



Informe Mensual

FEBRERO 2004



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

Fecha de ejecución: 29-02-2004. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Febrero 2004

- La demanda de energía eléctrica en el mes de febrero alcanzó los **19.225 GWh**, con un crecimiento del **2,9%** respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un **1,9%**.
- El mes ha sido seco, con una energía producible hidráulica registrada este mes que representa el **61,1%** de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al **58,8%** de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de febrero desde 1998.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2004		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	3.230	-24,4	6.750	-31,3	35.521	20,5
NUCLEAR	5.349	3,9	11.041	1,4	61.853	-2,0
Hulla + Antracita	3.255	14,5	3.369	19,9	37.690	-1,2
Lignito Pardo	1.236	38,4	2.506	29,3	14.684	-1,7
Lignito Negro	713	6,6	1.413	21,2	8.454	-7,3
Carbón Importación	1.004	-8,8	1.914	-7,2	12.999	0,5
TOTAL CARBÓN	6.209	12,7	12.202	16,5	73.828	-1,7
Gas Natural	2.161	89,7	3.946	116,3	20.811	67,0
Fuel-Oil	176	-36,0	434	-35,9	4.093	-44,2
PRODUCCIÓN BRUTA	17.125	4,8	34.372	2,0	196.105	4,6
Consumos Producción	727	17,6	1.416	13,1	8.192	0,7
PRODUCCIÓN NETA	16.399	4,3	32.956	1,6	187.913	4,7
Adquirida Autoproduct.	3.421	3,8	7.549	3,7	39.642	7,6
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	19.819	4,2	40.505	2,0	227.555	5,2
Consumos en Bombeo	305	-19,7	710	-26,6	4.411	-34,8
Saldo Internacional	-290	-	-605	-	582	-86,2
DEMANDA	19.225	2,9	39.190	0,9	223.726	4,7

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	DIC.	Ene.	Feb.	T. Año Móvil *
	2003										2004		
Hidroeléctrica	4.367	3.581	3.430	2.339	2.030	1.612	1.784	2.001	3.070	4.739	3.520	3.230	35.703
Térmica Nuclear	4.876	4.881	5.001	4.660	5.652	5.556	4.338	4.743	5.532	5.744	5.692	5.349	62.024
Térmica Convencional	6.560	5.684	6.588	9.641	10.274	10.007	10.010	9.378	7.537	6.620	8.035	8.546	98.880
PRODUCCION BRUTA	15.803	14.146	15.019	16.640	17.956	17.175	16.132	16.122	16.139	17.103	17.247	17.125	196.607
Consumos Producción	623	554	603	727	784	766	718	694	673	668	690	727	8.227
PRODUCCION NETA	15.180	13.592	14.416	15.913	17.172	16.409	15.414	15.428	15.466	16.435	16.557	16.399	188.380
Adquirida Autoprod.	3.376	3.585	3.369	2.908	2.960	2.554	2.883	3.443	3.492	3.309	4.129	3.421	40.029
PROD. TOTAL NETA	18.556	17.177	17.785	18.821	20.132	18.963	18.297	18.871	18.958	20.344	20.686	19.819	228.409
Consumos en Bombeo	369	219	266	416	420	472	437	390	322	400	405	305	4.421
Saldo Internacional	247	-37	134	409	237	123	160	55	-24	-119	-316	-290	579
DEMANDA	18.434	16.922	17.653	18.815	19.950	18.614	18.021	18.536	18.612	19.825	19.966	19.225	224.573
Δ % Mensual	4,6	-0,5	2,8	8,4	8,1	12,4	6,3	5,5	4,6	7,7	-0,8	2,9	-
Δ % 365 días	3,4	2,6	2,6	3,2	3,5	4,5	4,8	4,9	5,3	6,2	5,7	4,7	4,7

(*) El año móvil se corresponde con la suma de los últimos doce valores mensuales.

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh OCTUBRE 2003													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	96	1.704	2.264	4.444	318	2.863	88	0	2.552	869	2.605	17.803	
Térmica Nuclear	3.985	14.025	4.544	35.440	-	-	0	334	0	0	2.400	60.728	
Térmica Convencional	2.798	30.207	12.063	4.005	3.535	20.843	280	7.605	1.880	2.467	215	85.898	
PROD.TOTAL NETA I	6.879	45.936	18.871	43.889	3.853	23.706	368	7.939	4.432	3.336	5.220	164.429	
Saldo Internacional	647	-2.010	55	-3.951	104	4.216	284	1.621	264	362	25	1.617	
Consumos en Bombeo	119	581	390	650	83	862	108	0	215	51	159	3.218	
DEMANDA 2													
Mensual	7.407	43.345	18.536	39.288	3.874	27.060	544	9.560	4.481	3.647	5.086	162.828	
Δ %	1,2	2,4	5,5	6,5	2,9	1,0	0,9	1,6	0,9	3,9	1,3	3,3	
Año Móvil	84.535	508.876	221.972	446.702	49.596	319.405	6.091	110.028	51.620	42.588	59.082	1.900.495	
Δ %	0,9	2,3	4,9	2,0	3,5	3,1	1,1	1,5	0,6	3,5	0,8	2,5	
I.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P					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 participación de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 894 MW y 8.887 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.775 MW y máximo de 9.875 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.180 MW y un máximo de 7.494 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 315 MW y un máximo 1.806 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.687 MW y los 6.269 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.379 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

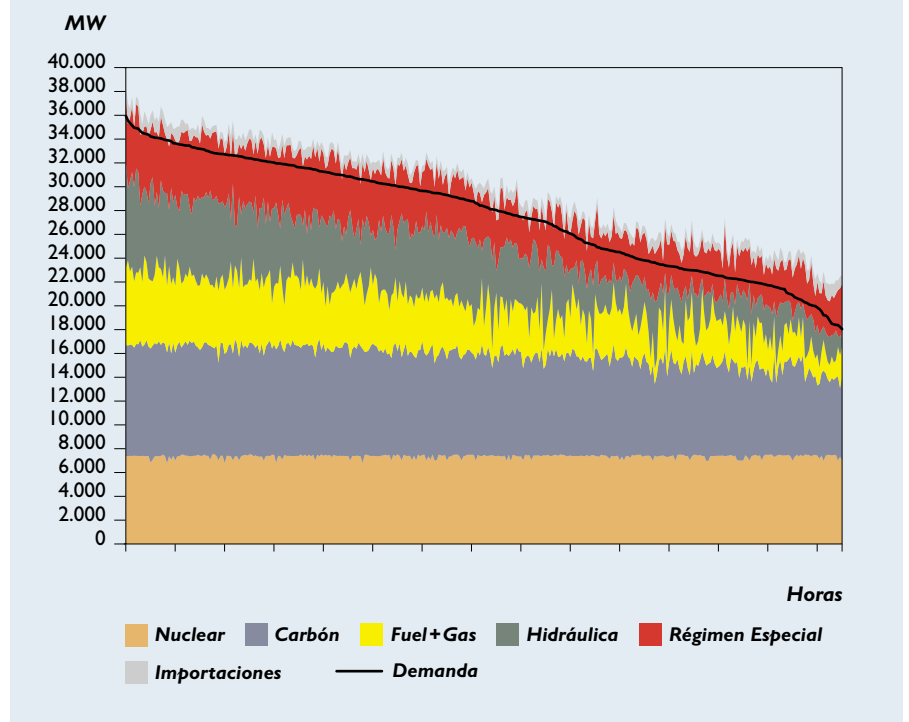


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

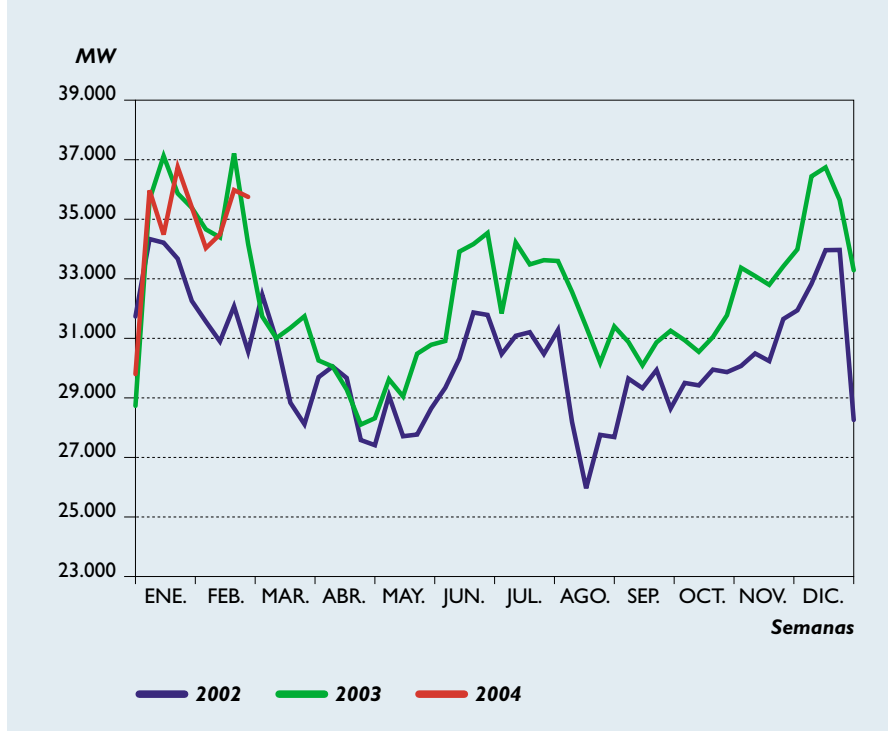


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 20 con 35.981 MW a las 20 horas. Este valor es inferior en 1.231 MW al máximo registrado en el mes de febrero de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. aumentó un 2,9%. En febrero, las temperaturas fueron más altas que las del año anterior, restando 1,9 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 2,9 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	19.225	2,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		2,9
Efecto Temperatura (3)		-1,9
Efecto Act. Económica y Otros		1,9
Acumulado Año		
Demanda Total	39.190	0,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,3
Efecto Temperatura (3)		-2,3
Efecto Act. Económica y Otros		2,9

- (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)

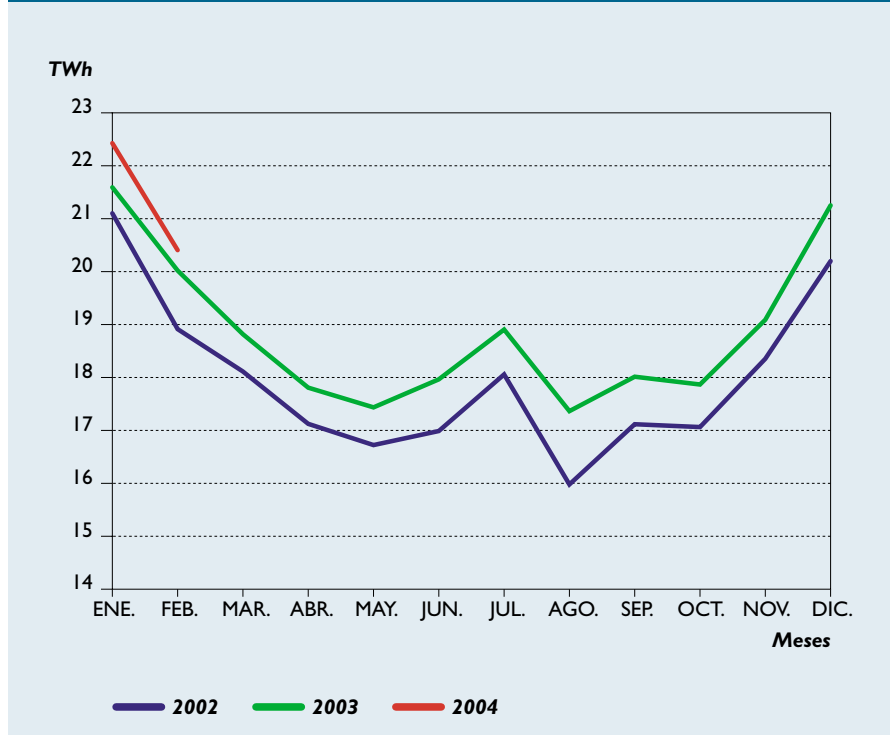


GRÁFICO 3

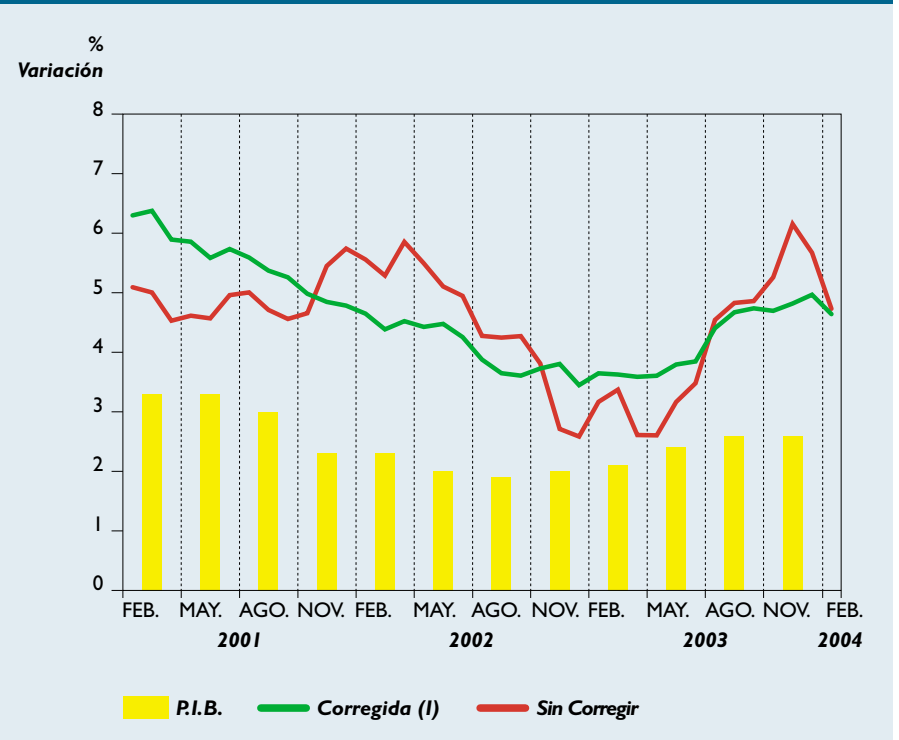
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 1,9%, inferior en 3,9 puntos al crecimiento experimentado en febrero del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,7%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,6% en el mismo período. Este crecimiento es inferior al experimentado el mes pasado.

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

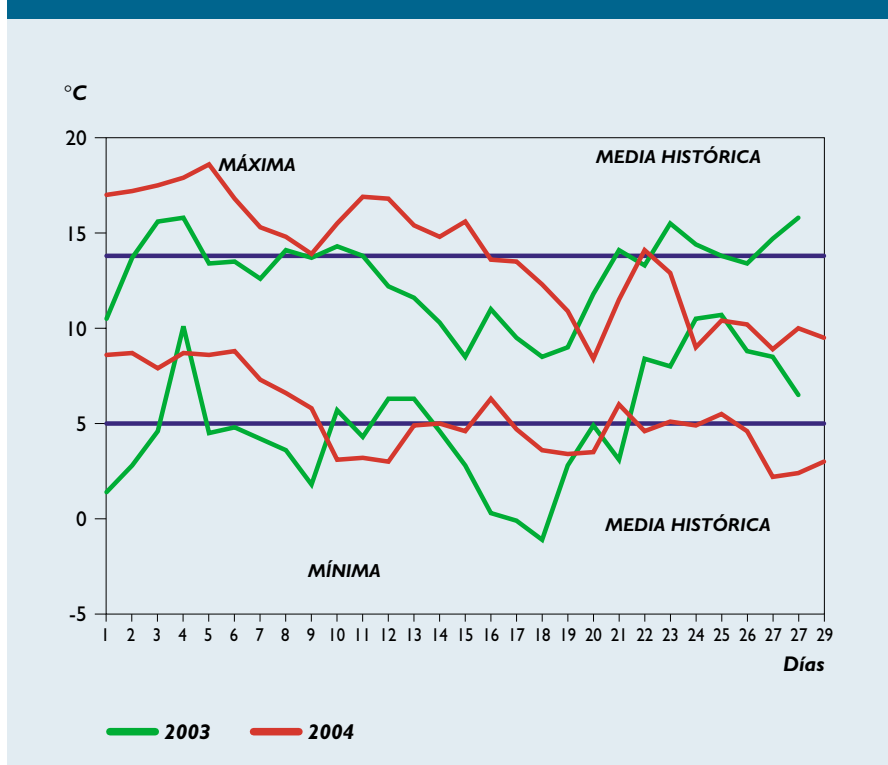


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de febrero fue de 9,5 °C, superior en 0,7 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las registradas en febrero de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 13,8 °C, superior a los 12,8 °C registrados en febrero del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 5,3 °C frente a los 5,0 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 87 GWh, inferior en 59 GWh al valor característico de un mes de febrero.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes seco, registrándose un producible mínimo de 33 GWh el día 16 y un máximo de 127 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

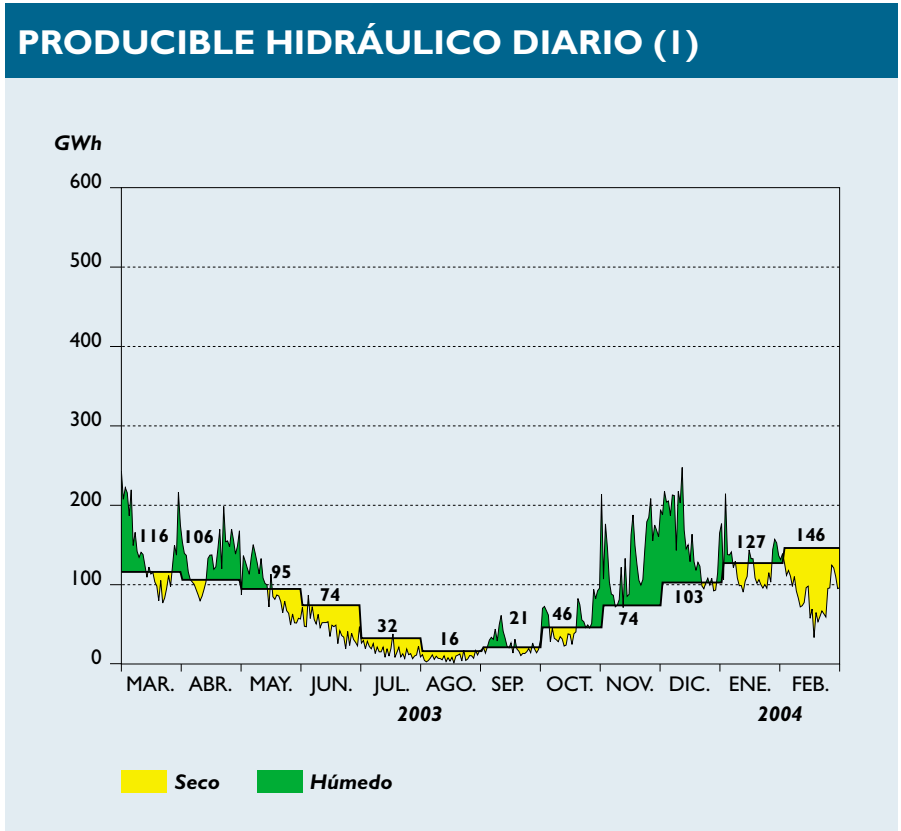


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

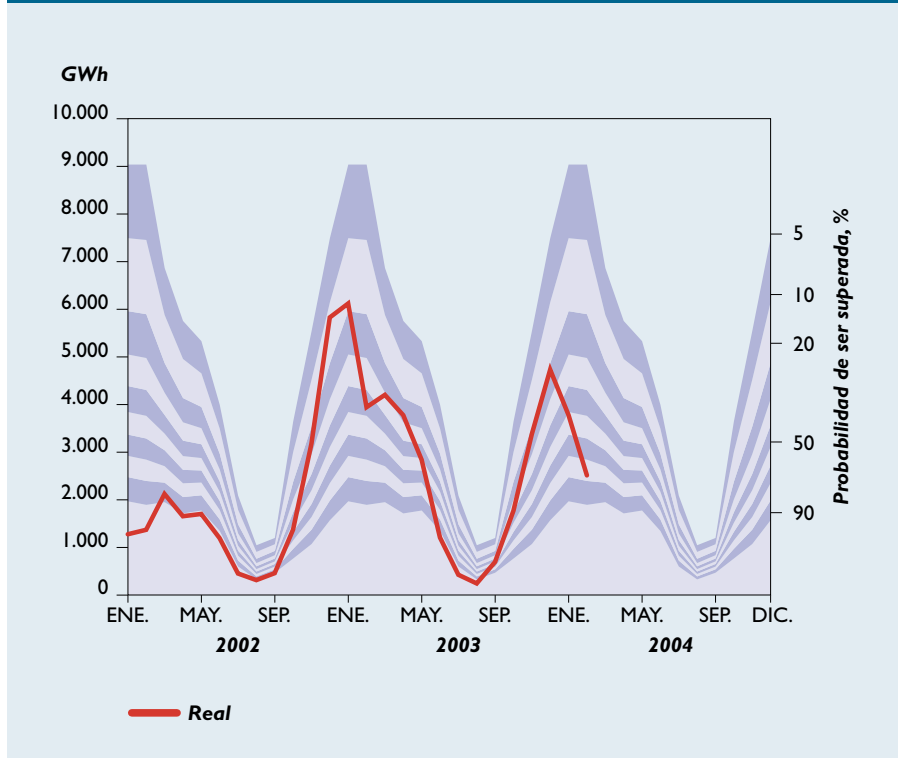


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,62 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 77%.

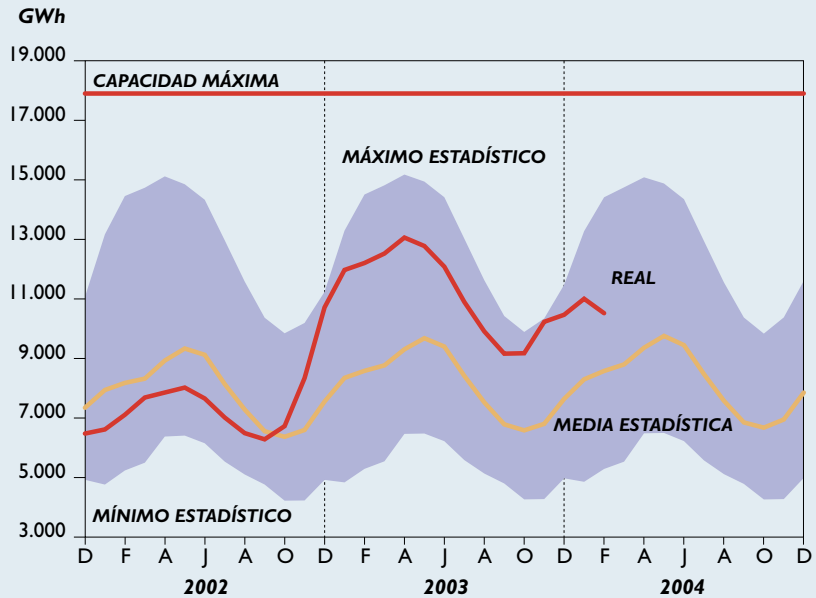
En los primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,79 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 69%.

(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 situó a final de mes al 58,8% de su capacidad, inferior en 9,4 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

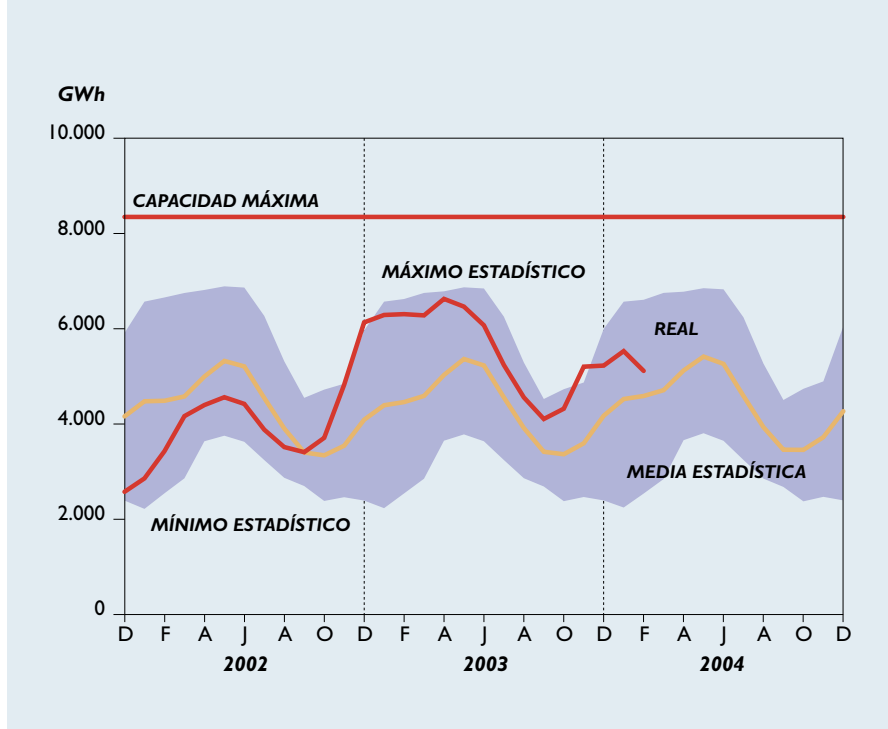


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 registraron a final de mes un nivel de reservas del 61,3%; 5 puntos menos que en el mes de enero. Es el cuarto valor más alto registrado en un mes de febrero desde 1998.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 56,6% de su capacidad, inferior en 0,7 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

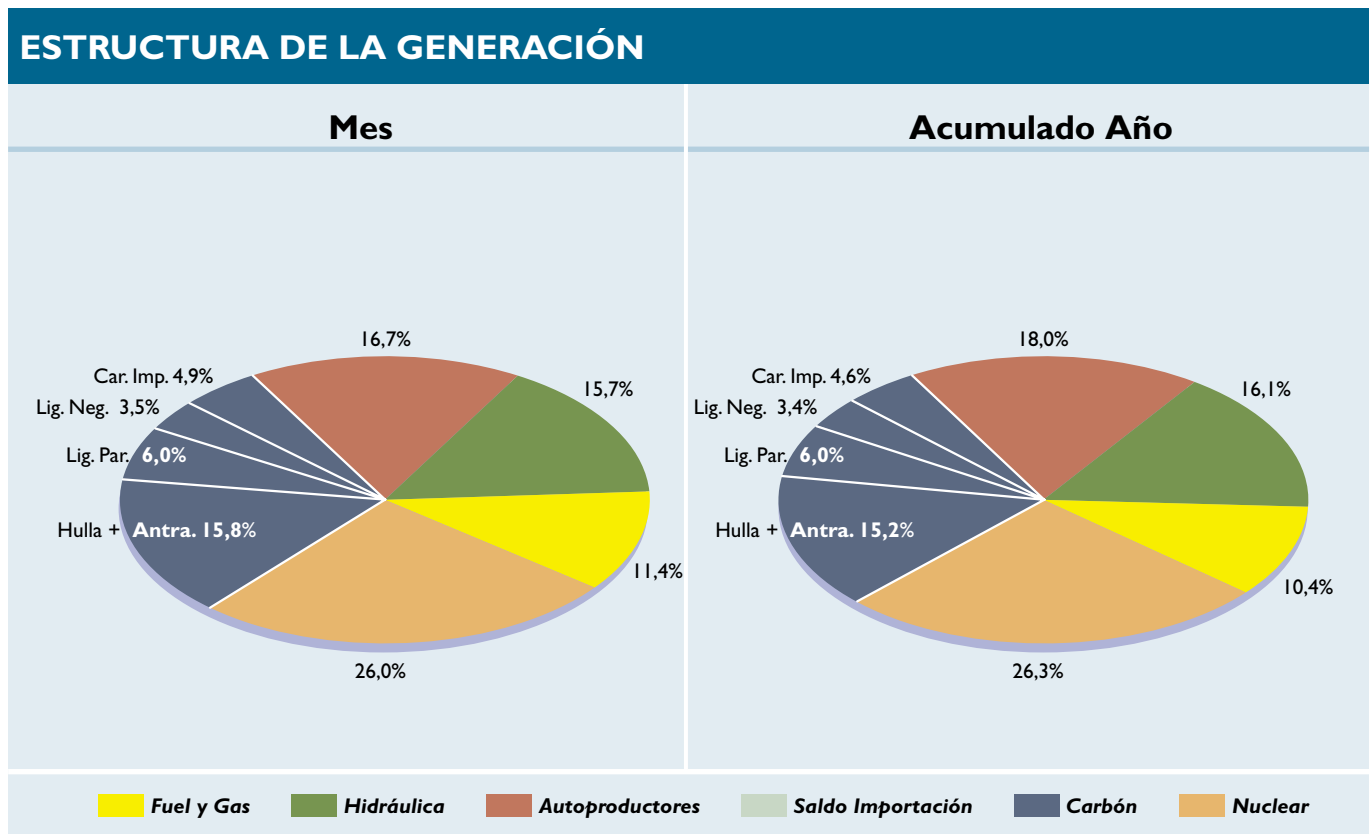


GRÁFICO 10

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

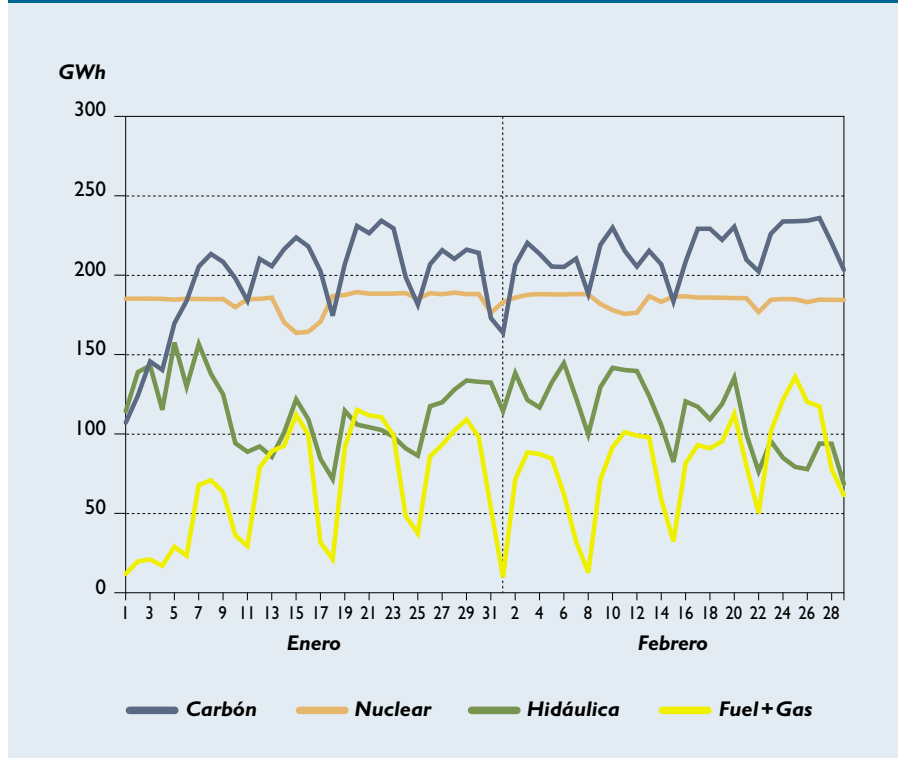


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 236 GWh y un mínimo de 205 GWh; la hidráulica entre 145 GWh y 78 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 136 GWh y mínimo de 62 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 185 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	FEBRERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	1,00	0,00	0,00	0,99	0,00	0,01
Hulla + Antracita	0,95	0,00	0,05	0,96	0,00	0,04
Lignito Pardo	0,98	0,00	0,02	0,99	0,00	0,01
Lignito Negro	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
Carbón Importación	0,87	0,00	0,13	0,85	0,00	0,15
TOTAL CARBÓN	0,95	0,00	0,05	0,95	0,00	0,05
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,88	0,00	0,12	0,89	0,00	0,11

R.A.: Revisión anual
 Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
1	C-220 kV Escombreras-Fausita 2 AT-2 400/220 kV de Escombreras	450 MVA
12	SE 400 kV Campo de Gibraltar	Configuración de barra única con interruptor de acoplamiento. Sirve para evacuar a dos nuevos grupos de ciclo combinado.
16	L-400 kV Pinar-Campo de Gibraltar 2	

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 19 a las 14:16 horas se produce en la Subestación de 220 kV de Sesue el disparo del interruptor salida Tforadada. Como consecuencia del disparo hay una pérdida de 3 MW en Sesue y Eriste, durante 12 minutos.

El día 27 a las 14:59 horas se produce el disparo del TF1 y TF2 220/55 kV de ASTILLERO produciéndose un corte de mercado de 62 MW correspondientes a las subestaciones de distribución

en la zona oriental de Cantabria (Treto, El Bosque, Argoños, Ramales, La Venera, Carriedo, Toranzo y Penagos). A las 15:05 horas queda restablecido todo el mercado. Se ven afectados 83.500 clientes.

Se detecta una pérdida de mercado de 48 MW del suministro al consumidor en 220 kV Ferroatlántica, así como una pérdida de cogeneración de 65 MW de Repsol.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, 301 GWh, tal y como viene ocurriendo desde noviembre de 2003.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 99,7% (382 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, EGL, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, HIDRO-CANTÁBRICO ENERGÍA, LUSEO ENERGÍA, ENBW y UNIÓN FENOSA COM. han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 47, 25, 17, 12, 10, 5, 1, 1, 1 y 1 GWh.

A través de esta interconexión, EDF, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, LUSEO ENERGÍA, HIDRO-CANTÁBRICO GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, EGL y EDP ENERGÍA IBÉRICA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 89, 59, 26, 14, 12, 7, 4, 2, 2 y 3 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, ENDESA GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, HIDRO-CANTÁBRICO ENERGÍA, EDP ENERGÍA IBÉRICA, UNIÓN FENOSA COM., EGL ESPAÑA ENERGÍA y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor de 51 GWh la primera de ellas, y valores no superiores a 3 GWh las restantes.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ENDESA ENERGÍA, HIDRO-CANTÁBRICO GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN y REN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 163, 129, 125, 41 y 20 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 comprador en el mercado de producción español (126 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 46 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

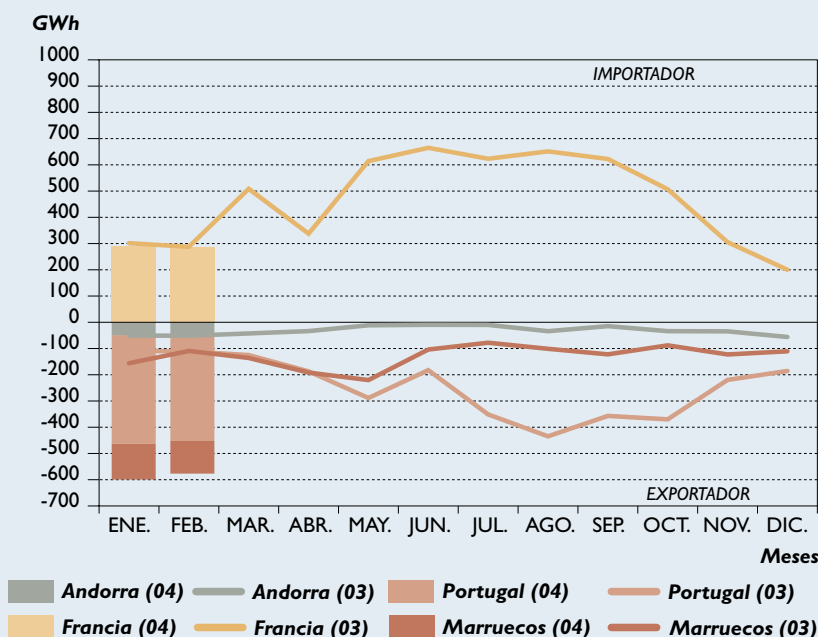


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	46,1	0,0	-46,1
España-Francia	83,5	371,3	287,8
España-Portugal	623,6	216,7	-406,9
España-Marruecos	124,9	0,4	-124,5
TOTAL	878,1	588,5	-289,6

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾	Energía ⁽³⁾	
			S/2002	Renovable
Ene.	20,68	3,58	56,96	43,08
Feb.	17,79	3,81	60,11	39,89
Mar.				
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	19,26	3,69	58,36	41,64

(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.

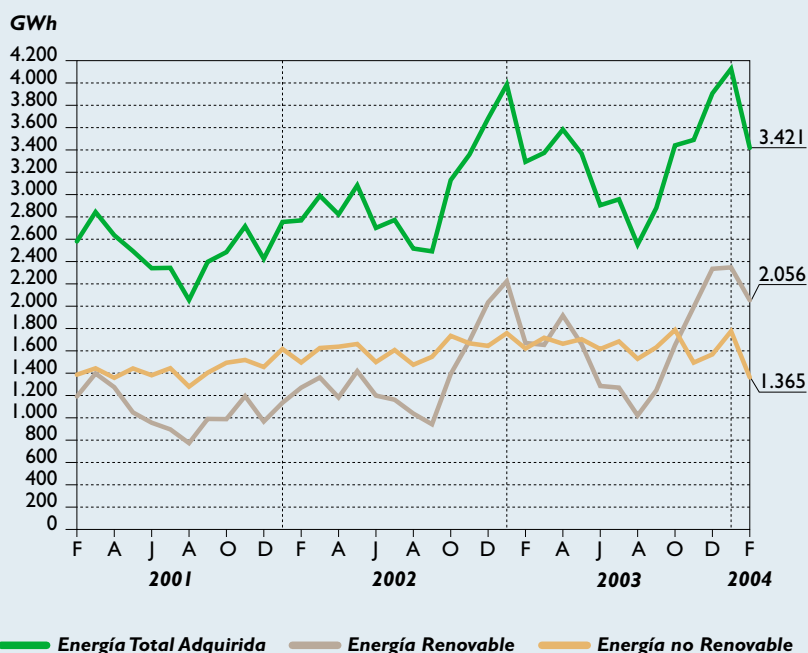


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,522 c€/kWh y mínimo de 2,365 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,149 c€/kWh y los 1,468 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

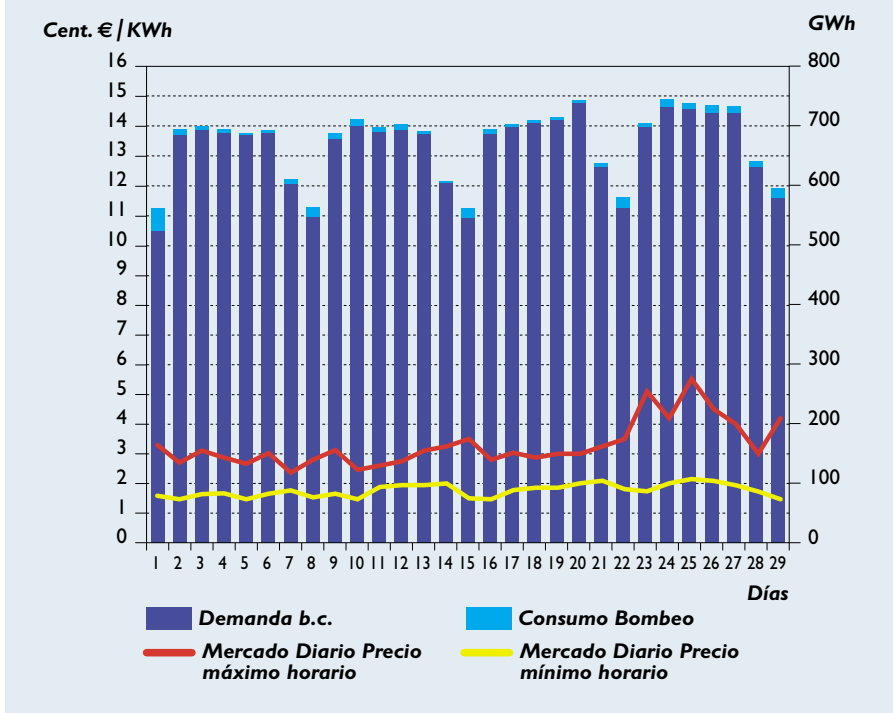


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	16.928	81,5	Distribuidoras	10.589	51,0
- Producción Interior	16.409		- Mercado Diario	10.511	
- Importación	520		- Mercados Intradiarios	78	
Francia	474		Comercializadoras	5.954	28,7
Portugal	46		- Mercado Diario	5.664	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	290	
Mercados Intradiarios	637	3,1	Consumidores Cualificados	3	0,0
- Producción Interior	586		Demanda Bombeo	330	1,6
- Importación	51		Exportación	719	3,5
Francia	24		- Portugal	344	
Portugal	28		- Marruecos	128	
Marruecos	0		- Andorra	45	
Indisponibilidades	-53	-0,3	- Francia	203	
Operación del Sistema (1)	74	0,4	Ajuste demanda	-9	0,0
TOTAL MERCADO	17.586	84,7	TOTAL MERCADO	17.586	84,7
Contratos Bilaterales (2)	180	0,9	Contratos Bilaterales (2)	180	0,9
Energía programada en Régimen Especial	3.003	14,5	Energía adquirida al Régimen Especial	3.003	14,5
TOTAL	20.769	100	TOTAL	20.769	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 2004

- Se ha puesto en servicio un trafo en la subestación de Escombreras y su correspondiente posición. También ha entrado en servicio la línea a 220 kV Escombreras-Fausita (0,1 km. en subterráneo y 0,43 km. en aéreo).
- Mayor número de líneas cargadas respecto al mismo mes del año anterior y menor número de transformadores.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.540	16.360 (*)
Subestaciones	Posiciones	780	1.767
Transformación (I)	Número de unidades	93	1
Reactancias	Número de unidades	23	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2	-

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

(*) Incluye cable subterráneo.

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

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
Líneas	Longitud (km)	16.050	205	16.255	285
Subestaciones	Posiciones	643	42	685	95
Transformación	Nº de unidades	51	10	61	32
	MVA	27.113	4.440	31.553	16.206
Reactancias	Nº de unidades	22	1	23	-
	MVAr	3.300	150	3.450	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2	-	2	-

(*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.418	6.851 (I)	11.269	5.091 (I)
Subestaciones	Posiciones	230	885	1.115	652
Transformación	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
Reactancias	Nº de unidades	9	7	16	26
	MVAr	550	308	858	1.656

(*) Pendiente de revisión por inventario de adquisición de activos a Endesa y Unión Fenosa.

(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 cuatro líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque tan sólo la L-400 kV Cartelle-Lindoso ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV cuarenta y tres líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y ocho de ellas han alcanzado una carga media superior al 50%.

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

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

LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%

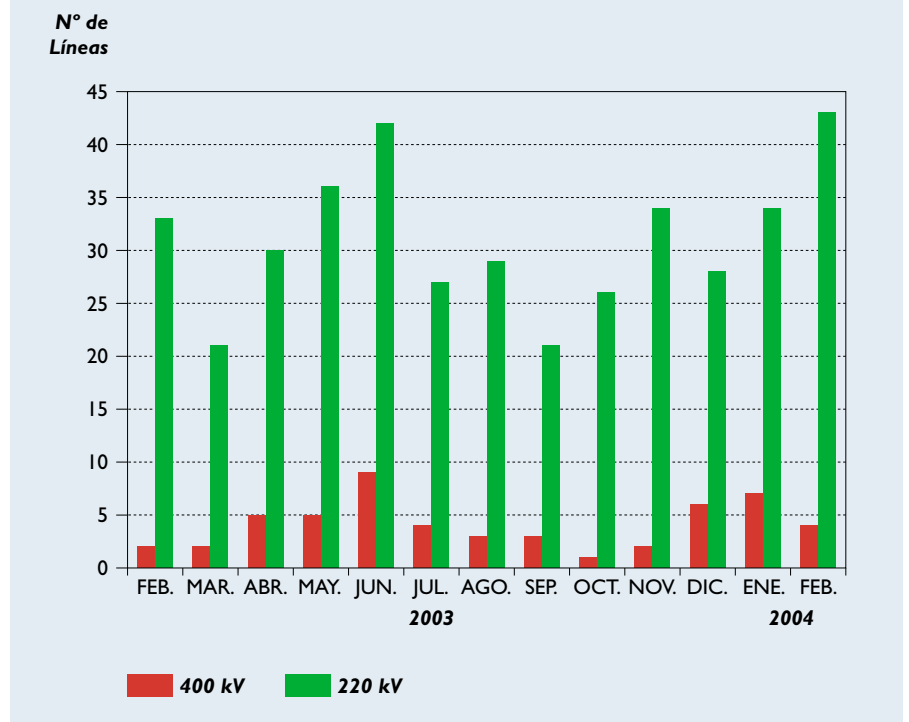


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

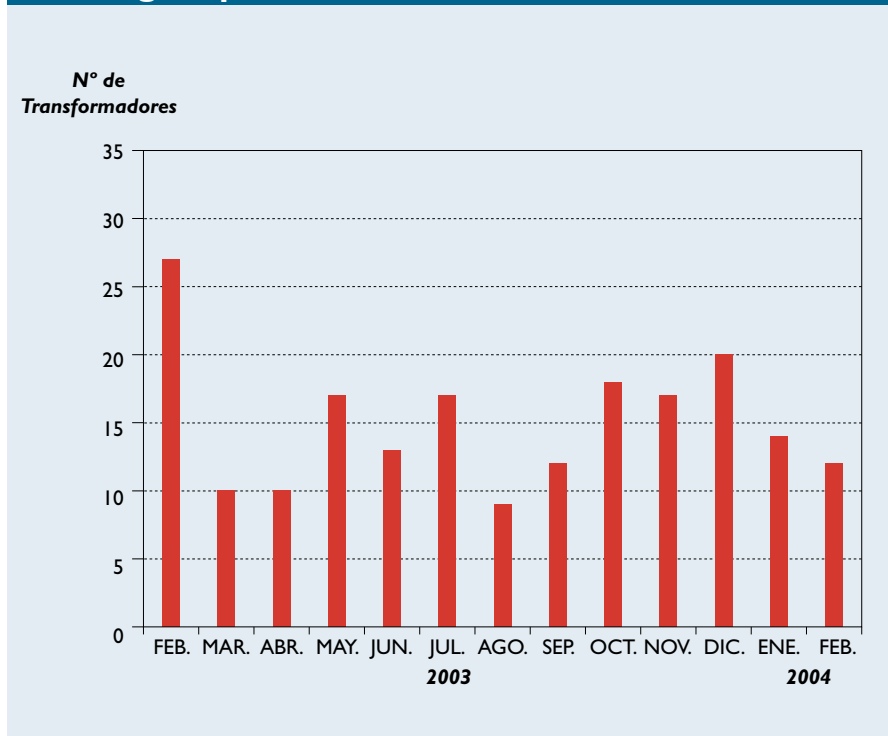


GRÁFICO 2

Este mes doce transformadores han superado una carga máxima del 80%, uno de ellos registra una carga media superior al 70%.

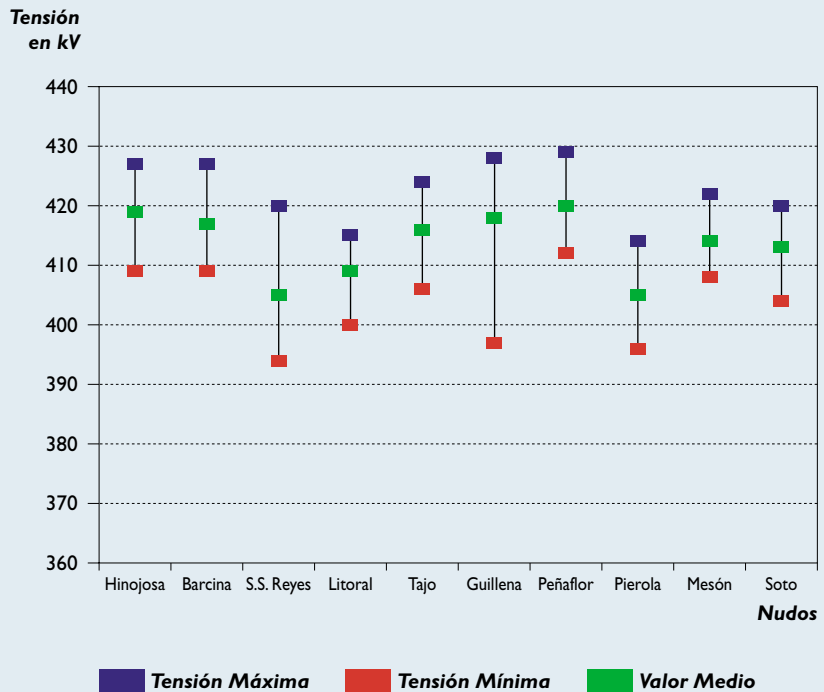
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 383 kV en Sallente y los 459 kV en Guadame. El 35% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 24% entre 420 y 425 kV. El 2% de las medidas superan los 430 kV.

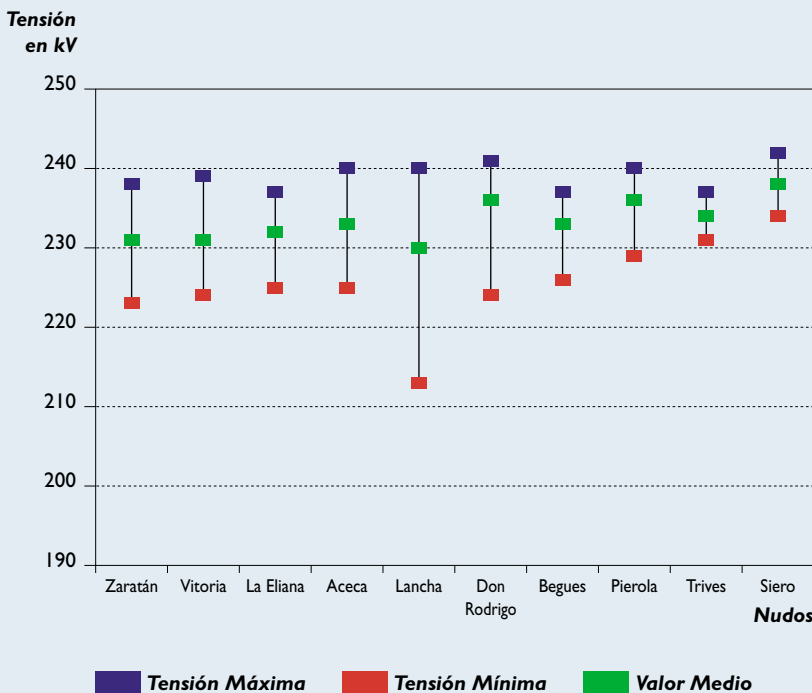
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 203 kV de Moralets y los 251 kV registrados en Benahadux. El 47% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 33% entre 235 y 240 kV. Un 3% de las medidas superan los 240 kV.

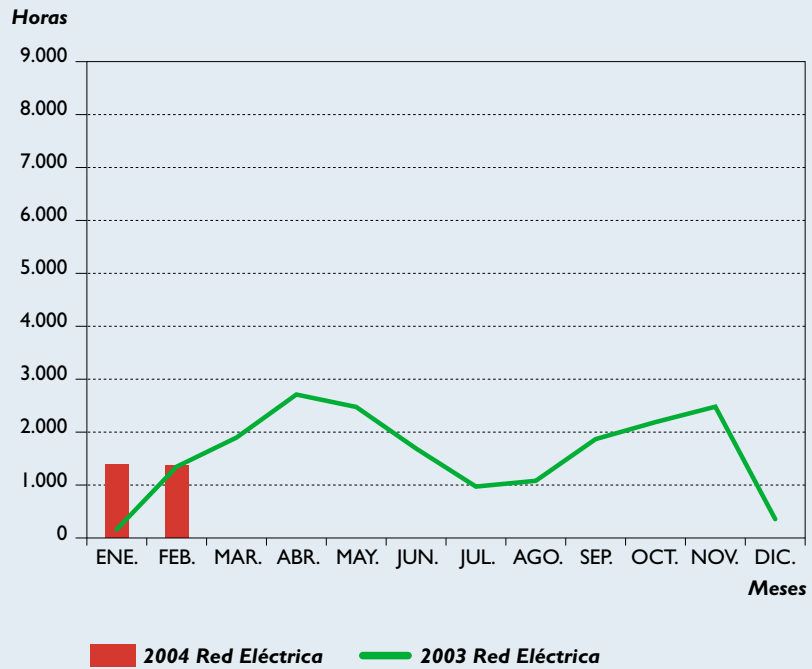
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 220 kV Mesón-Sabón, Meirama-Sabón y Meirama-Mesón para mantenimiento de las líneas.
- Línea de 220 kV Nava-Picón para sustituir cadena con aisladores rotos.
- Línea de 220 kV Sanabria-Mudarra para sustituir empalmes del cable de tierra.
- Línea de 400 kV Aragón-Peñalba I para mantenimiento de la línea.
- Línea de 400 kV Begues-Vandellós para reparar venas rotas en el conductor.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



La evolución anual de los descargas tiene una tendencia fuertemente estacional con objeto de maximizar el uso de las horas de luz natural y la coordinación con los descargas de los equipos generadores.

GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	426	1.335	0	12
220 kV	934	688	0	0
< 220 kV	8	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Olmedilla, posición adyacente a barras I de salida Romica para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Vandellós, acoplamiento de barras, para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Villaviciosa, posición central de la calle de Almaraz 2, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Foix, acoplamiento de barras, para revisar equipos de la posición y seccionadores de barras.
- Subestación de 220 kV Sabón, acoplamiento de barras, para revisar el seccionador adyacente a la barra 2.

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

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

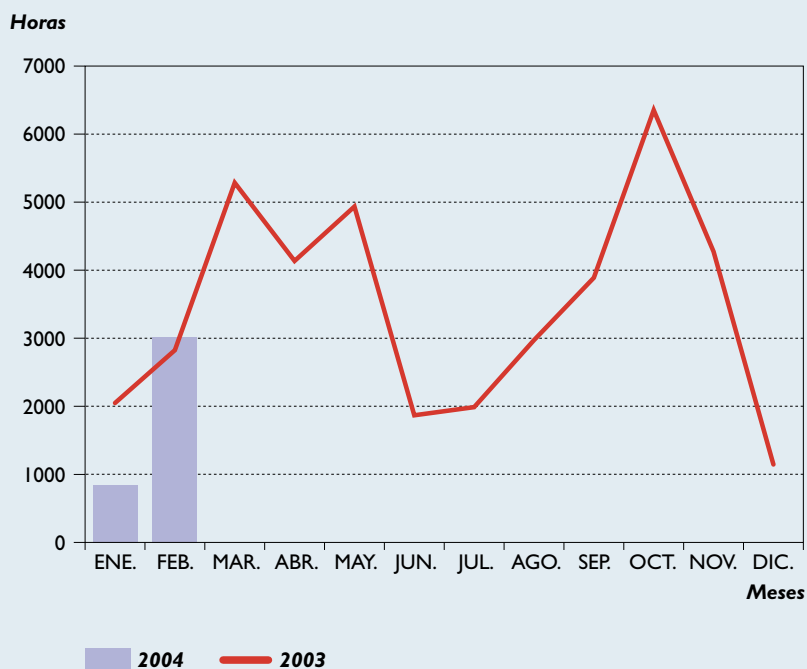


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.813	670	2.482
Barras	334	206	540
TOTAL	2.147	876	3.023

CUADRO 5

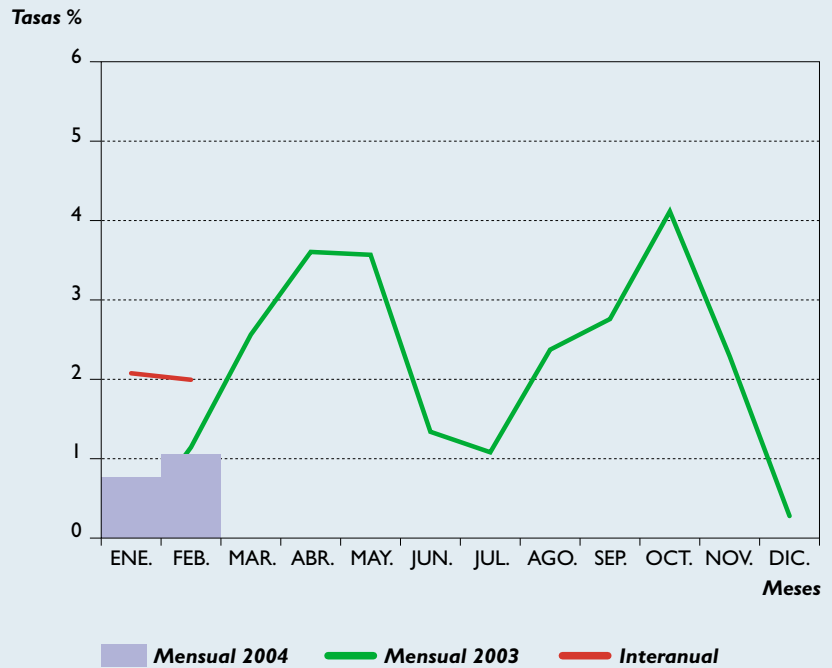
- Subestación de 220 kV Torrearenillas, posición adyacente a barras I de la salida de Santiponce, para revisar el interruptor.

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



Nota: La tasa de indisponibilidad no incluye las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

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	0,418	0,573	
Indisponibilidades Fortuitas	0,015	0,043	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,433	0,616	
Por Otras Causas	0,617	1,378	
TOTAL	1,050	1,994	

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

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

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)

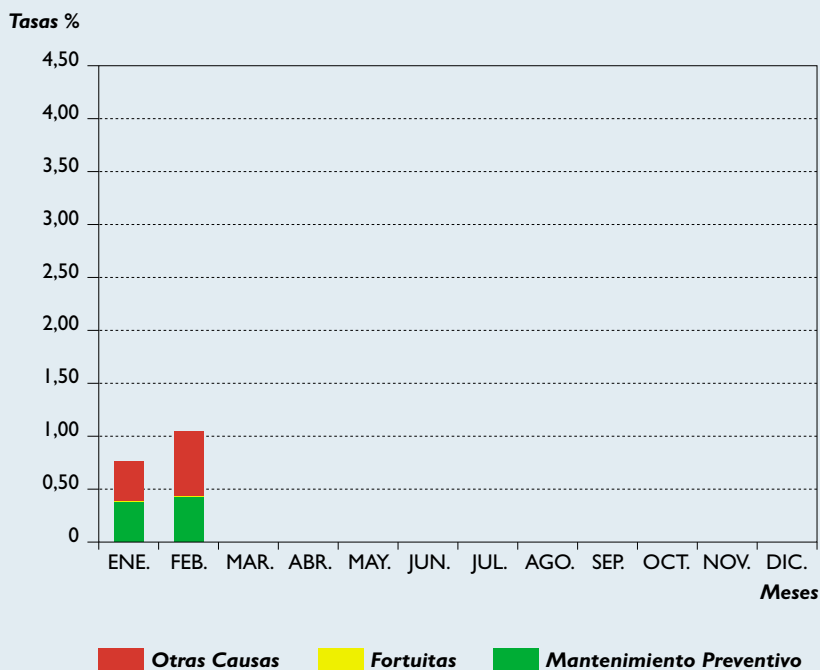
PN_i = potencia nominal de cada línea

CUADRO 6



DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 8

6. COMPORTAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

CAUSAS DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES

Número de Incidentes

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	18
	220 kV	0	0	42
	< 220 kV	0	0	2
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	2

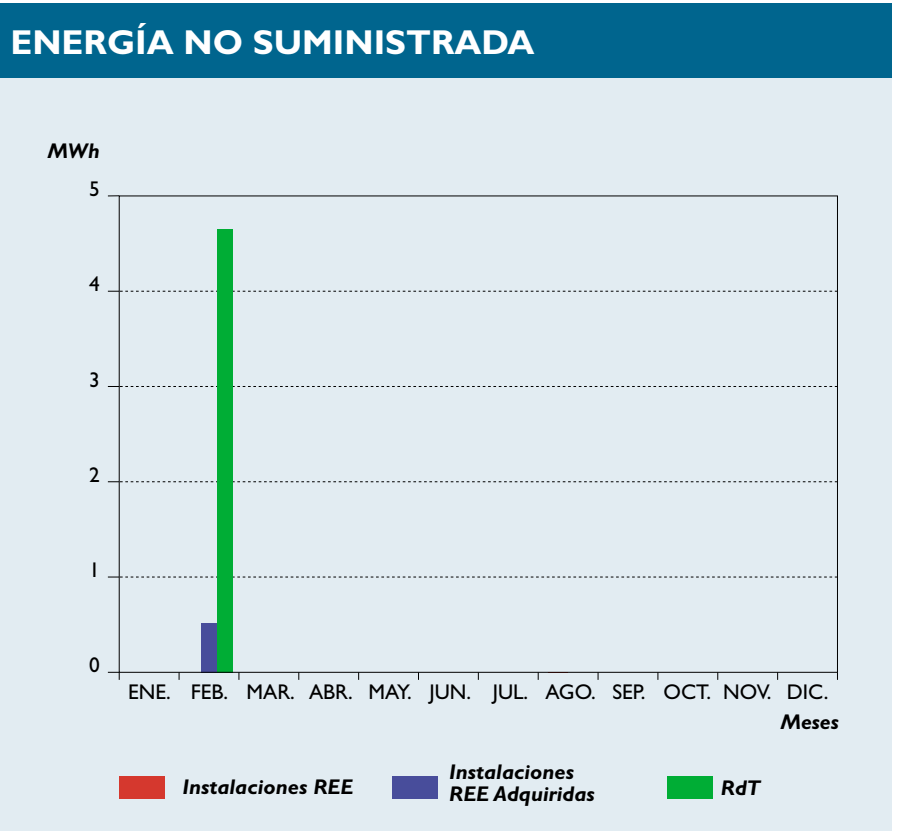
Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	2	7	9
	220 kV	1	18	23
	< de 220 kV	0	2	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	2	0

CUADRO 7



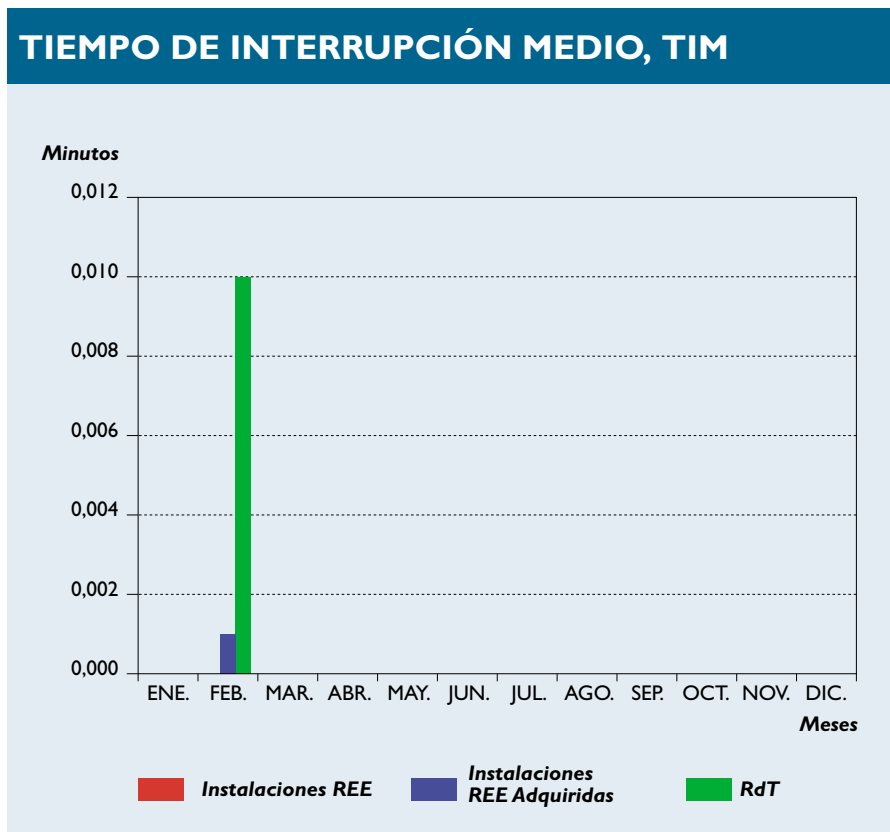
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de febrero se han registrado dos cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte. Uno de ellos en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica en Aragón, de 0,52 MWh debido a fallo humano y otro en instalaciones de otros transportistas de 4,13 MWh debido a agentes atmosféricos.



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 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 0,001 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,01 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