

Informe Mensual

AGOSTO 2003



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: 31-08-2003. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de agosto alcanzó los 18.472 GWh, con un crecimiento del 11,5% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 7,8%.
- El mes ha sido seco, con una energía producible hidráulica registrada este mes que representa el 47,2% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 55,4% de su capacidad total, segundo valor más alto registrado en un mes de agosto desde 1980.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.594	25,8	27.137	99,2	36.040	71,7
NUCLEAR	5.389	-3,7	41.339	0,4	63.185	1,6
Hulla + Antracita	3.603	14,0	24.091	-14,8	36.142	-16,2
Lignito Pardo	1.272	-4,1	9.094	-15,4	13.996	-13,2
Lignito Negro	797	1,6	5.218	-22,6	8.088	-18,4
Carbón Importación	1.311	7,9	8.863	1,2	13.298	-1,1
TOTAL CARBÓN	6.983	7,6	47.266	-13,3	71.523	-13,4
Gas Natural	2.535	111,4	11.463	76,9	16.763	87,2
Fuel-Oil	523	-3,3	3.066	-64,3	4.485	-64,2
PRODUCCIÓN BRUTA	17.024	12,8	130.272	4,7	191.997	2,5
Consumos Producción	783	11,0	5.354	-5,2	8.054	-5,2
PRODUCCIÓN NETA	16.240	12,9	124.918	5,2	183.943	2,9
Adquirida Autoproduct.	2.591	3,0	25.023	11,8	37.432	14,9
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	18.832	11,4	149.941	6,3	221.376	4,8
Consumos en Bombeo	480	-16,2	3.136	-30,7	5.564	-9,6
Saldo Internacional	120	-	1.174	-	2.637	-49,1
DEMANDA	18.472	11,5	147.979	5,4	218.448	3,9

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	T. Año Móvil
	2002				2003								
Hidroeléctrica	1.279	1.366	2.042	4.216	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.340	2.007	1.594	36.040
Térmica Nuclear	4.789	5.635	5.604	5.818	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.660	5.640	5.389	63.185
Térmica Convencional	9.252	8.440	7.534	5.750	6.054	6.922	6.560	5.684	6.588	9.641	10.307	10.041	92.773
PRODUCCION BRUTA	15.320	15.441	15.180	15.784	17.343	16.344	15.803	14.146	15.019	16.641	17.954	17.024	191.997
Consumos Producción	697	717	673	612	634	618	623	554	603	726	813	783	8.054
PRODUCCION NETA	14.623	14.724	14.507	15.172	16.709	15.726	15.180	13.592	14.416	15.915	17.141	16.240	183.943
Adquirida Autoprod.	2.477	3.103	3.260	3.569	3.775	3.357	3.100	3.270	3.161	2.845	2.924	2.591	37.432
PROD. TOTAL NETA	17.100	17.827	17.767	18.741	20.484	19.083	18.280	16.862	17.577	18.760	20.065	18.831	221.376
Consumos en Bombeo	598	576	570	684	587	380	369	219	266	415	421	480	5.564
Saldo Internacional	428	298	491	246	26	51	247	-37	134	409	223	120	2.637
DEMANDA	16.929	17.550	17.688	18.303	19.922	18.755	18.157	16.607	17.445	18.753	19.867	18.472	218.448
Δ % Mensual	2,7	4,9	-0,7	-3,0	3,1	10,5	3,1	-2,3	1,6	8,1	7,7	11,5	-
Δ % 365 días	4,2	4,2	3,7	2,6	2,3	3,0	3,0	2,1	2,0	2,6	2,9	3,9	3,9

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MAYO 2003													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	130	2.032	3.676	5.137	333	4.572	74	0	3.092	1.245	3.681	23.972	
Térmica Nuclear	3.444	11.535	4.789	32.487	—	—	0	336	0	0	2.269	54.860	
Térmica Convencional	2.574	26.680	9.112	2.357	3.538	18.106	271	6.919	638	1.922	227	72.344	
PROD.TOTAL NETA I	6.148	40.247	17.577	39.981	3.871	22.678	345	7.255	3.730	3.167	6.177	151.176	
Saldo Internacional	676	579	134	-6.067	116	4.366	246	1.497	277	279	-1.380	723	
Consumos en Bombeo	137	597	266	688	81	861	89	0	144	36	306	3.205	
DEMANDA 2													
Mensual	6.687	40.229	17.445	33.226	3.906	26.183	502	8.752	3.863	3.410	4.491	148.694	
Δ %	0,9	-0,2	1,6	-0,9	6,9	1,5	0,8	0,6	6,0	4,8	-2,6	0,6	
Año Móvil	84.008	503.770	213.158	440.566	48.314	313.253	6.070	109.017	51.262	41.526	58.733	1.869.677	
Δ %	1,7	1,7	2,0	1,0	2,0	2,0	1,7	0,8	-3,0	2,8	0,8	1,4	
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 585 MW y 5.775 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 7.173 MW y máximo de 10.126 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.959 MW y un máximo de 8.055 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 470 MW y un máximo 1.530 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 1.994 MW y los 4.584 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.134 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

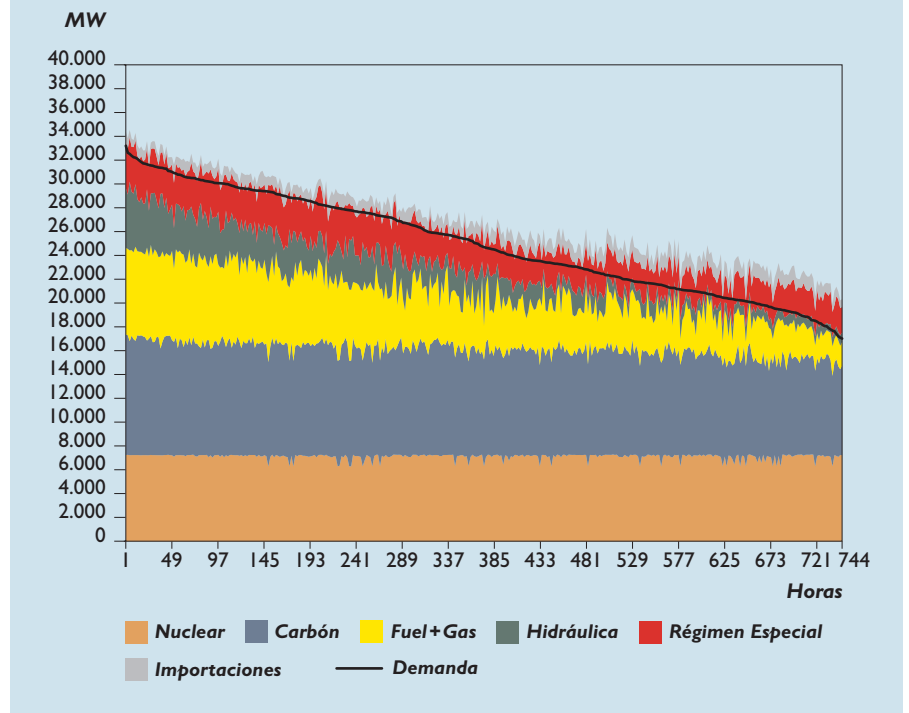


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

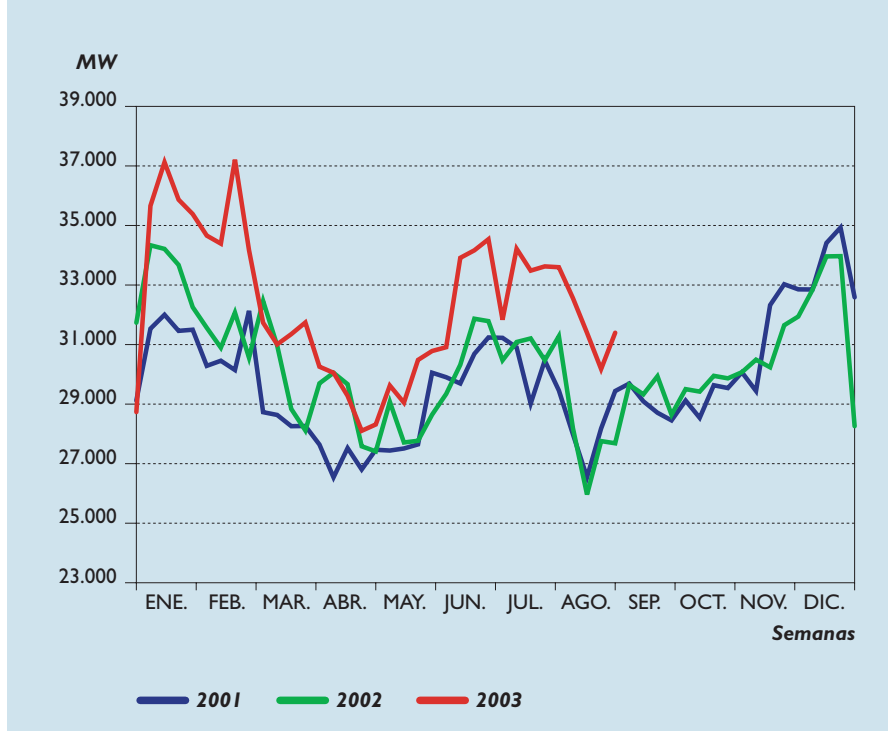


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 1 con 33.239 MW a las 14 horas. Este valor es superior en 5.048 MW al máximo registrado en el mes de agosto de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 11,5%. En agosto, las temperaturas fueron más altas que las del año anterior, aportando 4,1 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,4 puntos negativos.

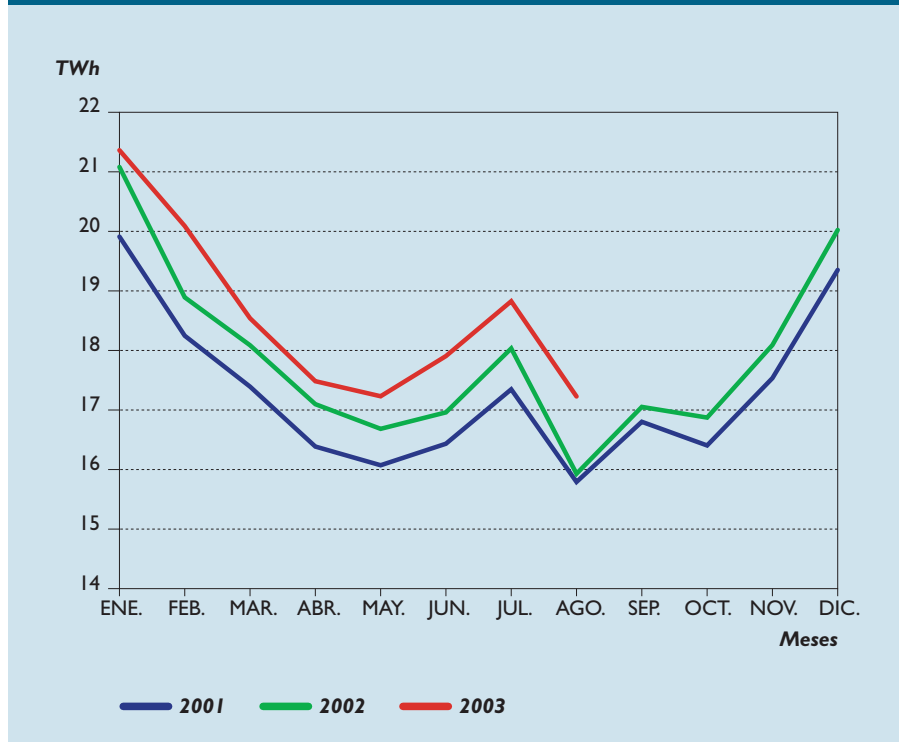
DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.472	11,5
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,4
Efecto Temperatura (3)		4,1
Efecto Act. Económica y Otros		7,8
Acumulado Año		
Demanda Total	147.979	5,4
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,2
Efecto Temperatura (3)		1,2
Efecto Act. Económica y Otros		4,0

(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 se estima que ha experimentado una variación positiva del 7,8%, superior en 6,7 puntos al crecimiento experimentado en agosto del año anterior.

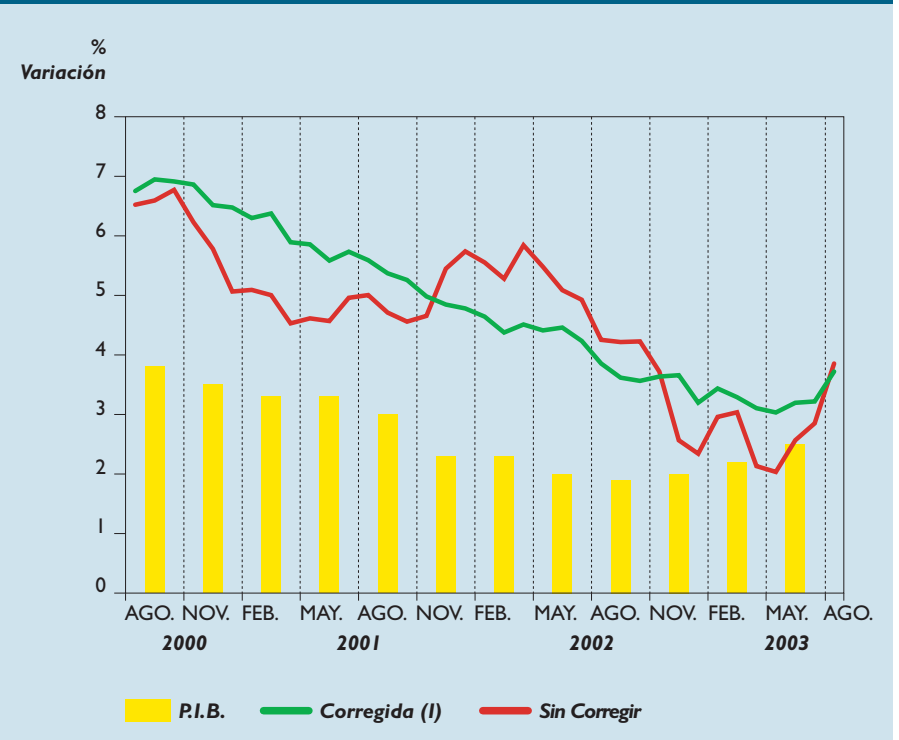
(I) Demanda con temperatura media en un mes tipo.

GRÁFICO 3



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 3,9%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 3,7% en el mismo período. Este crecimiento es superior al experimentado desde principios del año 2003.

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

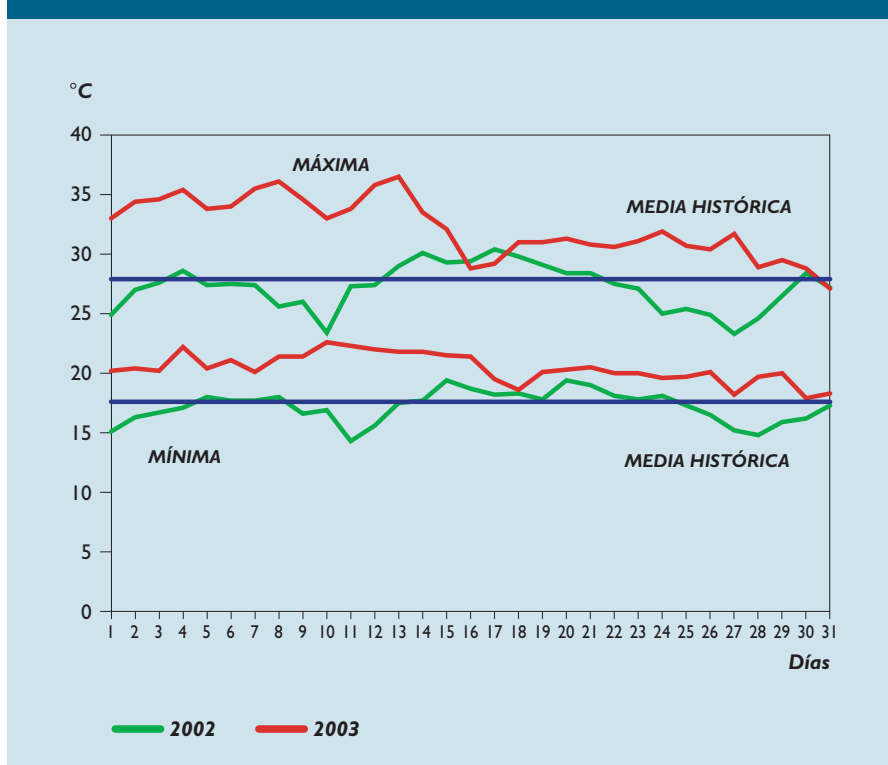


GRÁFICO 5

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 agosto fue de 26,3 °C, superior en cuatro 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 agosto de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 32,2 °C, superior a los 27,2 °C registrados en agosto del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 20,4 °C frente a los 17,2 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 9 GWh, inferior en 7 GWh al valor característico de un mes de agosto.

Desde el punto de vista hidroeléctrico el mes ha sido seco, registrándose un producible mínimo de 2 GWh el día 17 y un máximo de 18 GWh el día 31.

(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

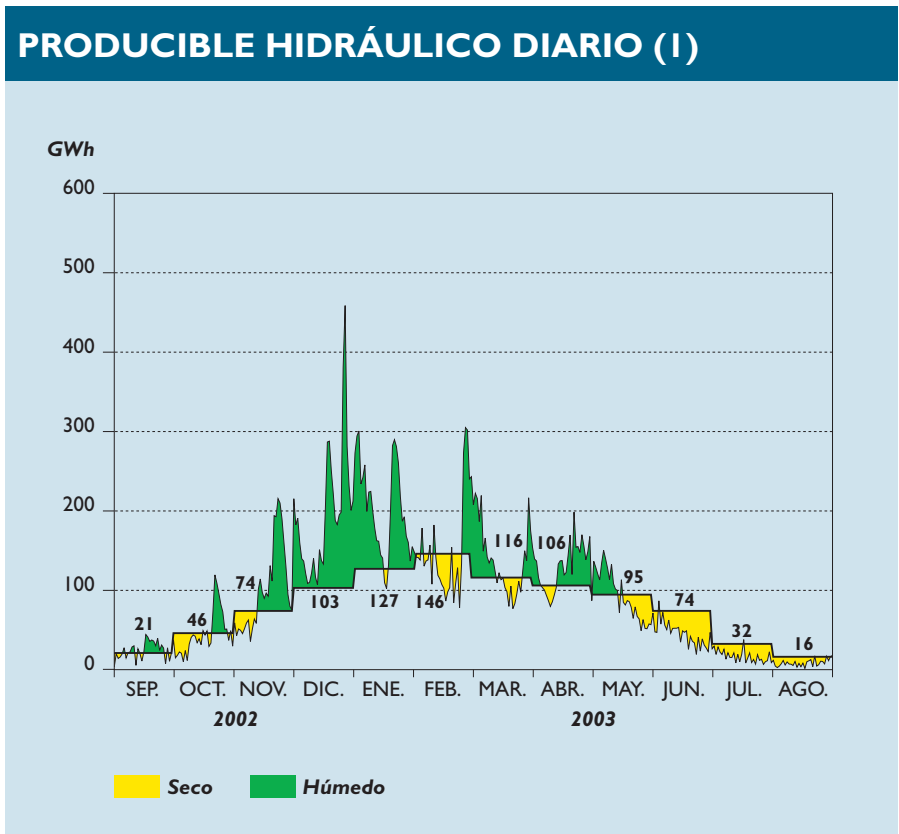


GRÁFICO 6

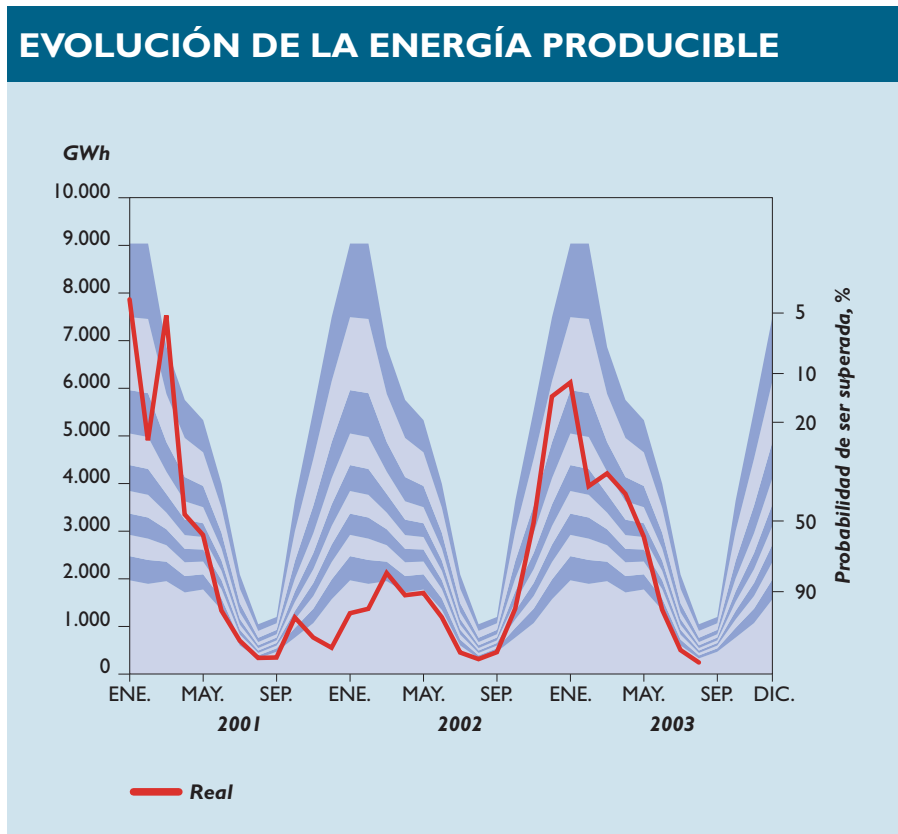


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,53 del valor característico, con una probabilidad de ser superada del 93%.

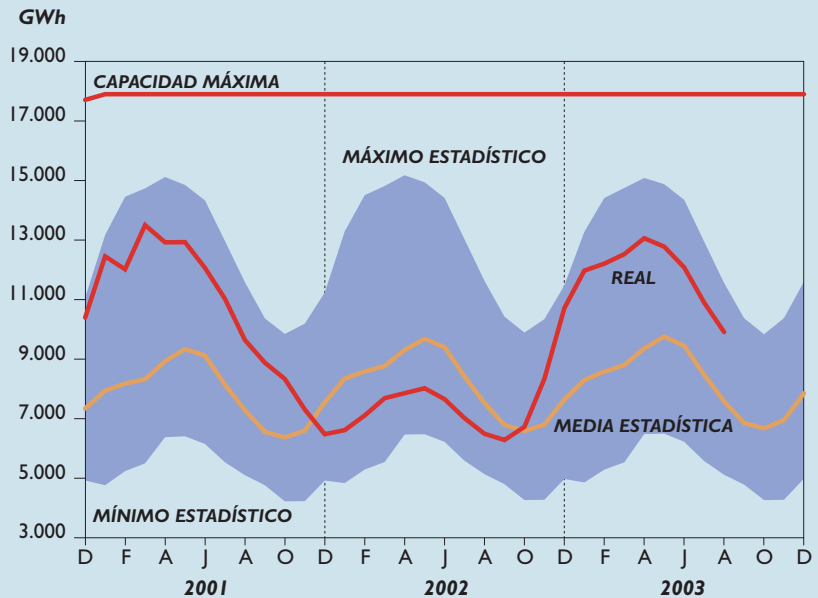
En los ocho primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,08 del valor característico, con una probabilidad de ser superada del 37%.

(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 55,4% de su capacidad, superior en 19,1 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

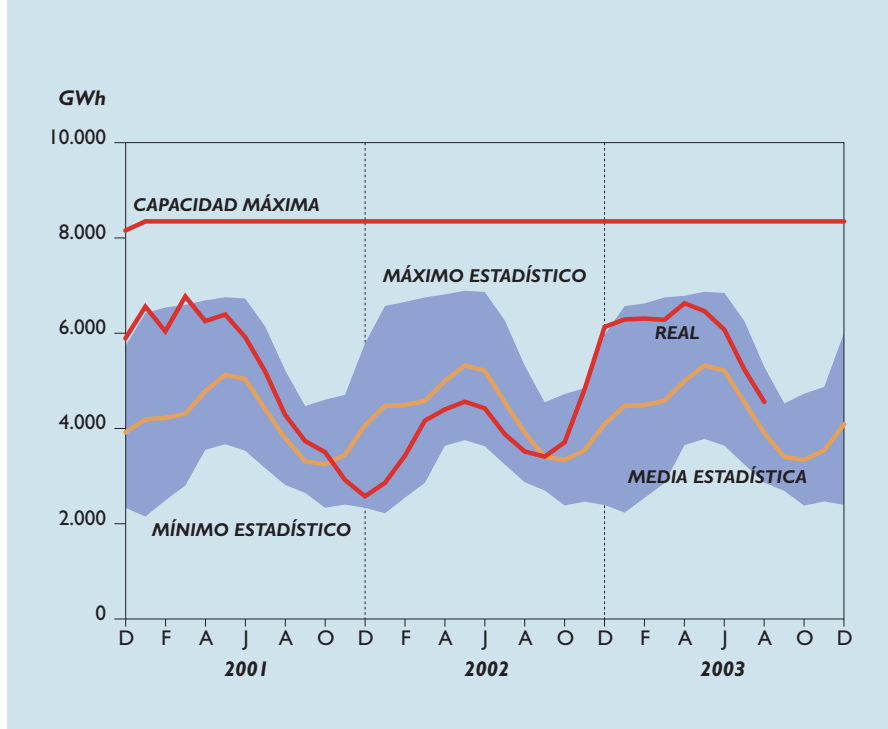


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 54,6%; 8,2 puntos menos que en el mes de julio. Es el tercer valor más alto registrado en un mes de agosto desde 1980.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 56,0% de su capacidad, inferior en 3,3 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

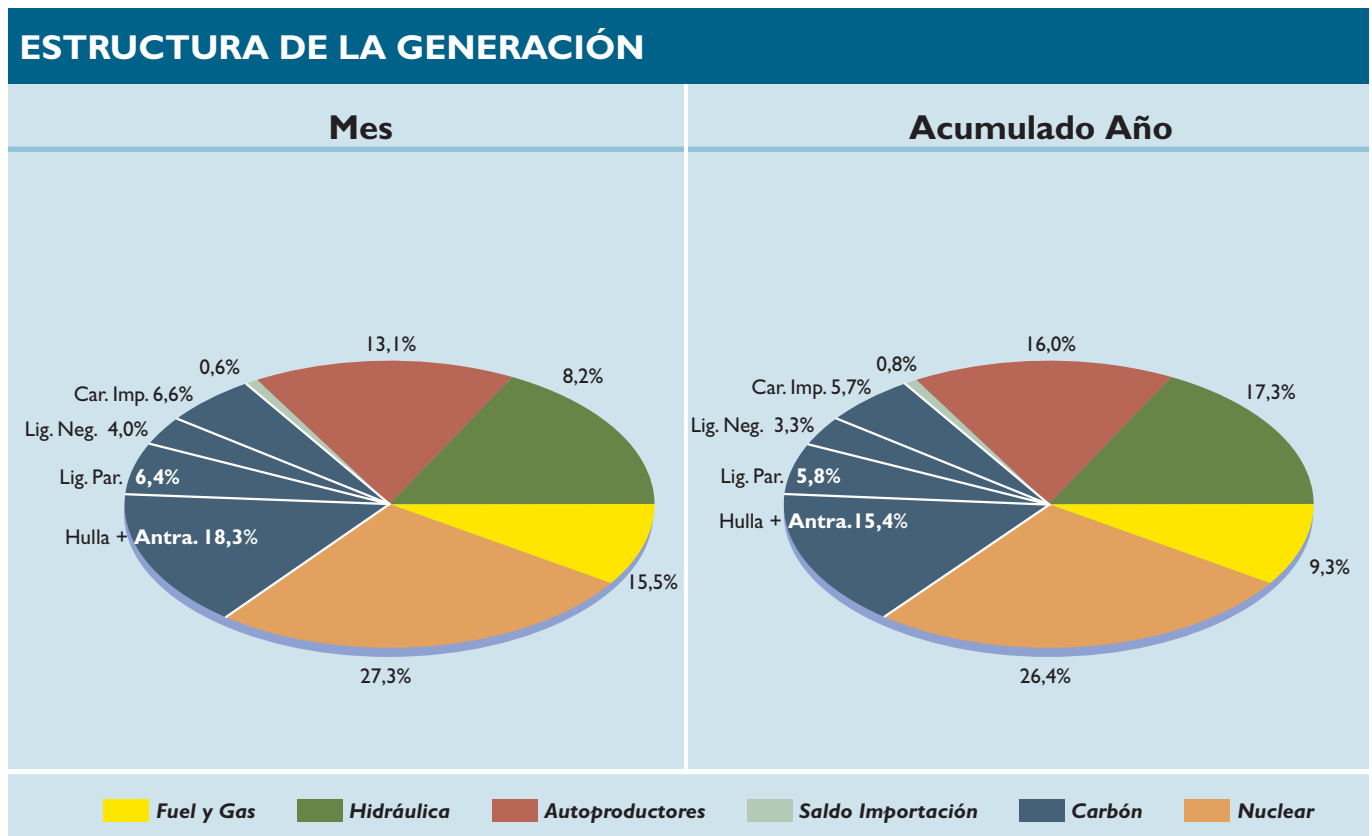


GRÁFICO 10

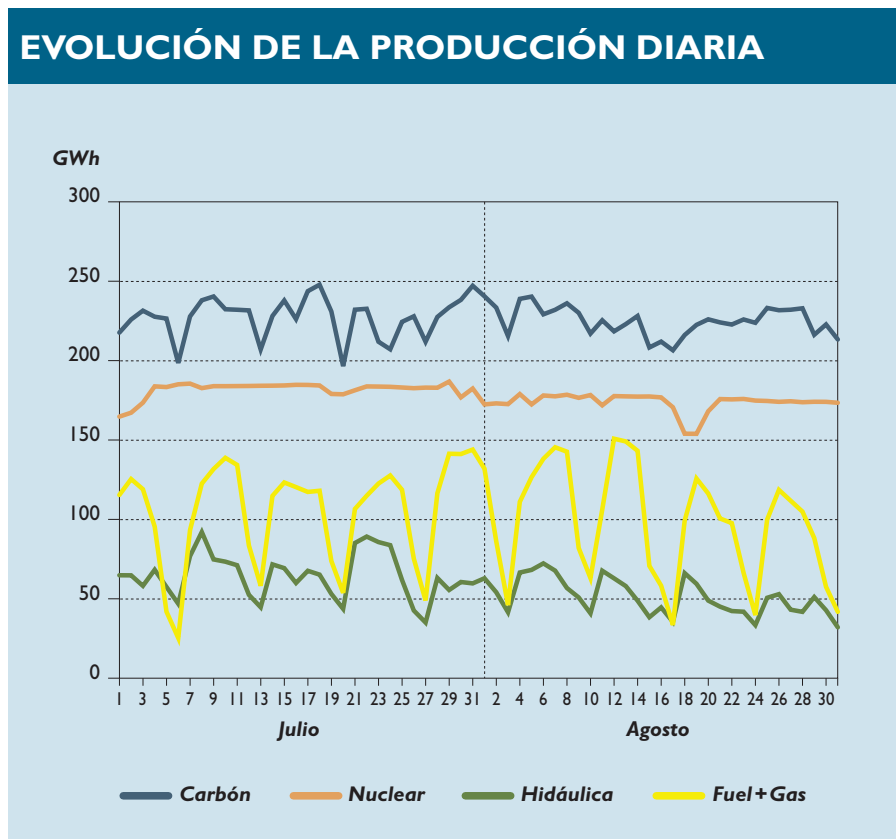


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 241 GWh y un mínimo de 208 GWh; la hidráulica entre 72 GWh y 39 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 151 GWh y mínimo de 71 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 174 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	AGOSTO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,99	0,00	0,01	0,93	0,06	0,01
Hulla + Antracita	0,93	0,00	0,07	0,89	0,01	0,10
Lignito Pardo	0,95	0,00	0,05	0,93	0,05	0,02
Lignito Negro	0,88	0,09	0,03	0,87	0,06	0,07
Carbón Importación	0,98	0,00	0,02	0,91	0,05	0,04
TOTAL CARBÓN	0,94	0,01	0,05	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,83	0,00	0,17	0,82	0,03	0,15

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

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
7	S.E. 220 kV Almudevar Ls-220 kV Almudevar-Gurrea 1 y 2	
15	L-220 kV Fuencarral-Ventas L-220 kV Tordesillas-Otero-Majadahonda	Modificación de trazados. Desaparecen las Ls-220 kV Fuencarral-Majadahonda y Otero-Ventas

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 5 a las 8:12 horas se produce el disparo de la Barra 1 de 220 kV de Hortaleza, quedando sin tensión los elementos acoplados a esta barra, entre ellos los trafos de 220/45 kV y la salida a las Subestación de 220 kV Prosperidad. Como consecuencia, hay una pérdida de mercado superior a 500 MW y coincide con el incidente la desconexión de la CT de Aceca Grupo 2 60 MW, que afecta a los barrios de Tetuán, Prosperidad y Hortaleza de Madrid capital durante 24 minutos.

El día 14 a las 13:31 horas se produce una pérdida de mercado en la zona de Barcelona, por la caída de un contrapeso de una de las puertas sobre un cuadro de mando y control en la SE Les Corts, lo que provoca el disparo del cable de 220 kV Urgell-Les Corts. Se produce un corte de mercado de 25 MW que afectó a 25.000 clientes durante 3 minutos.

El día 15 a las 10:18 horas se produce el disparo de L-220 kV Escalona- La Población

Sesue-“T”Foradada por tormenta en la zona, lo que provoca la pérdida de la generación de C.H.Eriste y una pérdida de mercado en la zona de Eriste de 1,7 MW afectando a 25 abonados durante 5 minutos.

El día 15 a las 23:29 horas se produce el disparo de L-220 kV Cordobilla-Sangüesa y del interruptor de acoplamiento de barras en SE 220 kV Sangüesa por tormenta en la zona, lo que provoca la pérdida de los trafos 2 y 3 de dicha SE, produciéndose un corte de mercado en la zona de 14 MW durante 2 minutos, afectando a 9.014 abonados.

El día 17 entre las 7:44 horas y las 18:30 horas, debido a las fuertes tormentas que afectaron a la zona se producen disparos en la red de transporte de 400 kV y 220 kV de la zona catalana. Coincidiendo con los disparos de AT-6 400/110 kV C.Barba ocurridos a 10:50 horas y 18:30 horas, así como los disparos de la barra 2 de SE 220

kV Viladecans, se observan caídas de consumo en los registradores del CECO-EL de entre 50 MW y 100 MW, con pocos minutos de interrupción. Los cortes afectaron a las provincias de Barcelona, Lérida y Tarragona, estimándose en unos 140.422 abonados los afectados por el corte. El suministro se interrumpe: en Tarragona durante 1h 21’, Barberá durante 31’, Can Barba durante 17’, Tarrasa durante 11’, Centelles a partir de las 13:43 horas quedando sin alimentación hasta que se instalaron grupos electrógenos para el suministro a dicha zona.

El día 22 a las 23:19 horas se produce el disparo del AT-1 220/132 kV SE Mataporquera, provocando un corte de mercado de unos 28 MW durante 2’, que afecta a las zonas de Aguilar de Campo y Osorno (Palencia) y Reinosa (Santander). La energía dejada de suministrar se estima en 0,9 MWh.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 115 GWh, lo que representa una reducción de un 50% respecto al saldo mes pasado (232 GWh).

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 96% (393 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, ATEL y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 250, 45, 20 y 0,05 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN (16 GWh) ha sido el único agente que ha llevado a cabo operaciones de importación.

En esta misma interconexión, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, ENDESA ENERGÍA, REN, EDP ENERGÍA IBÉRICA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN y EDP ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 107, 93, 79, 68, 32, 28, 19 y 17 GWh, respectivamente.

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 (104 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 24 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

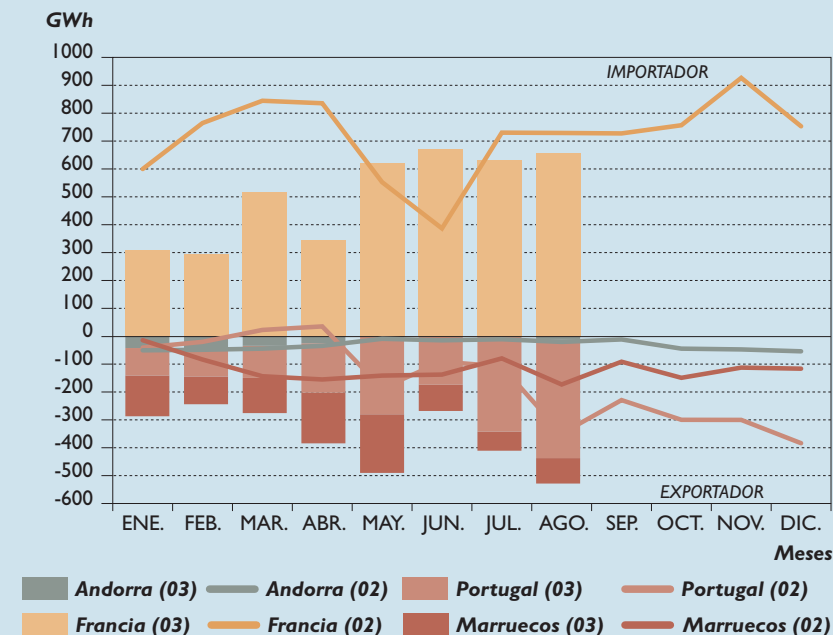


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	24,3	0,0	-24,3
España-Francia	13,8	674,6	660,8
España-Portugal	577,3	152,3	-424,9
España-Marruecos	101,0	9,6	-91,4
TOTAL	716,4	836,6	120,2

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	18,95	37,11	43,66	56,34
Feb.	17,90	21,39	43,90	56,10
Mar.	17,07	3,76	42,53	57,47
Abr.	19,69	16,03	42,26	57,74
May.	18,12	2,67	40,95	59,05
Jun.	15,17	5,45	41,76	58,24
Jul.	14,72	5,64	40,58	59,42
Ago.	14,03	2,99	50,40	49,60
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	16,91	11,78	43,15	56,85

(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.

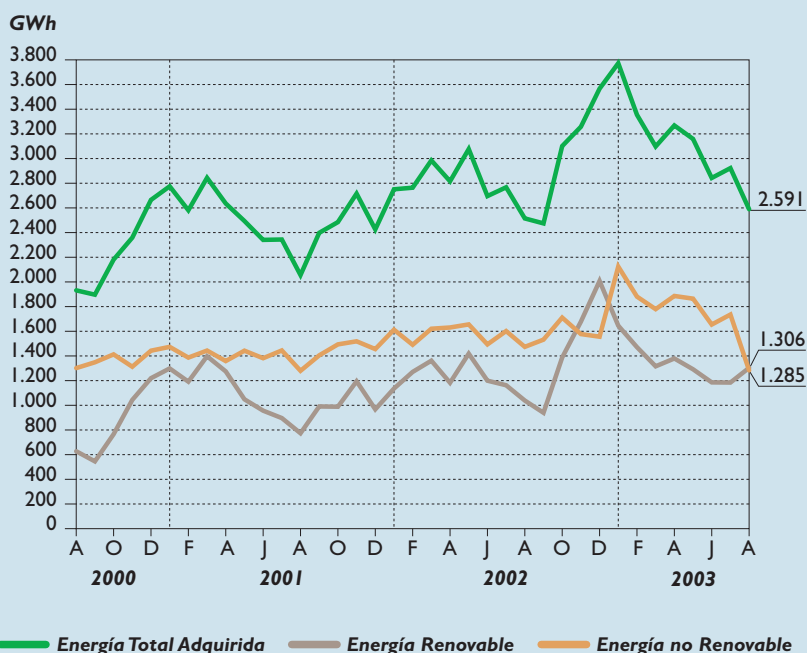


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,566 c€/kWh y mínimo de 4,177 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,952 c€/kWh y los 1,597 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

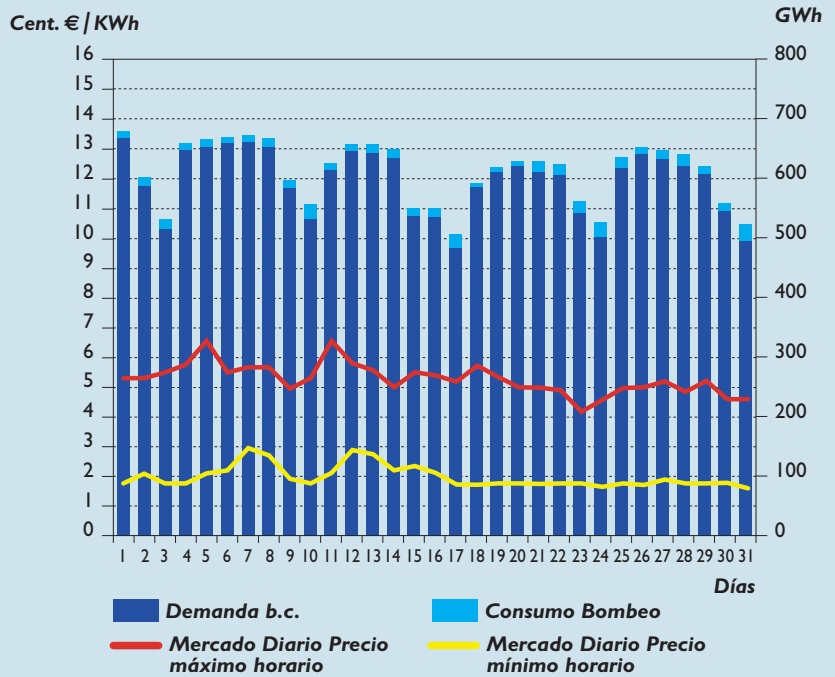


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	17.539	87,5	Distribuidoras	11.755	58,6
- Producción Interior	16.863		- Mercado Diario	11.757	
- Importación	676		- Mercados Intradiarios	-3	
Francia	675		Comercializadoras	4.993	24,9
Portugal	1		- Mercado Diario	4.822	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	171	
Mercados Intradiarios	348	1,7	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	314		Demanda Bombeo	535	2,7
- Importación	34		Exportación	626	3,1
Francia	18		- Portugal	450	
Portugal	16		- Marruecos	105	
Marruecos	0		- Andorra	25	
Indisponibilidades	-51	-0,3	- Francia	46	
Operación del Sistema (1)	-18	-0,1	Ajuste demanda	-90	-0,5
TOTAL MERCADO	17.818	88,9	TOTAL MERCADO	17.818	88,9
Contratos Bilaterales (2)	20	0,1	Contratos Bilaterales (2)	20	0,1
Energía programada en Régimen Especial	2.206	11,0	Energía adquirida al Régimen Especial	2.206	11,0
TOTAL	20.044	100	TOTAL	20.044	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

Agosto 2003

- Menor número de transformadores cargados.
- Remodelación de líneas de 220 kV de la zona centro. Desaparecen la Otero-Ventas y Fuencarral-Majadahonda y se crean la Fuencarral-Ventas y Tordesillas-Otero-Majadahonda.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.047	16.492 (*)
Subestaciones	Posiciones	747	1.726
Transformación (I)	Número de unidades	85	1
Reactancias	Número de unidades	21	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.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
Líneas	Longitud (km)	15.557	205	15.762	285
Subestaciones	Posiciones	610	42	652	95
Transformación	Nº de unidades	43	10	53	32
	MVA	22.463	4.440	26.903	16.506
Reactancias	Nº de unidades	20	1	21	-
	MVAr	3.000	150	3.150	-
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 ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.410	6.851 (I)	11.261	5.231 (I)
Subestaciones	Posiciones	213	885	1.098	628
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

CUADRO 3



En 400 kV cuatro líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque ninguna de ellas ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, veintinueve líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y tres 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.

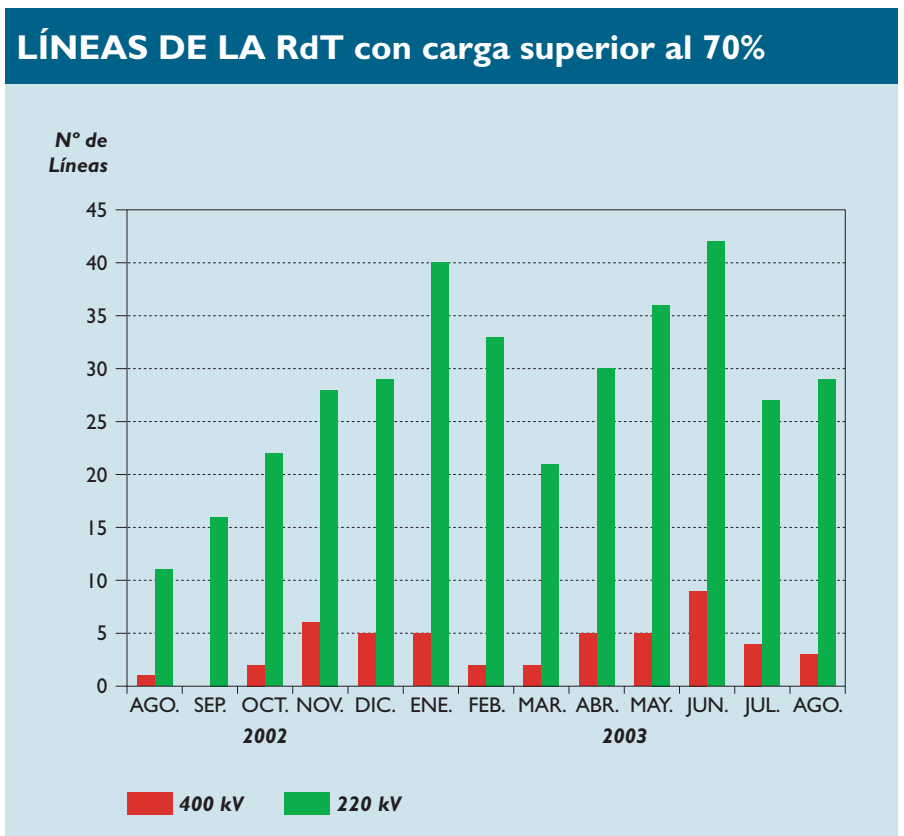


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

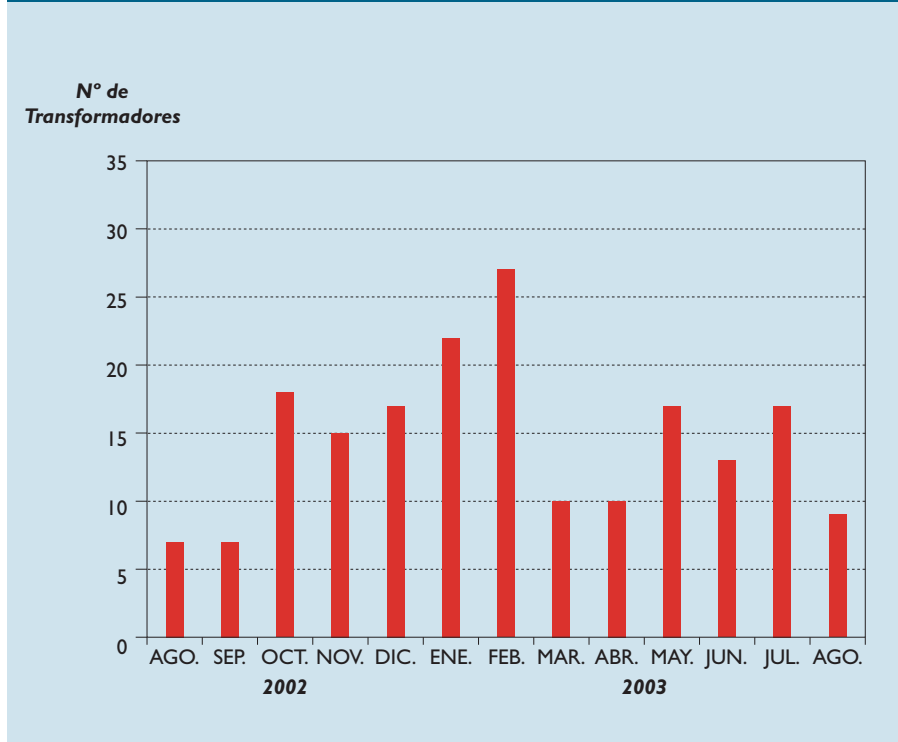


GRÁFICO 2

Este mes nueve transformadores han superado una carga máxima del 80%, pero tan sólo tres han superado una carga media del 70%, todos ellos de la zona Centro.

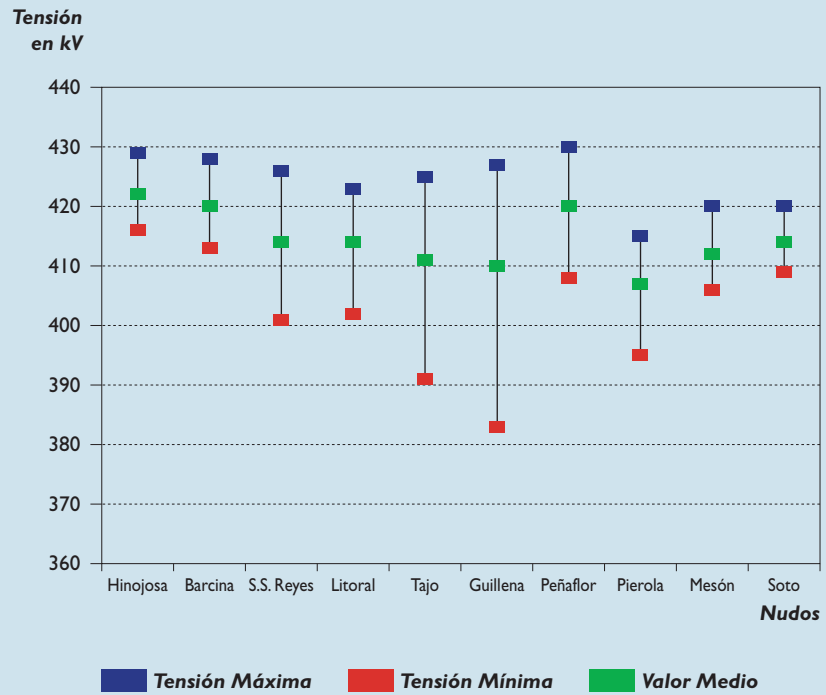
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 436 kV de Grijota y los 377 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en 13 nudos de la red de transporte.

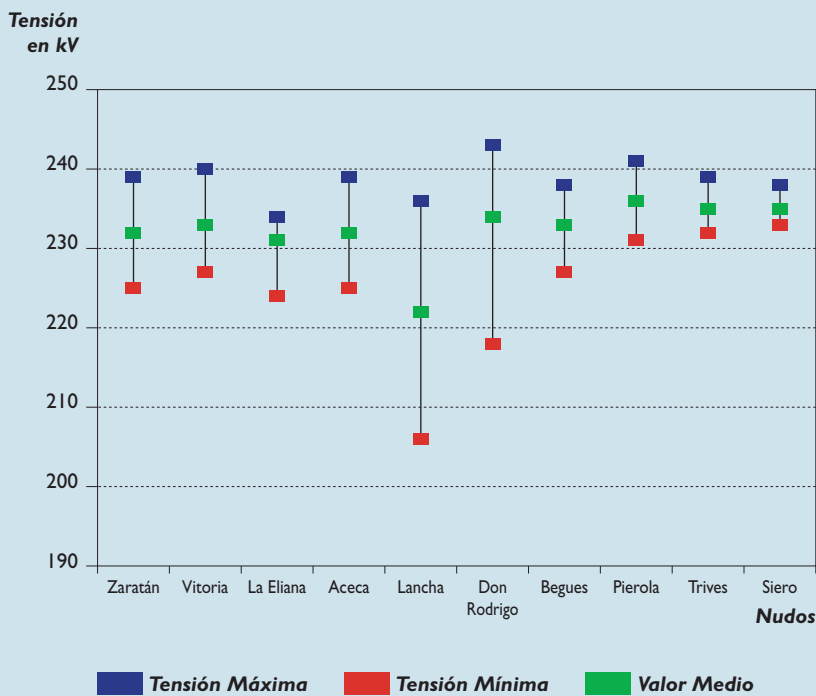
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 251 kV registrados en Benahadux y los 199 kV en Mérida. Tres nudos han registrados durante más de 100 h tensiones superiores a los 240 kV.

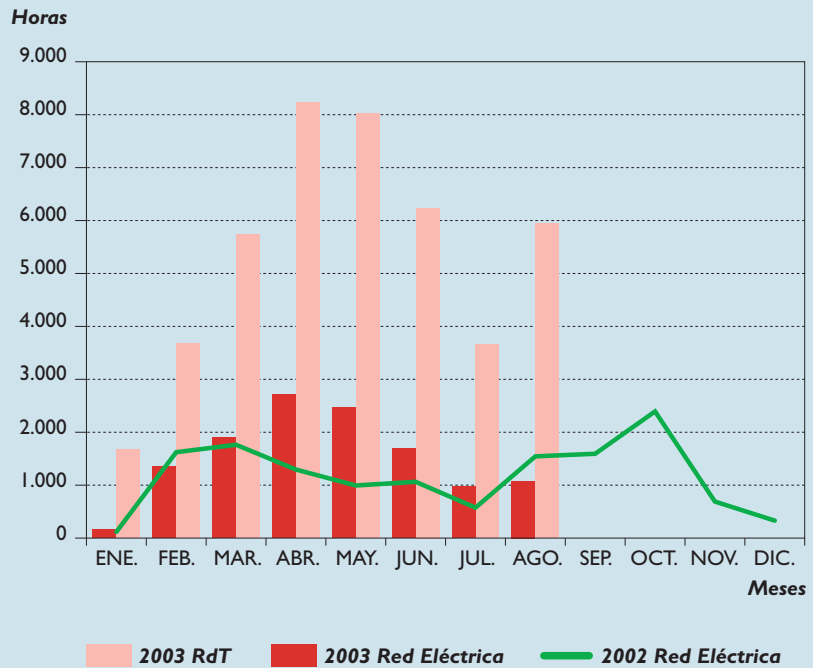
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 400 kV Morata-Moraleja y Arañuelo-Morata I para mantenimiento de la línea.
- Línea de 400 kV Mesón-Puentes G.R., para reparar un apoyo dañado por voladuras.
- Línea de 400 kV Anllares-Monteareñas para cambiar de ubicación un apoyo, por deslizamiento del terreno.
- Línea de 220 kV Pereda-Villablino para colocar dispositivos antinidificación.
- Línea de 220 kV Abrera-Rubí para reparar componentes de la línea.

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	452	1.027	261	62
220 kV	628	848	0	0
< 220 kV	0	0	0	0

- Línea de 220 kV Tordesillas-Otero para mantenimiento y sustitución de cable de tierra.

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Grijota, posición central de la calle Villarino 2 para revisar equipos de la posición
- Subestación de 400 kV Itxaso posición Hernani, para motorizar seccionadores.
- Subestación de 400 kV Villarino, posición Tordesillas, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Cedillo, posición J.M.Oriol para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Valdecaballeros, posición adyacente a barras 2 de Guillena, para revisar el interruptor.

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

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

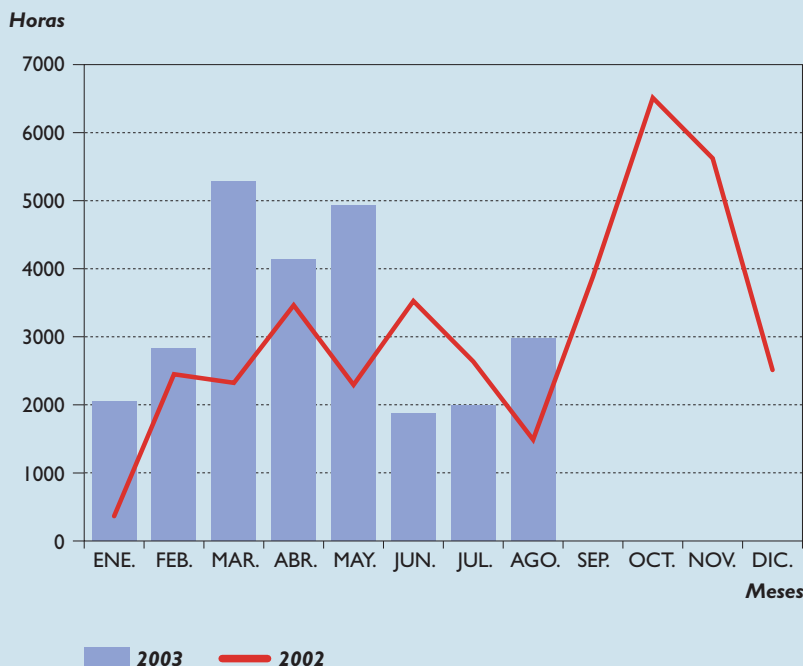


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	2.259	618	2.877
Barras	96	0	96
TOTAL	2.355	618	2.973

CUADRO 5

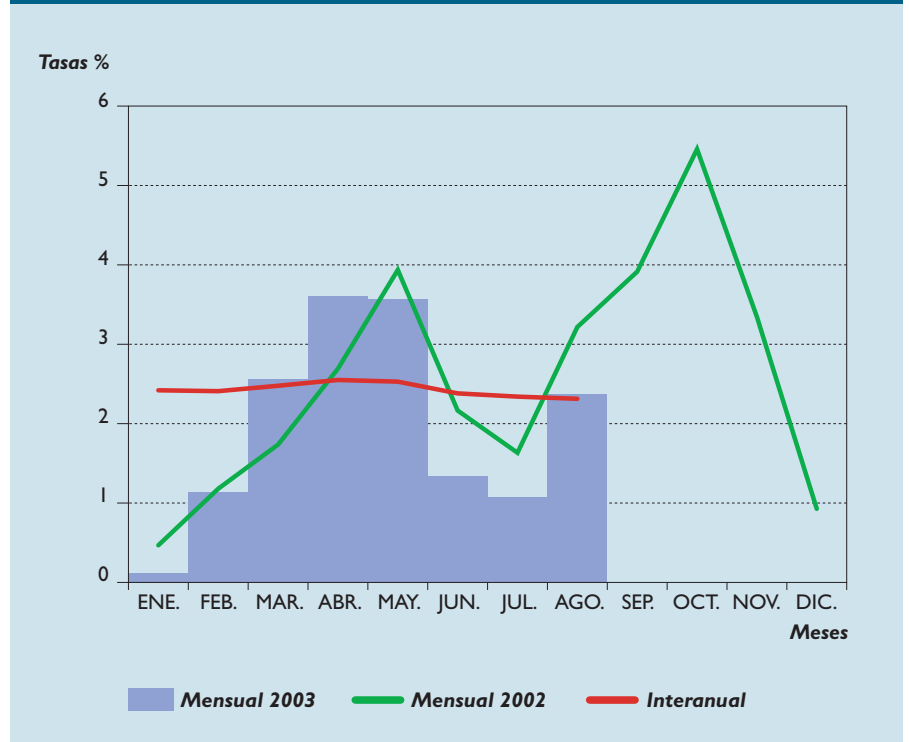
- Subestación de 220 kV Abrera posición Rubí, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Abrera posición Pobra, para reparar punto caliente.

El cuadro indica el número de horas de descargo 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	0,391	0,911	
Indisponibilidades Fortuitas	0,186	0,044	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,577	0,955	
Por Otras Causas	1,796	1,358	
TOTAL	2,373	2,313	

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)

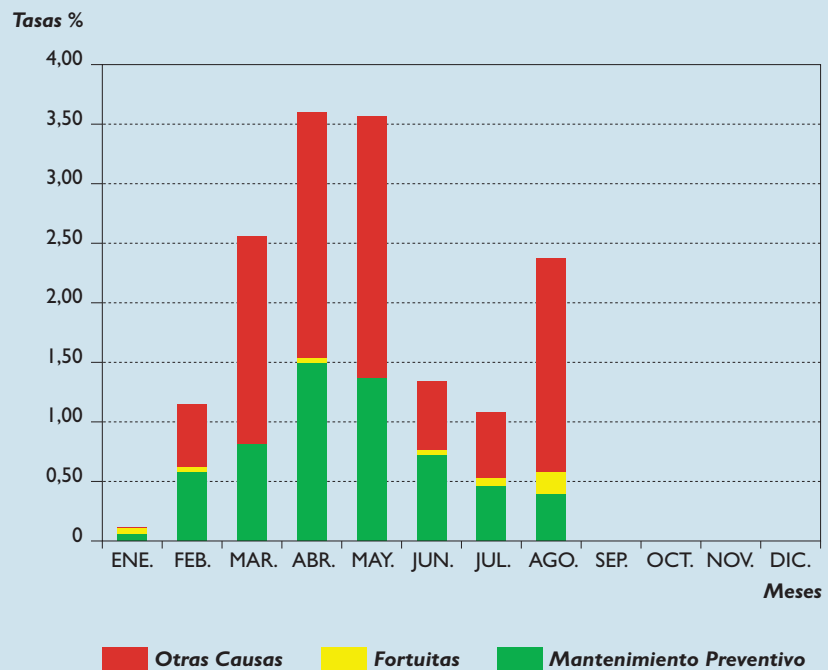
PN_i = potencia nominal de cada línea

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	72
	220 kV	0	0	130
	< 220 kV	0	0	3
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	15

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	8	37	27
	220 kV	8	62	60
	< de 220 kV	2	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	15	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de agosto se han registrado tres cortes de mercado en la red de transporte. El primero se produjo en instalaciones ajenas a Red Eléctrica y tuvo lugar en Madrid, con una energía no suministrada de 200 MWh, por causas desconocidas. El segundo tuvo lugar en instalaciones de los nuevos activos comprados por Red Eléctrica y sucedió en Cataluña, debido al fallo de un equipo, con una energía no suministrada de 1,25 MWh. El último tuvo lugar en instalaciones de Red Eléctrica, en la provincia de Navarra, de 0,47 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.

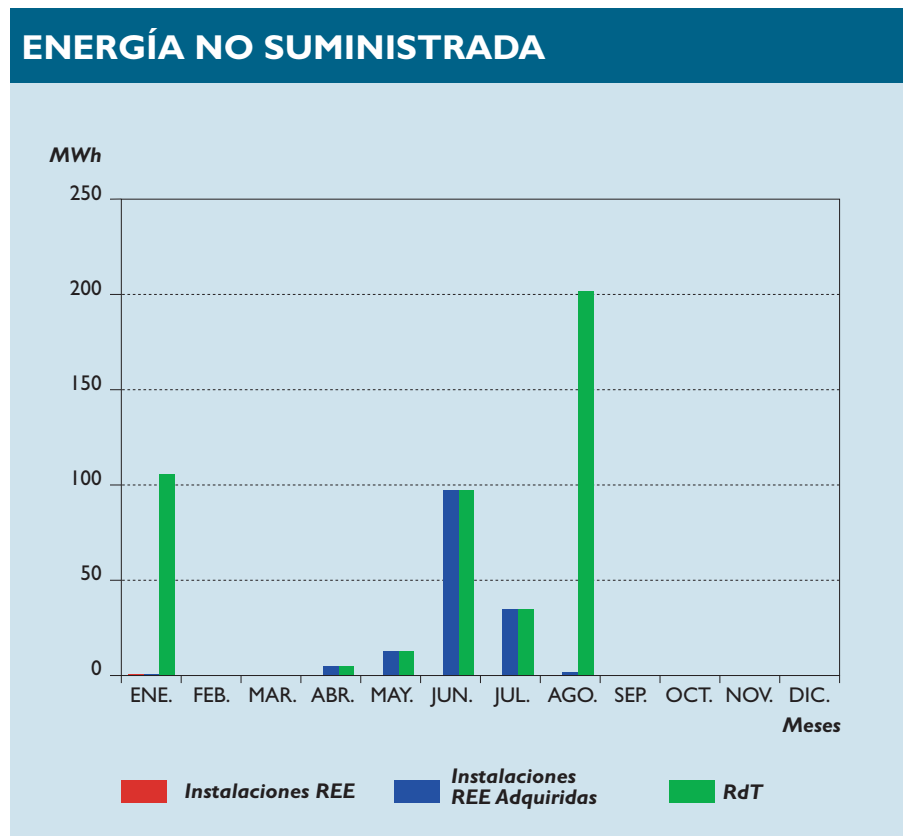


GRÁFICO 9

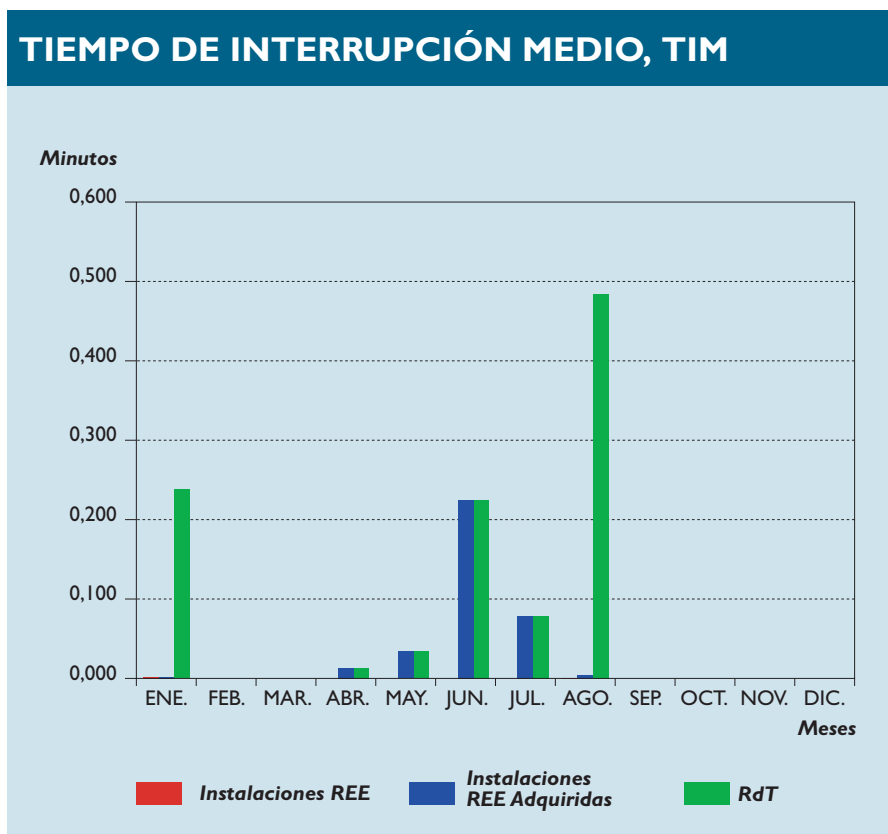


GRÁFICO 10

En el mes de agosto el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0,001 minutos y en las instalaciones adquiridas de 0,004 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,484 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.

$$TIM = \frac{744 \times 60 \times ENS}{DM}$$

DM= Demanda mensual del sistema en MWh.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es