

RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA



Informe Mensual

SEPTIEMBRE
| 1999

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 autoprodutores	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



- La demanda de energía eléctrica alcanzó los 14.970 GWh con un crecimiento del 5,7% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 4,9%.
- Tras 10 meses continuados de sequía este mes ha sido húmedo, siendo el índice de producible hidráulico del 1,49 de su valor característico para este mes.
- El saldo de intercambios internacionales con Portugal ha sido exportador. Esta situación no se producía desde el mes de febrero de este año.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

CONCEPTO	MES		AÑO 1999		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.557	-16,1	16.651	-42,9	21.509	-45,2
NUCLEAR	4.923	4,1	42.449	-5,5	56.548	-2,8
Hulla + Antracita	3.632	10,9	29.234	44,7	39.079	33,9
Lignito Pardo	1.179	-6,3	10.357	5,7	14.278	15,5
Lignito Negro	771	1,5	5.162	28,1	7.535	11,4
Carbón Importación	1.155	36,2	9.770	48,1	13.188	75,9
TOTAL CARBÓN	6.738	9,7	54.523	34,2	74.079	32,8
Gas Natural	337	-18,1	2.302	47,5	3.138	-7,3
Fuel-Oil	306	-10,9	6.247	-	8.604	-
PRODUCCIÓN BRUTA	13.861	2,8	122.172	4,3	163.878	4,0
Consumos Producción	628	4,1	5.389	22,3	7.292	22,0
PRODUCCIÓN NETA	13.233	2,7	116.783	3,6	156.586	3,2
Adquirida Autoproduct.	1.869	24,1	17.739	23,3	22.972	21,3
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	15.102	5,0	134.522	5,8	179.557	5,3
Consumos en Bombeo	339	75,6	2.439	39,3	3.276	29,2
Saldo Físico I. Internacionales	208	-	4.220	-	4.963	-
DEMANDA	14.970	5,7	136.303	6,5	181.245	6,2

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh														
CONCEPTO	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	T. Año Móvil	
	1998			1999										
Hidroeléctrica	1.934	1.511	1.413	1.460	1.344	1.863	2.034	2.688	2.391	1.937	1.377	1.557	21.509	
Térmica Nuclear	4.425	4.644	5.029	5.396	4.094	4.176	3.674	5.107	4.723	4.901	5.456	4.923	56.548	
Térmica Convencional	6.782	7.404	8.563	8.281	8.214	7.633	6.352	4.839	6.168	7.881	6.322	7.381	85.820	
PRODUCCIÓN BRUTA	13.140	13.560	15.006	15.137	13.652	13.671	12.060	12.635	13.281	14.719	13.156	13.861	163.878	
Consumos Producción	595	625	683	676	597	586	518	517	577	673	617	628	7.292	
PRODUCCIÓN NETA	12.545	12.935	14.323	14.461	13.055	13.085	11.542	12.118	12.704	14.046	12.539	13.233	156.586	
Adquirida Autoprod.	1.725	1.676	1.831	1.887	1.885	2.081	1.975	2.095	1.973	2.036	1.939	1.869	22.972	
PROD. TOTAL NETA	14.269	14.611	16.155	16.347	14.940	15.167	13.517	14.213	14.677	16.082	14.478	15.102	179.557	
Consumos en Bombeo	172	214	451	469	343	234	216	220	178	215	226	339	3.276	
Saldo Internacional	206	284	254	244	367	463	714	628	573	519	504	208	4.963	
DEMANDA	14.304	14.681	15.957	16.122	14.964	15.395	14.015	14.622	15.072	16.387	14.756	14.970	181.245	
Δ % Mensual	4,1	5,7	7,5	6,3	9,2	7,2	2,2	6,6	6,9	7,2	6,9	5,7	-	
Δ %365 días	6,5	6,6	6,6	6,9	6,9	6,6	6,2	6,4	6,3	6,0	6,1	6,2	6,2	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh JUNIO 1999												
PAÍSES	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	TOTAL
Hidroeléctrica	122	1.725	2.367	6.617	339	5.373	60	-	4.365	531	4.263	25.762
Térmica Nuclear	3.722	12.641	4.517	26.988	-	-	-	323	-	-	1.860	50.051
Térmica Convencional	2.299	21.336	7.793	2.126	3.166	15.828	14	3.672	239	2.568	168	59.209
PROD.TOTAL NETA I	6.143	35.702	14.677	35.731	3.505	21.201	74	3.995	4.604	3.099	6.291	135.022
Saldo Internacional	206	572	573	-4.523	203	3.577	450	1.595	-927	-275	-2.040	-589
Consumos en Bombeo	138	454	178	500	52	698	74	-	178	6	252	2.530
DEMANDA 2												
Mensual	6.211	35.820	15.072	30.708	3.656	24.080	450	5.590	3.499	2.818	3.999	131.903
Δ %	1,8	0,1	6,9	1,7	8,1	1,8	4,9	-5,5	2,7	4,2	0,5	1,7
Año Móvil	79.396	478.048	178.392	414.727	41.042	280.976	5.519	71.880	47.237	34.974	54.347	1.686.538
Δ %	1,5	1,7	6,3	2,0	5,9	1,4	2,5	-0,8	3,4	6,5	2,9	2,4
1.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P					B: Bélgica			GR: Grecia		A: Austria		
2.- Representatividad por comparación con los valores globales del país (%)					D: Alemania			I: Italia		P: Portugal		
					E: España			L: Luxemburgo		CH: Suiza		
					F: Francia			NL: Holanda				

CUADRO 3



La participación de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha alcanzado valores horarios comprendidos entre los 514 MW y 5.506 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.167 MW y máximo de 10.237 MW; y el fuel-gas tuvo un máximo de 2.660 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.562 MW.

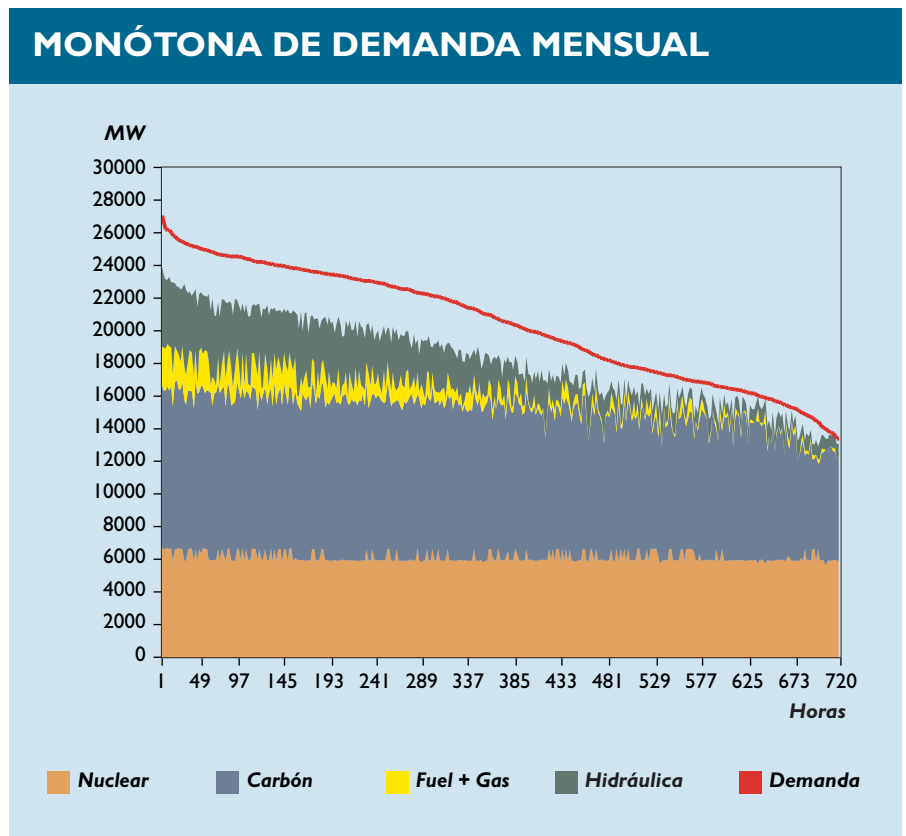


GRÁFICO 1

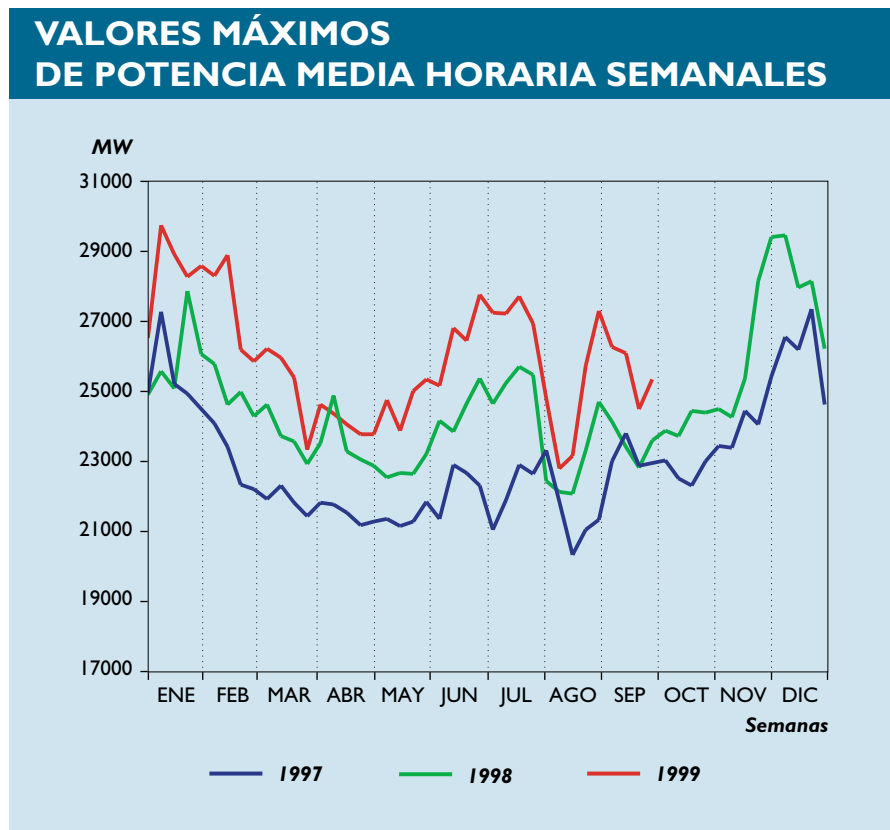


GRÁFICO 2

Los valores máximos de potencia media horaria fueron superiores a los registrados el año anterior en todas las semanas del mes. La máxima demanda de potencia media horaria se registró el día 2 con 27.317 MW.



DEMANDA

La demanda en b.c. ha crecido un 5,7% respecto al mismo mes del año anterior. Las laboralidad influyó positiva-mente sobre la demanda, aportando 1,1 puntos al crecimiento.

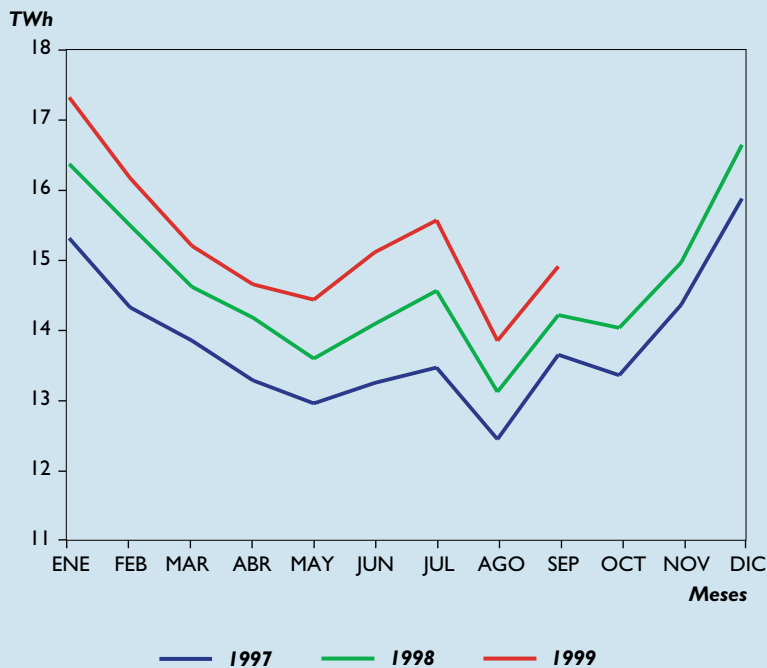
DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

MES	ENERGÍA GWh	% (2)
Demanda Total	14.970	5,7
COMPONENTES (1)		
Efecto laboralidad		1,1
Efecto temperatura (3)		-0,3
Efecto act. económica y otros		4,9
ACUMULADO AÑO	ENERGÍA GWh	% (2)
Demanda Total	136.303	6,5
COMPONENTES (1)		
Efecto laboralidad		0,1
Efecto temperatura (3)		0,9
Efecto act. económica y otros		5,5

- (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 período 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 (1)



La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,9%.

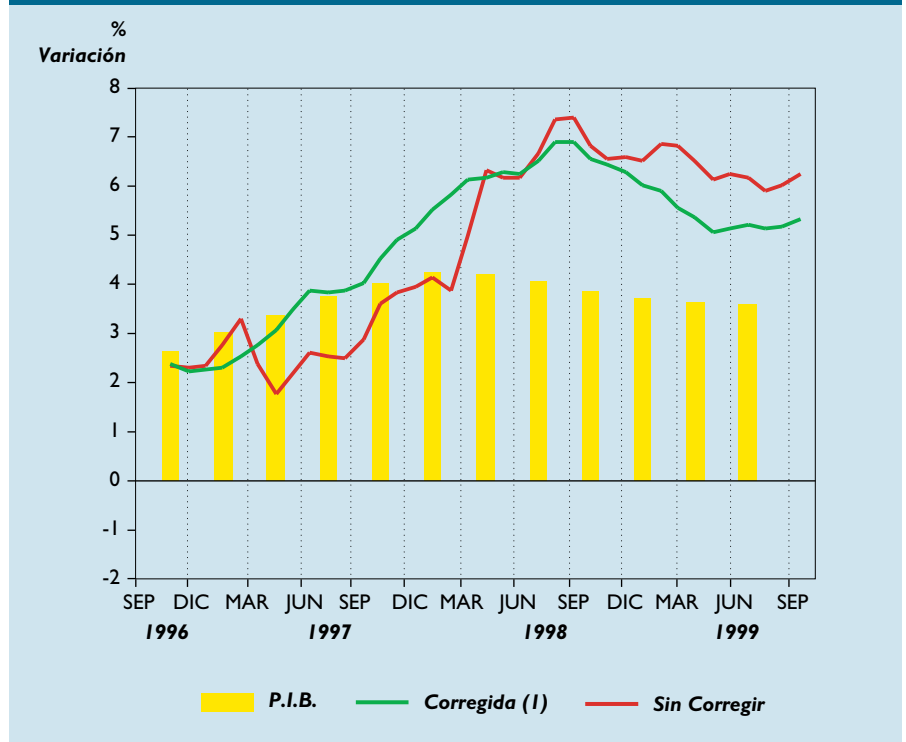
(1) Demanda con temperatura media en un mes tipo.

GRÁFICO 3



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 6,2%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 5,3% en el mismo período.

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 EN SEPTIEMBRE

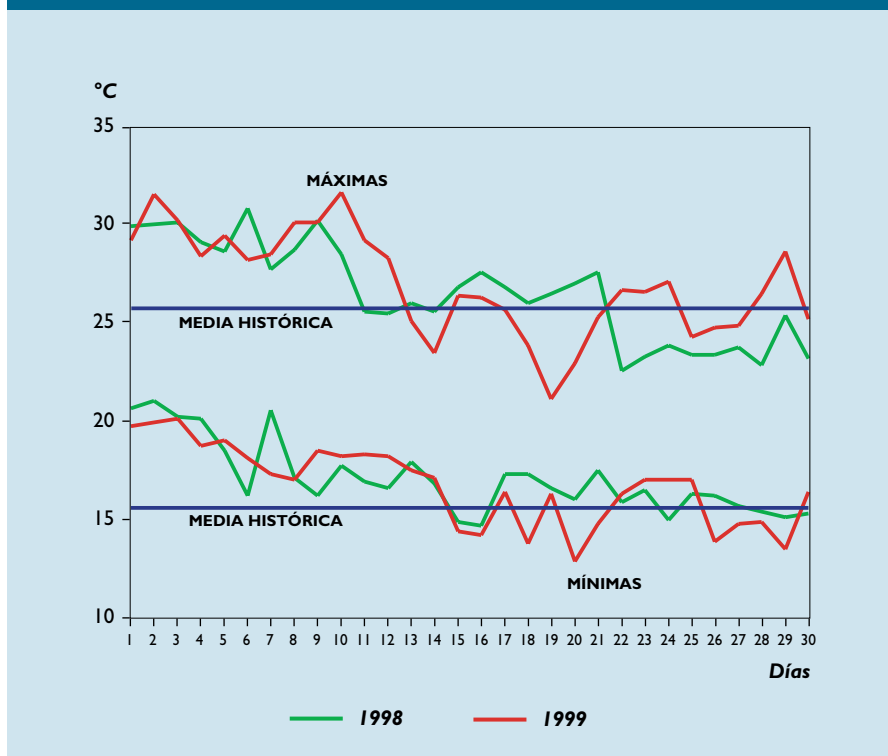


GRÁFICO 5

Este mes las temperaturas fueron similares a las del año anterior y superiores a la media histórica para este mes. La temperatura media diaria fue de 21,7°C, igual valor que el registrado en 1998.

Las máximas registraron un valor medio diario de 26,8°C, frente a los 26,4°C registrados el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 16,6°C, 0,4°C menos que el año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El mes ha sido húmedo, registrándose un producible hidráulico medio diario de 33 GWh, superior a los 23 GWh correspondientes a la hidraulicidad diaria característica del mes.

Durante la primera quincena del mes se registraron producibles diarios inferiores al valor característico diario con un mínimo de 2 GWh el día 14, siendo en la segunda semana cuando se produjo la mayor hidraulicidad, registrándose un máximo de 100 GWh el día 22.

(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

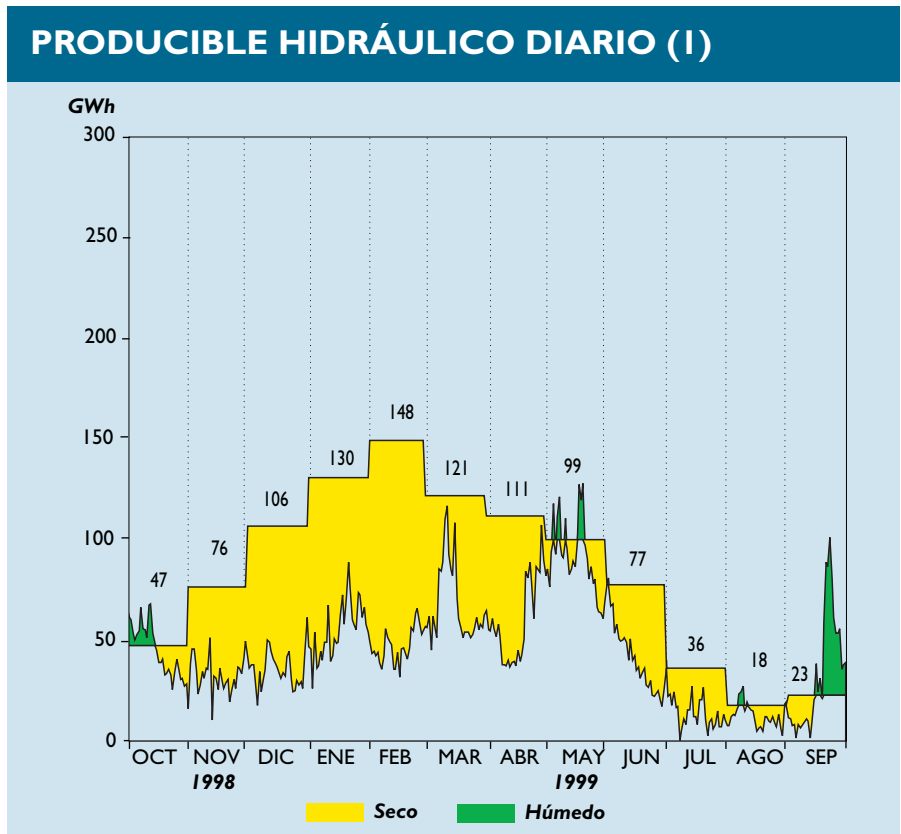


GRÁFICO 6

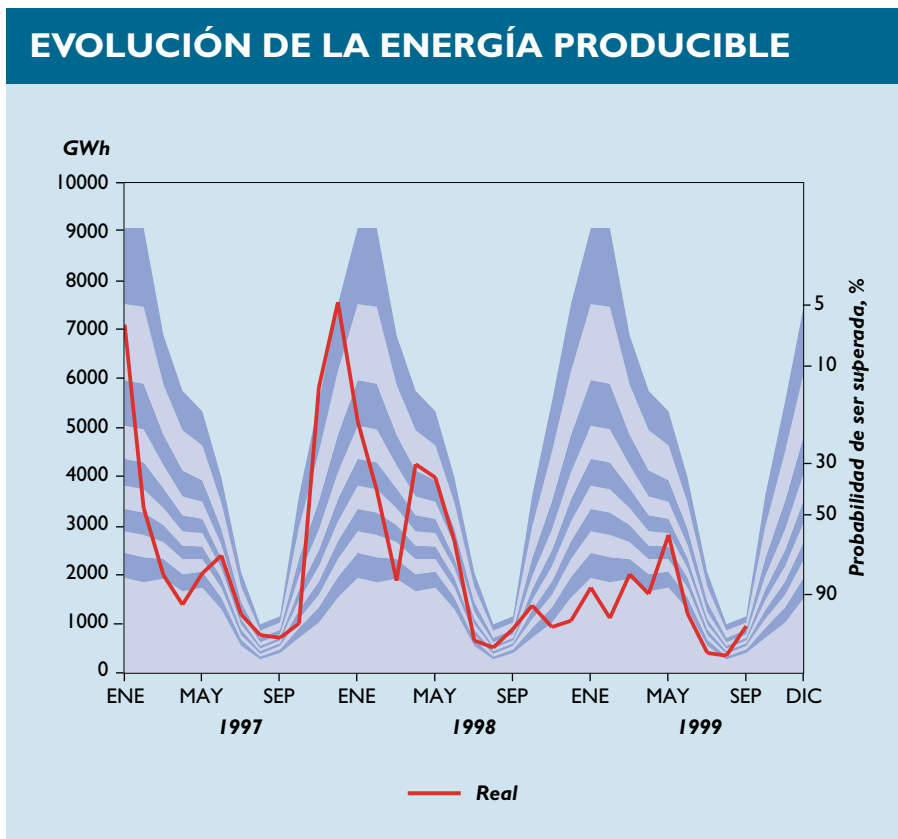


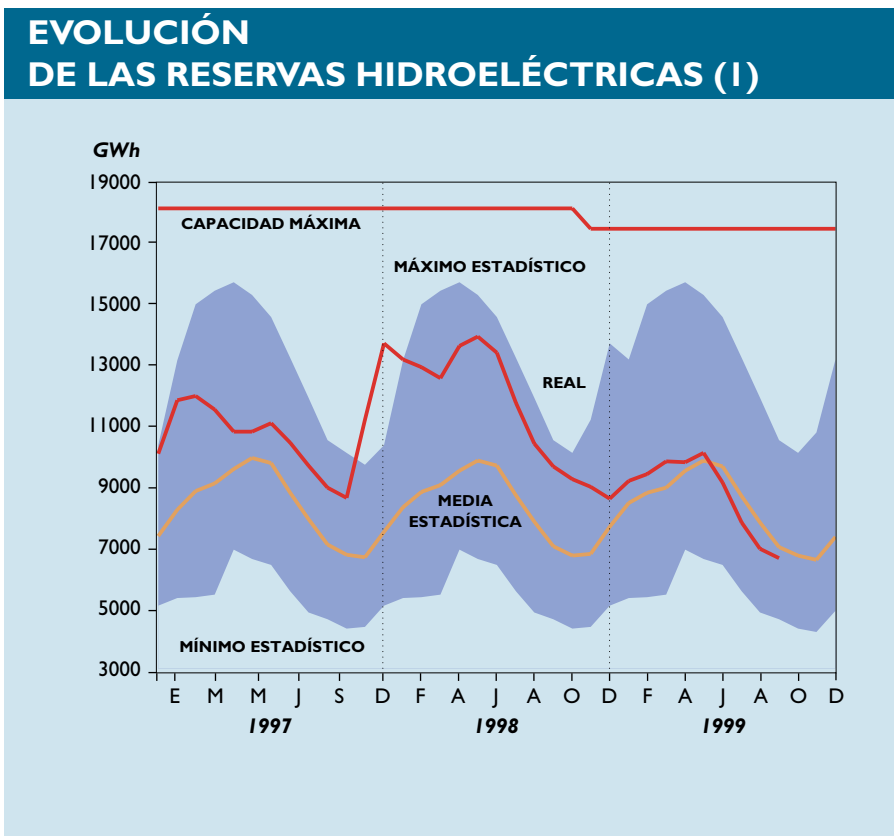
GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido de 1,49 del año medio, con una probabilidad de ser superado del 12%. El índice acumulado del año es del 0,56, con una probabilidad de ser superado del 95%.

(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 periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 33,9% de la capacidad, 15,2 puntos menos que el valor registrado el año anterior.



(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

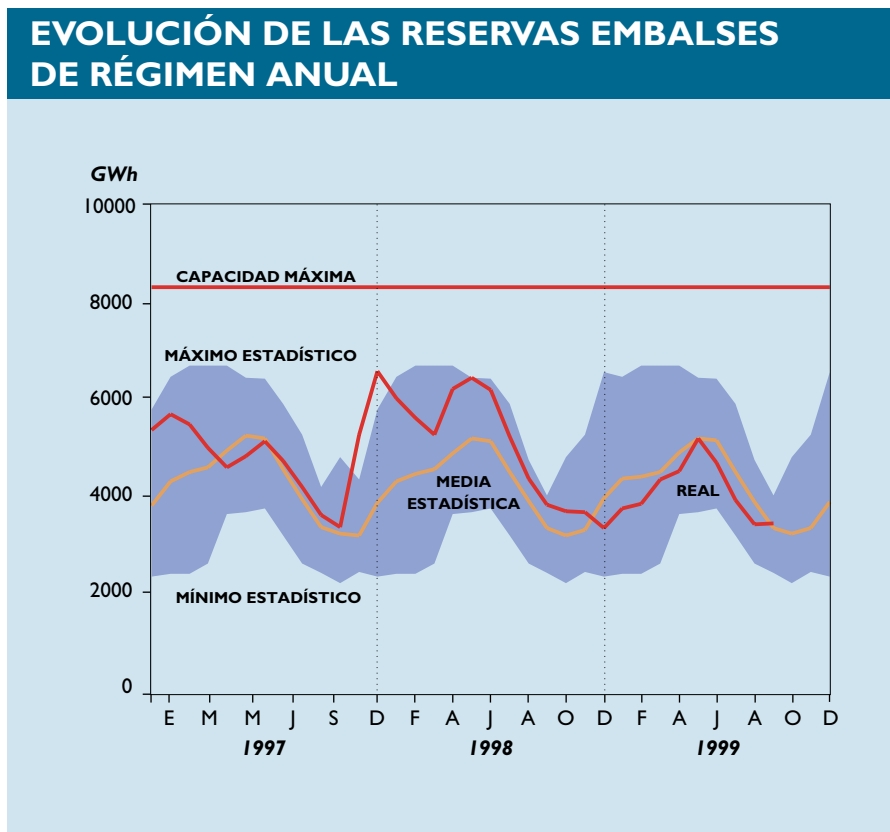


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 42,3%, 4,5 puntos menos que el año anterior.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 33,9% de su capacidad, inferior en 24,1 puntos al valor registrado el año anterior.



4. GENERACIÓN

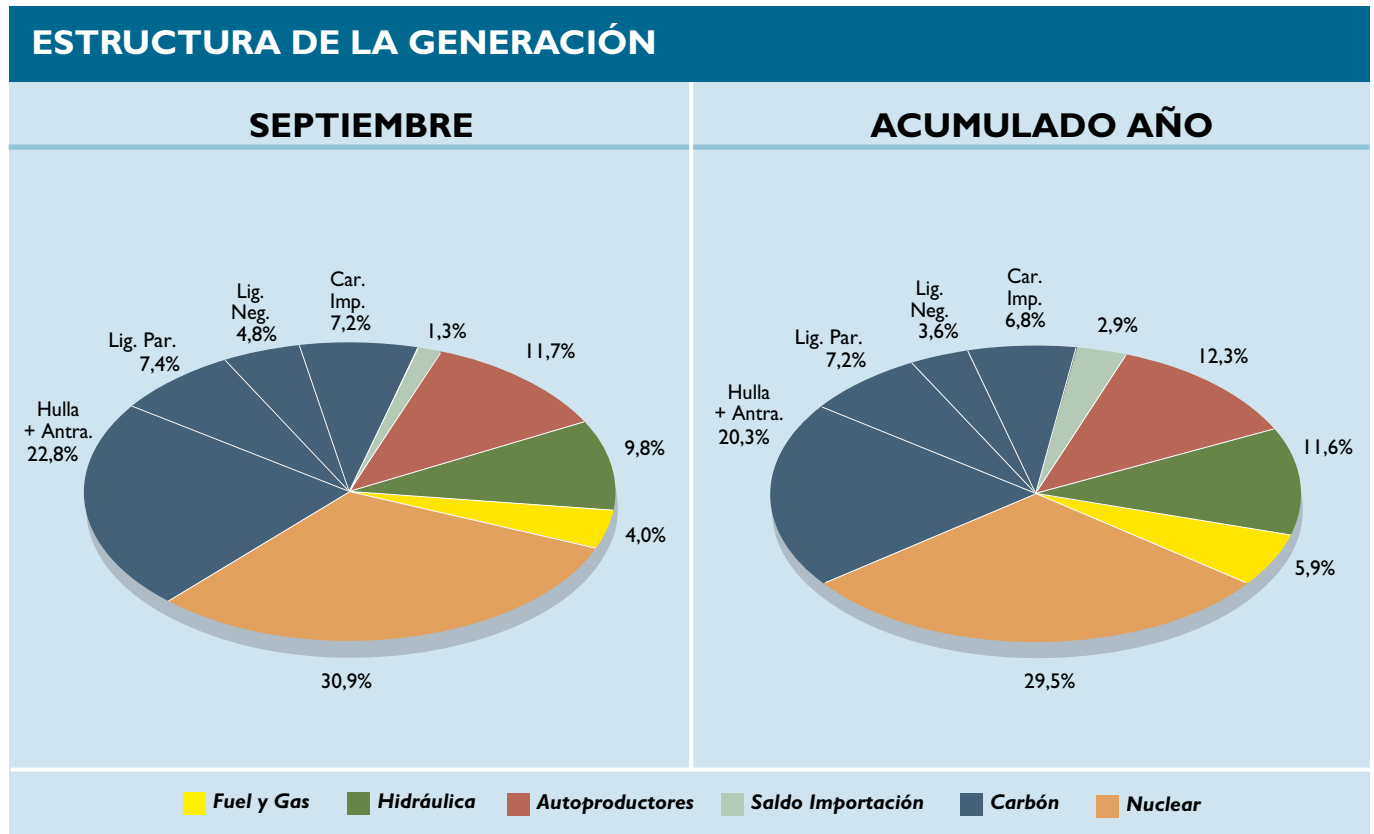


GRÁFICO 10

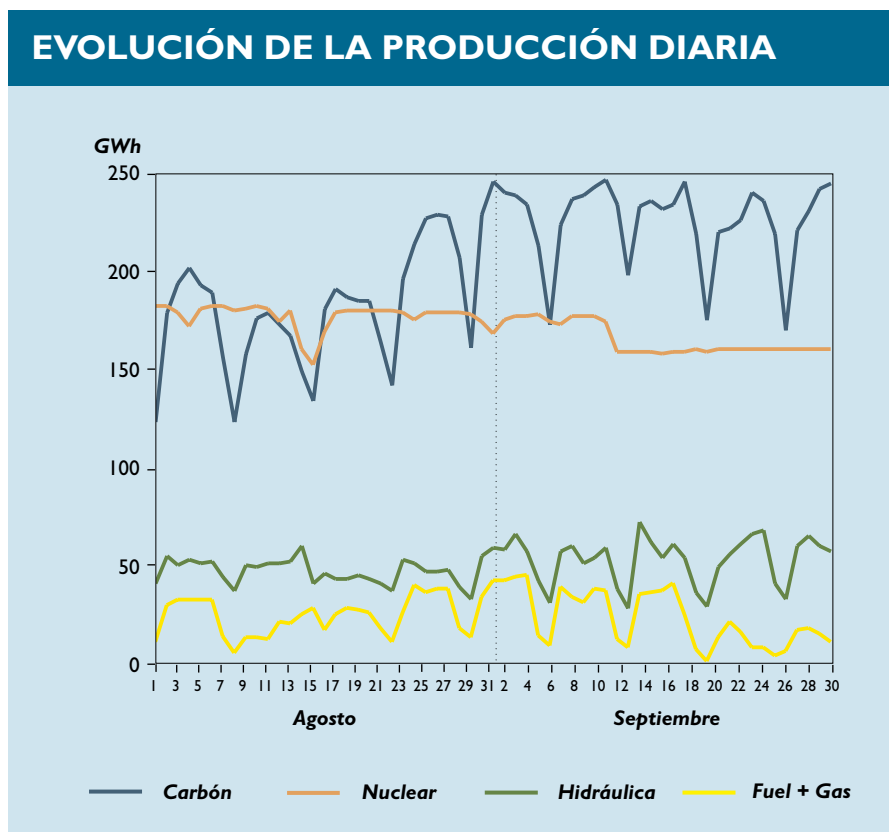


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 246 GWh y un mínimo de 221 GWh; la hidráulica entre 65 GWh y 50 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 44 GWh y un mínimo de 7 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 165 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	SEPTIEMBRE			ACUMULADO AÑO		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,91	0,08	0,01	0,87	0,12	0,01
Hulla + Antracita	0,97	0,01	0,02	0,94	0,03	0,03
Lignito Pardo	0,95	0,03	0,02	0,94	0,04	0,02
Lignito Negro	0,85	0,02	0,13	0,75	0,21	0,04
Carbón Importación	0,98	0,00	0,02	0,95	0,00	0,05
TOTAL CARBÓN	0,95	0,01	0,04	0,92	0,05	0,03
FUEL + GAS	0,86	0,00	0,14	0,80	0,00	0,20

R.A.: Revisión anual

NOTA: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

INCIDENTES

El día 1, a las 9:43, se ocasiona un cero en los parques a 132 kV Hospital, Mora de Luna, Robla, Garrafe, Navatejera y Guardo, con una pérdida de mercado de unos 110 MW durante 3 minutos, quedando un mercado de unos 50 MW alimentado desde el Autotransformador 400/132 kV de Vilecha. A las 18:31 se repite el incidente, con los mismos parques afectados, con un corte de mercado en este caso de 110 MW durante 5 minutos.

El día 1 se ocasiona un incendio en un cable de 22 kV de Subestación Majadahonda, desconectando el Autotransformador 4 a 132/22 kV. El Autotransformador 5 a 132/22 kV desconecta 25 minutos más tarde. Se ocasiona un corte de mercado de 20 MWh y 33 MW.

El día 1 desconecta por tormenta la línea a 220 kV Castrelo-Albarellos, provocando un corte de mercado de 6,6

MW durante 2 minutos en la zona de Carballino (Orense).

El día 3 desconecta por tormenta la semibarra 407 en el parque Badalona 220 kV. Se pierden las salidas conectadas. Se ocasiona una pérdida de mercado inducida, que da lugar a un desvío con Francia de 480 MW.

El día 5 desconecta por tormenta la línea a 220 kV Castrelo-Velle, provocando un corte de mercado en Orense de 40 MW durante 2 minutos.

El día 5 explota el interruptor de salida a Mudarra 1 en S.E. Montearenas 400 kV, ocasionando falta en barra 2, despejada por la protección diferencial con la pérdida de las salidas conectadas. Siete minutos más tarde desconecta el grupo 4 de C.T. Compostilla (321 MW), que vierte a 400 kV.

El día 9 desconecta por causa ignorada el Transformador a 220/15 kV de S.E.

Cerro de la Plata 220 kV, ocasionando un corte de mercado en Madrid de 12,4 MW durante 5 minutos.

El día 14 se ocasiona un cero en el parque Canyet 220 kV, al desconectar por tormenta las salidas asociadas.

El día 17 se incendian los Transformadores 1 a 110/11 kV y a 25/11 kV en Subestación Les Corts, ocasionando un corte de mercado en Barcelona capital de unos 14 a 15 MWh.

El día 29 desconecta la barra 1 del parque J.M. Oriol 400 kV, al actuar la protección de fallo de interruptor de la salida al Grupo 4, mientras se procedía a acoplar dicha salida.

El día 30 desconecta una barra, con la pérdida de las salidas asociadas, en el parque de Escatrón 220 kV, al actuar de manera anómala la protección de fallo de interruptor de la salida a Escucha.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados es importador por un total de 220 GWh.

En la interconexión con Francia se han realizado las siguientes operaciones: EDF ha realizado operaciones de venta por un total de 174 GWh, ELECTRA-BEL por 60 GWh y UNION FENOSA por 1,2 GWh. El contrato de suministro de EDF tuvo un utilización del 95%.

Con Portugal, IBERDROLA y ENDESA ENERGÍA han exportado 175 GWh y 4,5 GWh respectivamente. REN realizó operaciones de venta por un total de 15 GWh y de compra por 21 GWh.

Con Marruecos, el contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE tuvo una utilización del 99% a lo que se unen las exportaciones de ENDESA ENERGÍA que fueron de 142 GWh.

A Andorra, ENDESA ENERGÍA vendió sólo un día por un total de 0,6 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

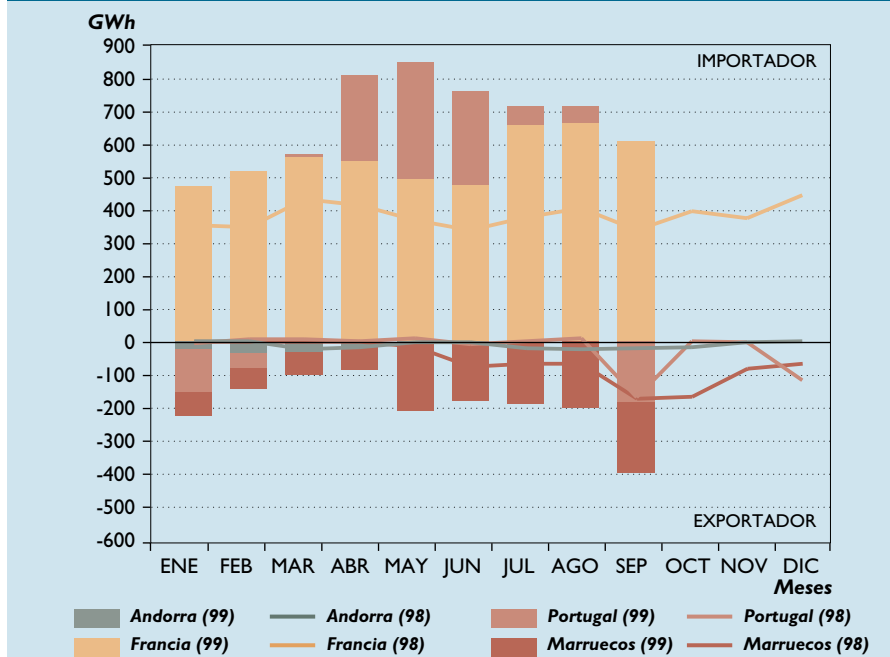


GRÁFICO 12

INTERCAMBIO FÍSICO DEL MES	ENERGÍA en GWh		
	Exportada (-)	Importada (+)	Saldo
España-Andorra	0,0	0,0	0,0
España-Francia	46,4	647,8	601,4
España-Portugal	433,3	250,5	-182,8
España-Marruecos	210,6	0,0	-210,6
TOTAL	690,3	898,3	208,0

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			S/1998	Renovable No Renov.
Ene	11,70	8,82	31,43	68,57
Feb	12,60	24,74	32,24	67,76
Mar	13,51	25,98	33,13	66,88
Abr	14,09	16,04	32,35	67,65
May	14,33	22,37	34,22	65,78
Jun	13,09	29,72	35,02	64,98
Jul	12,42	30,62	34,99	65,01
Ago	13,12	30,90	35,02	64,98
Sep	12,48	24,43	34,99	65,01
Oct				
Nov				
Dic				
ACUM.	13,01	32,29	33,72	66,28

(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.

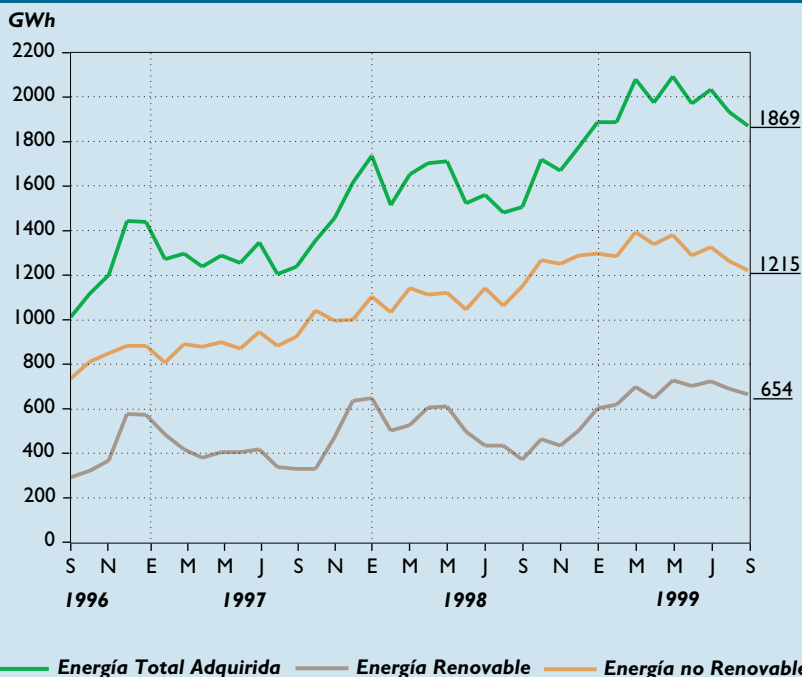


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,730 PTA/kWh y mínimo de 4,439 PTA/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre las 2,805 PTA/kWh y las 2,200 PTA/kWh.

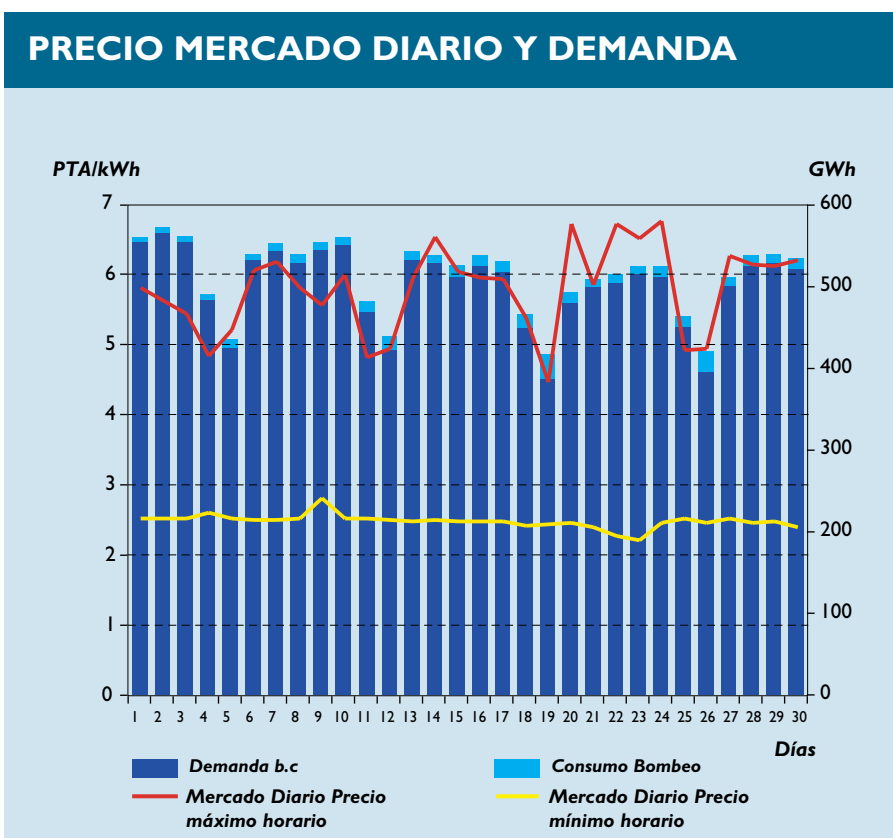


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	MES GWh	% DEL TOTAL	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	MES GWh	% DEL TOTAL
Mercado Diario	13.608	86,7	Distribuidoras	10.321	65,7
- Producción Interior	13.013		- Mercado Diario	10.278	
- Importación	595		- Mercados Intradiarios	43	
Francia	521		Comercializadoras	2.813	17,9
Portugal	14		- Mercado Diario	2.736	
Bélgica	60		- Mercado Intradiarios	77	
Suiza	0		Consumidores Cualificados	2	0,0
Mercados Intradiarios	277	1,8	Demanda Bombeo	391	2,5
- Producción Interior	245		Exportación	412	2,6
- Importación	32		- Portugal	203	
Francia	31		- Marruecos	208	
Portugal	1		- Andorra	1	
Indisponibilidades	-47	-0,3	Ajuste demanda	-22	-0,1
Operación del Sistema (1)	80	0,5	TOTAL MERCADO	13.917	88,6
TOTAL MERCADO	13.917	88,6	Contratos Bilaterales	-	
Contratos Bilaterales	-		Energía programada en Régimen Especial	1.783	11,4
Energía programada en Régimen Especial	1.783	11,4	TOTAL	15.700	100
TOTAL	15.700	100			

(1) Regulación, restricciones, desvíos, mecanismo excepcional de resolución.

CUADRO 6





- Tan solo en una línea de 400 kV, se ha superado una carga máxima del 50% de su capacidad térmica de invierno.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>220 kV</u>	<u>Otras tensiones</u>
Líneas	Longitud km	14.523,1	15.820,2	123,5
Subestaciones	Posiciones	588	1.417	9
Transformación (1)	Número	99	427	-
Reactancias	Número	20	-	36
Cables	Número de circuitos	1	-	-
Submarinos (2)	Longitud km	13,2	-	-
Cables	Número de circuitos	1	10	-
Subterráneos	Longitud km	2,06	63,00	-

(1) En caso de los transformadores, la tensión de referencia corresponde a la parte de alta tensión.

(2) El cable submarino se refiere a la interconexión España-Marruecos.

CUADRO I

INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT					
PROPIEDAD		RED ELÉCTRICA		Otras empresas	
TENSIÓN		400 kV		400 kV	
Líneas	Longitud km		14.263,1		260
Subestaciones	Posiciones		461		127
Transformación	Número		33		66
	MVA		16.988		26.149
Reactancias	Número		19		1
	MVAr		2.850		150
Cables	Nº de circuitos		1		-
Submarinos	Longitud km		13,2		-
Cables	Nº de circuitos		1		-
Subterráneos	Longitud km		2,06		-

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT					
PROPIEDAD		RED ELÉCTRICA		Otras empresas	
TENSIÓN		220 kV	Tensiones < 220 kV	220 kV	Tensiones < 220 kV
Líneas	Long. km	4.280,2	74,7	11.540	48,8
Subestaciones	Posiciones	175	3	1.242	6
Transformación	Número	1	-	426	-
	MVA	63	-	42.904	-
Reactancias	Número	-	9	-	27
	MVAr	-	560	-	-
Cables	Nº de circuitos			10	-
Subterráneos	Long. km	-	-	63	-

CUADRO 3



La línea de 400 kV, cuya carga media ha superado el 50% de su capacidad térmica de invierno, ha sido: Pinar del Rey-Mellousa.

En 220 kV, ninguna línea ha superado el 60% de su capacidad térmica de invierno.

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.

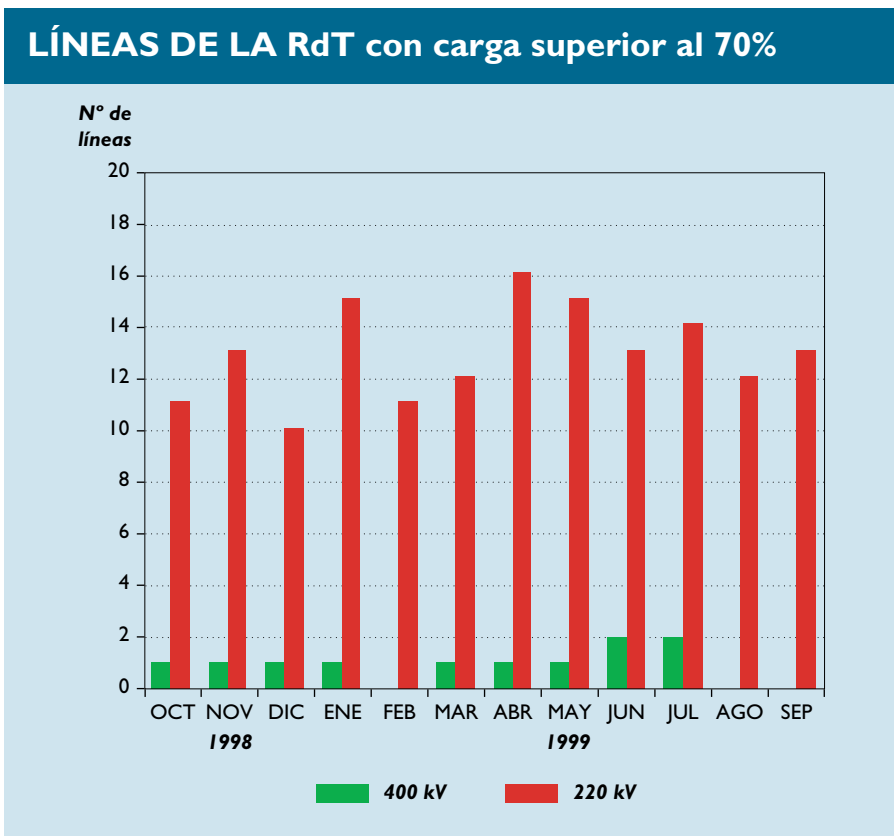


GRÁFICO 1

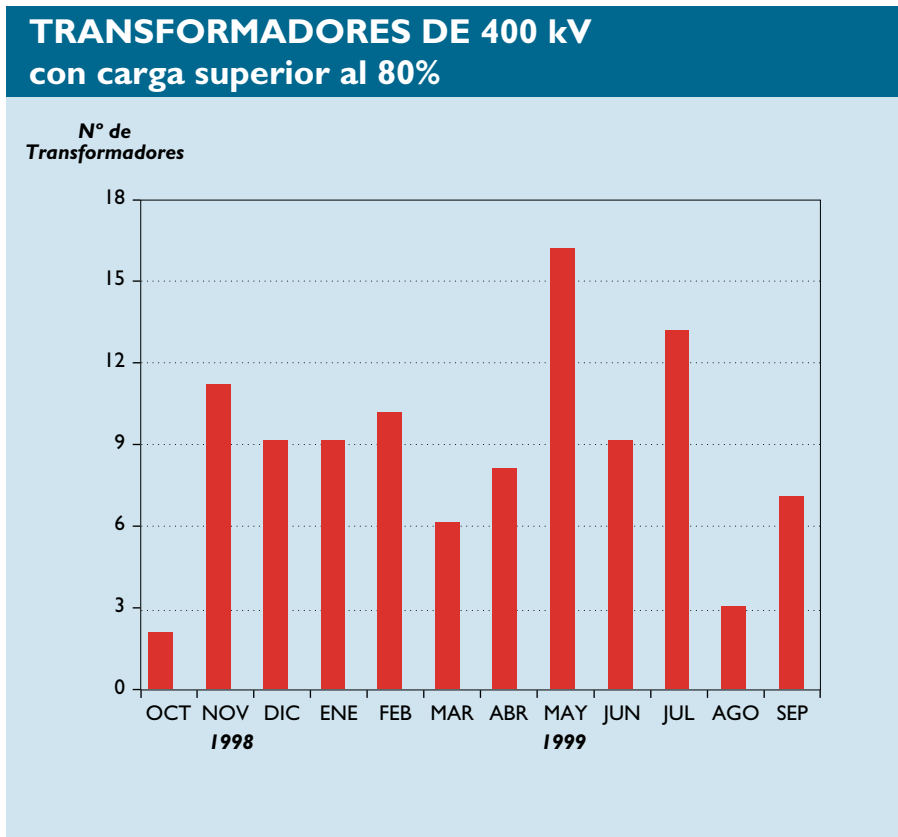


GRÁFICO 2

Este mes ha sido uno el transformador que ha superado una carga media del 70%: Almaraz, autotransformador 3.

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.

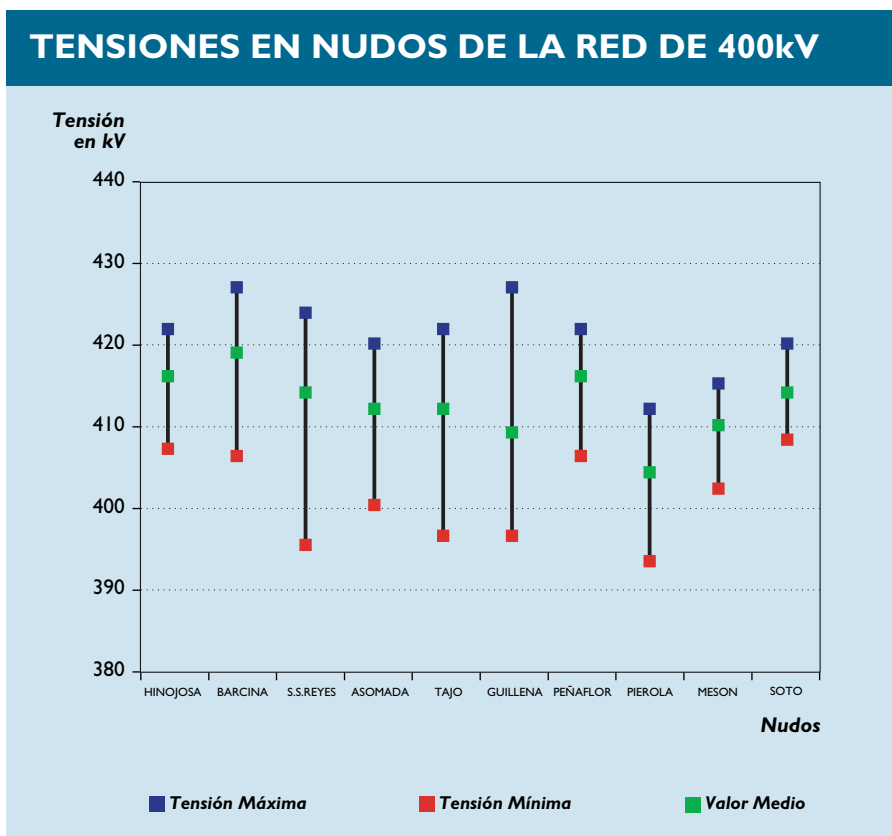
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

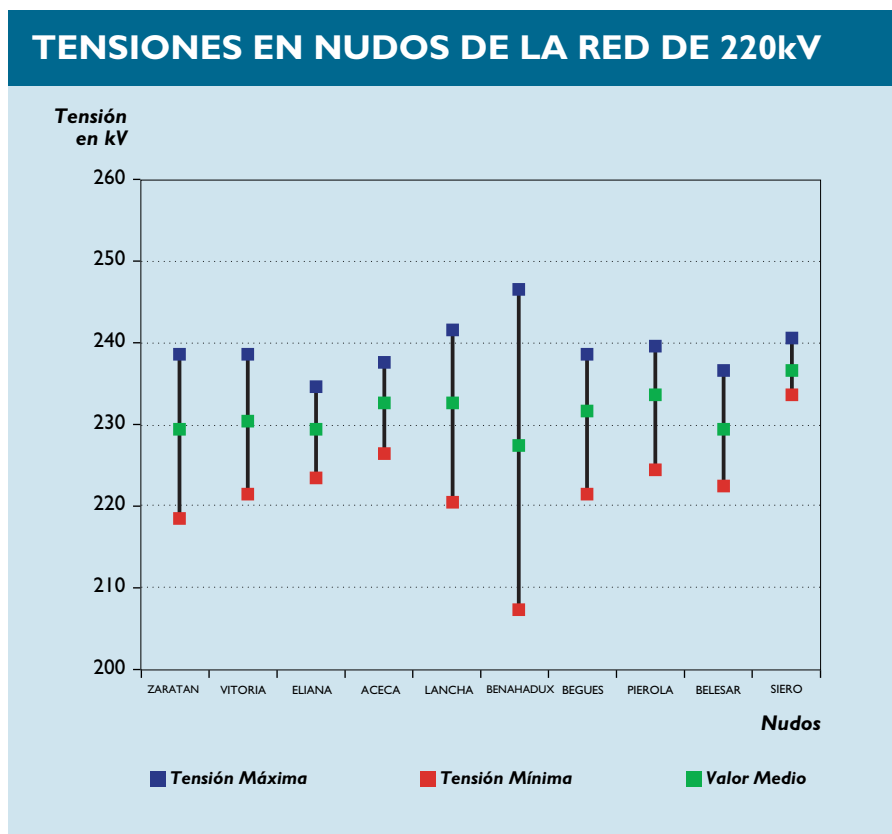
Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 430 kV de Vitoria; y los 359 kV de Fardioua.

Cabe citar que en la subestación de Arañuelo, las tensiones han sido superiores a 420 kV durante más de 340 horas y ninguna subestación ha superado la tensión de 430 kV.



En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 400 kV.

GRÁFICO 3



En la red de 220 kV, en la subestación de San Agustín se han superado los 240 kV durante más de 390 horas.

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

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Almaraz-Guadame, para instalar disuadores y realizar trabajos de mantenimiento.
- Línea de 400 kV Aluminio-Puentes I, para instalar medidor de vibraciones y realizar trabajos de mantenimiento.
- Línea de 400 kV Eliana-La Plana I, para instalar aislamiento compuesto, revisar la línea y realizar diversas reparaciones.
- Línea de 400 kV Galapagar-SS de los Reyes, para recrecido del apoyo A-619 y para realizar trabajos de mantenimiento.
- Línea de 400 kV Sentmenat-Sallente, para reparar los componentes de la línea.

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

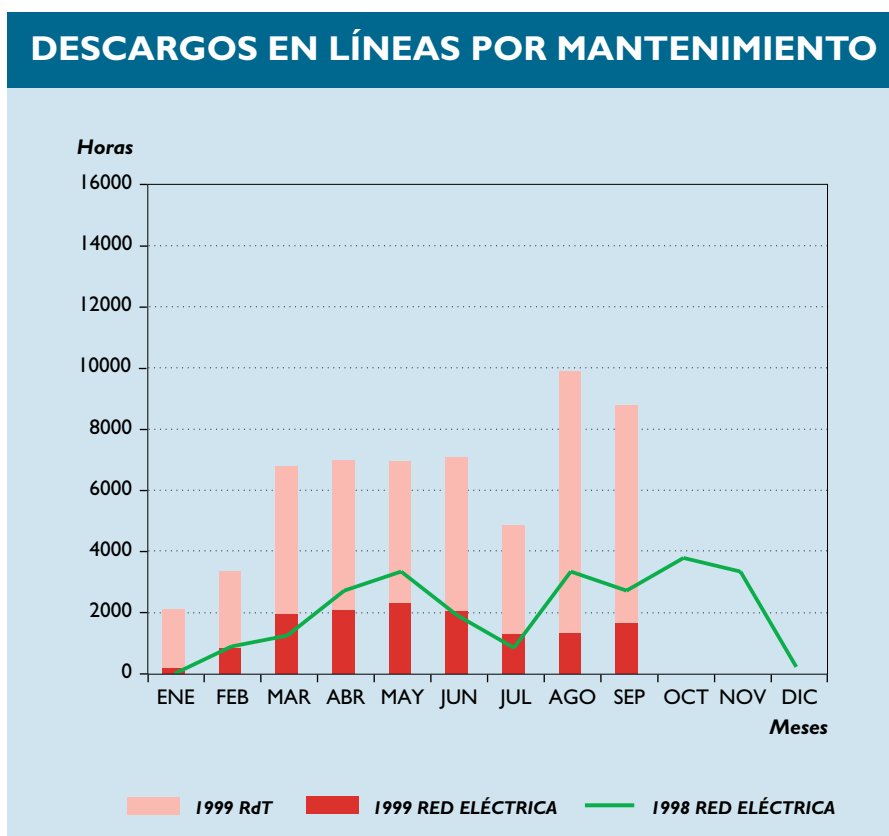


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

	LÍNEAS				TRANSFORMADORES			
	Por mantenimiento		Otras causas		Por mantenimiento		Otras causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
400 kV	11	1.148,9	3	1.049,8	1	726,8	0	0
220 kV	6	594,2	5	3.580,5	0	0	0	0
< 220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 400 kV Cofrentes-Morata, para revisar la línea y realizar una limpieza manual del aislamiento.
- Línea de 400 kV Galapagar-Tordesillas, para sustituir el aislamiento, recrecido de apoyos y aumentar la capacidad de la línea.
- Línea de 220 kV Sabiñánigo-Sangüesa, para recrecer un apoyo y realizar trabajos de mantenimiento.
- Línea de 220 kV San Agustín-Puebla de Sanabria, para pintar apoyos y realizar trabajos de renovación y mejora en ambas subestaciones.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Grijota, posición Reactancia 2, para realizar renovación de servicios auxiliares y bastidores de relés.
- Subestación de 400 kV Moraleja, posición acoplamiento, para renovar las protecciones e independizar los servicios auxiliares.
- Subestación de 400 kV Mudarra, posición Montearenas2, para realizar una revisión del interruptor.
- Subestación de 400 kV Morata, posición de Cofrentes, para montar contactos auxiliares en los seccionadores y realizar una revisión de la posición.

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

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

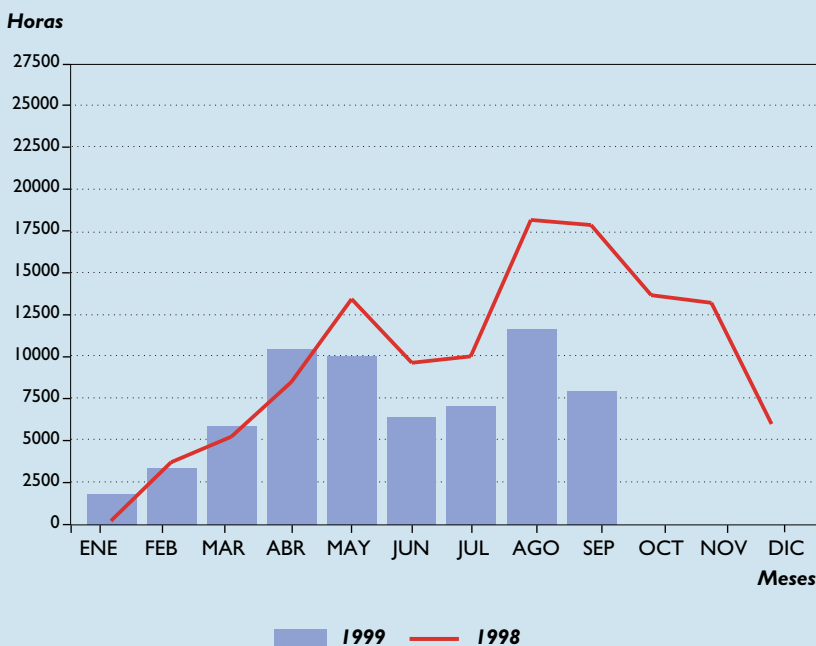


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

HORAS DE INTERRUPCIÓN POR MANTENIMIENTO

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	4.017	3321	7.338
Barras	356	177	533
TOTAL	4.373	3.498	7.871

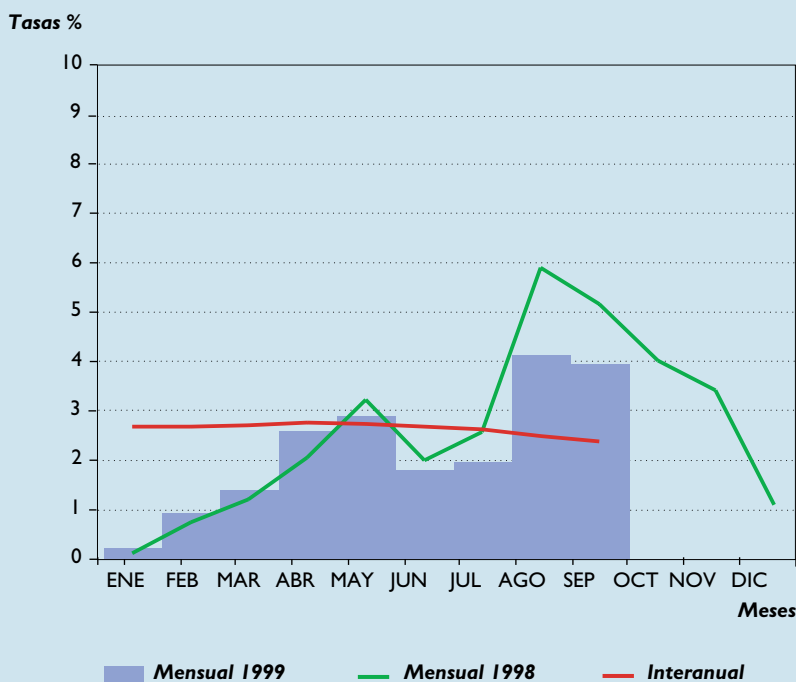
- Subestación de 220 kV Sabiñánigo, ajuste de los seccionadores del JBP2.
- Subestación de 220 kV Puebla de Sanabria, posición de San Agustín, para renovar las protecciones.

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

CUADRO 5



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.

GRÁFICO 7

TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	%	
	Mensual	Interanual
Mantenimiento preventivo	1,02	1,07
Indisponibilidades fortuitas	0,08	0,06
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	1,10	1,13
Por otras causas	2,70	1,21
TOTAL	3,80	2,34

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 MENSUAL

Relación entre la duración total de interrupción del servicio durante el mes considerado y las horas de utilización posible.

TASA TOTAL INTERANUAL

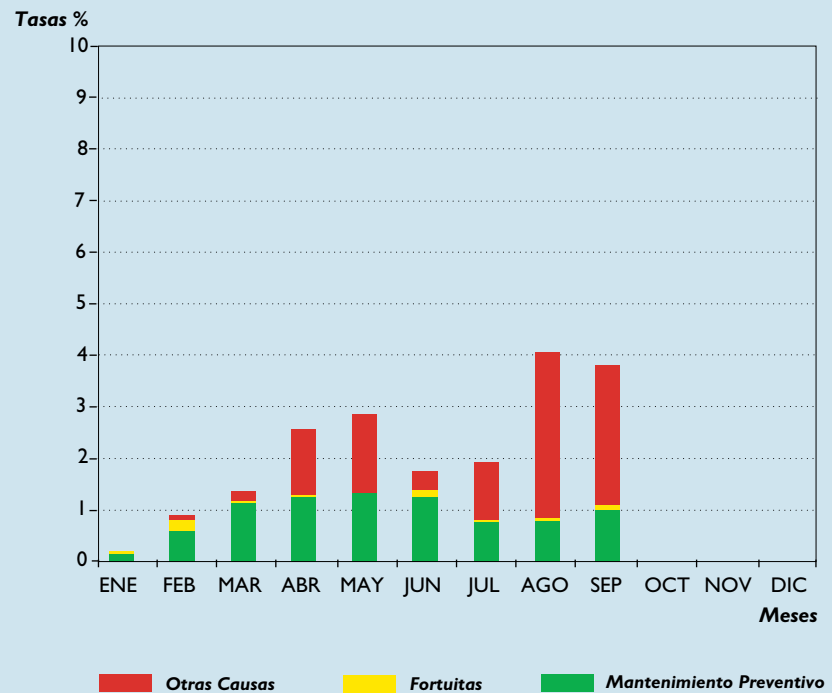
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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 Y DURACIÓN DE INCIDENTES

NÚMERO DE INCIDENTES

Causas		Fallo	Fallo	Agentes atmosféricos y otros
		Líneas	Subestaciones	
Líneas	400 kV	0	1	54
	220 kV	0	1	91
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	4	8

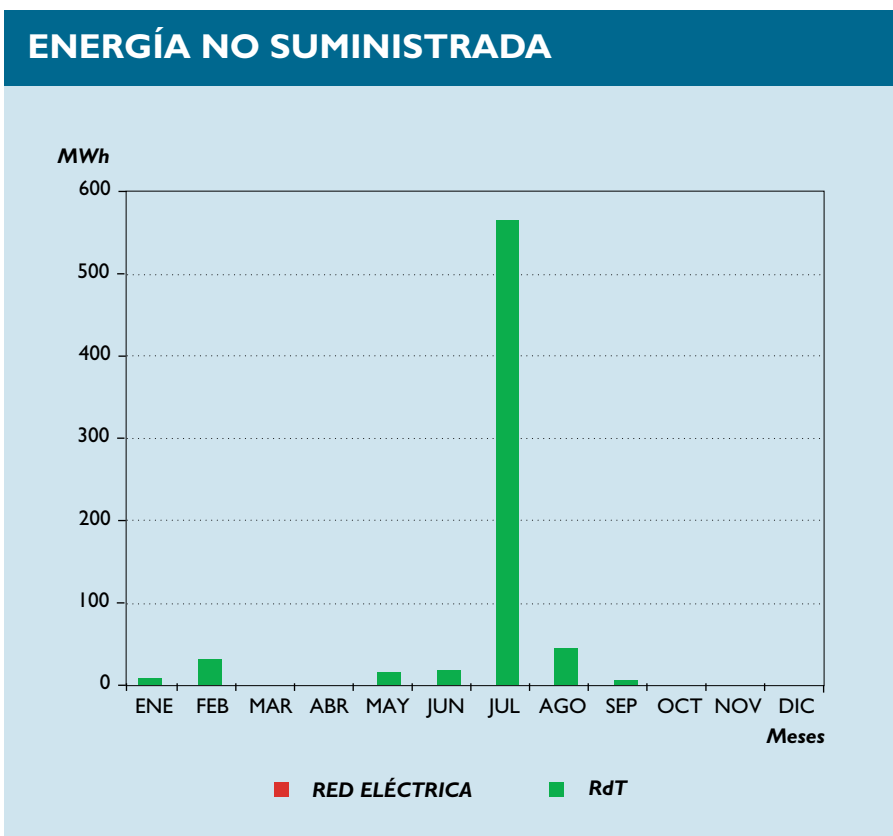
Duración		Más de	De 0 a 5	Con reenganche
		5 horas	horas	
Líneas	400 kV	1	11	43
	220 kV	3	36	53
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	9	1

CUADRO 7



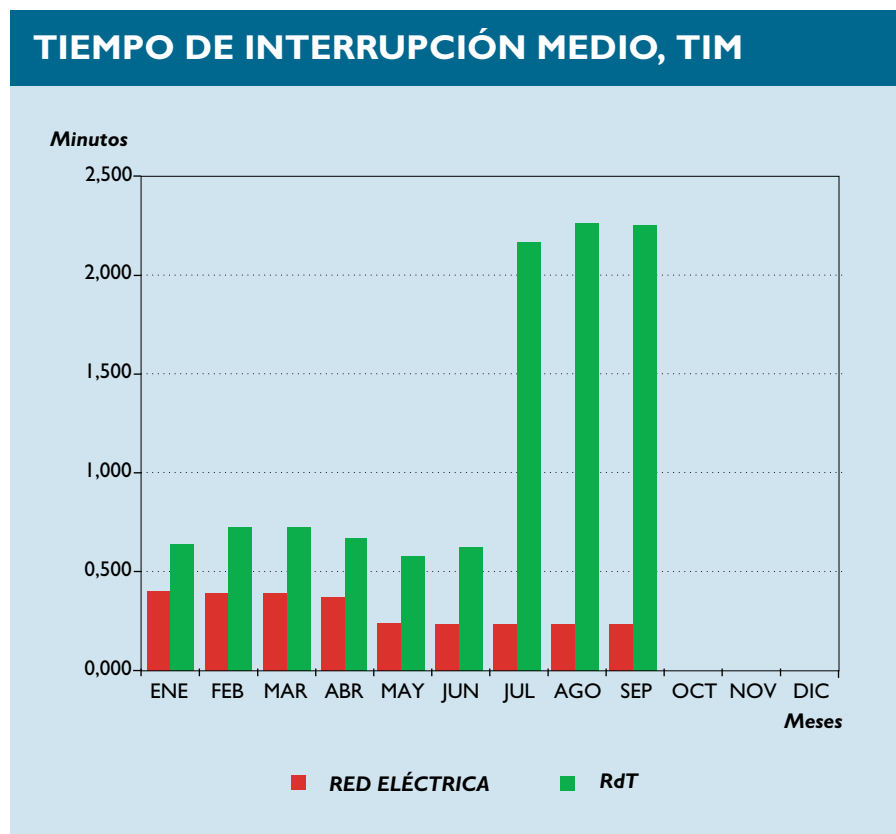
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Se han registrado tres corte de mercado en instalaciones de la RdT ajenas a RED ELÉCTRICA. Dos de ellos en la zona de Orense debido a tormentas, sumando un total de 1,55 MWh, y el otro en Madrid de 1,03 MWh. En la red de RED ELÉCTRICA no se ha producido ningún corte de mercado.



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



El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de RED ELÉCTRICA de los últimos 12 meses ha sido de 0,23 minutos y el de la RdT fue de 2,228 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio acumulado en los últimos 12 meses, TIM, definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = 8760 \times 60 \times (ENS / DA)$$

DA = Demanda anual del Sistema en MWh, últimos 12 meses.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Internet: <http://www.ree.es>