

Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

JULIO 2000. Nº 26



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. 1999	

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

Portada:
Trabajos de mantenimiento en tensión

Fecha de redacción: 22 de septiembre 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 julio el consumo de energía eléctrica ha frenado su fuerte ritmo de crecimiento, al alcanzarse una demanda de 16.710 GWh, un 2,8% superior a la de julio del año anterior, la tasa más baja registrada desde abril de 1999.
- A este bajo crecimiento han contribuido en gran medida las temperaturas más suaves de lo habitual registradas en julio, que han tenido un efecto negativo sobre la demanda del 1,4%, así como la menor laboralidad respecto al año anterior que ha reducido la demanda en un 1,7%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de demanda atribuible al comportamiento de la actividad económica se estima en un 5,9%, valor que, al igual que el del pasado mes de junio, se sitúa entre los más bajos de los últimos doce meses.
- Tras el dato de julio, el crecimiento de la

demanda en los primeros siete meses del año se sitúa en el 6,4%, valor prácticamente idéntico al del mismo periodo del año anterior. Sin embargo, en términos de demanda corregida, pese a las moderadas tasas de los dos últimos meses, el crecimiento del año 2000 todavía supera en medio punto al de los primeros siete meses de 1999, situándose en el 6,5%.

- En julio, la estructura de producción vuelve a estar marcada por el bajísimo producible hidráulico mensual, que ha conducido a una producción hidroeléctrica de 1.699 GWh, que ha cubierto el 11,2% de la producción bruta mensual, cuatro puntos menos que en el conjunto del primer semestre del año. Esta circunstancia ha favorecido una mayor participación en la estructura de producción de la generación de las centrales térmicas convencionales, que en julio se ha situado

en el 51,8%, cuatro puntos más que en junio. Por su parte, el equipo nuclear ha mantenido en julio el alto factor de carga de los últimos dos meses y ha producido 5.602 GWh, una de las generaciones más altas de siempre, con una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 36,9%.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio la demanda ha sido de 987 GWh, un 4,9% mayor que la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, la más baja que se registra desde octubre de 1998, es cuatro puntos inferior a la de julio de 1999, con lo que se acentúa la desaceleración del ritmo de incremento de la demanda que se viene produciendo durante el año 2000, que se sitúa en los primeros siete meses del año en el 7,7%, 1,2 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior.
- En conjunto, los precios en el mercado de producción han aumentado en julio de forma moderada. El precio medio final ha sido 6,05 PTA/kWh, un 3,0% más que el mes anterior. Sin embargo, el precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha aumentado un 12,2% respecto al mes anterior, mientras que el coste de la garantía de potencia ha disminuido un 29,9% y el de otros mercados un 8,5%.
- Respecto al mismo mes de 1999, el precio final ha aumentado tan sólo un 1,5% gracias a que la disminución del 39,4% de la garantía de la potencia ha permitido compensar los incrementos registrados tanto en el mercado diario, 10,8%, como en otros mercados, 40,2%.
- El coste medio acumulado de adquisición de la energía generada se ha situado en julio en 6,98 PTA/kWh, por primera vez en el año por debajo de las 7 PTA/kWh, como consecuencia de la moderación de los precios del mercado de producción en los últimos cuatro meses.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el periodo enero-julio ha sido 9,85 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ascendió a 6,86 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se ha situado en 7,40 PTA/kWh, un 30,5% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

Balance eléctrico	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.166	2,4	94.979	6,6	160.214	4,9
Régimen especial	2.290	19,7	15.710	13,1	26.001	17,3
Intercambios internacionales	254	-50,7	2.654	-24,2	4.872	7,3
Demanda bruta	16.710	2,8	113.342	6,4	191.087	6,5
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	927	6,6	5.709	9,7	9.846	9,5
Régimen especial	60	-15,8	386	-15,2	667	-7,7
Demanda bruta	987	4,9	6.096	7,7	10.513	8,2

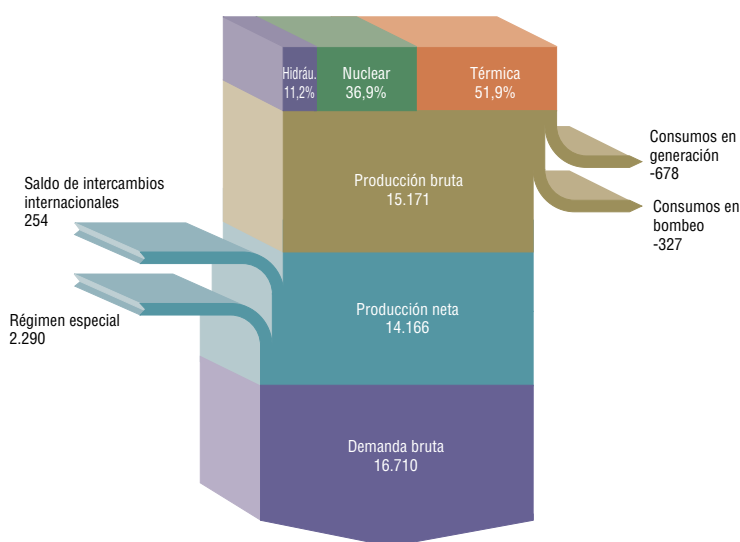
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	7,07	4,6	7,40	11,0	7,15	8,0
En el mercado	6,40	2,0	6,86	12,2	6,59	7,9
Al régimen especial	10,07	3,4	9,85	-0,2	9,84	-1,2
Compras otros agentes en el mercado (**)	5,52	13,2	5,67	15,4	5,38	6,8
Total	6,66	3,4	6,98	8,1	6,75	4,0
En cent. Euro	4,00					

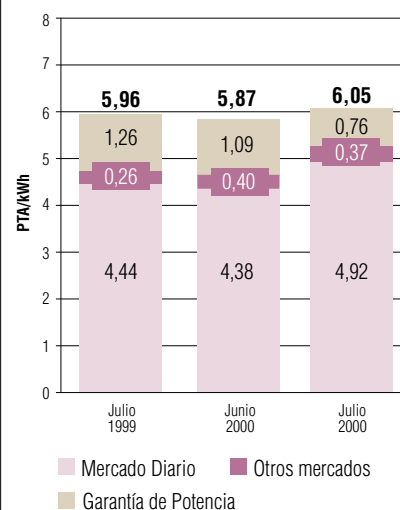
(*) Distribuidores y Exportaciones REE.

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

BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. JULIO (GWh)



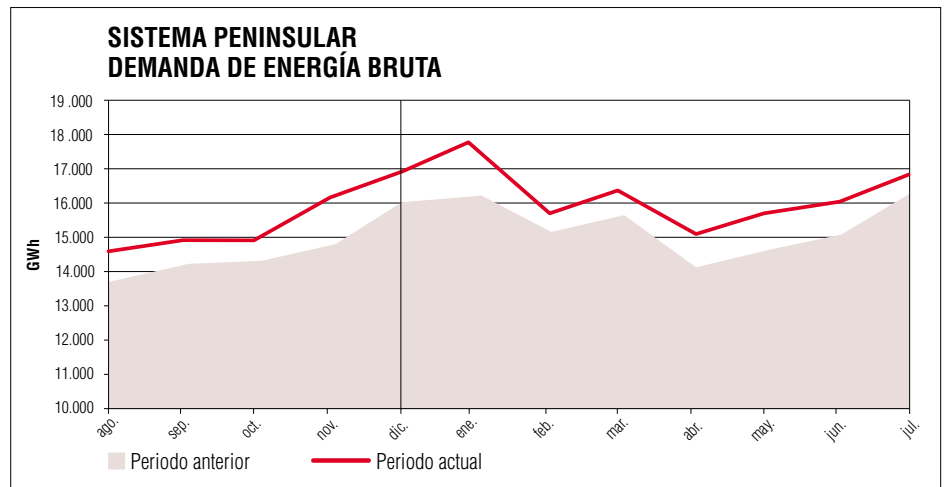
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

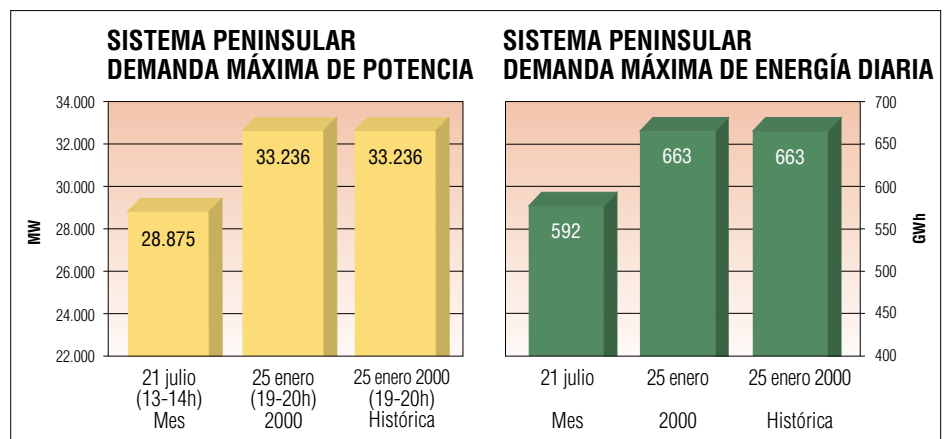
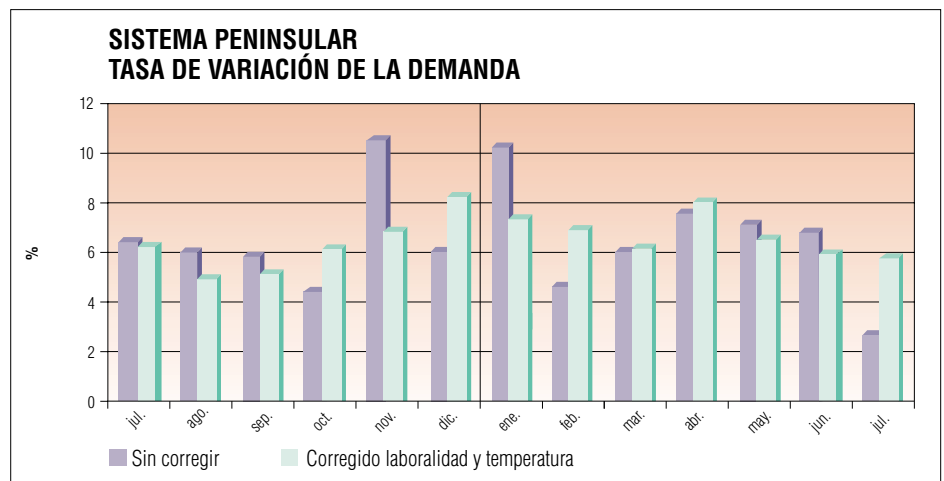
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de julio ha ascendido a 16.710 GWh, con un crecimiento del 2,8% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una aportación negativa sobre la evolución de la demanda de 1,7 puntos, debido a que este año la festividad de Santiago se produjo en martes (con el consiguiente efecto puente), mientras que el año anterior fue un domingo.
 - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron más suaves que las del año anterior y ligeramente superiores al valor característico para este mes. La temperatura media diaria fue de 22,9 °C, 1,2 °C menos que en julio de 1999. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 28,3 °C frente a los 29,5 °C del año anterior, mientras que las mínimas registraron un valor medio de 17,5 °C, 1,3 °C menos 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, al igual que sucedió con la de junio, se sitúa por debajo tanto de la registrada en el mismo mes del año anterior como de la tasa media contabilizada durante los primeros meses del año 2000.
- Tras el dato de julio, el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2000 se sitúa en el 6,4%, valor prácticamente idéntico al registrado en el mismo período del año anterior. Sin embargo, en términos de demanda corregida, pese a las moderadas tasas de los dos últimos meses, el crecimiento del año 2000 todavía supera en medio punto al de los primeros siete meses de 1999, situándose en el 6,5%.
- La demanda máxima de potencia media horaria en el mes de julio fue de 28.875 MW, mientras que la demanda máxima de energía diaria ascendió a 592 GWh, valores ambos que superan en aproximadamente un 4% a los máximos registrados en julio de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio la demanda ha sido de 987 GWh, un 4,9% mayor que la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, la más baja que se contabiliza desde octubre de 1998, es cuatro puntos inferior a la registrada en julio de 1999, con lo que se acentúa la desaceleración del ritmo de incremento de la demanda que se viene produciendo durante el año 2000, que se sitúa en los primeros siete meses del año en el 7,7%, 1,2 puntos menos que en el mismo período del año anterior.



Demanda bruta	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.710	2,8	113.342	6,4	191.087	6,5
Efectos						
Laboralidad	-	-1,7	-	0,4	-	0,3
Temperatura	-	-1,4	-	-0,5	-	-0,4
Activ. económica y otros	-	5,9	-	6,5	-	6,5
Sistemas extrapeninsulares	987	4,9	6.096	7,7	10.513	8,2

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

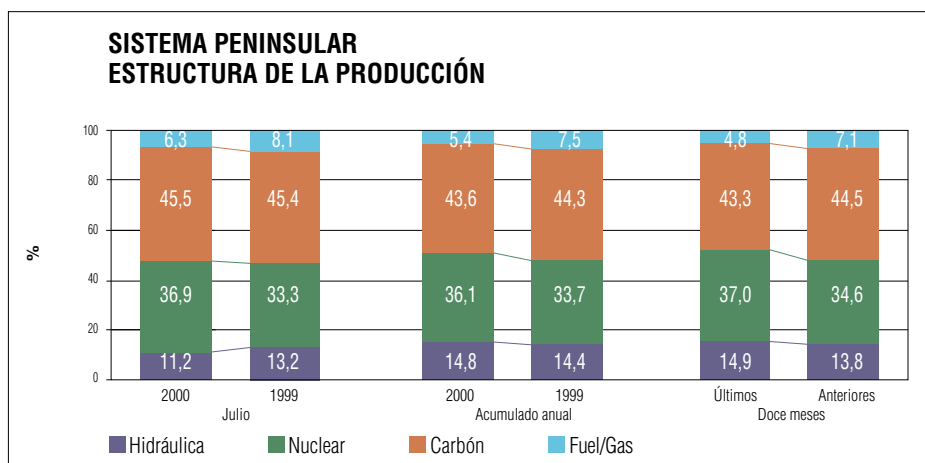
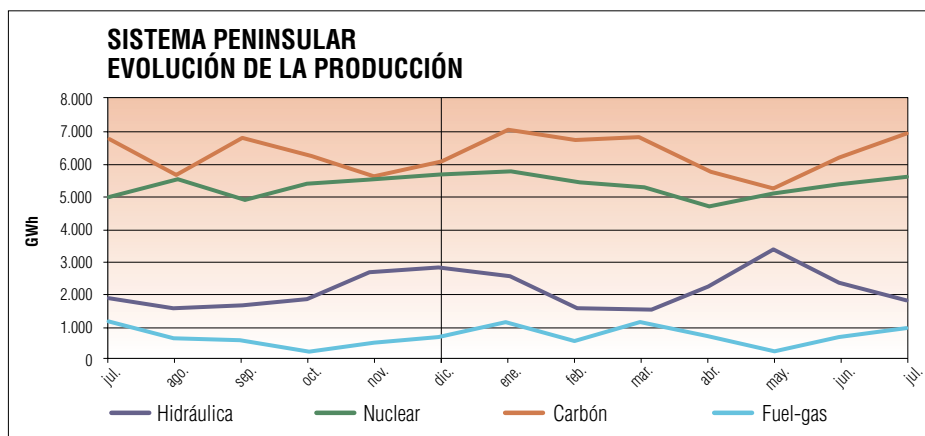
- La producción bruta peninsular ascendió en julio a 15.171 GWh, un 3,1% por encima de la registrada en julio de 1999. Esta tasa de crecimiento es la más baja de los meses transcurridos del año 2000 debido al flojo incremento de demanda registrado este mes.
- El mes de julio ha sido muy seco, lo que ha devuelto a la producción hidroeléctrica a los bajos registros del primer trimestre del año, con una generación de 1.699 GWh, que representa el 11,2% de la producción bruta mensual, cuatro puntos por debajo de su contribución media durante el primer semestre del año.
- Por su parte, en julio se ha mantenido el buen comportamiento de la generación de origen nuclear, que este mes ha alcanzado una producción de 5.602 GWh, una de las más altas de siempre, favorecida por la ausencia casi total de actuaciones programadas en las centrales. Esta generación representa una participación en la estructura de producción del 36,9%, contribución que se sitúa en la línea de su aportación media tanto en términos acumulados como interanuales.
- La notable reducción de producción hidroeléctrica en julio ha sido sustituida por una mayor utilización de las centrales térmicas convencionales, que este mes han producido 7.870 GWh, la segunda generación mensual más alta del año, y han aportado el 51,8% de la producción bruta mensual, tres puntos más que en el primer semestre del año.
- Una vez transcurridos los primeros siete meses del año, la estructura de producción acumulada es muy similar a la del mismo período del año 1999. Es únicamente reseñable la mayor aportación de la generación de origen nuclear, que se ha incrementado en casi tres puntos como consecuencia de la menor concentración de actuaciones programadas en las centrales en estos primeros siete meses del año 2000. Esta circunstancia, unida a la escasa variación de la aportación hidroeléctrica, ha reducido en la misma cuantía la contribución de las centrales térmicas convencionales, que hasta el mes de julio han generado el 49,0% de la producción bruta del período.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en los primeros siete meses del año 2000 la producción de las centrales de fuel se ha incrementado en un 13,6% respecto al mismo período del año anterior y ha aportado la práctica totalidad de la energía necesaria para cubrir el incremento de demanda del período, compensando el notable descenso de las adquisiciones al régimen especial, un 15,2%, y el escaso crecimiento de la generación de las centrales de carbón, el 1,6%.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	1.699	-12,3	15.183	10,7	25.637	13,6
Nuclear	7.798	5.602	14,3	36.966	15,3	63.748	13,0
Carbón	11.456	6.910	3,4	44.585	5,7	74.702	2,9
Fuel-Gas	8.214	961	-19,9	5.554	-22,5	8.309	-28,7
Producción bruta	43.992	15.171	3,1	102.288	7,5	172.396	5,6
Consumos generación		-678	0,8	-4.481	8,1	-7.561	5,0
Consumos bombeo		-327	52,5	-2.828	51,0	-4.621	43,3
Producción neta		14.166	2,4	94.979	6,6	160.214	4,9
Régimen especial	7.345	2.290	19,7	15.710	13,1	26.001	17,3
Intercambios internacionales		254	-50,7	2.654	-24,2	4.872	7,3
Importaciones		669	-4,9	5.207	11,4	8.825	31,1
Exportaciones		-415	120,3	-2.553	118,1	-3.954	80,5
Demanda bruta		16.710	2,8	113.342	6,4	191.087	6,5

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	-0,2	2	-20,1
Carbón	510	325	-4,6	1.987	1,6	3.507	6,0
Fuel-oil	2.269	671	13,2	4.145	13,6	7.078	10,9
Producción bruta	2.780	995	6,7	6.133	9,4	10.586	9,2
Consumos generación		-68	7,7	-423	5,6	-741	6,0
Producción neta		927	6,6	5.709	9,7	9.846	9,5
Régimen especial	155	60	-15,8	386	-15,2	667	-7,7
Demanda bruta		987	4,9	6.096	7,7	10.513	8,2

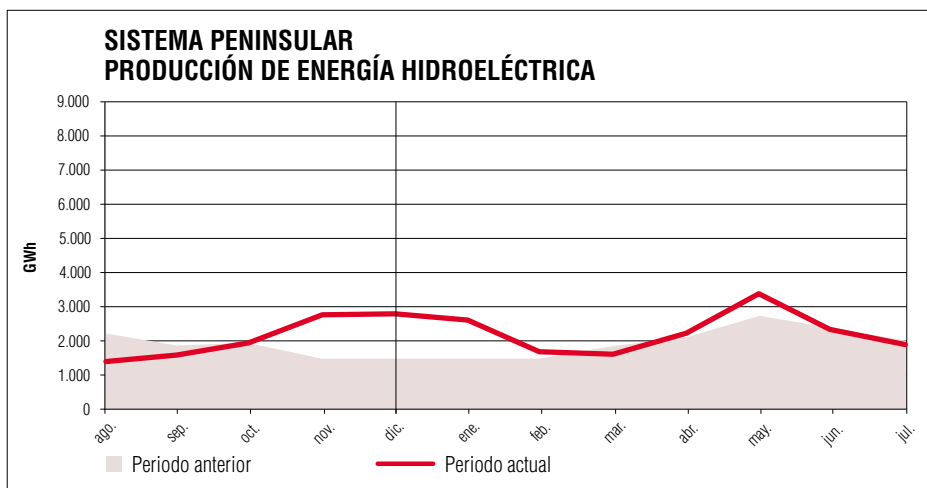
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

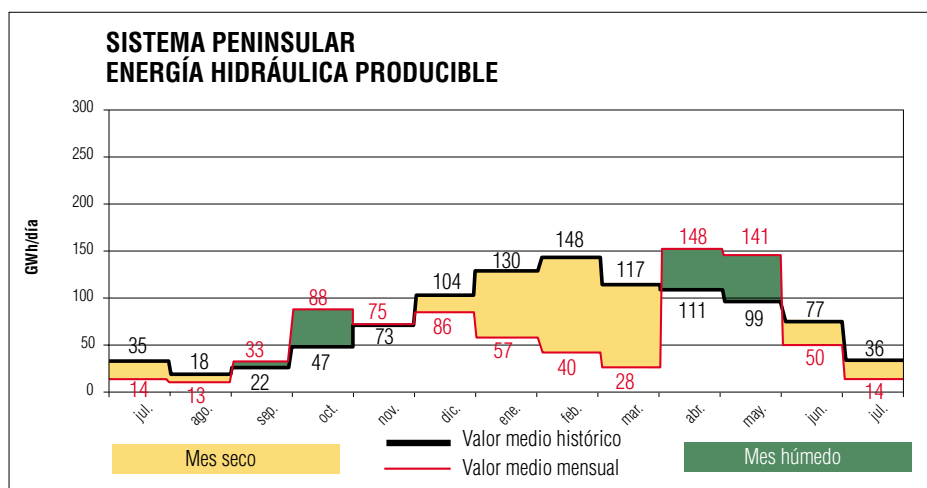
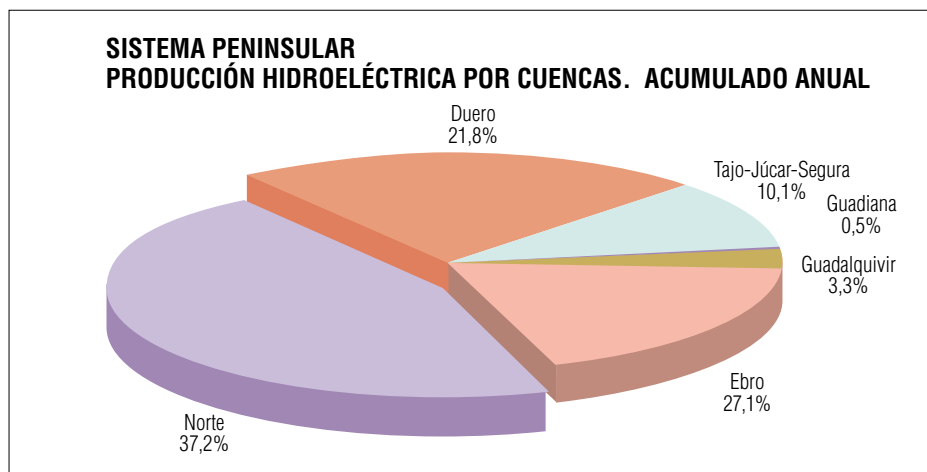
- Al igual que junio, julio ha sido muy seco, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica mensual de 1.699 GWh, muy inferior a las registradas durante los tres últimos meses. Esta escasa producción ha aportado el 11,2% de la producción bruta mensual, cuatro puntos por debajo de su contribución media hasta junio tanto en términos acumulados como interanuales.
- Pese al escaso registro de julio, en los siete primeros meses del año la producción hidroeléctrica ha ascendido a 15.183 GWh, un 10,7% más que en el mismo periodo de 1999, y ha aportado el 14,8% de la producción bruta, contribución muy similar a la del periodo enero-julio del año anterior.
- Por cuencas hidrográficas, en julio únicamente la cuenca Tajo-Júcar-Segura ha incrementado moderadamente su producción respecto a julio de 1999, mientras que se han contabilizado notables descensos en la cuenca del Duero y en las cuencas de la mitad sur peninsular. En los primeros siete meses del año, sólo las cuencas de la mitad norte peninsular han incrementado su producción hidroeléctrica, con lo que su peso relativo sobre la producción total se ha situado en el 86,1%, tres puntos más que en el mismo periodo de 1999.
- En el mes de julio, las precipitaciones registradas fueron inferiores al valor característico para este mes en todas las regiones, excepto en Galicia y en el área de Madrid.
- Desde el punto de vista hidrológico, este mes ha sido muy seco, registrándose una energía producible de 445 GWh, valor que apenas representa el 43% del producible característico para este mes. Este es el séptimo producible más bajo registrado en un mes de julio desde 1920.
- En el periodo enero-julio, la energía producible ha ascendido a 14.318 GWh, valor que representa un 68% del producible histórico medio del periodo. Este índice de producible, aun situándose muy por debajo de su valor característico, supera en veintisiete puntos al registrado en los primeros siete meses de 1999.
- La producción hidroeléctrica de julio, pese a su bajo registro, ha superado en 1.200 GWh al producible mensual, lo que se ha traducido en un nuevo descenso del volumen de reservas de los embalses, que al finalizar el mes ascendía a 9.425 GWh, un 10% por debajo del que existía el último día del mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del

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 periodo de tiempo.



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	517	-8,9	5.648	25,8	9.760	40,8
Duero	3.550	317	-35,2	3.306	7,2	5.512	0,1
Tajo-Júcar-Segura	4.093	232	22,4	1.536	3,0	2.843	-3,0
Guadiana	233	26	-13,5	79	-59,6	96	-58,1
Guadalquivir	1.016	94	-30,9	506	-18,1	815	-13,8
Ebro	3.483	513	-2,2	4.108	7,1	6.610	9,8
Sistema peninsular	16.524	1.699	-12,3	15.183	10,7	25.637	13,6
Canarias	1	0	-	1	-0,2	2	-20,1
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	1	-0,2	2	-20,1

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

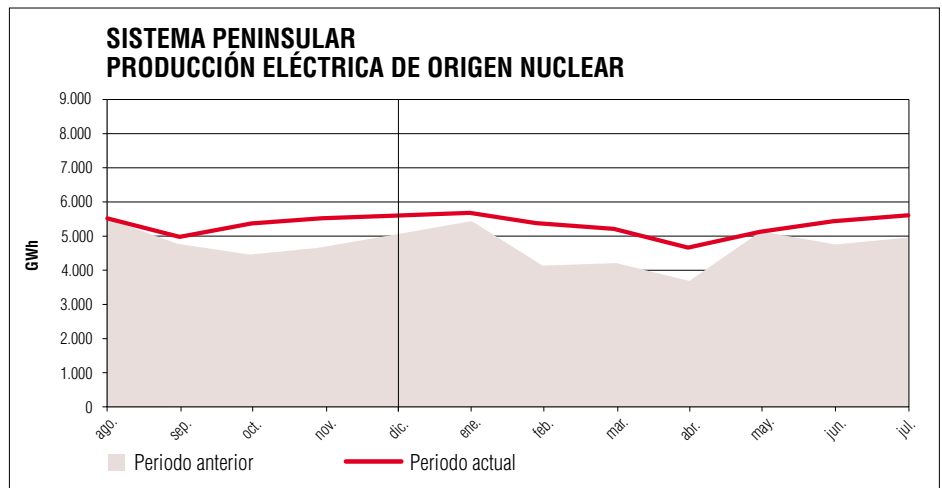
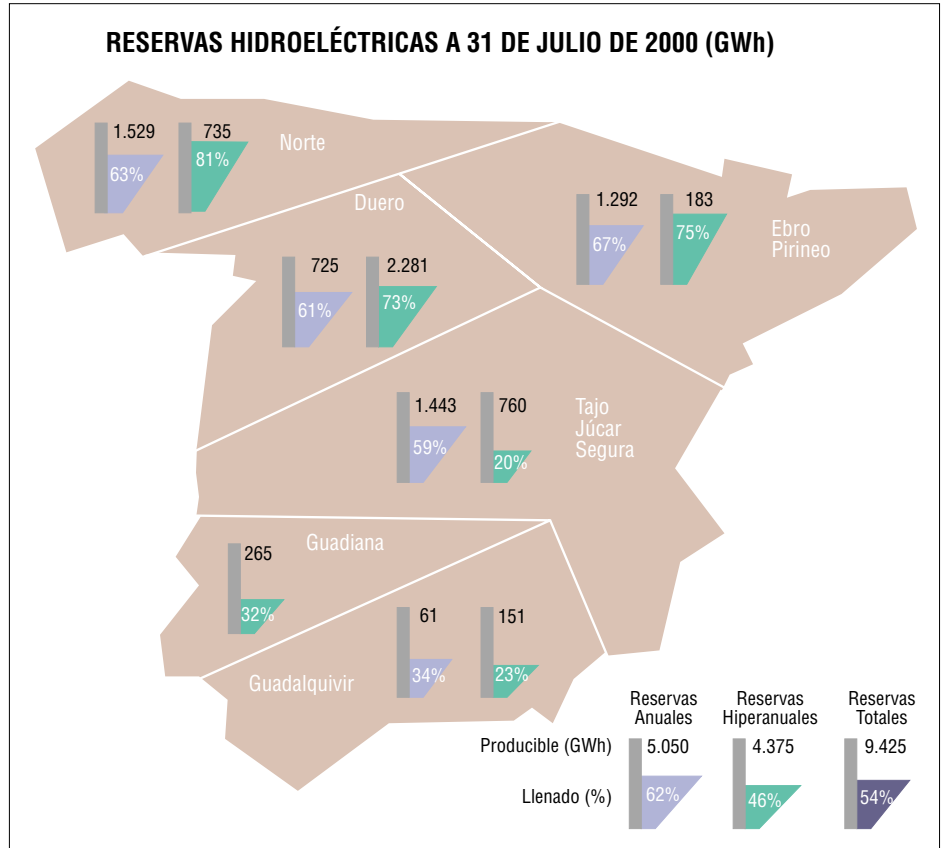


54,4%, siete puntos por debajo del de junio. A pesar del notable descenso de las reservas en los dos últimos meses, el nivel de llenado de los embalses alcanzado en julio supera en diez puntos al que se registraba en el mismo momento del año anterior, debido al mayor producible acumulado durante estos primeros siete meses del año 2000.

- Las reservas de régimen anual ascendían al finalizar el mes de julio a 5.050 GWh, un 13% menos que en el mes anterior, alcanzando un volumen de llenado del 61,8% que, aunque es casi diez puntos inferior al del mes anterior, todavía supera en trece puntos al existente al finalizar el mes de julio del año 1999. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 66,5% en la cuenca del Ebro y un mínimo del 33,6% en la cuenca del Guadalquivir.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 4.375 GWh, un 5,5% menos que el mes anterior, y alcanzaban un nivel de llenado del 45,8%, casi tres puntos por debajo del mes anterior, aunque cuatro puntos mayor que el registrado al finalizar el mes de julio de 1999. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 80,8%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 20,2% de llenado.

Producción nuclear

- En julio, la producción de origen nuclear ha alcanzado una de las mayores generaciones de los últimos años, con una producción de 5.602 GWh, un 14,3% superior a la del mismo mes de 1999 y un 7% por encima de su generación media mensual durante el primer semestre del año 2000.
- A pesar de esta alta producción, la alta demanda relativa de habitual en los meses de julio ha situado la aportación de esta tecnología a la cobertura de la producción bruta mensual en el 36,9%, valor muy similar a su contribución acumulada tanto durante el año 2000 como en el conjunto de los últimos doce meses.
- El día 27 de julio se desacopló de la red la central de José Cabrera para la realización de los trabajos programados correspondientes a la 24ª recarga de combustible, que tiene una duración prevista aproximada de un mes.
- Esta única actuación programada apenas ha afectado a los valores de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear, que en julio se han situado en el 98,2% y el 96,6%, respectivamente, valores ambos muy similares a los registrados en julio.
- Tras la generación de julio, la produc-



Producción bruta Nuclear	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	85	186,2	743	19,9	1.300	12,5
Garoña	466	341	0,3	2.354	29,5	4.018	15,8
Almaraz I	974	708	125,0	4.898	31,7	8.429	16,5
Ascó I	1.028	753	5,2	4.343	-12,1	7.873	2,8
Almaraz II	983	707	2,4	4.145	-14,9	7.670	23,4
Cofrentes	1.025	689	-7,4	5.036	20,3	8.623	11,9
Ascó II	1.015	744	4,2	5.133	4,3	7.725	-8,7
Vandellós II	1.082	788	6,0	5.480	50,7	9.372	28,5
Trillo I	1.066	787	29,3	4.835	43,9	8.738	20,7
Sistema peninsular	7.798	5.602	14,3	36.966	15,3	63.748	13,0

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

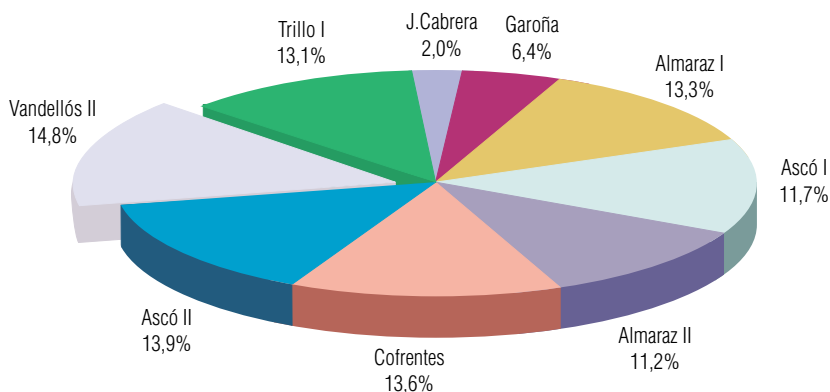
ción acumulada del equipo nuclear en los siete primeros meses del año se sitúa en 36.966 GWh, con un crecimiento del 15,3% respecto al mismo mes del año anterior, consecuencia en su mayor parte de la menor concentración de actuaciones programadas en las centrales durante este año. Esta generación ha cubierto el 36,1% de la producción bruta del período, contribución que, si bien supera en 2,5 puntos a la de los primeros siete meses de 1999, se encuentra todavía ligeramente por debajo de la aportación media de esta tecnología en los últimos doce meses.

- Los notables valores de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga registrados en julio continúan mejorando los valores acumulados de estas magnitudes, que en el período enero-julio se han situado en el 94,5% y el 93,1%, respectivamente, valores ambos que superan en aproximadamente diez puntos a los registrados en el mismo período del año anterior.
- Durante el mes de julio se han fabricado 40 elementos de combustible tipo PWR, 22 para la central de Almaraz I, y 18 para Vandellós II, mientras que no se ha fabricado ningún elemento tipo BWR. Con respecto a las importaciones, en julio se han adquirido 64 elementos de combustible tipo BWR para la central de Cofrentes.
- Tras los datos de julio, en los siete meses transcurridos del año 2000 se han producido un total de 455 elementos combustibles, 99 más que en el mismo período del año anterior. Por su parte, en estos primeros siete meses del año se han importado 128 elementos de combustible, 108 menos que en el mismo período del año anterior.

Producción térmica convencional

- La discreta producción hidroeléctrica de julio, unida a la elevada demanda característica de este mes, han conducido a una producción de los grupos térmicos convencionales de 7.870 GWh, la segunda más alta de los últimos doce meses y un 12% superior a su generación media mensual durante el primer semestre del año. Esta producción representa una aportación a la estructura de producción mensual del 51,8%, tres puntos por encima de su contribución hasta el mes de julio tanto en términos anuales como interanuales.
- Pese al buen registro de julio, la producción térmica convencional acumulada en el año 2000 apenas ha crecido respecto al año anterior, situándose en 50.139 GWh, con una aportación a la producción bruta del período del 49,0%, tres puntos menos que en el período enero-julio de 1999 debido al incremento de la demanda registrado.
- En los primeros siete meses del año,

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



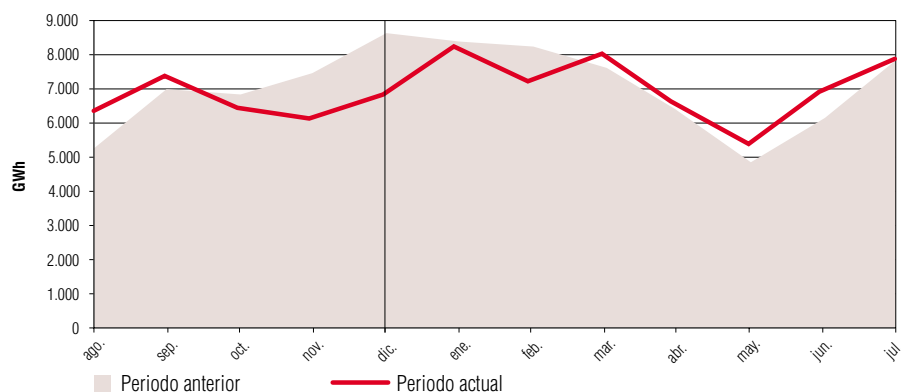
Grupo	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	71,4	16,1	1,4	90,8	2,3	4,9
Garoña	98,5	0,0	0,0	98,8	0,0	0,3
Almaraz I	97,8	0,0	0,0	98,4	0,0	0,1
Ascó I	98,5	0,0	4,8	85,5	12,8	1,6
Almaraz II	96,6	0,0	0,0	82,5	12,1	0,0
Cofrentes	90,3	0,0	0,0	96,1	0,0	0,1
Ascó II	98,5	0,0	3,8	98,9	0,0	3,6
Vandellós II	97,9	0,0	2,3	99,1	0,0	1,3
Trillo	99,2	0,0	0,0	88,7	9,4	0,3
Sistema peninsular	96,6	0,3	1,5	93,1	4,5	1,0

Combustible nuclear	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	33.649	179.535	250.065
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	40	181	276
Exportación	0	56	56
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	64	64
Exportación	0	154	284
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	0
BWR	64	128	128

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han producido el 72,4% de la producción térmica total, mientras que las centrales de carbón importado han contribuido con el 16,5% y las de fuel-gas el restante 11,1%. Sin embargo, atendiendo al consumo real de combustible en cada central, la generación con carbones autóctonos representa el 43,9% del total, la de carbón importado el 42,9% 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 en el período enero-julio ha sido muy heterogénea. Así, los crecimientos en el entorno del 50% de la generación de las centrales de lignito negro y gas natural contrastan con la reducción en similar proporción de la producción de los grupos de fuel, mientras que la generación de las restantes tecnologías apenas se ha modificado.
- En los primeros siete meses del año, los valores de los coeficiente de disponibilidad y factor de carga del equipo térmico se han situado en el 88,3% y el 50,1%, respectivamente, valores que mejoran ligeramente los del mismo período de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el conjunto de los siete meses del año transcurridos, la producción con centrales de fuel ha crecido más que las de carbón y ha cubierto el 67,5% de la producción térmica total del período, casi tres puntos más que en el mismo período del año anterior.

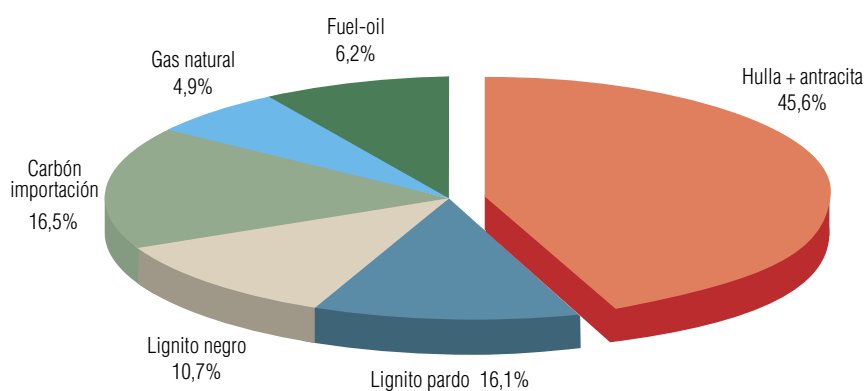
Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un período de tiempo y la que se hubiera producido en este período funcionando a la potencia nominal.

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	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.063	3.508	-3,8	22.854	0,3	38.257	-0,2
Lignito pardo	1.963	1.342	6,4	8.068	1,6	14.054	-1,2
Lignito negro	1.501	776	29,7	5.384	45,3	9.006	21,6
Carbón importación	1.928	1.283	9,3	8.280	6,5	13.385	6,3
Gas natural (*)	3.582	478	6,3	2.441	51,6	3.921	22,4
Fuel-oil	4.632	483	-35,6	3.113	-44,0	4.388	-48,1
Sistema peninsular	19.670	7.870	-0,1	50.139	1,6	83.011	-1,4
Carbón	510	325	-4,6	1.987	1,6	3.507	6,0
Fuel-oil	2.269	671	13,2	4.145	13,6	7.078	10,9
Sistemas extrapeninsulares	2.779	995	6,7	6.132	9,4	10.584	9,2

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA POR TECNOLOGÍA. ACUMULADO ANUAL



Tecnología	Factor de carga %	Julio		Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.
Hulla + antracita	77,8	0,3	7,9	74,1	2,9 5,5
Lignito pardo	91,9	0,0	1,2	80,5	5,6 2,5
Lignito negro	69,4	0,0	13,6	72,3	0,0 12,2
Carbón importación	89,5	0,0	4,1	86,2	0,0 11,9
Gas natural (*)	17,9	0,0	10,1	13,3	3,4 7,8
Fuel-oil	14,0	0,0	21,3	13,2	0,6 17,4
Sistema peninsular	53,7	0,1	10,8	50,1	2,2 9,5
Carbón	85,5	0,8	0,0	80,3	6,5 3,6
Fuel-oil	38,9	3,5	4,9	35,3	4,1 3,8
Sistemas extrapeninsulares	47,1	3,7	4,0	43,1	4,5 3,8

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

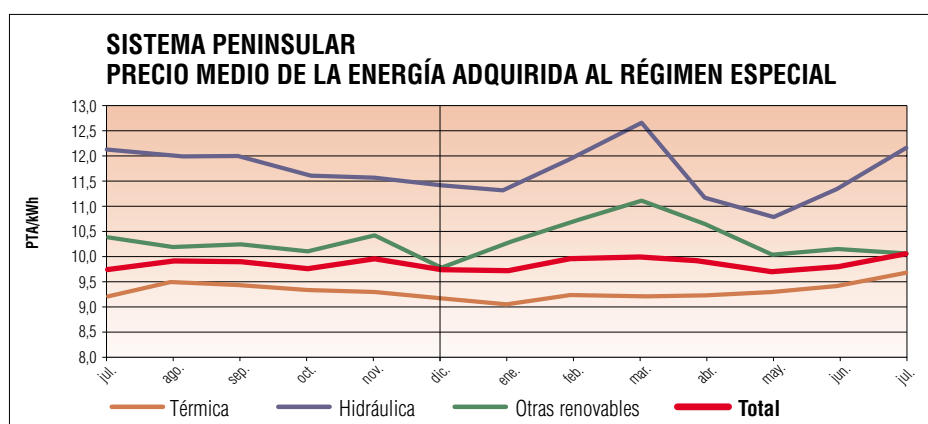
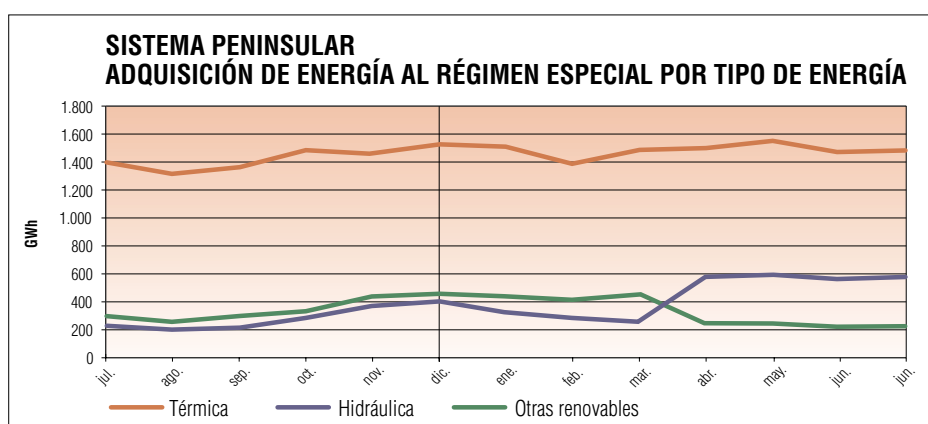
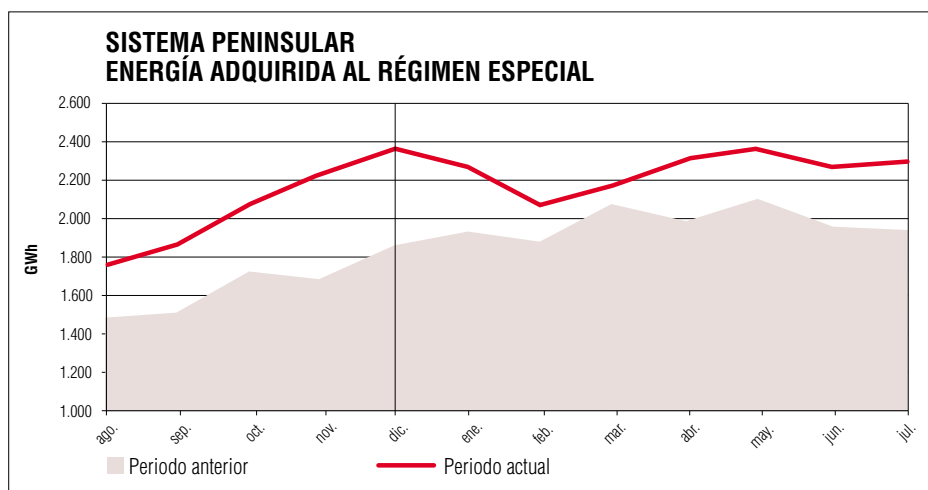
Combustible	Julio					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	981	5,1	2.357	-8,1	2.619	6.361	-1,1	15.765	9.682	-16,7	25.635
Lignito pardo	142	-48,1	9	-79,4	359	1.242	-26,4	3.323	2.360	-23,1	5.901
Lignito negro	141	38,2	1.131	-17,3	394	994	47,4	2.914	1.615	21,8	4.788
Carbón importación	1.306	24,0	1.486	-13,2	3.508	7.612	17,7	21.541	12.899	24,1	36.419
Gas natural (**)	151	12,4	-	-	411	746	48,3	2.362	1.183	18,6	3.884
Gas siderúrgico	36	-7,9	-	-	90	226	-5,5	690	471	26,5	1.212
Fuel-oil	189	-38,6	659	19,2	489	1.236	-41,6	3.545	1.856	-41,2	5.172
Sistema peninsular	2.947	3,6	5.642	-9,6	7.870	18.417	1,6	50.139	30.065	-2,8	83.011
Carbón	92	-21,2	149	18,1	325	624	-5,0	1.987	1.123	2,3	3.507
Fuel-oil	158	24,6	90	9,5	671	912	18,2	4.145	1.545	14,6	7.078
Sistemas extrapeninsulares	250	2,6	239	14,7	995	1.536	7,5	6.132	2.669	9,1	10.584

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 julio, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.290 GWh, con un crecimiento del 19,7% respecto al mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento mensual, aun no alcanzando el valor medio del año 1999, es la más alta alcanzada durante el año 2000.
- A pesar del mejor crecimiento de julio, en el conjunto de los primeros siete meses del año la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 15.710 GWh, apenas un 13,1% más que en el mismo periodo del año anterior, tasa que se sitúa muy por debajo del 22% que se registró en los siete primeros meses de 1999. Estas adquisiciones representan una aportación a la cobertura de la demanda del período del 13,9%, 0,9 puntos más que en el mismo periodo de 1999.
- Por tipo de combustible, en los primeros siete meses del año la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables ha aportado el 34,1% del total de energía adquirida, casi tres puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio el crecimiento de las adquisiciones al régimen especial ha sido nuevamente negativo, con lo que en el periodo transcurrido del año 2000 el volumen de energía adquirido es inferior en un 15,2% al del año anterior, y ha cubierto el 6,3% de la demanda, casi dos puntos por debajo de su contribución durante los primeros siete meses de 1999.
- En julio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 10,07 PTA/kWh, con lo que el precio acumulado en el periodo enero-julio se sitúa en 9,85 PTA/kWh, valor prácticamente idéntico al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en el periodo enero-julio el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,50 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,47 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,21 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.



Régimen especial	Potencia MW	Julio				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	4.149	1.488	6,7	9,61	4,7	10.351	8,8	9,21	-0,6	17.472	11,8	9,26	-2,0
Hidráulica	1.305	572	155,0	12,21	0,9	3.158	37,2	11,50	0,0	4.591	35,8	11,56	-0,4
Otras renovables	1.891	229	-21,9	10,08	-2,8	2.201	6,0	10,47	-0,2	3.938	24,7	10,31	-1,7
Sistema peninsular	7.345	2.290	19,7	10,07	3,4	15.710	13,1	9,85	-0,2	26.001	17,3	9,84	-1,2
Térmica	82	40	-17,2	-	-	268	-14,3	-	-	461	-6,9	-	-
Hidráulica	0,5	2	-	-	-	4	-	-	-	4	-	-	-
Otras renovables	73	17	-23,0	-	-	114	-20,4	-	-	202	-11,2	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	60	-15,8	-	-	386	-15,2	-	-	667	-7,7	-	-

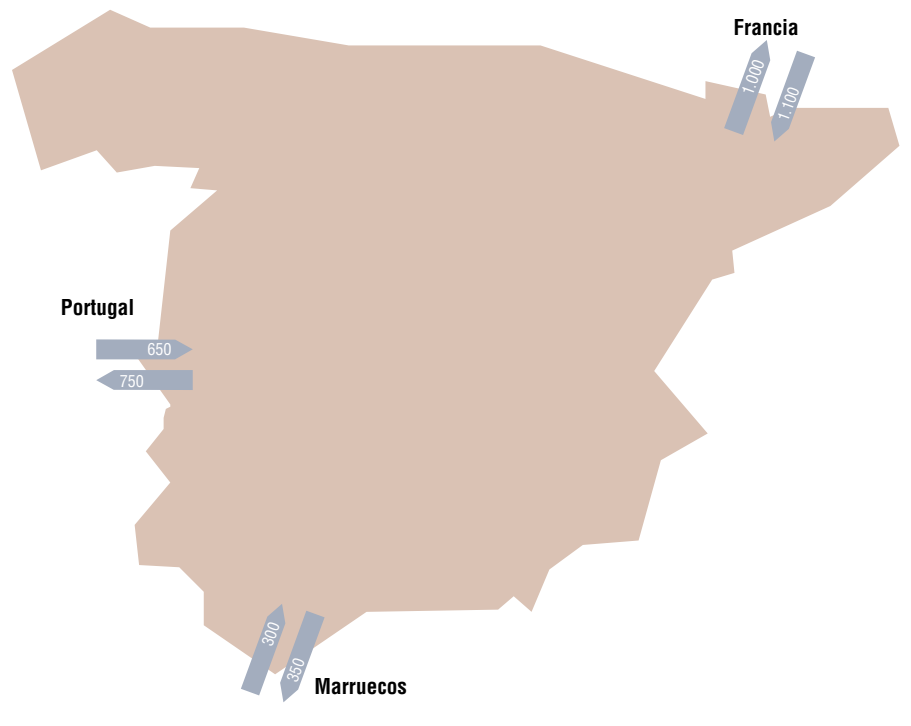
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

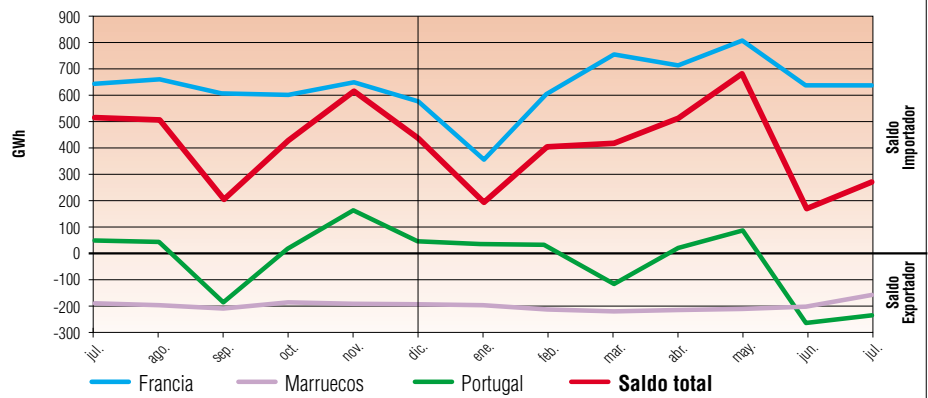
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de julio ha ascendido a 1.084 GWh, un 22% más que en julio de 1999. El 38% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, valor que supera al promedio de meses anteriores, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de intercambios internacionales de 254 GWh, mayor que el de junio pero inferior al saldo medio de meses anteriores.
- El 57% 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 julio a 453 GWh, el 42% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1% restante.
- En julio, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Portugal con 269 GWh, seguido por los realizados con la frontera de Francia, 238 GWh, Marruecos, 113 GWh, y Andorra, 4 GWh.
- En el periodo enero-julio, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 7.760 GWh, un 32,8% más que el mismo periodo de 1999, consecuencia en su mayor parte del incremento de las operaciones de los agentes, que han realizado el 59,1% de los intercambios, catorce puntos más que el año anterior, con un saldo importador de 244 GWh. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 40,0% del volumen total de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.391 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 0,8% del volumen y aportó un saldo importador de 19 GWh.
- Tras el dato de julio, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 2.654 GWh, un 24,2% inferior al obtenido en el mismo periodo 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 42,4% del volumen total de energía intercambiada por los agentes durante el periodo enero-julio ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 30,5% a través de la frontera con Portugal, el 23,7% con Marruecos y el 3,4% restante con la frontera de Andorra.
- En el mes de julio, 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 JULIO 2000 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)	Julio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	4	-4	0	157	-157	0	253	-253
Francia	238	0	238	1.912	34	1.879	3.205	34	3.171
Marruecos	5	108	-103	5	1.081	-1.076	5	1.740	-1.735
Portugal	19	250	-230	497	899	-402	892	1.198	-306
Agentes (*)	262	362	-100	2.414	2.171	244	4.102	3.225	877
Francia	404	0	404	2.748	0	2.748	4.653	0	4.653
Marruecos	0	49	-49	0	356	-356	0	684	-684
Contratos REE	404	49	356	2.748	356	2.391	4.653	684	3.968
Andorra	0	0	0	5	3	2	5	4	1
Francia	0	3	-3	30	9	20	42	18	24
Marruecos	0	1	-1	5	3	3	12	9	3
Portugal	3	0	3	5	11	-6	12	14	-2
Apoyo y desvíos	3	4	-2	45	26	19	71	45	26
Total intercambios	669	415	254	5.207	2.553	2.654	8.825	3.954	4.872

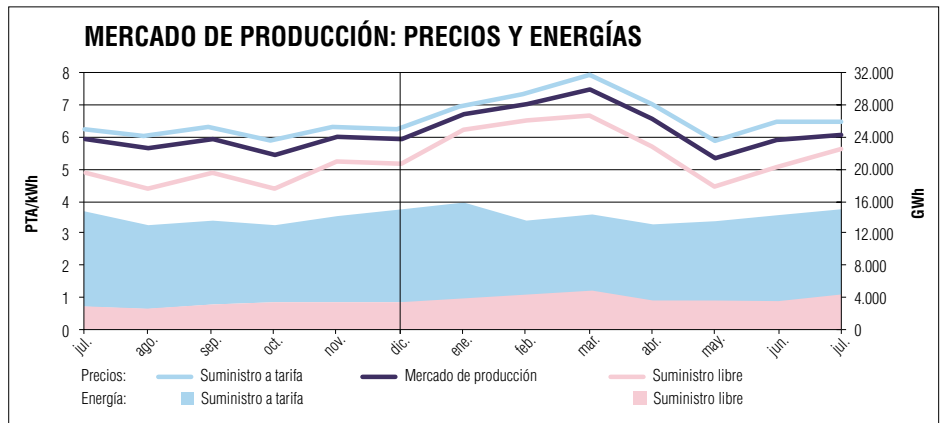
(*) Intercambios a través de las fronteras.

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

- El ligero aumento del precio medio en el mercado de producción registrado en julio, tanto respecto del mes anterior como respecto del mismo mes de 1999 se ha debido, principalmente, a la fuerte disminución registrada en el coste de la Garantía de potencia.
- El precio medio ha sido 6,05 PTA/kWh, un 3,0% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.138 GWh. Respecto de julio de 1999, el precio ha aumentado un 1,5%, frente a un aumento del 1,7% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 6,17 PTA/kWh, un 4,1% superior 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 10.279 GWh, lo que supone una disminución del 13,4% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 6,40 PTA/kWh, un 0,1% menos que el mes anterior y un 2,0% más que el mismo mes de 1999.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.473 GWh, un 3,6% más que el mes pasado y un 62,5% más que hace un año. Esta cifra representa el 29,5% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 5,52



Precios	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/jun.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	6,05	3,0	1,5	6,42	9,3	6,17	4,1
Mercado diario	4,92	12,2	10,8	5,17	15,3	4,85	9,2
Otros mercados	0,37	-8,5	40,2	0,21	50,8	0,20	-12,0
Garantía de potencia	0,76	-29,9	-39,4	1,05	-16,7	1,12	-10,9
Suministro a tarifa (**)	6,40	-0,1	2,0	6,86	12,2	6,59	7,9
Mercado diario	4,92	12,1	10,8	5,20	15,6	4,86	9,2
Otros mercados	0,42	-10,0	44,7	0,27	51,7	0,26	-7,2
Garantía de potencia	1,05	-31,4	-31,6	1,40	-3,2	1,47	6,5
Suministro libre (***)	5,52	11,5	13,2	5,67	15,4	5,38	6,8
Mercado diario	4,94	12,2	10,9	5,19	15,0	4,92	9,4
Otros mercados	0,41	9,5	73,1	0,22	41,0	0,19	10,8
Garantía de potencia	0,18	2,9	-8,4	0,26	6,7	0,27	-27,3

Energías	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jun.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	15.138	3,2	1,7	102.875	7,4	173.847	6,9
Suministro a tarifa (**)	10.279	3,3	-13,4	71.503	-11,6	124.745	-13,7
Suministro libre (***)	4.473	3,6	62,5	28.206	113,9	43.958	194,1
Contratos bilaterales	135	28,7	-	847	-	847	1.095,4

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
S1	6,35	5,50	3,80	3,54	3,50	3,50	3,68	3,74	4,47	5,13	5,55	6,65	6,73	6,70	5,63	5,14	5,05	5,11	5,14	4,95	5,09	5,49	5,85	5,32	5,13
D2	5,06	4,13	3,22	3,09	3,06	3,00	3,04	2,96	3,11	3,47	4,40	4,62	4,72	4,72	4,78	4,41	4,31	4,17	4,15	4,24	4,68	5,75	6,00	5,93	4,27
L3	4,90	3,98	3,88	3,65	3,65	3,87	3,98	4,93	6,18	7,57	9,44	9,65	9,80	9,65	8,10	8,04	8,22	8,44	8,38	7,96	6,34	6,37	6,38	5,83	6,93
M4	5,16	3,93	3,87	3,84	3,82	3,81	3,91	4,74	5,75	7,67	9,59	10,32	10,48	10,15	9,21	9,16	10,05	10,23	9,92	8,96	6,79	6,45	7,16	6,12	7,38
X5	5,31	3,97	3,97	3,79	3,79	3,79	3,97	4,83	8,00	9,04	9,56	9,96	10,05	9,73	9,14	9,04	9,35	9,71	9,37	9,00	7,47	6,97	8,21	6,67	7,50
J6	5,38	3,97	3,97	3,74	3,72	3,75	3,91	5,02	6,52	8,18	9,90	9,19	9,24	9,02	8,78	8,70	8,93	9,04	8,32	8,75	7,84	7,64	7,72	6,38	7,16
V7	6,23	4,09	4,01	3,82	3,74	3,75	3,97	5,01	6,37	8,44	8,93	9,15	9,40	9,16	8,85	8,71	8,90	8,98	9,07	8,40	7,84	6,79	8,64	6,34	7,25
S8	5,27	4,78	4,07	3,94	3,87	3,85	3,86	3,82	4,22	4,89	5,25	5,61	5,80	5,58	5,38	5,10	5,06	5,05	5,03	5,04	5,11	5,44	5,54	5,10	4,90
D9	5,49	4,83	3,83	3,69	3,49	3,48	3,20	3,11	3,21	3,49	4,94	5,02	5,05	5,08	5,03	4,96	4,94	4,96	4,94	4,97	5,24	5,74	6,75	5,82	4,71
L10	4,97	3,91	3,71	3,54	3,44	3,58	3,79	4,80	6,26	7,03	8,75	8,43	8,89	8,44	7,32	7,29	8,31	9,01	8,37	7,57	6,52	6,57	6,35	6,02	6,61
M11	4,64	3,94	3,72	3,57	3,57	3,64	3,82	4,44	6,01	6,64	6,88	7,05	7,10	6,90	6,47	6,43	6,91	7,22	7,05	6,65	6,32	6,25	6,33	5,82	5,83
X12	4,60	4,05	3,78	3,74	3,72	3,68	3,80	4,58	6,01	6,57	7,02	8,14	8,17	6,92	6,46	6,30	6,70	8,06	7,15	6,47	6,24	6,13	6,23	5,81	5,96
J13	4,40	3,84	3,52	3,47	3,46	3,46	3,76	4,46	5,85	6,40	7,53	7,76	7,97	7,60	6,20	6,12	6,60	7,64	6,68	6,27	5,05	4,82	6,10	4,61	5,71
V14	6,02	4,26	3,84	3,69	3,72	3,78	4,00	5,07	5,65	6,15	6,83	7,95	8,22	7,95	6,60	5,94	6,35	7,53	6,43	5,99	5,79	5,80	6,30	5,16	5,91
S15	5,87	4,00	3,87	3,80	3,72	3,40	3,41	3,38	4,06	4,95	5,35	5,66	5,62	5,48	5,24	4,95	4,70	4,87	4,87	4,88	4,69	4,69	5,56	5,02	4,71
D16	4,90	4,63	3,32	3,21	3,08	3,04	2,89	2,86	2,89	3,12	4,51	4,76	4,76	4,79	4,89	4,55	4,49	4,33	4,36	4,37	4,48	4,63	5,45	5,16	4,18
L17	4,89	3,95	3,42	3,40	3,40	3,38	3,73	4,71	5,93	6,37	7,28	8,32	8,56	8,36	6,29	6,54	6,74	7,76	7,80	6,73	6,42	6,16	6,29	5,85	6,17
M18	5,42	4,02	3,83	3,68	3,61	3,66	3,94	4,18	6,14	6,53	7,68	8,44	8,66	8,45	6,97	6,92	8,21	8,28	7,74	7,23	6,31	6,15	6,78	5,74	6,40
X19	5,45	3,96	3,93	3,72	3,68	3,69	3,97	4,52	5,97	6,50	8,29	8,46	8,79	8,59	6,99	6,55	7,03	8,28	7,16	6,66	6,38	6,20	7,05	5,44	6,30
J29	7,58	4,06	3,87	3,85	3,78	3,87	4,00	4,90	6,00	8,77	9,10	9,45	9,67	9,40	8,99	8,91	8,99	9,21	9,09	8,83	8,56	8,13	5,51	6,99	7,49
V21	5,45	4,17	3,91	3,85	3,77	3,87	4,13	4,82	5,90	8,72	9,18	9,66	9,80	9,40	8,91	8,86	8,93	9,12	9,05	8,88	8,68	8,53	8,58	6,91	7,40
S22	6,10	4,42	3,97	3,89	3,89	3,72	3,69	3,72	4,27	4,78	5,53	5,75	5,87	5,69	5,65	5,12	5,15	5,14	5,10	5,13	5,08	5,41	5,60	4,98	4,95
D23	5,36	4,79	3,50	3,31	3,12	3,07	2,99	2,88	2,84	3,02	3,93	4,14	4,07	4,05	4,14	3,96	3,83	3,83	4,06	4,22	4,39	5,08	5,41	5,27	4,01
L24	4,72	3,64	3,58	3,38	3,40	3,59	3,88	4,90	6,18	6,80	8,89	9,06	9,03	9,03	8,35	8,34	8,40	8,41	7,92	8,14	6,52	6,60	7,52	5,90	6,77
M25	4,67	3,68	3,67	3,57	3,43	3,49	3,77	4,07	5,62	6,31	7,23	7,82	8,06	7,85	6,51	6,36	7,17	7,24	6,56	6,27	5,84	5,87	6,87	5,59	5,86
X26	5,16	3,66	3,52	3,32	3,32	3,36	3,74	4,17	5,39	7,71	8,74	8,88	8,91	8,90	8,70	8,65	8,78	8,83	8,80	8,36	7,53	7,53	7,78	5,74	6,88
J27	5,20	3,92	3,86	3,66	3,61	3,59	3,87	4,38	5,75	7,75	8,86	9,00	9,23	8,99	8,63	8,58	8,76	8,87	8,80	7,91	7,56	7,48	7,69	5,73	6,95
V28	6,66	3,90	3,75	3,58	3,43	3,51	3,80	4,36	5,90	7,50	8,85	8,96	8,96	8,97	7,99	7,91	8,00	8,15	6,84	6,30	6,04	6,02	7,34	5,70	6,52
S29	5,49	4,71	3,93	3,82	3,81	3,78	3,72	3,72	4,28	4,83	5,47	5,68	5,70	5,65	5,62	5,21	5,07	5,18	5,21	5,20	5,05	5,49	6,54	5,11	4,97
D30	5,30	4,45	3,36	3,10	2,98	2,90	2,92	2,89	2,85	3,19	4,01	4,48	4,57	4,49	4,64	4,34	4,38	4,10	4,03	4,07	4,37	5,02	5,22	4,89	4,09
L31	4,27	3,73	3,54	3,50	3,47	3,39	3,76	4,17	6,01	6,24	6,79	7,58	7,64	7,49	6,86	7,00	7,36	7,76	7,47	7,06	5,38	6,14	6,65	5,76	6,00
Media	5,38	4,16	3,75	3,61	3,56	3,56	3,73	4,26	5,40	6,43	7,39	7,79	7,93	7,71	7,01	6,86	7,15	7,48	7,13	6,78	6,19	6,21	6,78	5,71	6,05

Mínimo: 2,84 Precios de 2,84 a 5,08 Precios de 5,08 a 6,38 Precios de 6,38 a 10,48 Máximo: 10,48

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1999.

PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 13,7% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

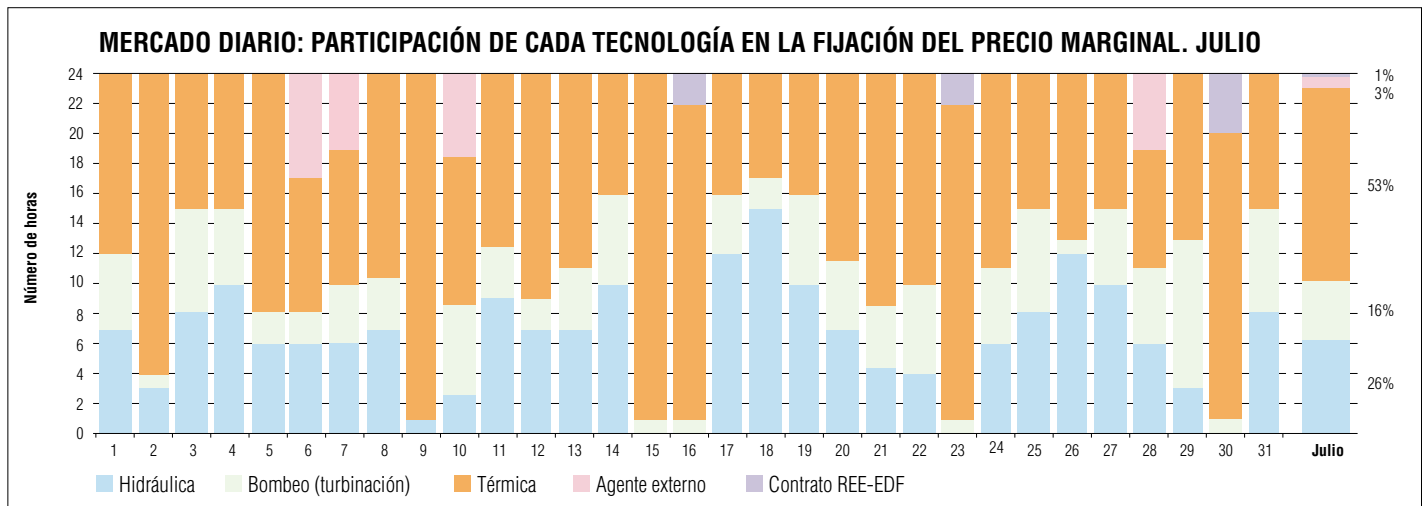
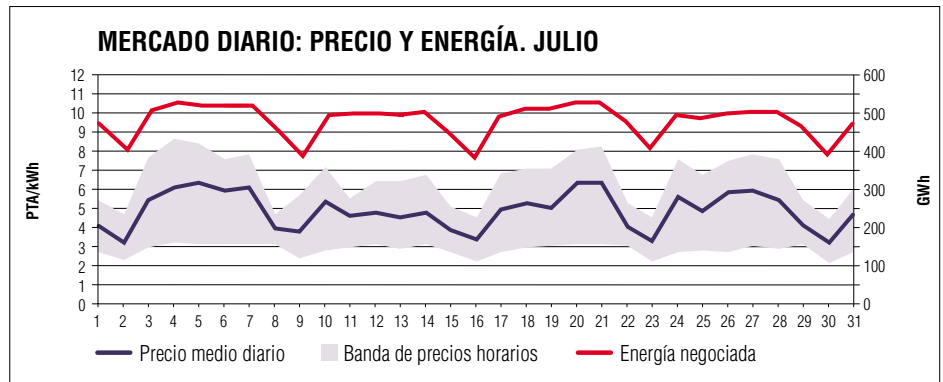
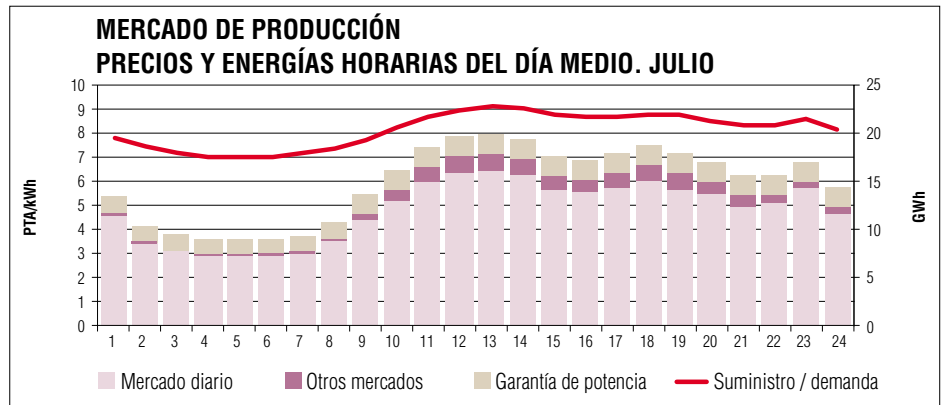
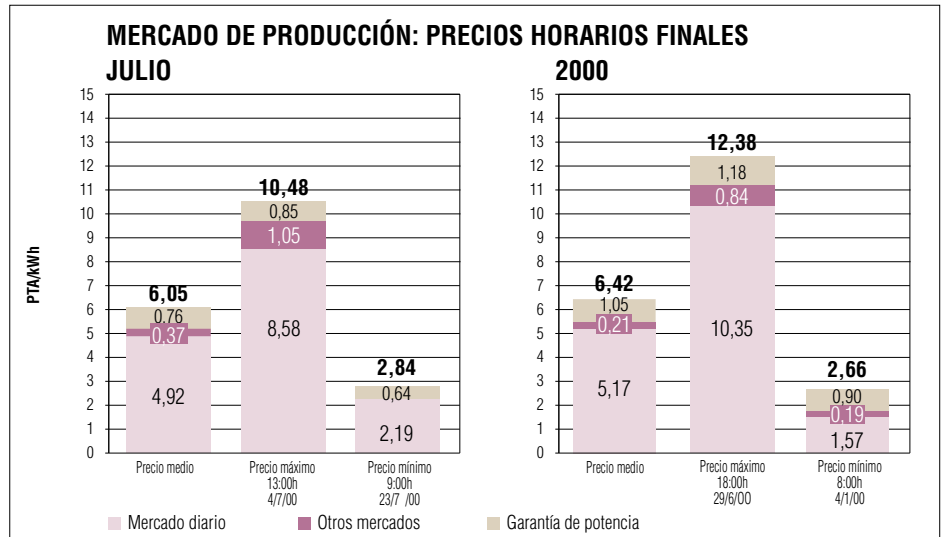
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de julio, precio valle, ha sido 3,984 PTA/kWh; el precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 6,729 PTA/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 10,48 PTA/kWh en la hora 13 del martes 4, mientras que el precio mínimo fue 2,84 PTA/kWh en la hora 9 del domingo 23. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 3,7 veces, ligeramente menor que 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 3,6 y 7,9 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 17,4 y 22,8 GWh.

Mercado diario

- En julio, el precio medio del mercado diario ha sido 4,92 PTA/kWh, la energía intercambiada 14.750 GWh y el volumen económico contratado 72.497 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,4% de la energía y el 79,2% del volumen económico.
- En julio, las curvas de precios máximos y diarios medios presentan osci-



laciones significativamente mayores que el mes pasado.

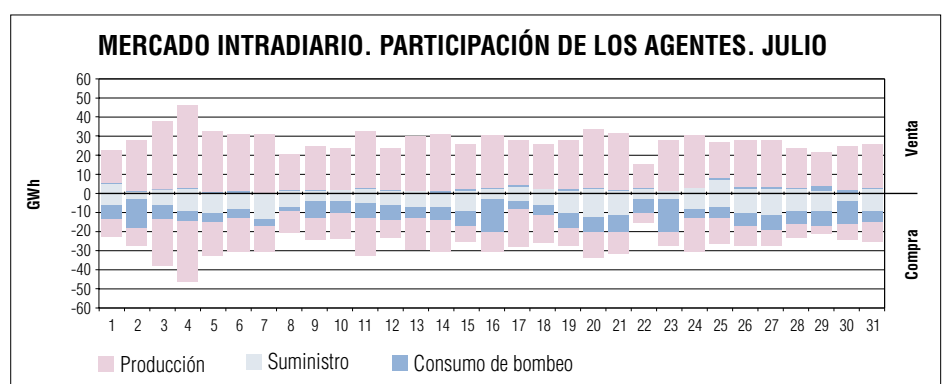
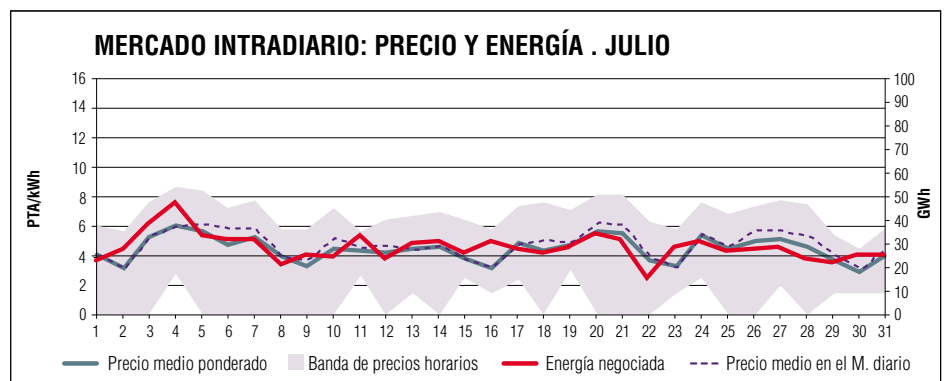
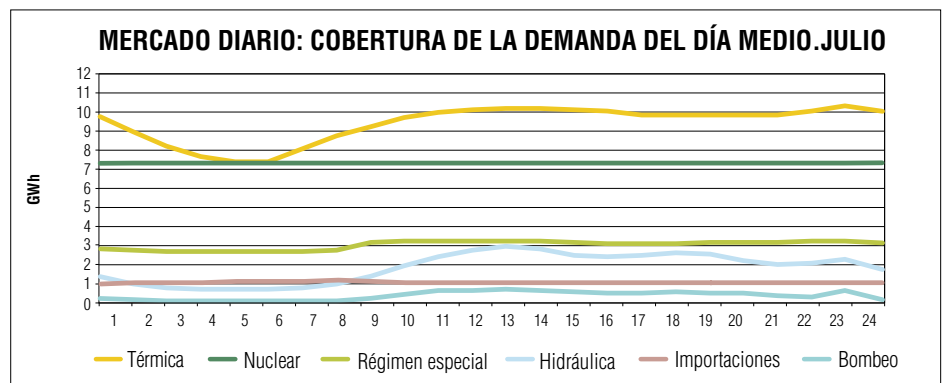
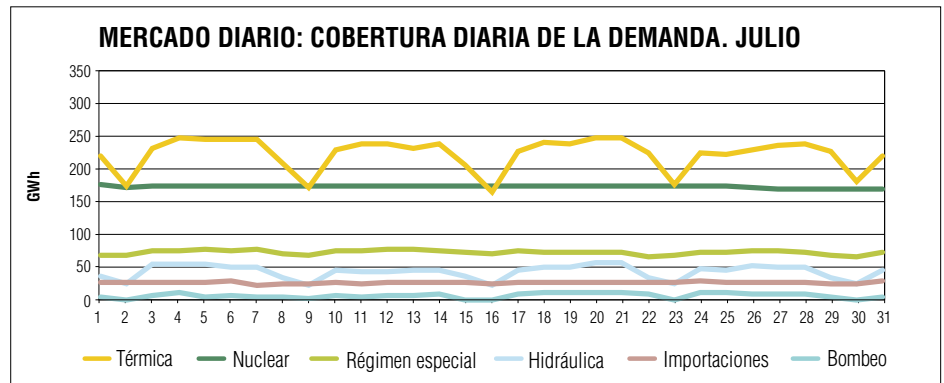
- El precio mínimo del mes, 2,14 PTA/kWh, se ha registrado en la hora 9 del domingo 30, y el precio máximo del mes, 8,58 PTA/kWh, en la hora 13 del martes 4.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un ligero aumento de la producción térmica, así como una significativa reducción de la producción hidráulica y de su modulación horaria.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 53% de las horas frente al 43% de las hidráulicas y de bombeo, cifras similares a las registradas el mes pasado.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 4,56 PTA/kWh, un 9,7% más que el mes anterior y un 7,1% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 892 GWh, un 0,7% menos que el mes anterior. De esta energía, el 55,2% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 44,8% restante, 400 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 219 GWh, y al suministro, 181 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 2,0 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, 618, 98, 50, 35, 40 y 51 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 2,9 y 7,4 PTA/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de julio ha sido de 11.575 MPTA, suponiendo un sobre-coste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,76 PTA/kWh, un 29,9% menos que el mes anterior, y que supone el 12,6% del precio medio del mercado. Esta notable reducción del precio de la garantía de potencia



es consecuencia de la entrada en vigor del nuevo valor unitario para el cálculo del importe a cobrar por los productores por este concepto, que queda establecido en 0,8 PTA/kWh.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED

ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 249 MPTA, con una repercusión sobre el precio medio del mercado de producción de 1,6 cts./kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 135 GWh en el mes de julio, un 28,7% más que el mes anterior.

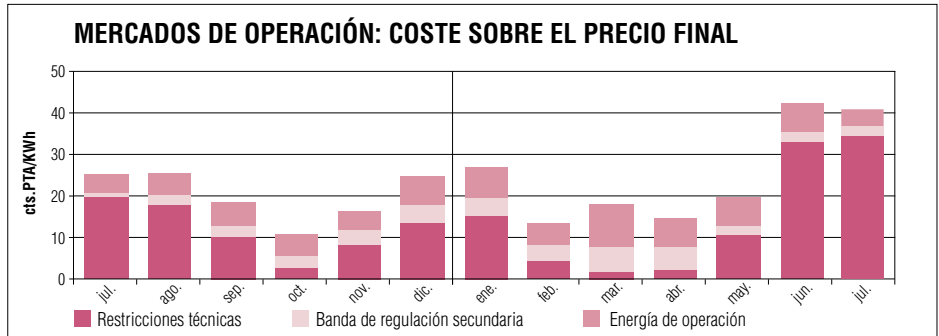
Mercados de operación

• El coste neto de los mercados de operación ha sido 40,3 cts/kWh, un 4,7% menos que en junio, suponiendo un 6,7% del precio final del mercado de producción.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 516 GWh, lo que supone un 3,5% de la energía correspondiente al mercado diario, un 20% más que en junio. Este incremento ha sido debido al mayor consumo de potencia reactiva en el mes de julio. Sin embargo, respecto al mismo mes del año anterior, se ha programado un 12% menos de energía por restricciones siendo la reducción más fuerte en la zona sur causada por la mejora del factor de potencia. El precio medio de la energía desplazada ha sido 16,41 PTA/kWh, valor similar al del mes anterior.

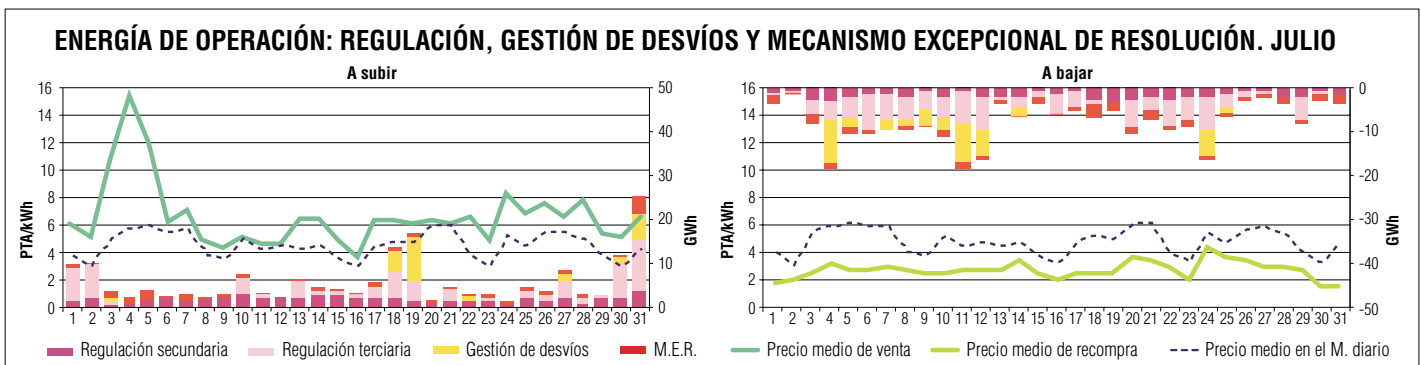
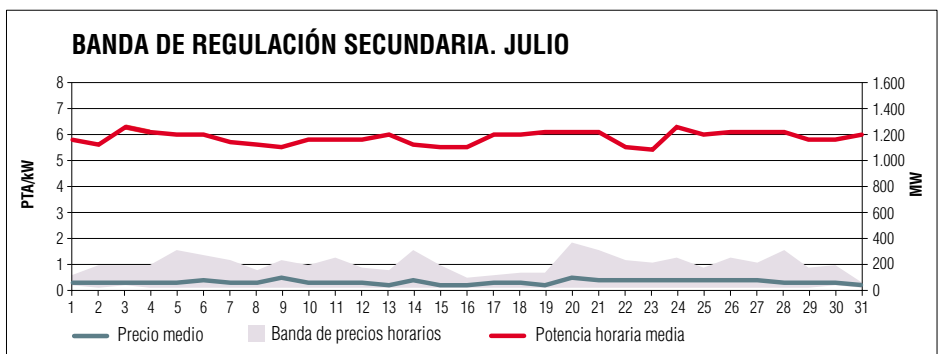
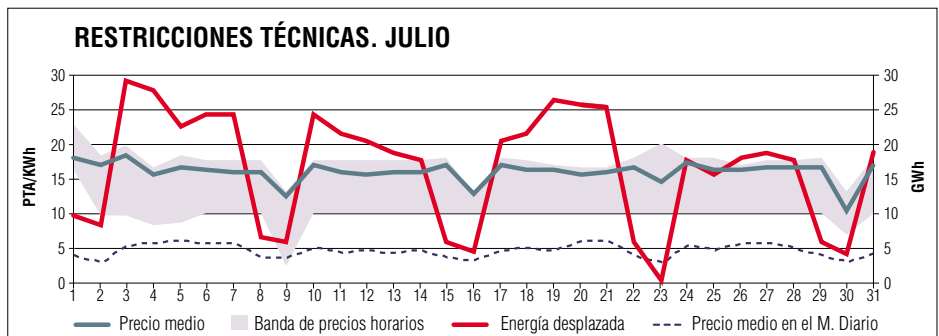
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.172 MW, repartidos en 669 MW a subir y 503 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,32 PTA/kWh, un 8,6% menos que en junio. La repercusión económica total ha significado un coste de 1,8 cts/kWh, un 5% menos que en el mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 434 GWh, repartida en 187 GWh a subir y 247 a bajar, valor semejante al mes de mayo, un 16% menos que en junio. El precio medio de venta ha sido 6,55 PTA/kWh y el de recompra 2,79 PTA/kWh, valores que respecto al mes anterior son inferiores en precio de venta y superiores en el de recompra. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 3,9 cts/kWh, un 44% menos que en junio. La relación de energía de operación subir/bajar fue de 0,76, representativa de una mayor utilización de la energía a bajar respecto de la energía a subir, especialmente en regulación terciaria. Sin embargo, es de destacar el elevado precio de la energía de regulación, 16 PTA/kWh, que se produjo los días 3, 4 y 5 causados por el gran volumen de energía a subir que hubo que gestionar.



Mercados de operación Julio	Coste s/Precio final cts. PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
Restricciones técnicas (*)	34,6	516		16,41	
Banda de regulación secundaria (**)	1,8	669	503	0,32	
Energía de operación (***)	3,9	187	247	6,55	2,79
Regulación secundaria		65	58	5,21	3,30
Regulación terciaria		73	108	5,86	2,95
Gestión de desvíos		29	46	6,22	3,59
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		20	36	13,69	0,47
Total	40,3				

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



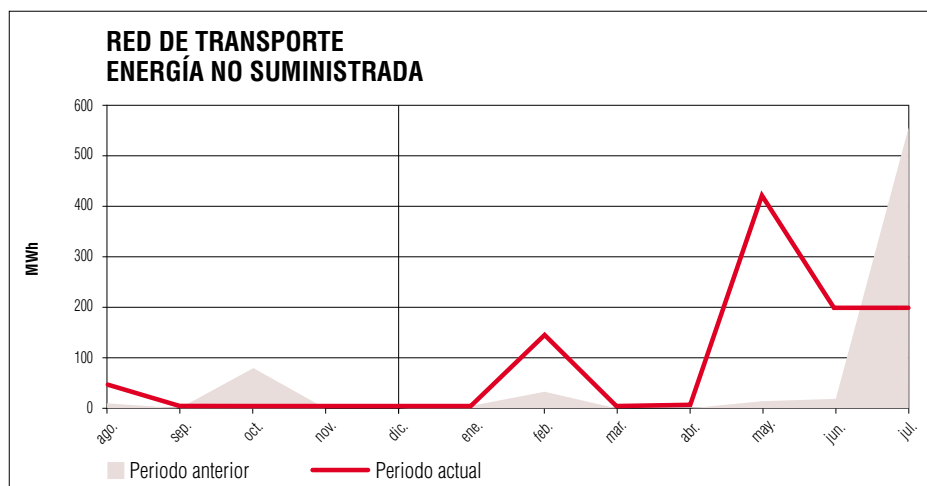
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 julio se han producido dos cortes de mercado en la provincia de Barcelona, el primero con una ENS de 130,9 MWh y el segundo de 64 MWh. Ambos cortes fueron causados por incendios.
- Durante los primeros siete meses del año 2000 la ENS ascendió a 962,0 MWh, consecuencia de los cortes de mercado registrados en los meses de febrero, mayo, junio y julio.
- Por su parte, durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 1.010,2 MWh, de los que 418,7 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 591,5 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 2,782 minutos, 0,681 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 han producido en los meses de febrero, mayo, junio y julio de este año.
- En julio, la disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España ha sido del 98,9%, tasa que supera en casi un 1% a la registrada en julio de 1999 como consecuencia de la reducción de las indisponibilidades programadas.
- La indisponibilidad acumulada de las líneas de Red Eléctrica de España hasta el mes de julio ha sido del 1,2%, medio punto inferior a la del mismo período del año anterior debido a la reducción de descargos para mantenimiento preventivo. Esta tasa acumulada sitúa la indisponibilidad en términos interanuales en el 1,9%, 0,7 puntos por debajo de la contabilizada en julio del año anterior.

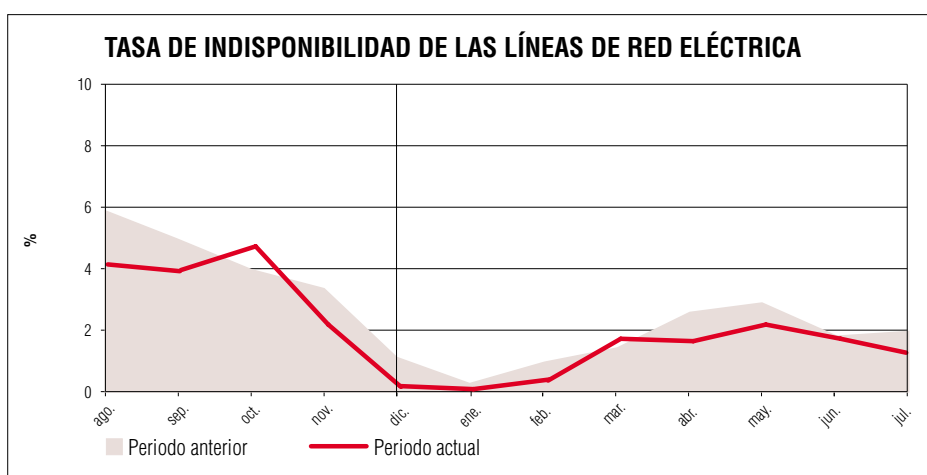
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	194,9	962,0	1.010,2
RED ELÉCTRICA	0,0	418,3	418,7
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	2,782
RED ELÉCTRICA	-	-	1,153



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,8	35,5	0,5	-43,1	0,8	-37,2
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-78,7	0,0	-34,0	0,0	-27,4
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,3	-74,5	0,6	-10,3	1,1	-16,0
Total	1,1	-43,2	1,2	-29,0	1,9	-26,0

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 7 del año 2000, correspondiente al período enero-julio, ascendieron a 906.226 MPTA, de los cuales el 94,2% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 5,4% a peajes.
- Del total de ingresos, el 8,0%, 72.450 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 7 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 23.254 MPTA.

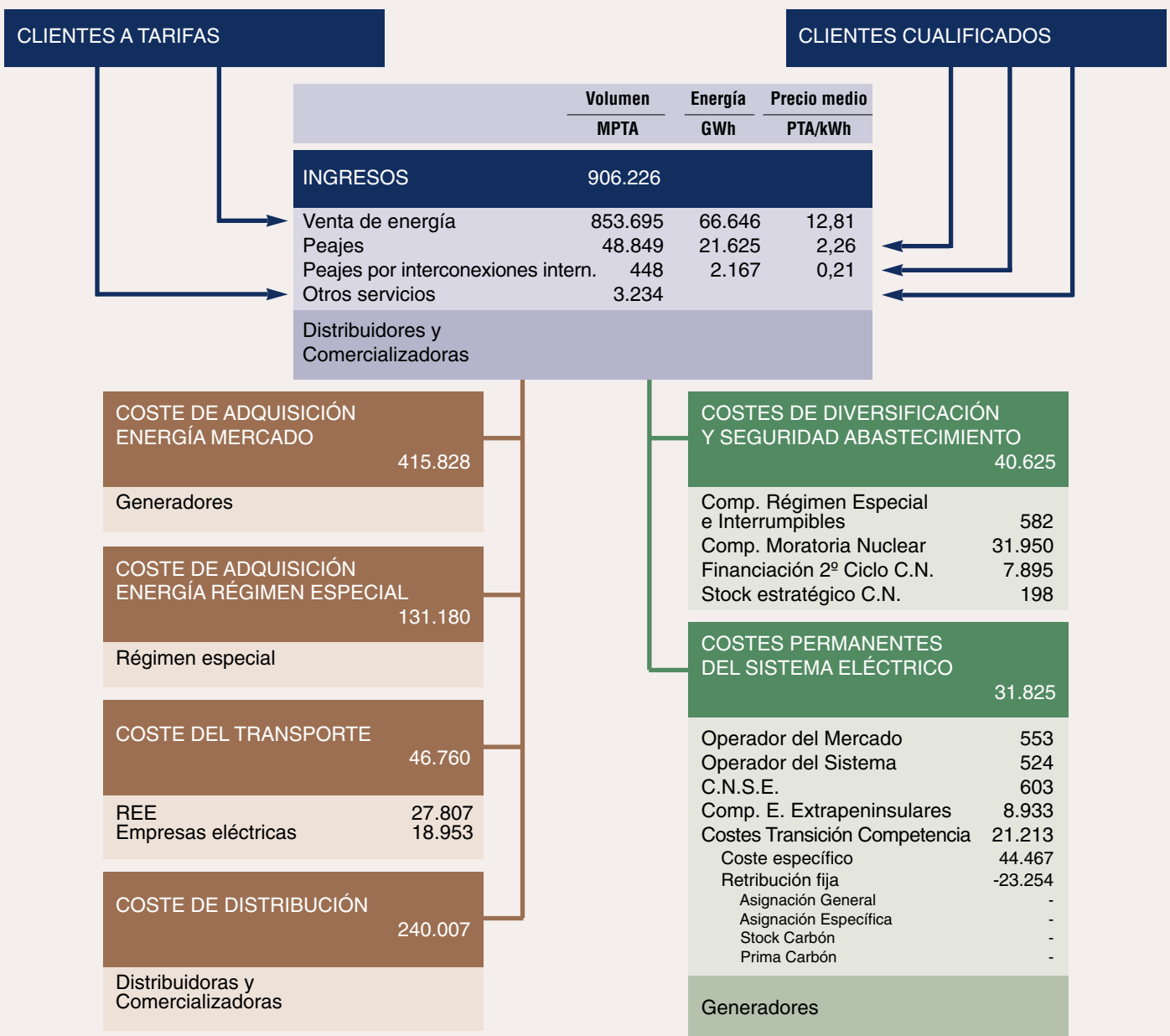
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo al procedimiento de precedencia en la repercusión establecido en resolución de la Dirección General de la Energía de 28 de marzo del año 2000.

- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 7 del año 2000, se ha elevado a 415.828 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 60.600 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 24.000 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

Liquidación nº 7, 2000. Periodo Enero-Julio (*)

(Millones de pesetas)

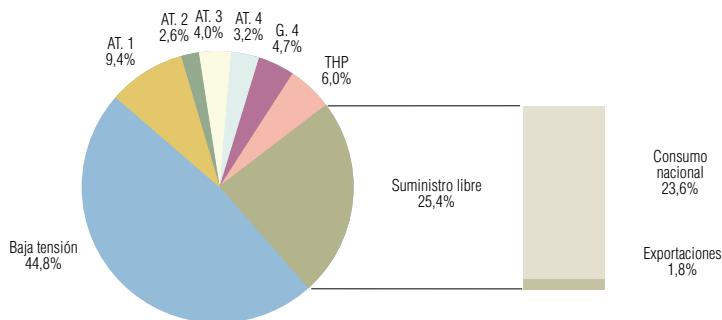
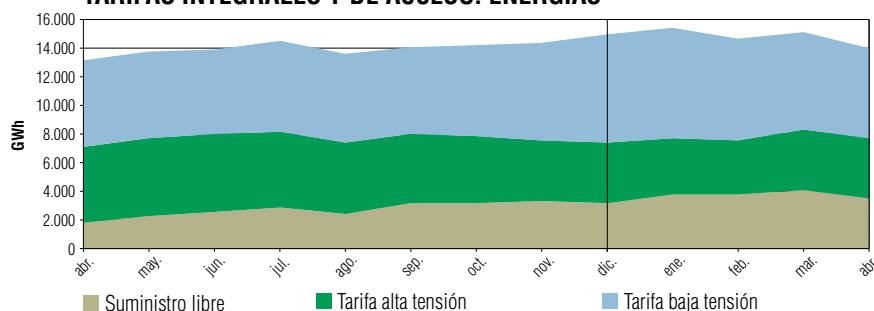
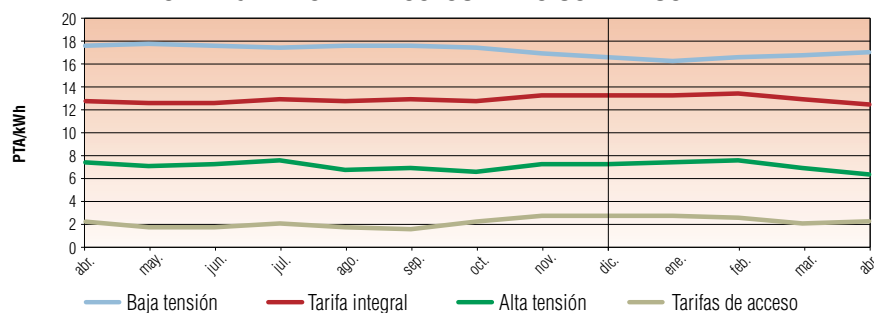


(*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en abril se elevó a 10.393 GWh, un 7,3% inferior al del mismo mes del año anterior. Esta tasa es la más baja registrada en muchos meses debido a que se compara con un mes, abril de 1999, en el que ya una buena parte del consumo había abandonado la tarifa regulada tras la entrada en vigor de los dos primeros umbrales de liberalización del mercado establecidos para el año 1999.
- En el primer cuatrimestre del año 2000, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 44.056 GWh, un 10,7% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento acumulada continúa descendiendo según avanza al año debido al efecto anteriormente señalado de la entrada en vigor de nuevos umbrales de liberalización en los primeros meses de 1999, al que hay que añadir el mayor peso específico de los consumos en baja tensión en los meses de invierno.
- El progresivo incremento del peso sobre el consumo total de los consumos en baja tensión, cuyo precio es mayor que los de alta tensión, ha situado el precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el período enero-abril en 13,03 PTA/kWh, un 1,8% superior al del primer cuatrimestre de 1999. Esta tasa positiva contrasta con el descenso medio de tarifas del 1% aprobado para el año 2000.
- En abril el volumen de energía consumida en el mercado libre ha sido ligeramente inferior al del mes anterior, alcanzado el 25,4% del consumo total, con lo que en el primer cuatrimestre 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 abril ha sido de 2,14 PTA/kWh, con lo que en el primer cuatrimestre del año el precio se ha situado en 2,33 PTA/kWh, un 6,6% mayor que en los cuatro primeros meses de 1999, debido a la incorporación entre ambos periodos 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. ABRILSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

Tarifa integral	Abril				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)	1.305	-44,4	10,86	2,8	5.527	-50,4	10,99	3,4	21.316	-48,5	10,75	2,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	360	-12,6	5,21	-19,3	1.383	-25,6	5,91	-16,4	4.391	-37,3	5,97	-19,2
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	552	8,8	3,67	-14,1	1.938	2,6	4,52	-3,1	5.912	0,1	4,34	-7,0
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	445	6,5	2,94	-13,2	1.526	-0,6	3,70	-0,1	4.722	-4,6	3,48	-5,9
G. 4 (Grandes consumidores)	658	1,8	3,61	-1,6	2.651	3,0	3,67	-0,4	7.914	2,2	3,66	-0,2
Tarifa horaria de potencia	839	-12,1	5,22	-7,2	3.145	-15,3	6,19	-1,2	11.073	-2,2	5,47	-5,0
Alta tensión	4.158	-21,3	6,29	-14,4	16.170	-28,8	6,96	-11,6	55.329	-29,4	6,99	-12,6
Baja tensión	6.235	5,3	16,91	-3,1	27.886	4,8	16,55	-2,7	79.184	5,3	16,98	-3,7
Sistema peninsular	10.393	-7,3	12,66	-0,2	44.056	-10,7	13,03	1,8	134.513	-12,4	12,87	1,2
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	3.292	77,9	2,28	4,8	14.030	165,6	2,51	9,2	35.480	406,0	2,30	-4,6
Exportaciones	244	1.247,6	0,18	-1,9	1.188	270,7	0,23	-36,8	2.621	194,7	0,22	-26,5
Total	3.537	89,2	2,14	-1,0	15.218	171,6	2,33	6,6	38.100	382,2	2,16	-0,7

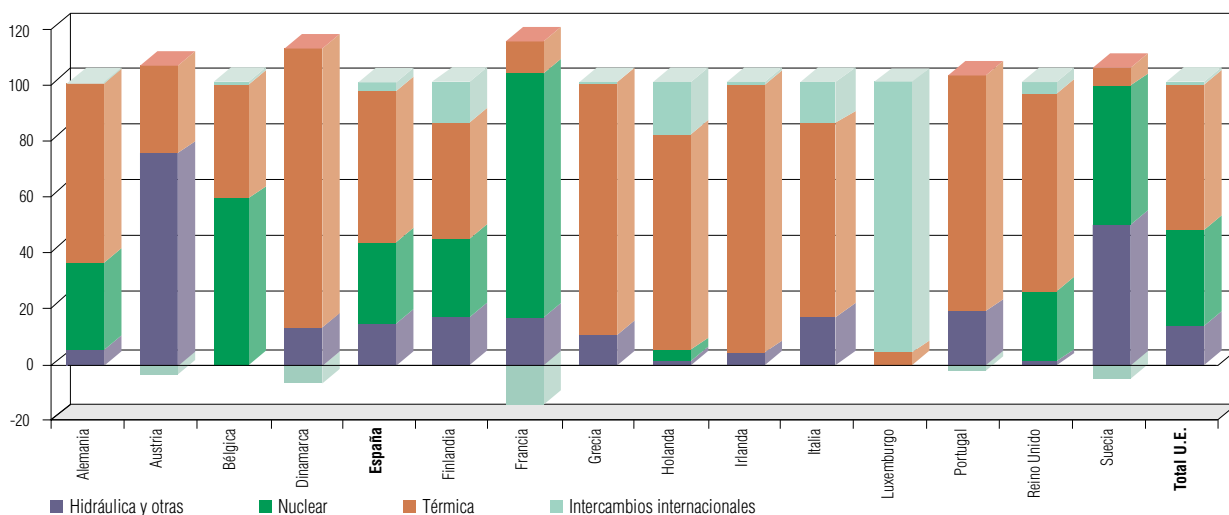
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

COBERTURA DE LA DEMANDA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA. 1999

	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	160,4	4,8	324,4	-4,3	24,1	19,3	508,9	-0,6	40,5	5,7	-39,5	1,3	509,9	-0,3
Austria	0,0	-	17,5	-0,6	39,7	8,2	57,2	5,3	11,6	12,6	-13,5	28,6	55,3	2,2
Bélgica	46,6	6,2	32,6	-4,4	0,0	-	79,2	1,4	8,9	14,1	-8,2	28,1	79,9	0,5
Dinamarca	0,0	-	33,8	-7,1	3,2	18,5	37,0	-5,4	5,0	85,2	-7,3	2,8	34,7	0,0
España	56,2	-0,3	104,7	23,0	27,7	-24,8	188,6	5,8	8,3	76,8	-2,6	99,6	194,4	6,6
Finlandia	22,1	5,2	32,0	1,6	12,7	-14,2	66,8	-0,7	11,4	18,8	-0,2	-33,3	78,0	1,8
Francia	375,0	1,8	48,5	-8,0	70,2	16,7	493,7	2,6	5,0	8,7	-68,7	10,5	430,0	1,5
Grecia	0,0	-	40,8	5,2	4,7	27,0	45,5	7,1	1,8	-28,0	-1,6	77,8	45,7	3,6
Holanda	3,6	0,0	78,6	-5,4	0,9	-10,0	83,1	-5,2	22,4	83,6	-4,0	-	101,5	2,0
Irlanda	0,0	-	19,3	3,2	0,7	-22,2	20,0	2,0	0,3	-	-0,1	0,0	20,2	2,5
Italia	0,0	-	197,2	1,0	46,6	7,9	243,8	2,2	42,5	2,2	-0,5	-44,4	285,8	2,4
Luxemburgo	0,0	-	0,2	0,0	0,0	-	0,2	-	6,2	-1,6	-0,7	-22,2	5,6	3,7
Portugal	0,0	-	33,6	37,1	7,2	-42,4	40,8	10,2	3,6	-10,0	-4,5	21,6	39,9	5,8
Reino Unido	87,7	-7,8	244,0	2,5	1,5	-68,1	333,2	-1,4	14,5	15,1	-0,3	50,0	347,4	-0,8
Suecia	70,2	-0,4	9,4	0,0	70,6	-4,3	150,2	-2,3	8,5	39,3	-15,9	-5,4	142,8	-0,1
Total U.E.	821,8	1,2	1.216,6	1,0	309,7	-0,6	2.348,1	0,9	190,5	16,5	-167,6	11,2	2.371,1	1,3

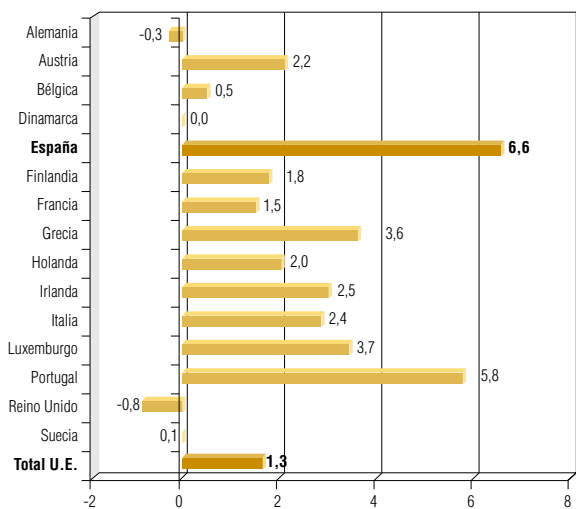
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior. (*) Incluye energías renovables: están deducidos los consumos en bombeo Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA

COBERTURA DE LA DEMANDA* 1999 (%)



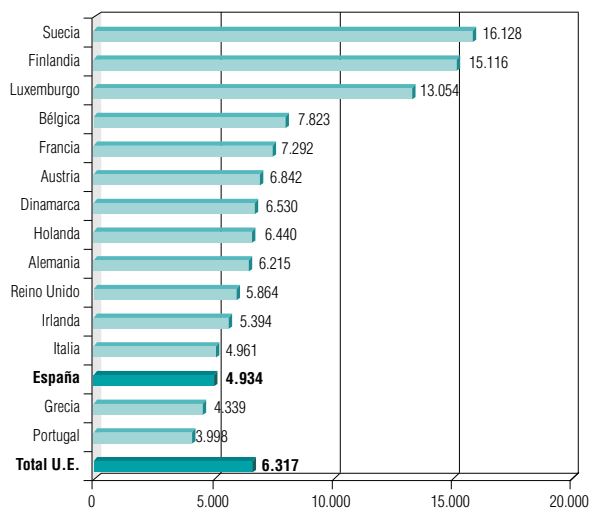
(*) Valores negativos representan saldos exportadores de los intercambios Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA

CRECIMIENTO DE DEMANDA 1999/1998 (%)



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

CONSUMO ANUAL POR HABITANTE (kWh/h) 1999



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.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>