

Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

JUNIO 1998. Nº 1



Ministerio de Industria
y Energía

Miner

REE
RED ELECTRICA

SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Mercado diario	
– Garantía de potencia	
– Mercado intradiario	
– Servicios complementarios y gestión de desvíos	
– Precios finales	
4. Red de transporte	13
5. Facturación de la energía eléctrica	14
• Ingresos liquidables	
• Consumo facturado	
6. La energía eléctrica en la Unión Europea	16

Fuentes de información:

Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
ENDESA
OFICO
Red Eléctrica de España

Portada:

Apoyo de la línea de 400 kV Morata-Olmedilla
Centro de Control de RED ELECTRICA - Madrid

Fecha de redacción: 14 de septiembre de 1998

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el primer semestre del año se ha mantenido un elevado ritmo de crecimiento de la actividad económica, lo que ha dado lugar a un incremento sostenido de la demanda de energía eléctrica.
- La demanda del sistema peninsular durante el periodo enero-junio ha crecido un 6,8% respecto al mismo periodo del año anterior, observándose en el mes de junio un repunte que rompe con la tendencia iniciada en el mes de abril y que hacía presagiar una desaceleración en el consumo.
- El efecto de la mayor actividad económica en el periodo queda de manifiesto si se tiene en cuenta que su aportación al incremento de demanda de electricidad, una vez descontado el efecto laboralidad y temperatura, ha sido del 6,5% en el primer semestre y del 7,3% durante el mes de junio.
- La demanda bruta de energía del sistema peninsular durante el mes de junio fue de 14.167 GWh, con un incremento del 8,6% respecto a junio del año anterior. Esta demanda ha sido cubierta en un 87% por producción procedente del mercado, un 2% por los intercambios internacionales y un 11% por la producción procedente del régimen especial.
- Destaca la contribución en la cobertura de la demanda de la energía procedente

del régimen especial, cuyo crecimiento del 27% respecto a junio del año anterior ha absorbido un 30% del incremento de la demanda bruta, así como el cambio de signo de los intercambios internacionales respecto a junio del año anterior, aportando de esta forma el saldo exportador un 33% del incremento de demanda.

- La producción neta procedente del mercado, una vez descontadas las adquisiciones de energía al régimen especial y los intercambios internacionales, fue de 12.333 GWh lo que supone un incremento de producción del 2,2% respecto a junio del año anterior.
- La producción bruta durante el mes de junio fue de 12.906 GWh lo que representa un incremento del 1,7% respecto al mismo periodo del año anterior. El comportamiento de las diferentes tecnologías en la cobertura de esta producción bruta ha sido muy dispar, destacando el incremento de la producción hidráulica y nuclear (47% y 7% respectivamente) y el descenso de la producción con carbón (17%) y fuel-gas (58%).
- El comportamiento citado se ha debido a la mayor hidraulicidad registrada en 1998 y a que en junio de 1997 estaban vigentes las directrices de política energética dictadas por el Ministerio de Industria y Energía para facilitar la transición a la competencia, que afectaban a la explotación del sistema eléctrico a través de una reducción programada de la energía adquirida a los productores en régimen especial y a la generación nuclear, en favor de la térmica convencional.
- El día 1 de enero se ha iniciado el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, sin ninguna interrupción ni incidente que reseñar. Además, desde el día 1 de abril de 1998 se ha puesto en funcionamiento el mercado intradiario, con dos sesiones.
- La energía objeto de transacción en el mercado de producción de energía eléctrica durante el periodo de enero a junio asciende a 76.191 GWh y el volumen económico contratado en dicho mercado fue de 427.663 MPTA, resultando un precio medio desde el 1 de enero de 5,613 PTA/kWh.

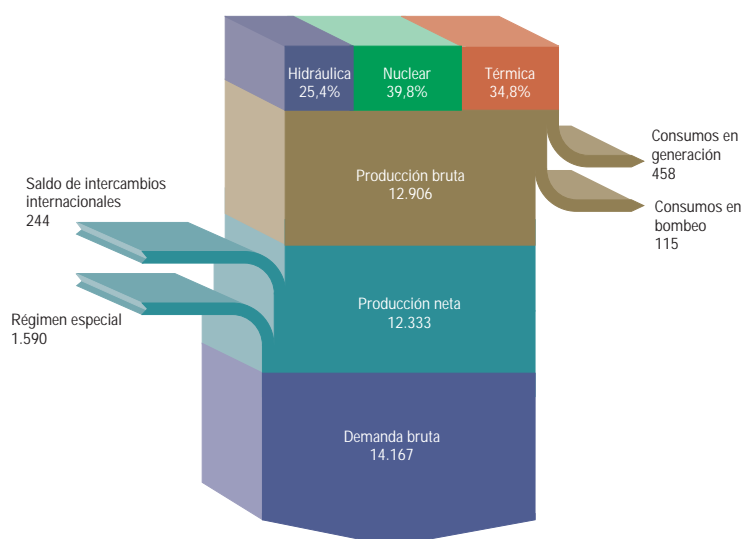
Balance eléctrico	Junio		1998		12 meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	12.333	2,2	72.868	-0,9	148.629	3,0
Intercambios internacionales	244	-	2.076	-	1.029	-
Régimen especial	1.590	27,2	9.729	25,3	17.921	23,4
Demanda bruta	14.167	8,6	84.673	6,8	167.579	6,6
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	725	5,2	4.054	6,9	8.319	7,7
Régimen especial	52	34,6	282	6,1	557	7,1
Demanda bruta	777	6,7	4.336	6,9	8.876	7,6

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

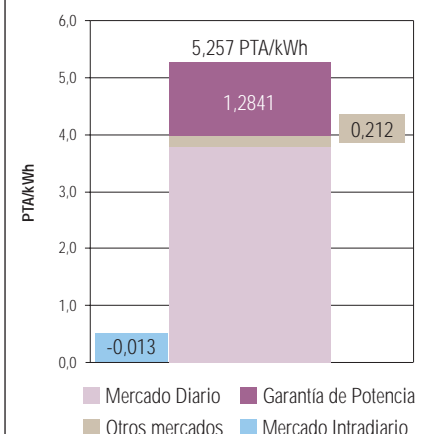
Valoración de la generación	Acumulado 1998			
	Coste total		Coste unitario	
	MPTA	%	PTA/kWh	%
Generación neta de las empresas	406.808	78,6	5,51	91,3
Intercambios internacionales (*)	11.705	2,3	5,30	87,9
Régimen especial	96.806	18,8	10,21	169,3
Total	515.318	100,0	6,03	100,0

(*) Un valor positivo indica importación y un valor negativo exportación.

BALANCE ELECTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. JUNIO



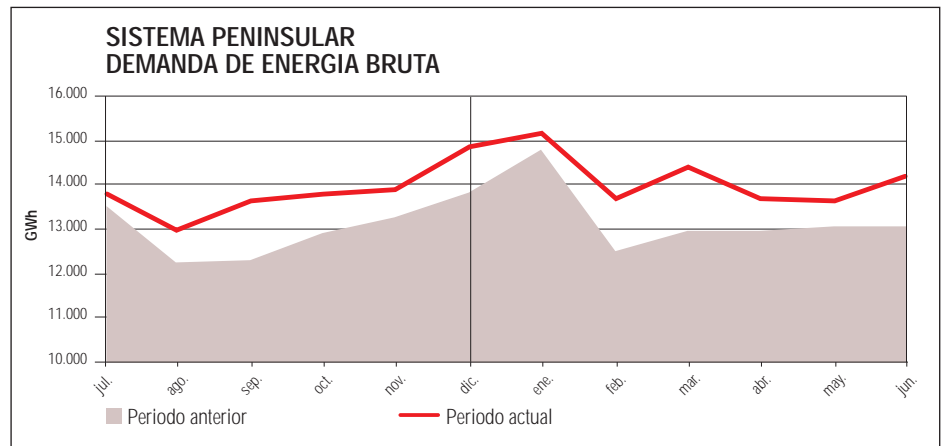
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO. JUNIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

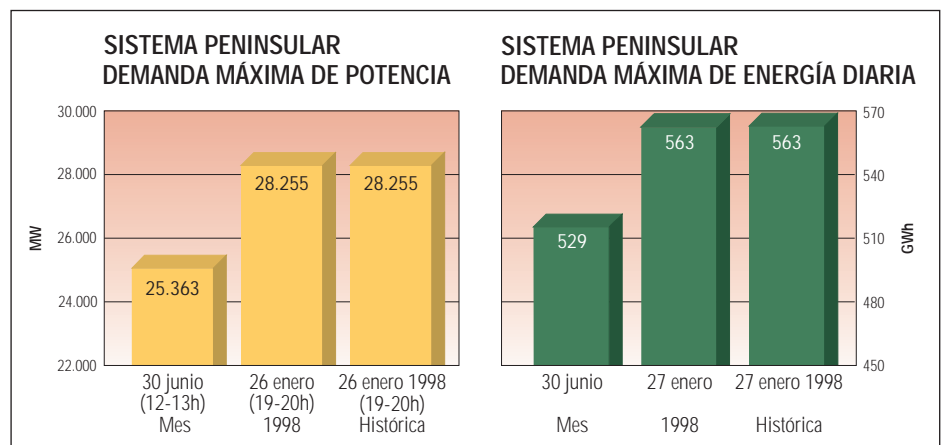
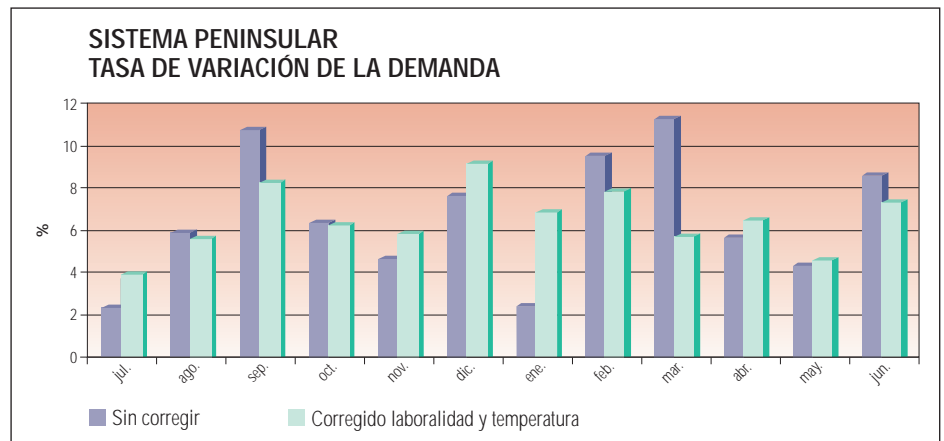
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica durante el mes de junio ha vuelto a repuntar, cambiando el signo de la tendencia iniciada en el mes de abril.
- En junio la demanda bruta de energía eléctrica, fue de 14.167 GWh con un crecimiento del 8,6% respecto al mismo mes del año anterior.
- La laboralidad tuvo un impacto positivo aportando 0,9 puntos al crecimiento de la demanda. Ello se ha debido a que junio de este año ha tenido un día laborable más y un domingo menos que el año anterior.
- Las temperaturas también tuvieron una influencia positiva sobre la demanda aportando 0,4 puntos al crecimiento. Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron más cálidas que las del año anterior, produciéndose las mayores diferencias durante la segunda quincena del mes.
- Corregidos los efectos de laboralidad y de temperatura, la demanda bruta de energía eléctrica tuvo un crecimiento positivo del 7,3%, consecuencia, fundamentalmente, de la alta actividad económica registrada.
- En este primer semestre del año la demanda acumulada fue de 84.673 GWh con un crecimiento del 6,8% respecto al mismo período del año anterior. El efecto de laboralidad y temperatura en el incremento de la demanda durante este semestre ha sido escaso aportando un -0,1 y 0,4 puntos respectivamente. Corregidos ambos efectos el crecimiento de la demanda bruta en el período enero-junio, se estima en 6,5% respecto al mismo período del año anterior.
- Durante el segundo trimestre del año, la demanda de energía eléctrica, corregida por laboralidad y temperatura, creció un 6,2%, crecimiento superior al estimado para el Producto Interior Bruto en este período que es del 3,8%. Esto supone una ralentización del crecimiento si se compara con el trimestre anterior en el que la demanda creció el 6,8%, si bien habrá que prestar atención a la posible consolidación del repunte experimentado en junio.



Demanda bruta	Junio		1998		12 meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	14.167	8,6	84.673	6,8	167.579	6,6
Efectos						
Laboralidad	-	0,9	-	-0,1	-	-0,1
Temperatura	-	0,4	-	0,4	-	0,2
Activ. económica y otros	-	7,3	-	6,5	-	6,5
Sistemas extrapeninsulares	777	6,7	4.336	6,9	8.876	7,6

Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.



COBERTURA DE LA DEMANDA

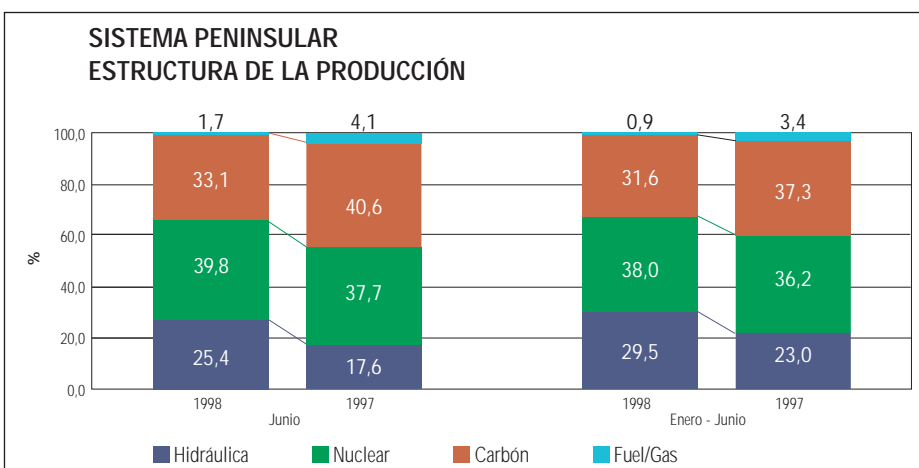
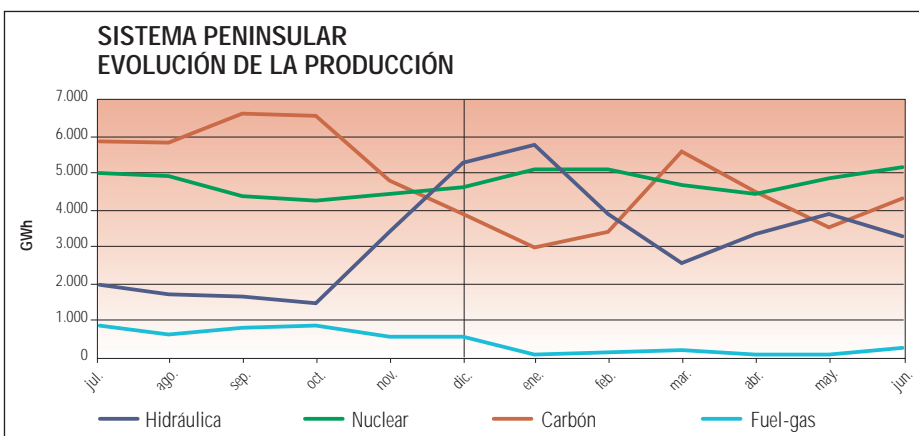
- El fuerte crecimiento en el mes de junio de la demanda bruta de electricidad (8,6%) respecto al mismo mes del año anterior, no se corresponde con el crecimiento de la energía aportada por los agentes del mercado, que solo alcanzó un 1,7% respecto a junio del año anterior. En el acumulado del año, esta situación se agudiza, ya que si bien la demanda bruta ha crecido el 6,8%, la energía aportada por los agentes del mercado ha disminuido un 0,7%. Esto es debido sobre todo, al incremento sostenido de la energía adquirida a los productores en régimen especial.
- En el mes de junio, la demanda bruta se cubrió en un 87% con la generación neta de los agentes del mercado, en un 11% mediante la energía adquirida a los productores en régimen especial y en un 2% por la importación de energía.
- La producción bruta, sin considerar el consumo propio de las centrales, fue de 12.906 GWh. El 25% se produjo en centrales hidroeléctricas, el 40% tuvo origen nuclear, el 33% se realizó con carbón, y el 2% en centrales de fuel-gas.
- Los consumos en generación disminuyeron un 16% respecto a junio del año anterior consecuencia de la mayor producción hidroeléctrica que ha dado lugar a una menor utilización del equipo térmico clásico, carbón y fuel-gas. Los consumos en bombeo aumentaron un 35%, debido a la política de las empresas de aprovechar los bajos precios del mercado en horas valle. Deducidos los consumos anteriores, la producción neta fue de 12.333 GWh, un 2,2% superior a junio del año anterior.
- En el período enero-junio destaca el crecimiento de la producción hidroeléctrica, 27%, y nuclear 4%, y la disminución de las producciones con carbón y fuel-gas con una variación del -16% y -75% respectivamente.
- La energía adquirida a los productores en régimen especial ha mantenido la tendencia de crecimiento de los últimos años con un incremento en el mes de junio del 27,2%, y en el período enero-junio del 25,3%, absorbiendo de esta forma, junto con la recuperación de los saldos importadores de los intercambios internacionales, la mayor parte de los incrementos de demanda de dichos períodos.

Balance eléctrico peninsular	Junio		1998		12 meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	3.283	47,0	22.587	27,3	38.006	23,1
Nuclear	5.131	7,1	29.121	4,4	56.527	2,8
Carbón	4.275	-17,0	24.154	-16,0	57.498	-6,4
Fuel-Gas	217	-58,2	674	-74,5	4.871	22,7
Producción bruta	12.906	1,7	76.536	-0,7	156.902	3,8
- Consumos generación	458	-15,7	2.633	-12,7	5.969	-1,7
- Consumos bombeo	115	35,3	1.035	111,2	2.304	161,8
Producción neta	12.333	2,2	72.868	-0,9	148.629	3,0
+ Régimen especial	1.590	27,2	9.729	25,3	17.921	23,4
± Saldo intercambios	244	-	2.076	-	1.029	-
Demanda bruta	14.167	8,6	84.673	6,8	167.579	6,6

Δ%: Tasa de variación con respecto al mismo periodo del año anterior.

Balance eléctrico extrapeninsular	Junio		1998		12 meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0	-2,9	1	8,8	3	-3,4
Carbón	289	60,9	1.463	43,1	2.723	39,9
Fuel-oil	492	-12,3	2.911	-4,6	6.242	-1,8
Producción bruta	781	5,5	4.375	7,4	8.967	8,0
- Consumos generación	56	9,4	321	13,2	648	12
Producción neta	725	5,2	4.054	6,9	8.319	7,7
+ Régimen especial	52	34,6	282	6,1	557	7,1
Demanda bruta	777	6,7	4.336	6,9	8.876	7,6

Δ%: Tasa de variación con respecto al mismo periodo del año anterior.

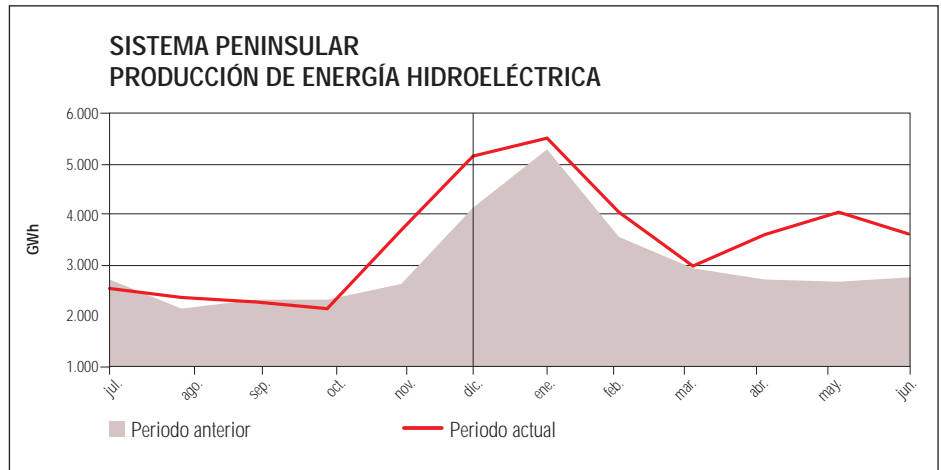


Producción hidroeléctrica

- La energía de origen hidroeléctrico representó el 29 % de la producción bruta en el período enero-junio, mientras que en los últimos 12 meses participó en un 24%, con producciones de 22.587 GWh y 38.006 GWh respectivamente.
- Las precipitaciones en junio no han sido abundantes en las diferentes cuencas hidrológicas, registrándose ligeras precipitaciones en la cuenca del Duero.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de junio tuvo un comportamiento dispar. Los primeros quince días del mes fueron húmedos registrándose un producible hidráulico diario máximo de 183 GWh, mientras que la segunda quincena fue seca, alcanzando un producible mínimo de 31 GWh el día 28. En conjunto el mes de junio puede considerarse como un mes húmedo con un producible hidráulico total de 2.633 GWh, resultando un índice de producible hidráulico de 1,14 con una probabilidad de ser superado del 30%.
- En el período enero-junio, la energía producible de origen hidroeléctrico fue de 21.647 GWh, resultando un índice producible hidráulico de 1,05, ligeramente por encima del valor correspondiente a hidraulicidad media y con una probabilidad de ser superado del 39%.
- La producción hidráulica por cuencas refleja que todas ellas, con la excepción de las del Guadiana y Ebro, han tenido un buen semestre hidrológico, destacando los incrementos de producción de la cuenca Norte, 74%, y Duero, 37%. Asimismo es significativo el incremento del 21% en la producción de la cuenca del Guadalquivir, cuenca tradicionalmente seca que mantiene en 1998

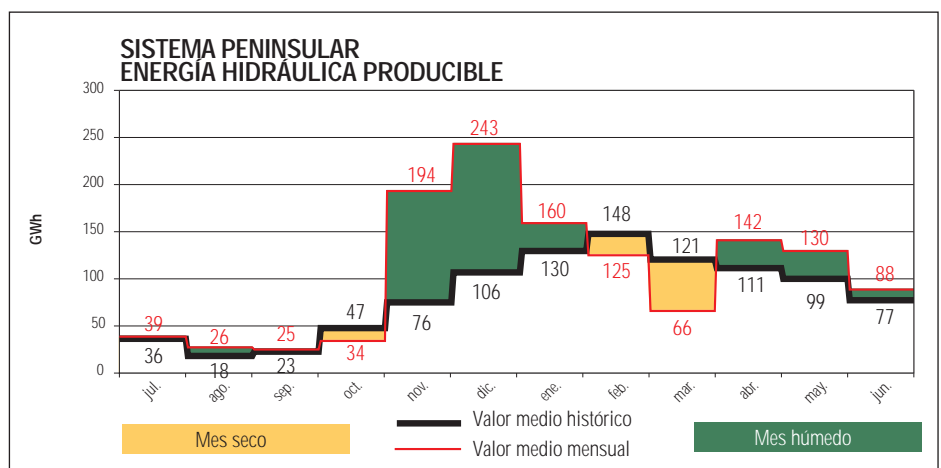
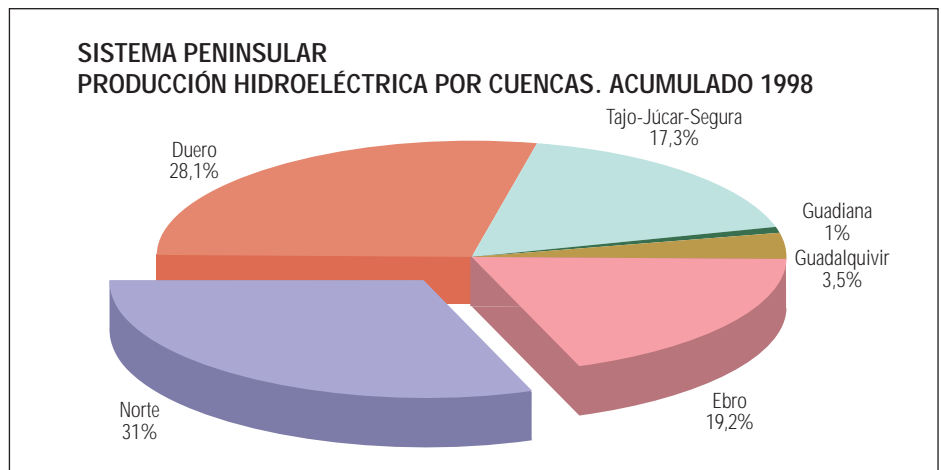
Producible hidráulico diario: mide la cantidad máxima de energía de origen hidráulico que podría producirse en un intervalo de tiempo determinado considerando la producción, las variaciones de la energía equivalente embalsada, el bombeo y las pérdidas.

Índice de producible hidráulico: es el cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia	Junio		1998		12 meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	836	80,6	6.992	74,2	11.241	48,2
Duero	3.392	1.002	79,2	6.338	37,0	10.219	27,8
Tajo-Júcar-Segura	4.173	475	67,8	3.918	14,2	7.299	28,5
Guadiana	233	8	-27,3	219	0,0	388	57,1
Guadalquivir	1.016	139	25,2	793	21,4	1.471	37,2
Ebro	3.569	823	2,0	4.327	-10,0	7.388	-11,1
Sistema peninsular	16.532	3.283	47,0	22.587	27,3	38.006	23,1
Canarias	1	0	-2,9	1	8,8	3	-3,4
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-2,9	1	8,8	3	-3,4

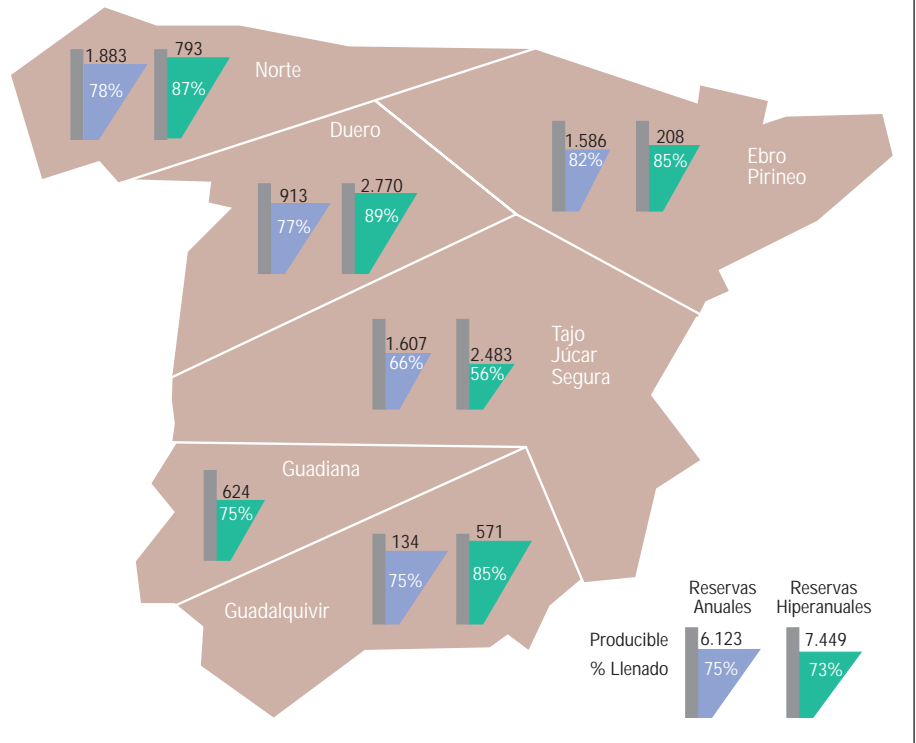
Δ%: Tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



la secuencia de buenos años hidrológicos iniciada en el año 1996.

- Las reservas de agua del conjunto de los embalses finalizaron el mes al 74% de su capacidad, con un nivel de reservas equivalente a 13.573 GWh. Este valor supera ampliamente el nivel de reservas habitual en esta época del año, siendo el valor más alto registrado desde 1979.
- Según las características de los embalses, los de régimen anual finalizaron el mes al 75% de su capacidad, con unas reservas equivalentes a 6.123 GWh, mientras que los de régimen hiperanual finalizaron al 73% con 7.449 GWh equivalentes.

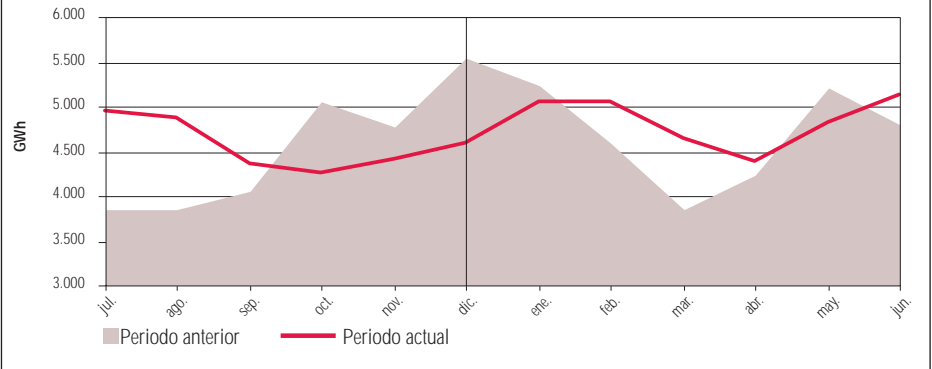
RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 30 DE JUNIO DE 1998



Producción nuclear

- La producción bruta de energía eléctrica en las centrales nucleares durante el mes de junio ha sido de 5.131 GWh, un 7,1% superior a la registrada en junio del año anterior.
- Durante el mes, el comportamiento de los distintos grupos nucleares ha sido normal sin que haya habido ningún incidente digno de mención, pudiéndose señalar únicamente los siguientes hechos:
 - La sustitución del alternador averiado de la Central Nuclear de Trillo finalizó el día 3, comenzándose ese día la secuencia de arranque que finalizó el día 8 con su acoplamiento a la red. La central ha operado de forma estable al 100% hasta final de mes.
 - La Central Nuclear José Cabrera finalizó el XII ciclo de operación, desacoplando de la red el día 6 para iniciar la recarga de combustible y trabajos de mantenimiento. Aprovechando la parada se procederá a sustituir interruptores de 220 kV en la subestación y al montaje de la modificación de diseño consistente en la sustitución de

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



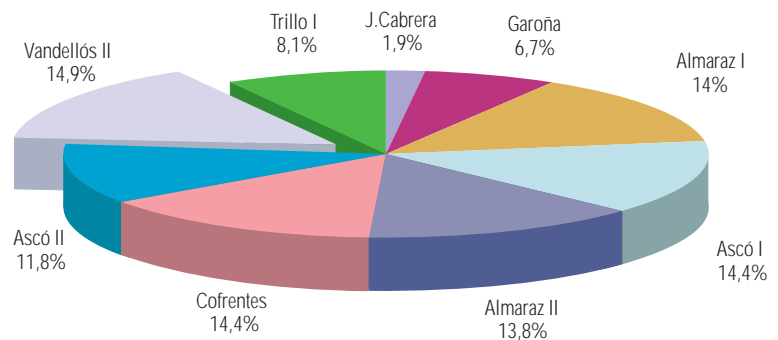
Producción bruta Nuclear	Potencia	Junio		1998		12 meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	16	-84,0	546	129,4	1.175	41,6
Garona	460	333	22,2	1.961	26,7	3.921	10,1
Almaraz I	974	684	17,8	4.075	6,4	7.109	11,1
Ascó I	973	695	16,7	4.199	32,8	7.682	5,4
Almaraz II	983	692	4,3	4.018	73,9	7.953	37,6
Cofrentes	1.025	731	18,3	4.207	1,5	7.226	-14,3
Ascó II	966	697	12,1	3.430	-15,4	7.539	20,4
Vandellós II	1.009	717	10,6	4.331	4,3	7.739	-4,9
Trillo	1.066	566	-18,0	2.354	-47,2	6.183	-25,3
Sistema peninsular	7.616	5.131	7,1	29.121	4,4	56.526	2,8

Δ%: Tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

toberas en el sistema de Control Químico y volumétrico y sistema de Refrigeración del Reactor.

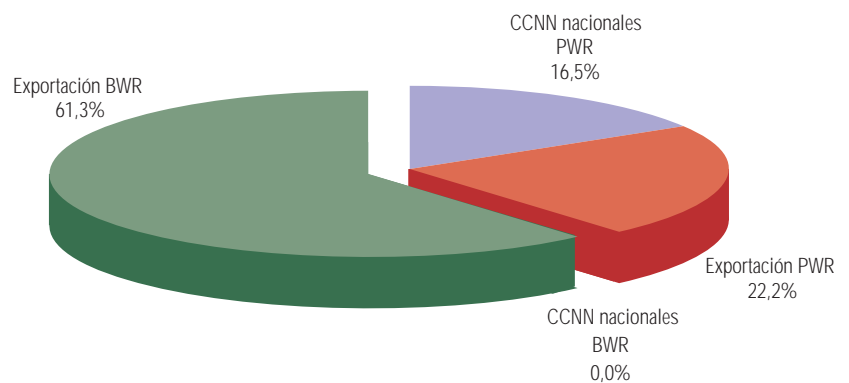
- El factor de carga del parque nuclear durante el mes de junio fue del 93,5%, valor superior al del mes anterior consecuencia, principalmente, de la entrada en servicio de Trillo. La indisponibilidad fue del 6%, consecuencia de la parada programada de la central de José Cabrera y de los días que Trillo ha estado parada por avería hasta su acoplamiento a la red el día 3 de junio.
- En el período enero-junio, la producción bruta ha sido de 29.121 GWh, superior en un 4,4% a la del mismo período del año anterior y que representa el 38 % de la generación bruta de los agentes del mercado. En los últimos 12 meses la producción de origen nuclear ha sido de 56.526 GWh que representa el 36% de la producción bruta, siendo el crecimiento con respecto al periodo anterior del 2,8%.
- El factor de carga y la indisponibilidad registrados en el mes de junio han situado estas magnitudes en el primer semestre del año en el 88% y el 10% respectivamente, valores similares a los registrados en los últimos años.
- La producción de concentrados de uranio en el Centro de Saelices el Chico, propiedad de ENUSA, ha sido de 34,2 toneladas de U3O8, con lo que se alcanza una producción acumulada en el año de 193,8 toneladas.
- En la fábrica de Juzbado, de ENUSA, se han fabricado 49 elementos combustibles del tipo PWR, con destino a la Central Nuclear de ASCÓ 1. Se han fabricado, así mismo, 24 elementos del tipo BWR, con destino a la Central Nuclear de Forsmark, en Suecia.
- En Junio se han importado 28 elementos combustible tipo PWR para la Central Nuclear de Trillo.

PRODUCCION NUCLEAR POR CENTRALES. ACUMULADO 1998



Grupo	Junio			1998		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	13,9	83,0	0,0	78,6	14,0	0,0
Garoña	99,2	0,0	0,0	96,9	0,0	0,0
Almaraz I	97,5	0,0	0,0	96,3	0,0	1,0
Ascó I	99,5	0,0	0,0	99,4	0,0	0,0
Almaraz II	97,8	0,0	0,0	94,1	0,0	0,0
Cofrentes	99,1	0,0	3,0	94,5	0,0	4,0
Ascó II	100,0	0,0	0,0	81,7	15,0	2,0
Vandellós II	98,7	0,0	0,0	98,8	0,0	0,0
Trillo	73,7	0,0	23,0	50,8	0,0	48,0
Total	93,5	2,0	4,0	88,0	2,0	8,0

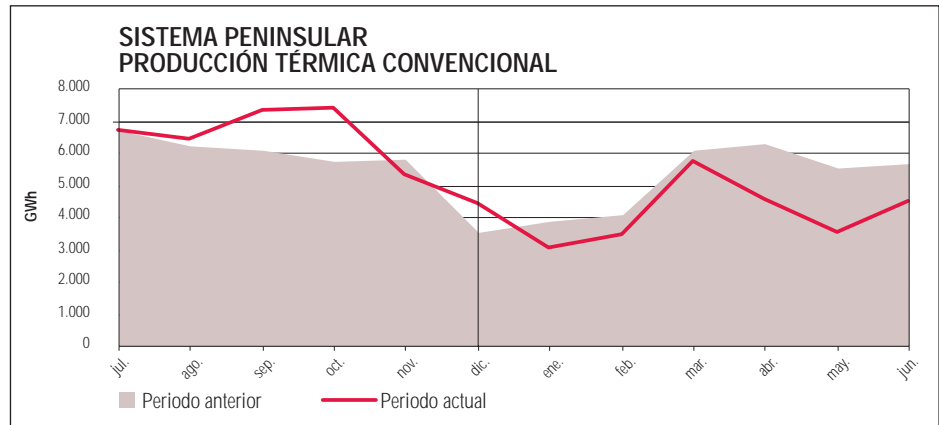
FABRICACIÓN NACIONAL DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES. ACUMULADO 1998



Combustible nuclear	Junio	1998	12 meses
kg de concentrados de uranio (ENUSA)	34.198	193.780	299.057
Nº elementos (Juzbado) PWR:			
CCNN nacionales	49	80	206
Exportación	0	108	169
Nº elementos (Juzbado) BWR:			
CCNN nacionales	0	0	47
Exportación	24	298	353
Nº elementos importación:			
PWR	28	40	40
BWR	0	0	0

Producción térmica convencional

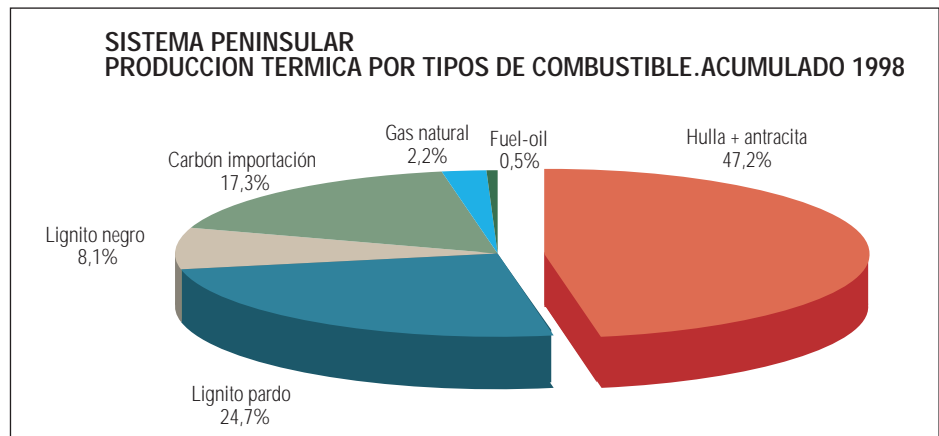
- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales en el mes de junio fue de 4.492 GWh, inferior en un 21% a la del mismo mes del año anterior, aportando el 35% de la producción bruta procedente del mercado, frente al 45% que se alcanzó en junio del año anterior.
- A este respecto, hay que destacar que en junio de 1997 estaban vigentes las directrices de política energética dictadas por el Ministerio de Industria y Energía para facilitar la transición a la competencia, que afectaban a la explotación del sistema eléctrico a través de una reducción programada de la energía adquirida a los productores en régimen especial y a la generación nuclear, en favor de la térmica convencional. La aplicación durante el año anterior de estas directrices explican el descenso de la producción en centrales de hulla y antracita, 33,5%, lignito negro, 63%, y de la producción con gas natural, 61%
- En el período enero-junio la producción bruta de los grupos térmicos convencionales fue de 24.154 Gwh, un 16% inferior a la del mismo período del año anterior. La distribución de esta disminución ha sido dispar, incrementándose la producción con lignito pardo y hulla de importación y descendiendo la de hulla nacional, lignito negro, gas natural y fuel.
- La producción bruta de los grupos de carbón representó el 32% de la producción bruta procedente del mercado en el primer semestre de 1998, mientras que los grupos de fuel-oil y gas natural aportaron tan solo el 0,9% de la producción bruta en el mismo período.
- El factor de carga del conjunto de las centrales térmicas convencionales en el mes de junio fue del 32,1% con un máximo para las centrales de lignito pardo del 85% y un mínimo de las centrales de fuel-oil del 0,6%. La indisponibilidad conjunta fue del 5%, con mayor incidencia en los grupos de fuel y gas, cuya indisponibilidad alcanzó el 10%.
- A finales de junio terminó su revisión anual la central de Puertollano, quedando disponible el día 30.
- Las variaciones en la producción se correspondieron con variaciones en el consumo de combustibles. Así, en el primer semestre de



Producción bruta térmica convencional	Potencia	Junio		1998		12 meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.960	2.016	-33,5	11.721	-33,5	31.437	-12,5
Lignito pardo	1.950	1.197	12,5	6.138	18,1	12.128	-0,1
Lignito negro	1.450	349	-62,9	2.012	-60,1	7.714	-19,0
Carbón importación	1.864	713	524,9	4.284	378,7	6.221	63,8
Gas natural (*)	3.582	190	-61,0	549	-78,7	4.571	40,6
Fuel-oil	4.632	27	-15,4	126	75,2	301	-58,2
Sistema peninsular	19.438	4.492	-20,8	24.830	-20,9	62.372	-4,6
Carbón	510	289	60,9	1.463	43,1	2.723	39,9
Fuel-oil	2.181	492	-12,3	2.911	-4,6	6.242	-1,8
Sistemas extrapeninsulares	2.691	781	5,5	4.374	7,4	8.965	8,0

Δ% : Tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Incluye GCICC de ELCOGAS



Tipo de central	Factor de carga %	Junio		Factor de carga %	1998	
		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.
Hulla + antracita	47,1	4,0	0,0	45,3	3,0	1,0
Lignito pardo	85,0	0,0	2,0	72,4	3,0	2,0
Lignito negro	33,3	0,0	1,0	31,9	0,0	1,0
Carbón importación	52,5	0,0	0,0	52,8	0,0	2,0
Gas natural (*)	7,6	0,0	0,1	3,6	0,0	11,0
Fuel-oil	0,6	0,0	0,1	0,6	0,0	10,0
Sistema peninsular	32,1	1,0	5,0	29,4	1,0	5,0
Carbón	N.D.	0,0	0,3	N.D.	0,7	2,2
Fuel-oil	N.D.	2,8	2,7	N.D.	2,4	2,4
Sist. extrapeninsulares	N.D.	2,3	2,2	N.D.	2,1	2,4

(*) Incluye GCICC de ELCOGAS.

N.D.: Datos no disponibles

1998 el consumo total de combustibles en centrales térmicas convencionales ha sido de 9.208 kTEC, un 18% inferior al del mismo período del año anterior, destacando las disminuciones de los consumos de hulla y antracita nacional, 41%, lignito negro, 65% y gas natural, 79%. A finales de junio, los parques de las centrales térmicas almacenaban 6.983 kTEC, lo que representa un volumen de existencias inferior en un 14% a las que almacenaban a finales del primer semestre del año anterior.

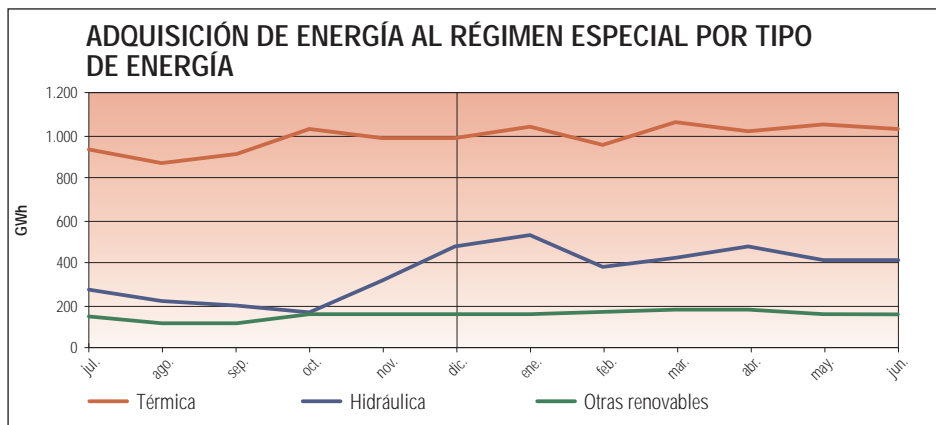
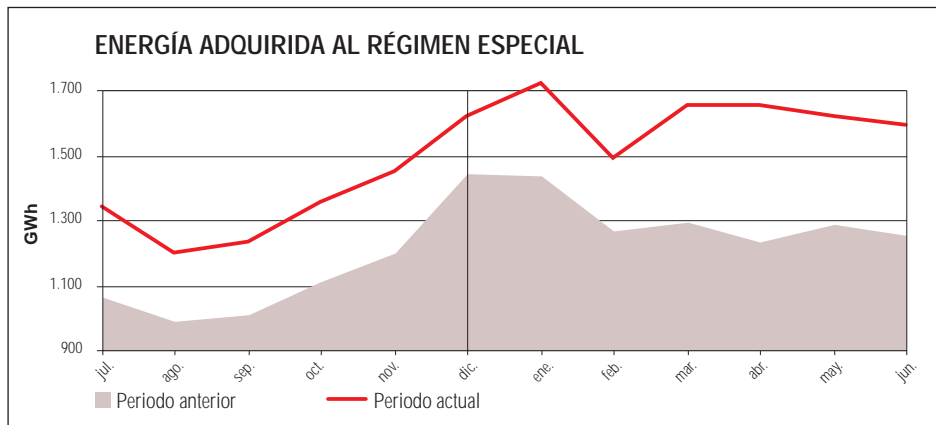
Combustible	Junio		1998			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	627	-42,7	3.709	-41,4	4.284	-20,9
Lignito pardo	314	11,3	1.339	3,5	20	16,1
Lignito negro	59	-62,3	342	-59,1	1.217	45
Carbón importación	565	52,4	3.465	65,1	1.041	-18
Gas natural (*)	75	-49,2	206	-78,6	-	-
Fuel-oil	23	-33,4	146	7,1	420	-22,1
Sistema peninsular	1.663	-20,4	9.208	-18,2	6.983	-14,2
Carbón	91,4	48,5	473,7	36,6	124,1	-47,4
Fuel-oil	102,8	-13,6	611,6	-3,6	80,0	-17,5
Sistemas extrapeninsulares	194,2	7,6	1.085,3	10,6	204,1	-38,7

Δ%: Tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(*) Incluye GCICC de ELCOGAS

Régimen especial

- En el mes de junio la energía adquirida a los productores en régimen especial fue de 1.590 GWh, lo que supone un crecimiento del 27% respecto al mismo mes del año anterior y representa el 11% de la demanda bruta de energía eléctrica del mes de junio. Se consolida, de esta forma, la tendencia de fuerte crecimiento que esta energía ha venido experimentando en los últimos años.
- El 65% del total de la energía adquirida al régimen especial en junio fue de origen térmico, la hidráulica el 25% y la producción con otras fuentes de energía renovables el 10%. Las mayores variaciones las tuvieron la energía adquirida de origen hidráulico y otras renovables con crecimientos del 41% y 46% respectivamente, mientras que la de origen térmico creció un 20% respecto al mismo mes del año anterior.
- En el primer semestre del año la energía adquirida al régimen especial representó el 11,5% de la demanda bruta, con un crecimiento del 25% respecto al mismo período del año anterior. La energía total aportada fue de 9.728 GWh de los que el 63% son de origen térmico, el 26% hidráulico y el 11% corresponde a otras renovables.
- Siguiendo la tendencia experimentada a partir de 1995 como consecuencia de la entrada en vigor del Real Decreto 2366/1994, el precio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha disminuido durante el primer semestre de 1998, situándose en el entorno de las 10,25 PTA/kWh. Este descenso es consecuencia de la rebaja del 3,6% aplicada en la tarifa



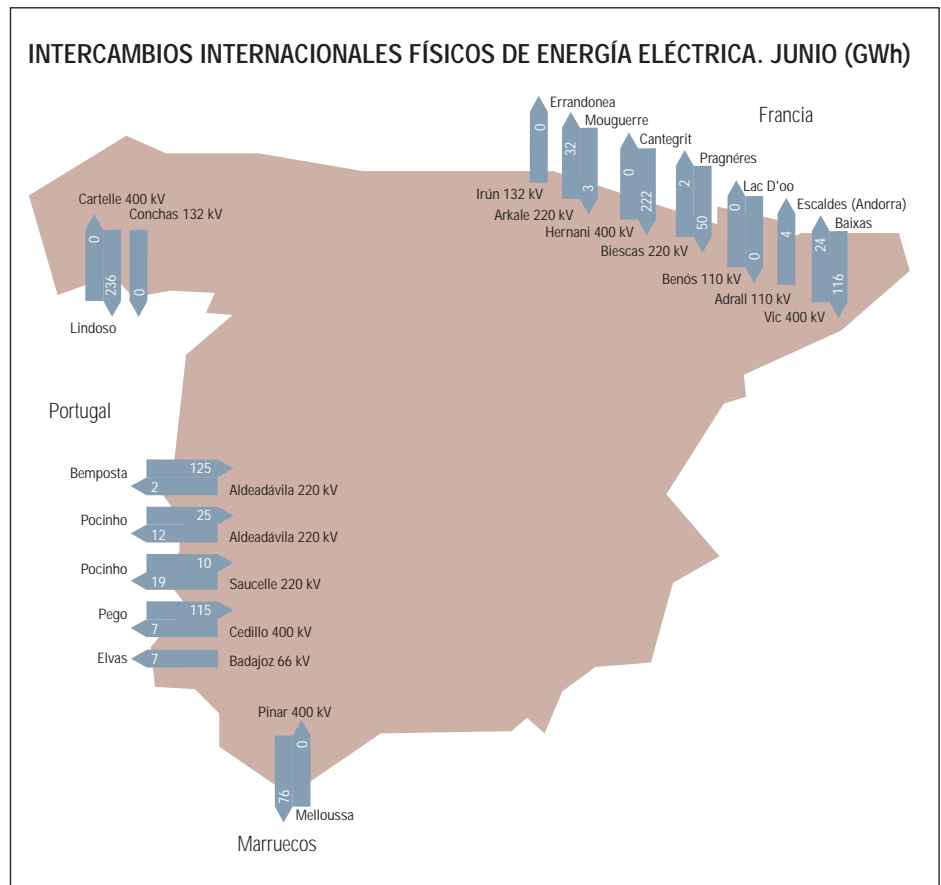
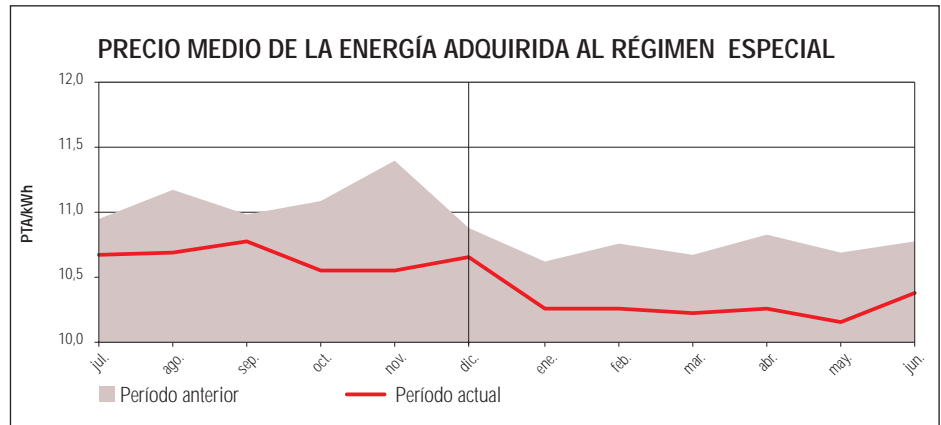
Régimen especial	Potencia MW	Junio		1998		12 meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	2.704	1.034	20,1	6.159	19,0	11.905	20,8
Hidráulica	1.106	398	41,1	2.561	38,2	4.152	27,1
Otras renovables	653	158	46,3	1.008	37,1	1.863	28,6
Sistema peninsular	4.463	1.590	27,1	9.728	25,3	17.920	23,0
Térmica	85	29	42,6	176	-1,0	358	-3,9
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	59	23	25,7	106	20,5	200	35,0
Sistemas extrapeninsulares	144	52	34,6	282	6,1	557	7,1

Δ%: Tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

eléctrica para consumidores finales, a la que están referenciados los precios de compra de la energía adquirida al régimen especial.

Intercambios internacionales

- El saldo de los intercambios internacionales físicos en el mes de junio ha sido importador en 244 GWh, manteniendo la tendencia de los seis primeros meses del año.
- La energía eléctrica importada de Francia por el contrato a largo plazo entre RED ELECTRICA y EDF resultó casada todas las horas punta y llano del mes, y quedó fuera de la casación durante las horas valle de todos los días del mes excepto en 7 días en los que resultó casada durante todas las horas. Del total de 2.201 Gwh importados de Francia en el primer semestre de 1998 por este concepto, 334 Gwh corresponden al mes de junio.
- Consecuencia del contrato entre RED ELECTRICA y EDF para suministrar energía eléctrica a FEDA, en el mes de junio se exportaron a Andorra 6 GWh, con 71 GWh exportados en el total del año.
- En junio se exportaron a Marruecos 76 GWh, con cargo al contrato suscrito entre RED ELECTRICA y ONE que entró en vigor en el mes de mayo.
- Añadiendo a las exportaciones anteriores el saldo de desvíos exportador a Portugal, 8 GWh, la exportación total durante el mes de junio fue de 90 GWh, que restados a la importación de energía de Francia proporciona un saldo importador de 244 GWh, de signo contrario al registrado en el mismo mes del año anterior.
- En el primer semestre de 1998 el saldo de intercambios internacionales ha sido importador en 2.076, aportando el 2,5% de la demanda bruta de dicho período. Las exportaciones fueron de 179 Gwh mientras que las importaciones se elevaron a 2.241 Gwh
- Durante el primer semestre de 1998 únicamente se han realizado intercambios internacionales de corto plazo relacionados con la seguridad del sistema. No se han realizado intercambios comerciales a corto plazo, dada la inexistencia de Agentes Externos autorizados conforme a la nueva Ley del Sector Eléctrico.

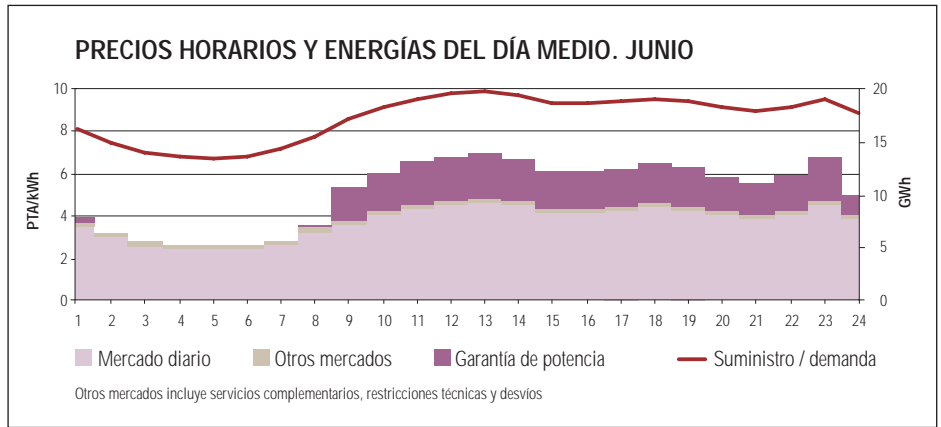


Intercambios internacionales (GWh)	Junio			1998			12 meses		
	Export.	Import.	Saldo	Export.	Import.	Saldo	Export.	Import.	Saldo
Andorra	6	0	-6	71	0	-71	146	0	-146
Francia	0	334	334	0	2.201	2.201	354	3.026	2.672
Marruecos	76	0	-76	89	0	-89	89	0	-89
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A largo plazo	82	334	252	160	2.201	2.041	589	3.026	2.437
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	0	0	0	29	29	0	36	36
Marruecos	0	0	0	1	0	-1	133	2	-131
Portugal	8	0	-8	18	11	-7	1.317	13	-1.304
A corto plazo	8	0	-8	19	40	21	1.450	51	-1.399
Total	90	334	244	179	2.241	2.062	2.039	3.077	1.038

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

El mercado de producción es el conjunto de transacciones de energía eléctrica del mercado diario (que contribuye en torno al 74%), de las diferentes sesiones del mercado intradiario, de los procedimientos de regulación del sistema referidos a gestión de desvíos y mercados de servicios complementarios.

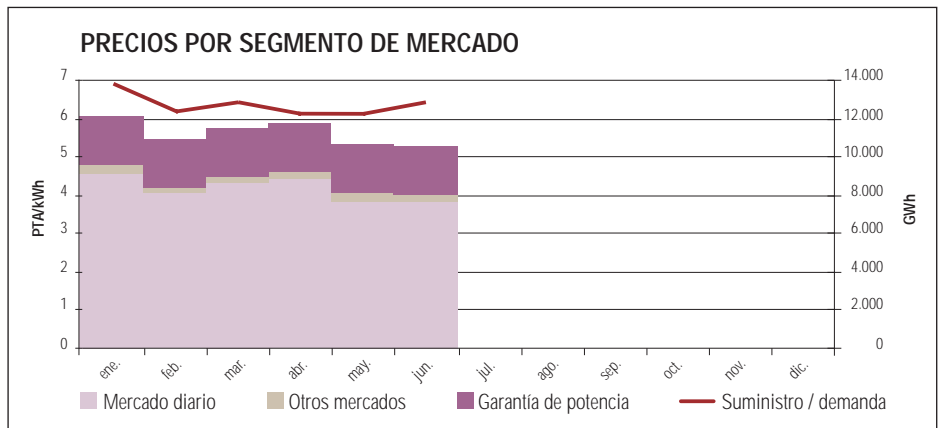
- El volumen económico total del mercado de producción de energía eléctrica en junio ha sido de 69.867 MPTA, correspondiendo a una energía gestionada de 13.543 GWh.
- El precio medio final de la energía neta adquirida es 5,257 PTA/kWh, siendo ésta de 12.772 GWh, que importa la cantidad de 67.142 MPTA.



Mercado diario

- El mercado diario, en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente, ha supuesto casi el 95% del volumen económico de los distintos mercados de electricidad, si no se tiene en cuenta la garantía de potencia, y el 74% al incluir ésta en el precio final.
- En el mes de junio la energía intercambiada en el mercado diario ha sido de 12.466 GWh con un precio medio de 3,77 PTA/kWh y un volumen económico contratado de 47.050 MPTA.
- Coincidiendo con el cambio de quincena, en junio se produce un descenso de los precios medios ponderados del mercado diario, alcanzándose el

Mercado de Producción	Junio	1998
Energía (GWh)	12.772	76.191
Volumen (MPTA)	67.142	427.663
Precio (PTA/kWh)	5,257	5,613



Precio del mercado diario (PTA/kWh)

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media	
L 1	3,50	3,20	3,10	3,09	3,09	3,09	3,20	3,50	3,85	4,09	4,20	4,60	4,80	4,28	4,06	4,12	4,24	4,40	4,20	4,06	3,94	4,20	4,40	3,80	3,96	
M 2	3,60	3,29	3,12	3,12	3,12	3,12	3,40	4,14	5,50	5,90	5,97	5,99	5,99	5,90	5,40	5,70	5,91	5,98	5,96	5,70	5,50	5,90	5,90	4,60	5,10	
X 3	3,81	3,40	3,30	3,12	3,12	3,22	3,40	4,09	5,21	5,46	5,71	5,90	5,90	5,70	5,07	5,33	5,70	5,86	5,70	5,33	4,99	5,16	4,99	4,22	4,86	
J 4	3,50	3,50	3,40	3,19	3,11	3,19	3,50	3,81	4,51	4,71	5,40	5,48	5,64	5,40	4,35	4,65	4,81	4,98	4,70	4,35	4,15	4,45	4,55	3,95	4,39	
V 5	3,21	3,20	3,09	3,09	2,95	3,09	3,20	3,45	4,19	4,57	4,70	5,12	5,30	4,70	4,17	4,19	4,47	4,58	4,43	4,12	4,08	4,18	4,26	3,71	4,07	
S 6	3,47	2,29	2,28	2,28	2,28	2,15	2,15	2,14	2,29	5,07	5,69	5,90	5,90	5,71	5,17	4,50	3,47	3,36	3,36	3,36	4,37	5,30	5,89	4,99	4,00	
D 7	4,92	3,43	2,29	2,25	2,15	2,14	2,14	2,14	2,15	2,29	4,85	4,93	5,30	5,31	5,15	4,31	3,43	3,43	3,43	3,85	5,10	6,16	6,22	6,12	4,04	
L 8	2,29	2,28	2,15	2,15	2,05	2,15	2,28	3,41	4,22	4,88	5,50	5,87	5,80	5,80	4,26	4,33	5,00	5,72	5,04	4,30	4,00	4,26	5,00	3,72	4,24	
M 9	2,29	2,28	2,28	2,14	2,14	2,28	2,28	3,85	5,60	6,28	6,38	6,47	6,49	6,41	6,16	6,31	6,45	6,47	6,45	5,60	4,71	4,88	6,28	4,25	5,00	
X 10	3,75	3,05	2,45	2,45	2,45	2,45	3,36	4,01	5,00	5,32	5,90	6,11	6,11	5,90	4,89	5,32	5,77	6,11	6,03	4,82	4,49	4,49	4,83	3,86	4,69	
J 11	3,21	2,29	2,28	2,14	2,14	2,14	2,29	3,65	4,71	5,22	5,72	6,21	6,21	6,09	5,32	5,60	5,92	6,21	6,11	5,32	4,51	4,51	5,12	4,13	4,65	
V 12	3,09	2,29	2,29	2,28	2,28	2,28	2,29	3,73	4,50	5,45	6,06	6,15	6,20	6,12	5,30	5,42	5,64	6,12	5,66	5,42	4,47	4,45	5,30	4,19	4,64	
S 13	4,71	3,65	3,00	2,29	2,29	2,28	2,28	2,28	2,29	4,10	5,32	5,70	5,70	5,54	4,78	4,10	3,33	3,28	3,33	3,45	3,65	4,71	5,70	5,19	3,98	
D 14	5,50	4,50	2,29	2,29	2,29	2,29	2,20	2,14	2,20	2,29	4,19	4,50	4,87	4,89	4,87	4,44	3,34	3,20	3,20	3,34	4,19	5,50	6,20	6,00	3,91	
L 15	3,32	2,29	2,21	2,19	2,14	2,14	2,28	2,50	2,59	2,60	2,64	2,70	2,83	2,64	2,62	2,64	2,65	2,97	2,70	2,64	2,59	2,53	2,60	2,51	2,59	
M 16	2,31	2,29	2,28	2,25	2,20	2,24	2,29	2,65	2,65	2,63	2,60	2,68	2,75	2,60	2,60	2,68	2,73	2,78	2,70	2,63	2,41	2,41	2,48	2,40	2,53	
X 17	3,47	2,73	2,46	2,44	2,29	2,29	2,73	3,26	3,22	3,22	2,95	3,01	3,22	2,95	2,94	2,95	2,95	3,41	3,13	3,13	3,09	2,88	3,22	2,96	2,98	
J 18	3,06	2,83	2,36	2,29	2,29	2,29	2,83	3,06	3,03	3,10	2,90	2,89	3,10	2,89	2,87	2,89	3,06	3,36	3,10	2,95	2,95	2,99	3,21	3,03	2,92	
V 19	3,20	2,29	2,29	2,29	2,27	2,29	2,29	3,07	3,14	3,14	3,29	3,41	3,75	3,41	3,14	3,18	3,18	3,66	3,21	3,18	3,07	2,96	3,18	3,00	3,05	
S 20	2,98	3,12	3,05	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	3,80	3,82	3,91	3,86	3,82	3,75	3,47	3,40	3,40	3,12	3,47	3,62	3,26	4,01	3,82	3,27	
D 21	3,77	3,40	2,29	2,28	2,22	2,22	2,21	2,17	2,04	2,20	2,29	2,35	2,90	2,95	3,00	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	3,52	4,49	4,10	2,73	
L 22	2,97	2,29	2,28	2,21	2,28	2,18	2,29	2,95	3,05	3,08	3,14	3,24	3,40	3,21	3,08	3,24	3,40	3,70	3,40	3,11	3,05	3,14	3,70	2,95	3,05	
M 23	3,21	2,36	2,29	2,29	2,29	2,29	2,50	3,28	3,28	3,45	3,69	3,80	4,05	3,69	3,65	3,81	4,08	4,14	3,89	3,54	3,14	3,24	3,69	3,00	3,36	
X 24	2,42	2,53	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,50	2,37	2,63	2,63	2,96	2,96	2,96	3,01	3,38	3,48	3,48	3,08	2,80	2,68	2,68	3,53	2,80	2,80	
J 25	3,20	2,83	2,66	2,29	2,29	2,29	2,86	3,18	3,20	3,38	4,07	3,85	4,07	3,85	3,85	3,92	3,85	4,10	4,07	4,14	3,67	3,67	4,14	3,49	3,54	
V 26	3,07	2,64	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	3,80	3,51	4,03	3,81	4,03	4,15	4,03	3,87	3,92	4,03	4,19	4,12	4,21	3,80	3,51	4,03	3,36	3,57	
S 27	4,16	4,11	3,15	2,65	2,29	2,29	2,29	2,29	2,90	4,30	4,16	4,16	4,16	4,11	4,11	4,20	4,20	4,19	4,19	4,18	4,11	3,66	4,11	3,66	3,71	
D 28	4,26	4,24	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	3,76	3,38	3,53	4,04	4,26	4,27	4,23	4,04	4,10	4,24	3,53	4,26	7,11	4,40	3,67
L 29	3,85	2,29	2,29	2,29	2,28	2,29	2,29	3,80	2,95	3,96	4,24	4,26	4,52	4,49	4,49	4,66	4,66	4,86	4,58	4,72	4,07	4,02	4,49	3,63	3,90	
M 30	3,52	3,37	2,80	2,80	2,80	2,80	3,30	4,40	3,98	4,07	4,20	4,38	4,66	4,63	4,33	4,35	4,35	4,55	4,20	4,10	4,01	4,01	4,26	3,90	3,98	
Media	3,45	2,95	2,56	2,44	2,41	2,42	2,59	3,19	3,52	3,99	4,34	4,47	4,60	4,45	4,13	4,14	4,18	4,36	4,17	3,97	3,80	4,00	4,53	3,83	3,77	

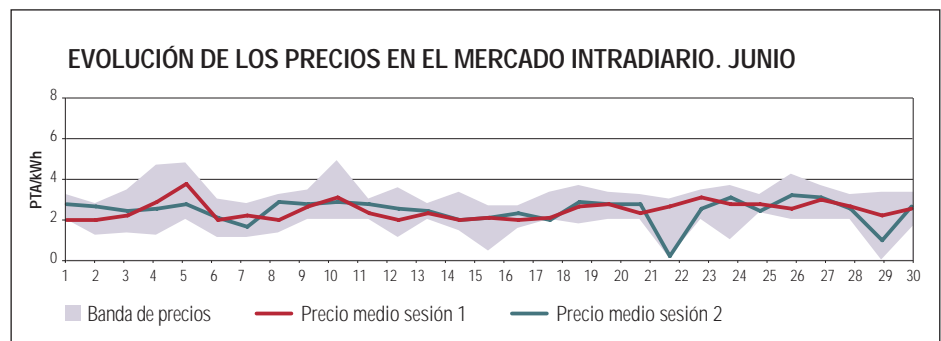
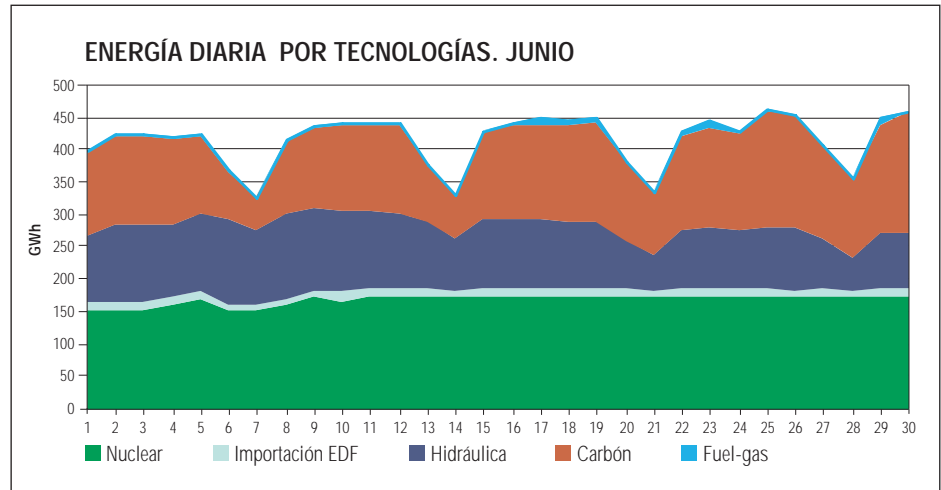
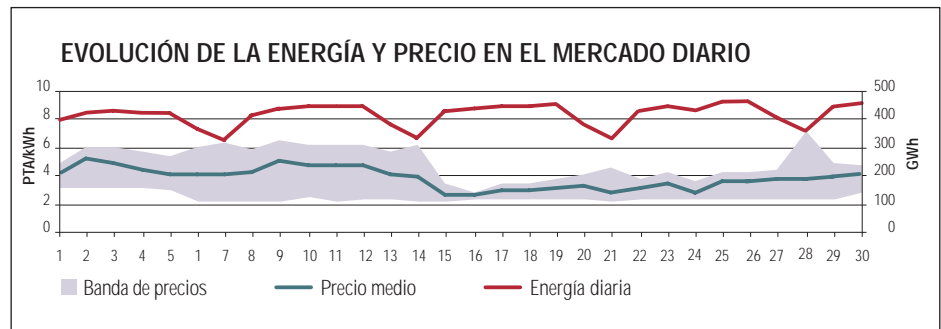
Minimo: 2,041 Máximo: 7,111 Precios de 2,041 a 3,731 Precios de 3,731 a 5,421 Precios de 5,421 a 7,111

martes 16 de junio el precio mínimo del mes que fue de 2,53 PTA/kWh. El precio máximo fue de 5,10 PTA/kWh y se alcanzó el martes 2 de junio.

- El mínimo precio medio registrado en el mercado diario hasta hoy corresponde al día 10 de mayo (1,62 PTA/kWh) y el máximo precio medio al día 7 de enero (5,79 PTA/kWh).
- El precio horario del mercado diario ha oscilado entre el mínimo de 2,05 a las 9 horas del domingo 21 de junio y el de 7,11 PTA/kWh que se ha alcanzado a las 23 horas del día 28 de junio.
- El precio horario máximo histórico sigue siendo de 10,02 PTA/kWh en la hora 12 del jueves 8 de enero y el precio mínimo histórico horario fue de 1,25 PTA/kWh y se alcanzó el domingo 10 de mayo a las 11 horas.
- La energía negociada durante el mes de junio ha seguido una tendencia claramente creciente, cerrando el mes con niveles de contratación superiores (en torno a 30 GWh/día) a los registrados en mayo.
- La participación de las diferentes tecnologías en la cobertura de la demanda se ha modificado de forma significativa, incrementándose el porcentaje de la producción térmica clásica en detrimento de la producción hidráulica, que ha oscilado entre 90 y 120 GWh/día en días laborables y 60 y 80 GWh/día los fines de semana. El contrato con EDF se ha programado de forma parcial, ya que los precios mínimos durante el valle han sido inferiores al precio del contrato (2,289 PTA/kWh) en algunos días.
- Las limitaciones por resolución de restricciones se han incrementado durante el mes de junio, afectando a las zonas andaluza, catalana y levante. Con ello se ha incrementado de forma notable la energía asignada en el proceso de restricciones y el correspondiente sobrecoste.
- En general, las unidades de generación hidráulica marcan el precio los días con precios altos, mientras que son las unidades térmicas las que lo fijan los días con precios bajos.

Garantía de potencia

- La imputación de los costes por garantía de potencia se ha realizado de manera proporcional a los pagos de los distribuidores en las 361 horas de máxima demanda del mes de junio.
- En las horas referidas el coste medio horario por garantía de potencia ha sido de 2,327 PTA/kWh, oscilando entre 3,699 PTA/kWh y 1,314 PTA/kWh.
- Desde el mes de enero, y con relación a la garantía de potencia, no hay



repercusión, o se produce de forma excepcional, entre las 0 y las 8 horas de todos los días, así como en todas las horas de domingos y festivos. Las horas 11 a 13, así como la hora 23, tuvieron una alta repercusión por garantía de potencia en todo el mes de junio, incluso en sábados y algunos domingos.

Mercado intradiario

- El día 1 de abril se realizó la primera sesión del mercado intradiario que cubría todo el horizonte de programación del día 2 de abril, celebrándose dos sesiones. Se están desarrollando las especificaciones para incrementar el número de sesiones en los próximos meses.
- Este mercado, en el que pueden participar como compradores y vende-

dores los generadores, los distribuidores, los comercializadores y los clientes cualificados, permite a éstos negociar los ajustes que consideren convenientes sobre los compromisos anteriormente adquiridos en el mercado diario (programas diario viable) y anteriores intradiarios.

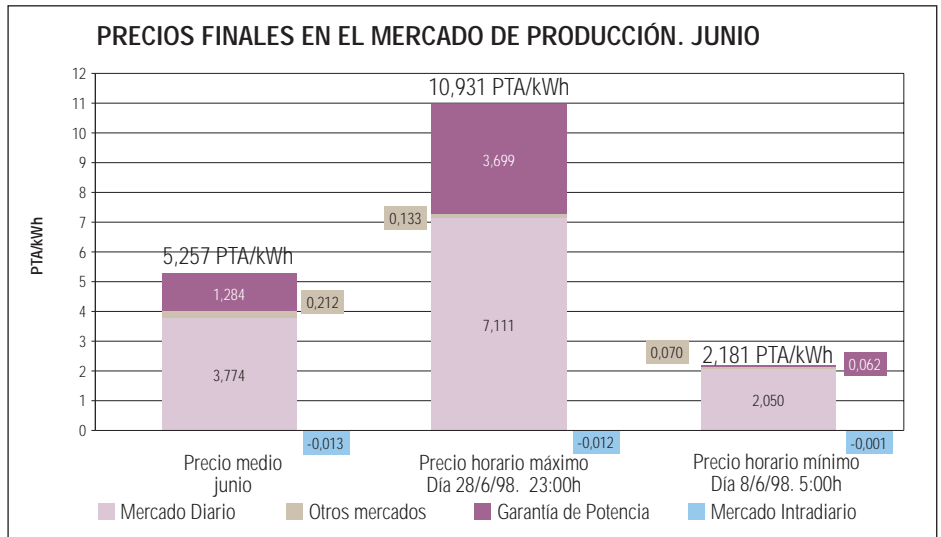
- El volumen de negociación del mercado intradiario en el mes de junio ha sido de 676 MPTA, casi un 20% más que en el mes anterior, a un precio medio ponderado de 2,603 PTA/kWh, muy inferior al mercado diario, con una mayor participación de los agentes con energía excedentaria.
- El valor máximo de contratación se registró en la primera sesión del mercado intradiario correspondiente al día 5, con 22.801 MWh y 85,2 MPTA, mientras que el mínimo de 24 MWh se corresponde con la segunda

sesión del mercado intradiario del día 28 que negoció tan solo 24.000 PTA.

- Cabe señalar que la energía negociada en el mes (260 GWh) se ha incrementado respecto a abril y mayo, superando entre las dos sesiones de negociación el 2% del volumen total negociado en el mercado diario.

Servicios complementarios y gestión de desvíos

- Se incluyen en estos conceptos los mecanismos que el operador del sistema utiliza para asegurar el suministro de energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.
- Durante el mes de junio por asignación de banda para la regulación secundaria se han generado unos derechos de cobro de 1.015 MPTA; éstos se han visto disminuidos por necesidades de explotación en tiempo real de reducir la banda de regulación solicitada en 59 MPTA.
- Con posterioridad al programa horario final se gestionan, mediante el procedimiento de gestión de desvíos y la prestación de servicios complementarios, los desvíos de generación y demanda que surjan.
- Para la corrección de los descuadres por los redespachos de banda se han asignado 2 GWh a subir y 135 GWh a bajar con un precio medio de venta de 2,374 PTA/kWh y de 1,402 PTA/kWh de recompra.
- En el mercado de gestión de desvíos del programa P48 se han asignado 65 GWh a subir y 69 GWh a bajar con un precio medio de venta de 3,959 PTA/kWh y de 1,275 PTA/kWh de



recompra. El sobrecoste que se ha producido es de 261 MPTA.

Precios finales

- El precio final de la energía incorpora el precio del mercado diario, el coste de las restricciones técnicas, el del mercado intradiario, el coste de la garantía de potencia, el de los servicios complementarios y la gestión de desvíos, que por su cuantía, como media, se agrupan en los conceptos siguientes, referido al precio final medio mensual: Mercado diario, que supone alrededor del 74%, garantía de potencia, que supone un 24% y otros mercados que constituye el 2% restante.
- Durante el mes de junio el precio horario final máximo ha sido de 10,931 PTA/kWh en la hora 23 del domingo 28

y el mínimo ha sido de 2,181 PTA/kWh en la hora 5 del lunes 8. La relación entre el máximo y el mínimo es 5.

- En el cuadro de precios horarios finales del mes de junio puede apreciarse que durante la primera quincena del mes los precios fueron sensiblemente superiores.
- En las horas del valle (entre 1 y 8 de la mañana) la franja de precios se sitúa entre 2 y 3 PTA/kWh, pues raramente se les repercute el pago por garantía de potencia. En el resto de las horas los precios se sitúan entre 5 y 11 PTA/kWh.
- La hora de mayor energía final del mes de junio se registró el martes 30 a las 18 horas con 23.472 MWh (el máximo histórico es de 25.769 MWh para la hora 20 del día 29 de enero) y la de mínima energía final fue el domingo 7 a las 8 horas con 11.673 MWh.

Precio horario final medio de junio (PTA/kWh)

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
L 1	3,83	3,63	3,42	3,39	3,39	3,40	3,58	3,71	4,00	6,32	6,44	7,10	7,50	6,74	4,27	6,39	6,51	6,82	6,73	4,30	4,16	6,79	6,89	4,00	5,34
M 2	3,75	3,47	3,45	3,39	3,39	3,46	3,57	4,33	8,60	9,14	9,19	9,18	9,17	9,05	8,27	8,64	8,76	8,99	9,21	8,94	8,69	9,32	9,05	4,73	7,32
X 3	4,09	3,65	3,78	3,50	3,57	3,66	3,75	4,25	8,17	8,52	8,77	8,97	8,89	8,58	7,67	8,11	8,60	8,84	8,74	8,18	7,79	7,96	7,50	4,17	6,94
J 4	3,67	3,69	3,58	3,38	3,27	3,44	3,64	4,02	7,07	7,36	8,40	8,54	8,63	8,19	6,66	7,33	7,44	7,61	7,27	6,76	6,30	6,88	7,08	4,17	6,26
V 5	3,29	3,26	3,22	3,20	3,06	3,27	3,37	3,61	6,62	7,11	7,27	7,87	8,10	7,31	6,45	6,51	6,82	6,99	6,80	6,25	6,27	6,62	6,62	3,89	5,78
S 6	3,61	2,45	2,51	2,46	2,48	2,37	2,42	2,55	2,60	5,13	5,67	5,93	5,91	5,75	5,28	4,64	3,68	3,54	3,53	3,53	4,56	5,62	6,06	5,14	4,17
D 7	5,11	3,61	2,54	2,46	2,32	2,38	2,34	2,38	2,44	2,66	5,04	5,10	5,51	5,54	5,39	4,57	3,80	3,72	3,74	4,22	5,45	6,54	6,37	6,23	4,27
L 8	2,64	2,42	2,29	2,28	2,18	2,40	2,53	3,65	6,73	7,61	8,44	9,00	8,90	9,07	6,68	6,77	7,69	8,69	7,77	6,72	6,33	6,77	7,70	5,94	6,31
M 9	2,53	2,49	2,55	2,39	2,33	2,52	2,56	4,12	8,61	9,57	9,93	9,93	9,94	9,79	9,37	9,62	9,85	9,90	9,86	8,58	7,30	7,67	9,64	6,73	7,40
X 10	3,91	3,25	2,64	2,60	2,62	2,58	3,52	4,25	7,80	8,08	9,03	9,39	9,32	9,13	7,51	8,10	8,79	9,34	9,27	7,50	7,06	7,20	7,54	6,15	6,84
J 11	3,44	2,41	2,52	2,29	2,30	2,31	2,52	3,83	7,34	8,16	9,05	9,70	9,82	9,57	8,67	8,90	9,37	9,77	9,64	8,47	7,21	7,43	8,14	4,43	6,88
V 12	3,27	2,51	2,59	2,48	2,44	2,46	2,59	3,99	7,14	8,93	9,95	10,2	10,2	10,0	8,67	8,81	9,01	9,86	9,14	8,79	7,33	7,40	8,43	4,49	7,01
S 13	4,96	3,89	3,20	2,48	2,47	2,45	2,52	2,52	2,60	4,26	8,22	8,78	8,74	5,65	4,98	4,39	3,66	3,52	3,53	3,64	3,90	4,95	5,84	5,36	4,60
D 14	5,57	4,60	2,45	2,48	2,45	2,49	2,46	2,45	2,51	2,47	4,38	4,65	5,01	5,01	5,01	4,65	3,53	3,39	3,42	3,53	4,40	5,61	6,36	6,37	4,08
L 15	3,59	2,54	2,42	2,41	2,33	2,32	2,37	2,72	4,33	4,30	4,27	4,38	4,61	4,22	4,08	4,10	4,22	4,71	4,35	4,26	4,22	4,22	4,38	2,74	3,80
M 16	2,40	2,44	2,39	2,37	2,31	2,36	2,41	2,75	4,22	4,19	4,12	4,27	4,40	4,17	4,09	4,22	4,28	4,36	4,27	4,16	3,87	3,96	4,11	2,63	3,63
X 17	3,65	2,98	2,63	2,59	2,45	2,52	2,90	3,33	5,14	5,09	4,65	4,77	5,09	4,70	4,60	4,70	4,70	5,40	4,93	4,80	4,86	4,60	5,10	4,69	4,31
J 18	3,35	2,24	2,71	2,53	2,52	2,59	3,14	3,38	5,34	5,30	4,91	4,68	5,08	4,74	4,74	4,84	5,07	5,50	5,15	4,93	4,86	4,98	5,38	4,99	4,45
V 19	3,43	2,54	2,52	2,56	2,53	2,57	2,63	3,42	5,22	5,32	5,46	5,54	5,78	5,43	5,27	5,33	5,23	5,90	5,26	5,25	5,20	4,97	5,43	5,03	4,64
S 20	4,91	3,36	3,29	2,56	2,57	2,57	2,54	2,54	2,63	4,05	6,18	6,17	6,16	6,07	5,99	3,68	3,66	3,64	3,40	3,75	3,83	3,47	6,46	4,04	4,17
D 21	3,98	3,63	2,64	2,65	2,59	2,58	2,49	2,49	4,43	2,67	2,74	2,73	3,31	3,28	3,44	2,63	2,80	2,68	2,67	2,67	2,80	3,70	7,03	4,29	3,19
L 22	3,34	2,62	2,61	2,50	2,47	2,44	2,47	3,13	5,10	5,02	5,17	5,21	5,42	5,17	5,04	5,24	5,44	5,97	5,56	5,11	5,17	5,26	6,08	4,83	4,64
M 23	5,50	2,70	2,63	2,71	2,71	2,66	2,82	3,56	5,28	5,82	6,01	6,18	6,49	6,07	5,81	6,03	6,54	6,71	6,34	5,97	5,17	5,41	6,10	5,15	5,19
X 24	2,87	2,72	2,51	2,51	2,53	2,50	2,43	2,65	2,64	4,36	4,41	4,95	4,85	4,82	4,89	5,45	5,57	5,58	5,15	4,69	4,52	4,51	5,67	4,60	4,17
J 25	3,34	2,98	2,79	2,40	2,39	2,39	2,89	3,27	5,06	5,32	6,36	6,20	6,45	6,25	6,00	6,06	6,09	6,50	6,36	6,33	5,79	5,88	6,55	5,69	5,17
V 26	3,15	2,76	2,45	2,40	2,37	2,42	2,53	3,86	5,62	6,55	6,10	6,32	6,49	6,49	6,22	6,27	6,41	6,63	6,58	6,56	6,00	5,56	6,34	5,35	5,24
S 27	6,28	4,10	3,21	2,76	2,58	2,56	2,52	2,50	2,98	4,36	6,54	6,43	6,37	6,29	6,31	4,27	4,34	4,27	4,23	4,22	4,22	3,78	6,34	5,60	4,57
D 28	4,31	4,35	2,55	2,60	2,50	2,51	2,54	2,58	2,48	2,53	3,92	3,56	3,66	4,11	4,37	4,47	4,31	4,21	4,28	4,41	3,73	4,40	10,9	4,54	4,02
L 29	3,86	2,50	2,51	2,46	2,47	2,49	2,52	3,97	4,81	6,16	6,66	6,79	7,32	7,32	7,03	7,24	7,30	7,73	7,25	7,40	6,34	6,27	6,93	5,76	5,77
M 30	5,72	3,59	3,09	3,02	2,96	3,15	3,68	7,22	6,61	6,76	6,74	7,09	7,59	7,58	6,96	7,04	6,95	7,34	6,86	6,43	6,54	6,59	6,93	6,44	6,13
Media	3,93	3,15	2,79	2,66	2,62	2,66	2,82	3,50	5,26	5,94	6,56	6,75	6,91	6,61	6,04	6,07	6,17	6,47	6,21	5,80	5,53	5,84	6,77	4,95	5,26

Minimo: 2,181 Máximo: 10,931 Precios de 2,181 a 5,098 Precios de 5,098 a 8,014 Precios de 8,014 a 10,931

4. RED DE TRANSPORTE

- La Red de transporte de energía eléctrica une los centros de producción con la red de distribución o los clientes finales. Red Eléctrica de España es la principal empresa de transporte del sistema peninsular, siendo propietaria de la mayor parte de las instalaciones de transporte de 400 kV (Km de líneas, posiciones de subestaciones y unidades de transformación) y una parte significativa de las instalaciones de transporte a 220 kV.
- La calidad del servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a las tasas de indisponibilidad de las instalaciones que la componen.
- Durante el mes de junio no se ha registrado ningún incidente en la red de transporte, por lo que la energía no suministrada (ENS) ha sido cero.
- En los seis primeros meses del año, la ENS suma un total de 59,31 MWh, mientras que en los últimos 12 meses, el total de ENS asciende a 800,6 MWh.
- Debido a que los valores de ENS son de un orden de magnitud muy inferior al de la demanda bruta, la comparación entre ambas cifras se realiza en términos del Tiempo de interrupción medio (TIM), magnitud que indica el número equivalente de minutos que, agregadas las distintas interrupciones de servicio producidas durante un año, ha estado interrumpido el servicio como consecuencia de incidencias iniciadas en la red de transporte.
- En los últimos 12 meses el valor del TIM ha sido de 2,531 minutos, cuyo origen principal han sido los siete cortes de mercado que se produjeron en noviembre del pasado año, por un valor total de ENS que superó ligeramente los 600 MWh.
- Los valores de la tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de junio y en el primer semestre han sido del 1,93% y del 1,56%, respectivamente, ambas ligeramente inferiores a las de los mismos periodos del año anterior. En los últimos 12 meses el valor de la tasa de indisponibilidad se eleva al 3,16%, como consecuencia de los valores de indisponibilidad registrados en el segundo semestre de 1997.

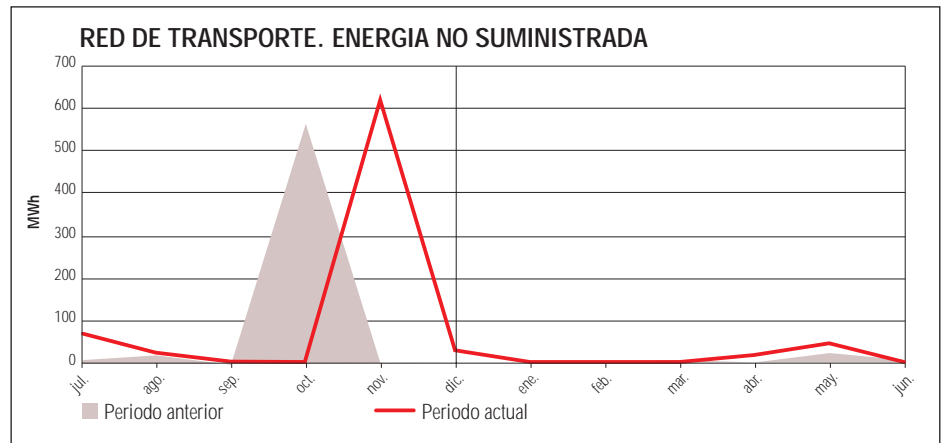
Energía No Suministrada (ENS), mide la energía no entregada al sistema (MWh) por interrupciones del servicio acaecidas en la red de 400 y 220 kV (RdT) del sistema eléctrico Peninsular.

Tiempo de Interrupción Medio (TIM), se define como la relación entre la ENS y la potencia media del sistema. Se expresa en minutos.

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

DA= demanda anual (últimos 12 meses) del sistema en MWh.

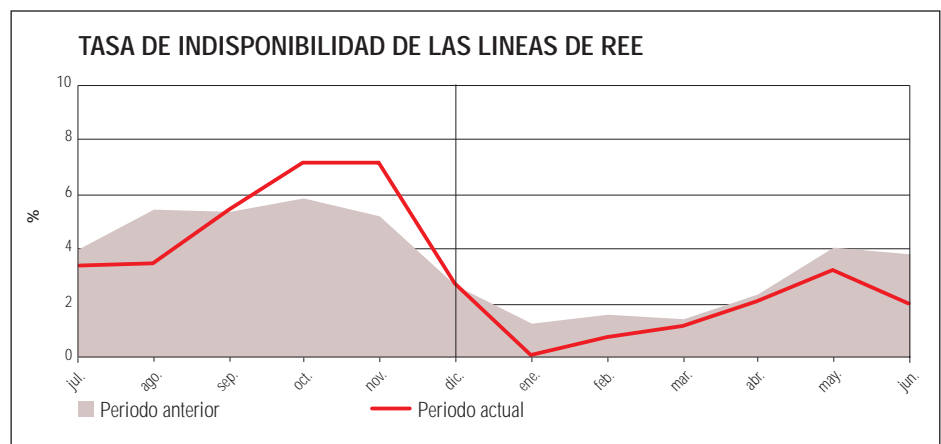
Tasa de indisponibilidad de las líneas indica el porcentaje de tiempo total durante el que éstas no han estado disponibles para el servicio.



Red de transporte

Calidad del servicio

	Junio	1988	12 meses
Energía no suministrada (MWh)	0,00	59,31	800,55
Tiempo interrupción medio (min)	-	-	2,514



Red de transporte de REE

Tasa de indisponibilidad

	Junio		1998		12 meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	1,16	-1,15	1,06	-0,22	0,98	-0,30
Indisponibilidades fortuitas	0,02	0,02	0,03	-0,01	0,04	0,00
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,75	-0,50	0,47	-0,53	2,14	-0,02
Total	1,93	-1,63	1,56	-0,76	3,16	-0,32

Interconexiones internacionales

Capacidad comercial disponible (MW)

	Junio	
	Importación	Exportación
Francia	550	1.350
Marruecos	150	150
Portugal	1.000	750

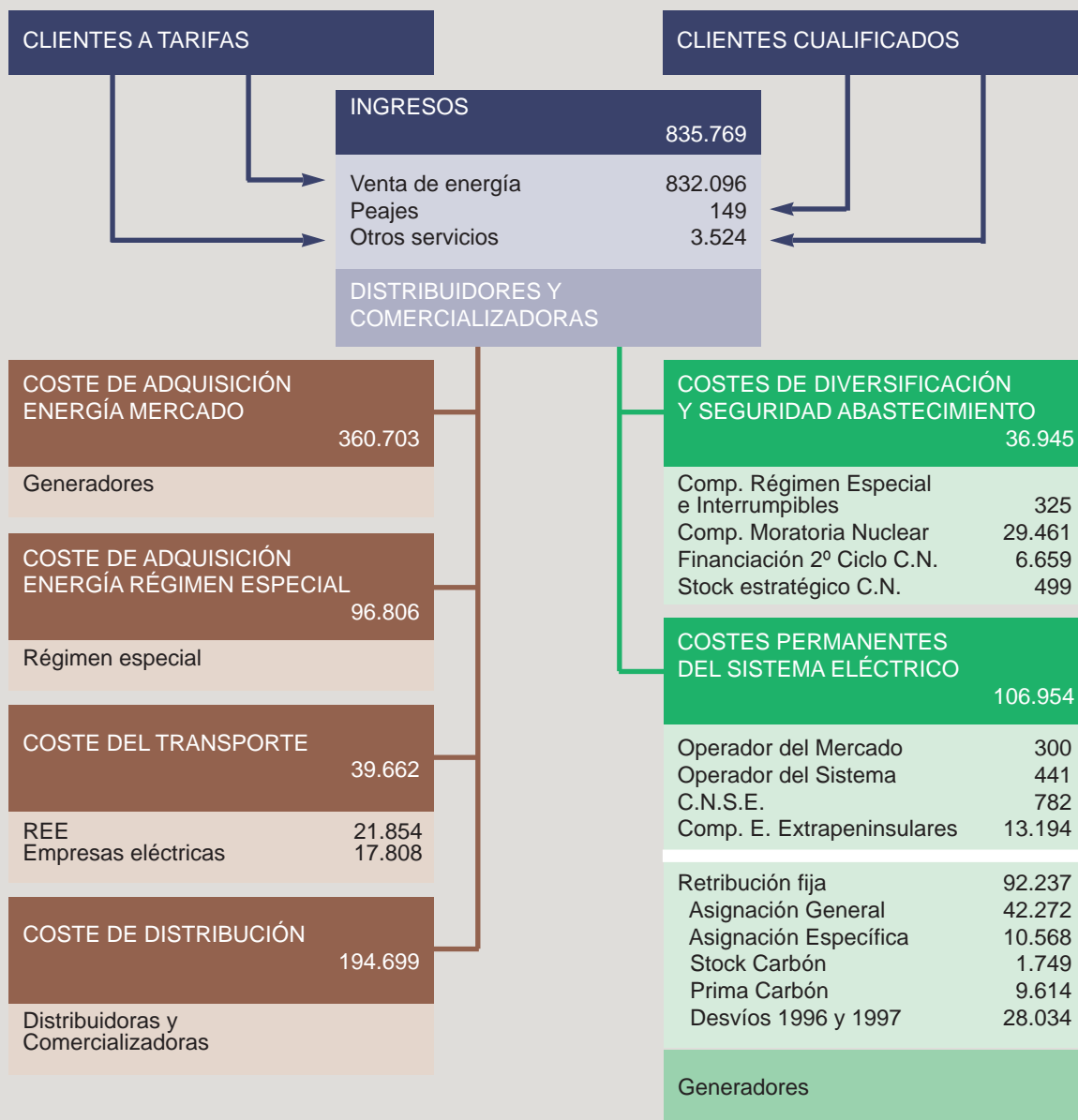
5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos liquidables en el período enero-junio ascendieron a 835.769 MPTA, de los cuales 832.096 MPTA correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, 3.524 MPTA a otros ingresos (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y 149 MPTA a peajes. De la cifra anterior el 17%, 143.899 MPTA, ha ido a cubrir los costes permanentes del sistema. Entre estos últimos se encuentran 92.237 MPTA de retribución fija.
- La retribución fija recaudada durante el período enero-junio supone un 45% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1998.
- Los costes de transporte y distribución liquidados en el período enero-junio representan un 4,7% y un 23% respectivamente sobre el total de ingresos liquidables.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores, a efecto de liquidaciones, ha sido de 360.703 MPTA, para una energía facturada estándar en barras de central de 73.311 GWh. El coste teórico de esta energía en el mercado de producción una vez aplicada la distribución media de la facturación de los suministros de un mes en los meses siguientes hubiera ascendido a 361.696 MPTA, lo que genera un incentivo negativo para las empresas distribuidoras de 993 MPTA.

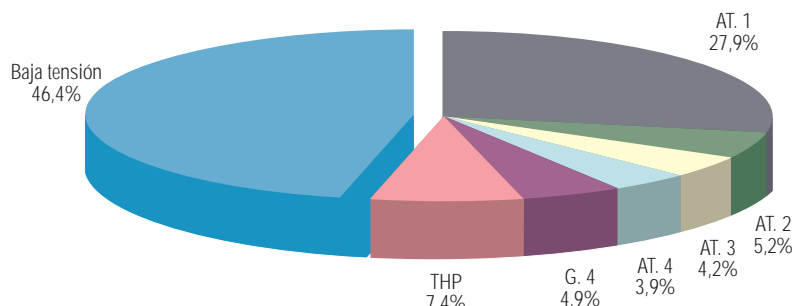
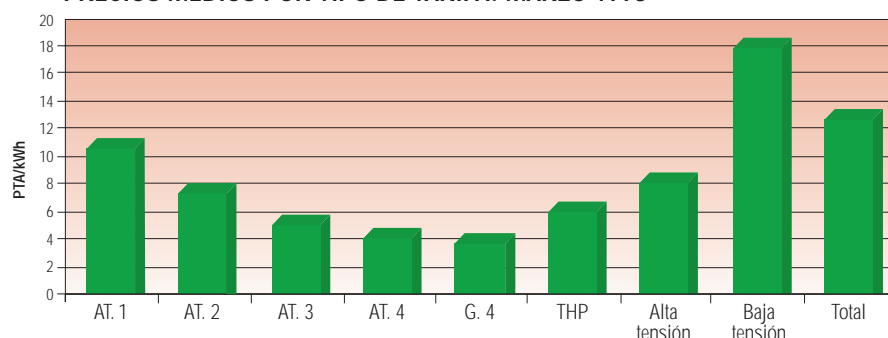
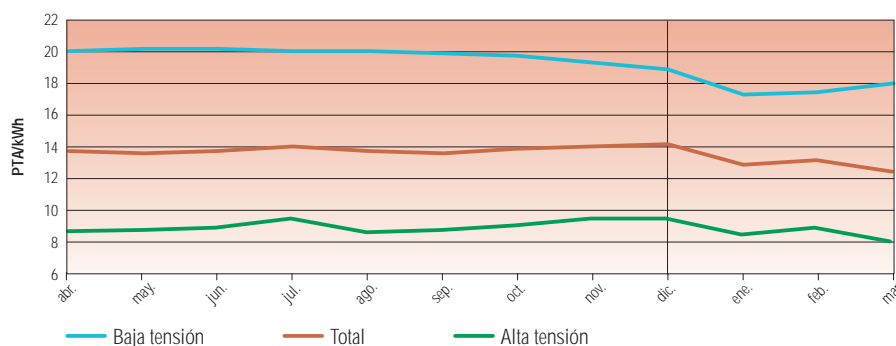
LIQUIDACIÓN DE INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Enero - Junio 1998

(Millones de pesetas)



CONSUMO FACTURADO(*)

- El consumo de energía eléctrica en el sistema peninsular durante el mes de marzo de 1998 ha sido de 13.198 GWh, lo que supone un incremento del 8,8% respecto al mismo mes de 1997. Este incremento es consecuencia del fuerte crecimiento de los consumos, tanto los de alta tensión, un 8,3%, confirmando la tendencia de crecimiento económico, como de los de baja tensión, que crecieron un 9,4% respecto a marzo de 1997, favorecidos por la mayor laboralidad y las temperaturas más bajas registradas en marzo de 1998 respecto al mismo mes del año anterior.
- En términos acumulados, en el período enero-marzo el consumo de energía eléctrica en el sistema peninsular ha sido de 38.644 GWh, un 7,4% superior al del mismo período de 1997. Este incremento es explicado casi en su totalidad por la buena marcha de la economía, ya que el efecto conjunto de laboralidad y temperatura en el período enero-marzo es casi nulo, lo que explica que el crecimiento de los consumos en alta tensión, un 8,4%, haya sido mayor que el de los de baja tensión, un 6,4%.
- El precio medio de la energía consumida en el período enero-marzo ha sido de 12,88 PTA/kWh, lo que supone una reducción del 9,4% respecto al mismo período de 1997. Este descenso es consecuencia de la aplicación de las nuevas tarifas de 1998, que en promedio se han reducido en un 8,32%. La reducción efectiva de

**SISTEMA PENINSULAR
ENERGIA FACTURADA POR TIPO DE TARIFA. MARZO 1998**

**SISTEMA PENINSULAR
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. MARZO 1998**

SISTEMA PENINSULAR. TARIFAS MEDIAS


	Marzo				1998				12 meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
Datos de facturación	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Consumo												
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	3.687	6,9	10,45	-9,5	10.496	5,9	10,56	-9,6	42.989	5,2	11,32	-5,9
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	687	-4,4	7,53	-10,1	1.934	-4,5	7,75	-11,5	8.337	-3,0	8,25	-7,3
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	556	9,0	5,04	-9,8	1.476	14,1	5,34	-14,3	6.082	4,5	5,66	-7,2
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	508	4,8	3,90	-3,1	1.318	13,3	4,26	-7,5	5.641	10,9	4,11	-5,1
G.4 (Grandes consumidores)	651	2,8	3,63	-3,4	1.865	1,1	3,69	-4,6	7.570	1,8	3,82	-0,8
Tarifa horaria de potencia	981	34,0	5,93	-4,1	2.708	33,1	7,22	-4,4	9.509	40,0	6,51	-4,0
Alta tensión	7.071	8,3	8,01	-9,1	19.796	8,4	8,37	-9,7	80.127	7,4	8,78	-6,4
Baja tensión	6.127	9,4	17,83	-9,6	18.847	6,4	17,62	-8,8	69.061	4,1	19,17	-4,4
Sistema peninsular	13.198	8,8	12,57	-9,2	38.644	7,4	12,88	-9,4	149.187	5,8	13,59	-5,7
Alta tensión	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Baja tensión	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Sistemas extrapeninsulares	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Δ%: Tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. N.D.: Datos no disponibles

tarifas ha sido sin embargo del 3,63%, ya que hay que tener en cuenta el efecto del impuesto sobre la electricidad que encarece el precio final de la misma.

- La distribución por tarifas de este descenso se traduce en un descenso medio de las tarifas de media y alta tensión del 9,7%, frente a un 8,8% de descenso en las de baja tensión.
- El número total de clientes en el mes de marzo ascendió a 20,4 millones, lo que supone un crecimiento del 2,1% respecto a marzo del año anterior. Del total de clientes, únicamente 63.887 son de media y alta tensión, aunque este grupo de clientes está creciendo a buen ritmo y en el mes de marzo su número es un 3,5% mayor al que había en el mismo mes del año anterior.
- La potencia facturada en el mes de marzo ha ascendido a 113.155 MW, un 2,8% más que en marzo de 1997. La potencia facturada en

Datos de facturación	Marzo			
	Clientes		Potencia	
	Número	Δ%	MW	Δ%
Sistema Peninsular				
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	62.718	3,5	14.714	1,7
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	930	-1,6	2.046	-6,3
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	100	-1,0	1.063	7,9
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	25	-7,4	648	11,7
G.4 (Grandes consumidores)	5	0,0	891	2,0
Tarifa horaria de potencia	109	60,3	1.908	34,7
Alta tensión	63.887	3,5	21.270	3,7
Baja tensión	20.339.683	2,1	91.885	2,6
Sistema peninsular	20.403.570	2,1	113.155	2,8
Alta tensión	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Baja tensión	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Sistemas extrapeninsulares	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Δ%: Tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

N.D.: Datos no disponibles

media y alta tensión fue de 21.270 MW, lo que representa un incremento del 3,7% respecto al mismo mes de 1997.

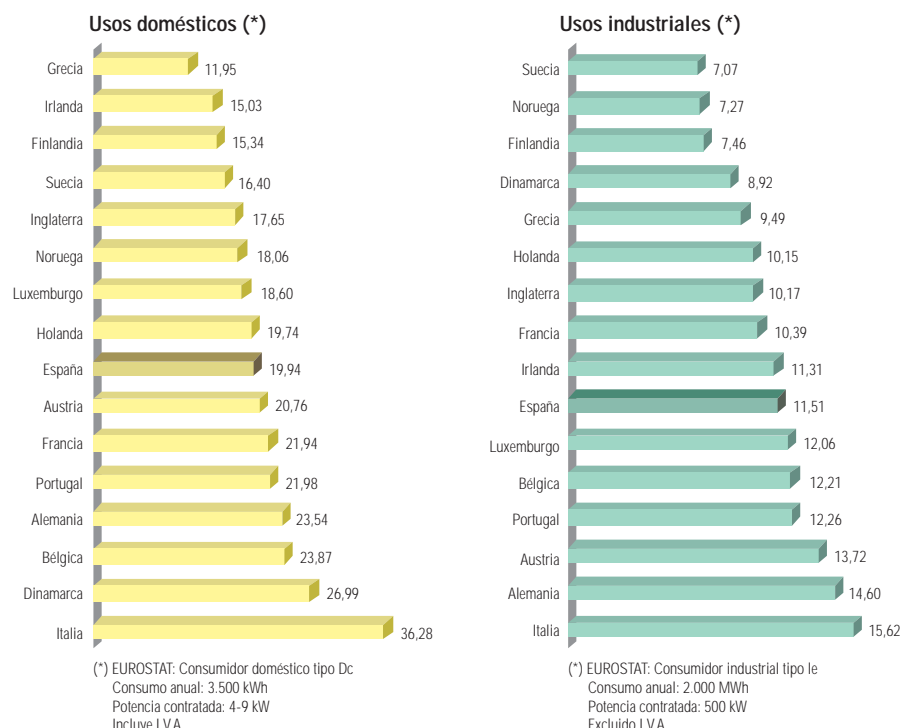
(*) Debido al desfase entre consumo y facturación de energía, únicamente se dispone de datos completos de los consumos realizados en el mes de marzo.

6. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UNIÓN EUROPEA

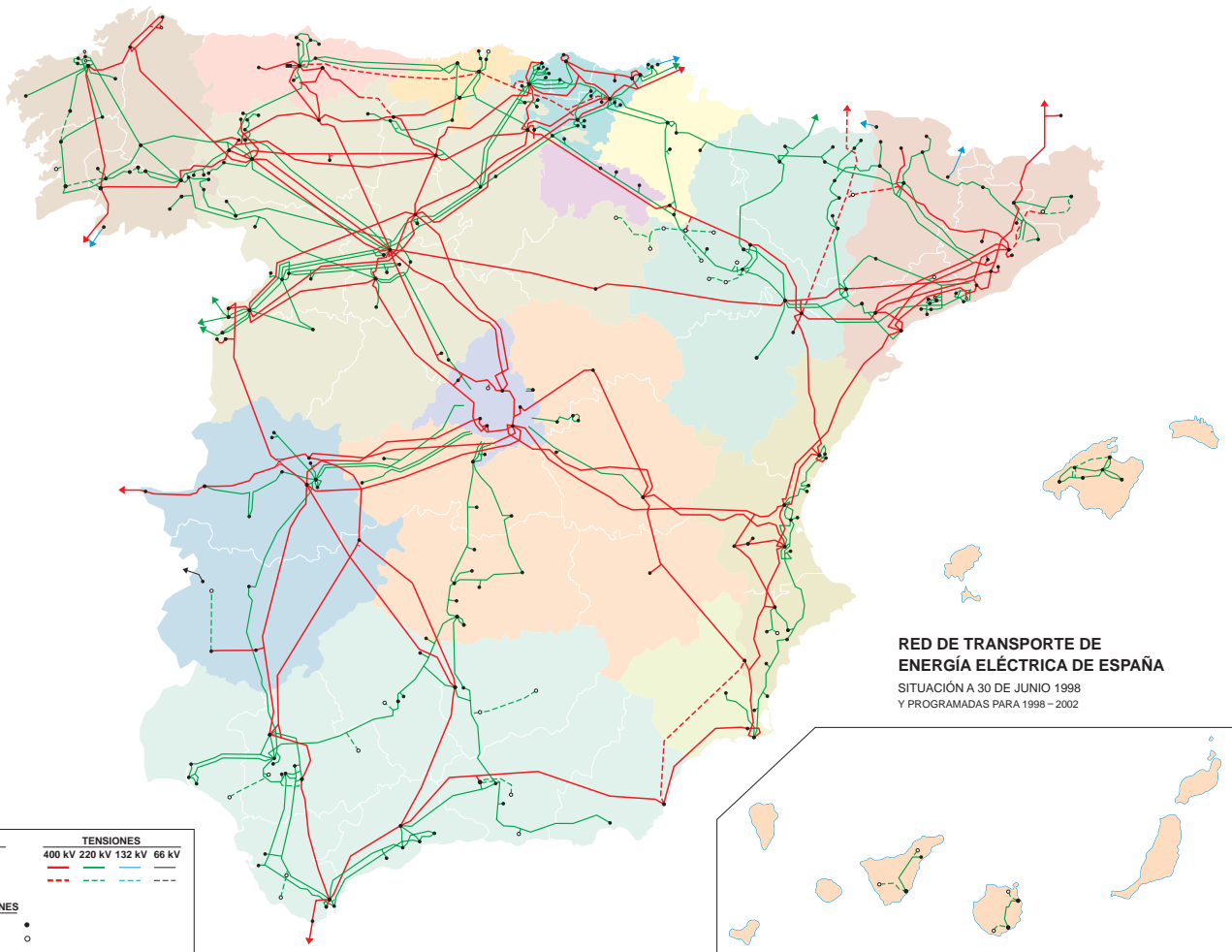
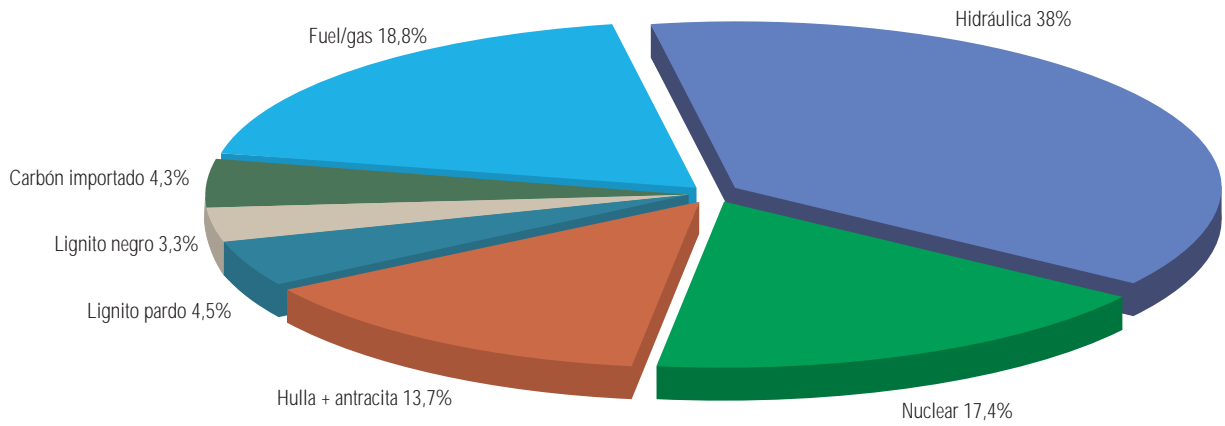
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

- El precio medio de la energía eléctrica para el conjunto de los países pertenecientes a la Unión Europea se ha situado en el 1º semestre de 1997 en 19,81 PTA/kWh para usos domésticos y en 11,30 PTA/kWh para usos industriales, valores muy similares a los registrados en el mismo semestre del año anterior.
- El precio de la energía eléctrica en España en el primer semestre de 1997 es el 9º más barato de la Unión Europea para usos domésticos, 19,94 PTA/kWh y, el 10º para usos industriales, 11,51 PTA/kWh. En ambas clasificaciones España escala un lugar respecto al mismo periodo de 1996 como consecuencia de la reducción de tarifas aplicada en 1997, la mayor de la Unión Europea en usos domésticos y la segunda, detrás de Holanda, en usos industriales.
- Respecto al resto de países, destacan los importantes incrementos tanto de las tarifas para usos domésticos como las de usos industriales en Italia, Irlanda, Inglaterra y, especialmente, en Noruega, donde estos incrementos han alcanzado el 28% y el 41% respectivamente.

PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PTA/kWh) 1er. semestre de 1997



ESTRUCTURA DE LA POTENCIA INSTALADA (31/12/97)





Ministerio de Industria
y Energía

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41

REE
RED ELECTRICA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177.
La Moraleja. 28109 Madrid. <http://www.ree.es>