

ENERGÍA ELÉCTRICA

JUNIO 2000. Nº 25



MINISTERIO
DE ECONOMÍA



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

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
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Sistema Peninsular. Tarifas integrales y de acceso 1998-1999	

Fuentes de información:
Comisión Nacional de Energía
Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
ENDESA
Red Eléctrica de España

Portada:
Central térmica Anllares y Central hidráulica Belesar

Fecha de redacción: 25 de Agosto de 2000

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados
disponibles en Internet:

Ministerio de Economía: <http://www.min.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En junio se ha mantenido el fuerte ritmo de crecimiento del consumo de energía eléctrica, al registrarse una demanda mensual de 16.071 GWh, un 6,7% superior a la de junio del año anterior.
- La mayor laboralidad y las temperaturas ligeramente más cálidas respecto a junio de 1999 han incrementado la demanda en un 0,8%, con lo que, una vez deducidos estos factores, el crecimiento de la demanda atribuible al comportamiento de la actividad económica ha sido del 5,9%. Esta tasa, aun siendo relativamente alta, es la más baja registrada desde septiembre de 1999 y se sitúa casi dos puntos por debajo del valor medio de esta magnitud en los primeros cinco meses del año 2000.
- Tras el dato de junio, el primer semestre del año ha finalizado con un crecimiento de

demanda del 7,0%, 0,6 puntos por encima del ya notable incremento registrado en el mismo período del año anterior. El excelente comportamiento de la actividad económica, pese a la ligera desaceleración de junio, ha aportado la práctica totalidad de este crecimiento, el 6,7%, casi dos puntos más que en los primeros seis meses de 1999.

- Después de dos meses consecutivos de recuperación del producible hidráulico, junio ha sido seco, con lo que la producción hidroeléctrica se ha reducido respecto a mayo, alcanzando una generación de 2.231 GWh, que ha cubierto el 15,3% de la producción bruta mensual. En consonancia con este descenso de la producción hidroeléctrica, las centrales térmicas convencionales han mejorado en junio su participación en la estructura de producción

mensual, que se ha situado en el 47,5%, valor muy similar al habitual para esta tecnología en los últimos meses. Por su parte, la producción nuclear, favorecida por la ausencia de actuaciones programadas en sus centrales, ha aportado en junio el 37,2% de la producción bruta mensual, 1,5 puntos más que en el conjunto de los primeros cinco meses del año.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio la demanda ha sido de 898 GWh, con un crecimiento del 7,1%. Siguiendo la tónica habitual de este año, esta tasa de crecimiento mensual es inferior a la correspondiente del año anterior, con lo que una vez transcurrido el primer semestre del año el incremento acumulado de la demanda se sitúa en el 8,2%, 0,6 puntos por debajo del registrado en el mismo período de 1999.
- Tras las importantes reducciones de precios registradas en abril y mayo, en junio los precios en el mercado de producción han aumentado de forma moderada. El precio medio final ha sido 5,87 PTA/kWh, un 10,4% más que el mes anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha aumentado un 8,0% respecto a mayo.
- Respecto a junio de 1999, el precio final ha aumentado tan sólo un 1,6% debido a que el importante aumento registrado por el conjunto de otros mercados se ha visto casi compensado por la disminución de la garantía de potencia.
- La reducción de los precios del mercado de producción en los últimos tres meses ha situado el coste medio de adquisición de la energía generada en el segundo trimestre del año en 6,46 PTA/kWh, 1 PTA/kWh inferior al registrado en el primer trimestre, con lo que el coste acumulado en el ecuador del año 2000 se sitúa en 7,05 PTA/kWh, todavía un 8,0% mayor que en el mismo período del año anterior.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el primer semestre del año ha sido 9,96 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ascendió a 6,94 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se ha situado en 7,48 PTA/kWh, un 31,2% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

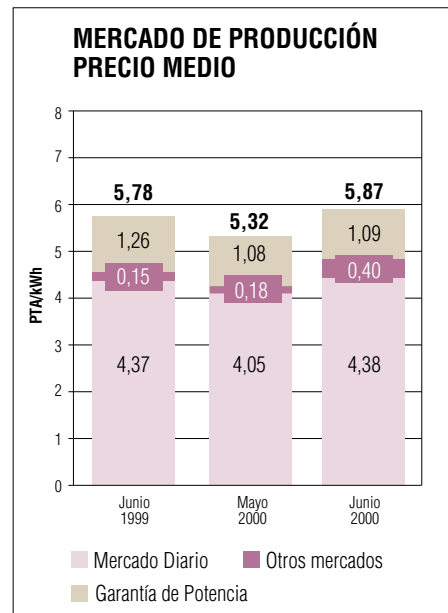
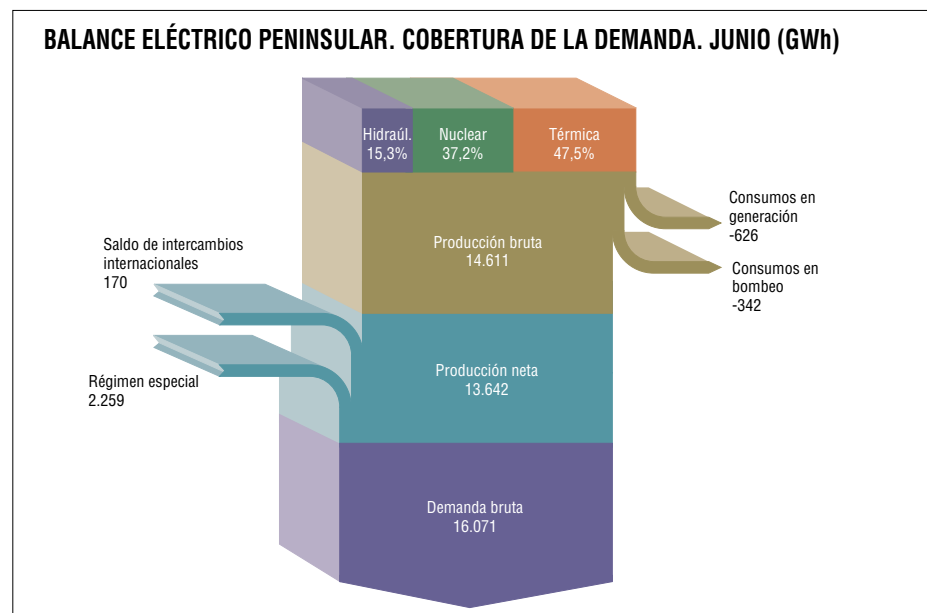
Balance eléctrico	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	13.642	8,9	80.813	7,3	159.880	4,9
Régimen especial	2.259	15,3	13.420	12,0	25.624	17,5
Intercambios internacionales	170	-70,2	2.399	-19,6	5.133	19,1
Demanda bruta	16.071	6,7	96.632	7,0	190.637	6,8
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	844	9,9	4.782	10,3	9.788	9,7
Régimen especial	54	-23,3	327	-15,1	678	-4,7
Demanda bruta	898	7,1	5.109	8,2	10.467	8,6

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

Coste de adquisición de la energía	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	7,10	6,8	7,48	11,0	7,14	8,1
En el mercado	6,40	5,6	6,94	11,9	6,58	7,9
Al régimen especial	10,18	2,5	9,96	0,7	9,89	-1,1
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,95	5,9	5,70	14,4	5,33	5,0
Total	6,54	2,9	7,05	8,0	6,74	3,8
En cent. Euro	3,93					

(*) Distribuidores y Exportaciones REE.

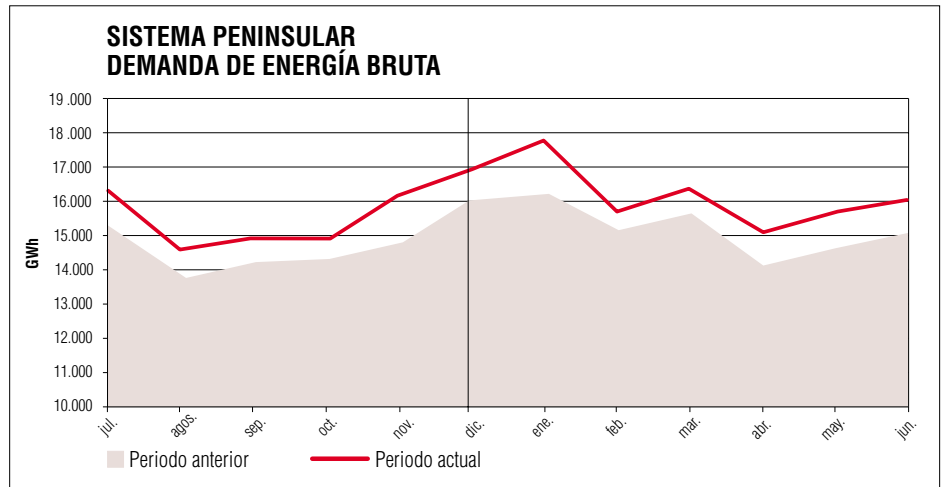
(**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

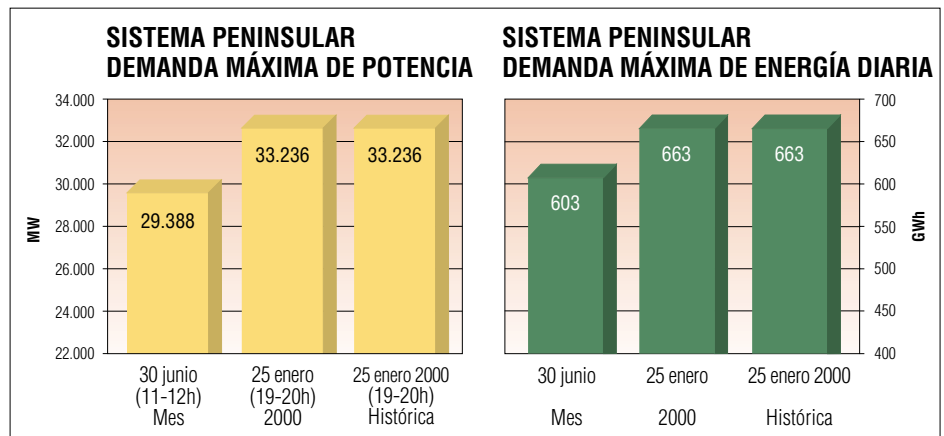
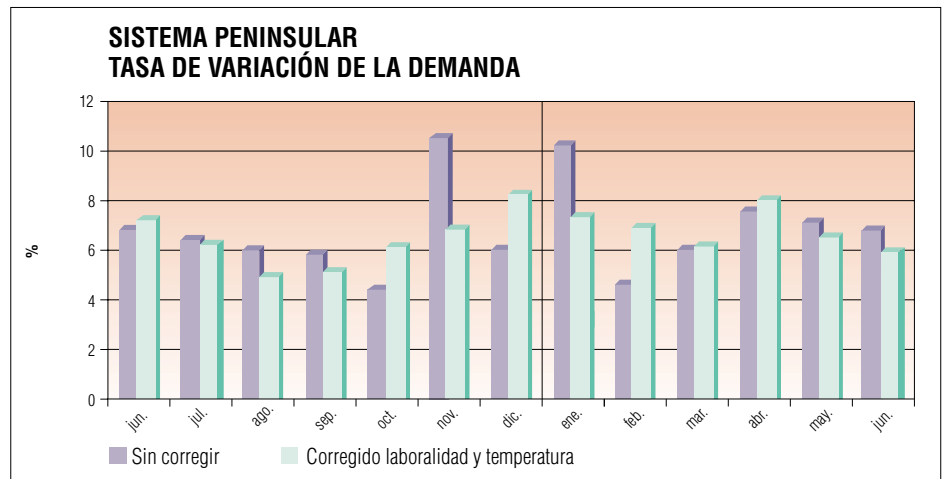
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de junio alcanzó los 16.071 GWh, con un crecimiento del 6,7% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una aportación positiva sobre la evolución de la demanda de 0,7 puntos.
 - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron ligeramente más cálidas que las del año anterior y superiores al valor característico para este mes. La temperatura media diaria fue de 21,5 °C, 0,6 °C más que en junio de 1999. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 27,1 °C frente a los 26,1 °C del año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 15,9 °C, 0,2 °C más que en 1999.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y de las temperaturas, el crecimiento de la demanda se estima en un 5,9%. Esta tasa, la más baja registrada desde septiembre de 1999, es inferior en 1,4 puntos a la del mismo mes del año anterior e igualmente se sitúa casi dos puntos por debajo del valor medio de esta magnitud en los primeros cinco meses del año 2000.
- En el primer semestre del año la demanda ha crecido un 7,0%, 0,6 puntos más que en el mismo período del año 1999. La mayor parte de este incremento de la demanda tiene su origen en el excelente comportamiento de la actividad económica, que, pese al moderado registro de junio, ha aportado el 6,7% de la mayor demanda, valor que supera en casi dos puntos a su contribución en el primer semestre del año anterior.
- En junio la demanda máxima de potencia media horaria ha sido de 29.388 MW, mientras que la demanda máxima de energía diaria se elevó a 603 GWh, valores que superan en un 9,6% y un 8,3%, respectivamente, a los registrados en junio de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio la demanda ha sido de 898 GWh, un 7,1% mayor que la del mismo mes del año anterior. Siguiendo la tónica habitual de este año, esta tasa de crecimiento mensual es inferior a la correspondiente del año anterior, con lo que una vez transcurrido el primer semestre del año, el incremento acumulado de la demanda se sitúa en el 8,2%, 0,6 puntos por debajo del registrado en el mismo período de 1999.



Demanda bruta	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.071	6,7	96.632	7,0	190.637	6,8
Efectos						
Laboralidad	-	0,7	-	0,7	-	0,5
Temperatura	-	0,1	-	-0,3	-	-0,2
Activ. económica y otros	-	5,9	-	6,7	-	6,5
Sistemas extrapeninsulares	898	7,1	5.109	8,2	10.467	8,6

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

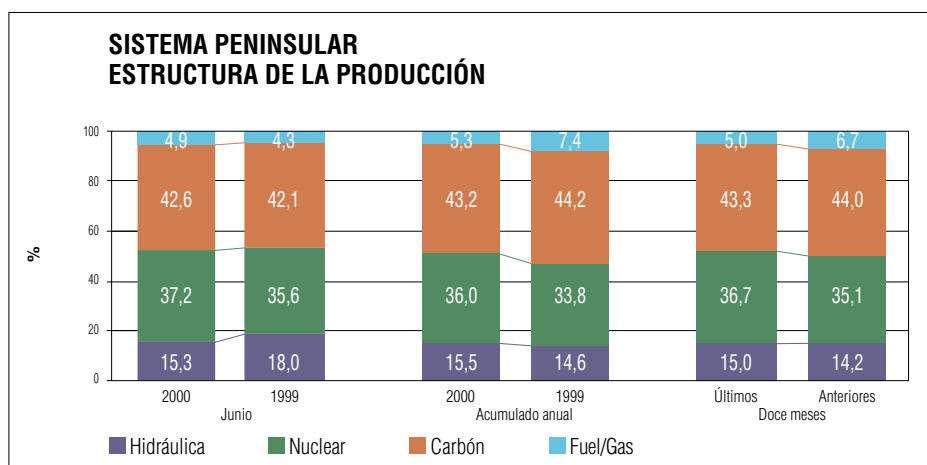
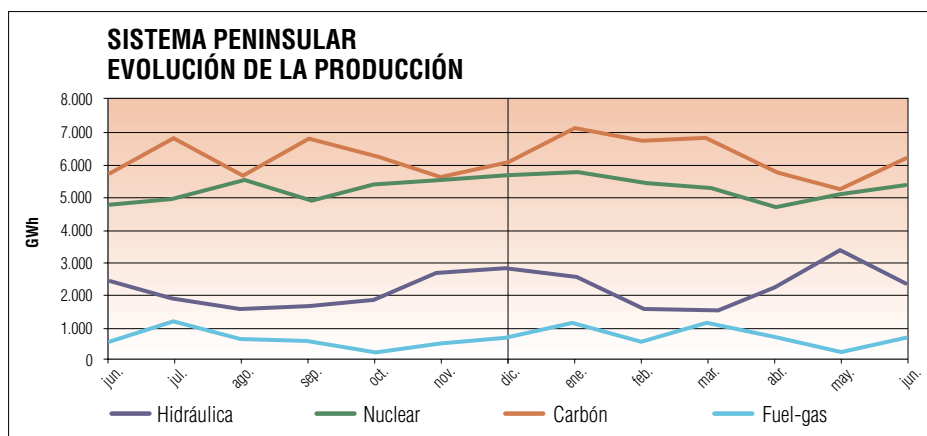
- La producción bruta peninsular ascendió en junio a 14.611 GWh, un 10,0% por encima de la registrada en junio de 1999. Esta tasa se mantiene en la línea de elevados crecimientos de esta magnitud que se vienen produciendo durante el año 2000, que están cubriendo los incrementos de demanda ante la notable desaceleración del ritmo de crecimiento de las adquisiciones de energía al régimen especial y del saldo importador de los intercambios internacionales.
- Después del notable repunte de la producción hidroeléctrica del pasado mes de mayo, el escaso producible de junio ha conducido a una generación mensual de 2.231 GWh, que representa el 15,3% de la producción bruta mensual. Ambos valores se sitúan en el entorno de los registros medios de esta tecnología durante los últimos doce meses.
- Por su parte, en junio, por segundo mes consecutivo, el equipo nuclear ha mejorado su aportación respecto al mes anterior y ha producido un 6,9% más que en mayo, favorecido por la ausencia prácticamente total de actuaciones programadas en las centrales. Esta generación ha cubierto un 37,2% de la producción bruta mensual, 1,5 puntos más que en el conjunto del período enero-mayo.
- En consonancia con la reducción de la producción hidroeléctrica, la generación de las centrales térmicas convencionales ha recuperado sus valores habituales de meses anteriores y ha aportado el 47,5% de la producción bruta mensual, ocho puntos más que en mayo.
- Finalizado el primer semestre del año, la producción neta de las centrales pertenecientes al régimen ordinario ha cubierto el 83,6% de la demanda del período, 0,4 puntos más que en el primer semestre de 1999. Por su parte, la energía procedente del régimen especial, pese a la moderación de sus tasas de crecimiento, ha aportado el 13,9% de la demanda, 0,7 puntos más, mientras que el saldo importador de los intercambios internacionales ha contribuido con el 2,5% restante, un punto menos que el año anterior debido al notable incremento entre ambos períodos de las operaciones de exportación realizadas por los agentes del mercado.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el primer semestre del año las centrales de fuel han cubierto el 63,3% de la demanda, tres puntos más que en el mismo período del año anterior, las de carbón el 30,3%, 1,5 puntos menos, y la energía adquirida al régimen especial el 6,4%, 1,8 puntos menos que en los primeros seis meses de 1999.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	2.231	-6,7	13.484	14,5	25.874	11,6
Nuclear	7.749	5.442	15,2	31.364	15,4	63.047	10,5
Carbón	11.273	6.217	11,2	37.675	6,1	74.475	4,1
Fuel-Gas	8.214	720	25,5	4.593	-23,1	8.548	-22,0
Producción bruta	43.760	14.611	10,0	87.117	8,3	171.944	5,7
Consumos generación		-626	8,5	-3.802	9,6	-7.555	6,1
Consumos bombeo		-342	92,7	-2.501	50,8	-4.509	40,3
Producción neta		13.642	8,9	80.813	7,3	159.880	4,9
Régimen especial	7.353	2.259	15,3	13.420	12,0	25.624	17,5
Intercambios internacionales		170	-70,2	2.399	-19,6	5.133	19,1
Importaciones		647	-13,7	4.538	14,4	8.860	38,4
Exportaciones		-477	166,2	-2.138	117,7	-3.727	77,9
Demanda bruta		16.071	6,7	96.632	7,0	190.637	6,8

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	-0,2	2	-33,4
Carbón	510	258	-15,1	1.662	2,8	3.522	6,9
Fuel-oil	2.269	643	22,5	3.474	13,7	6.999	10,7
Producción bruta	2.780	901	8,7	5.137	10,0	10.524	9,4
Consumos generación		-57	-6,1	-355	5,2	-736	5,7
Producción neta		844	9,9	4.782	10,3	9.788	9,7
Régimen especial	155	54	-23,3	327	-15,1	678	-4,7
Demanda bruta		898	7,1	5.109	8,2	10.467	8,6

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

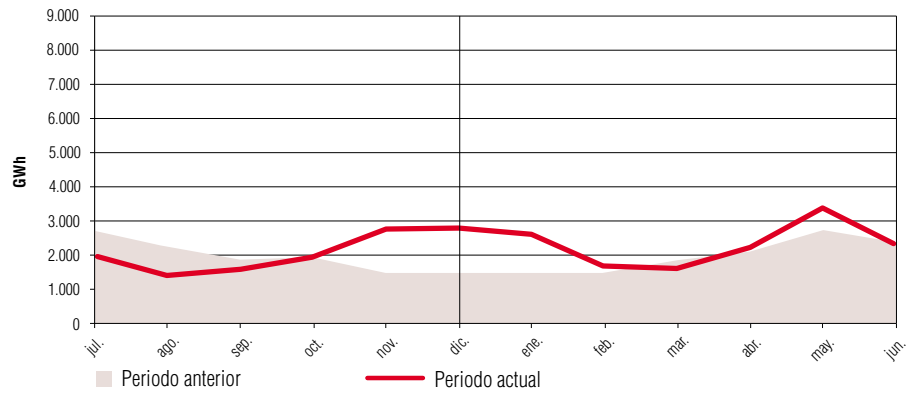


Producción hidroeléctrica

- Después de dos meses consecutivos muy húmedos, en junio se ha vuelto a la tónica de bajos producibles hidráulicos de los primeros meses del año, lo que ha conducido a una discreta producción hidroeléctrica mensual, 2.231 GWh. A pesar de este moderado registro, esta generación representa una aportación a la producción bruta mensual del 15,3%, valor que se sitúa en el entorno de su contribución media tanto en términos acumulados como interanuales.
- Tras el dato de junio, el primer semestre del año se cierra con una producción hidroeléctrica total de 13.484 GWh, el 15,5% de la producción bruta del período, casi un punto más que en el primer semestre de 1999 pero muy lejos de la contribución habitual de esta tecnología en este período del año.
- Por cuencas hidrográficas, en junio únicamente la cuenca del Ebro ha incrementado moderadamente su producción respecto a junio de 1999, mientras que se han contabilizado notables descensos en las cuencas del Duero y en la Tajo-Júcar-Segura. En el primer semestre del año, las cuencas de la mitad norte peninsular han absorbido la práctica totalidad del incremento de producción del período, aumentado su peso relativo sobre la generación total, que ha alcanzado el 86,9%, 3,5 puntos más que en los seis primeros meses de 1999.
- En junio, las precipitaciones registradas fueron inferiores al valor característico para este mes, excepto en el área de Zaragoza. Las escasas lluvias se han concentrado en mayor medida en la primera quincena del mes que en la segunda.
- Desde el punto de vista hidrológico, este mes ha sido seco, registrándose una energía producible de 1.507 GWh, valor inferior en un 33% al producible característico para este mes.
- Una vez alcanzado el ecuador del año 2000, la energía producible acumulada ha sido de 13.873 GWh, un 69% del producible histórico medio del período, valor que supera en dieciséis puntos al registrado durante el primer semestre de 1999.
- La producción hidroeléctrica de junio ha superado en más de 700 GWh al producible mensual, con lo que, después de dos meses en los que se había invertido la tendencia, en junio se ha vuelto a registrar un descenso del volumen de reservas de los embalses, que al finalizar el mes se situaba en 10.449 GWh, un 4,4% por debajo del contabilizado el último día del mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 61,2%, valor que, si bien sitúa tres puntos por

Energía hidráulica producible: es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo.

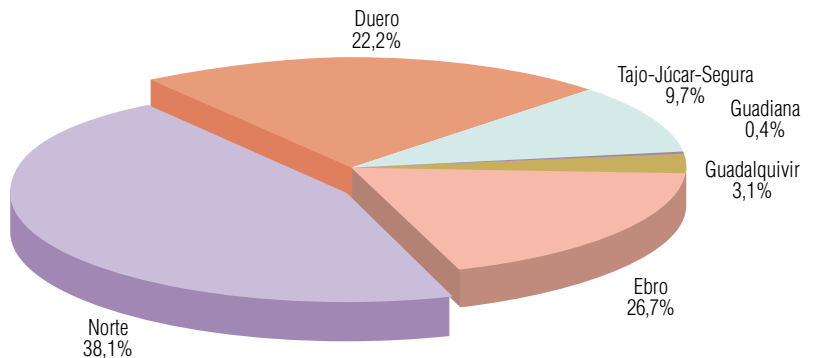
**SISTEMA PENINSULAR
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**



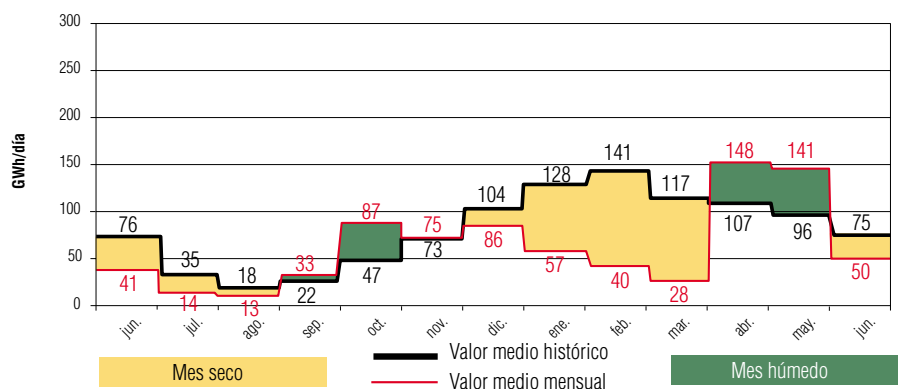
Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	633	1,5	5.131	30,8	9.811	41,7
Duero	3.550	375	-33,8	2.989	15,2	5.684	-1,6
Tajo-Júcar-Segura	4.093	245	-22,4	1.303	0,1	2.801	-15,1
Guadiana	233	5	-83,6	54	-67,7	100	-51,2
Guadalquivir	1.016	120	1,8	411	-14,5	858	-9,2
Ebro	3.483	853	16,0	3.595	8,5	6.621	9,6
Sistema peninsular	16.524	2.231	-6,7	13.484	14,5	25.874	11,6
Canarias	1	0	-	1	-0,2	2	-33,4
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	1	-0,2	2	-33,4

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

**SISTEMA PENINSULAR
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL**



**SISTEMA PENINSULAR
ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE**



■ Valor medio histórico

— Valor medio mensual

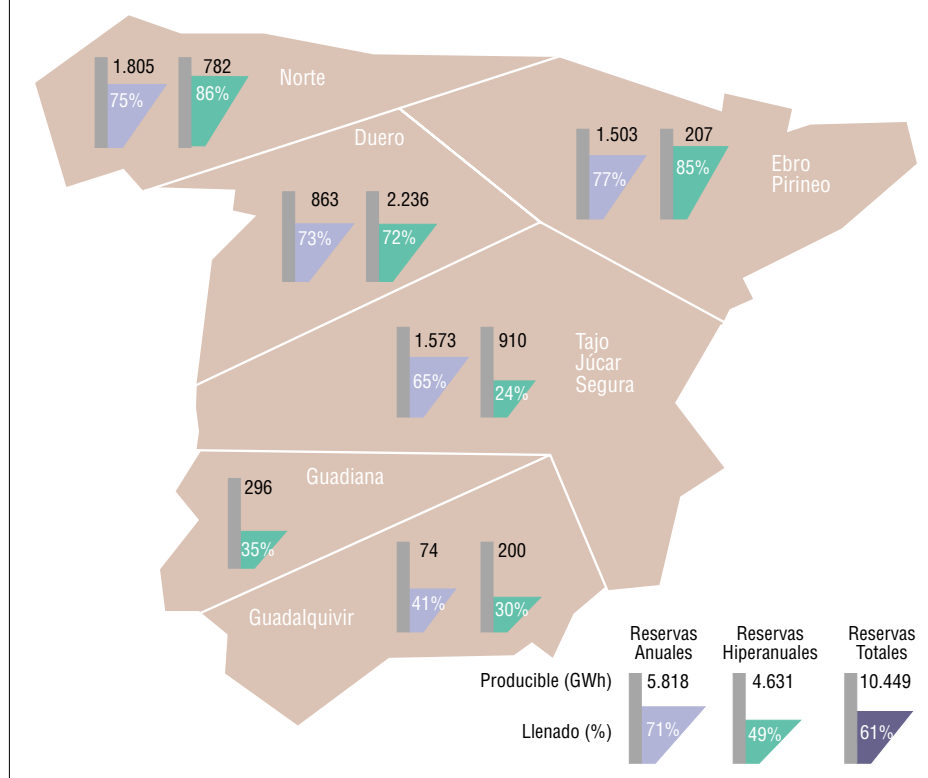
Mes seco

Mes húmedo

debajo del de mayo, supera en casi nueve puntos al registrado al finalizar el primer semestre de 1999, con lo que se mantienen el crecimiento progresivo del nivel de reservas del año 2000 en comparación con el año anterior.

- Las reservas de régimen anual ascendían al finalizar el mes de junio a 5.818 GWh, un 6,1% menos que en el mes anterior, alcanzando un volumen de llenado del 71,3% que, aunque es cinco puntos inferior al del mes anterior, supera en catorce puntos al existente al finalizar el primer semestre del año 1999. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 77,4% en la cuenca del Ebro y un mínimo del 41,1% en la cuenca del Guadalquivir.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 4.631 GWh, un 2,2% menos que el mes anterior, y alcanzaban un nivel de llenado del 48,5%, un punto por encima del registrado al finalizar el primer semestre de 1999, con lo que por primera vez durante el año 2000 el nivel de reservas de este tipo de embalses supera al existente en el período correspondiente del año anterior. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 86,0%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 24,2% de llenado.

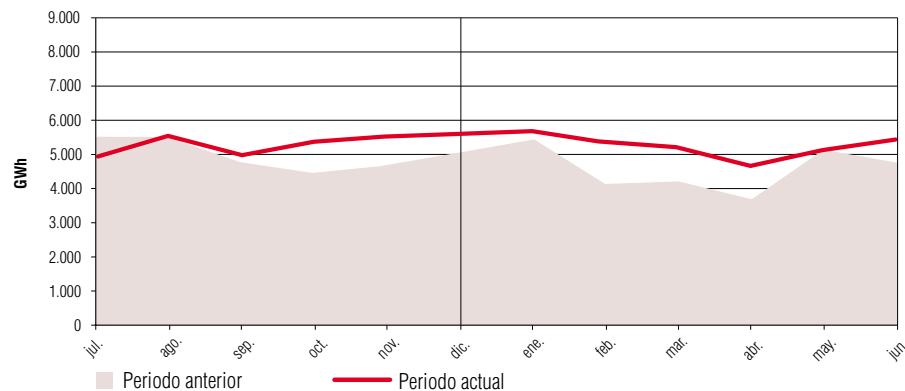
RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 30 DE JUNIO DE 2000 (GWh)



Producción nuclear

- En junio, la ausencia prácticamente total de actuaciones programadas en las centrales nucleares ha situado la producción mensual de esta tecnología en 5.442 GWh, la segunda más alta registrada en el año 2000.
- Esta producción supera en un 15,2% a la del mismo mes del año anterior y representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 37,2%, valor que supera ligeramente su contribución acumulada tanto durante el año 2000 como en el conjunto de los últimos doce meses.
- El día 31 de mayo se estableció un nuevo récord histórico en la central de José Cabrera, al alcanzarse los 335 días de funcionamiento continuado.
- El día 14 se realizó el Simulacro del Plan de Emergencia Nuclear de Burgos en la central de Garoña.
- La ausencia casi total de actuaciones programadas en las centrales ha dado lugar a una notable recuperación de los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga respecto al mes anterior, situándose el primero en el 98,9%, diez puntos por encima del registro de mayo, y el segundo en el 97,5%, nueve puntos mayor que el del mes anterior.
- Una vez cubierta la primera mitad del año 2000, la producción del equipo

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



Producción bruta Nuclear	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	109	72,7	658	11,5	1.245	2,9
Garoña	466	331	-0,5	2.013	36,2	4.017	15,8
Almaraz I	974	668	-	4.190	23,1	8.036	5,5
Ascó I	979	734	5,2	3.590	-15,1	7.835	2,3
Almaraz II	983	646	-7,1	3.439	-17,7	7.654	22,8
Cofrentes	1.025	707	-3,2	4.346	26,4	8.679	12,6
Ascó II	1.015	725	4,3	4.389	4,4	7.695	-9,1
Vandellós II	1.082	762	2,0	4.692	62,2	9.327	28,1
Trillo I	1.066	762	-0,2	4.048	47,1	8.560	15,5
Sistema peninsular	7.749	5.442	15,2	31.364	15,4	63.047	10,5

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

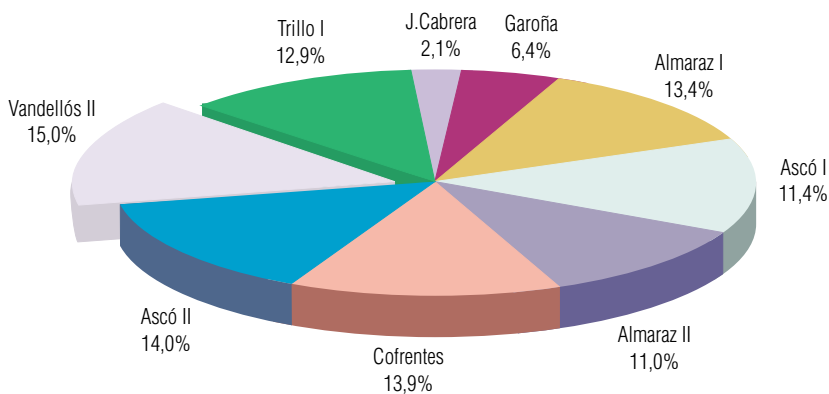
nuclear en este período ha ascendido a 31.364 GWh, un 15,4% más que en el primer semestre de 1999, consecuencia de la menor concentración de actuaciones programadas en las centrales durante estos primeros seis meses del año. Esta generación ha cubierto el 36,0% de la producción bruta del período, dos puntos más que en el primer semestre del año anterior, aunque todavía ligeramente por debajo de la aportación media habitual de esta tecnología en los últimos años.

- El repunte de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear registrado en junio ha mejorado los valores acumulados de estas magnitudes, que al finalizar el primer semestre del año se han situado en el 93,9% y el 92,7%, respectivamente, registros ambos que se sitúan diez puntos por encima de los alcanzados en el mismo período del año anterior.
- Durante el mes de junio se han fabricado 47 elementos de combustible tipo PWR, 31 para la central de Almaraz I, y 16 para Vandellós II. Del tipo BWR se han fabricado 25 elementos para la central de Cofrentes. Para esta misma central, en junio se han importado de Suecia 64 elementos combustibles tipo BWR.
- Tras los datos de junio, en el primer semestre del año se ha producido un total de 415 elementos combustibles, 59 más que en el mismo período del año anterior. Por su parte, en estos primeros seis meses del año se han importado 64 elementos de combustible, 128 menos que en el primer semestre de 1999.

Producción térmica convencional

- La menor producción hidroeléctrica de junio ha conducido a un incremento paralelo de la producción de los grupos térmicos convencionales, que este mes han generado 6.937 GWh, un 29% más que en mayo. En correspondencia con este dato, su aportación a la cobertura de la demanda mensual ha recuperado la línea de principios de año y se ha situado en el 47,5%, ocho puntos más que en mayo y valor muy similar a su contribución acumulada en términos interanuales
- En el primer semestre del año, la producción térmica convencional ha ascendido a 42.269 GWh, un 2% más que en el mismo período del año anterior. Este escaso crecimiento, unido al notable incremento de demanda del período, han situado la aportación de esta tecnología a la producción bruta en el 48,5%, tres puntos menos que en los primeros seis meses de 1999.
- En el primer semestre del año, las centrales que utilizan como combustible

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



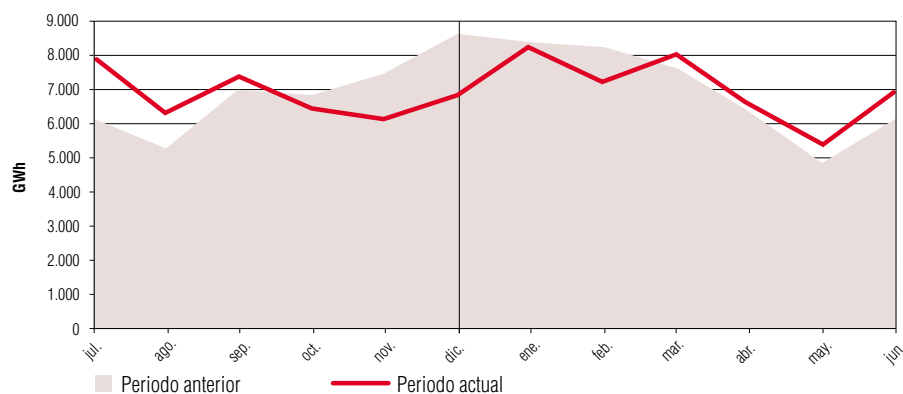
Grupo	Junio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,3	0,0	0,0	94,1	0,0	5,5
Garoña	98,5	0,0	0,0	98,9	0,0	0,3
Almaraz I	95,3	0,0	0,0	98,5	0,0	0,2
Ascó I	104,1	0,0	0,0	83,9	15,2	0,3
Almaraz II	91,3	1,1	0,0	80,1	14,2	0,0
Cofrentes	95,8	0,0	1,0	97,0	0,0	0,2
Ascó II	99,2	0,0	3,8	99,0	0,0	3,5
Vandellós II	97,8	0,0	2,7	99,3	0,0	1,1
Trillo	99,3	0,0	0,0	86,9	11,0	0,4
Sistema peninsular	97,5	0,1	1,0	92,7	5,2	0,9

Combustible nuclear	Junio	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	28.203	145.885	265.247
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	47	141	236
Exportación	0	56	56
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	25	64	64
Exportación	0	154	284
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	44
BWR	64	64	64

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



principal carbones autóctonos han producido el 72,6% de la producción térmica total, mientras que las centrales de carbón importado han contribuido con el 16,6% y las de fuel-gas el restante 10,8%. Sin embargo, atendiendo al consumo real de combustible en cada central, la generación con carbones autóctonos representa el 44,3% del total, la de carbón importado el 42,5% y la de fuel-gas el 13,2%. Este contraste refleja la frecuente utilización de carbón importado en las centrales cuyo combustible principal es alguno de los carbones autóctonos y la utilización del fuel como combustible de apoyo en centrales de carbón.

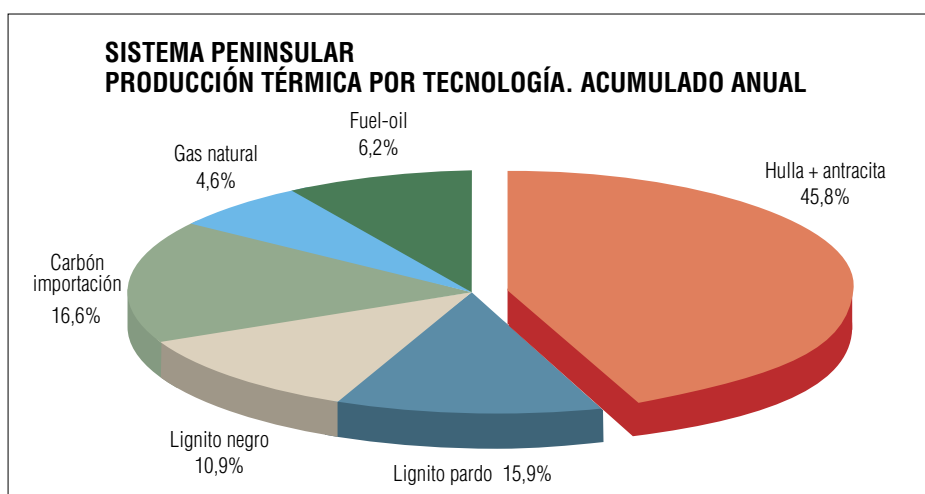
- La distribución por tecnologías del crecimiento de producción durante el primer semestre ha sido muy heterogénea. Así, el notable incremento de la generación de las centrales de lignito negro y gas natural contrasta con la significativa reducción de la producción en grupos de fuel, mientras que la generación de las restantes tecnologías apenas se ha modificado.
- En el primer semestre del año, los valores de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del equipo térmico se han situado en el 88,1% y 49,6%, respectivamente, valores que mejoran ligeramente los registrados en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio la producción con centrales de carbón se ha reducido en un 15% respecto al mes de mayo, con lo que la aportación de esta tecnología a la cobertura de la producción bruta mensual se ha situado en el 28,6%, cuatro puntos por debajo de su contribución acumulada durante el primer semestre del año.

Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un período de tiempo y la que se hubiera producido en este período funcionando a la potencia nominal.

Factor de indisponibilidad: es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado período de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo período funcionando a la potencia nominal.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.009	3.139	-0,5	19.345	1,1	38.396	2,5
Lignito pardo	1.950	1.201	4,5	6.725	0,7	13.974	-2,0
Lignito negro	1.450	679	135,5	4.608	48,3	8.828	17,7
Carbón importación	1.864	1.198	19,5	6.997	6,0	13.276	7,6
Gas natural (*)	3.582	362	75,0	1.963	69,2	3.893	29,4
Fuel-oil	4.632	359	-2,4	2.630	-45,3	4.655	-41,4
Sistema peninsular	19.487	6.937	12,5	42.269	1,9	83.022	0,6
Carbón	510	258	-15,1	1.662	2,8	3.522	6,9
Fuel-oil	2.269	643	22,5	3.474	13,7	6.999	10,7
Sistemas extrapeninsulares	2.779	901	8,7	5.136	10,0	10.522	9,4

Δ% : tasa de variación respecto al mismo período del año anterior. (*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Tecnología	Factor de carga %	Junio		Factor de carga %	Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	No program.		Indisponibilidad % Programada	No program.
Hulla + antracita	72,4	8,4	3,5	73,6	3,7	4,5
Lignito pardo	84,9	0,0	6,7	78,6	6,5	2,7
Lignito negro	65,1	0,0	5,4	72,8	0,0	12,0
Carbón importación	89,3	0,0	6,4	85,9	0,0	12,9
Gas natural (*)	14,0	2,6	3,1	12,5	4,2	7,2
Fuel-oil	10,8	0,0	25,8	13,0	0,8	16,7
Sistema peninsular	49,3	3,1	9,5	49,6	2,8	9,1
Carbón	70,3	0,0	20,3	74,6	6,4	4,0
Fuel-oil	39,4	6,5	3,2	33,7	4,3	3,7
Sistemas extrapeninsulares	45,1	5,3	6,3	41,3	4,7	3,7

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

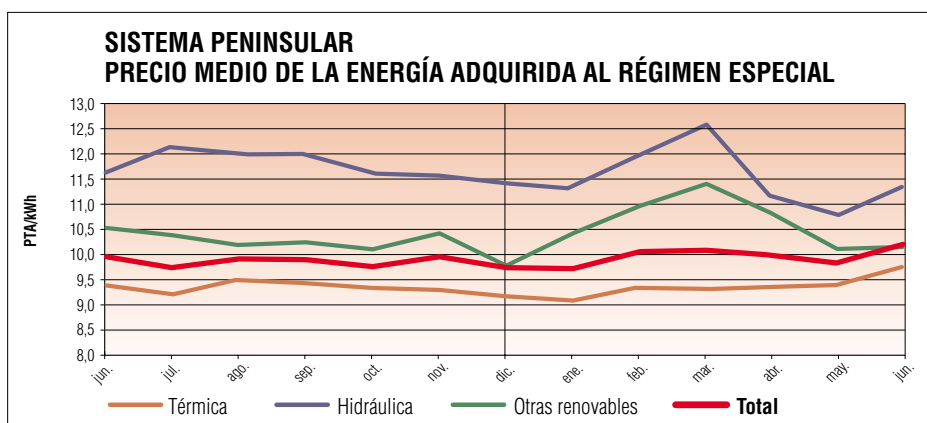
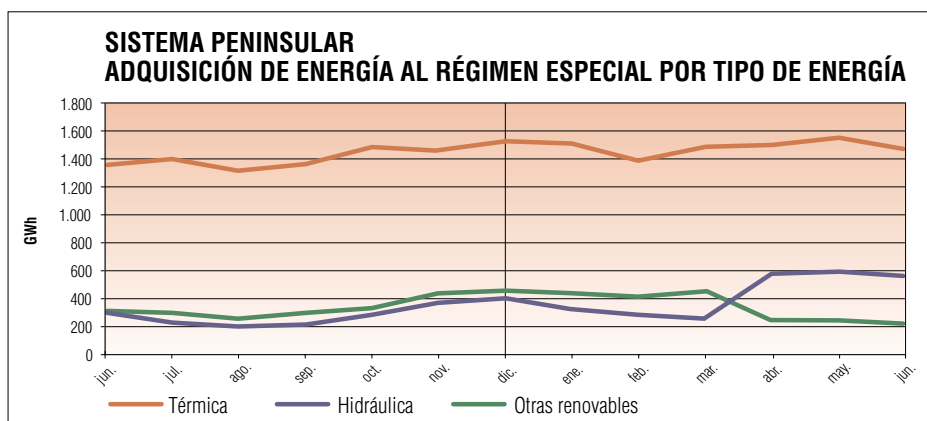
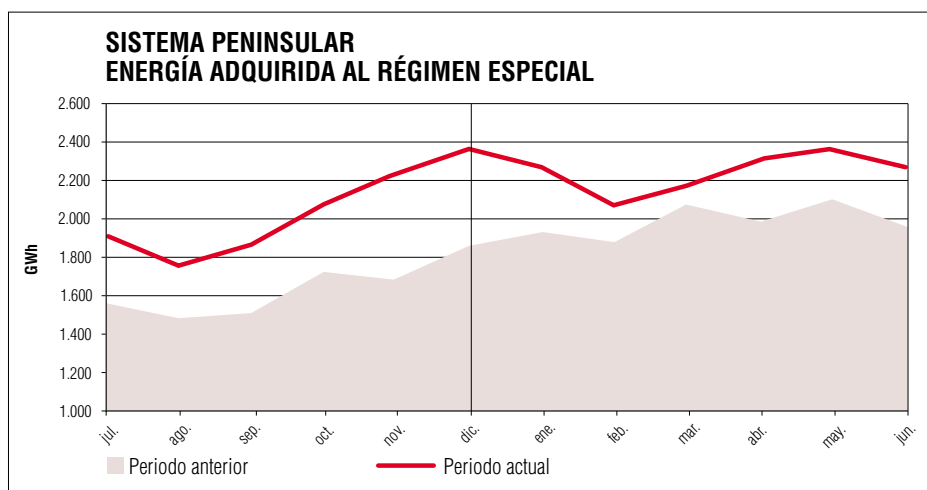
Combustible	Junio					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	938	9,3	2.188	-20,2	2.554	5.380	-2,1	13.559	9.801	-15,6	25.906
Lignito pardo	146	-45,0	6	-85,0	346	1.099	-22,1	2.634	2.446	-20,9	5.898
Lignito negro	132	116,6	1.182	-10,6	392	853	49,1	2.559	1.588	17,4	4.728
Carbón importación	986	18,7	1.425	-25,3	2.779	6.306	16,4	17.946	12.639	25,6	35.858
Gas natural (**)	127	67,8	-	-	385	596	61,3	2.020	1.176	22,6	4.012
Gas siderúrgico	32	-0,6	-	-	83	190	-5,1	582	467	26,6	1.207
Fuel-oil	144	32,8	668	5,4	398	1.046	-40,9	2.969	1.947	-34,3	5.412
Sistema peninsular	2.503	12,3	5.469	-17,7	6.937	15.470	1,5	42.269	30.063	-1,1	83.022
Carbón	80	-20,0	232	75,9	258	532	-1,5	1.662	1.148	5,9	3.522
Fuel-oil	145	30,3	83	7,1	643	754	16,9	3.474	1.514	13,7	6.999
Sistemas extrapeninsulares	226	6,5	316	50,3	901	1.286	8,5	5.136	2.662	10,2	10.522

Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS

Régimen especial (*)

- En junio, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.259 GWh, con un crecimiento del 15,3% respecto al mismo mes del año anterior. Esta tasa es trece puntos inferior a la que se registró en junio de 1999.
- Con el dato de junio se completa un primer semestre del año caracterizado por la moderación del ritmo de crecimiento de estas adquisiciones, que en este período han ascendido a 13.420 GWh, cifra que representa un crecimiento del 12,0% respecto al mismo período del año anterior, nueve puntos por debajo de incremento que se registró en el primer semestre de 1999.
- Esta desaceleración del crecimiento ha frenado ligeramente la progresión de la aportación de esta energía a la cobertura de la demanda, que en el primer semestre del año 2000 ha alcanzado el 13,9%, apenas 0,7 puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio, por quinto mes consecutivo, el crecimiento de las adquisiciones al régimen especial ha sido negativo, con lo que en el primer semestre del año el volumen de energía adquirido es inferior en un 15,1% al del año anterior, y ha cubierto el 6,4% de la demanda, casi un punto por debajo de su contribución durante los primeros seis meses de 1999.
- En junio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 10,18 PTA/kWh, con lo que el precio acumulado en el período enero-junio se sitúa en 9,96 PTA/kWh, todavía ligeramente superior al del mismo período del año anterior debido al incremento durante el año 2000 del peso específico de la producción con fuentes de energía renovables, cuyo precio unitario es mayor que el de las térmicas.
- Por tipo de combustible, en el primer semestre del año el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,40 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,69 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,30 PTA/kWh.

(*) Como consecuencia del procedimiento de recopilación de la información relativa a la producción en régimen especial, los datos de potencia instalada, energía adquirida y precios correspondientes a un mes son provisionales, pudiendo ser revisados en meses sucesivos.



Combustible	Potencia MW	Junio				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
		GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Térmica	4.143	1.468	8,5	9,74	3,8	8.863	9,2	9,30	0,3	17.379	13,1	9,30	-2,0
Hidráulica	1.303	565	90,5	11,33	-2,2	2.585	24,5	11,40	-0,3	4.243	26,1	11,54	-0,5
Otras renovables	1.907	226	-27,1	10,14	-3,6	1.972	10,5	10,69	1,7	4.002	29,8	10,44	-0,7
Sistema peninsular	7.353	2.259	15,3	10,18	2,5	13.420	12,0	9,96	0,7	25.624	17,5	9,89	-1,1
Térmica	82	37	-22,4	-	-	228	-13,7	-	-	469	-3,9	-	-
Hidráulica	0,5	1	-	-	-	2	-	-	-	2	-	-	-
Otras renovables	73	16	-29,8	-	-	97	-20,0	-	-	207	-7,5	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	54	-23,3	-	-	327	-15,1	-	-	678	-4,7	-	-

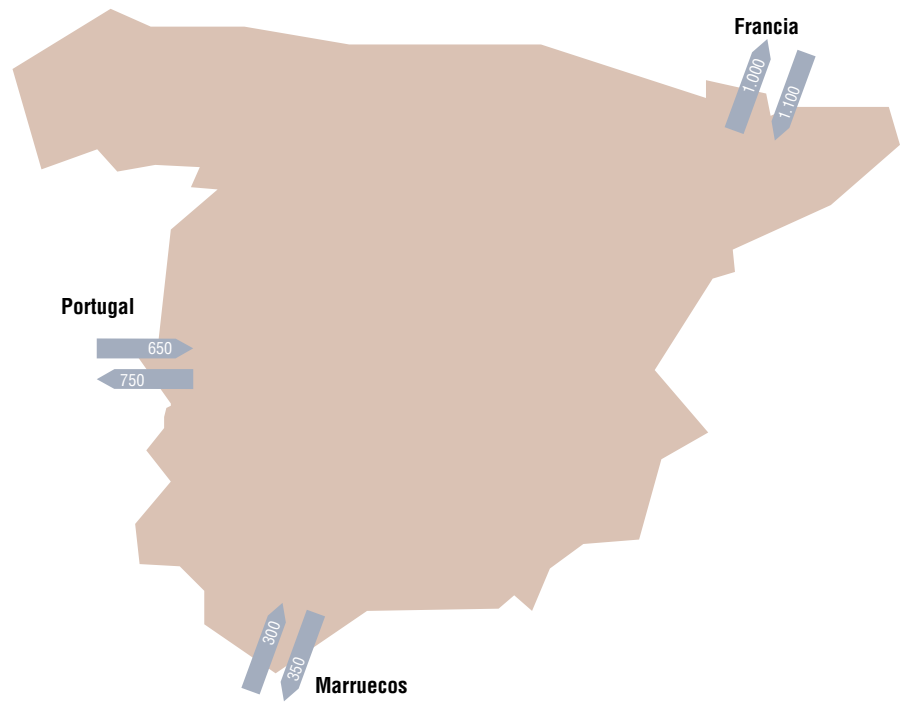
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

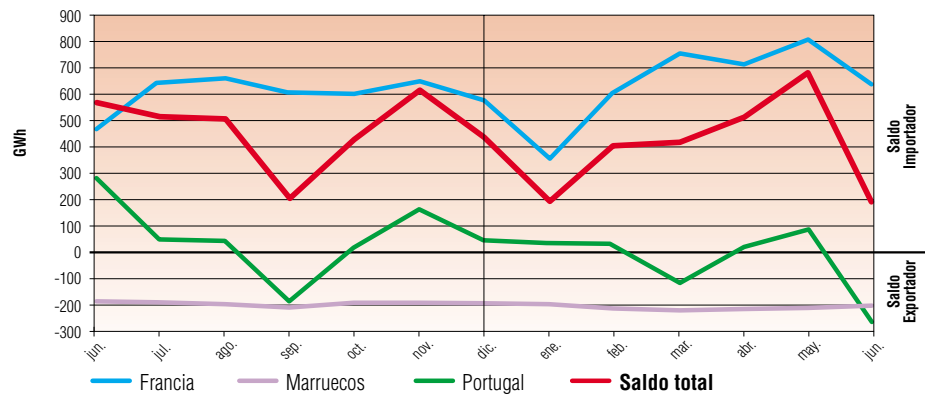
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de junio ha ascendido a 1.124 GWh, un 21% más que en junio de 1999. De este volumen, el 42% ha correspondido a operaciones de exportación, muy por encima del 30% medio de meses anteriores, con la consiguiente reducción del saldo mensual de intercambios internacionales, que se ha situado en 170 GWh, el más bajo registrado desde septiembre de 1998.
- El 60% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en junio a 441 GWh, el 39% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1% restante.
- En junio, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal con 260 GWh, seguido por los realizados con la frontera de Francia, 252 GWh, Marruecos, 153 GWh, y Andorra, 8 GWh.
- En el primer semestre del año, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 6.676 GWh, un 34,9% más que el mismo período de 1999, consecuencia en su mayor parte del incremento de las operaciones de los agentes, que han realizado el 59,4% de los intercambios, con un saldo importador de 343 GWh. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 39,7% del volumen total de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.035 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 0,9% del volumen y aportó un saldo importador de 21 GWh.
- Tras el dato de junio, el saldo de los intercambios internacionales del primer semestre del año ha sido importador en 2.399 GWh, un 19,6% inferior al obtenido en el mismo período del año anterior, debido a que la mayor parte del incremento de los intercambios ha correspondido a operaciones de exportación realizadas por los agentes.
- El 43,2% del volumen total de energía intercambiada por los agentes durante el período enero-junio ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 28,4% a través de la frontera con Portugal, el 24,5% con Marruecos y el 3,9% restante con la frontera de Andorra.
- En el mes de junio, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, son los mismos que el mes pasado.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL JUNIO 2000 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)	Junio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	8	-8	0	154	-154	0	249	-249
Francia	252	0	252	1.675	34	1.641	3.204	34	3.170
Marruecos	0	153	-153	0	973	-973	0	1.756	-1.756
Portugal	0	260	-260	478	649	-171	921	948	-27
Agentes (*)	252	420	-168	2.153	1.809	343	4.126	2.987	1.138
Francia	391	0	391	2.343	0	2.343	4.657	0	4.657
Marruecos	0	50	-50	0	308	-308	0	699	-699
Contratos REE	391	50	341	2.343	308	2.035	4.657	699	3.957
Andorra	0	1	-1	5	2	2	5	4	1
Francia	0	6	-6	30	6	24	48	15	33
Marruecos	2	0	2	5	2	3	13	8	5
Portugal	2	0	2	2	11	-9	12	14	-2
Apoyo y desvíos	4	7	-3	42	21	21	78	41	37
Total intercambios	647	477	170	4.538	2.138	2.399	8.860	3.727	5.133

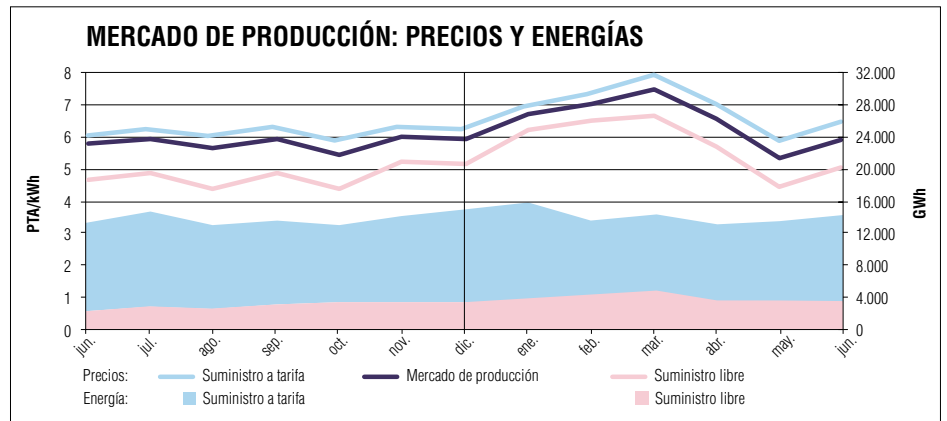
(*) Intercambios a través de las fronteras.

Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Tras las importantes reducciones de los precios registradas en los dos meses anteriores, en junio los precios en el mercado de producción han aumentado ligeramente.
- El precio medio ha sido 5,87 PTA/kWh, un 10,4% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 14.665 GWh. Respecto de junio de 1999, el precio ha aumentado un 1,6%, frente a un aumento del 8,3% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 6,17 PTA/kWh, un 3,9% superior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 9.948 GWh, lo que supone una disminución del 9,9% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 6,40 PTA/kWh, un 9,6% superior al del mes anterior y un 5,6% más que el mismo mes de 1999.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.319 GWh, un 10,1% más que el mes pasado y un 89,2% más que hace un año. Esta cifra representa el 29,5% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,95 PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 22,7% inferior debido, prin-



Precios	Junio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/may.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	5,87	10,4	1,6	6,49	8,2	6,17	3,9
Mercado diario	4,38	8,0	0,2	5,21	12,3	4,81	8,3
Otros mercados	0,40	124,7	175,9	0,18	101,3	0,19	-18,5
Garantía de potencia	1,09	0,6	-13,7	1,09	-13,1	1,17	-7,6
Suministro a tarifa (**)	6,40	9,6	5,6	6,94	11,9	6,58	7,9
Mercado diario	4,39	8,0	0,3	5,24	12,6	4,82	8,3
Otros mercados	0,47	101,7	181,5	0,24	100,3	0,25	-13,9
Garantía de potencia	1,53	-0,5	1,3	1,46	2,5	1,51	11,0
Suministro libre (***)	4,95	12,1	5,9	5,70	14,4	5,33	5,0
Mercado diario	4,40	8,0	0,3	5,25	13,4	4,89	8,5
Otros mercados	0,37	117,6	257,7	0,18	94,7	0,17	6,3
Garantía de potencia	0,17	0,0	-2,3	0,27	4,4	0,27	-33,6

Energías	Junio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/may.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	14.665	3,6	8,3	87.736	8,3	173.597	7,4
Suministro a tarifa (**)	9.948	4,2	-9,9	61.225	-12,0	126.330	-13,7
Suministro libre (***)	4.319	10,1	89,2	23.733	112,1	42.238	246,0
Contratos bilaterales	105	-18,4	-	712	-	712	904,4

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos de REE.

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

(*) Incluye la demanda de bombeo. (**) Distribuidores y Exportaciones REE. (***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

Precio final del mercado de producción (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
J1	4,82	4,32	4,26	4,15	4,08	4,06	4,37	4,75	6,59	6,99	7,10	7,52	7,68	6,94	6,52	6,73	6,89	7,14	6,95	6,61	6,33	6,39	6,58	5,95	6,12
V2	4,52	4,28	4,10	4,07	4,10	4,01	4,21	4,77	6,16	6,56	6,99	7,11	7,23	7,18	6,32	6,22	6,59	7,03	6,88	6,43	6,25	5,98	6,01	5,74	5,90
S3	5,65	5,13	4,65	4,28	4,22	4,19	4,20	4,23	4,31	5,14	5,94	5,94	5,85	5,55	5,57	5,46	5,39	5,39	5,64	5,58	5,75	6,02	5,92	5,42	5,27
D4	5,34	5,13	3,98	3,84	3,44	3,43	3,43	3,20	3,30	3,76	4,77	5,07	5,06	5,09	4,88	4,58	4,57	4,36	4,45	4,45	5,23	5,96	5,92	5,51	4,59
L5	4,73	4,19	4,03	3,83	3,67	3,87	4,08	4,90	6,18	6,66	6,83	7,02	7,17	7,03	6,41	6,40	6,60	7,03	6,81	6,57	6,22	6,48	6,34	5,92	5,97
M6	5,14	4,41	4,25	4,22	4,17	4,15	4,30	4,93	6,33	6,93	7,33	7,61	7,92	7,52	6,76	6,75	6,96	7,87	7,32	6,80	6,40	6,65	6,61	6,12	6,28
X7	4,75	4,17	4,12	4,00	4,00	4,02	4,13	4,61	6,11	6,79	7,02	7,58	8,46	7,91	6,84	6,76	6,60	7,65	6,82	6,57	6,19	6,45	6,23	5,80	6,13
J8	4,92	4,14	4,10	4,04	4,04	4,04	4,08	4,81	6,00	6,56	6,78	7,07	7,16	6,93	6,33	6,33	6,49	6,85	6,78	6,56	6,34	6,47	6,54	5,78	5,93
V9	4,57	4,14	4,05	3,89	3,89	3,91	4,08	4,62	5,75	6,25	6,49	6,95	6,90	6,76	6,26	6,27	6,58	6,79	6,62	6,20	5,83	6,07	6,18	5,47	5,70
S10	5,40	4,70	4,29	4,19	4,10	4,07	4,04	4,03	4,32	5,05	5,25	5,47	5,66	5,68	5,01	4,96	4,97	4,94	4,97	4,94	4,94	5,71	5,82	5,42	4,95
D11	5,72	5,08	3,94	3,65	3,50	3,47	3,35	3,15	3,31	3,79	4,90	5,13	5,16	5,06	5,07	4,97	4,80	4,73	4,73	4,73	4,96	5,81	6,15	5,88	4,69
L12	4,33	4,20	4,02	3,98	3,78	3,11	4,11	4,34	5,55	5,93	6,16	6,18	6,20	5,55	5,23	5,71	5,78	5,88	5,41	5,17	5,13	5,28	5,85	5,22	5,19
M13	4,73	4,04	3,78	3,16	3,15	3,16	3,94	4,62	6,11	6,20	6,25	6,31	6,34	6,18	5,78	5,92	6,11	6,26	6,20	5,97	5,69	5,77	6,14	5,57	5,42
X14	4,68	4,11	3,95	3,82	3,71	3,72	4,10	4,74	5,63	5,98	6,37	6,43	6,47	6,31	5,97	6,15	6,44	6,43	6,14	5,91	5,79	5,88	6,06	5,55	5,53
J15	4,75	4,17	3,92	3,86	3,84	3,82	4,14	4,73	5,87	6,05	6,35	6,68	6,73	6,55	6,10	6,10	6,45	6,87	6,74	6,06	5,87	5,79	6,02	5,64	5,66
V16	4,70	4,20	3,95	3,97	3,86	3,86	4,10	4,68	6,18	6,64	7,13	6,97	7,10	6,98	6,27	6,19	6,67	7,00	7,07	6,49	5,86	5,75	6,37	5,80	5,86
S17	5,65	4,79	4,24	4,07	3,99	3,97	3,89	3,93	4,63	5,25	6,00	6,10	6,10	6,03	5,61	5,25	5,42	5,76	5,71	5,72	5,61	5,99	5,98	5,55	5,27
D18	5,62	5,15	3,68	3,48	3,26	3,22	3,14	3,09	3,18	3,27	4,48	4,75	4,83	4,84	4,77	4,34	4,42	4,47	4,51	4,51	5,07	5,43	5,79	5,39	4,41
L19	4,47	3,84	3,26	3,20	3,19	3,17	3,74	4,26	5,74	6,07	6,86	7,04	7,03	6,97	6,47	6,29	6,65	7,02	6,94	6,42	5,95	5,88	6,13	5,41	5,71
M20	4,64	3,97	3,68	3,58	3,56	3,64	3,93	4,57	5,76	6,11	6,79	6,88	6,83	6,67	6,33	6,34	6,50	6,90	6,76	6,29	5,93	5,75	5,88	5,20	5,65
X21	4,83	4,28	4,03	4,07	3,97	3,88	4,09	4,97	6,45	7,15	7,33	7,66	7,92	7,48	7,27	7,29	7,53	7,59	7,49	7,25	6,79	6,67	6,92	6,23	6,37
J22	4,89	4,43	4,16	4,07	4,04	4,02	4,31	5,11	6,45	7,17	7,38	7,72	7,72	7,73	7,37	7,39	7,63	7,77	7,48	7,03	6,49	6,58	6,66	5,77	6,37
V23	4,76	4,20	4,16	3,97	3,91	3,89	4,05	4,90	5,21	6,67	7,04	7,21	7,56	7,20	6,63	6,66	7,03	7,33	7,18	6,71	6,31	6,20	6,43	5,30	5,96
S24	5,15	3,92	3,98	3,74	3,45	3,13	3,15	3,24	4,03	4,45	5,20	5,39	5,43	5,45	5,29	5,18	5,19	5,31	5,42	5,41	5,34	5,80	5,58	5,34	4,79
D25	5,46	4,74	3,55	3,26	3,25	3,25	3,15	3,33	3,32	3,52	5,02	5,36	5,35	5,29	5,29	5,05	5,04	5,06	5,08	5,05	5,04	5,84	5,67	5,66	4,68
L26	4,79	4,17	3,81	3,58	3,59	3,77	4,07	5,05	6,41	6,84	7,12	7,56	7,54	7,57	6,97	7,10	7,33	7,62	7,53	7,00	6,57	6,56	6,65	6,06	6,28
M27	4,88	4,25	3,85	3,85	3,84	3,79	3,95	4,69	6,20	6,70	7,47	7,31	7,87	8,00	6,71	6,90	7,01	7,49	7,25	6,78	6,48	6,27	6,41	5,95	6,15
X28	6,02	4,43	4,21	4,18	4,15	4,19	4,49	4,96	6,42	6,95	9,51	10,79	11,16	10,00	8,88	9,71	10,69	11,24	11,24	10,04	7,30	6,67	7,21	6,42	7,83
J29	6,70	4,89	4,22	4,10	4,12	4,12	4,23	5,35	6,41	7,57	10,41	11,40	12,10	10,42	10,08	10,03	10,65	12,38	12,08	10,08	7,32	6,72	7,16	6,85	8,19
V30	5,99	4,41	4,31	4,11	4,10	4,11	4,36	5,33	6,65	7,34	9,09	9,77	9,93	9,80	8,50	8,35	8,18	9,61	8,61	7,97	6,94	6,69	7,13	6,45	7,18
Media	5,10	4,39	4,02	3,88	3,81	3,78	4,00	4,53	5,61	6,15	6,84	7,14	7,30	7,02	6,49	6,51	6,73	7,13	6,94	6,50	6,05	6,14	6,29	5,76	5,87

Minimo: 3,09 Precios de 3,09 a 5,08 Precios de 5,08 a 6,38 Precios de 6,38 a 12,38 Máximo: 12,38

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1999.

principalmente, a la menor repercusión del pago por garantía de potencia sobre el suministro libre.

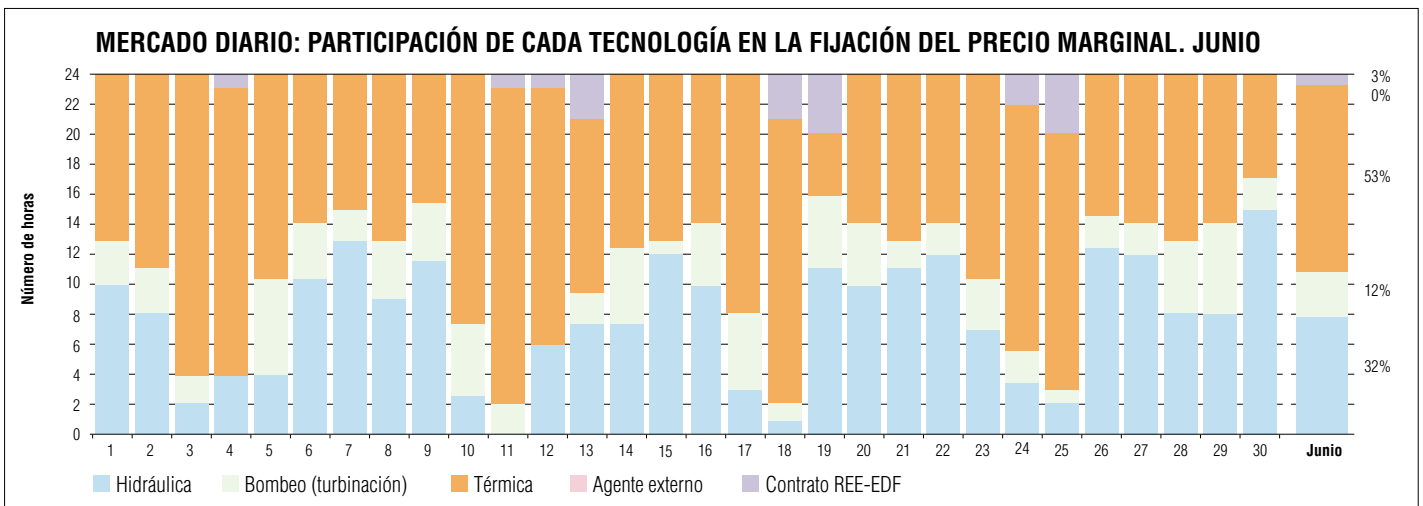
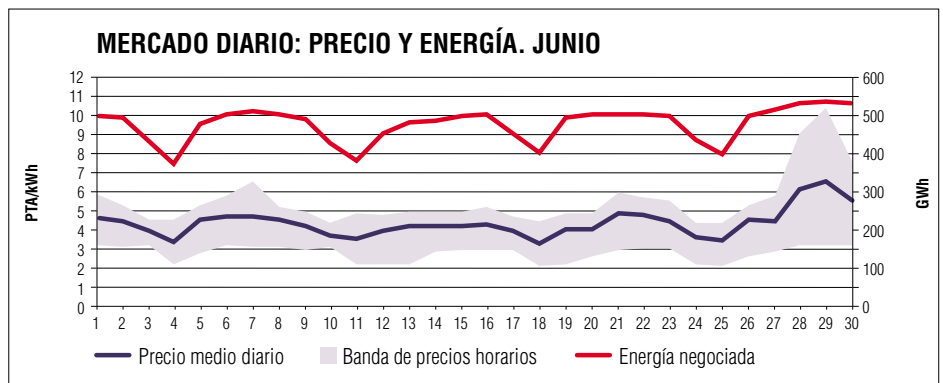
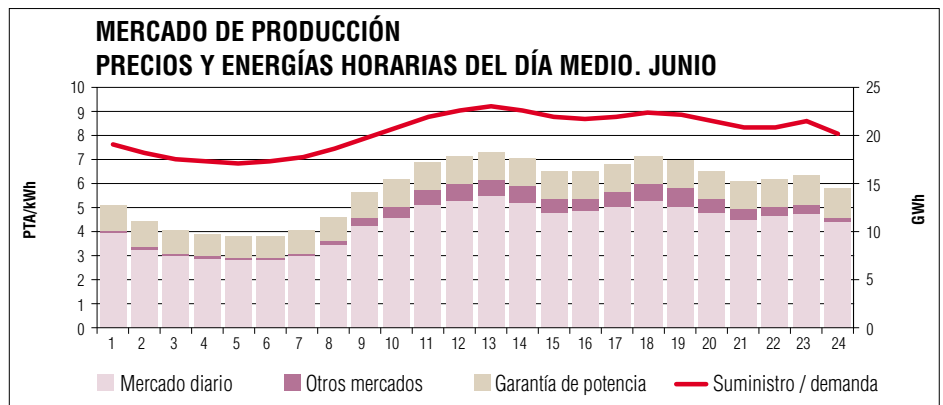
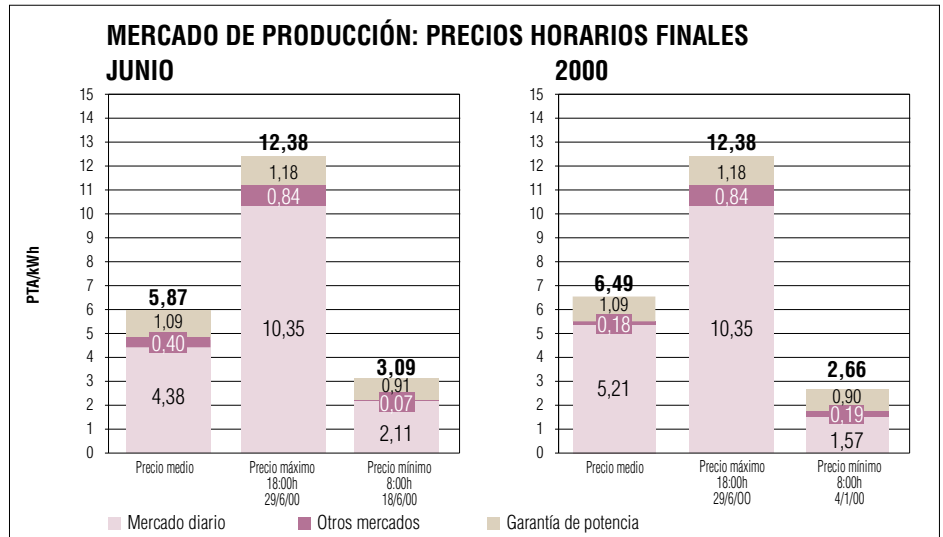
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de junio, precio valle, ha sido de 4,171 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido de 6,424 PTA/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo ha sido 12,38 PTA/kWh en la hora 18 del jueves 29 y el mínimo ha sido 3,09 PTA/kWh en la hora 8 del domingo 18. La relación entre el máximo y el mínimo es de 4,0 veces, aumentando significativamente respecto del mes anterior.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 3,8 y 7,3 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 17,2 y 22,9 GWh.

Mercado diario

- En junio, el precio medio del mercado diario ha sido 4,38 PTA/kWh, la energía intercambiada 14.234 GWh y el volumen económico contratado de 62.343 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,1% de la energía y el 72,4% del volumen económico.
- Tanto la curva de precios medios ponderados como la de precios máximos y la de precios mínimos se mantienen estables en el entorno de las 4 PTA/kWh en las 3 primeras semanas del mes, apareciendo una tendencia levemente creciente en la cuarta sema-

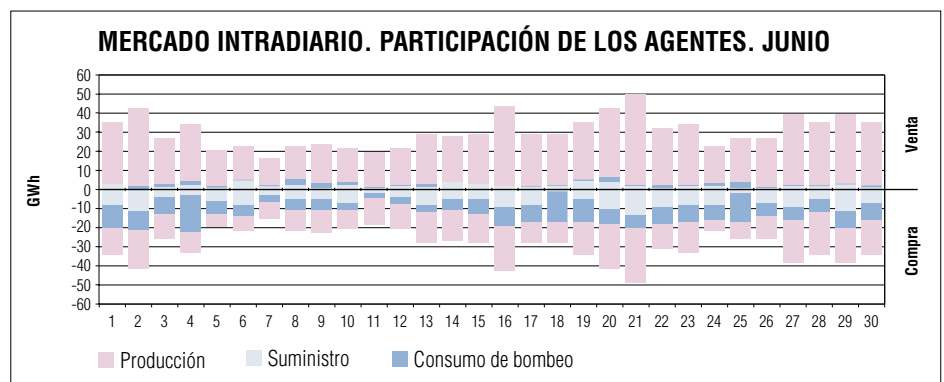
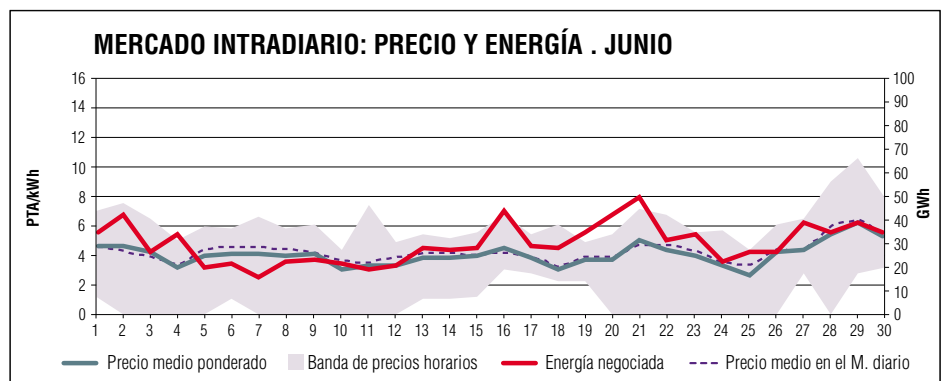
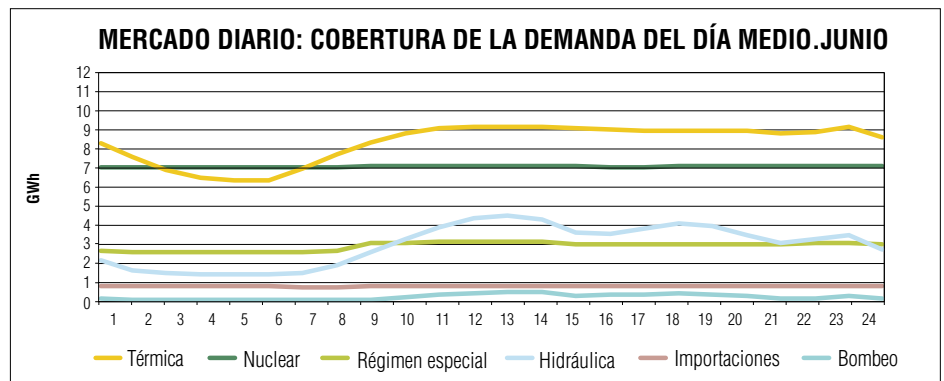
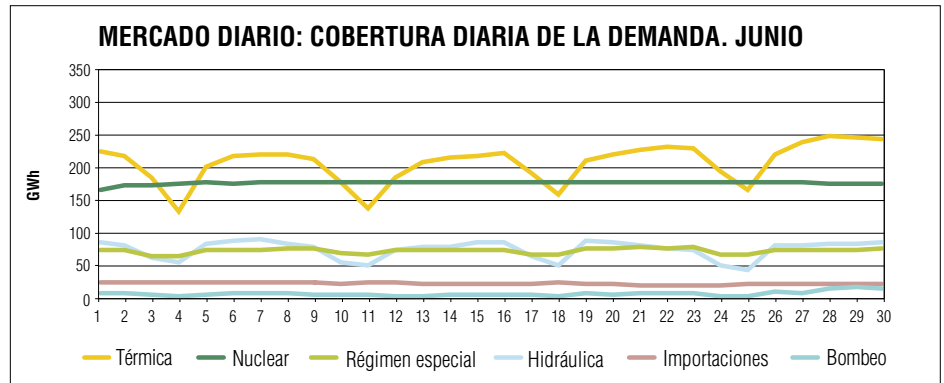


na, con valores menores los fines de semana y festivos. Los precios medios ponderados se sitúan en días laborables alrededor de las 4 PTA/kWh a comienzos del mes y por encima de las 5 PTA/kWh los tres últimos días.

- Las curvas de precios obedecen a las fluctuaciones del perfil de la curva de energía negociada, si bien en este mes pequeñas variaciones en las puntas de demanda reflejan precios máximos mucho mayores.
- El precio mínimo del mes, 2,06 PTA/kWh se ha registrado en la hora 8 del domingo 25, y el precio máximo del mes ha sido de 10,35 PTA/kWh en la hora 18 del jueves 29.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un ligero aumento de la producción térmica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 53% de las horas frente al 45% de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han aumentado significativamente su participación respecto de la del mes pasado, 15%. El contrato de RED ELÉCTRICA marca marginal en horas valle.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 4,16 PTA/kWh, un 8,1% más que el mes anterior y un 5,0% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 898 GWh, un 13,5% menos que el mes anterior. De esta energía, el 55,3% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 44,7% restante, 401 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 237 GWh, y al suministro, 164 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 1,3 cts/kWh, en beneficio, principalmente, de las unidades de bombeo.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 571, 127, 57, 45, 38 y 60 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 3,7 y 7,38 PTA/kWh el 80% de los días.



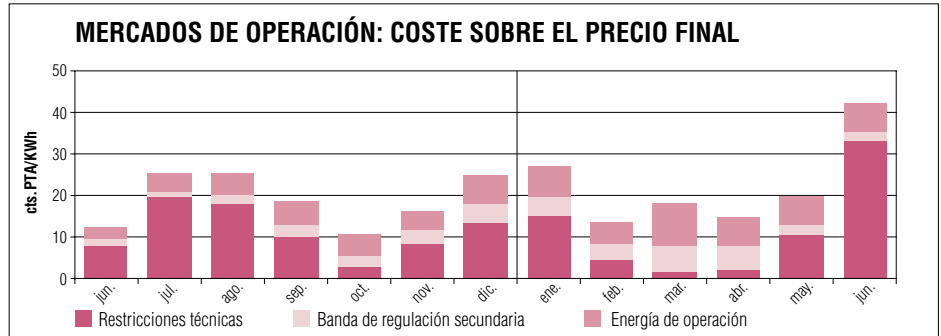
Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de junio ha sido de 15.978 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,09 PTA/kWh, valor similar al del mes anterior y que supone el 18,6% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 146 MPTA, con una repercusión sobre el precio medio del mercado de producción de 1,0 cts./kWh.
- Los contratos bilaterales físicos han sumado 105 GWh en el mes de junio, cifra similar a la del mes anterior.

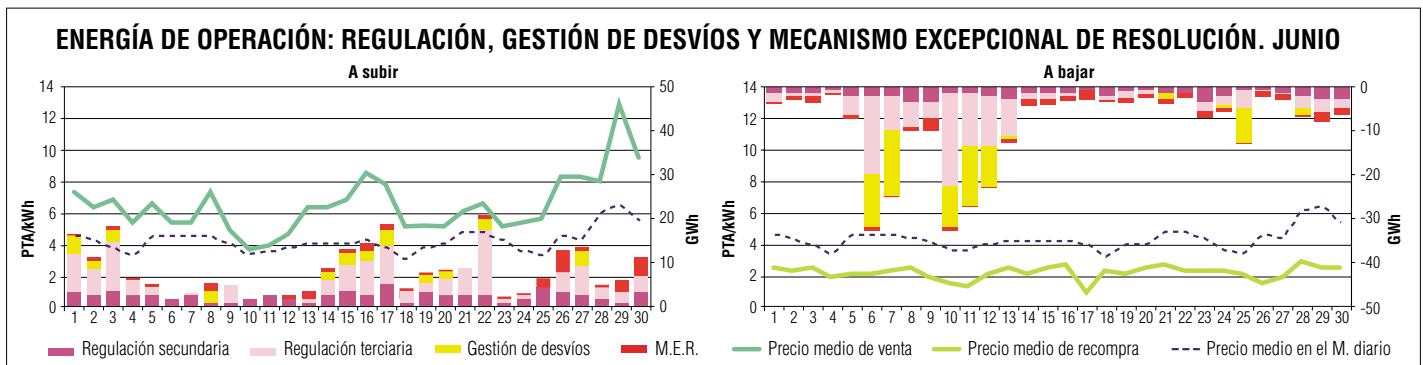
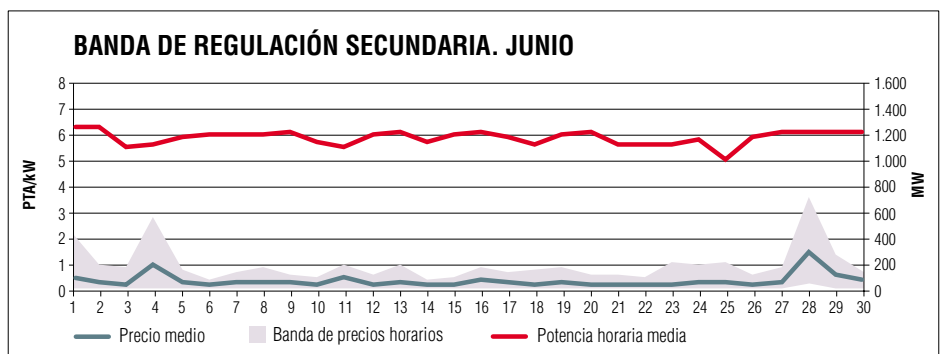
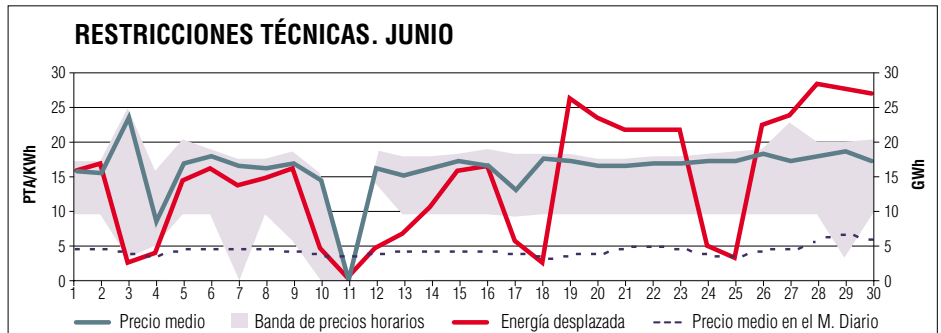
Mercados de operación

- El coste neto de los Mercados de operación ha sido 42,3 cts/kWh, un 114% más que mayo, suponiendo un 7,2% del precio final del mercado de producción.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 431 GWh, lo que supone un 3% de la energía correspondiente al mercado diario, un 176% más que en mayo. Este notable incremento ha sido causado por el significativo aumento de la demanda. Respecto del mismo mes del año anterior, en la hora de punta máxima, la demanda aumentó un 10%, lo que ha obligado a la programación de grupos por restricciones. El precio medio de la energía desplazada ha sido 16,79 PTA/kWh, un 17,5% superior al de mayo.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.170 MW, repartidos en 663 MW a subir y 507 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,35 PTA/kW, un 18,6% menos que el mes anterior. La repercusión económica total ha significado un coste de 1,9 cts/kWh, un 37% menos que en mayo.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 517 GWh, repartida en 244 GWh a subir y 273 a bajar, un 17% más que en mayo. El precio medio de venta ha sido 6,95 PTA/kWh y el de recompra 1,98 PTA/kWh, valores similares al mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 7 cts/kWh, un 4,5% más que el pasado mes. La relación de energía de operación subir/bajar fue de 0,89. Cabe destacar que la energía a bajar utilizada por el mecanismo de gestión de desvíos ha sido cinco veces superior a la utilizada en el mes anterior.



Mercados de operación	Coste s/Precio final cts. PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
Junio					
Restricciones técnicas (*)	33,4	431		16,79	
Banda de regulación secundaria (**)	1,9	663	507	0,35	
Energía de operación (***)	7,0	244	273	6,95	1,98
Regulación secundaria		74	56	5,42	2,68
Regulación terciaria		115	119	6,59	1,81
Gestión de desvíos		31	72	6,19	2,25
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		26	26	13,87	0,48
Total	42,3				

(*) Energía desplazada. (**) Potencia horaria media (MW). (***) Energía gestionada.



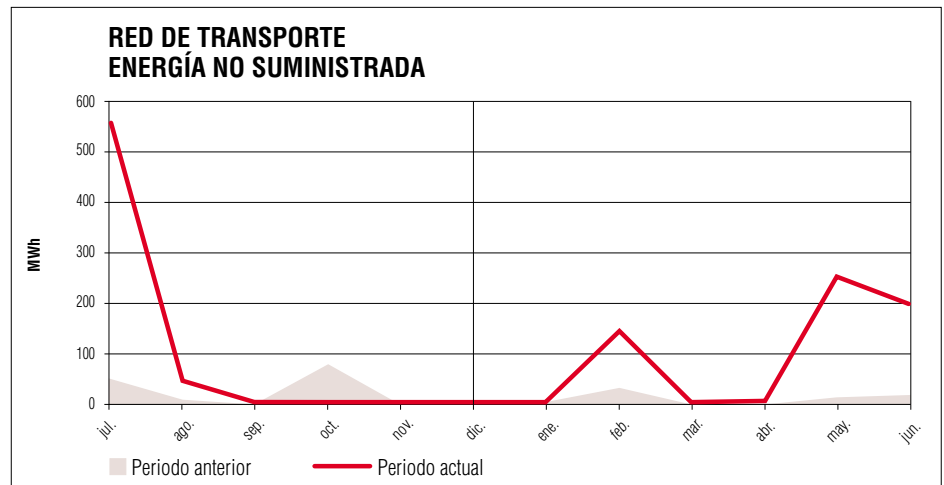
4. RED DE TRANSPORTE

- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- Durante el mes de junio se han producido dos cortes de mercado, uno de ellos en la provincia de Madrid, con una ENS de 11,67 MWh, y el otro en la provincia de La Coruña, con una ENS de 183,3 MWh.
- En el primer semestre del año 2000 la ENS ascendió a 597,0 MWh, consecuencia de los cortes de mercado registrados en los meses de febrero, mayo y junio.
- Por su parte, durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 1.203,2 MWh, de los que 248,5 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 954,7 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM durante el mismo período se situó en 3,314 minutos, 2,694 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se produjeron el pasado mes de julio, a las que hay que añadir las de menor cuantía registradas en los meses de agosto, febrero, mayo y junio.
- En junio, la disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España ha sido del 98,4%, tasa que mejora ligeramente la registrada en el mismo mes del año anterior como consecuencia de la reducción de las indisponibilidades programadas.
- Una vez alcanzado el ecuador del año 2000, tanto el valor acumulado como el interanual de la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España superan a los registrados en el mismo punto del año anterior. La tasa acumulada del primer semestre ha sido del 98,8%, casi medio punto por encima del año anterior, mientras que la tasa interanual se sitúa en el 98,0%, 0,6 puntos mejor que la registrada en junio de 1999.

Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

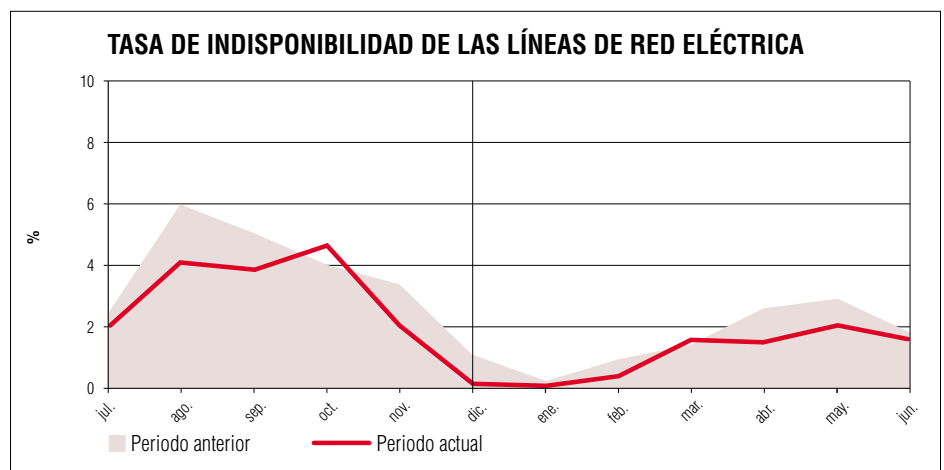
Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante los últimos doce meses.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).



Red de transporte Calidad del servicio

	Junio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	195,0	597,0	1.203,2
RED ELÉCTRICA	0,0	248,2	248,5
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	3,314
RED ELÉCTRICA	-	-	0,685



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,4	-65,5	0,5	-50,9	0,7	-38,6
Indisponibilidades fortuitas	0,2	30,0	0,1	-29,2	0,0	-30,0
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,0	97,0	0,7	14,9	1,2	-11,8
Total	1,6	-10,9	1,2	-26,0	2,0	-24,4

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

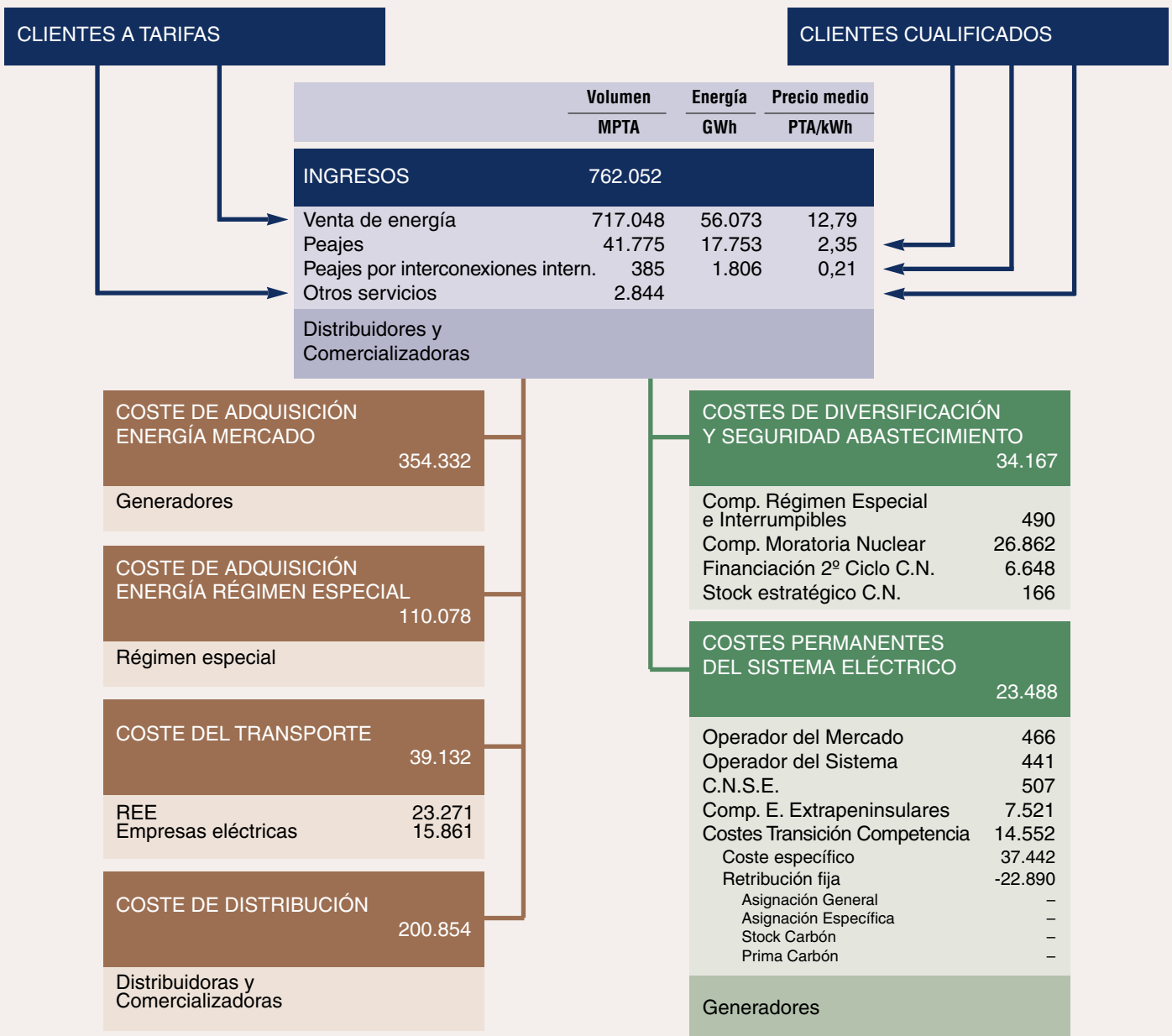
LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 6 del año 2000, correspondiente al período enero-junio, ascendieron a 762.052 MPTA, de los cuales el 94,1% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 5,5% a peajes.
- Del total de ingresos, el 7,6%, 57.655 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema.
- Al igual que en anteriores liquidaciones, los ingresos declarados hasta la liquidación nº 6 no han sido suficientes para cubrir la totalidad de la imputación reconocida a las actividades de transporte y distribución, y, por tanto, para realizar el pago de la retribución fija liquidable por el método de diferencias, generándose un déficit de 22.890 MPTA.
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo al procedimiento de precedencia en la repercusión establecido en resolución de la Dirección General de la Energía de 28 de marzo del año 2000.
- El coste de adquisición reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 6 del año 2000, se ha elevado a 354.332 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 51.055 GWh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, diferencia de la que, provisionalmente, se deriva un incentivo negativo para las empresas distribuidoras de alrededor de 20.000 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

Liquidación nº 6, 2000. Periodo Enero-Junio (*)

(Millones de pesetas)

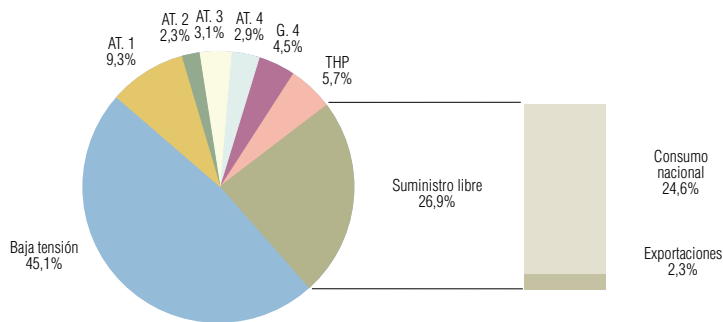
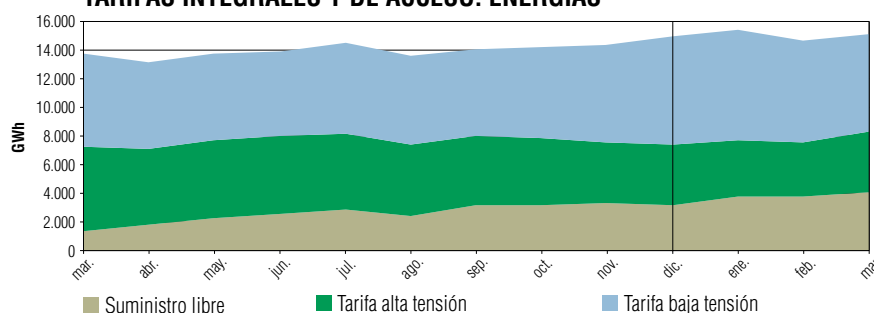
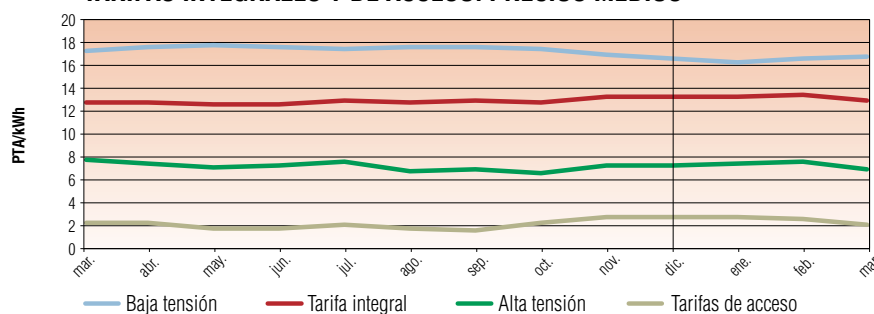


(*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en marzo ha ascendido a 11.062 GWh, un 10,5% inferior al registrado en el mismo mes del año anterior, tasa que se sitúa ligeramente por debajo de las que se vienen registrando en los últimos meses.
- Una vez completado el primer trimestre del año 2000, el consumo a tarifa regulada del período ha ascendido a 33.586 GWh, un 11,9% menos que en los tres primeros meses del año anterior. Los consumos en alta tensión representan el 35,7% de esta energía, diez puntos menos que en el primer trimestre de 1999 debido al efecto conjunto de la salida de consumidores cualificados de la tarifa regulada y el mayor peso específico de los consumos en baja tensión en los meses de invierno.
- Debido al doble efecto anteriormente señalado, el peso relativo de los consumos en baja tensión, cuyo precio es mayor que los de alta tensión, continúa aumentando, con lo que el precio medio del total de energía consumida a tarifa regulada mantiene su línea de crecimiento, situándose en el período enero-marzo en 13,15 PTA/kWh, un 2,4% superior al del primer trimestre de 1999. Esta tasa positiva contrasta con el descenso medio de tarifas del 1% aprobado para el año 2000.
- En marzo el volumen de energía consumida en el mercado libre mantiene su progresión, alcanzando el 26,9% del consumo total, 1,3 puntos más que en el mes anterior, con lo que en el primer trimestre del año 2000 este porcentaje se sitúa en el 25,7%, nueve puntos más que en la totalidad del año 1999.
- El precio medio de las tarifas de acceso en marzo ha sido de 2,06 PTA/kWh, valor inferior al de meses anteriores, con lo que en el primer trimestre del año el precio se ha situado en 2,39 PTA/kWh, un 8,6% mayor que en los tres primeros meses de 1999, debido a la incorporación entre ambos períodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

(*) Debido al desfase entre consumo y facturación de energía, únicamente se dispone de datos completos de los consumos realizados tres meses antes.

SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. MARZOSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

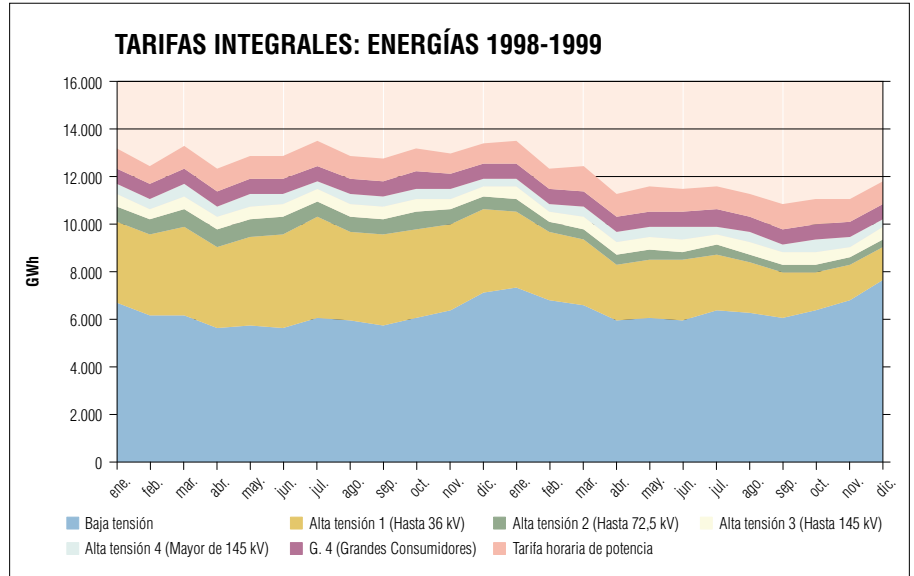
Tarifa integral	Marzo				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.412	-48,4	10,94	3,8	4.203	-52,2	11,04	3,7	22.339	-47,5	10,73	2,0
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	353	-26,6	5,87	-13,7	1.023	-29,3	6,15	-15,0	4.443	-38,7	6,08	-18,3
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	477	-6,9	4,58	-2,8	1.387	0,3	4,85	1,0	5.868	-1,5	4,39	-6,1
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	440	9,1	3,70	5,0	1.081	-3,2	4,01	5,0	4.696	-5,9	3,52	-5,1
G.4 (Grandes consumidores)	683	2,7	3,68	0,5	1.993	3,3	3,69	-0,1	7.903	2,3	3,66	0,0
Tarifa horaria de potencia	870	-11,5	5,51	-3,6	2.306	-16,4	6,54	0,8	11.190	-0,8	5,51	-4,8
Alta tensión	4.234	-26,7	6,76	-10,9	11.993	-31,2	7,19	-10,5	56.438	-29,2	7,08	-11,9
Baja tensión	6.828	3,9	16,72	-2,2	21.593	4,4	16,46	-2,5	78.787	5,2	17,03	-3,7
Sistema peninsular	11.062	-10,5	12,91	2,0	33.586	-11,9	13,15	2,4	135.225	-12,5	12,87	1,3
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	3.728	172,5	2,23	-1,3	10.663	210,6	2,58	9,3	33.963	557,7	2,30	-8,0
Exportaciones	354	504,1	0,18	-14,0	943	212,1	0,25	-35,3	2.394	174,8	0,23	-25,9
Total	4.082	186,2	2,06	-5,6	11.606	210,8	2,39	8,6	36.358	502,4	2,16	-0,9

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

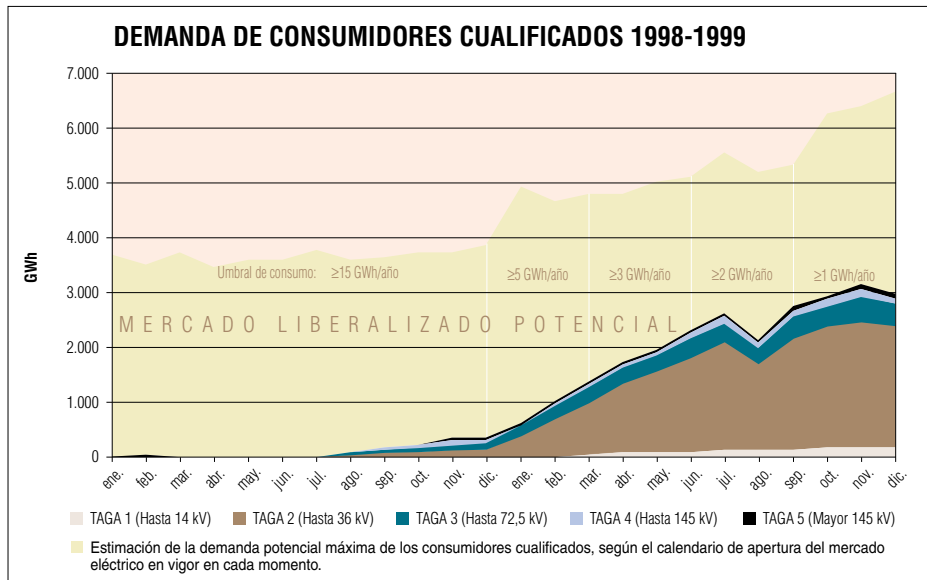
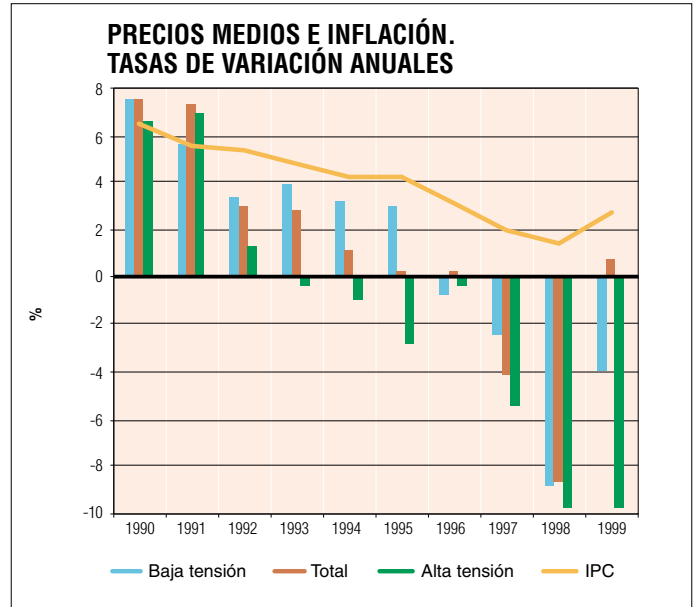
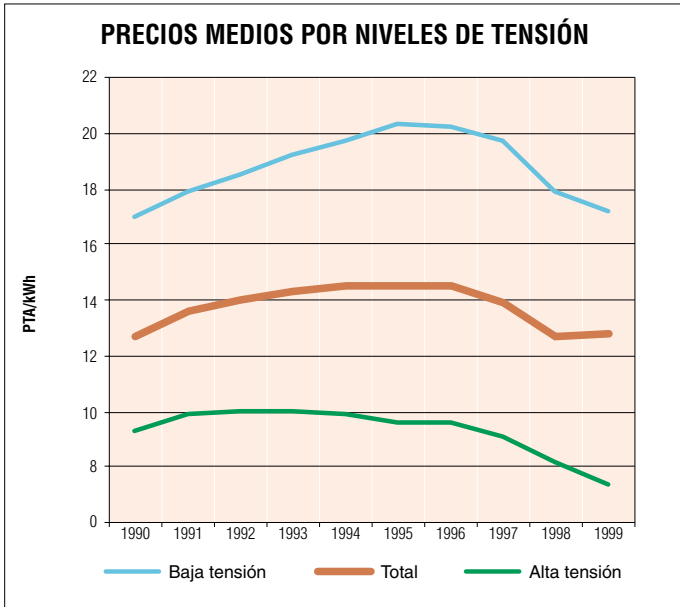
**SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS Y PRECIOS 1998-1999**

Tarifa integral	1998		1999	
	GWh	PTA/kWh	GWh	PTA/kWh
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	44.245	10,49	26.922	10,65
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	7.734	7,56	4.868	6,41
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	6.054	4,81	5.864	4,38
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	5.193	3,82	4.732	3,48
G.4 (Grandes consumidores)	7.662	3,66	7.838	3,66
Tarifa horaria de potencia	11.234	5,96	11.642	5,53
Alta tensión	82.122	8,12	61.865	7,33
Baja tensión	73.177	17,88	77.884	17,15
Total	155.299	12,72	139.749	12,80

Tarifas de acceso				
Suministro nacional	1.786	2,75	26.733	2,19
Exportaciones	569	0,27	1.754	0,24
Total	2.355	2,15	28.486	2,07



(*) Los precios no incluyen impuestos.





MINISTERIO
DE ECONOMÍA

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41
<http://www.min.es>



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177.
Alcobendas. 28109 Madrid.
Tel.: 91 650 85 00. Fax: 91 650 45 42. <http://www.ree.es>