

ENERGÍA ELÉCTRICA

JUNIO 2001. Nº 37



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	
• Cobertura de la demanda en los países de la Unión Europea. 2000	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central térmica Puentes
Central térmica Escombreras

Fecha de redacción: 24 de agosto de 2001

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.mineco.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 registrado en mayo, al alcanzarse una demanda de 17.213 GWh, un 7,0% superior a la del mismo mes del año anterior.
- Las temperaturas registradas en junio, ligeramente más cálidas que las del año anterior, han tenido un efecto positivo sobre la demanda del 0,8%, mientras que la menor laboralidad la ha reducido en un 0,9%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 7,1%, un punto por encima del alcanzado en junio de 2000 e igualmente 1,5 puntos mayor que la tasa de incremento medio de esta magnitud durante los anteriores cinco meses de 2001.
- Después de un primer cuatrimestre del año de moderado crecimiento del consumo eléctrico, el fuerte repunte de los dos últi-

mos meses ha situado el incremento acumulado de la demanda en la primera mitad del año 2001 en el 4,9%. Este ritmo de crecimiento es 2,3 puntos inferior al que se registró en el mismo período del año anterior, debido tanto a la ligera desaceleración del crecimiento económico como al efecto negativo conjunto sobre el consumo de la laboralidad y las temperaturas de este primer semestre.

- El flojo producible hidroeléctrico de junio, por primera vez desde octubre de 2000 por debajo de su valor característico mensual, ha conducido a una participación de la producción hidroeléctrica en la estructura de producción mensual del 15,9%, la más baja de este año y casi veinte puntos inferior a la contribución acumulada de esta tecnología en el período enero-mayo. Esta menor participación de la producción hidroeléctrica ha

favorecido una mayor aportación de los grupos térmicos convencionales, que este mes han generado el 48,8% de la de la producción bruta total, dieciocho puntos más que su contribución acumulada en 2001 hasta el pasado mes de mayo. Por su parte, los grupos nucleares han funcionado con normalidad durante este mes y han generado el 35,2% de la producción bruta mensual, aportación que se sitúa en el entorno de la contribución habitual de esta tecnología en los últimos doce meses.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio la demanda ha ascendido a 970 GWh, un 7,9% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa, si bien por primera vez en 2001 supera a la registrada en el mismo mes de 2000, sitúa el crecimiento acumulado una vez transcurrida la primera mitad del año en el 6,3%, todavía 0,8 puntos por debajo del que se alcanzó en el primer semestre del año anterior.
- En junio el precio medio del mercado de producción se ha incrementado un 30,3% respecto al de mayo, situándose en 4,332 c€/kWh, un 50% mayor que el precio medio acumulado en los primeros cinco meses del año. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha aumentado un 34,9% respecto al mes anterior.
- Respecto al mismo mes de 2000, el precio final ha aumentado un 22,8%, debido principalmente al incremento del precio del mercado diario, que ha alcanzado el 40,0%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el primer semestre del año ha sido de 3,601 c€/kWh, un 15,0% inferior al del mismo periodo de 2000, debido al notable descenso del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el periodo enero-junio ha sido 5,897 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,370 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 3,923 c€/kWh, un 38,7% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

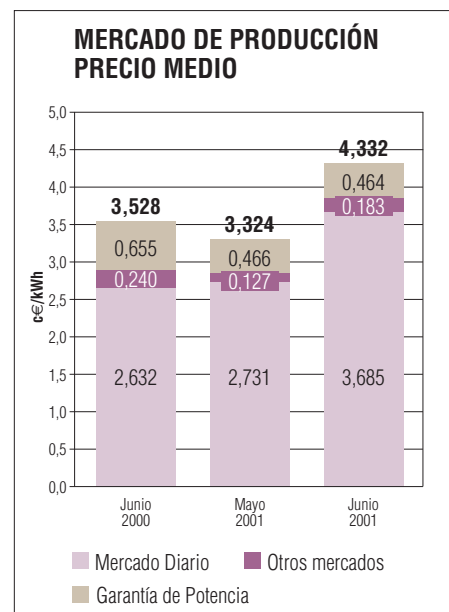
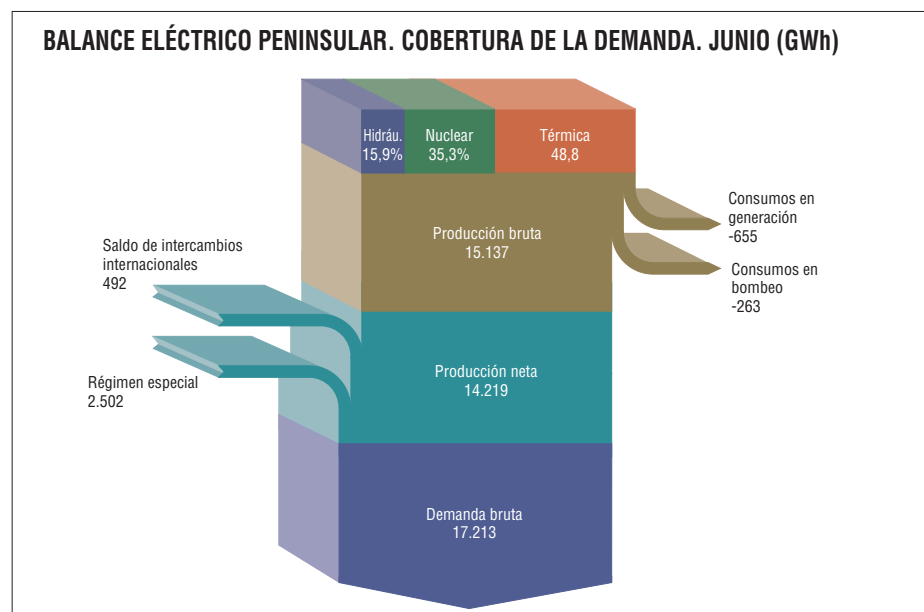
Balance eléctrico	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.219	3,8	84.206	4,1	167.226	4,5
Régimen especial	2.502	13,0	15.891	18,2	29.056	13,0
Intercambios internacionales	492	183,1	1.417	-41,2	3.447	-33,0
Demanda bruta	17.213	7,0	101.514	4,9	199.729	4,7
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	893	5,7	5.071	6,0	10.399	6,2
Régimen especial	77	40,3	359	9,4	716	5,3
Demanda bruta	970	7,9	5.430	6,3	11.114	6,2

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

Coste de adquisición de la energía	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	4,898	16,0	3,923	-12,7	4,205	-1,9
En el mercado	4,566	18,8	3,370	-19,2	3,760	-4,9
Al régimen especial	6,185	4,3	5,897	-1,0	5,988	1,1
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,045	36,1	2,829	-17,4	3,242	1,1
Total	4,642	19,1	3,601	-15,0	3,933	-2,9

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

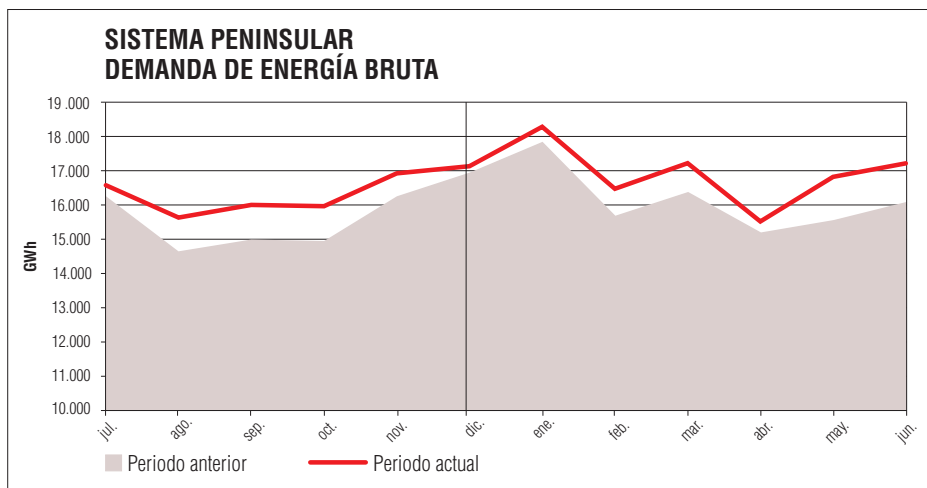
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

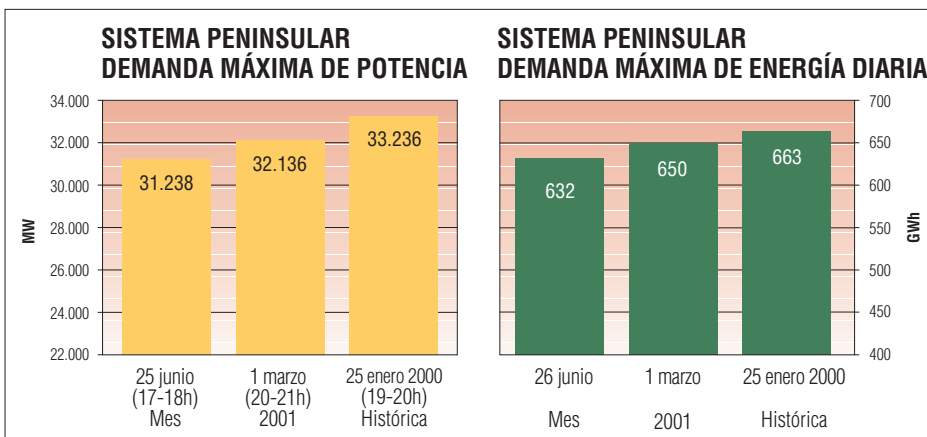
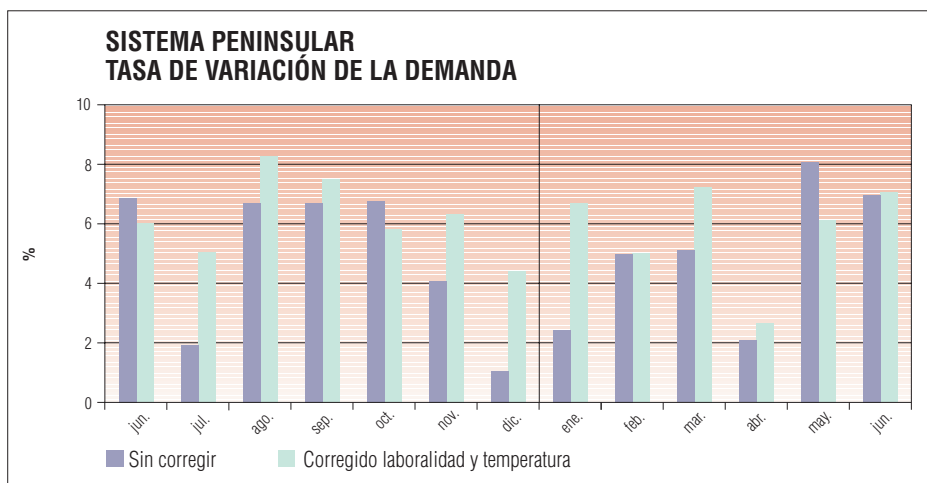
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de junio ascendió a 17.213 GWh, con un crecimiento del 7,0% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una ligera influencia negativa sobre la variación de la demanda, restando en 0,9 puntos su crecimiento.
 - En el conjunto del mes las temperaturas fueron ligeramente más cálidas que las del año anterior, aportando 0,8 puntos al crecimiento de la demanda. La diferencia de temperaturas fue más acusada entre los días 20 y 25 del mes, día este último en que se registró el máximo histórico de demanda horaria en meses de verano
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda se estima en un 7,1%, un punto por encima del que se registró en junio del año anterior, e igualmente un punto mayor que el estimado para el pasado mes de mayo.
- Una vez completado el primer semestre de 2001, la demanda ha crecido un 4,9%, 2,3 puntos por debajo del incremento registrado en el mismo período de 2000. El efecto conjunto de la laboralidad y las temperaturas ha sido negativo en un 0,9%, con lo que el crecimiento de demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 5,8%, tasa que, si bien es la más alta alcanzada en el período transcurrido de 2001, se sitúa todavía un punto por debajo de la que se registró en el primer semestre del año anterior.
- Por segunda vez este año, el día 25 se registró la máxima demanda horaria histórica en meses de verano con los 31.238 MW alcanzados a las 18 horas, valor que supera en más de 1.300 MW al anterior máximo registrado el pasado 30 de mayo y que se sitúa igualmente un 6,3% por encima del alcanzado en junio de 2000. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria ascendió a 632 GWh, un 4,8% superior a la de junio del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio la demanda ha ascendido a 970 GWh, un 7,9% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa, aunque por primera vez en 2001 supera a la registrada en el mismo mes del año anterior, sitúa el crecimiento acumulado una vez transcurrida la primera mitad del año en el 6,3%, todavía 0,8 puntos por debajo del que se alcanzó en el primer semestre de 2000.



Demanda bruta	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	17.213	7,0	101.514	4,9	199.729	4,7
Efectos						
Laboralidad	-	-0,9	-	-0,4	-	-0,4
Temperatura	-	0,8	-	-0,5	-	-0,9
Activ. económica y otros	-	7,1	-	5,8	-	6,0
Sistemas extrapeninsulares	970	7,9	5.430	6,3	11.114	6,2

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

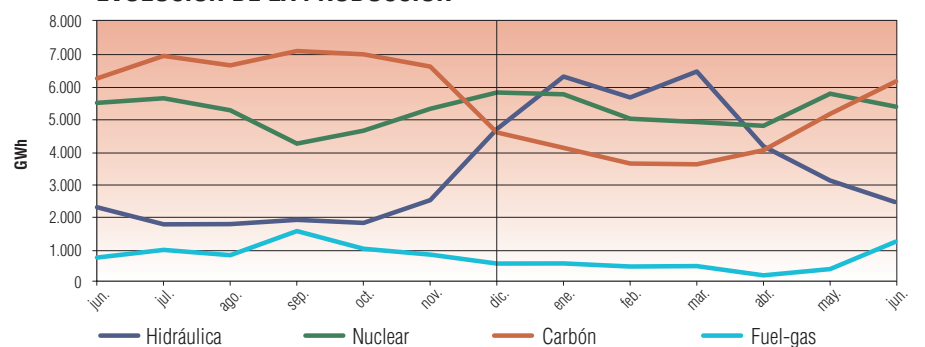
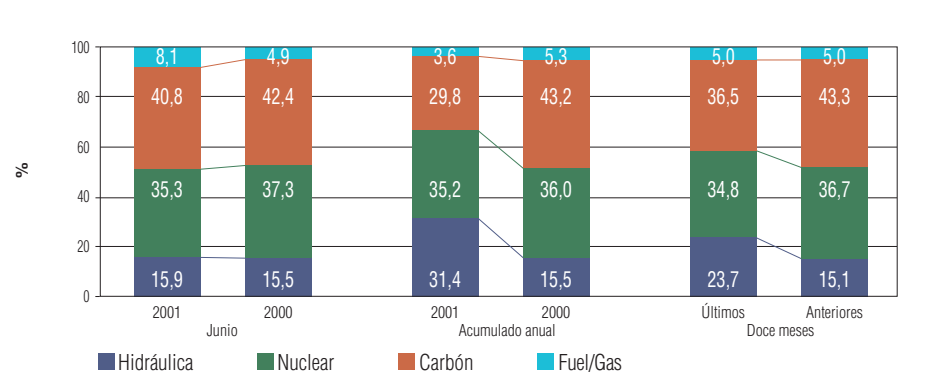
- La producción bruta peninsular ascendió en junio a 15.137 GWh, un 3,1% superior a la registrada en el mismo mes del año anterior. Al igual que en mayo, esta tasa positiva es consecuencia del notable crecimiento de demanda registrado, que no ha podido ser totalmente cubierto por el incremento de la energía adquirida al régimen especial y por el saldo importador de intercambios internacionales.
- El bajo producible hidroeléctrico registrado en junio, por primera vez desde octubre inferior a su valor característico, ha modificado sustancialmente la estructura de producción respecto a la de los anteriores cinco meses del año. Así, la producción de los grupos hidráulicos ha aportado en junio el 15,9% de la producción bruta, la participación más baja desde octubre y casi veinte puntos por debajo de su contribución acumulada en 2001 hasta mayo.
- Por su parte, los grupos nucleares han funcionado con normalidad durante este mes y han generado 5.340 GWh, energía que representa el 35,3% de la producción bruta mensual. Esta aportación se sitúa en el entorno de la contribución habitual de esta tecnología en los últimos doce meses.
- La notable reducción de la generación hidroeléctrica ha impulsado la aportación de los grupos térmicos convencionales, que en junio han generado el 48,8% de la producción bruta, dieciocho puntos por encima de su participación acumulada durante los primeros cinco meses del año.
- Una vez transcurrido el primer semestre de 2001, y a pesar de las producciones más moderadas de los dos últimos meses, las centrales hidroeléctricas han aportado el 31,4% de la producción bruta del período, dieciséis puntos más que en la primera mitad de 2000. En contrapartida, los grupos térmicos convencionales han reducido su contribución en quince puntos, situándola en el 33,4%. Por su parte, la aportación de la producción de origen nuclear, el 35,2%, ha sido un punto inferior a la del primer semestre de 2000.
- En los primeros seis meses de 2001, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 82,9% de la demanda, 0,7 puntos menos que el año anterior, la energía procedente del saldo importador de intercambios internacionales el 1,4%, un punto menos que en el primer semestre de 2000, mientras que la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 15,7%, 1,8 puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la cobertura de la demanda durante el primer semestre de 2001 ha sido muy similar a la del mismo período del año anterior. Los grupos de fuel han aportado el 63,1% de la demanda, los de carbón el 30,3% y la energía adquirida al régimen especial el 6,6%.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	2.406	6,1	28.045	107,4	42.366	63,5
Nuclear	7.799	5.340	-2,4	31.459	0,1	62.228	-1,4
Carbón	11.542	6.169	-0,8	26.619	-29,3	65.316	-12,3
Fuel-Gas	8.214	1.222	68,5	3.237	-29,6	8.888	3,9
Producción bruta	44.079	15.137	3,1	89.361	2,4	178.798	3,9
Consumos generación		-655	0,8	-3.242	-15,3	-7.241	-4,5
Consumos bombeo		-263	-20,2	-1.913	-23,2	-4.331	-3,7
Producción neta		14.219	3,8	84.206	4,1	167.226	4,5
Régimen especial	9.022	2.502	13,0	15.891	18,2	29.056	13,0
Intercambios internacionales		492	183,1	1.417	-41,2	3.447	-33,0
Importaciones		750	15,7	3.661	-19,4	7.860	-11,3
Exportaciones		-258	-45,6	-2.244	5,3	-4.413	18,6
Demanda bruta		17.213	7,0	101.514	4,9	199.729	4,7

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	0,0	2	0,0
Carbón	510	327	26,7	1.763	6,1	3.573	1,4
Fuel-oil	2.415	629	-2,3	3.675	5,8	7.578	8,3
Producción bruta	2.926	956	6,0	5.439	5,9	11.153	6,0
Consumos generación		-63	10,0	-367	3,4	-754	2,5
Producción neta		893	5,7	5.071	6,0	10.399	6,2
Régimen especial	155	77	40,3	359	9,4	716	5,3
Demanda bruta		970	7,9	5.430	6,3	11.114	6,2

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

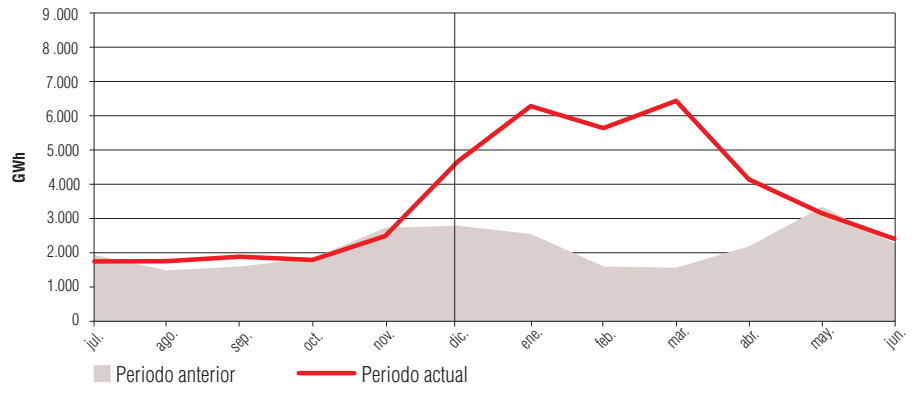
SISTEMA PENINSULAR
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

Producción hidroeléctrica

- Después de siete meses consecutivos en los que los producibles hidroeléctricos han superado sus valores históricos medios, en junio el producible registrado se ha situado claramente por debajo del valor habitual para este mes, lo que ha conducido a una producción hidráulica de 2.406 GWh, muy inferior a las que se han venido alcanzando en los anteriores meses de 2001. Esta generación representa el 15,9% de la producción bruta mensual, aportación muy similar a la de junio de 2000, que también fue muy seco, aunque casi veinte puntos inferior a la contribución acumulada de esta tecnología durante los anteriores cinco meses del año.
- A pesar de la notable reducción de junio, en el primer semestre del año la generación hidráulica acumulada, 28.045 GWh, duplica a la registrada en el mismo período del año anterior y ha aportado el 31,4% de la producción bruta, dieciséis puntos más que en los primeros seis meses de 2000.
- No obstante la discreta generación mensual todas las cuencas hidrográficas, con excepción de las cuencas Norte y Ebro, han incrementado ligeramente su producción respecto a junio del año anterior. En los seis meses transcurridos del año 2001, el fuerte incremento de la producción hidroeléctrica, aunque ha sido notable en todas las cuencas, ha incidido en mayor medida en las de la mitad sur peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica total se ha situado en el 21,5%, ocho puntos más que en el mismo período del año anterior.
- Las precipitaciones registradas en el mes de junio fueron inferiores al valor característico de este mes en todas las zonas. La mayor parte de las lluvias se produjeron en el noroeste peninsular, principalmente durante la primera quincena del mes
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de junio fue seco, registrándose una energía producible de 1.356 GWh, valor inferior en un 39% al característico de este mes.
- Una vez alcanzado el ecuador de 2001, la energía producible acumulada ha sido 28.908 GWh, superior en un 54% al valor característico para este período, muy por encima del producible que se registro en el mismo período de 2000, que apenas alcanzó el 69% de su valor medio histórico.
- La producción hidroeléctrica de junio casi ha duplicado al producible mensual, con lo que el volumen de reservas del conjunto de los embalses se ha reducido respecto al mes anterior,

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.

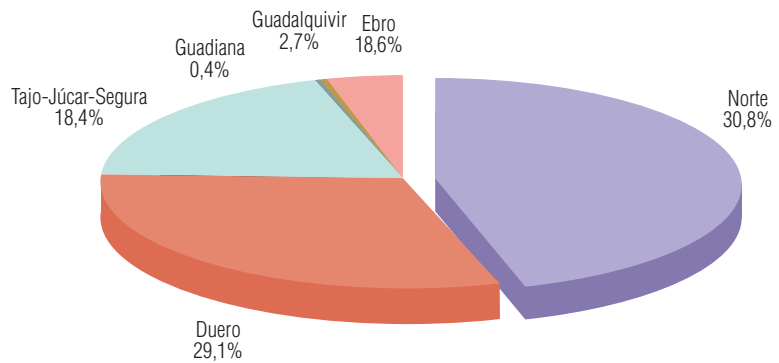
SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA



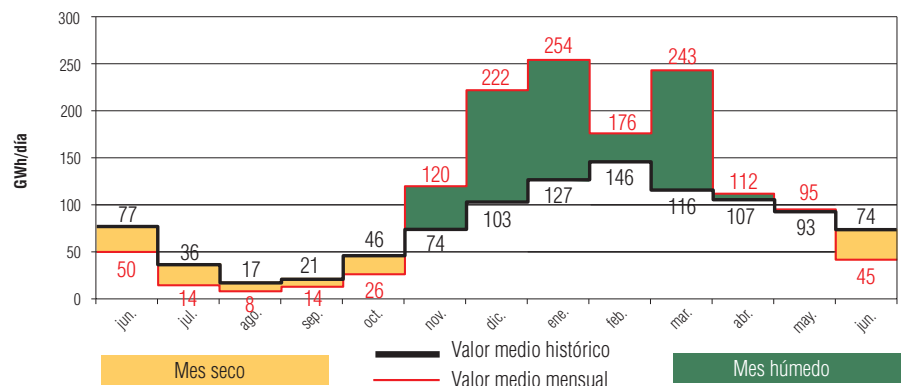
Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	549	-13,9	8.633	68,1	13.472	37,2
Duero	3.550	510	36,4	8.162	173,2	12.060	112,2
Tajo-Júcar-Segura	4.093	308	16,2	5.167	290,5	7.595	169,3
Guadiana	233	37	746,0	121	129,2	161	62,3
Guadalquivir	1.016	151	22,5	750	80,8	1.247	44,8
Ebro	3.483	852	-1,5	5.213	44,5	7.831	18,1
Sistema peninsular	16.524	2.406	6,1	28.045	107,4	42.366	63,5
Canarias	1	0	0,0	1	0,0	2	0,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	0,0	1	0,0	2	0,0

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL

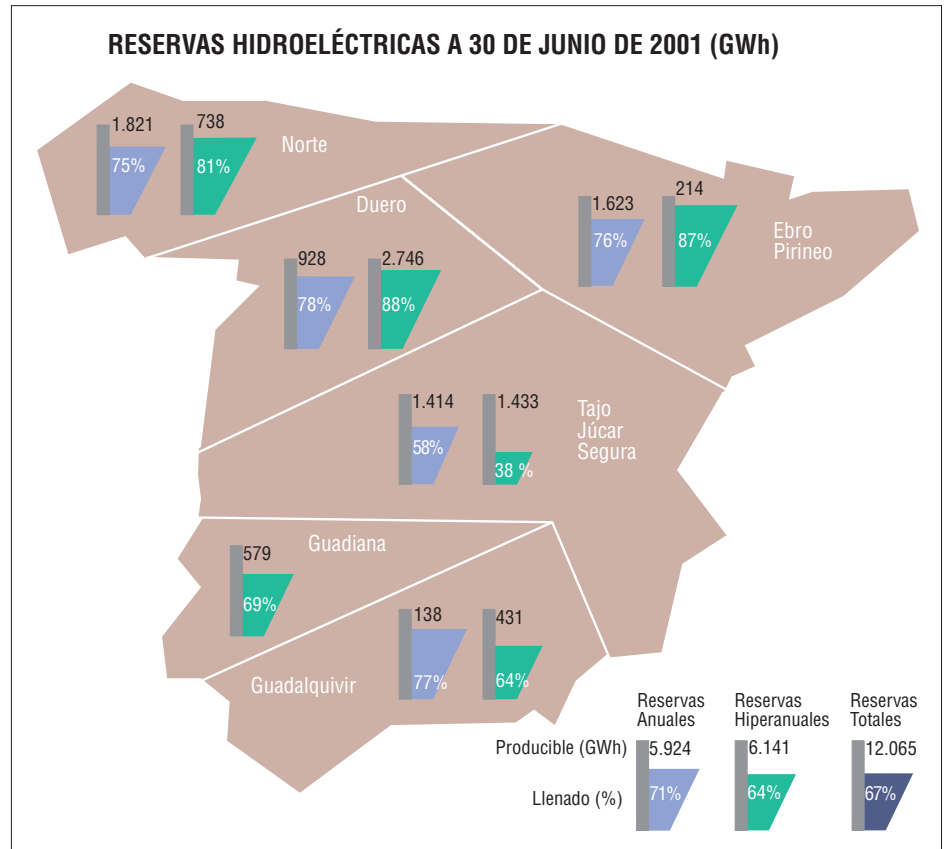


SISTEMA PENINSULAR ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE



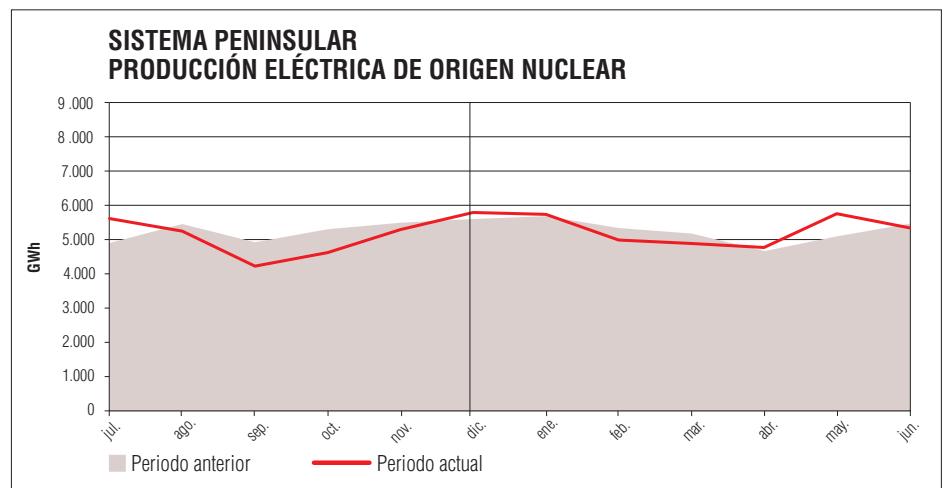
situándose al finalizar junio en 12.065 GWh. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 67,5% de la capacidad total, porcentaje que supera en ocho puntos a las reservas registradas a finales del mes de junio del año anterior, aunque es cinco puntos inferior al que existía al finalizar mayo.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 5.924 GWh, que corresponden a un nivel de llenado 70,9%, seis puntos menos que en el mes de mayo y prácticamente igual al que se registraba al finalizar el mes de junio del año anterior. El porcentaje de reservas es superior al 75% en todas las cuencas, excepto en la Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 6.141 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 64,3%, cuatro puntos por debajo del de mayo y casi 16 puntos por encima del registrado al finalizar junio de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a las cuencas Norte, Duero y Ebro con porcentajes superiores al 80% en todas ellas, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 38%.



Producción nuclear

- En el mes de junio la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.340 GWh, un 2,4% inferior a la de junio de 2000. Esta generación se sitúa en la línea de la producción media de esta tecnología durante los anteriores cinco meses del año y representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 35,3%. Esta contribución, si bien es dos puntos inferior a la del mismo mes del año anterior, se sitúa en el entorno de la aportación media de la generación nuclear durante los últimos doce meses.
- El día 20 se realizó el simulacro anual de emergencia interior en la central de Garona.
- La ausencia de actuaciones programadas en los grupos nucleares durante el mes de junio ha situado los valores de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga en registros que, aunque inferiores a los del mes anterior, se sitúan por encima de los valores medios acumulados hasta el mes de mayo. El coeficiente de disponibilidad ha sido del 97,1%, dos puntos por encima del valor medio en los primeros cinco meses de año transcurridos, mientras que el factor de carga se ha situado en el 95,1%, casi tres puntos más que en el período enero-mayo.
- Tras la producción de junio, la primera mitad del año 2001 finaliza con una generación de los grupos nucleares de



Producción bruta Nuclear	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	108	0,4	651	-1,0	1.162	-6,6
Garoña	466	333	0,8	1.532	-23,9	3.549	-11,7
Almaraz I	974	691	0,3	4.200	-0,3	7.754	-3,8
Ascó I	1.028	697	-5,0	4.402	22,6	8.825	12,6
Almaraz II	983	687	6,3	4.174	21,4	8.418	10,0
Cofrentes	1.025	652	-9,0	4.271	-2,9	7.587	-13,1
Ascó II	1.015	727	0,4	3.705	-15,6	8.111	5,4
Vandellós II	1.082	773	1,5	4.674	-0,4	8.286	-11,2
Trillo I	1.066	672	-11,8	3.851	-4,9	8.537	-0,3
Sistema peninsular	7.799	5.340	-2,4	31.459	0,1	62.228	-1,4

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

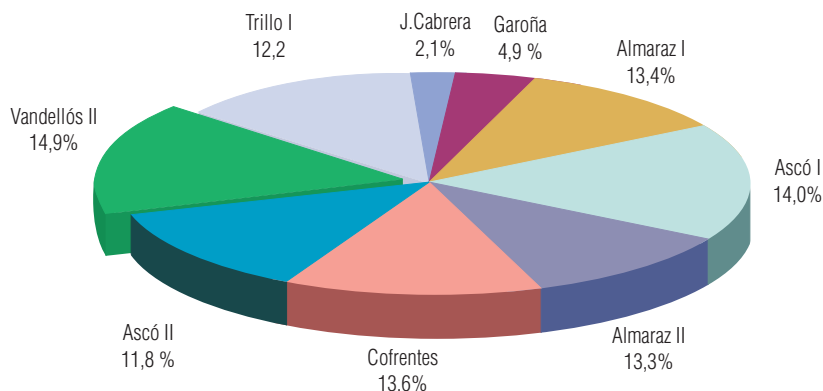
31.459 GWh, valor prácticamente igual al alcanzado en el mismo período de 2000. Esta producción representa una aportación a la producción bruta del período del 35,2%, un punto por debajo de su contribución en el primer semestre del año anterior.

- La disponibilidad de los grupos nucleares durante la primera mitad del año 2001 ha sido del 92,8%, un punto inferior a la alcanzada en el mismo período del año anterior. Por su parte, el factor de carga se ha situado en estos primeros seis meses en el 92,9%, valor prácticamente igual al que se registró en el primer semestre de 2000.
- Durante el mes de junio se han fabricado 43 elementos combustibles tipo PWR, 25 para la central de Ascó I y 18 para la central de Almaraz II. De igual forma, este mes se han fabricado 35 elementos combustible tipo VVER para exportar a la central Loviisa en Finlandia. Por el contrario, en junio no se han importado elementos combustibles de ningún tipo.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo. Durante un período aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. En junio, esta producción residual ha ascendido a 9.749 kilogramos.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales ha ascendido en junio a 7.391 GWh, un 6,4% más que en el mismo mes del año anterior y un 65% superior a la generación media mensual de esta tecnología durante los anteriores cinco meses del año. Este notable incremento de producción, consecuencia en gran medida de la reducción de la producción hidroeléctrica, ha situado la participación de los grupos térmicos convencionales en la estructura de producción mensual en el 48,8%, aportación que supera en dieciocho puntos a la del período enero-mayo.
- A pesar del notable repunte de junio, la producción térmica convencional del primer semestre del año, 29.856 GWh, es un 29,4% inferior a la del mismo período del año anterior y ha aportado el 33,4% de la producción bruta, quince puntos menos que en el primer semestre de 2000, debido al buen comportamiento de la generación hidroeléctrica en esta primera mitad de año.
- Por tecnologías, en los primeros seis meses del año las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 70,0% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



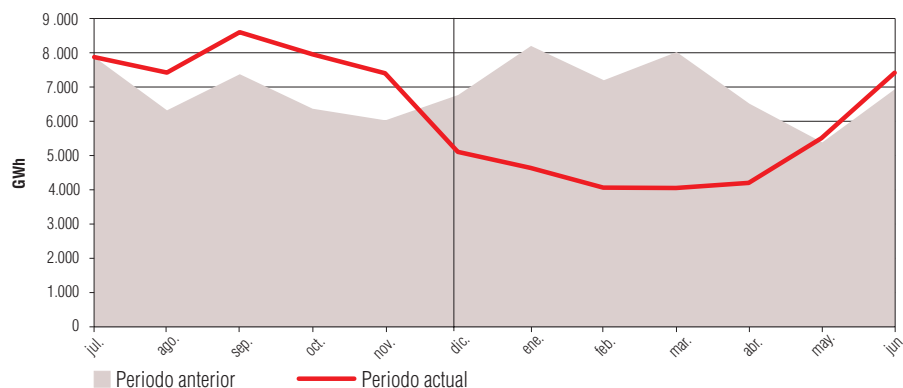
Grupo	Junio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,1	0,0	0,0	93,6	0,0	0,2
Garoña	99,4	0,0	0,0	75,7	6,2	0,0
Almaraz I	98,6	0,0	0,0	99,3	4,7	4,9
Ascó I	94,2	0,0	1,2	98,6	0,0	0,2
Almaraz II	97,1	0,0	0,0	97,8	4,6	4,9
Cofrentes	88,2	0,0	8,3	95,9	0,0	2,2
Ascó II	99,6	0,0	0,2	84,0	14,1	0,2
Vandellós II	99,2	0,0	0,0	99,5	0,2	0,0
Trillo I	87,6	0,0	11,4	83,2	13,5	2,1
Sistema peninsular	95,1	0,0	2,9	92,9	5,3	1,9

Combustible nuclear	Junio	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	9.749	9.749	160.063
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	43	98	206
Exportación	35	95	95
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	112
Exportación	0	220	220
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	48
BWR	0	0	64

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



19,2% de la producción mensual, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 10,8% restante.

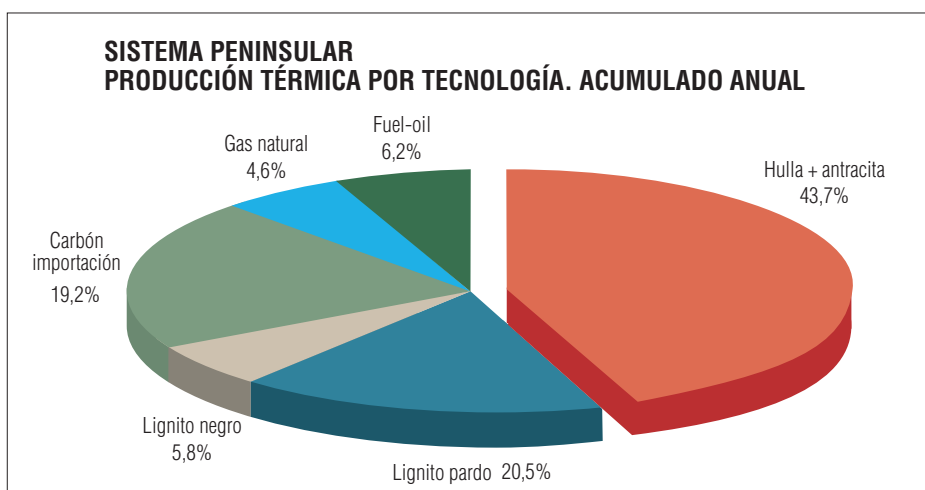
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en el período enero-junio, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos fue el 44,5% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 43,3% y la de fuel-gas el 12,2%.
- En el primer semestre del año, no obstante la mejoría de junio, todas las tecnologías han reducido su producción respecto al año anterior. Las centrales que utilizan combustibles autóctonos lo han hecho en un 31,9%, las de fuel-gas en un 29,6% y los grupos de carbón de importación en un 18,1%.
- La menor utilización del equipo térmico en el primer semestre del año ha situado el factor de carga en el 31,3%, dieciocho puntos menos que en mismo período del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el período enero-junio ha sido del 91,3%, 3,2 puntos más que en el primer semestre de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la estructura de producción de las centrales térmicas convencionales durante el primer semestre ha sido muy similar a la del mismo período del año anterior. Los grupos de carbón han generado el 32,4% de la producción, mientras que los grupos de fuel han aportado el 67,6% restante.

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	6.080	3.101	-1,3	13.052	-32,5	33.155	-13,7
Lignito pardo	2.032	1.308	9,0	6.106	-9,2	13.643	-2,4
Lignito negro	1.501	622	-8,6	1.734	-62,4	6.182	-30,0
Carbón importación	1.928	1.137	-5,0	5.728	-18,1	12.337	-7,1
Gas natural (*)	3.582	572	91,7	1.384	-27,2	3.864	0,9
Fuel-oil	4.632	650	52,2	1.853	-31,3	5.023	6,4
Sistema peninsular	19.756	7.391	6,4	29.856	-29,4	74.204	-10,6
Carbón	510	327	26,7	1.763	6,1	3.573	1,4
Fuel-oil	2.415	629	-2,3	3.675	5,8	7.578	8,3
Sistemas extrapeninsulares	2.925	956	6,0	5.438	5,9	11.151	6,0

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



Tecnología	Factor de carga %	Junio		Acumulado anual		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Indisponibilidad % Programada	No program.	Indisponibilidad % Programada	No program.			
Hulla + antracita	70,8	9,6	6,6	54,3	2,3	2,2		
Lignito pardo	89,4	0,0	1,6	62,9	0,7	4,3		
Lignito negro	57,5	14,9	7,0	26,6	8,2	2,4		
Carbón importación	81,9	0,0	8,6	68,4	0,0	5,0		
Gas natural (*)	22,1	0,0	10,1	8,9	1,4	3,1		
Fuel-oil	12,2	2,9	17,9	5,8	1,1	18,6		
Sistema peninsular	45,5	4,7	9,6	31,3	1,9	6,8		
Carbón	89,1	0,0	0,0	79,6	6,9	0,5		
Fuel-oil	37,4	5,4	3,0	35,3	6,9	2,9		
Sistemas extrapeninsulares	46,6	4,4	2,5	43,3	5,7	2,4		

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

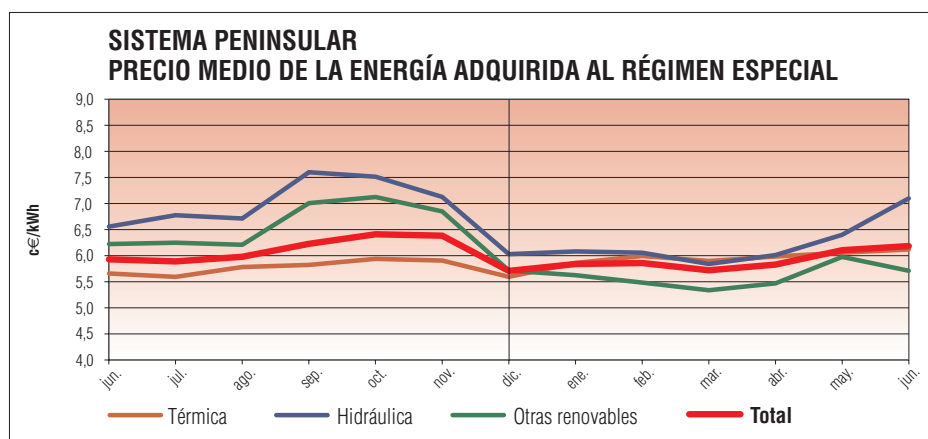
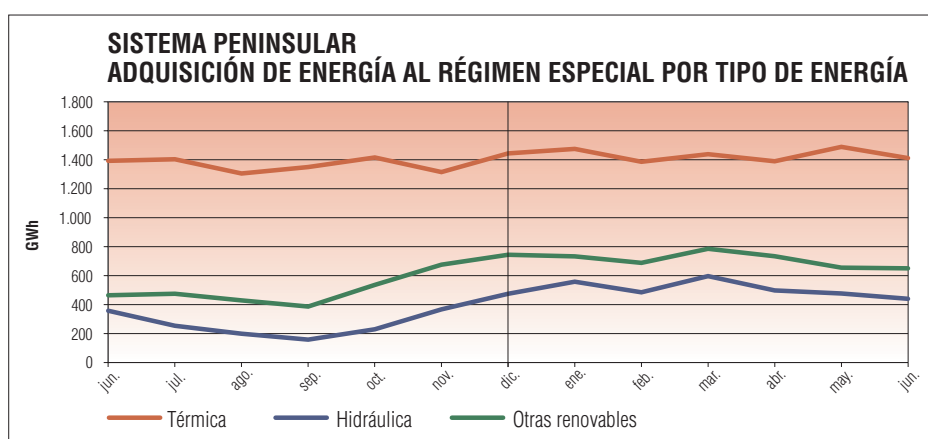
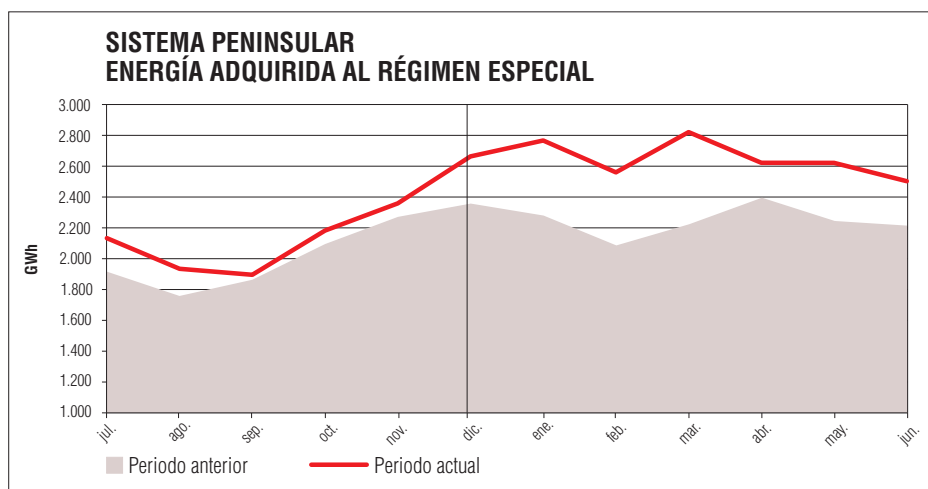
Combustible	Junio					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	972	27,6	3.397	16,8	2.744	3.670	-29,2	9.674	8.660	-11,9	22.660
Lignito pardo	210	-3,0	11	-83,8	590	794	-32,1	2.545	2.417	-4,0	5.936
Lignito negro	130	7,6	1.104	11,7	365	390	-53,6	1.081	1.283	-18,6	3.832
Carbón importación	850	-24,4	2.762	37,1	2.465	4.598	-28,7	12.916	11.399	-10,8	31.907
Gas natural (**)	151	29,4	-	-	433	308	-48,6	895	985	-15,7	3.032
Gas siderúrgico	35	-8,9	-	-	108	196	-14,6	609	449	-5,2	1.240
Fuel-oil	242	41,9	470	-26,4	686	794	-26,0	2.136	2.056	4,7	5.597
Sistema peninsular	2.589	1,6	7.744	17,0	7.391	10.750	-30,8	29.856	27.248	-10,1	74.204
Carbón	94	16,9	315	35,4	327	546	2,7	1.763	1.117	-2,7	3.573
Fuel-oil	148	1,8	110	31,7	629	825	9,5	3.675	1.703	12,5	7.578
Sistemas extrapeninsulares	242	7,1	425	34,4	956	1.372	6,7	5.438	2.820	16,5	11.151

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 2.502 GWh, con un crecimiento del 13,0% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras este dato, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 29.056 GWh, supera en un 13,0% al del mismo período del año anterior, cinco puntos por debajo del crecimiento interanual alcanzado en junio de 2000. Este volumen de energía ha aportado el 14,5% de la demanda de los últimos doce meses, un punto por encima de su contribución en el mismo período de 2000.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, que han aportado el 42,1% de la energía adquirida en el período, casi diez puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 77 GWh, un 40,3% más que en el mismo mes del año anterior, y ha aportado el 7,9% de la demanda mensual. Tras la recuperación de esta energía en los últimos meses, en junio, por primera vez en muchos meses, la tasa de crecimiento interanual de la energía adquirida al régimen especial es positiva, un 5,3%, lo que ha permitido cubrir el 6,4% de la demanda interanual, aportación muy similar a la contabilizada en junio de 2000 para el mismo período.
- En junio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 6,185 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 5,988 c€/kWh, un 1,1% superior al del mismo período de 2000.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 6,399 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 5,981 c€/kWh y la procedente de centrales térmicas 5,872 c€/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.



Régimen especial	Potencia MW	Junio				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	5.044	1.411	1,4	6,120	8,1	8.588	-1,4	5,977	6,3	16.821	-2,8	5,872	4,6
Hidráulica	1.366	440	23,0	7,098	8,2	3.056	42,1	6,151	-8,3	4.741	24,6	6,399	-5,6
Otras renovables	2.612	651	40,0	5,712	-8,2	4.247	64,3	5,567	-12,9	7.495	62,6	5,981	-5,4
Sistema peninsular	9.022	2.502	13,0	6,185	4,3	15.891	18,2	5,897	-1,0	29.056	13,0	5,988	1,1
Térmica	82	47	25,3	-	-	228	-0,4	-	-	432	-8,0	-	-
Hidráulica	0,5	0,3	-67,2	-	-	1,5	-29,1	-	-	3,1	47,0	-	-
Otras renovables	73	30	82,1	-	-	130	33,4	-	-	280	35,0	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	77	40,3	-	-	359	9,4	-	-	716	5,3	-	-

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

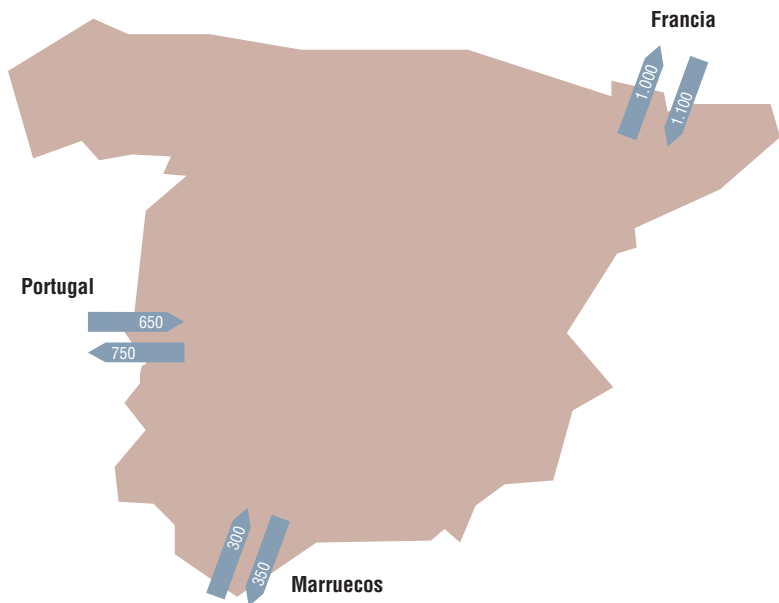
(*) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

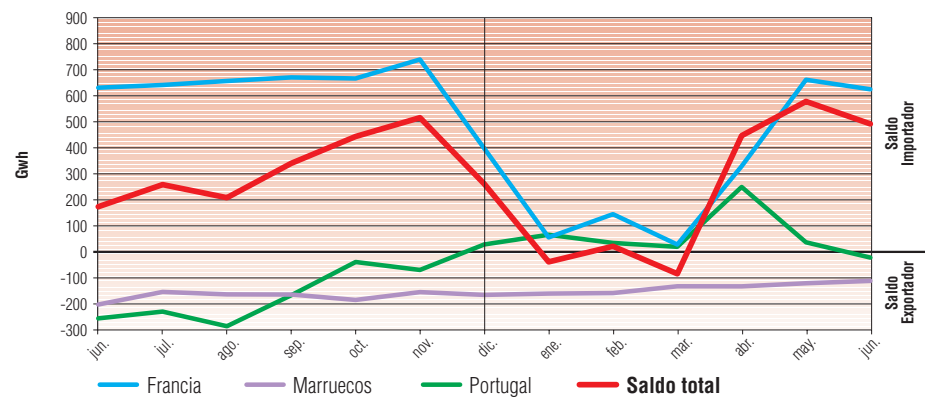
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de junio ha ascendido a 1.008 GWh, un 10,2% menos que en el mismo mes de 2000. El 74,4% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 492 GWh.
- El 53,8% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en junio a 447 GWh, el 44,3% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,9% restante.
- En junio, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Francia con 250 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 220 GWh, Marruecos, 72 GWh. Por el contrario, este mes no se ha producido intercambio alguno con Andorra.
- En el periodo enero-junio, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 5.905 GWh, un 11,5% menos que en los primeros seis meses de 2000. El 59,9% de esta energía, valor muy similar al del mismo periodo del año 2000, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 393 GWh. El 26,2% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 38,5% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 1.734 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,6% del volumen y aportó un saldo importador de 77 GWh.
- El saldo resultante de los intercambios internacionales en el primer semestre del año ha sido importador en 1.417 GWh, un 41,2% inferior al obtenido el mismo periodo de 2000, debido a la variación del signo de los intercambios realizados por los agentes que, al contrario que en el primer semestre de 2000, en la primera mitad de este año han exportado un 25% por encima de sus importaciones.
- El 52,8% del volumen total de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) durante el periodo enero-junio ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 27,4% con Portugal, el 16,0% con Marruecos y el 3,8% restante con 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.

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.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL JUNIO 2001 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



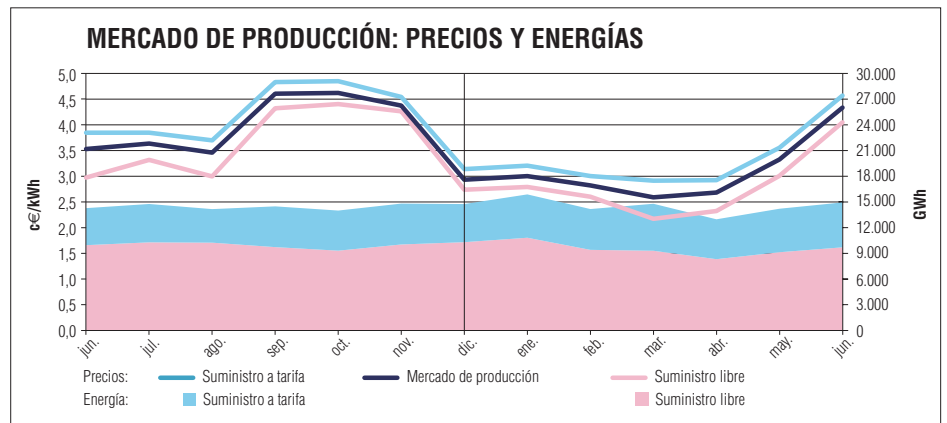
Intercambios internacionales (GWh)*	Junio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	0	0	0	-131	-131	0	-249	-249
Francia	215	-7	208	581	-736	-156	2.149	-791	1.358
Marruecos	0	-72	-72	3	-405	-402	8	-873	-865
Portugal	18	-92	-74	503	-252	251	735	-1.128	-394
Mercado: Agentes	233	-171	62	1.087	-1.524	-437	2.892	-3.041	-150
Francia	396	0	396	2.003	0	2.003	4.339	0	4.339
Marruecos	0	-51	-51	0	-269	-269	0	-549	-549
Mercado: Contratos REE	396	-51	345	2.003	-269	1.734	4.339	-549	3.790
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	28	0	28	320	-232	89	339	-232	108
Marruecos	0	0	0	0	-160	-160	0	-399	-399
Portugal	82	-28	54	165	-51	115	165	-156	9
Contratos bilaterales	110	-28	82	486	-442	44	505	-787	-282
Andorra	0	0	0	4	-1	4	5	-3	2
Francia	0	-7	-7	44	-7	37	71	-7	64
Marruecos	11	0	11	16	0	16	18	-5	14
Portugal	0	-2	-2	22	-2	20	31	-21	10
Apoyo y desvíos	11	-8	2	86	-9	77	124	-36	89
Total intercambios	750	-258	492	3.661	-2.244	1.417	7.860	-4.413	3.447

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- En junio, por segundo mes consecutivo, los precios medios del mercado de producción han experimentado un notable aumento, situándose por encima de los 4c€/kWh.
- El precio medio ha sido 4,332 c€/kWh, un 30,3% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.258 GWh. Respecto de junio de 2000, el precio ha aumentado un 22,8%, frente a un aumento del 4,0% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,531 c€/kWh, un 4,6% inferior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 9.697 GWh, lo que supone una disminución del 2,5% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,566 c€/kWh, un 28,6% más que el mes anterior y un 18,8% más que el mismo mes de 2000.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.237 GWh, un 3,2% más que el mes pasado y un 21,3% más que hace un año. Esta cifra representa el 34,3% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,045 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 11,4% inferior debido, prin-



Precios	Junio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/may.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,332	30,3	22,8	3,134	-19,6	3,531	-4,6
Mercado diario	3,685	34,9	40,0	2,431	-22,4	2,830	-2,2
Otros mercados	0,183	44,1	-23,7	0,243	125,4	0,252	125,2
Garantía de potencia	0,464	-0,4	-29,1	0,459	-30,2	0,458	-34,6
Suministro a tarifa (**)	4,566	28,6	18,8	3,370	-19,2	3,760	-4,9
Mercado diario	3,680	35,5	39,4	2,444	-22,4	2,849	-1,7
Otros mercados	0,211	36,1	-25,8	0,292	103,7	0,286	99,6
Garantía de potencia	0,675	-0,9	-26,6	0,633	-27,9	0,625	-31,4
Suministro libre (***)	4,045	34,6	36,1	2,829	-17,4	3,242	1,1
Mercado diario	3,708	33,9	40,8	2,441	-22,5	2,852	-2,7
Otros mercados	0,236	80,2	0,4	0,221	103,0	0,232	107,3
Garantía de potencia	0,101	-3,8	-2,9	0,167	1,0	0,159	-3,5

Energías	Junio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/may.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	15.258	5,4	4,0	89.116	1,6	178.674	3,3
Suministro a tarifa (**)	9.697	6,3	-2,5	56.652	-7,5	116.527	-6,9
Suministro libre (***)	5.237	3,2	21,3	30.255	27,5	57.289	33,6
Contratos bilaterales	113	-37,4	7,0	965	35,5	1.480	107,9

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 período del año anterior.

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

Precio final del mercado de producción (c€/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
V1	2,868	2,676	2,549	2,498	2,467	2,488	2,551	2,920	4,517	5,201	5,488	5,674	5,686	5,584	5,277	5,432	5,564	5,661	5,620	5,371	4,851	4,489	4,664	3,520	4,446
S2	3,770	3,478	3,030	2,879	2,839	2,794	2,812	2,925	3,056	3,577	4,144	4,537	4,525	4,534	4,145	3,933	3,689	3,684	3,763	3,931	3,955	4,124	4,507	3,876	3,738
D3	3,466	3,092	2,854	2,593	2,427	2,412	2,230	2,087	2,198	2,690	3,091	3,259	3,347	3,332	3,329	3,130	3,020	2,985	2,987	3,151	3,266	3,695	4,661	4,190	3,115
L4	4,658	3,143	2,637	2,585	2,564	2,576	2,861	3,910	5,081	5,230	4,976	5,400	5,467	5,347	4,989	5,302	5,374	5,676	5,618	5,465	4,817	4,799	4,813	3,973	4,608
M5	4,193	2,846	2,601	2,536	2,492	2,519	2,858	4,242	5,306	5,455	5,508	5,585	5,821	5,658	5,418	5,528	5,736	5,791	5,833	5,651	5,243	5,180	5,427	4,897	4,804
X6	4,238	2,996	2,523	2,465	2,440	2,455	2,566	3,644	4,787	5,124	5,214	5,663	5,685	5,533	5,204	5,330	5,512	5,804	5,563	5,048	5,053	5,049	4,314	4,628	
J7	3,636	2,713	2,613	2,569	2,548	2,518	2,638	3,442	4,838	5,170	5,425	5,774	5,763	5,699	5,288	5,481	5,588	5,899	5,795	5,564	4,809	4,769	4,951	4,240	4,627
V8	3,613	2,810	2,629	2,581	2,572	2,631	3,465	4,792	5,116	5,265	5,626	5,734	5,615	5,128	5,293	5,508	5,401	5,740	5,689	5,295	4,577	4,521	4,683	4,178	4,516
S9	4,036	3,362	2,750	2,701	2,639	2,552	2,470	2,483	2,605	3,259	4,144	4,614	4,842	4,768	4,231	3,582	3,362	3,356	3,348	3,349	3,397	4,268	4,665	3,854	3,579
D10	3,331	3,164	2,878	2,503	2,483	2,310	2,546	2,375	2,525	2,583	2,895	3,029	3,151	3,141	3,115	2,949	2,881	2,872	2,876	2,909	3,139	3,481	3,849	3,586	2,965
L11	3,661	2,596	2,443	2,410	2,335	2,379	2,443	2,727	4,290	4,824	5,015	5,044	5,091	4,872	4,784	4,742	5,000	4,978	4,941	4,372	4,079	4,052	4,166	3,473	4,098
M12	2,744	2,564	2,464	2,407	2,321	2,311	2,483	2,781	4,054	4,750	4,917	4,983	5,189	4,973	4,854	4,917	5,062	5,125	5,066	4,896	4,398	4,356	4,336	3,679	4,093
X13	3,185	2,695	2,601	2,506	2,456	2,457	2,573	3,158	4,450	4,863	4,926	5,337	5,359	5,144	4,838	5,079	5,340	5,352	5,188	4,988	4,506	4,541	4,710	3,865	4,280
J14	3,579	2,753	2,629	2,593	2,531	2,525	2,682	3,403	4,629	4,847	4,912	4,953	5,006	4,981	4,892	4,866	5,131	5,163	4,986	4,760	4,444	4,492	4,555	4,034	4,231
V15	3,933	3,348	2,690	2,614	2,517	2,526	2,674	3,820	4,854	5,125	5,189	5,325	5,696	5,297	4,988	5,045	5,342	5,392	5,049	4,909	4,451	4,480	4,590	4,162	4,424
S16	4,735	4,107	2,844	2,660	2,576	2,562	2,485	2,474	2,640	3,265	4,092	3,932	3,961	4,060	3,660	2,977	2,956	2,879	2,839	2,942	3,127	3,307	4,542	2,971	3,315
D17	3,252	3,191	2,969	2,534	2,449	2,301	2,257	2,116	2,236	2,510	2,571	2,876	2,954	3,011	3,061	2,733	2,635	2,625	2,609	2,634	2,773	3,357	3,744	3,396	2,811
L18	3,765	2,848	2,588	2,528	2,482	2,515	2,670	4,083	5,007	5,325	5,265	5,345	5,410	5,385	5,293	5,307	5,591	5,675	5,664	5,636	5,059	5,061	5,470	4,639	4,691
M19	4,408	2,963	2,651	2,637	2,603	2,630	2,723	3,641	4,669	4,856	5,176	5,462	5,461	5,396	5,107	5,101	5,206	5,448	5,499	5,175	4,742	4,373	4,760	3,776	4,481
X20	3,573	2,824	2,663	2,633	2,571	2,556	2,705	3,361	4,838	5,448	5,448	5,555	5,535	5,522	5,437	5,445	5,495	5,608	5,541	5,452	4,910	4,806	5,301	3,991	4,470
J21	5,201	3,520	2,857	2,666	2,594	2,592	3,121	4,575	5,438	5,683	5,743	5,870	5,923	5,856	5,761	5,828	5,890	6,087	5,929	5,777	5,657	5,411	5,507	5,202	5,063
V22	5,261	3,911	2,877	2,740	2,710	2,694	2,939	4,718	5,434	5,496	5,476	5,644	5,856	5,857	5,690	5,728	5,854	5,892	5,778	5,579	5,421	5,212	5,318	5,022	4,995
S23	4,953	4,460	2,926	2,774	2,724	2,627	2,580	2,598	2,797	3,747	4,643	4,835	4,952	4,859	4,491	3,850	3,647	3,677	3,687	3,639	3,593	4,137	4,711	3,822	3,856
D24	3,832	3,410	3,200	2,773	2,769	2,735	2,680	2,664	2,751	2,741	3,396	3,601	3,670	3,642	3,628	3,336	2,992	3,012	3,310	3,438	3,684	3,980	5,569	4,990	3,468
L25	4,663	3,116	2,871	2,808	2,763	2,738	3,041	4,608	5,264	5,470	5,574	5,790	5,941	5,939	5,852	5,844	5,751	6,027	5,850	5,684	5,303	5,265	5,351	4,954	5,024
M26	4,922	3,300	2,822	2,694	2,680	2,670	2,775	4,833	5,327	5,533	5,585	5,920	6,144	6,188	5,879	5,783	6,000	6,125	5,945	5,649	5,198	5,177	5,251	4,755	4,991
X27	4,113	2,978	2,717	2,658	2,647	2,656	2,756	3,813	5,107	5,250	5,448	5,850	6,034	6,052	5,703	5,865	6,147	6,242	6,228	5,753	5,381	5,219	5,239	5,011	4,892
J28	4,721	2,986	2,713	2,640	2,624	2,621	2,753	4,252	5,169	5,400	5,646	6,229	6,382	6,418	5,848	6,008	6,229	6,369	6,345	5,675	5,610	5,465	5,285	5,102	5,058
V29	4,563	2,930	2,776	2,650	2,630	2,607	2,797	3,596	5,098	5,272	5,263	5,750	5,811	5,821	5,378	5,399	5,570	5,797	5,654	5,362	5,131	5,083	5,126	4,978	4,718
S30	5,112	4,509	3,439	2,757	2,626	2,665	2,576	2,513	2,797	4,519	4,909	5,139	5,276	4,948	4,666	4,640	4,579	4,451	4,487	4,451	3,547	4,460	4,675	4,621	4,153
Media	4,090	3,190	2,761	2,622	2,573	2,557	2,673	3,441	4,333	4,723	4,939	5,186	5,289	5,203	4,946	4,930	5,030	5,147	5,082	4,881	4,541	4,588	4,858	4,254	4,332

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

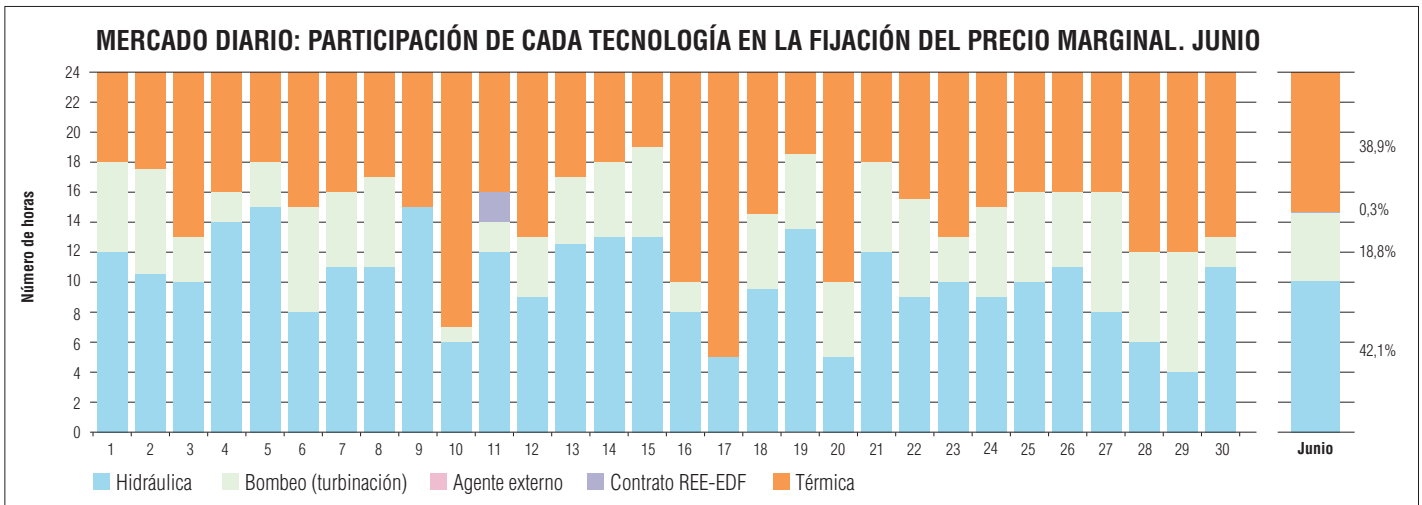
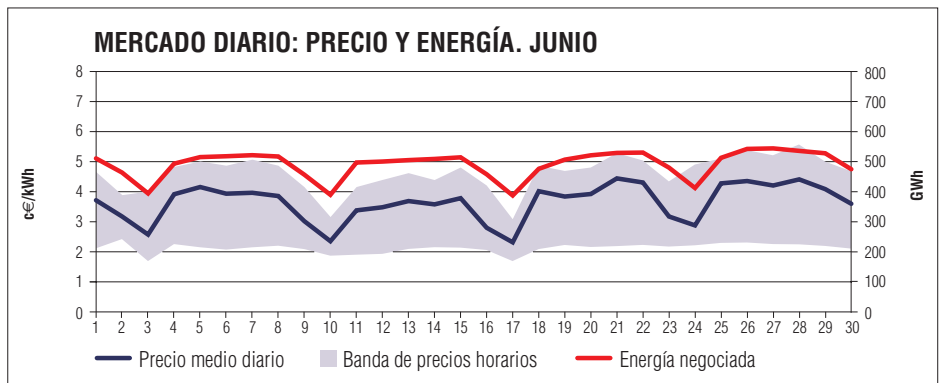
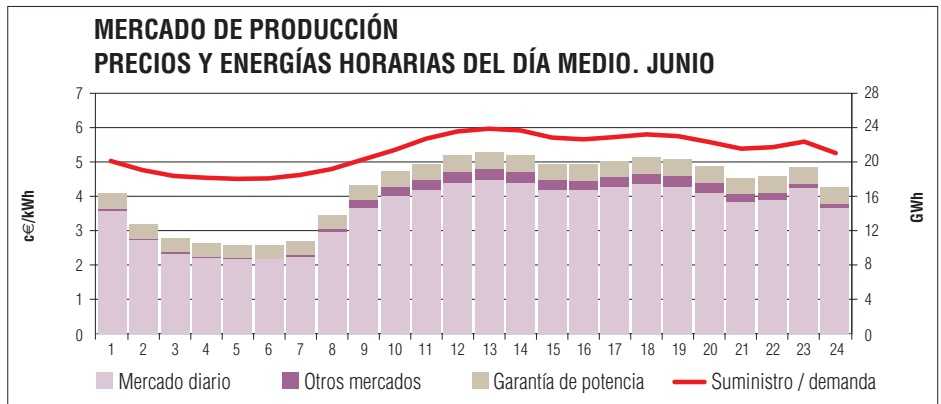
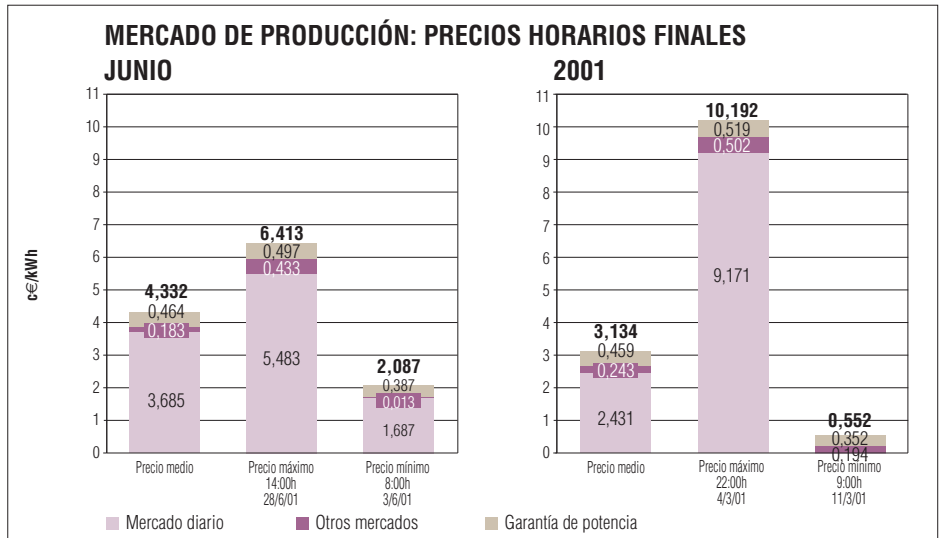
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de junio, precio valle, ha sido 2,972 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,775 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,413 c€/kWh, en la hora 14 del jueves 28, mientras que el precio mínimo fue 2,087 c€/kWh en las hora 8 del domingo 3. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 3,07 veces, valor similar al registrado el 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 2,6 y 5,3 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,0 y 23,9 GWh.

Mercado diario

- En junio, el precio medio del mercado diario ha sido 3,685 c€/kWh, la energía intercambiada 14.726 GWh y el volumen económico contratado de 542,65 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,5% de la energía y el 82,1% del volumen económico.
- Los precios medios se sitúan ligeramente por debajo de los 4c€/kWh en los días laborables de las dos primeras semanas del mes, mientras que en las



dos últimas semanas superan los 4c€/kWh. Durante los fines de semana el precio medio se ha situado alrededor de los 3c€/kWh.

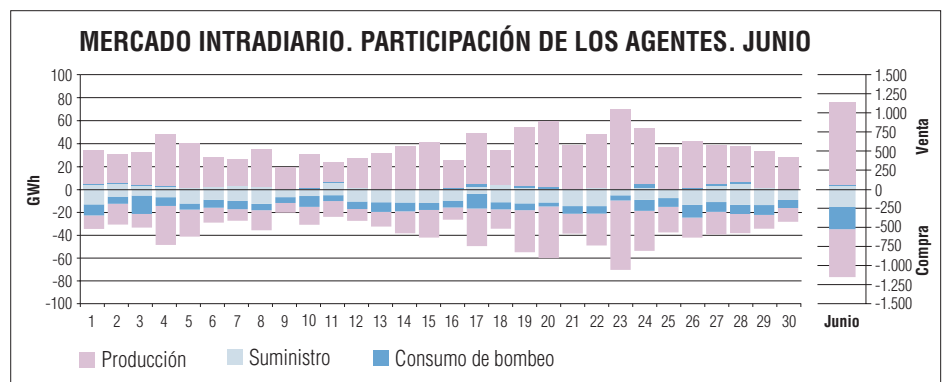
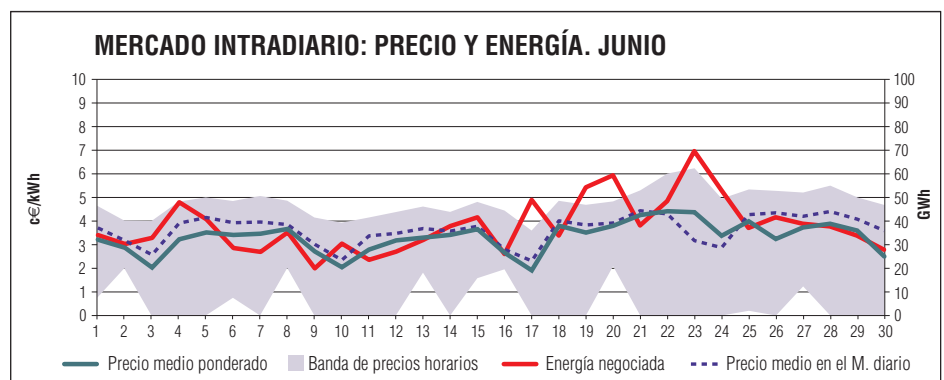
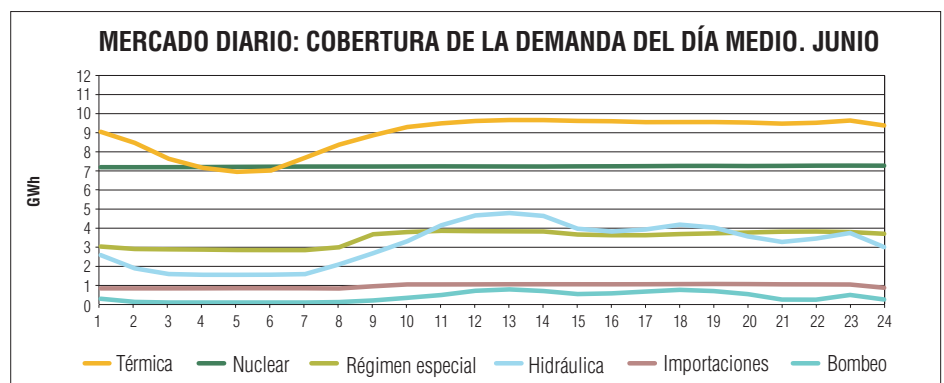
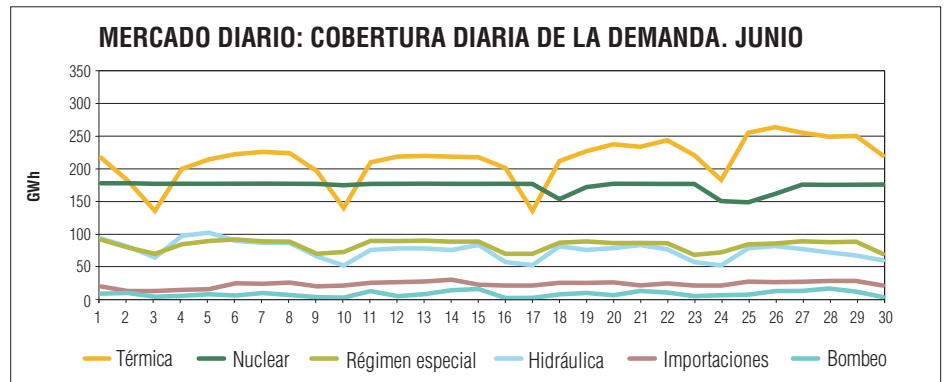
- El precio mínimo del mes, 1,687 c€/kWh, se ha registrado en la hora 8 del domingo 3 y en la hora 8 del domingo 17, y el precio máximo del mes, 5,566 c€/kWh, en la hora 18 del jueves 28.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un significativo aumento de la producción térmica en respuesta a una menor producción hidráulica y nuclear, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 39% de las horas frente al 61% de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han aumentado su participación respecto de la del mes pasado, 56%. El contrato de RED ELÉCTRICA no ha marcado marginal este mes, mientras que las unidades de agentes externos sólo lo han hecho dos horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,401 c€/kWh, un 31,9% más que el mes anterior y un 7,7% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.138 GWh, un 30,1% más que el mes anterior. De esta energía, el 61,0% ha permitido a los agentes, principalmente productores, ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 39,0% restante, 444 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 207 GWh, y al suministro, 237 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,016 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 738, 149, 61, 49, 61 y 81 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 2 y 5,1 c€/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 70,73 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,464 c€/kWh, valor ligeramente inferior al del mes anterior



y que supone el 10,7% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 2,43 M€, con una repercusión sobre el

precio medio del mercado de producción de -0,016 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 113 GWh en el mes de junio, un 37,4% menos que el mes anterior.

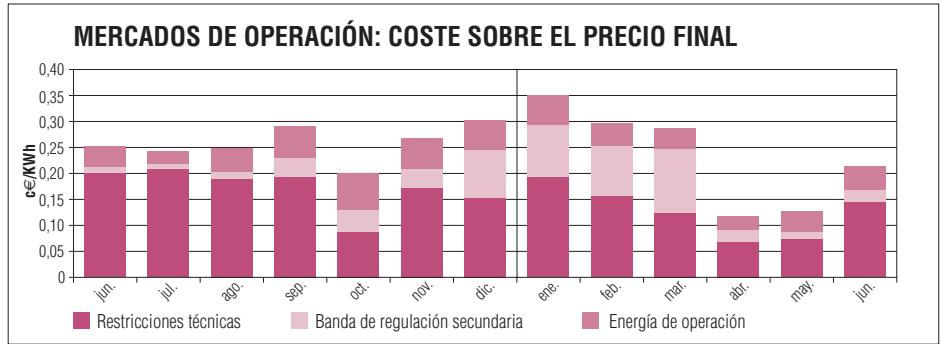
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en junio ha sido 0,215 c€/kWh, un 68,0% superior al del mes de mayo, suponiendo un 5,0% del precio final del mercado de producción. Este coste mensual es, sin embargo, inferior en un 15,4% al alcanzado en junio del año anterior.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 444 GWh, un 3,0% de la energía correspondiente al mercado diario y un 142,6% más que en mayo. Este aumento ha sido debido a la mayor demanda de energía en el mes de junio. Sin embargo, respecto al mismo mes del año anterior, se observa un ligero aumento del 3,2%, con una demanda superior en un 5,8%. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 9,490 c€/kWh, un 5,2% superior al del mes de mayo.

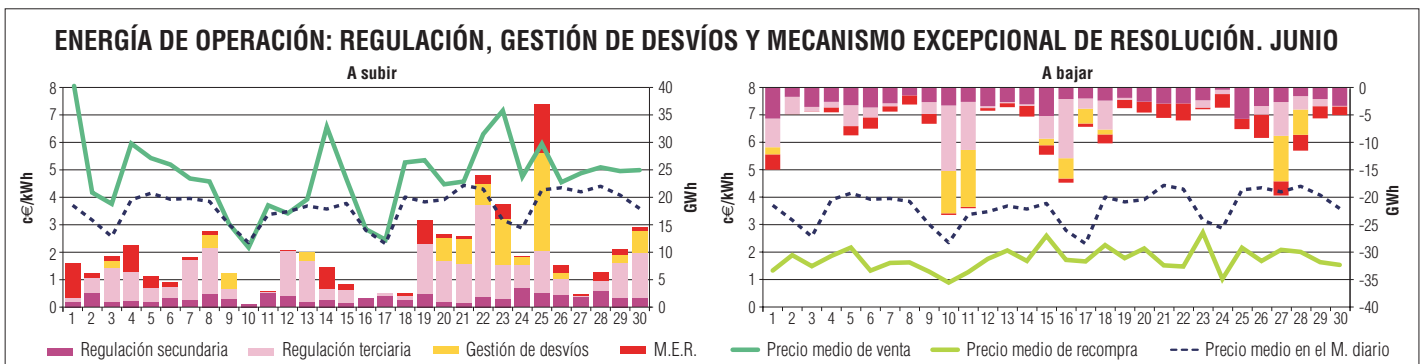
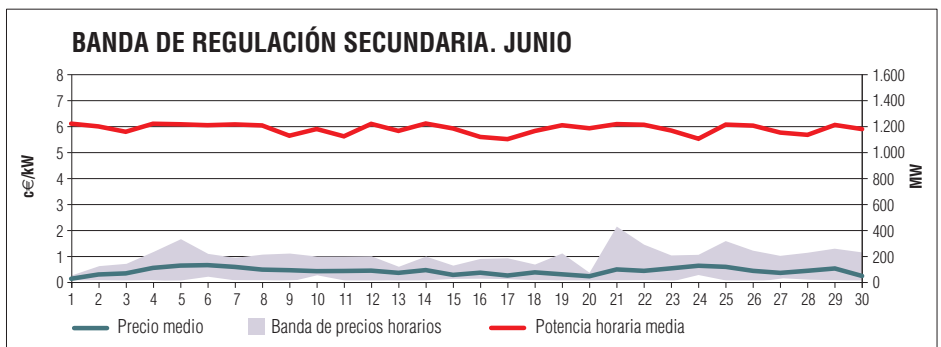
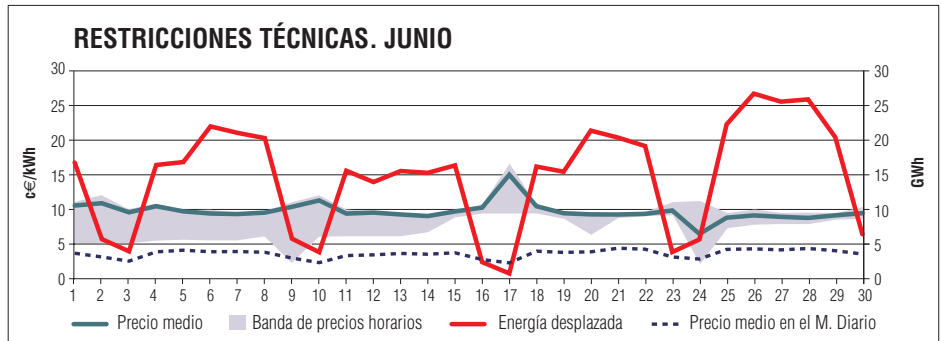
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.187 MW, repartidos en 678 MW a subir y 509 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,443 c€/kWh, un 93,4% más que en mayo. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,025 c€/kWh, un 78,6% más que el mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 539 GWh, repartida en 289 GWh a subir y 250 a bajar, un 2,1% más que en mayo. El precio medio de venta ha sido 5,237 c€/kWh y el de recompra 1,696 c€/kWh. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,046 c€/kWh, un 12,2% superior a mayo. En junio la relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,15.



Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Junio					
Restricciones técnicas (*)	0,144	444		9,490	
Banda de regulación secundaria (**)	0,025	678	509	0,443	
Energía de operación (***)	0,046	289	250	5,237	1,696
Regulación secundaria		49	86	3,937	2,286
Regulación terciaria		136	76	4,484	1,703
Gestión de desvíos		55	41	4,949	2,075
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		49	48	8,976	0,303
Total	0,215				

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



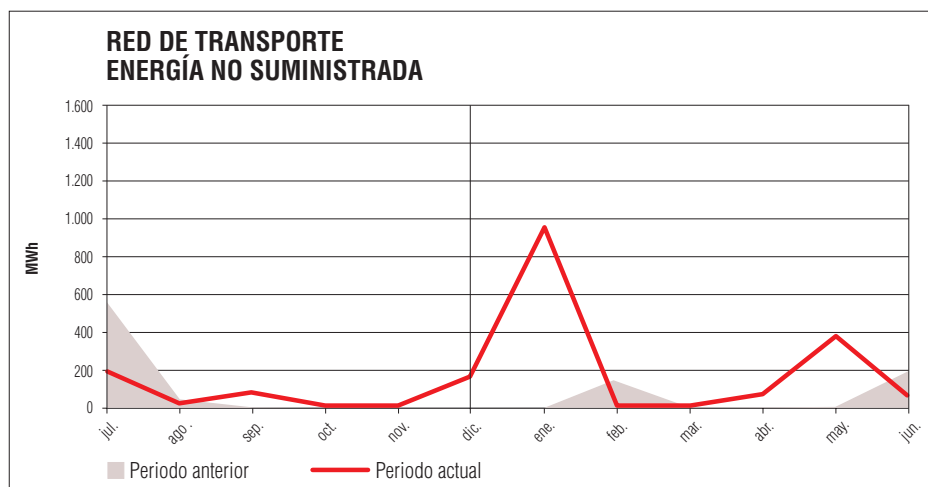
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 que afectó a las provincias de Orense y Zamora y otro a la provincia de Lugo, con una ENS total de 54,6 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 1.853,5 MWh, de los que 106,2 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 1.747,3 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo período se situó en 4,895 minutos, 1,581 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 enero, a las que hay que añadir las pérdidas de menor cuantía registradas en los meses de julio, septiembre y diciembre de 2000 y abril y mayo de 2001.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de junio ha sido del 98,2%. Esta tasa, que supera en un punto a la del mes pasado, es ligeramente inferior a la registrada el mismo mes de año anterior consecuencia del pequeño incremento de la tasa de indisponibilidad por mantenimiento preventivo.
- Una vez alcanzado el ecuador del año 2001, los valores acumulado e interanual de la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España se han situado en el 98,4% y el 98,1%, respectivamente, registros ambos muy similares a los que se contabilizaron en el mismo momento del año anterior.

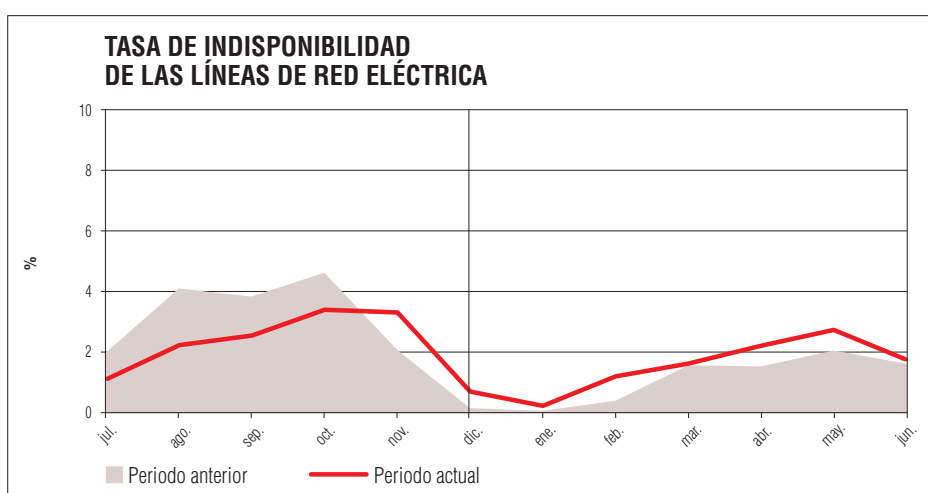
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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	54,0	1.424,4	1.853,5
RED ELÉCTRICA	0,6	106,2	106,2
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	4,895
RED ELÉCTRICA	-	-	0,280



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,6	64,3	0,7	48,1	0,7	-2,0
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-90,4	0,1	64,0	0,1	51,8
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,1	8,1	0,9	28,5	1,1	-9,7
Total	1,8	9,5	1,6	37,7	1,9	-5,4

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 2001, correspondiente al período enero-junio, ascendieron a 4.447,57 M€, de los cuales el 92,2% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,6% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 7,2% a peajes.
- Del total de ingresos, el 13,5%, 598,65 M€, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos, 333,55 M€ correspon-

den a la retribución fija o costes transitorios.

- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 6, una vez descontado el importe destinado al pago de la prima de carbón del año 2000, que asciende a 123,38 M€, supone el 30,1% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para el 2001. Este porcentaje es doce puntos inferior al que correspondería a este periodo de acuerdo a la distribución temporal de costes de las actividades reguladas que

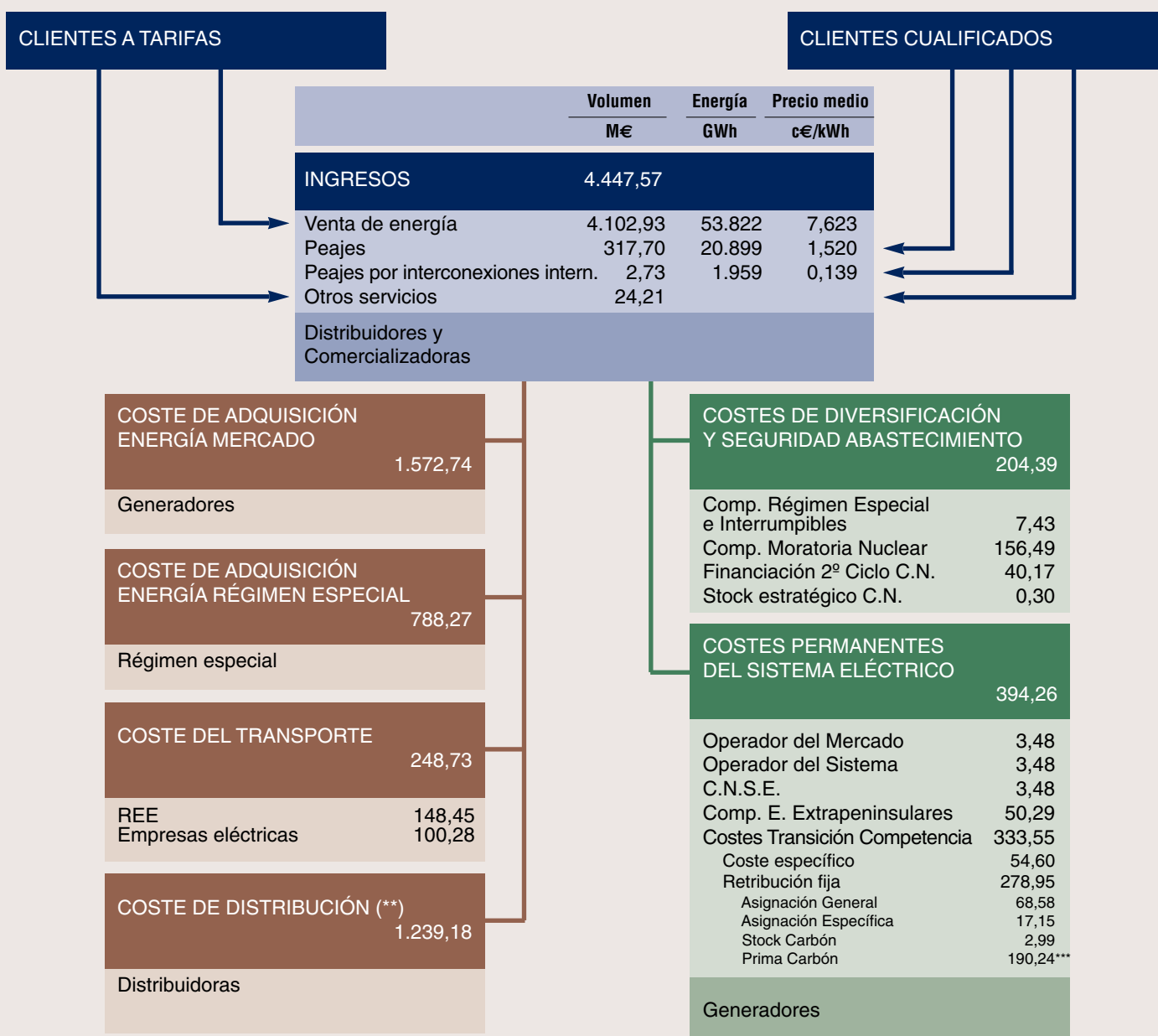
se establece en el procedimiento de liquidaciones.

- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 6 del año 2001, se ha elevado a 1.572.74 M€ correspondientes a una energía estándar de 46.696 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 127,02 M€.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 6, 2001. Periodo Enero-Junio (*)



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

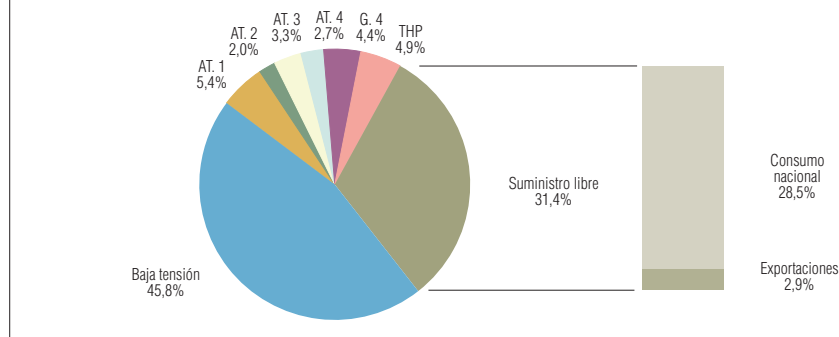
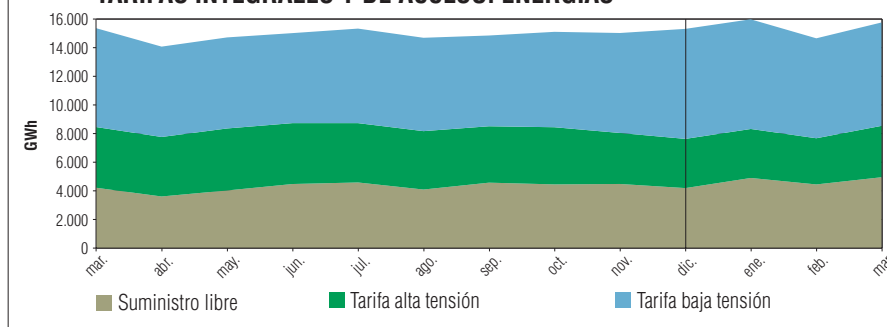
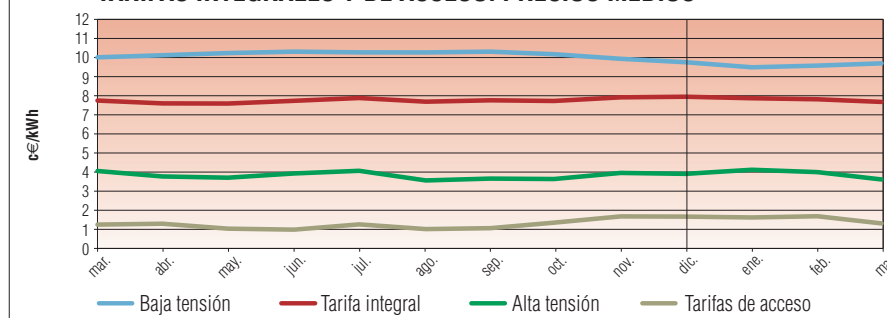
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) De este importe, 123,38 M€ corresponden al año 2000, según Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de Marzo de 2001.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en marzo se elevó a 10.825 GWh, un 3,0% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es una de las más bajas de los últimos meses consecuencia, por un lado, del notable crecimiento de la demanda, tanto la de alta tensión, que ha crecido un 7%, como la de baja tensión, que se ha incrementado en un 4,6%, registrado en marzo, y, por otro, de la comparación con un mes, marzo de 2000, más homogéneo que los meses precedentes en términos de volumen de energía que ha salido al mercado libre.
- En el primer trimestre de 2001, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 32.386 GWh, un 4,1% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es casi ocho puntos inferior a la que se registro en marzo de 2000, lo que indica una desaceleración en el ritmo de salida de consumo de la tarifa regulada debido a que la comparación con el mismo período del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el periodo enero-marzo ha sido 7,796 c€/kWh, un 1,3% inferior al del mismo período de 2000, consecuencia del descenso medio de tarifas del 2,22% aprobado en el R.D. 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001.
- En marzo la energía consumida en el mercado libre representó el 31,4% del consumo total, con lo que en el periodo enero-marzo este porcentaje se sitúa en el 30,6%, 4,7 puntos más que en el mismo período del año 2000.
- El precio medio de las tarifas de acceso en marzo ha sido de 1,302 c€/kWh, con lo que el precio medio del periodo enero-marzo se ha situado en 1,526 c€/kWh, un 6,0% mayor que el primer trimestre de 2000, 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%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	846	-40,4	6,336	-3,4	2.521	-40,4	6,412	-3,2	13.567	-39,4	6,436	-0,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	315	-11,2	3,406	-3,4	896	-12,6	3,583	-3,0	3.980	-10,5	3,433	-6,0
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	527	13,8	2,633	-1,5	1.400	3,5	2,906	1,6	5.875	1,0	2,569	-1,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	429	-2,4	2,381	7,1	1.128	4,3	2,544	5,7	4.965	5,7	2,147	1,6
G.4 (Grandes consumidores)	697	2,0	2,235	1,1	2.028	1,7	2,283	3,0	8.093	2,4	2,217	0,7
Tarifa horaria de potencia	781	-11,7	3,305	-0,1	2.276	-2,8	3,978	1,4	9.699	-13,9	3,262	-1,4
Alta tensión (*)	3.595	-15,3	3,611	-11,0	10.249	-14,7	3,903	-9,6	46.179	-18,3	3,818	-10,2
Baja tensión	7.230	4,6	9,711	-3,2	22.137	1,7	9,599	-2,8	81.955	3,6	10,008	-2,1
Sistema peninsular (*)	10.825	-3,0	7,685	-0,9	32.386	-4,1	7,796	-1,3	128.135	-5,5	7,777	0,5
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.489	16,2	1,424	6,1	13.051	19,8	1,657	6,8	48.814	42,1	1,424	3,0
Exportaciones	465	31,1	0,114	4,2	1.254	32,9	0,155	5,3	3.988	66,5	0,130	-5,4
Total	4.954	17,4	1,302	5,0	14.305	20,8	1,526	6,0	52.801	43,7	1,326	1,9

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

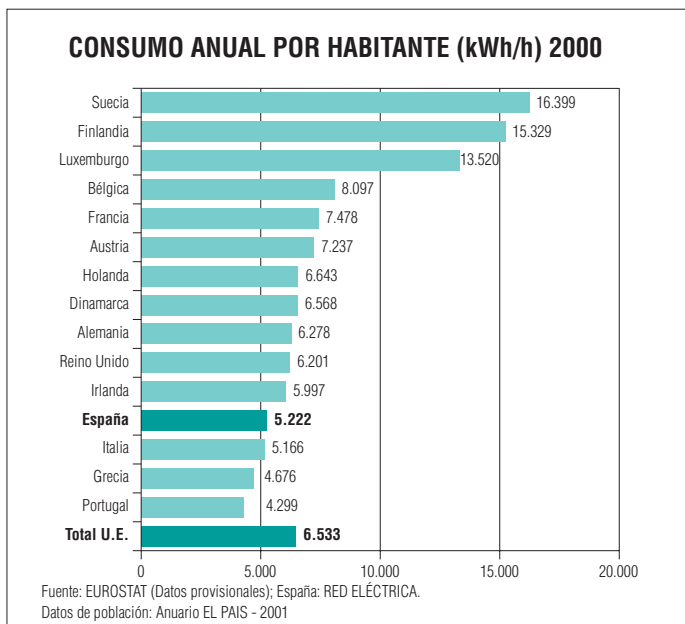
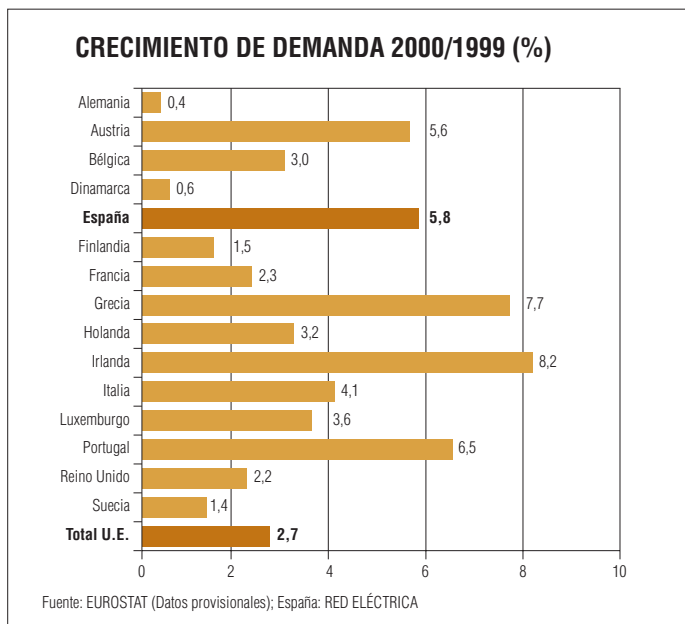
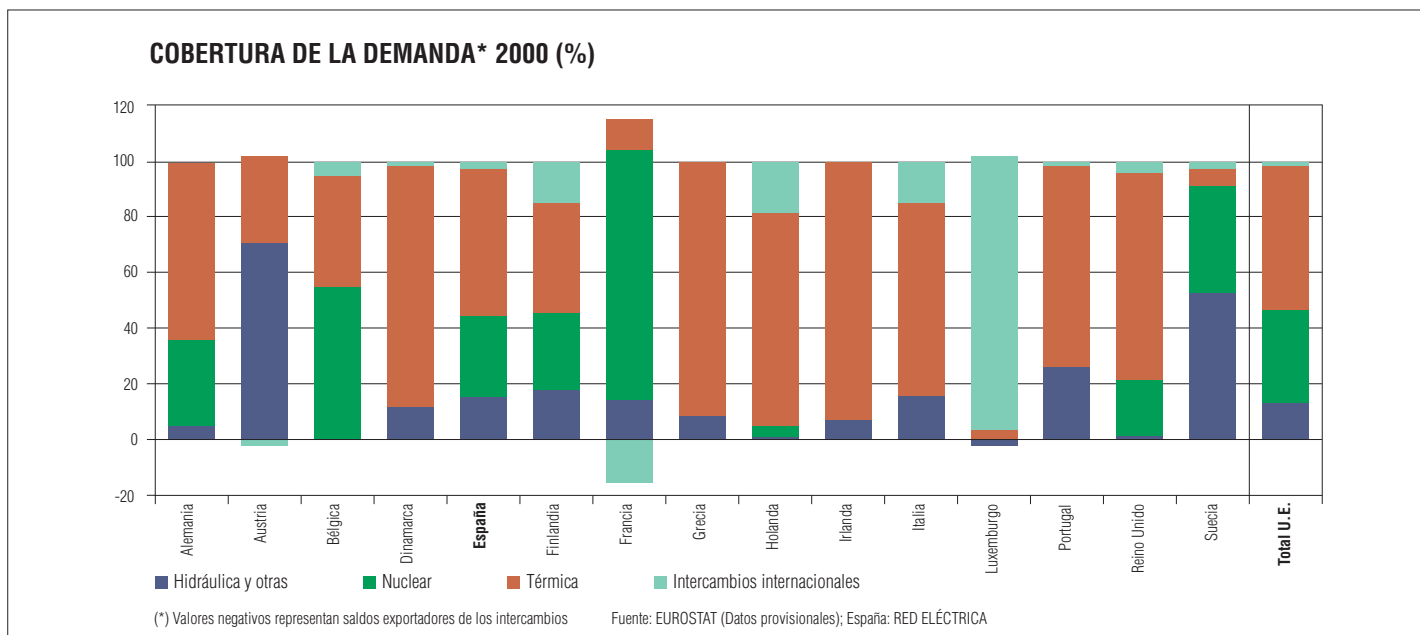
COBERTURA DE LA DEMANDA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA. 2000

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica y otras (*)		Producción neta		Importaciones		Exportaciones		Demanda	
	TWh	Δ%	TWh	Δ%	TWh	Δ%	TWh	Δ%	TWh	Δ%	TWh	Δ%	TWh	Δ%
Alemania	159,6	-0,7	329,0	0,4	26,7	14,6	515,3	0,6	43,9	8,1	44,2	11,6	515,0	0,4
Austria	0,0	-	18,3	4,6	41,5	4,2	59,8	4,4	13,8	19,0	15,1	11,9	58,5	5,6
Bélgica	45,4	-2,8	32,9	0,6	0,1	-	78,4	-1,2	11,7	28,6	7,4	-9,8	82,7	3,0
Dinamarca	0,0	-	30,0	-11,2	4,3	34,4	34,3	-7,3	8,3	66,0	7,7	5,5	34,9	0,6
España	59,4	5,7	109,5	4,5	32,3	16,7	201,3	6,6	12,3	2,6	7,8	25,4	205,7	5,8
Finlandia	21,6	-2,3	31,2	-2,5	14,4	14,3	67,2	0,7	12,2	7,0	0,3	50,0	79,1	1,5
Francia	395,0	5,4	50,0	2,7	65,4	-7,1	510,4	3,3	3,3	-34,0	72,7	6,8	441,0	2,3
Grecia	0,0	-	45,2	10,8	4,0	-14,9	49,2	8,1	1,7	-5,6	1,7	6,2	49,2	7,7
Holanda	3,7	2,8	81,0	3,1	1,1	22,2	85,8	3,2	22,9	2,2	4,0	0,0	104,7	3,2
Irlanda	0,0	-	20,7	5,6	1,6	77,7	22,3	8,8	0,2	-33,3	0,1	0,0	22,4	8,2
Italia	0,0	-	207,2	5,5	46,1	-2,8	253,3	3,9	44,8	5,4	0,5	0,0	297,6	4,1
Luxemburgo	0,0	-	0,2	0,0	-0,1	-0,1	0,1	0,1	6,4	3,2	0,7	0,0	5,8	3,6
Portugal	0,0	-	30,8	-9,4	11,2	55,5	42,0	2,0	4,7	30,6	3,8	-15,6	42,9	6,5
Reino Unido	78,3	-10,7	271,0	7,3	4,1	-21,2	353,4	2,3	14,3	-1,4	0,1	-66,7	367,6	2,2
Suecia	54,8	-21,9	8,8	-7,4	76,9	8,0	140,5	-6,9	18,3	115,3	13,6	-15,5	145,2	1,4
Total U.E.	817,8	-0,5	1.265,8	3,0	329,6	4,9	2.413,3	2,0	218,8	12,5	179,7	5,1	2.452,3	2,7

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

(*) Están deducidos los consumos de bombeo

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA





MINISTERIO
DE ECONOMÍA

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