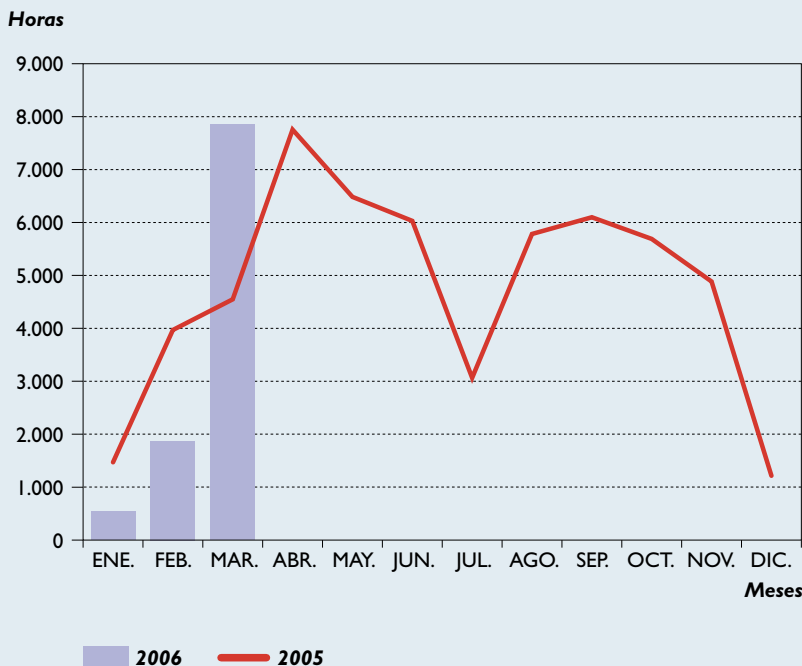


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	4.028	2.905	6.933
<b>Barras</b>	350	575	925
<b>TOTAL</b>	<b>4.378</b>	<b>3.480</b>	<b>7.858</b>

- Subestación de 400 kV Montearenas salida Mudarra I para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Galapagar salida Moraleja para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Vandellos salida Plana para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Trillo salida Fuentes para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Pinilla salida Rocamora I para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Almaraz salida Morata I para mantenimiento ordinario de la posición.
- Subestación de 400 kV Cofrentes salida Benezama para cambio de contactos y revisión.
- Subestación de 400 kV Mudarra salida Montearenas I para mantenimiento ordinario de la posición.

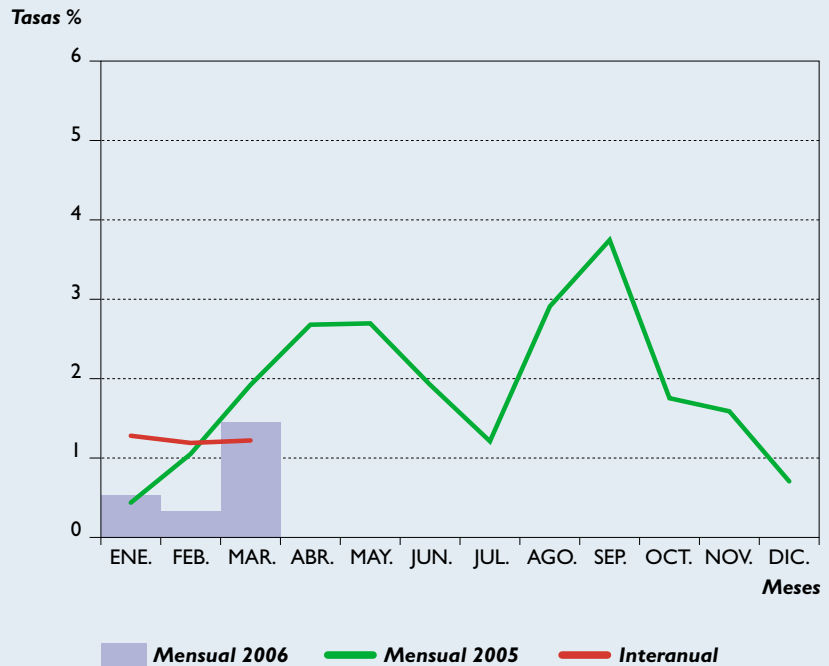
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad mensual del año 2004 incluye los nuevos activos adquiridos. Para el cálculo de la tasa de indisponibilidad interanual no se tiene en cuenta los nuevos activos adquiridos.

### EVOLUCIÓN DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



La indisponibilidad de las líneas indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

GRÁFICO 7

### TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	Mensual	Interanual	%
Mantenimiento Preventivo	0,644	0,449	
Indisponibilidades Fortuitas	0,020	0,016	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,664</b>	<b>0,465</b>	
Por Otras Causas	0,795	0,756	
<b>TOTAL</b>	<b>1,459</b>	<b>1,221</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:

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

$n$  = número total de líneas de Red Eléctrica

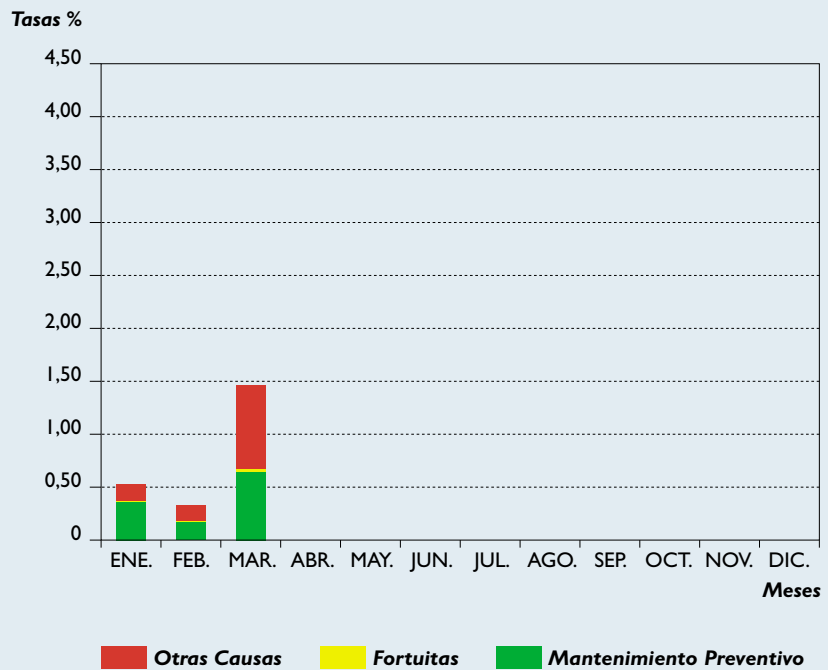
$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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	1	30
	220 kV	1	1	48
	< 220 kV	0	0	1
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	9

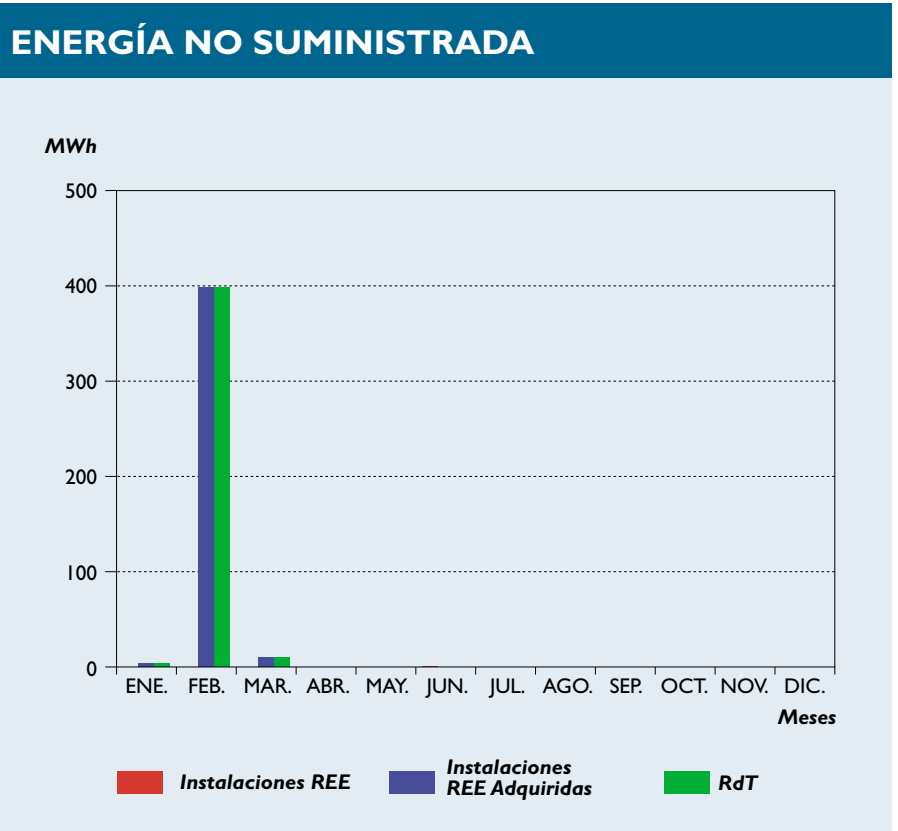
Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	4	16	11
	220 kV	1	30	19
	< de 220 kV	0	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	7	0

CUADRO 7



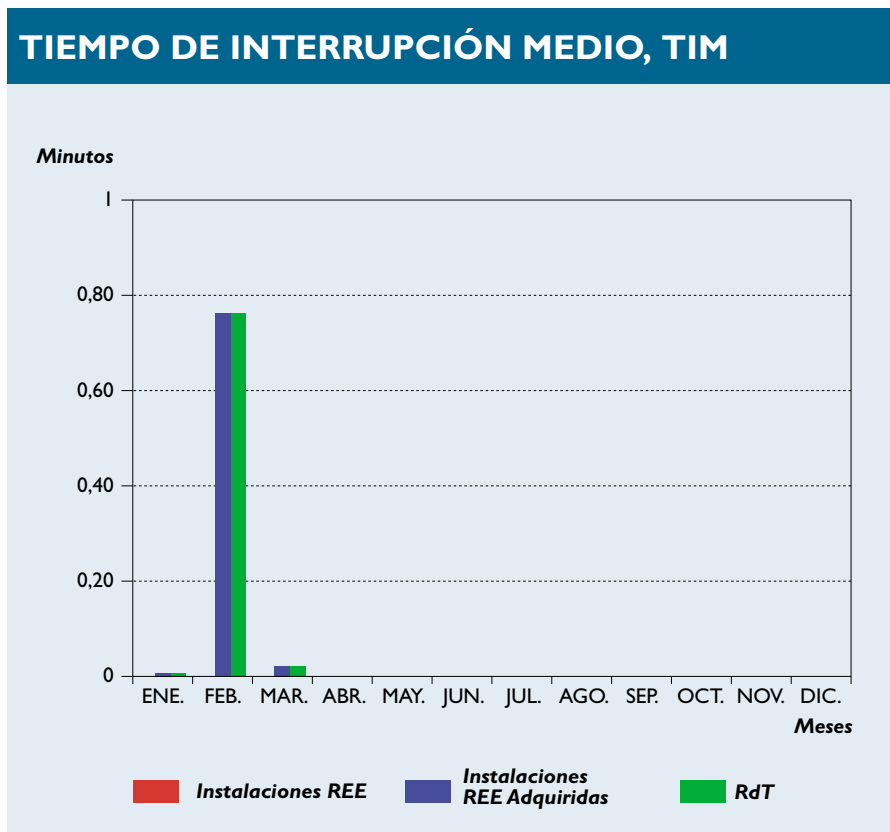
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de marzo se han producido cuatro cortes de mercado en instalaciones de la red de transporte. Dos de ellos han tenido lugar en Aragón con una energía no suministrada de 7 MWh y de 0,33 MWh. El tercero se ha registrado en Asturias con una energía no suministrada de 0,2 MWh. El último se ha producido en Cataluña, con una energía no suministrada de 2,7 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 marzo 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 0,021 minutos, conformando un total en la red de transporte de 0,021 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)