

Informe Mensual

FEBRERO 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

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

Febrero 2006

- Durante el mes de febrero, el consumo de energía eléctrica se ha situado en **20.979 GWh**, reduciendo el crecimiento de la demanda en un **0,3%**. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un **2,4%**.
- La energía producible hidráulica registrada se ha situado en el **31%** 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 **40%** 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	1.270	-19,1	2.941	-7,9	18.918	-27,9
NUCLEAR	5.104	0,0	10.778	-1,3	57.395	-9,6
Hulla + Antracita	3.333	-1,0	7.052	0,8	40.473	2,4
Lignito Pardo	1.194	1,7	2.559	1,3	13.310	-14,1
Lignito Negro	787	-5,8	1.719	-1,0	9.763	6,0
Carbón Importación	825	-23,3	2.070	-13,8	13.588	0,1
TOTAL CARBÓN	6.139	-4,8	13.400	-1,9	77.134	-0,9
Gas	348	-23,4	794	13,0	5.083	25,9
Fuel-Oil	336	-53,3	674	-53,4	4.248	-14,3
Ciclo Combinado	5.497	60,0	11.166	62,9	53.195	64,9
PRODUCCIÓN BRUTA	18.694	5,4	39.754	8,1	215.972	3,4
Consumos Producción	-754	-0,6	-1.611	2,9	-9.128	3,1
PRODUCCIÓN NETA	17.940	5,7	38.143	8,3	206.844	3,4
Adquirida Autoprodutores	4.164	-1,1	8.241	-5,8	50.042	7,6
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	22.103	4,3	46.384	5,5	256.886	4,2
Consumos en Bombeo	-541	25,0	-1.128	14,4	-6.500	32,4
Saldo Internacional	-584	-	-949	-	-2.888	59,2
DEMANDA	20.979	-0,3	44.306	1,7	247.498	3,2

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Febr.	T. Año Móvil
	2005										2006		
Hidroeléctrica	1.793	1.983	2.228	1.994	1.570	1.269	1.045	998	1.369	1.727	1.671	1.270	18.918
Térmica Nuclear	4.617	3.956	3.801	3.972	4.089	4.741	5.363	4.934	5.420	5.723	5.674	5.104	57.395
Térmica convencional	11.418	9.554	10.191	12.080	13.382	11.071	11.361	11.074	11.439	12.054	13.715	12.320	139.659
PRODUCCIÓN BRUTA	17.828	15.494	16.219	18.046	19.041	17.081	17.769	17.007	18.228	19.504	21.060	18.694	215.972
Consumos Producción	-783	-656	-695	-732	-804	-708	-763	-745	-795	-836	-857	-754	-9.128
PRODUCCIÓN NETA	17.045	14.838	15.524	17.314	18.237	16.374	17.006	16.262	17.433	18.668	20.203	17.940	206.844
Adq. a Autoprod.	4.497	4.643	4.197	3.704	3.993	3.826	3.545	4.154	4.407	4.835	4.077	4.164	50.042
PROD. TOTAL NETA	21.542	19.481	19.721	21.018	22.231	20.200	20.552	20.416	21.840	23.503	24.280	22.103	256.886
Consumos de Bombeo	-493	-451	-644	-635	-693	-446	-520	-483	-455	-554	-587	-541	-6.500
Saldo Internacional	51	69	176	176	32	-175	-495	-663	-690	-420	-365	-584	-2.888
DEMANDA	21.101	19.099	19.253	20.560	21.569	19.579	19.537	19.271	20.696	22.529	23.328	20.979	247.498
Δ % Mensual	2,5	4,6	4	6,1	4,4	3,1	1,2	0,7	2,4	6,6	3,6	-0,3	-
Δ % 365 días	5	4,8	4,7	5	5,2	5,3	4,9	4,8	4,4	4,6	3,9	3,2	3,2

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh OCTUBRE 2005													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	117	1.778	1.188	3.832	323	3.652	70	0	2.882	203	2.157	16.202	
Térmica Nuclear	3.542	13.422	4.712	35.738	0	0	0	334	0	0	2.406	60.154	
Térmica Convencional	2.835	29.174	12.733	3.596	3.412	19.384	279	7.150	2.147	2.688	186	83.584	
Eólica y resto R.E.	187	3.253	1.783	336	117	521	10	499	0	358	79	7.143	
PROD.TOTAL NETA	6.681	47.627	20.416	43.502	3.852	23.557	359	7.983	5.029	3.249	4.828	167.083	
Saldo Internacional	622	-800	-663	-5.893	352	4.816	296	1.715	248	791	641	2.125	
Consumos en Bombeo	147	793	483	720	95	791	94	0	281	45	249	3.698	
DEMANDA													
Mensual	7.156	46.034	19.271	36.889	4.109	27.582	561	9.698	4.996	3.995	5.220	165.511	
Δ %	-5,1	-1,8	0,7	-0,4	3,6	-0,5	-1,1	3,2	-1,9	2,7	3,9	-0,4	
Año Móvil	87.019	556.459	244.893	477.876	52.545	327.771	6.185	114.015	63.329	49.221	62.600	2.041.913	
Δ %	-0,9	1,4	4,8	1,4	2,2	1,4	-2,8	3,2	-3,9	4,2	4,4	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 410 MW y 5.449 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.026 MW y un máximo de 9.869 MW; el fuel-gas ha tenido una producción horaria media de 939 MW; el ciclo combinado ha marcado un mínimo de 3.232 MW y un máximo de 11.447 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 0 MW y un máximo 1.843 MW; y la energía adquirida por el sistema de productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 3.281 MW y los 10.000 MW. Finalmente, la producción nuclear ha variado entre un mínimo de 5.411 MW y un máximo de 7.474 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

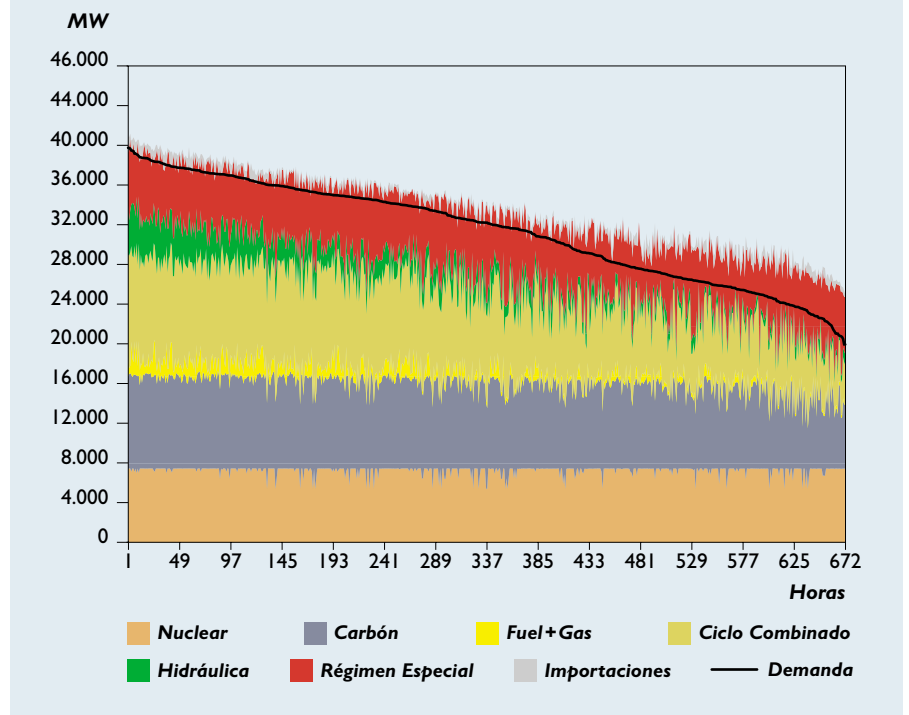


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

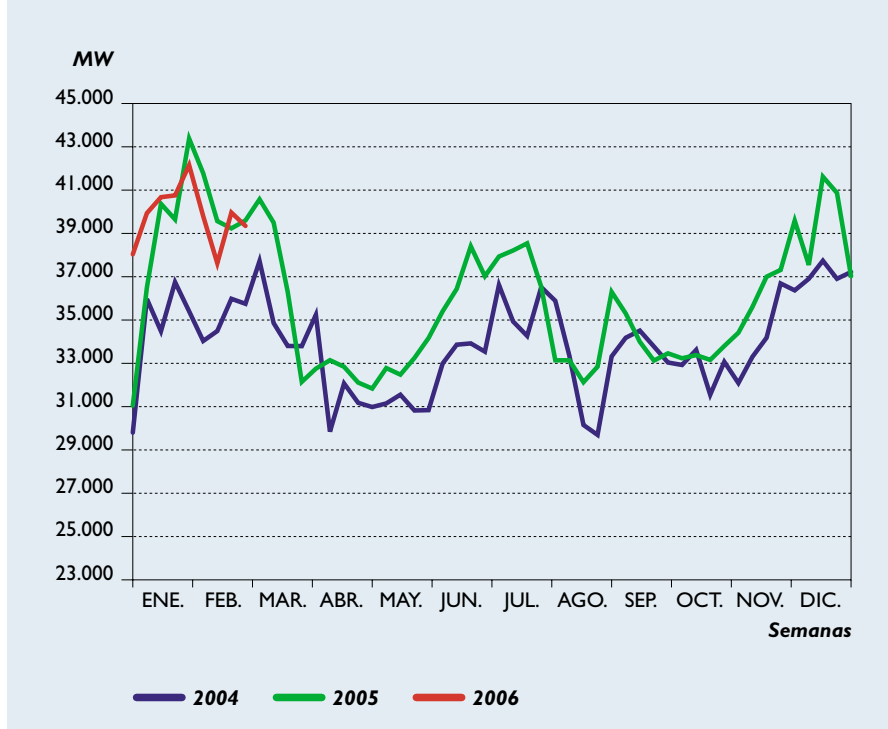


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 23 con 39.963 MW a las 20 horas. El valor máximo de demanda de energía eléctrica diaria se ha producido el día 23, con un valor de 820.666 MWh.



DEMANDA

La tasa de crecimiento de la demanda del mes de febrero ha sido un 0,3% inferior a la del mismo mes del año anterior. El efecto de la temperatura ha producido una disminución del 2,8% sobre el crecimiento mensual.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	20.979	-0,3
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		-2,8
Efecto Act. Económica y Otros		2,4
Acumulado Año		
Demanda Total	44.306	1,7
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		1,0
Efecto Temperatura (3)		-1,4
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)

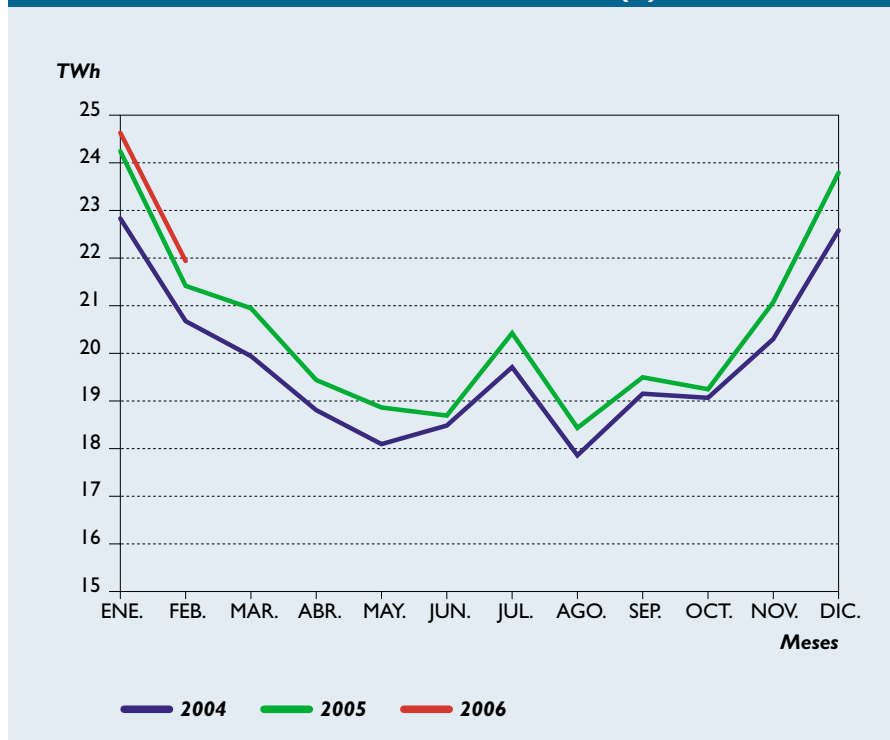


GRÁFICO 3

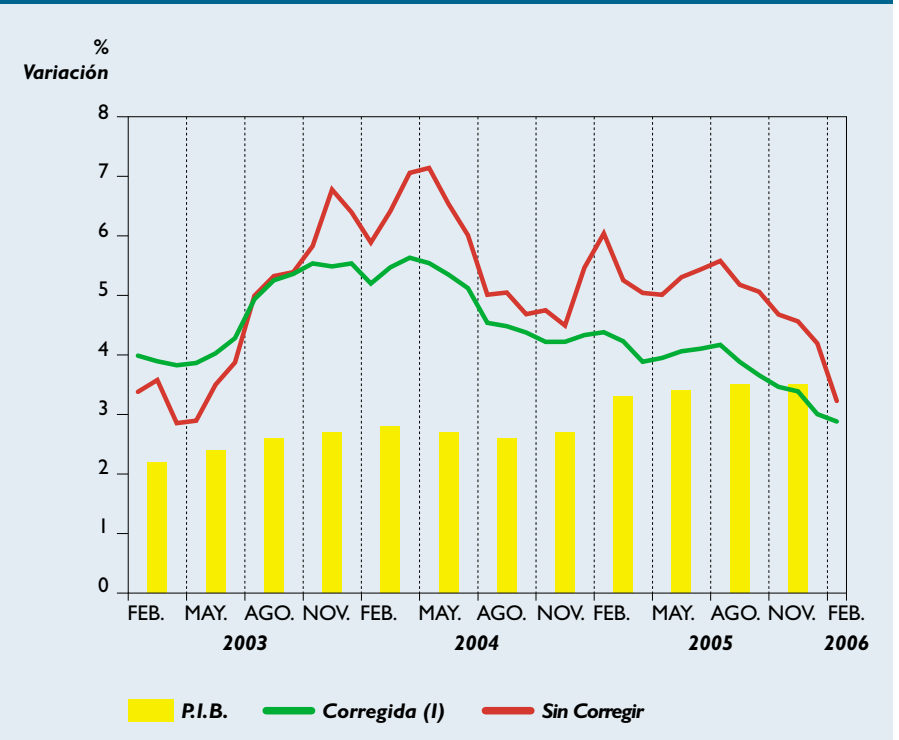
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura ha experimentado una variación positiva del 2,4%, inferior en 1,1 puntos al crecimiento experimentado en febrero del año anterior.

(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 2,9%.

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

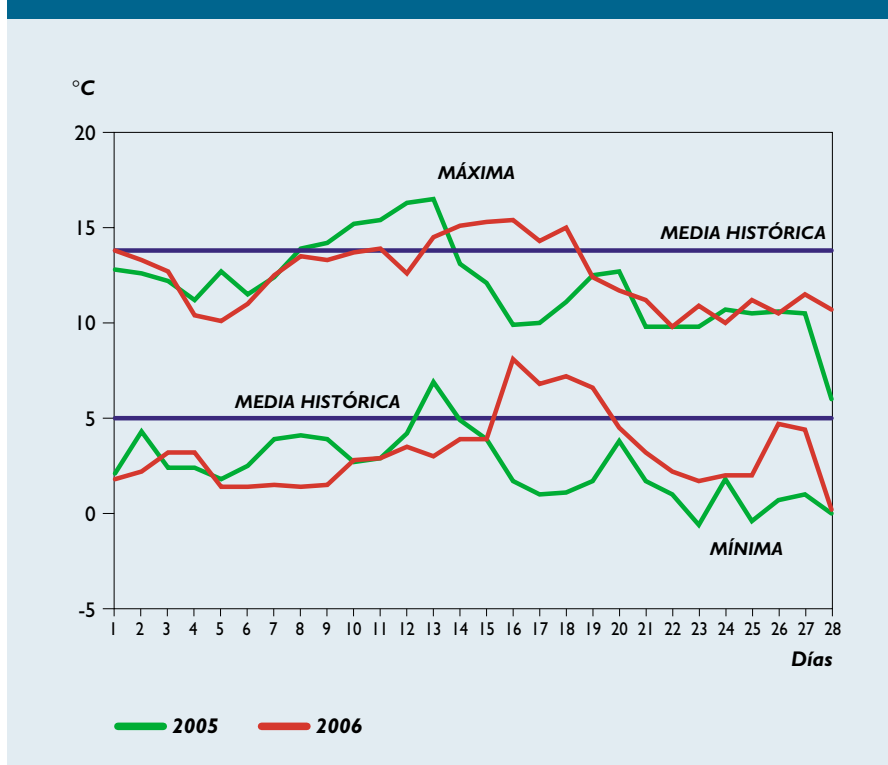


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado temperaturas medias más suaves a las del año anterior para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de febrero ha sido de 7,9 °C.

Las temperaturas máximas y mínimas han resultado superiores a las registradas en febrero de 2005. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 12,5 °C, frente a los 12,0 °C registrados en febrero del año pasado. Las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 3,3 °C, en comparación con los 2,4 °C de febrero de 2005.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 47 GWh, valor inferior al producible característico.

Siguiendo con la tendencia de los últimos meses, febrero ha resultado seco, registrándose un producible mínimo de 21 GWh el día 12 y un máximo de 88 GWh el día 20.

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

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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (I)

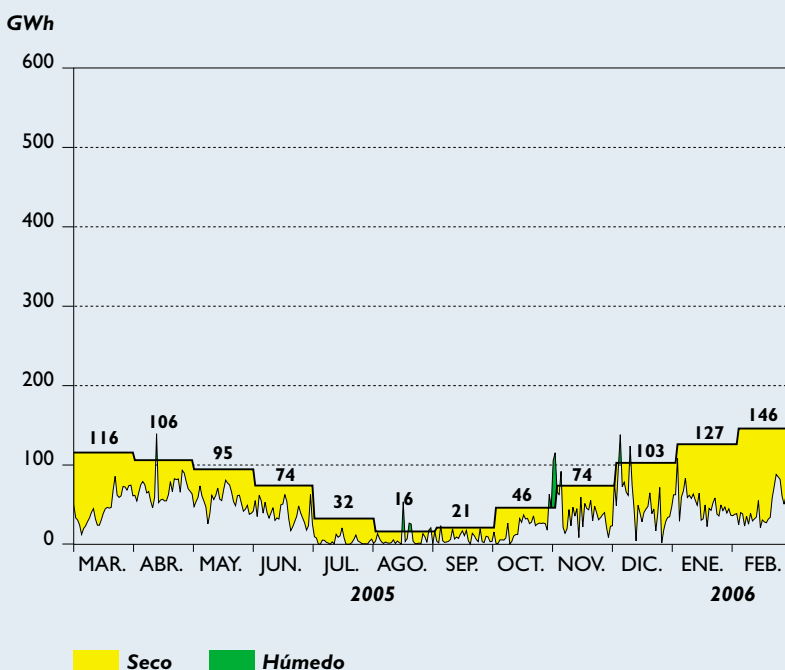


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

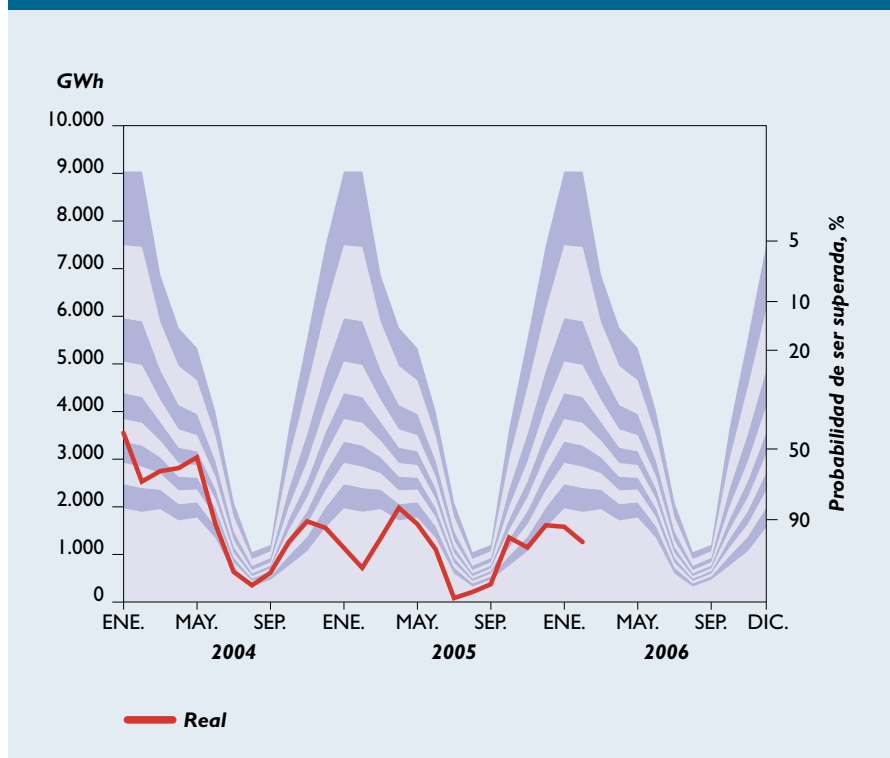


GRÁFICO 7

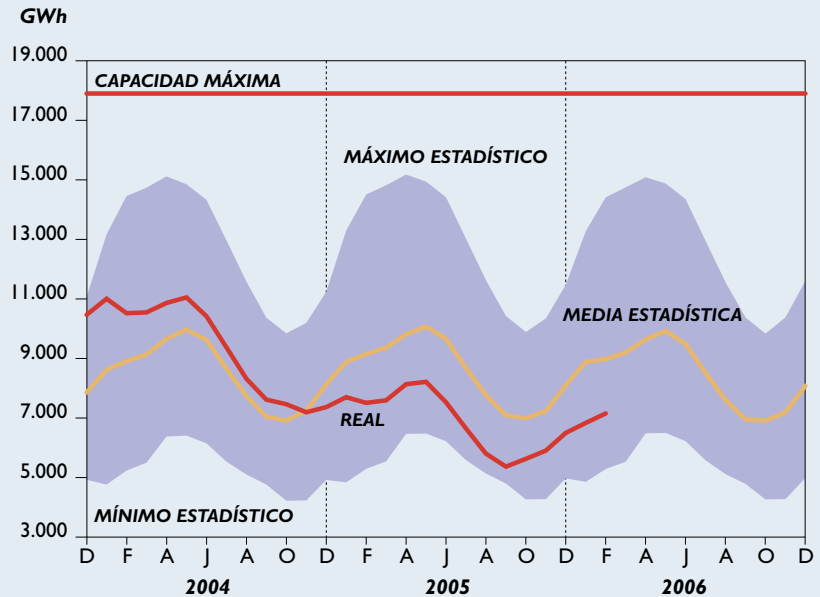
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,31 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 94,9%.

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



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se ha situado a final de mes al 40% de su capacidad, valor superior en 1,3 puntos al porcentaje registrado durante el mes de enero.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

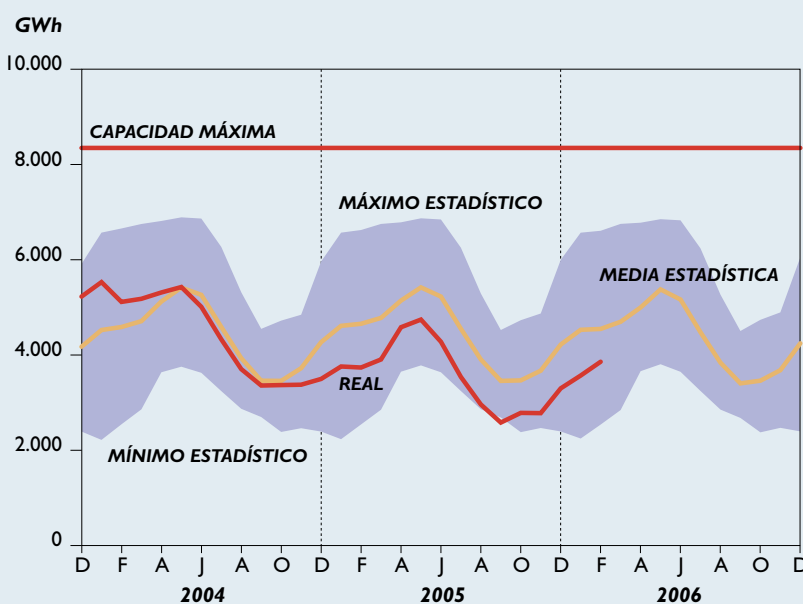


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 46,3%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 34,5% de su capacidad, valor superior en 0,7 puntos al registrado durante el mes anterior.

GRÁFICO 9



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	FEBRERO			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	0,96	0,00	0,05	0,97	0,00	0,03
Lignito Negro	0,93	0,00	0,07	0,96	0,00	0,04
Carbón Importación	0,77	0,17	0,05	0,86	0,08	0,06
TOTAL CARBÓN	0,91	0,04	0,05	0,94	0,02	0,05
FUEL-OIL	0,80	0,03	0,17	0,78	0,03	0,19
GAS	0,93	0,00	0,07	0,92	0,00	0,08
Ciclo Combinado	0,97	0,00	0,03	0,97	0,00	0,03
TOTAL	0,93	0,01	0,06	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
4	S.E. 220 kV Alcarrás L-220 kV Alcarrás-Torre del Segre 1 L-220 kV Alcarrás-Torre del Segre 2	Configuración de simple barra
15	TR 1 y 2 400/55 kV Olmedo	Alimentación AVE (60 MVA por trafo)
24	L-400 kV Cedillo-Falagueira	Desaparece en Portugal la T de Falagueira

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 19 se produce el disparo por rotura de cable de tierra de la línea Cacedo-Penagos 220 kV. Como consecuencia se produce un cero de tensión en la subestación Cacedo 220 kV

y una interrupción de suministro en Cantabria a clientes de la red de distribución de la zona durante 19 minutos y a un cliente de la red de transporte durante 5 horas y 15 minutos.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador por un valor de 588 GWh, cifra que representa un significativo incremento, 62%, respecto al saldo exportador del mes anterior, 364 GWh.

En la interconexión con Francia CÉNTRICA ENERGÍA, EGL, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, BARCLAYS BANK, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, ELECTRABEL, ATEL, WIND TO MARKET y SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 88, 44, 44, 33, 12, 10, 10, 7, 5, 3, 2 y 1 GWh.

En esta misma interconexión, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 49% (99 GWh). Además, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, EDF, ENDESA GENERACIÓN, BARCLAYS BANK, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, ELECTRABEL, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, ACCORD ENERGY LIMITED, WIND TO MARKET e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 46, 39, 37, 32, 16, 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 57 y 16 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 318, 225, 43, 29, 18 y 9 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 159 GWh en sentido exportador.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 33 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

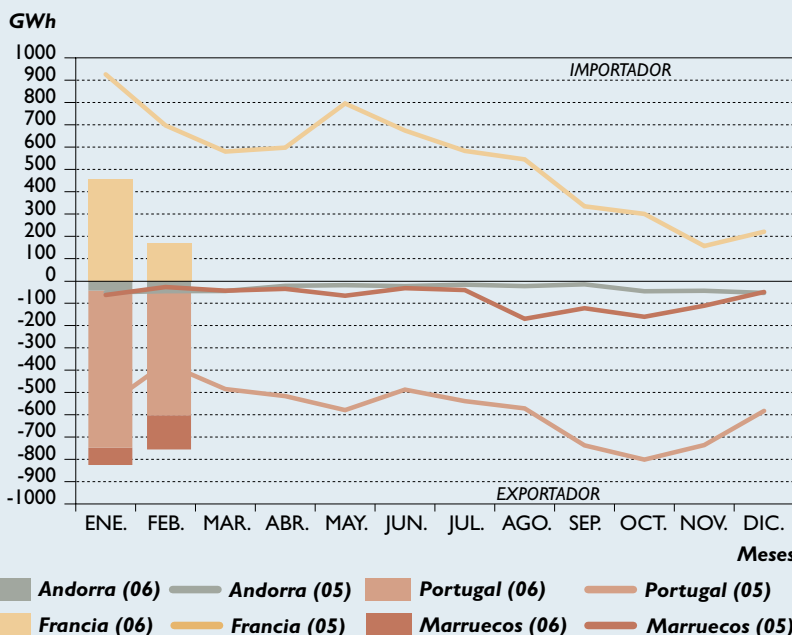


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Importaciones	Exportaciones	
Andorra	0,0	32,9	-32,9
Francia	337,1	166,3	170,8
Portugal	250,6	818,7	-568,1
Marruecos	1,9	155,5	-153,6
TOTAL	589,6	1.173,4	-583,8

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.				
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	18,60	-5,83	56,99	43,01

(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.

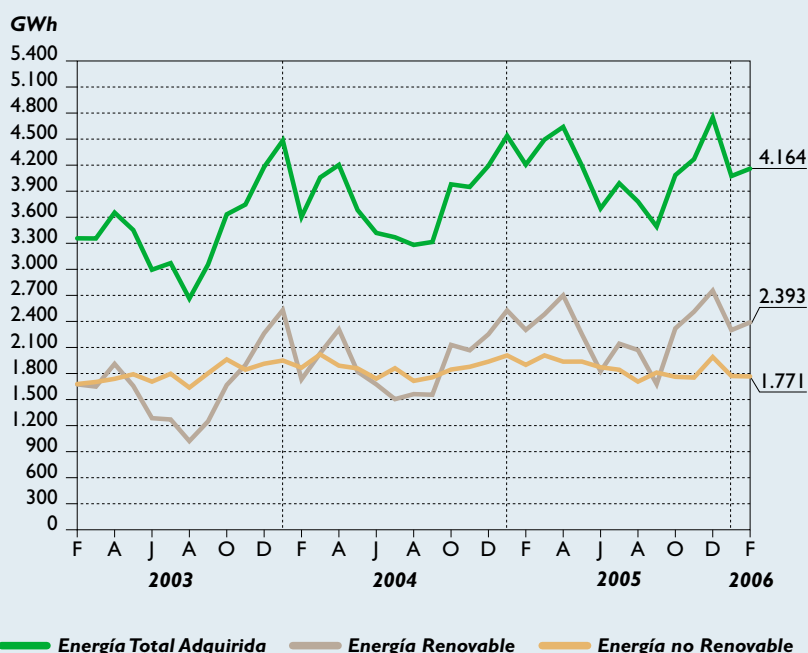


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes de febrero en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 11,474 c€/kWh y un mínimo de 7,596 c€/kWh. Por otro lado, el precio horario mínimo ha variado entre los 6,075 c€/kWh y los 2,756 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

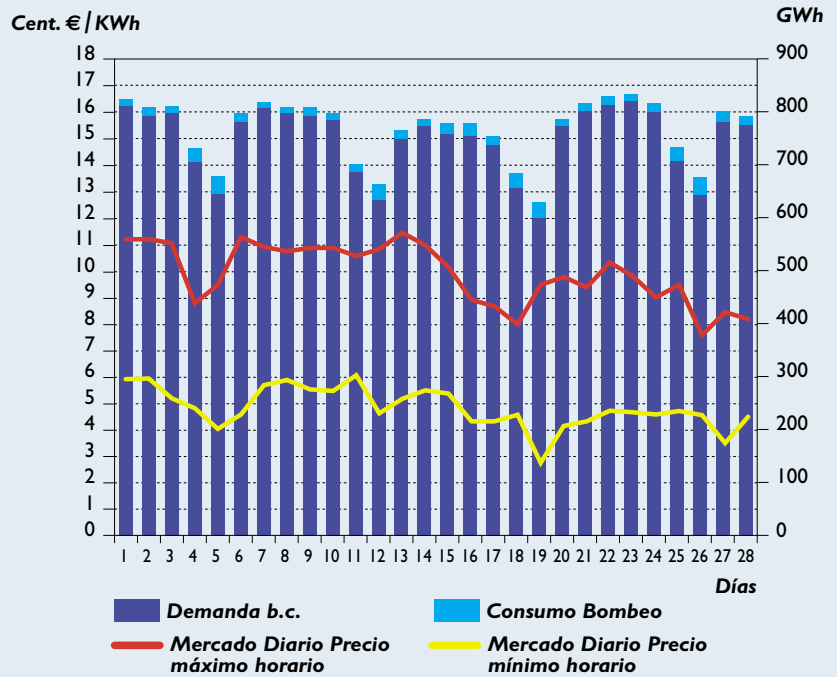


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	17.757	78,4	Distribuidoras	14.250	62,9
- Producción Interior	17.226		- Mercado Diario	14.320	
- Importación	530		- Mercados Intradiarios	-70	
Francia	481		Comercializadoras	2.034	9,0
Portugal	49		- Mercado Diario	2.031	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	4	
Mercados Intradiarios	112	0,5	Consumidores Cualificados	2	0,0
- Producción Interior	173		Demanda Bombeo	549	2,4
- Importación	-61		Exportación	1.029	4,5
Francia	-87		- Portugal	647	
Portugal	26		- Marruecos	161	
Marruecos	0		- Andorra	34	
Indisponibilidades	-57	-0,3	- Francia	186	
Operación del Sistema (1)	37	0,2	Ajuste demanda	-16	-0,1
TOTAL MERCADO	17.849	78,8	TOTAL MERCADO	17.849	78,8
Contratos Bilaterales (2)	3.713	16,4	Contratos Bilaterales (2)	3.713	16,4
Energía programada en Régimen Especial	1.100	4,9	Energía adquirida al Régimen Especial	1.100	4,9
TOTAL	22.661	100	TOTAL	22.661	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

Febrero 2006

- En el mes de febrero la tasa de indisponibilidad en líneas de Red Eléctrica ha sido inferior a la del mismo período del año 2005.
- Menor número de líneas y mayor número 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
Líneas	Longitud (km)	16.805	16.533 (*)
Subestaciones	Posiciones	893	1.975
Transformación (I)	Número de unidades	108	1
Reactancias	Número de unidades	30	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	3	-
Subterráneos	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
Líneas	Longitud (km)	16.768	38	16.805
Subestaciones	Posiciones	888	5	893
Transformación	Nº de unidades	107	1	108
	MVA	55.159	800	55.959
Reactancias	Nº de unidades	30	-	30
	MVA _r	4.500	-	4.500
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13
Cables	Nº de Circuitos	3	-	3
Subterráneos	Longitud (km)	27	-	27

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas (*)	Total
Líneas	Longitud (km)	16.288	245 (I)	16.533
Subestaciones	Posiciones	1.868	107	1.975
Transformación	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
Reactancias	Nº de unidades	40	2	42
	MVA _r	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, dos líneas han superado una carga máxima del 70%, rebasando una 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 veintisiete líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno. Cuatro 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%

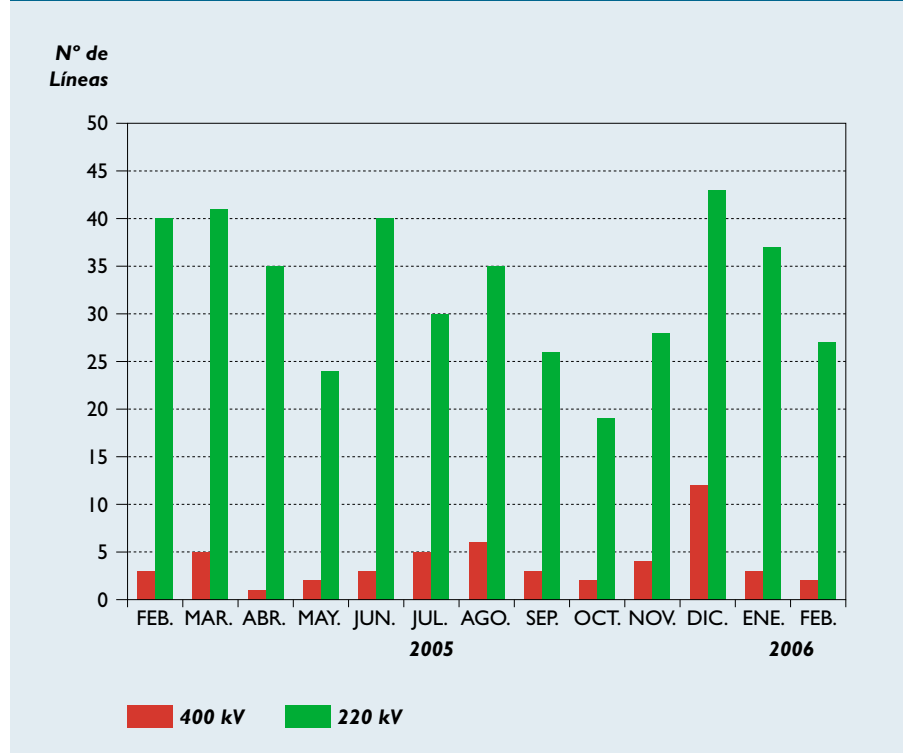


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

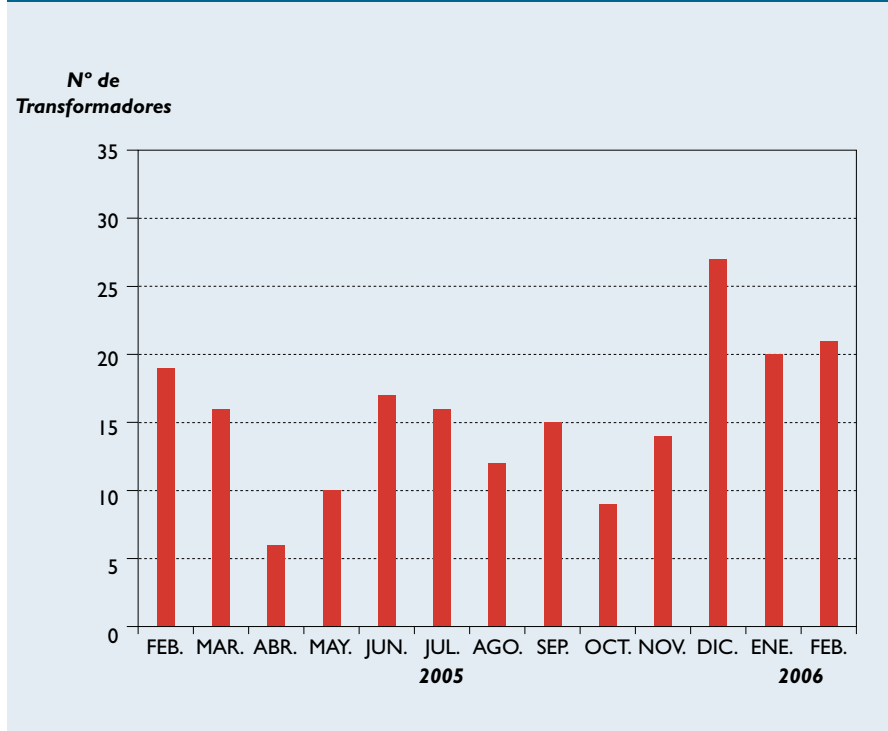


GRÁFICO 2

En febrero, veintinueve transformadores han superado una carga máxima del 80% y dos de ellos ha registrado una carga media superior al 65%.

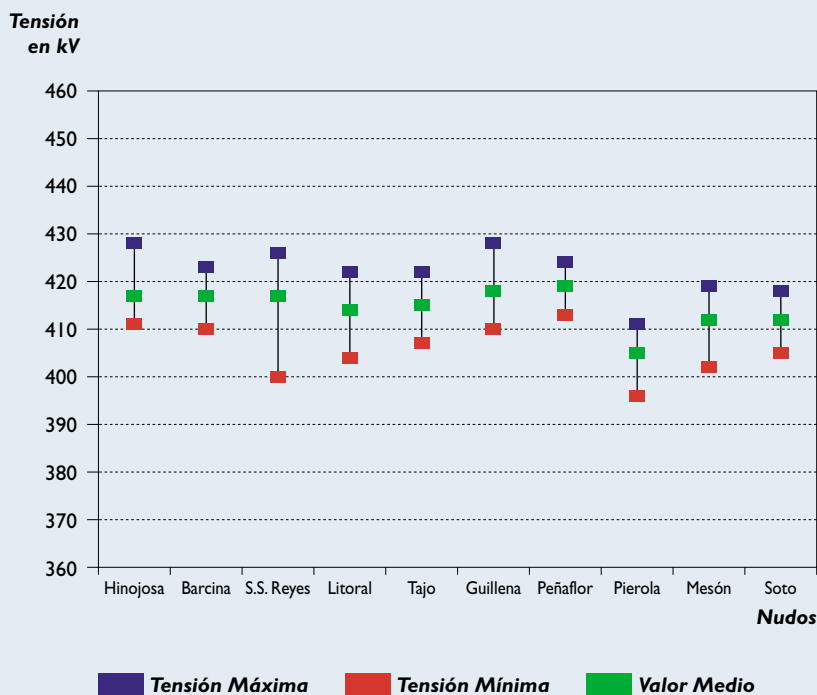
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante este mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 376 kV en Tarifa, y los 435 kV en Almazán y Pinilla. El 42% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV, un 32% entre 420 y 425 kV y un 2% entre 425 y 430 kV. El 2% de las medidas han superado los 430 kV.

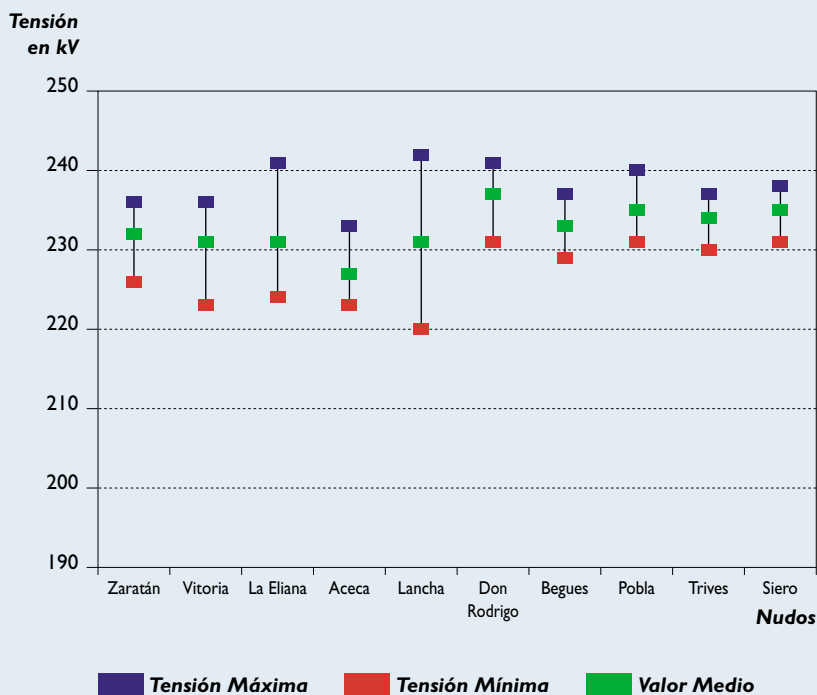
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 199 kV de Gabias y los 254 kV de Benahadux. El 27% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV, el 55% entre 235 y 240 kV, y un 4% 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 Cacicedo-Penagos para tendido cable tierra en un vano.
- Línea 220 kV Almaraz-Mérida para reparación de anomalías pendientes.
- Línea 220 kV Algeciras-Pinar 2 para sustituir cadena de aisladores.
- Línea 220 kV Dos Hermanas-Siderurgia Andaluza para mantenimiento de la siderurgia y de la línea.
- Línea 220 kV Catadau-T Torrente para reparar cable de tierra en apoyo 36.
- Línea 220 kV Ali-Vitoria I para reparar punto caliente.
- Línea 220 kV Almaraz E.T.-Villaverde para mantenimiento preventivo.
- Línea 220 kV Can Jordi-Foix para reparar rotura de cruceta en apoyo 94.

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

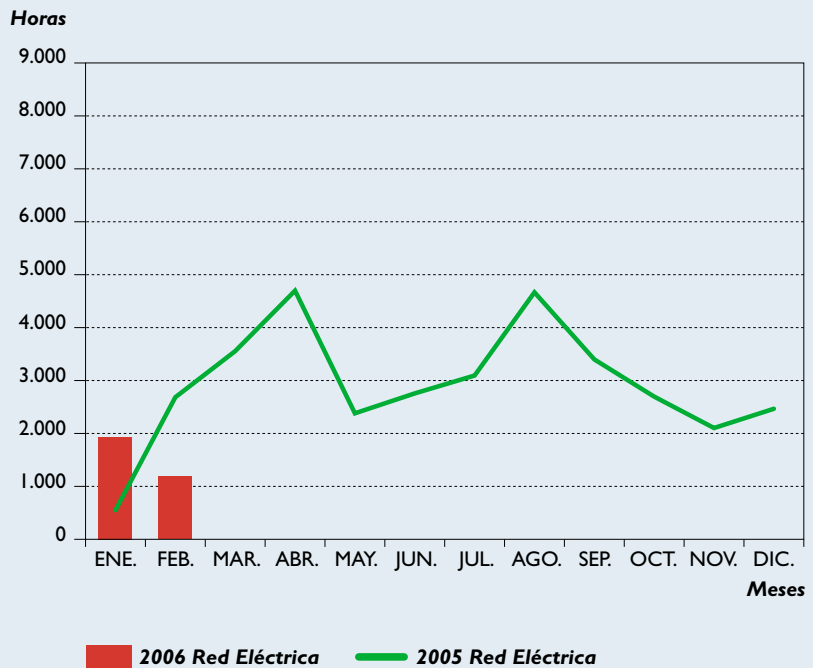


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	440	98	0	0
220 kV	748	777	0	0
< 220 kV	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea 220 kV Foix-Manso Figueras para rotura de un grillete en el apoyo 84.
- Línea 220 kV Aguayo-Penagos 2 para reparar torres caídas al suelo
- Línea 220 kV Aguayo-Garofía para reparar torres caídas al suelo.
- Línea 400 kV Begues-Vandellos para reparar cable de tierra y cadena punto caliente 89.
- Línea 400 kV Pinar-Tajo Encantada I para reparar cadena aisladores rota.
- Línea 400 kV Nueva Escombreras-Rocamora para reparar puente caído.
- Línea 400 kV Escombreras-Nueva Escombreras para reparar puntos calientes en cinco apoyos.
- Línea 400 kV Barrios-Pinar para mantenimiento de línea.



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Mérida salida Almaraz para mantenimiento de seccionadores.
- Subestación de 220 kV Dos Hermanas salida Siderúrgica Andaluza para mantenimiento de la posición.
- Subestación de 220 kV Rubí salida Santa Coloma I para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 220 kV Collblanc salida Begues 2 para sustituir transformador capacitivo fase 8 por avería.
- Subestación de 220 kV Pinar salida Algeciras para mantenimiento del interruptor.
- Subestación de 220 kV Rubí salida Santa Coloma 2 para mantenimiento ordinario.
- Subestación de 220 kV Santa Coloma salida Rubí 2 para mantenimiento ordinario de 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

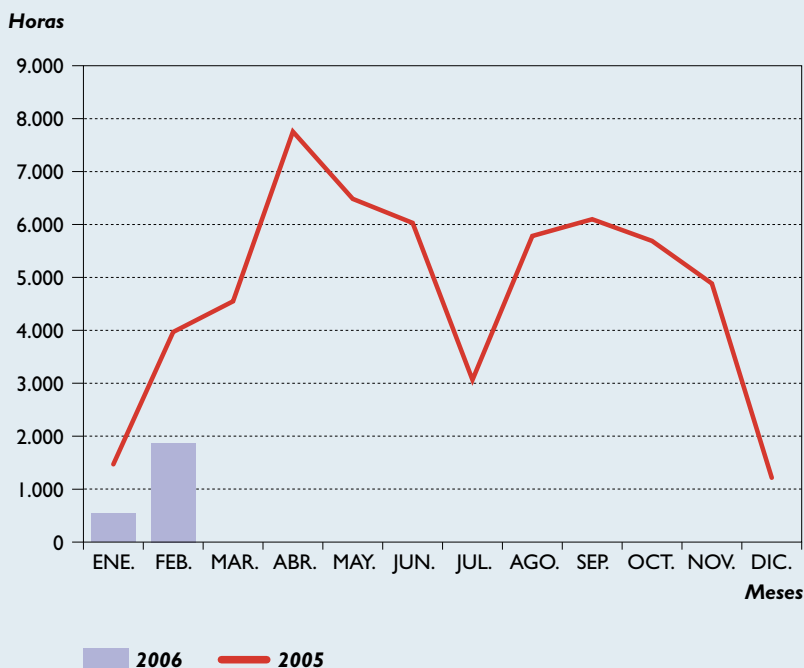


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	528	997	1.525
Barras	147	200	348
TOTAL	675	1.198	1.873

CUADRO 5

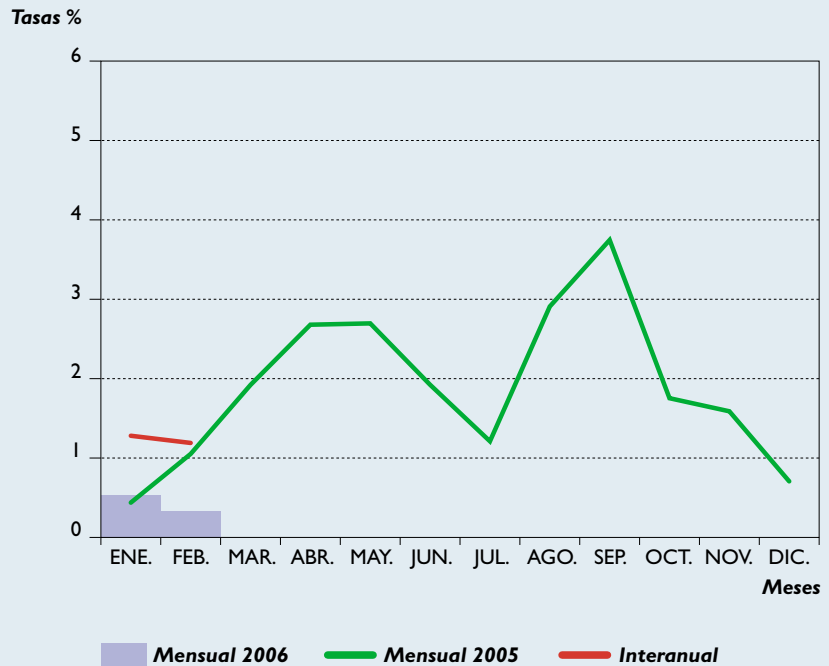
- Subestación de 220 kV Portodemouros para revisión equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Guadame salida Almaraz para sustituir relés de vigilancia de disparo.
- Subestación de 400 kV Peñalba salida Aragón 2 para mantenimiento de interruptor.
- Subestación de 400 kV Cedillo salida Falagueira para revisar posición.
- Subestación de 400 kV Castejón salida Serna 2 para ajuste de seccionadores.
- Subestación de 400 kV Valdecaballeros salida Guillena para instalación de oscilo por averías.
- Subestación de 400 kV Trillo salida Olmedilla 2 para mantenimiento de la posición.

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



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

EVOLUCIÓN DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 7

TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	Mensual	Interanual	%
Mantenimiento Preventivo	0,359	0,482	
Indisponibilidades Fortuitas	0,010	0,022	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,369	0,505	
Por Otras Causas	0,161	0,776	
TOTAL	0,530	1,281	

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

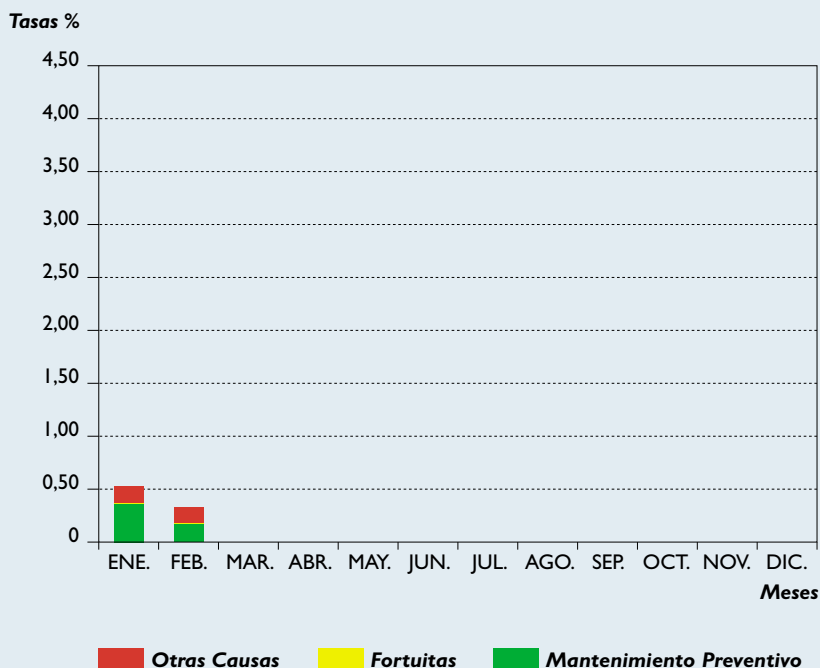
T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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	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

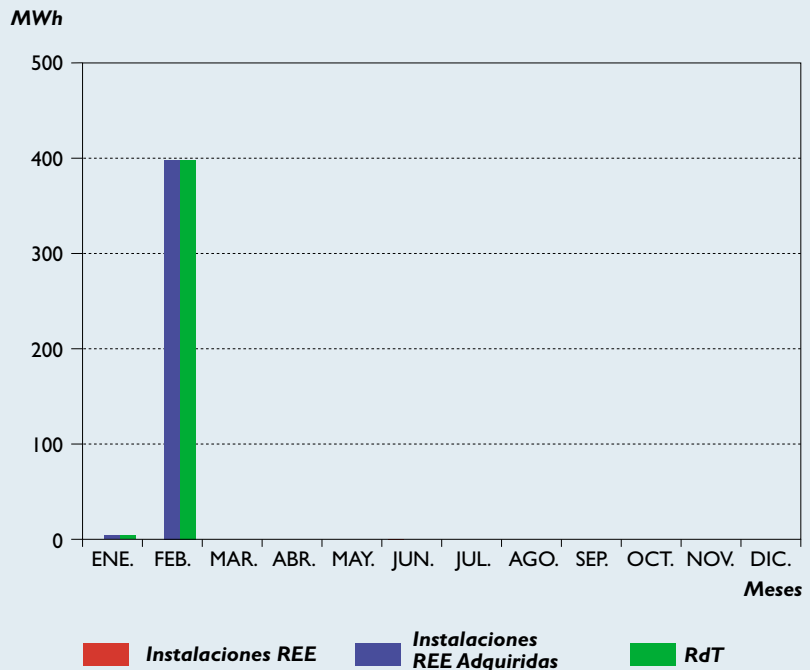
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de febrero se ha producido un corte de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. Tuvo lugar en Cantabria, con una energía no suministrada de 398,3 MWh.

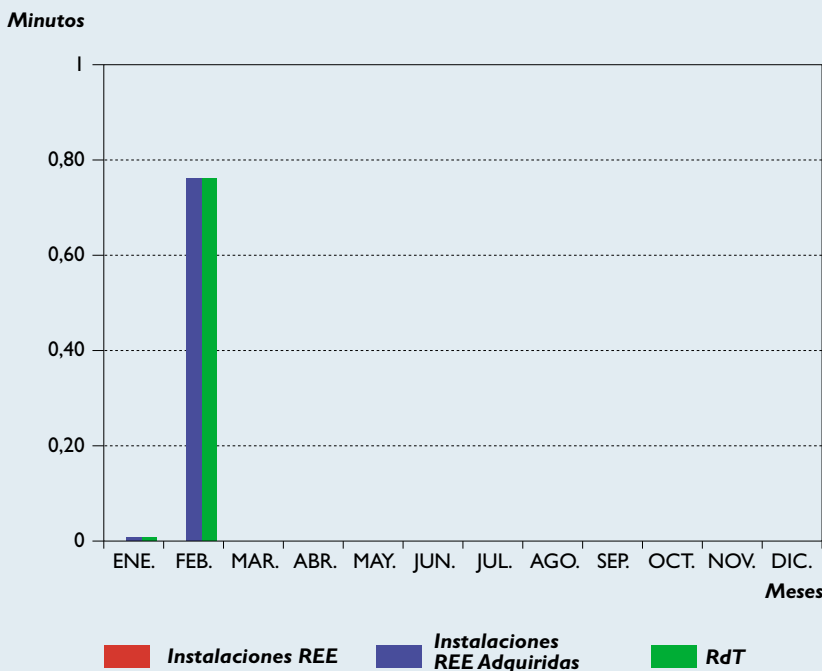
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM



En el mes de febrero 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 0,762 minutos, conformando un total en la red de transporte de 0,762 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= MM x ENS / DM
 MM= Minutos al mes
 DM= Demanda mensual del sistema en MWh.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es