

# Informe Mensual

ENERO 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 julio del 2006

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

Depósito Legal: M-14212-2001



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Enero 2006

- Durante el mes de enero, el consumo de energía eléctrica se ha situado en **23.387 GWh**, aumentando el crecimiento de la demanda en un **4,0%**. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un **2,0%**.
- La energía producible hidráulica registrada se ha situado en el **41%** de la energía producible característica en este período, continuando con la situación de sequía.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al **38,2%** 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>	1.679	3,4	1.679	3,4	19.226	-30,9
<b>NUCLEAR</b>	5.661	-2,7	5.661	-2,7	57.379	-9,7
<b>Hulla + Antracita</b>	3.743	3,1	3.743	3,1	40.530	3,0
Lignito Pardo	1.364	0,9	1.364	0,9	13.289	-14,3
Lignito Negro	939	4,2	939	4,2	9.818	8,3
Carbón Importación	1.250	-5,8	1.250	-5,8	13.844	2,8
<b>TOTAL CARBÓN</b>	7.296	1,2	7.296	1,2	77.481	0,1
<b>Gas</b>	476	91,8	476	91,8	5.219	38,2
<b>Fuel-Oil</b>	349	-52,3	349	-52,3	4.640	4,9
<b>Ciclo Combinado</b>	5.663	65,6	5.663	65,6	51.083	66,1
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	21.124	10,9	21.124	10,9	215.029	3,5
<b>Consumos Producción</b>	-861	6,8	-861	6,8	-9.135	4,5
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	20.263	11,1	20.263	11,1	205.894	3,5
<b>Adquirida Autoprodutores</b>	4.077	-10,2	4.077	-10,2	49.902	8,9
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	24.340	6,8	24.340	6,8	255.796	4,5
<b>Consumos en Bombeo</b>	-588	-1,4	-588	-1,4	-6.701	40,2
<b>Saldo Internacional</b>	-365	-	-365	-	-2.004	-16,6
<b>DEMANDA</b>	23.387	4,0	23.387	4,0	247.091	4,0

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Febr.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	T. Año Móvil
	<b>2005</b>											<b>2006</b>	
Hidroeléctrica	1.570	1.793	1.983	2.228	1.994	1.570	1.269	1.045	998	1.369	1.727	1.679	19.226
Térmica Nuclear	5.102	4.617	3.956	3.801	3.972	4.089	4.741	5.363	4.934	5.420	5.723	5.661	57.379
Térmica convencional	11.060	11.418	9.554	10.156	12.080	13.382	11.071	11.359	11.066	11.439	12.054	13.784	138.423
PRODUCCIÓN BRUTA	17.733	17.828	15.494	16.184	18.046	19.041	17.081	17.767	16.999	18.228	19.504	21.124	215.029
Consumos Producción	-759	-783	-656	-695	-732	-804	-706	-763	-745	-795	-836	-861	-9.135
PRODUCCIÓN NETA	16.974	17.045	14.838	15.489	17.314	18.237	16.375	17.004	16.254	17.433	18.668	20.263	205.894
Adq. a Autoprod.	4.208	4.497	4.642	4.196	3.704	3.988	3.826	3.545	4.131	4.356	4.733	4.077	49.902
PROD. TOTAL NETA	21.181	21.542	19.480	19.685	21.018	22.225	20.201	20.549	20.385	21.789	23.401	24.340	255.796
Consumos de Bombeo	-480	-540	-491	-668	-666	-731	-477	-526	-518	-468	-548	-588	-6.701
Saldo Internacional	300	51	69	176	176	32	-175	-495	-663	-690	-420	-365	-2.004
DEMANDA	21.001	21.053	19.057	19.193	20.528	21.526	19.549	19.528	19.205	20.631	22.432	23.387	247.091
Δ % Mensual	7,8	2,2	4,4	3,6	5,9	4,2	3,0	1,2	0,4	2,1	6,1	4,0	-
Δ % 365 días	5,7	4,9	4,7	4,6	4,9	5,0	5,2	4,8	4,6	4,2	4,3	4,0	4,0

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh SEPTIEMBRE 2005													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica*	111	1.868	1.167	3.849	302	3.455	59	0	3.159	223	2.808	17.001	
Térmica Nuclear	3.342	12.357	5.123	33.418	0	0	0	179	0	0	2.099	56.518	
Térmica Convencional*	2.782	25.755	12.444	2.888	3.542	20.517	272	7.172	1.667	2.692	170	79.901	
Eólica y resto R. E.	155	2.479	1.814	296	69	522	6	426	0	282	72	6.121	
PROD.TOTAL NETA	6.390	42.459	20.549	40.451	3.913	24.494	337	7.777	4.826	3.197	5.149	159.542	
Saldo Internacional	635	1.391	-495	-5.731	390	3.802	276	1.392	26	725	39	2.450	
Consumos en Bombeo	140	769	526	482	89	687	80	0	265	39	274	3.351	
DEMANDA													
Mensual	6.885	43.081	19.528	34.238	4.214	27.609	533	9.169	4.587	3.883	4.914	158.641	
Δ %	-2,6	0,0	1,2	-0,3	2,1	0,0	2,1	5,5	-4,4	2,5	5,8	0,4	
Año Móvil	87.406	557.308	244.403	479.202	52.405	327.898	6.191	113.717	63.436	49.117	62.402	2.043.485	
Δ %	-0,6	1,6	4,8	1,1	1,6	1,6	-2,5	2,9	-3,5	3,9	3,9	1,8	

\*.- 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 483 MW y 6.625 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 4.079 MW y un máximo de 10.376 MW; el fuel-gas ha tenido una producción horaria media de 1.029 MW; el ciclo combinado ha marcado un mínimo de 1.137 MW y un máximo de 11.108 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 0 MW y un máximo 2.126 MW; y la energía adquirida por el sistema de productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 3.387 MW y los 8.605 MW. Finalmente, la producción nuclear ha variado entre un mínimo de 6.397 MW y un máximo de 7.472 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

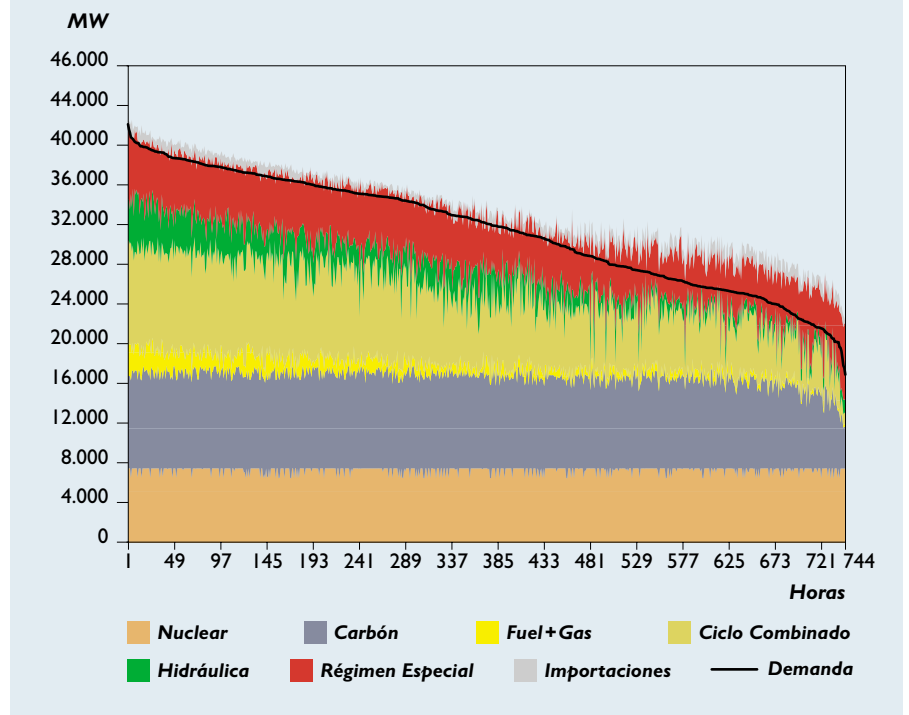


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

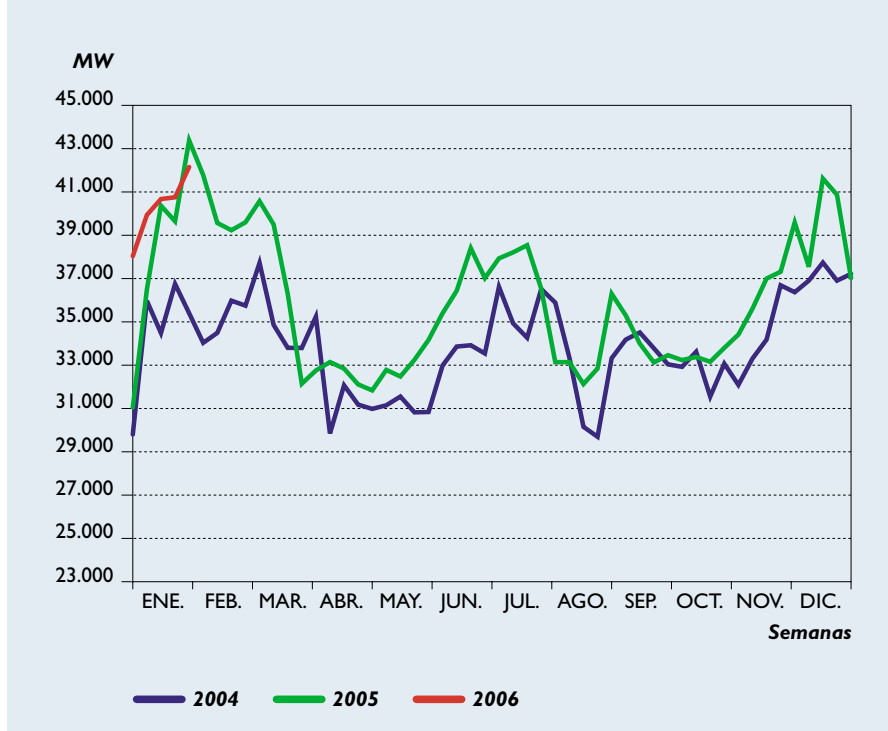


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 30 con 42.153 MW a las 20 horas. El valor máximo de demanda de energía eléctrica diaria se ha producido el día 27, con un valor de 844.136 MWh.



DEMANDA

La tasa de crecimiento de la demanda del mes de enero ha sido un 4,0% superior a la del mismo mes del año anterior. El efecto de la temperatura ha producido una disminución del 0,1% sobre el crecimiento mensual. Así mismo, el efecto de la laboralidad ha incrementado en un 2,0% la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

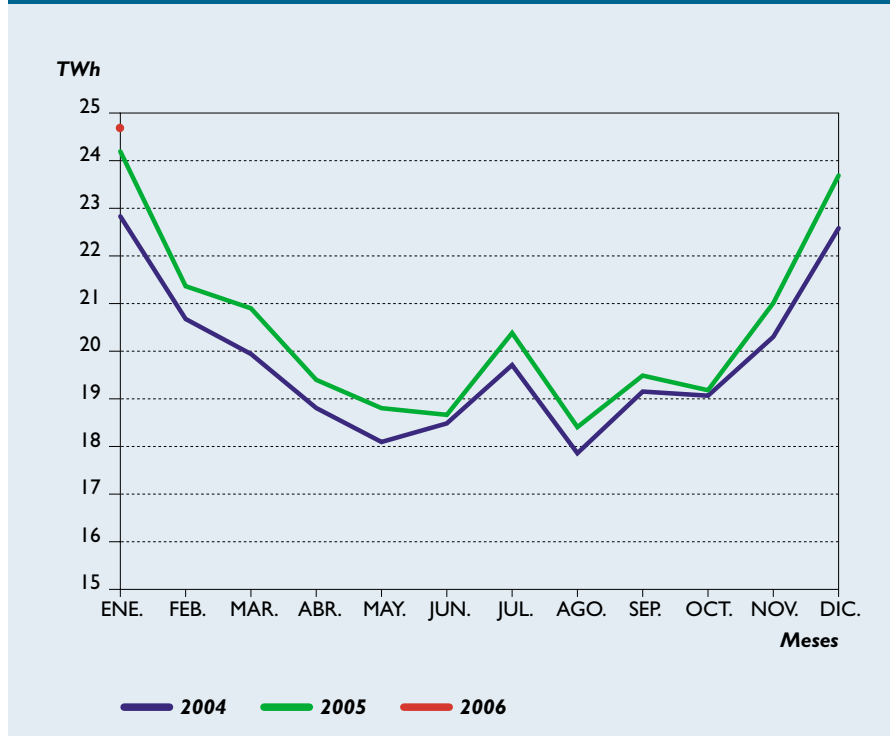
Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	23.387	4,0
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		2,0
Efecto Temperatura (3)		-0,1
Efecto Act. Económica y Otros		2,0

Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	23.387	4,0
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		2,0
Efecto Temperatura (3)		-0,1
Efecto Act. Económica y Otros		2,0

- (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)



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

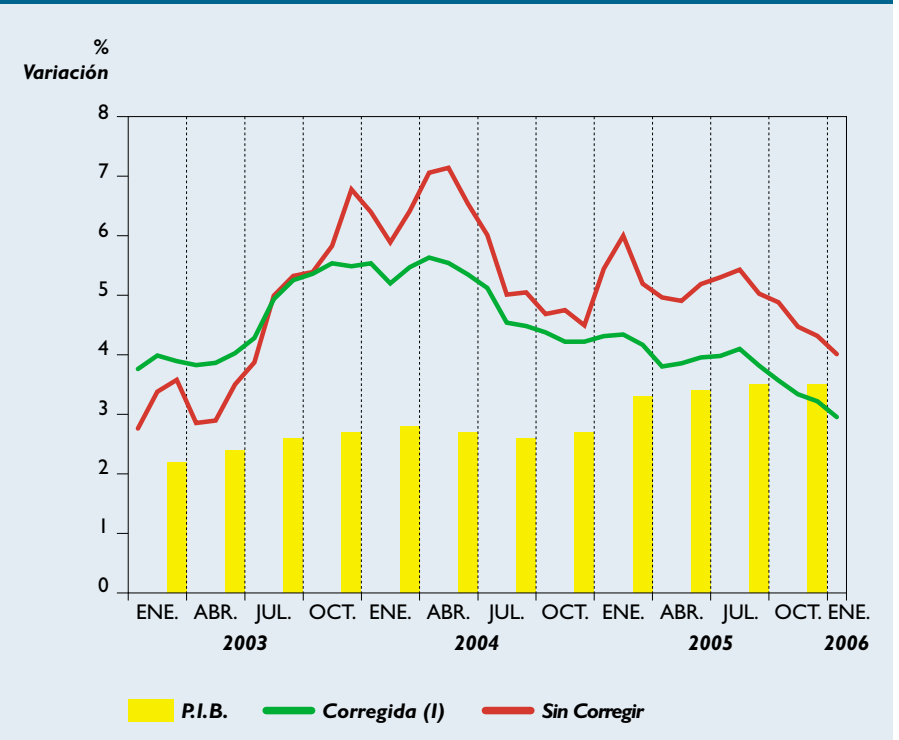
(I) Demanda con temperatura media en un mes tipo.

GRÁFICO 3



El crecimiento de la demanda en b.c. de los últimos doce meses ha sido del 4,0%. Corregidos los efectos de temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 3,0%.

### 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

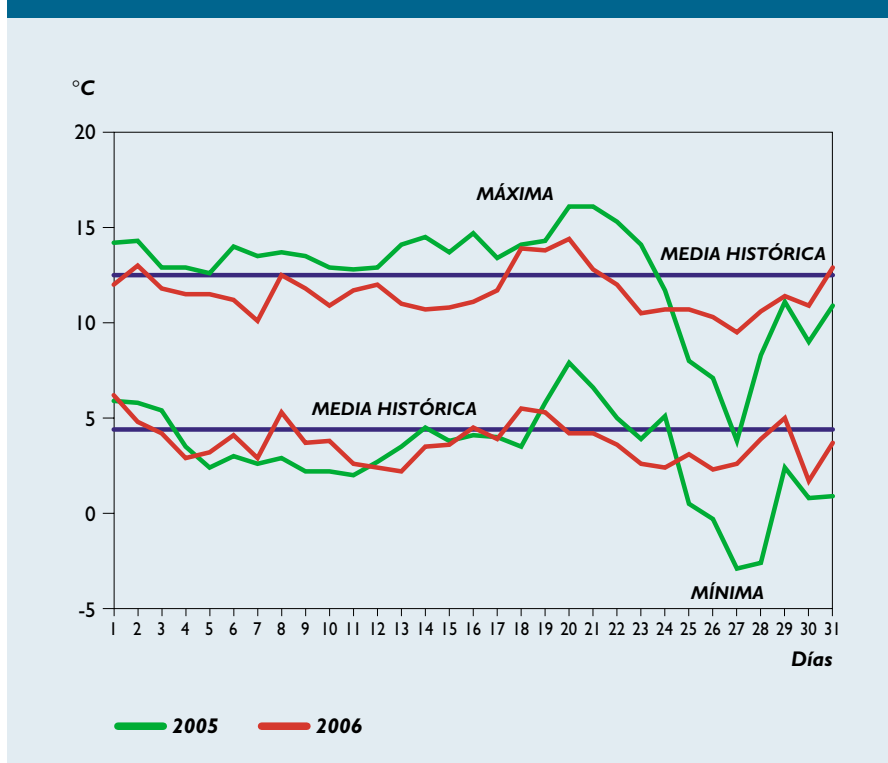


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado temperaturas medias similares a las del año anterior para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de enero ha sido de 7,6 °C.

Las temperaturas máximas han resultado inferiores a las registradas en enero de 2005, por el contrario, las mínimas han aumentado ligeramente. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 11,6 °C, frente a los 12,6 °C registrados en enero del año pasado. Las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 3,7 °C, en comparación con los 3,1 °C de enero de 2005.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 52 GWh, valor inferior al producible característico.

Siguiendo con la tendencia de los últimos meses, enero ha resultado seco, registrándose un producible mínimo de 13 GWh el día 19 y un máximo de 104 GWh el día 1.

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

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

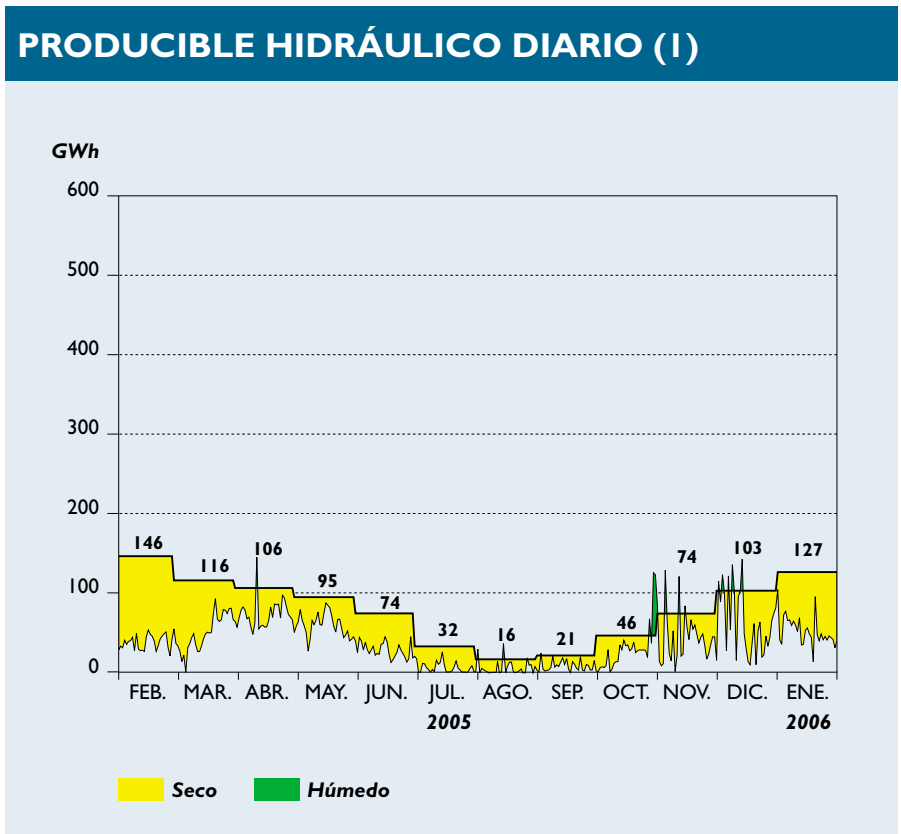


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

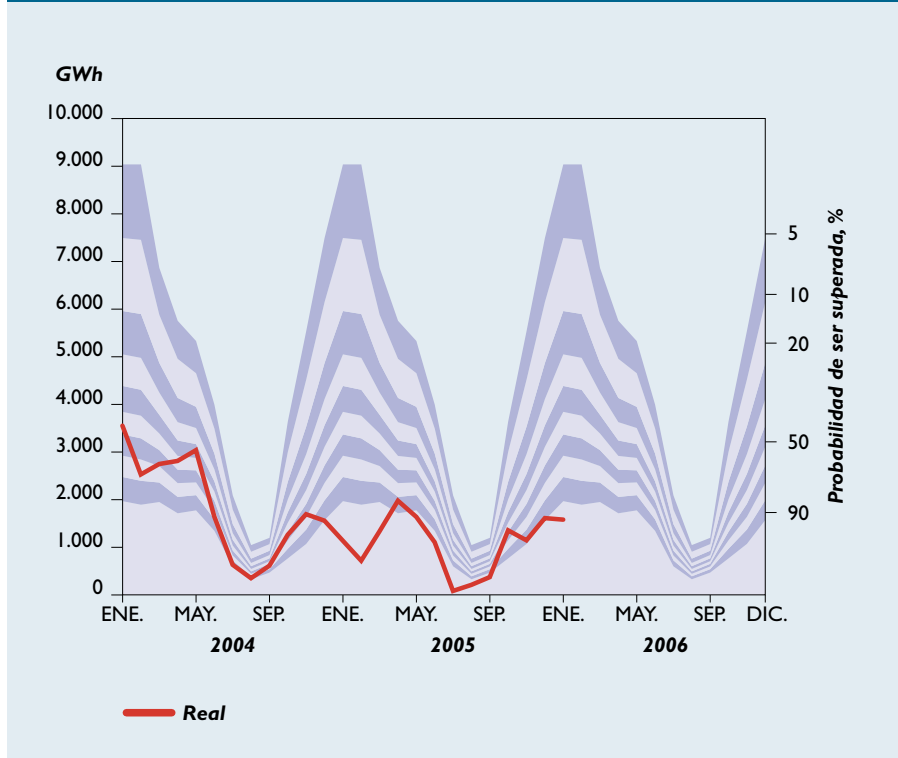


GRÁFICO 7

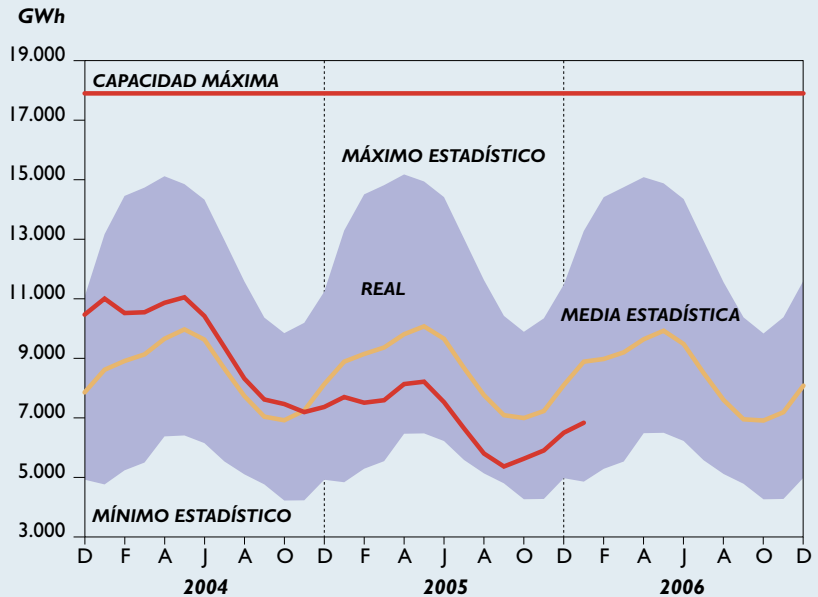
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,41 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 93,1%.

(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 38,2% de su capacidad, valor superior en 1,9 puntos al porcentaje registrado durante el mes de diciembre.

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

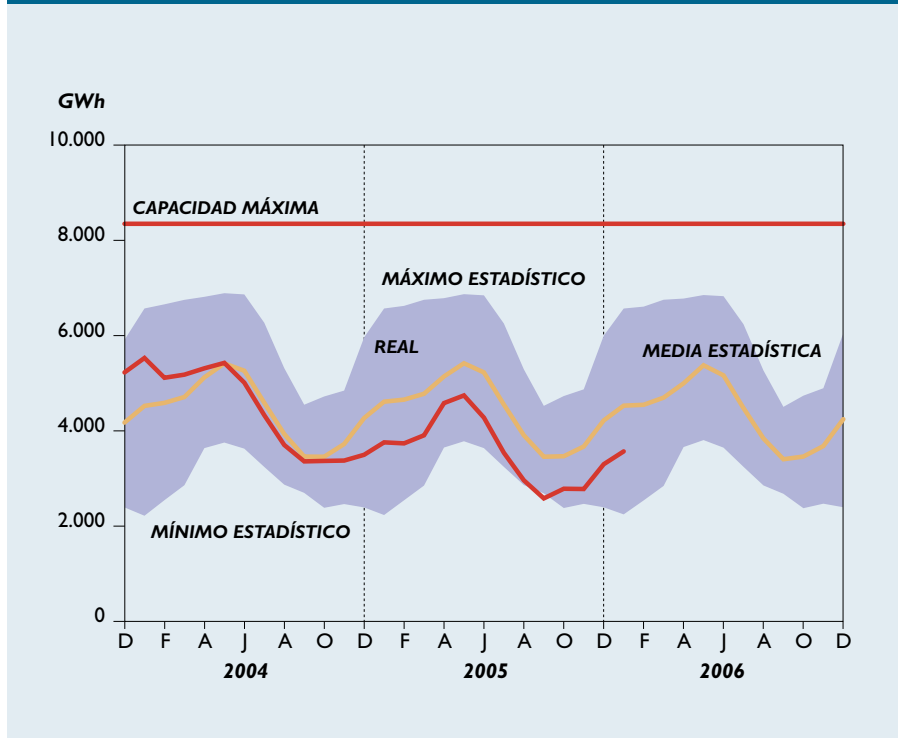


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 42,8%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 34,2% de su capacidad, valor superior en 0,7 puntos al registrado durante el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

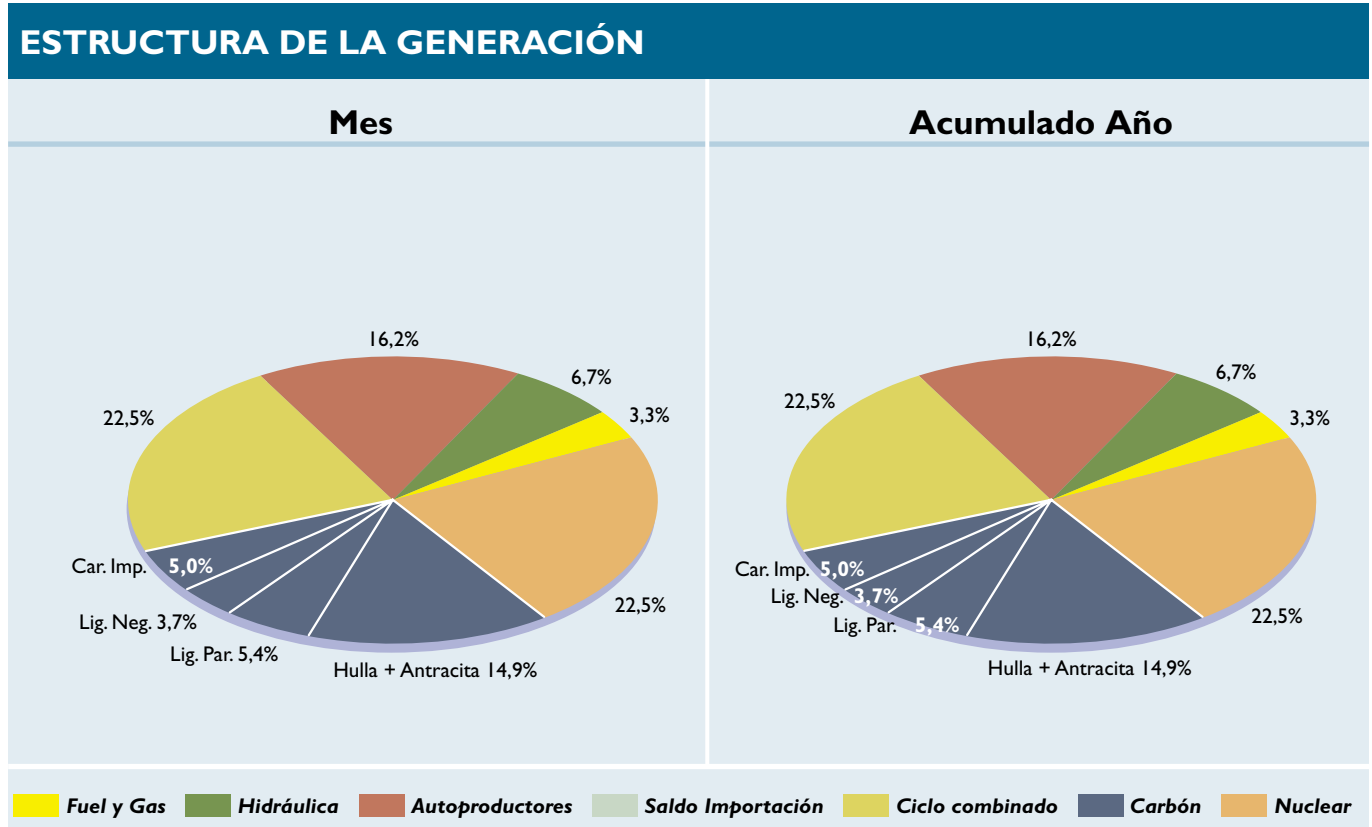


GRÁFICO 10

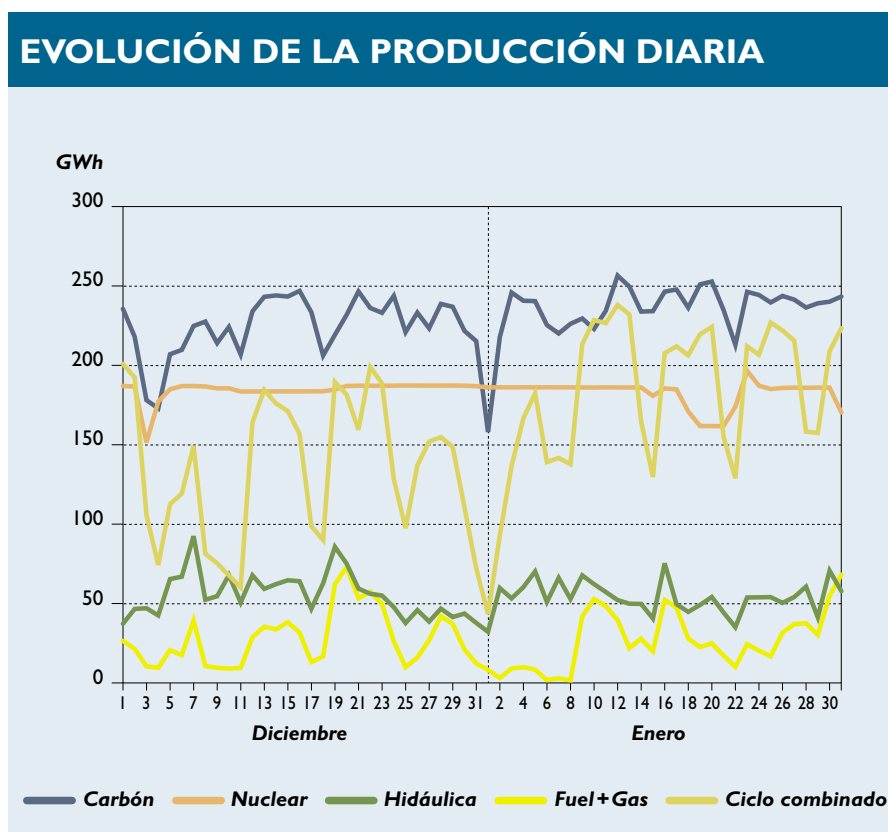


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable ha oscilado entre un máximo de 257 GWh y un mínimo de 218 GWh; la hidráulica entre 75 GWh y 45 GWh; la realizada con fuel-gas ha tenido un máximo de 68 GWh y mínimo de 3 GWh y el ciclo combinado ha variado entre un máximo de 238 GWh y un mínimo de 93 GWh.

Las centrales nucleares, han tenido una producción media diaria de 183 GWh.



**COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO**

COMBUSTIBLE	ENERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,97	0,00	0,03	0,97	0,00	0,03
Hulla + Antracita	0,95	0,00	0,05	0,95	0,00	0,05
Lignito Pardo	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
Carbón Importación	0,94	0,00	0,06	0,94	0,00	0,06
TOTAL CARBÓN	0,96	0,00	0,04	0,96	0,00	0,04
FUEL-OIL	0,77	0,03	0,20	0,77	0,03	0,20
GAS	0,92	0,00	0,08	0,92	0,00	0,08
Ciclo Combinado	0,97	0,00	0,03	0,97	0,00	0,03
TOTAL	0,94	0,00	0,06	0,94	0,00	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
22	S.E. 220 kV Villafranca del Penedés L-220 kV V. Penedés-Constantí L-220 kV V. Penedés-Viladecans	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV Constantí-Viladecans.
30	S.E. 220 kV La Lora	AT-I 400/132 kV (450 MVA)

CUADRO 6

**INCIDENTES**

El día 28 a las 1:39 horas se produce el disparo por agentes atmosféricos de la línea Casares-Los Ramos-Algeciras 220 kV con reenganche en la subestación de Los Ramos 220 kV y en la subestación de Algeciras 220 kV y definitivo en la subestación de Casares 220 kV. Como consecuencia se produce un cero de tensión en la subestación de Casares 220 kV y una interrupción de suministro en Málaga de 82 MW durante 2 minutos y 51 segundos.

El día 28 a las 12:55 horas se produce el disparo por causa ignorada de la línea Escalona-Sesue-La Pobra 220 kV con reenganche en la subestación de Escalona 220 kV y en la subestación de Pobra 220 kV y definitivo en la subestación de Sesue 220 kV. Como consecuencia se produce un cero de tensión en las subestaciones de Sesue 220 kV y Eriste 220 kV y una interrupción de suministro en Huesca de 3,2 MW durante 3 minutos.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador por un valor de 364 GWh, cifra que representa un descenso del 13% respecto al saldo exportador del mes anterior, 421 GWh.

En la interconexión con Francia CÉNTRICA ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EGL, ATEL, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, BARCLAYS BANK, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, WIND TO MARKET y EDF han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 187, 77, 66, 34, 23, 19, 15, 14, 12, 1 y 0,2 GWh.

En esta misma interconexión, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 43% (97 GWh). Además, EGL, IBERDROLA GENERACIÓN, ELECTRABEL, ACCORD ENERGY LIMITED, ENDESA GENERACIÓN, BARCLAYS BANK, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, EDF, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 20, 16, 13, 11 y valores inferiores a 10 GWh las restantes.

En la interconexión con Portugal, REN y GESTAO PRODUÇÃO DE ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 80 y 2 GWh.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, GESTAO DA PRODUÇÃO DE ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS y EDP ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 335, 253, 102, 41, 29 y 28 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 GWh en sentido importador y 78 GWh en sentido exportador.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 78 GWh.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

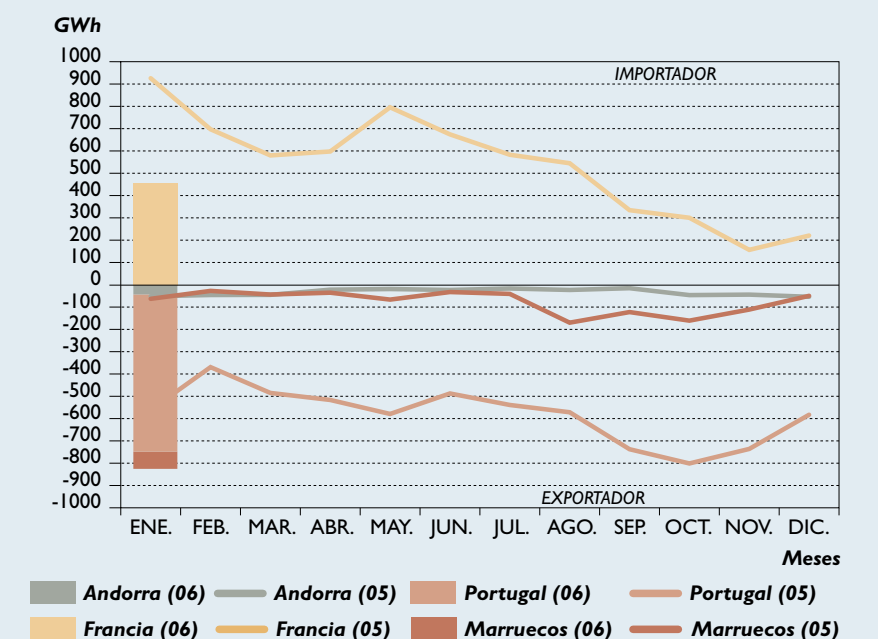


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Importaciones	Exportaciones	
Andorra	0,0	41,3	-41,3
Francia	580,2	121,0	459,2
Portugal	223,3	928,8	-705,5
Marruecos	6,0	83,5	-77,5
<b>TOTAL</b>	<b>809,5</b>	<b>1.174,7</b>	<b>-365,2</b>

## ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

### Datos en %

	Demanda <sup>(1)</sup>	Variación <sup>(2)</sup>	Energía <sup>(3)</sup>	
			Renovable	No Renov.
Ene.	17,43	-10,15	56,61	43,49
Feb.				
Mar.				
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>17,43</b>	<b>-10,15</b>	<b>56,51</b>	<b>43,49</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.

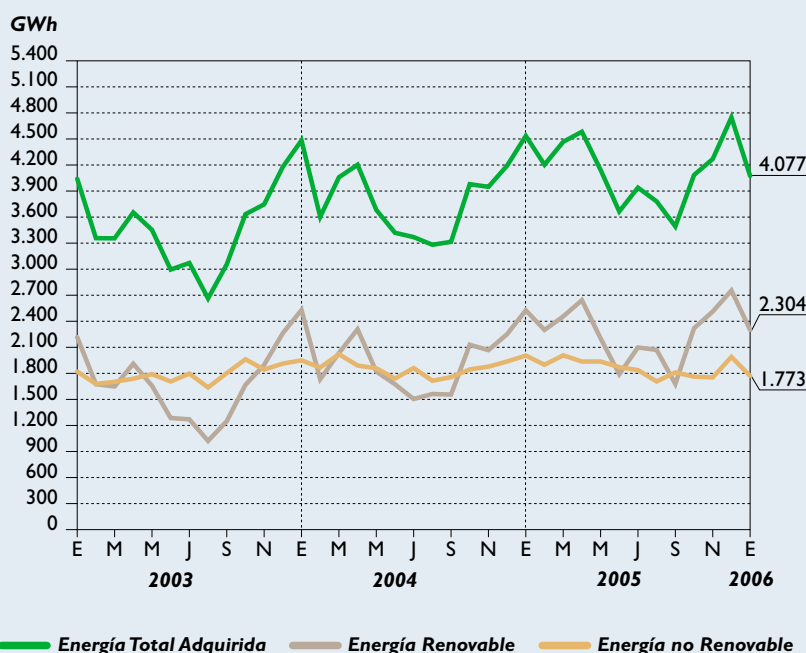


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes de enero en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 11,802 c€/kWh y un mínimo de 7,617 c€/kWh. Por otro lado, el precio horario mínimo ha variado entre los 5,469 c€/kWh y los 0,500 c€/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

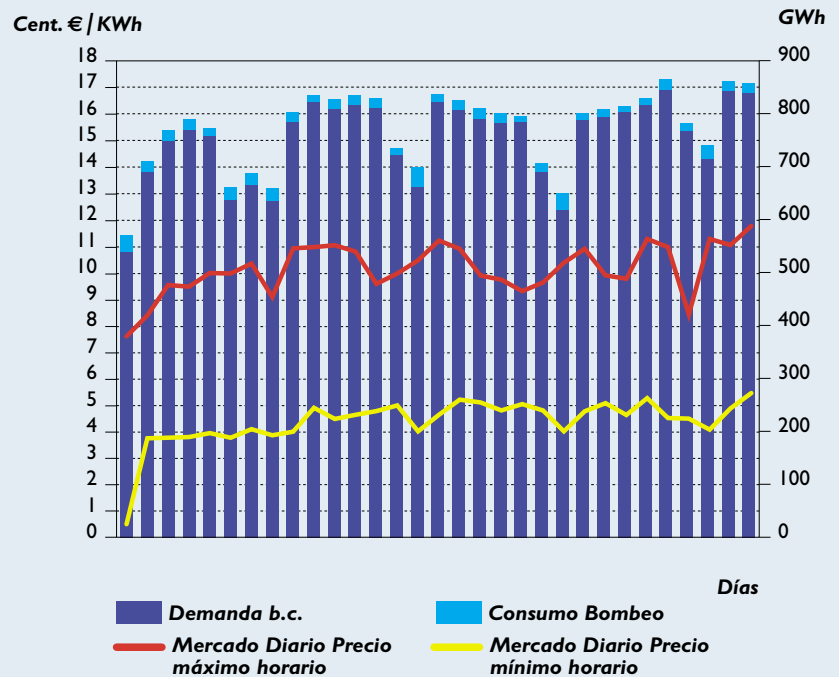


GRÁFICO 14

### 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>19.491</b>	<b>77,9</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>15.508</b>	<b>62,0</b>
- Producción Interior	18.782		- Mercado Diario	15.464	
- Importación	709		- Mercados Intradiarios	44	
Francia	655		<b>Comercializadoras</b>	<b>2.654</b>	<b>10,6</b>
Portugal	54		- Mercado Diario	2.610	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	43	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>280</b>	<b>1,1</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>3</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	311		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>611</b>	<b>2,4</b>
- Importación	-31		<b>Exportación</b>	<b>1.007</b>	<b>4,0</b>
Francia	-59		- Portugal	799	
Portugal	27		- Marruecos	80	
Marruecos	1		- Andorra	43	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-57</b>	<b>-0,2</b>	- Francia	86	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>182</b>	<b>0,7</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>114</b>	<b>0,5</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>19.896</b>	<b>79,6</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>19.896</b>	<b>79,6</b>
Contratos Bilaterales (2)	3.834	15,3	Contratos Bilaterales (2)	3.834	15,3
Energía programada en Régimen Especial	1.281	5,1	Energía adquirida al Régimen Especial	1.281	5,1
<b>TOTAL</b>	<b>25.011</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>25.011</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

Enero 2006

- Durante el mes de enero han entrado en servicio la subestación de 400 kV Fausita (7 posiciones blindadas), la E/S Fausita-L/Asomada-Escombreras (2 circuitos a 400 kV de 0,23 km) y el cable Fausita 400 kV-Fausita 220 kV (1 circuito a 220 kV de 0,22 km).
- Menor número de líneas y 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	893	1.973
<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)	16.767	38	16.805
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	888	5	893
<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	1.866	107	1.973
<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%, rebasando dos de ellas el 100% de forma puntual. Ninguna de las líneas ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV treinta y siete líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno, alcanzando cuatro de ellas el 100% puntualmente. Ocho 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%**

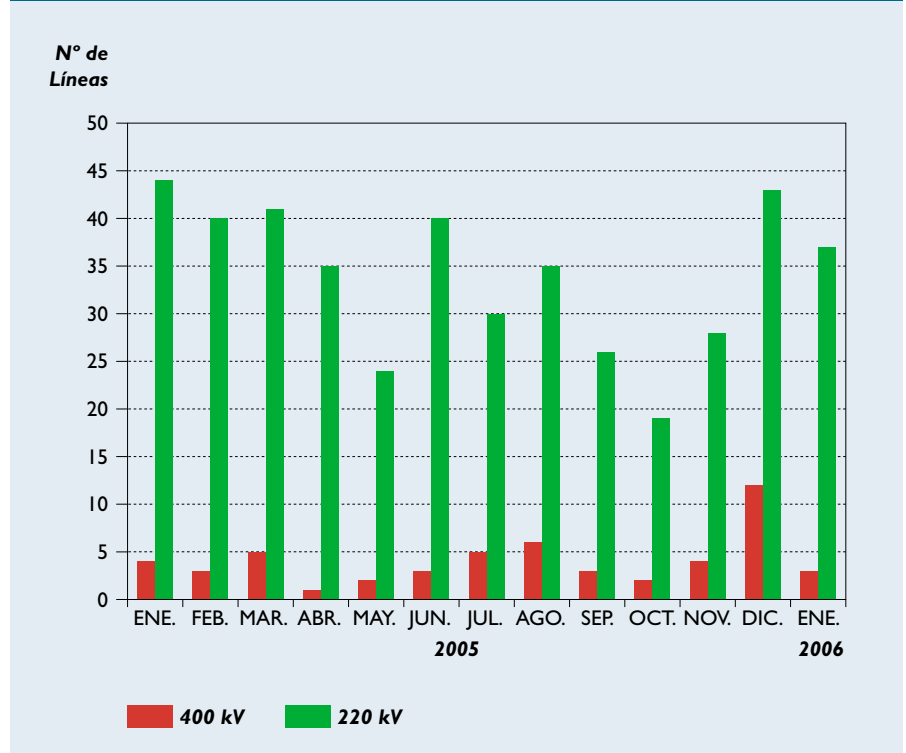


GRÁFICO 1

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

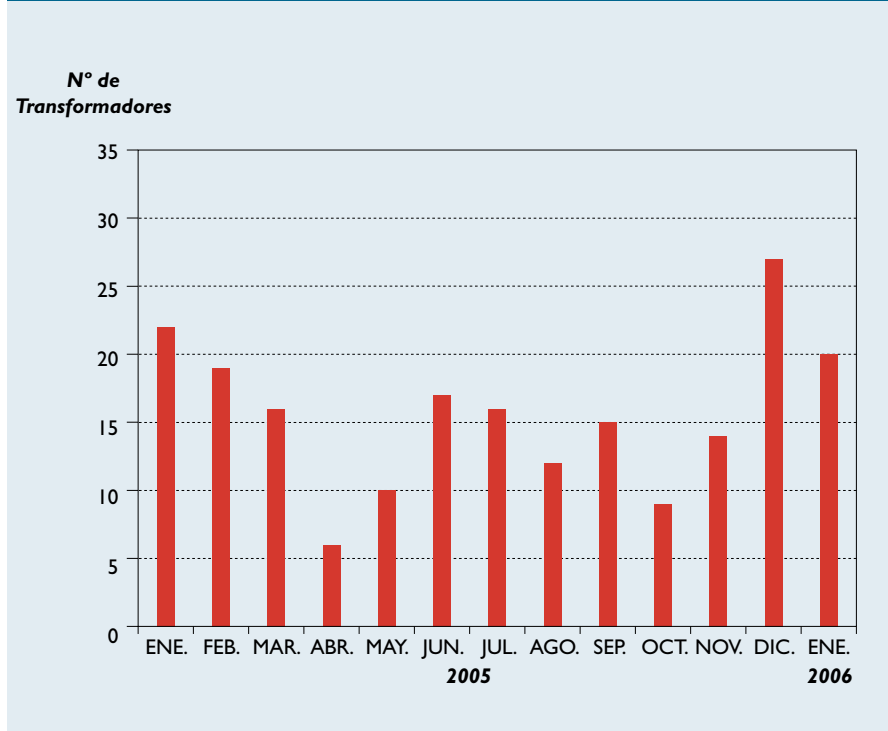


GRÁFICO 2

En enero, veinte transformadores han superado una carga máxima del 80% y tres de ellos ha registrado una carga media superior al 65%.

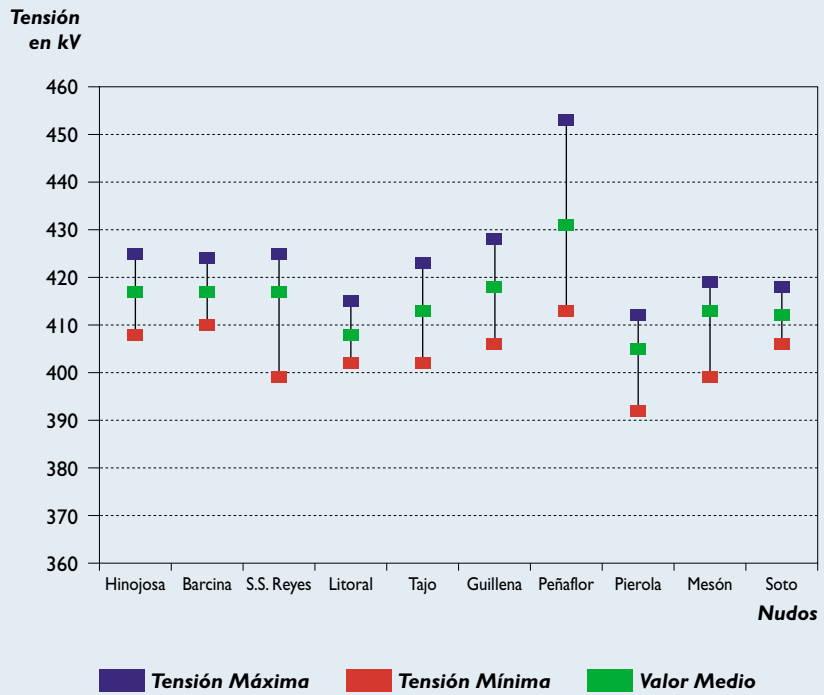
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante este mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 389 kV en Vic, y los 453 kV en Peñaflo. El 42% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV, un 12% entre 420 y 425 kV y un 3% entre 425 y 430 kV. El 1% de las medidas han superado los 430 kV.

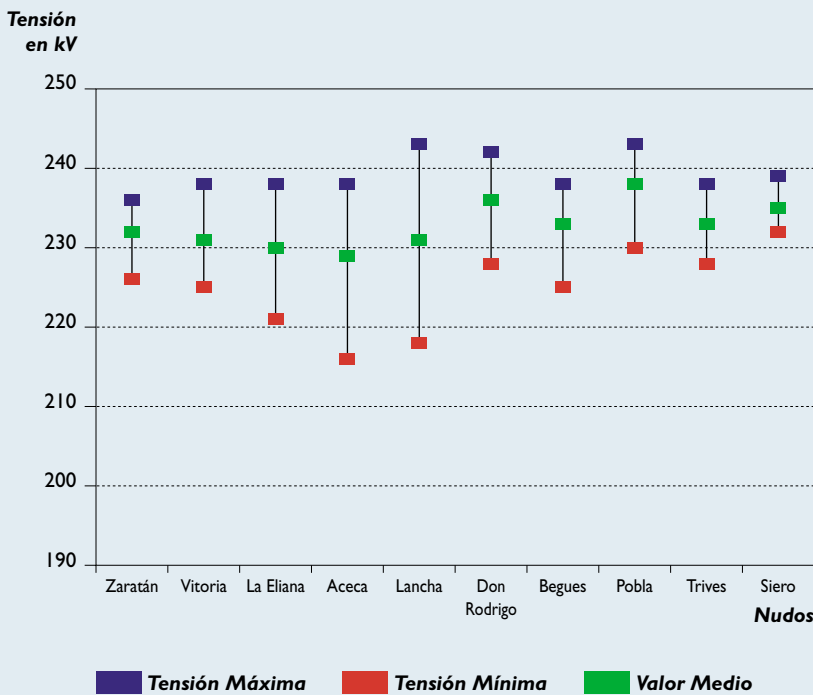
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 189 kV de Acería de Vizcaya y los 255 kV de Santiago. El 50% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV, el 28% 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 Mequinenza-Escatron para reparación de cadenas de aisladores rotas en apoyo 190 y 201.
- Línea 220 kV Sabiñánigo-Sangüesa para reparación de cable de fibra óptica en apoyo T-310.
- Línea 220 kV Cartuja-Puerto Santa María para sustitución de apoyo de suspensión por amarre.
- Línea 220 kV Guillena-Mérida para reparación de conexiones de cable de tierra.
- Línea 220 kV Mequinenza-Escatrón para reparación de anomalía en el apoyo 10.
- Línea 220 kV Mesón do Vento-Puerto para retirada de cables de riostra.
- Línea 220 kV Montearenas-Mudarra para tala de arbolado lateral y retirada de nidos.

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

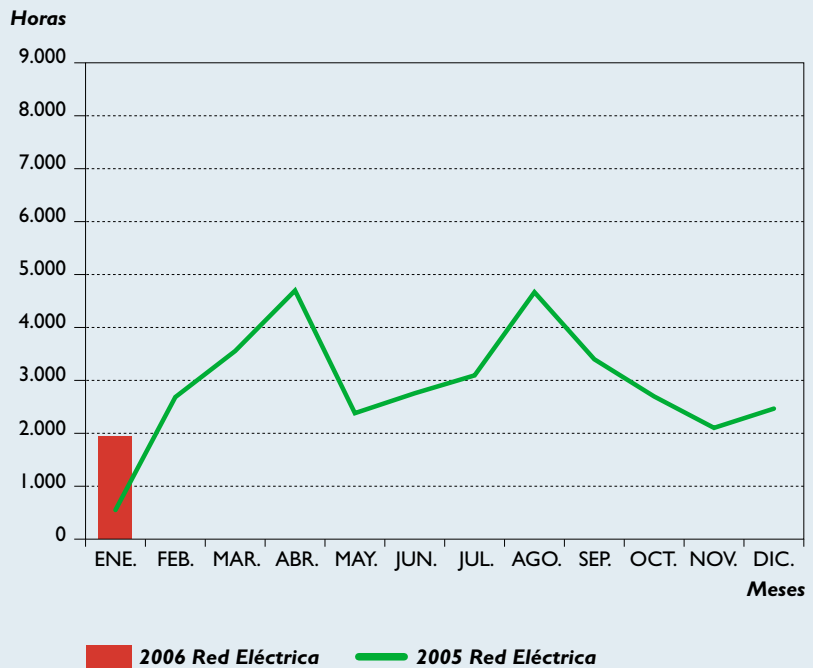


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	5	15	0	0
<b>220 kV</b>	1.931	853	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0

CUADRO 4

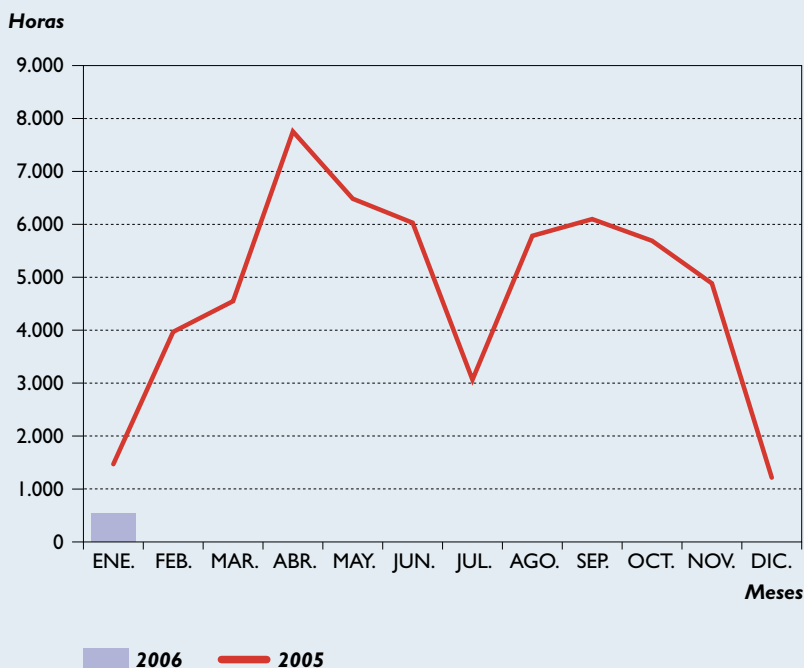
- Línea 220 kV San Esteban-San Pedro para adaptación de medidas al reglamento de puntos de medida.
- Línea 400 kV Lomba-Vilecha para tala de arbolado lateral y retirada de nidos.
- Línea 400 kV Escombreras-Asomada para tendido de fibra óptica.



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Castellet para medir cotas y colocar pieza de conexión a barras.
- Subestación de 220 kV Catadau salida Torrente I para sustitución de transformadores de tensión capacitivos por explosión.
- Subestación de 400 kV Almaraz C.N. para mantenimiento ordinario de interruptor.
- Subestación de 400 kV Arañuelo salida Morata 1 y 2 para ajuste y balance de energía en interruptor.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	97	433	530
Barras	0	17	17
<b>TOTAL</b>	<b>97</b>	<b>450</b>	<b>547</b>

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

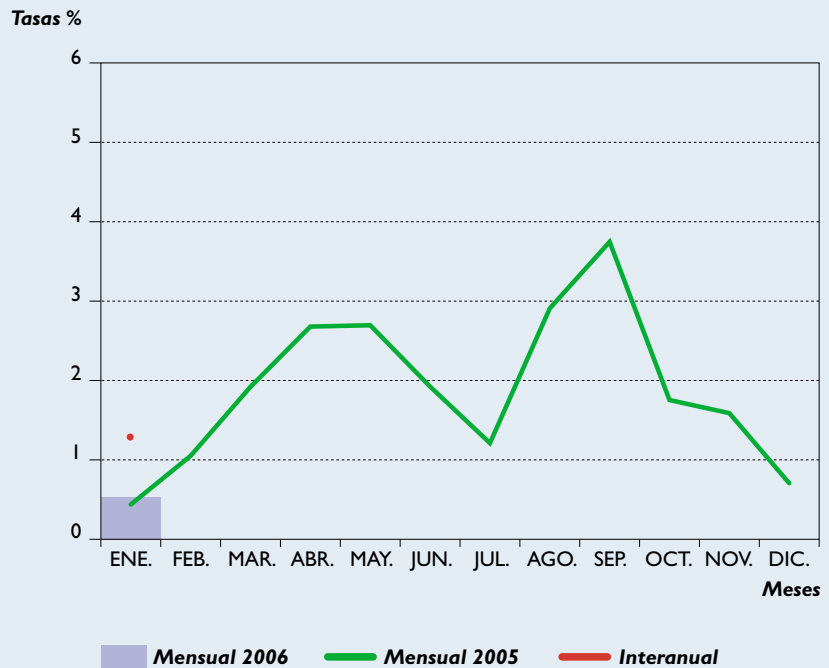
CUADRO 5



5. DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

Nota: La tasa de indisponibilidad 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	0,359	0,482	
Indisponibilidades Fortuitas	0,010	0,022	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,369</b>	<b>0,505</b>	
Por Otras Causas	0,161	0,776	
<b>TOTAL</b>	<b>0,530</b>	<b>1,281</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

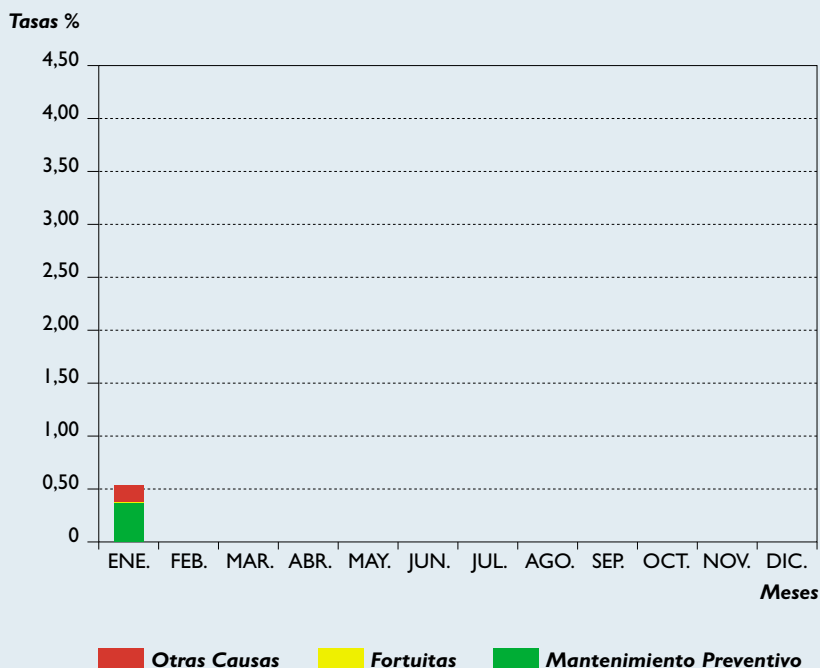
T<sub>i</sub> = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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	2	9
	220 kV	3	2	32
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	0

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	4	6
	220 kV	2	18	17
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de enero se han producido dos cortes de mercado en instalaciones de la red de transporte. El primero de ellos se ha registrado en Málaga, con una energía no suministrada de 4 MWh y debido a agentes atmosféricos. El segundo de los cortes se ha producido en Huesca, con una energía no suministrada de 0,16 MWh por causa ignorada.

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.

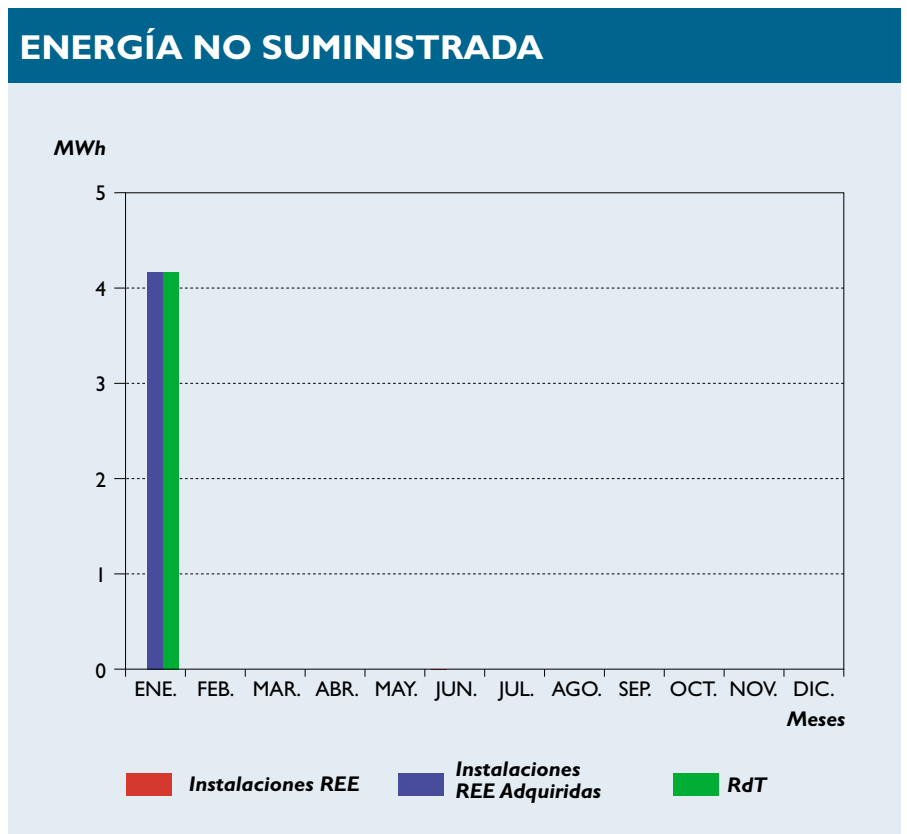


GRÁFICO 9

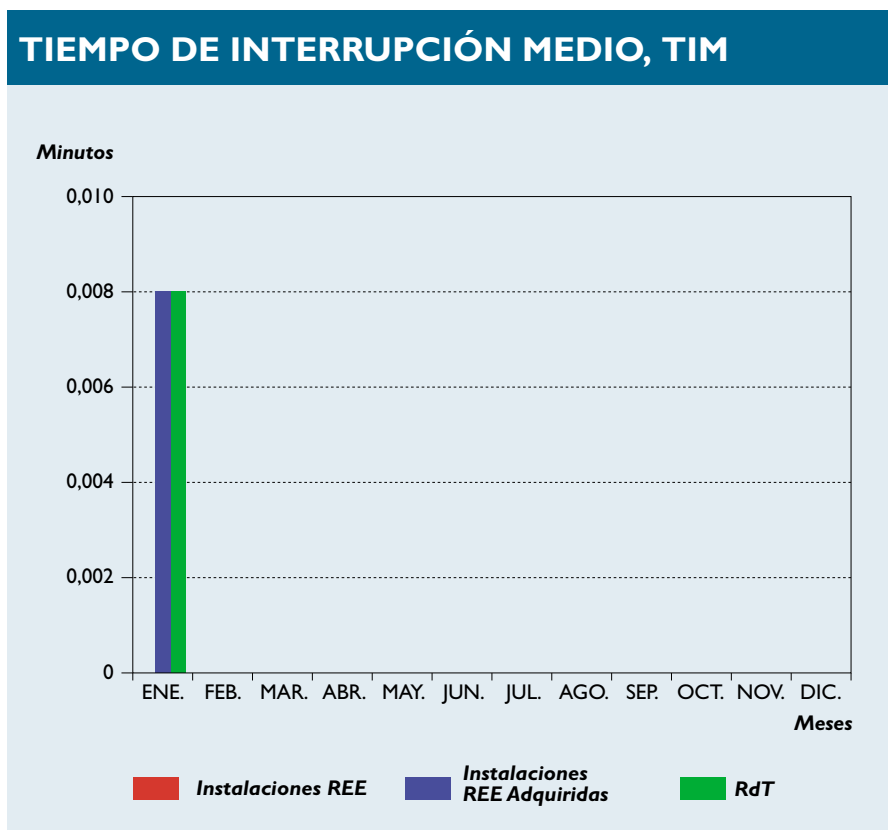


GRÁFICO 10

En el mes de enero 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 0,008 minutos, conformando un total en la red de transporte de 0,008 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.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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