

CURVA DE CARGA DEL DÍA DE MAYOR DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 1996



EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
INFORME **1996**

Síntesis de la explotación	13
1. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular.....	17
1.1 Demanda de energía eléctrica.....	17
1.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda eléctrica.....	18
1.3 Componentes de la demanda	19
2. Cobertura de la demanda de potencia en el sistema eléctrico peninsular	31
2.1 Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular	31
2.2 Funcionamiento del equipo generador	31
2.3 Sistema de interrumpibilidad.....	34
3. Generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	39
3.1 Cobertura de la demanda de energía eléctrica	39
3.2 Generación hidroeléctrica	40
3.3 Generación en centrales térmicas de carbón.....	42
3.4 Generación en centrales térmicas de fuel y mixtas.....	42
3.5 Generación en centrales nucleares	43
3.6 Adquisición de combustibles.....	43
3.7 Costes de generación	43
4. Transporte de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	73
4.1 Red de transporte de energía eléctrica	73
4.2 Calidad de servicio de la red de transporte.....	74
4.3 Niveles de tensión y carga de la red de transporte	74
4.4 Tasa de indisponibilidad y descargos en líneas de la red de transporte	75
4.5 Pérdidas en la red de transporte	76
5. Intercambios internacionales de energía eléctrica	87
5.1 Estado de los contratos.....	87
5.2 Saldo de los intercambios.....	87
6. Autoproducción	93
6.1 Potencia instalada y energía adquirida a los autoprodutores	93
6.2 Precios de la energía adquirida a los autoprodutores	93
Anexo 1 Sistemas extrapeninsulares	97
Anexo 2 Panorama internacional	103

1. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	
1.1.1 Crecimiento anual de la demanda	20
1.1.2 Crecimiento anual de la demanda en barras de central (Año móvil).....	20
1.1.3 Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)	21
1.1.4 Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.).....	21
1.1.5 Crecimiento mensual de la demanda en barras de central	22
1.1.6 Crecimiento acumulado de la demanda en barras de central	22
1.1.7 Demandas semanales de energía eléctrica	23
1.1.8 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Días de mayor demanda de energía.....	23
1.1.9 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer miércoles de agosto	24
1.1.10 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer miércoles de diciembre	24
1.1.11 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer domingo de agosto.....	25
1.1.12 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer domingo de diciembre.....	25
1.1.13 Evolución de los valores máximos de la demanda de potencia horaria y de energía diaria.....	26
1.1.14 Puntas máximas de potencia semanales	26
1.1.15 Monótona de demanda	27
1.2.1 Evolución de la demanda de energía eléctrica y del P.I.B. (Indices base 1982).....	27
1.2.2 Evolución y tendencia de la demanda de energía eléctrica en el período 1986-1996 ..	28
1.2.3 Componentes del crecimiento de la demanda mensual.....	28
1.2.4 Demanda corregida de laboralidad y temperatura.....	29
1.2.5 Temperatura peninsular.....	29
1.3.1 Curva de carga por usos del día de mayor demanda de energía	30
2. Cobertura de la demanda de potencia en el sistema eléctrico peninsular	31
2.1.1 Balance de potencia instalada (MW). Sistema eléctrico peninsular	35
2.2.1 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima en 1996 (11 de diciembre, de 18 a 19 horas))	35

2.2.2	Cobertura de las potencias horarias máximas semanales en 1996.....	36
2.2.3	Curva monótona de carga en 1996.....	36
2.2.4	Plan anual de mantenimiento del equipo térmico	37
2.3.1	Potencia máxima no suministrada por aplicación de interrumpibilidad. Campaña 95 - 96	38
2.3.2	Potencia ofertada y abonados integrados en el sistema de interrumpibilidad. Campaña 95 - 96.....	38
2.3.3	Potencia ofertada en punta y llano por sectores de actividad (MW). Campaña 95 - 96 ...	38
3.	Generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular.....	39
3.1.1	Cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)	44
3.1.2	Origen de la producción gestionada por REE	44
3.2.1	Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares.....	45
3.2.2	Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh).....	46
3.2.3	Energía producible mensual 1994 - 1996. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real	46
3.2.4	Energía producible hidráulica diaria durante 1996 comparada con el producible medio histórico (GWh).....	47
3.2.5	Consumo mensual en bombeo.	47
3.2.6	Producción de energía hidroeléctrica en 1996. Centrales con producción anual mayor de 100 GWh (b.a.)	48
3.2.7	Producción de energía hidroeléctrica en centrales con producción anual mayor de 100 GWh.....	49
3.2.8	Producción hidroeléctrica mensual.....	49
3.2.9	Energía producible hidroeléctrica mensual	50
3.2.10	Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes.....	50
3.2.11	Reservas hidroeléctricas por sistemas	51
3.2.12	Valores extremos de las reservas en el año	51
3.2.13	Reservas hidroeléctricas. Índice de llenado a 31 de diciembre	52
3.2.14	Valores máximos y mínimos históricos de llenado en los embalses hidroeléctricos: 1969 - 1996	53
3.2.15	Precipitaciones registradas en las principales estaciones	53
3.2.16	Caudales medios de los principales ríos de interés hidroeléctrico	54

3.2.17	Reservas hidroeléctricas. Evolución 1994 - 1996	55
3.3.1	Producción en centrales térmicas de carbón (b.a.)	56
3.3.2	Producción mensual de las centrales de carbón (GWh b.a.).....	57
3.3.3	Producción en centrales térmicas de carbón por tipo de combustible (b.a.)	57
3.3.4	Utilización de los grupos de carbón	58
3.3.5	Disponibilidad de los grupos de carbón.....	59
3.4.1	Producción en centrales de fuel y mixtas (b.a.)	60
3.4.2	Producción mensual de las centrales de fuel/gas (GWh b.a.).....	60
3.4.3	Utilización de los grupos de fuel y mixtos	61
3.4.4	Disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos.....	62
3.5.1	Producción en centrales nucleares (b.a.).....	63
3.5.2	Producción mensual de las centrales nucleares (GWh b.a.)	63
3.5.3	Utilización de los grupos nucleares	64
3.5.4	Disponibilidad de los grupos nucleares	64
3.5.5	Disponibilidad, factor de carga y producción de las centrales nucleares.....	65
3.6.1	Adquisición de carbón termoeléctrico	66
3.6.2	Adquisición de carbón por centrales térmicas (kT)	66
3.6.3	Consumo de combustibles	67
3.6.4	Existencias de combustibles a 31 de diciembre.....	67
3.6.5	Consumo de combustibles por centrales térmicas (kT).....	68
3.6.6	Existencias de combustibles en los parques de centrales térmicas (kT)	69
3.7.1	Costes unitarios de generación en 1996 (PTA/kWh)	70
3.7.2	Costes fijos y variables de generación 1996 (MPTA)	70
3.7.3	Evolución del coste total de generación por tipo de combustible (PTA/kWh)	70
3.7.4	Evolución del coste de generación	71
3.7.5	Coste del combustible neto	71
3.7.6	Evolución del coste de combustible neto en la generación eléctrica (PTA/kWh)	72
3.7.7	Evolución del coste de combustible neto en generación (índices base 1992)	72
4.	Transporte de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	73
4.1.1	Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV	77

4.1.2	Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV	77
4.1.3	Nuevas subestaciones en operación.....	77
4.1.4	Nueva transformación en subestaciones en servicio.....	78
4.1.5	Nuevas reactancias en operación.....	78
4.1.6	Evolución del sistema de transporte y transformación	78
4.1.7	Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)	79
4.1.8	Evolución de la red a 400 y 220 kV	79
4.3.1	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 % por zonas y para la red de 400 kV	80
4.3.2	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 % por zonas y para la red de 220 kV	80
4.3.3	Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 400 kV.....	81
4.3.4	Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 220 kV.....	81
4.3.5	Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas.....	82
4.3.6	Evolución del factor de potencia medio en la zona de Madrid	82
4.5.1	Pérdidas en la Red Mallada (% sobre la demanda).....	83
4.5.2	Comportamiento horario de las pérdidas	83
5.	Intercambios internacionales de energía eléctrica	87
5.2.1	Evolución de los saldos de intercambios internacionales (Medidos en frontera).....	88
5.2.2	Saldos mensuales de intercambios internacionales programados	88
5.2.3	Saldos mensuales de los intercambios físicos internacionales (MWh).....	89
5.2.4	Intercambios internacionales físicos mensuales (MWh)	89
5.2.5	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)	90
5.2.6	Movimientos físicos de energía eléctrica con Francia (MWh).....	91
5.2.7	Movimientos físicos de energía eléctrica con Portugal (MWh).....	92
6	Autoproducción	93
6.1.1	Evolución de la potencia instalada por autoprodutores (MW).....	94
6.1.2	Potencia instalada por autoprodutores 1992-1996 (MW)	94
6.1.3	Evolución de la energía adquirida a autoprodutores (GWh).....	95
6.1.4	Energía adquirida a autoprodutores 1992-1996 (GWh).....	95

6.1.5	Estructura de autoproducción por tipo de combustible. Potencia instalada y energía adquirida.....	96
6.2.1	Coste medio del kWh adquirido a autoprodutores	96
Anexo 1. Sistemas extrapeninsulares.....		97
A1.1	Balance de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares (GWh)	99
A1.2	Crecimiento de la demanda b.c. en los sistemas extrapeninsulares (GWh).....	99
A1.3	Equipo generador en Baleares a 31-12-96 (MW)	100
A1.4	Equipo generador en Ceuta y Melilla a 31-12-96 (MW).....	100
A1.5	Equipo generador en Canarias a 31-12-96 (MW)	101
A1.6	Producción bruta y consumo de combustibles en los sistemas extrapeninsulares en 1996	102
Anexo 2. Panorama internacional		103
A2.1	Producción total neta de energía eléctrica en los países de la Unión Europea (TWh b.c.) ..	105
A2.2	Incremento de la producción 96/95 (%)	105
A2.3	Demanda de energía eléctrica en los países de la Unión Europea (TWh b.c.).....	106
A2.4	Incremento de la demanda 96/95 (%)	106
A2.5	Origen de la producción neta en los países de la Unión Europea en 1996 (b.c.).....	107
A2.6	Estructura de la producción neta en los países de la Unión Europea	107
A2.7	Saldo de intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea	108
A2.8	Intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea	108

En el presente informe se sintetiza el comportamiento del Sector Eléctrico Español durante 1996 a través de los datos y hechos más significativos que han caracterizado su explotación.

Al igual que en informes anteriores, en los diferentes capítulos se analiza el comportamiento de la demanda en el sistema peninsular, del parque generador y de la red de transporte, los intercambios internacionales y la energía incluida bajo la denominación de autoproducción. Como complemento a esta información se han incorporado al informe dos anexos dedicados a los sistemas eléctricos extrapeninsulares y a los sistemas eléctricos de la Unión Europea. En esta síntesis se exponen los aspectos más destacables de la explotación del sistema eléctrico peninsular.

Durante 1996 el incremento de demanda en abonado final fue de un 3% respecto al año anterior, incremento inferior al previsto en el expediente de tarifas para 1996 (3,65%) y que supone una desaceleración en el crecimiento de la demanda con respecto a los dos años anteriores, especialmente teniendo en cuenta que 1996 fue año bisiesto.

La demanda de energía eléctrica en barras de central (b.c.) fue de 156.193 GWh, lo que supone un crecimiento del 2,9% respecto a 1995 (2,6% si se corrige el efecto que supone el día adicional por año bisiesto). El efecto de la actividad económica contribuyó a este incremento con un 2,3%, cifra inferior a la registrada en 1995, consecuencia del peor comportamiento experimentado por la economía en los primeros meses de 1996. La demanda de energía eléctrica mensual registró crecimientos positivos respecto al año anterior, con excepción del mes de enero donde la moderación de las temperaturas registradas hizo retroceder la demanda un 1% respecto al mismo mes de 1995.

Los valores máximos de la demanda mensual, diaria y horaria durante 1996 se alcanzaron, respectivamente, en enero con 13.850 GWh, el 11 de diciembre con 514 GWh y este mismo día entre las 6 y las 7 de la tarde con 25.357 MWh, todos ellos por debajo de los valores máximos registrados en 1995.

La cobertura de la demanda durante 1996 se ha realizado de acuerdo con las directrices de política energética establecidas por el Ministerio de Industria y Energía, que han fijado como objetivo básico la optimización económica de la explotación compatible con una utilización garantizada de recursos primarios de energía de origen nacional.

En este sentido hay que destacar como acontecimiento más importante de 1996 la producción hidroeléctrica registrada. Aunque el cambio de tendencia en la serie de años secos que comenzó en 1989 se produjo en los últimos meses de 1995, el mantenimiento de las precipitaciones a lo largo de 1996 ha permitido acabar el año con una producción de 37.692 GWh, lo que ha supuesto un incremento respecto a 1995 del 71,6%, si bien este año, al haber sido muy seco, no se puede considerar representativo de la serie histórica.

Este incremento de la producción hidroeléctrica, cerca de 16.000 GWh, ha dado lugar a una modificación importante de la cobertura de la demanda con respecto a 1995, afectando tanto a la producción de las centrales térmicas convencionales pertenecientes a los subsistemas eléctricos como a los intercambios internacionales.

Con respecto a la producción de las centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos, los aspectos más destacables han sido los siguientes:

- Los grupos de carbón han producido 52.395 GWh en bornes de alternador (b.a.) lo que supone un 35,3% de la generación total de los subsistemas eléctricos, producción inferior en un 19,1% a la registrada en 1995. La disponibilidad del equipo alcanzó el 93,9% incluidas las revisiones programadas, con un factor de utilización del equipo acoplado del 87,6%.
- La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y reservas ha supuesto 36.908 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado 784 GWh, siendo la producción hidroeléctrica total de 37.692 GWh, lo que supone un 25,4% de la producción correspondiente a los subsistemas. La producción hidroeléctrica de 1996 ha sido un 25% superior a la correspondiente a un año hidráulico medio.
- La producción nuclear fue de 56.329 GWh, experimentando un ligero incremento del 1,6% respecto a la registrada en 1995. La disponibilidad global, incluida la recarga de combustible y la revisión programada, alcanzó el 86,3% y el factor de utilización del equipo acoplado el 97,8%.
- Los grupos de fuel/gas han producido 2.149 GWh, lo que supone un 1,4% de la producción total. En términos relativos esta producción ha sufrido una disminución del 44,4% respecto a la registrada el año anterior. La disponibilidad total fue de 87,9% y el factor de utilización del equipo acoplado de 31,6%.

La mayor producción hidroeléctrica también ha tenido otros efectos sobre el balance de energía. Así, podemos destacar los menores consumos en generación, que se han reducido en un 11,8% respecto a 1995, como consecuencia del menor uso del parque térmico, y la reducción de los consumos en bombeo en un 26,8% debido a la menor necesidad de uso de estas instalaciones al disponer de recursos hidráulicos.

La potencia instalada en centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos se incrementó en 446 MW, alcanzándose una potencia instalada de 42.859 MW. Este incremento se ha debido tanto a la entrada en servicios de nuevo equipo como a ampliaciones de potencia del ya existente. Entre las centrales dadas de alta cabe destacar la de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) perteneciente a la sociedad ELCOGAS, de 320 MW, que entró en funcionamiento durante el segundo semestre de 1996 quemando gas natural.

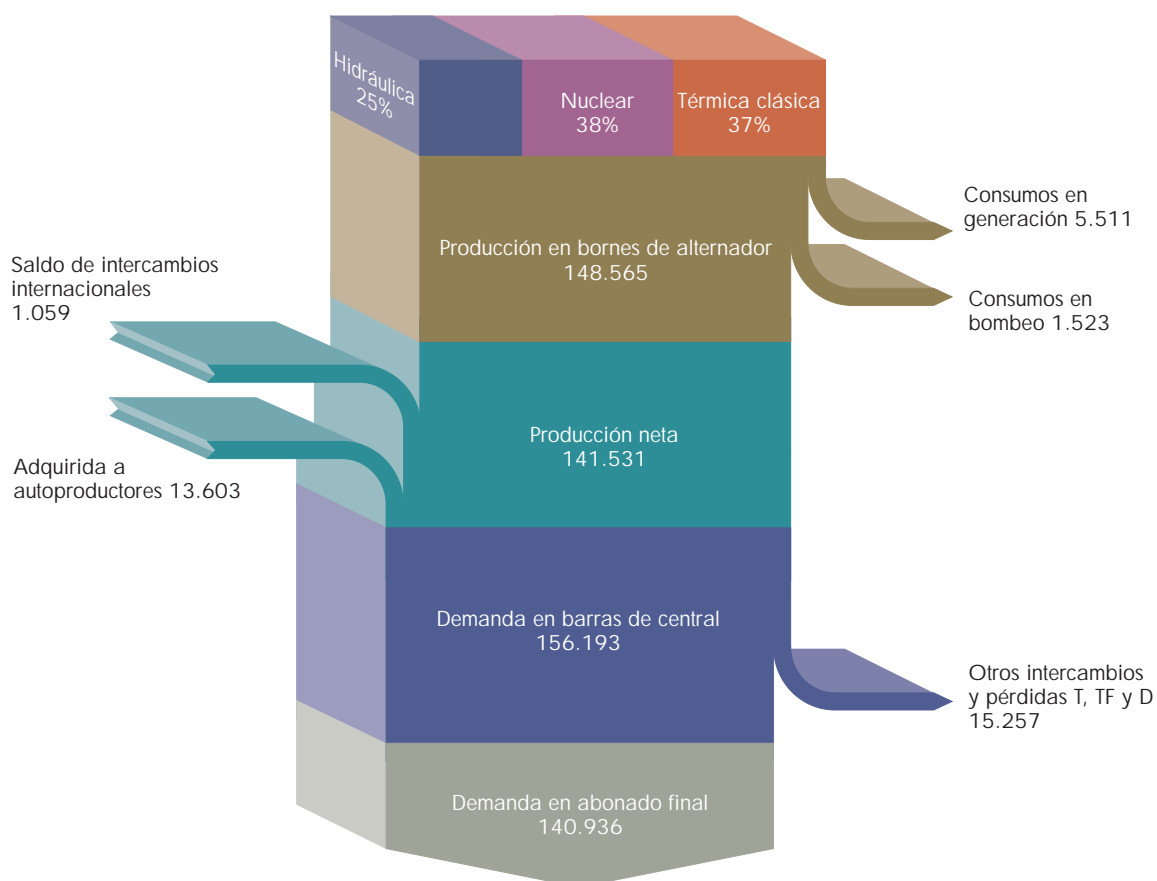
El coste unitario total de generación de la energía producida en las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos durante 1996 fue de 8,62 PTA/kWh, de las cuales 6,12 PTA/kWh corresponden a costes fijos y 2,50 PTA/kWh a costes variables.


Las pérdidas en la red de transporte fueron de 2.247 GWh, lo que ha supuesto un incremento respecto a 1995 del 4,8%, como consecuencia de la mayor utilización de las centrales hidroeléctricas, al estar éstas más alejadas de los centros de consumo.

Balace de energía en el sistema eléctrico peninsular

	1996		1995		Δ % 96/95
	GWh	%	GWh	%	
Hidráulica	37.692	25,4	21.965	15,0	71,6
Nuclear	56.329	37,9	55.445	38,1	1,6
Carbón	52.395	35,3	64.736	44,3	-19,1
Fuel/gas	2.149	1,4	3.868	2,6	-44,4
PRODUCCION (b.a.)	148.565	100,0	146.014	100,0	1,7
- Consumos en generación	5.511		6.248		-11,8
- Consumos bombeo	1.523		2.082		-26,8
= PRODUCCION NETA	141.531		137.684		2,8
+ Intercambios internacionales	1.059		4.489		-76,4
+ Autoprodutores	13.603		9.596		41,8
= DEMANDA SUBSISTEMAS (b.c.)	156.193		151.769		2,9
- Otros intercambios y pérdidas en T,TF,D.	15.257		14.872		2,6
= DEMANDA EN ABONADO FINAL	140.936		136.897		3,0

El crecimiento anual de la demanda medida en barras de central, descontado el efecto del 29 de febrero, fue del 2,6%. Los datos de demanda en abonado final son provisionales.





Durante 1996 tuvo lugar la puesta en servicio definitiva de la nueva interconexión eléctrica con Portugal a 400 kV a través del eje Trives-Cartelle-Lindoso, propiedad de RED ELECTRICA, que contabiliza 113,9 km de circuito, así como cuatro líneas de 220 kV con 102,4 km y diversas entradas/salidas a subestaciones.

El número de incidencias registradas en la red durante 1996 fue de 1.165 y el número de interrupciones o cortes de mercado fue de 11, valores inferiores a los de 1995. Sin embargo este buen comportamiento general de la red de transporte no se ha visto reflejado en el valor de los índices de Energía No Suministrada (660,4 MWh) y en el Tiempo de Interrupción Medio (2,23 minutos), lo que ha supuesto un empeoramiento de estos índices de calidad de servicio con respecto a los de 1995. Lo anterior ha sido consecuencia de la incidencia ocurrida en Galicia el 17 de octubre que supuso una energía no suministrada de 562 MWh.

Los intercambios internacionales han servido como instrumento eficaz para la gestión del sistema en un año de abundante producción hidroeléctrica. Las exportaciones aumentaron en un 89% en relación con el año anterior, verificándose éstas con tres nuevos países (Alemania, Bélgica y Holanda), al tiempo que las importaciones se reducían en un 38%. El saldo neto resultante de los intercambios con el exterior fue importador en 1.059 GWh lo que supuso una reducción del 76% respecto a 1995.

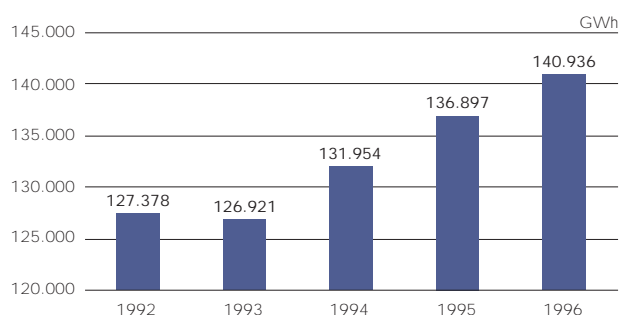
En otro orden de cosas, hay que destacar la renegociación del contrato de importación de energía eléctrica a largo plazo firmado entre RED ELECTRICA y EDF, como consecuencia de la decisión del Gobierno francés de no autorizar la construcción de la interconexión Aragón-Cazaril. Como resultado de las negociaciones celebradas entre las partes, se acordó la reducción de la potencia a 550 MW así como disminuciones de los precios fijos y variables y diferentes compensaciones económicas.

La potencia instalada por los autoprodutores ha mantenido la tendencia de los últimos años incrementándose en un 25% respecto a 1995. Paralelamente, la energía vertida a la red ha aumentado en 4.007 GWh alcanzando los 13.603 GWh, lo que ha supuesto un incremento del 42% respecto al año pasado, cifra muy significativa si se tiene en cuenta el retroceso experimentado por la energía eléctrica procedente de intercambios internacionales y de centrales térmicas convencionales, consecuencia de la mayor producción hidroeléctrica.

1.1 Demanda de energía eléctrica

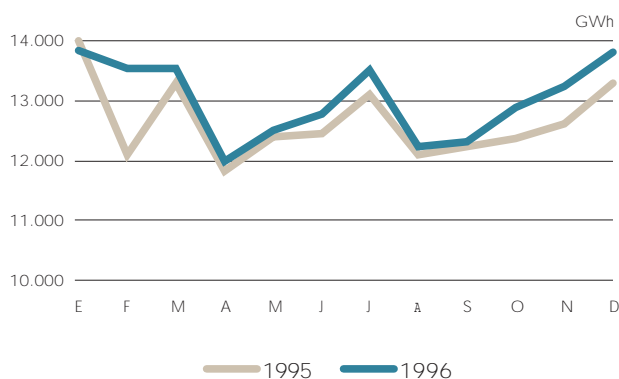
La demanda en abonado final de los subsistemas eléctricos en 1996 fue de 140.936 GWh lo que supone un incremento del 3,0% respecto al año anterior (2,6% si se corrige el efecto del día adicional por año bisiesto).

Demanda de energía en abonado final



Si a la demanda en abonado final anterior se le suman las pérdidas en transporte, transformación, y distribución, así como otros intercambios, se obtiene la demanda de los subsistemas en barras de central (b.c.) para 1996, que fue de 156.193 GWh, lo que supone un incremento del 2,9% respecto a 1995.

Demanda mensual en b.c.



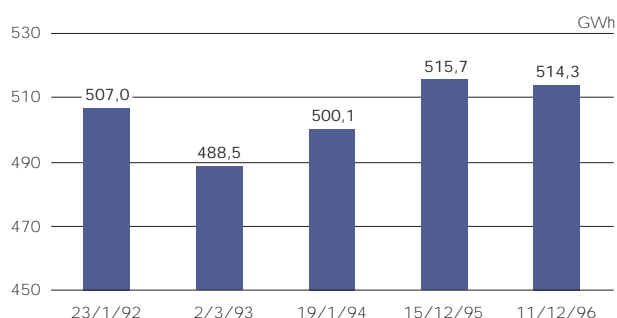
El crecimiento mensual de la demanda a lo largo de 1996 con respecto a los mismos periodos del año anterior fue muy desigual, registrándose un incremento máximo del 11,88% en el mes de febrero, consecuencia del día adicional por año bisiesto.

Como se observa en el gráfico 1.1.6, el crecimiento acumulado se reduce paulatinamente hasta alcanzar un mínimo del 2,44% en el periodo enero-septiembre, momento a partir del cual vuelve a crecer para acabar el año en el 2,91%.

La demanda máxima mensual en b.c. se registró en el mes de enero, con 13.850 GWh, situándose por debajo del récord histórico de enero de 1995 que fue de 13.990 GWh.

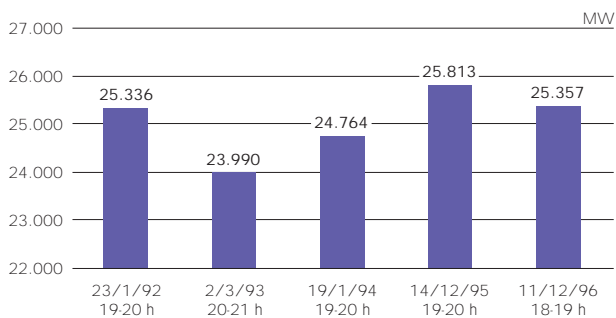
En cuanto a la máxima demanda diaria, ésta se registró el 11 de diciembre con 514 GWh.

Máximas demandas de energía diaria



La máxima demanda horaria (punta de potencia del sistema) registrada en 1996 correspondió al miércoles 11 de diciembre entre las 18 y 19

Máximas demandas de potencia media horaria



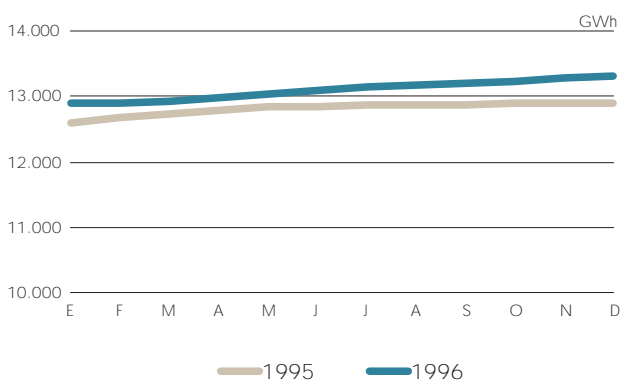
horas, con un valor promedio de 25.357 MW, 456 MW por debajo del máximo histórico anterior alcanzado el 14 de diciembre de 1995.

1.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda eléctrica

Desde 1988 el proyecto "Investigación de la Demanda de Energía Eléctrica" (INDEL), desarrollado por RED ELECTRICA con la colaboración técnica y material de las empresas eléctricas, tiene por objeto explicar la demanda eléctrica, en el marco del programa PIE.

La evolución de la demanda de energía eléctrica a corto y largo plazo puede explicarse por la metodología THOR, que identifica los factores explicativos de dicha evolución. Los resultados

Tendencia de la demanda



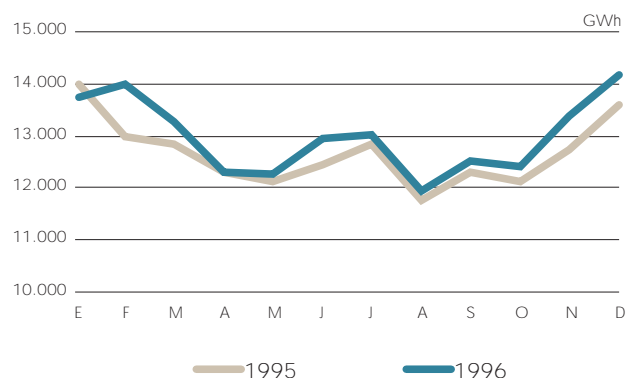
del modelo permiten determinar el efecto, sobre el incremento total de la demanda, de los diferentes factores determinantes de su crecimiento.

El comportamiento de la demanda durante 1996 se puede explicar como sigue:

Efecto temperatura: Las temperaturas registradas en 1996 han sido ligeramente favorables al crecimiento de la demanda, ya que, si bien el verano fue menos cálido, influyó positivamente el frío de los meses de febrero, marzo y noviembre. El efecto de la temperatura en el incremento de demanda de 1996, respecto a 1995, fue del 0,31%.

Efecto laboralidad: La laboralidad ha influido positivamente sobre el crecimiento de la demanda, debido principalmente a que 1996 fue un año bisiesto. En conjunto este efecto aportó un 0,32% al crecimiento de la demanda.

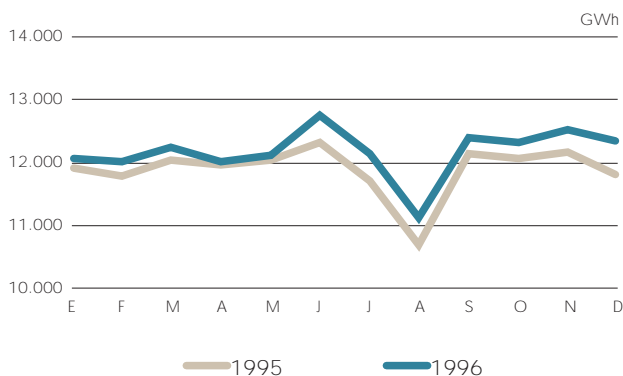
Demanda corregida de laboralidad



Efecto actividad económica: La demanda por actividad económica aportó un 2,28% al crecimiento a fin de año.

El comportamiento de esta variable a lo largo del año ha sido desigual ya que durante los cinco primeros meses mantuvo crecimientos en torno al

Demanda por actividad económica



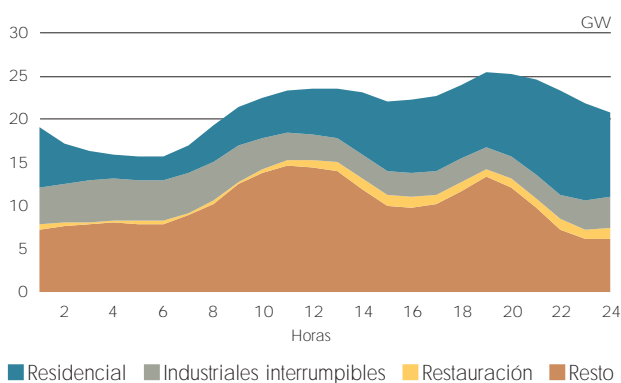
1%, y a partir del mes de junio se produce un relanzamiento de la actividad con crecimientos mensuales en torno al 2% y 3%. La tendencia de crecimiento se aceleró durante el último trimestre.

La adición de estos factores permite explicar un crecimiento de la demanda en b.c. para 1996 del 2,91% respecto al año anterior.

1.3 Componentes de la demanda

Los usos residenciales fueron responsables del 34% de la demanda en la hora punta del sistema.

Curva de carga del día de mayor demanda de potencia



Usos en la hora de máxima demanda de potencia

Segmentos/Usos	Peso en hora punta (%)
Residencial	34,0
Calefacción	11,2
Iluminación	8,9
T.V.	4,1
Frigorífico	2,5
Agua caliente	2,0
Lavadora	0,6
Lavavajillas	0,4
Otros usos	4,5
Industriales interrumpibles	10,5
Restauración	3,3
Resto	52,3

Más de la mitad del peso de este sector a esta hora se debe al uso de la calefacción, 11,2% y la iluminación, 8,9%.

El sector restauración centra su demanda durante los periodos punta del sistema, requiriendo el 3,3% de la demanda en la hora de mayor potencia.

Actualmente, RED ELECTRICA y sus socios en el Proyecto INDEL están dedicando el mayor esfuerzo a explicar la curva de carga del sistema por sectores y usos de la energía eléctrica.

Su estimación fiable se realiza con paneles de consumidores a los que monitoriza el consumo. Actualmente se están implantando nuevos paneles para añadir nuevos sectores a la explicación de la curva de carga: comercial, turístico, servicios y otras industrias.

Gráfico 1.1.1
Crecimiento anual de la demanda

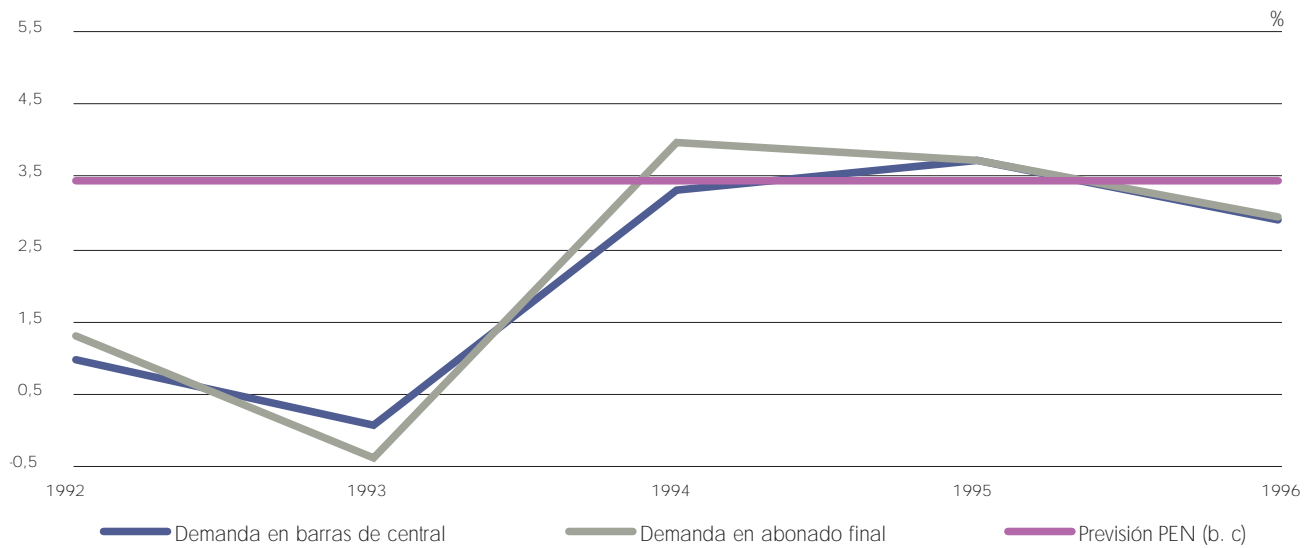
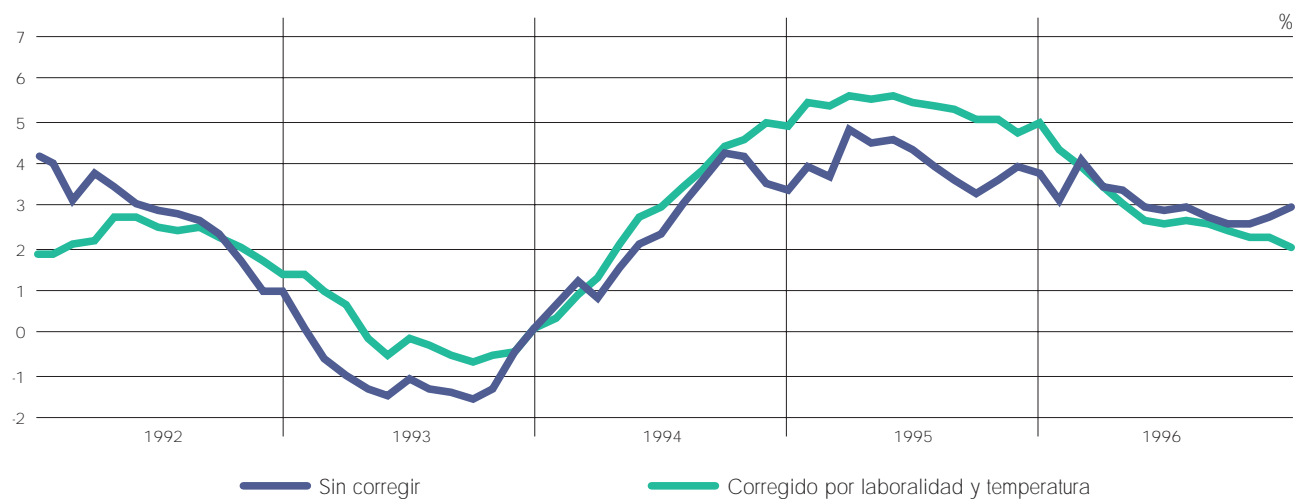


Gráfico 1.1.2
Crecimiento anual de la demanda en barras de central (Año móvil)



Cuadro 1.1.3
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	1992		1993		1994		1995		1996	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	13.812	9,8	13.116	9,3	13.150	9,0	13.990	9,2	13.850	8,9
Febrero	12.538	8,9	11.934	8,4	12.164	8,3	12.092	8,0	13.529	8,7
Marzo	12.277	8,7	12.472	8,8	12.097	8,3	13.302	8,8	13.539	8,7
Abril	11.212	7,9	10.906	7,7	11.600	7,9	11.824	7,8	11.994	7,7
Mayo	11.277	8,0	11.102	7,8	11.695	8,0	12.406	8,2	12.493	8,0
Junio	10.822	7,6	11.219	7,9	11.964	8,2	12.450	8,2	12.787	8,2
Julio	12.051	8,5	11.919	8,4	12.805	8,8	13.097	8,6	13.521	8,7
Agosto	10.711	7,6	10.786	7,6	11.645	8,0	12.092	8,0	12.235	7,8
Septiembre	11.357	8,0	11.207	7,9	11.925	8,2	12.240	8,1	12.309	7,9
Octubre	11.618	8,2	11.807	8,3	11.859	8,1	12.365	8,1	12.883	8,2
Noviembre	11.570	8,2	12.334	8,7	12.236	8,4	12.612	8,3	13.247	8,5
Diciembre	12.230	8,6	12.781	9,0	13.142	9,0	13.299	8,8	13.806	8,8
Total	141.475	100,0	141.583	100,0	146.282	100,0	151.769	100,0	156.193	100,0

Cuadro 1.1.4
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	1996/1995		1995/1994	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	-1,00	-1,00	6,39	6,39
Febrero	11,88	4,97	-0,59	3,03
Marzo	1,78	3,89	9,96	5,27
Abril	1,44	3,33	1,93	4,48
Mayo	0,70	2,82	6,08	4,79
Junio	2,71	2,80	4,06	4,67
Julio	3,24	2,86	2,28	4,31
Agosto	1,18	2,66	3,84	4,26
Septiembre	0,56	2,44	2,64	4,08
Octubre	4,19	2,61	4,27	4,10
Noviembre	5,03	2,83	3,07	4,00
Diciembre	3,81	2,91	1,19	3,75

Gráfico 1.1.5
Crecimiento mensual de la demanda en barras de central

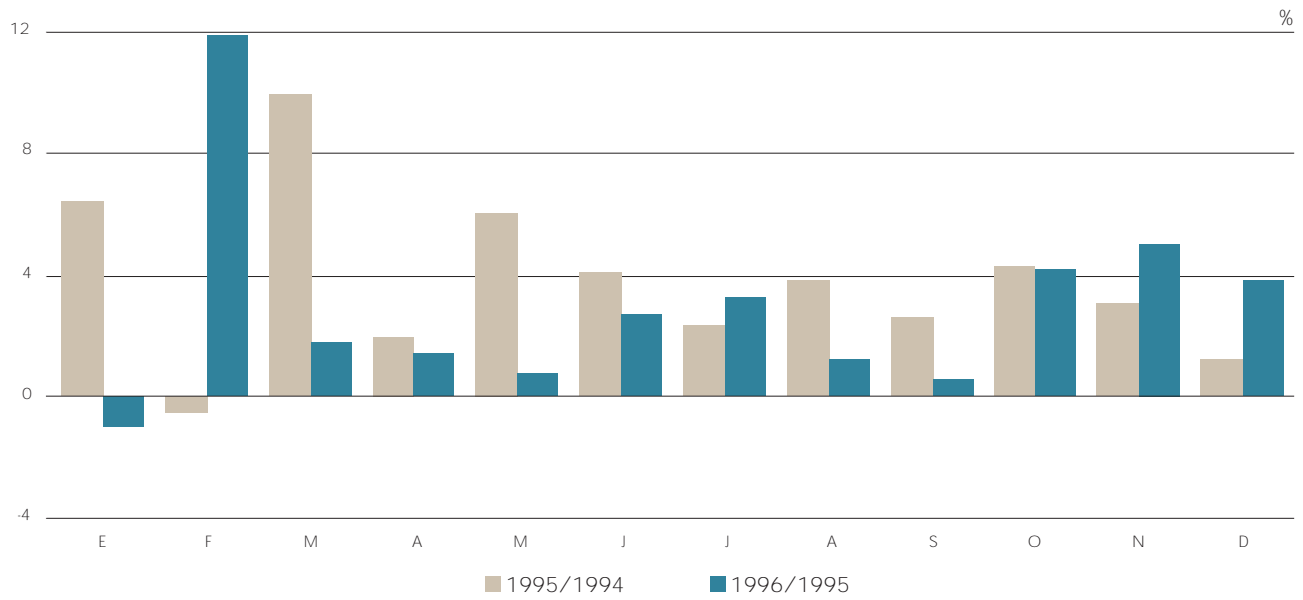


Gráfico 1.1.6
Crecimiento acumulado de la demanda en barras de central

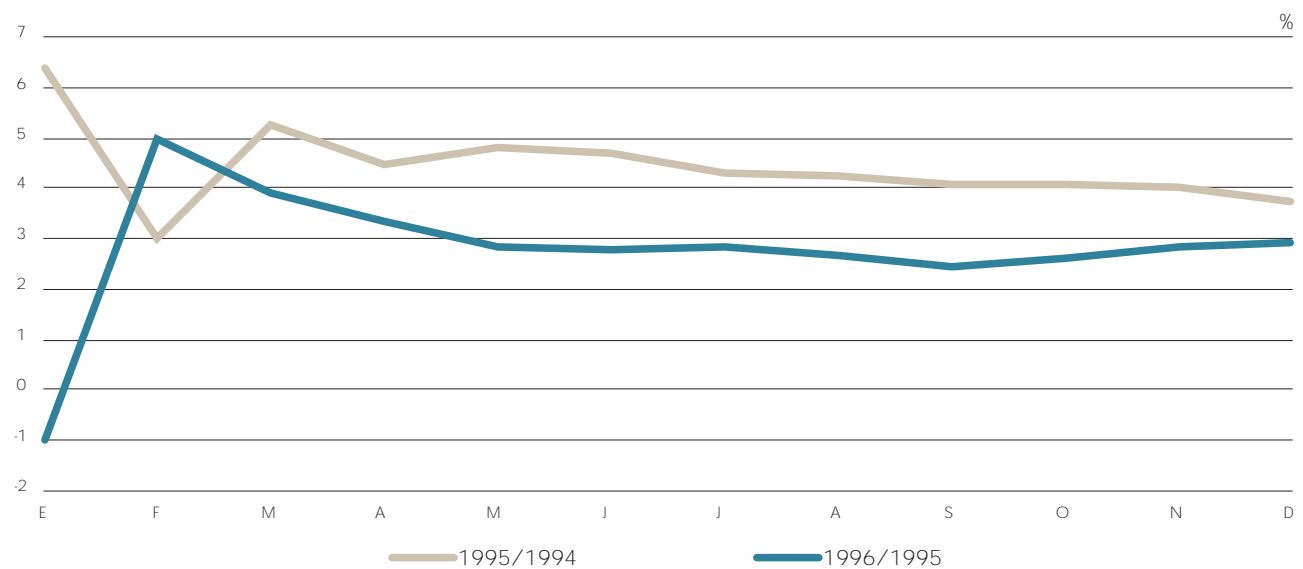


Gráfico 1.1.7
Demandas semanales de energía eléctrica

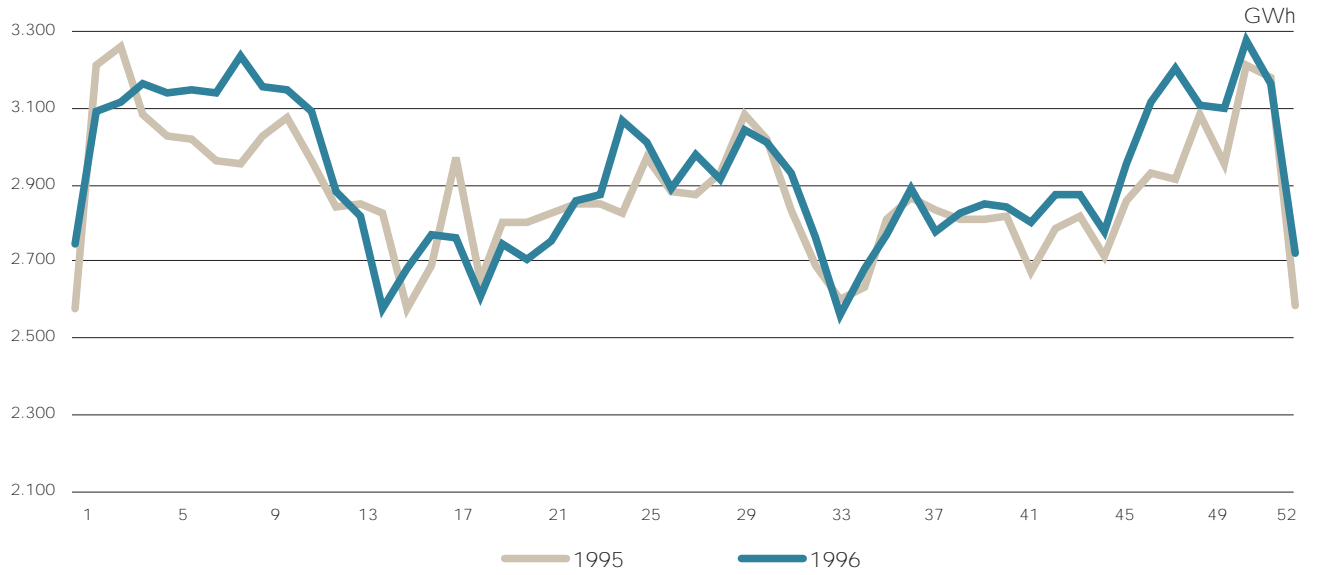


Gráfico 1.1.8
Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular
Días de mayor demanda de energía

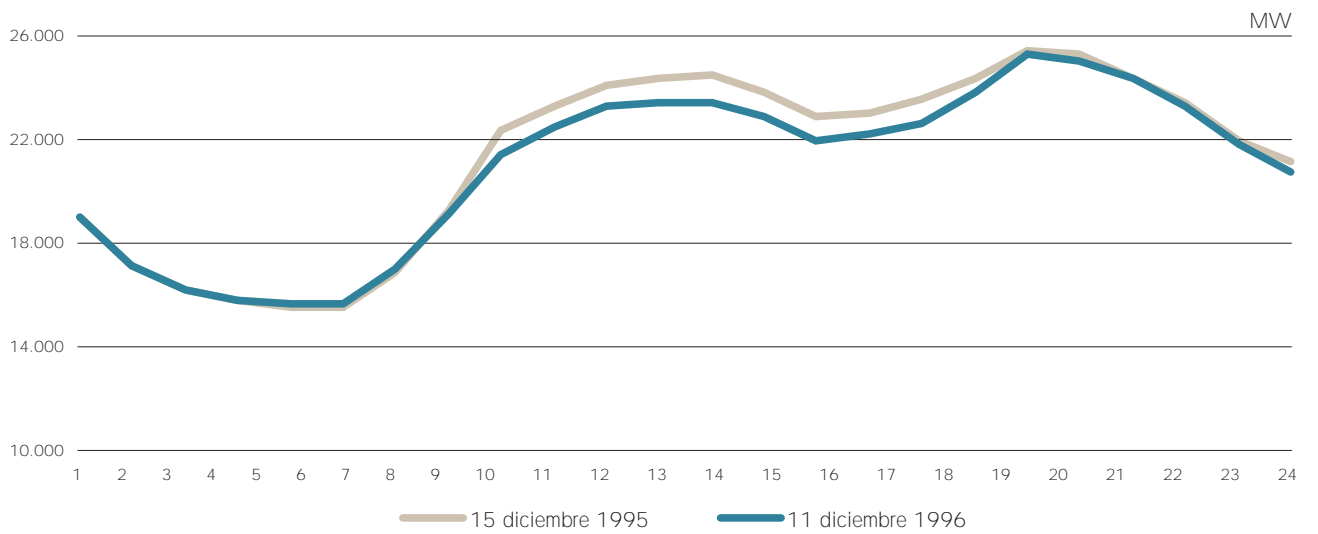


Gráfico1.1.9
Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular
Tercer miércoles de agosto

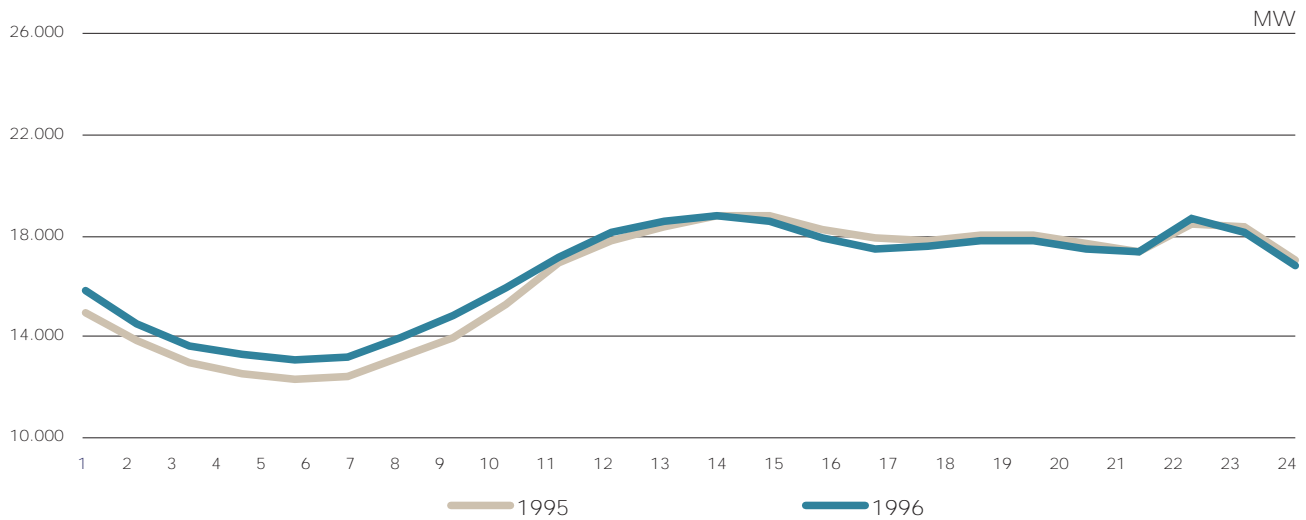


Gráfico1.1.10
Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular
Tercer miércoles de diciembre

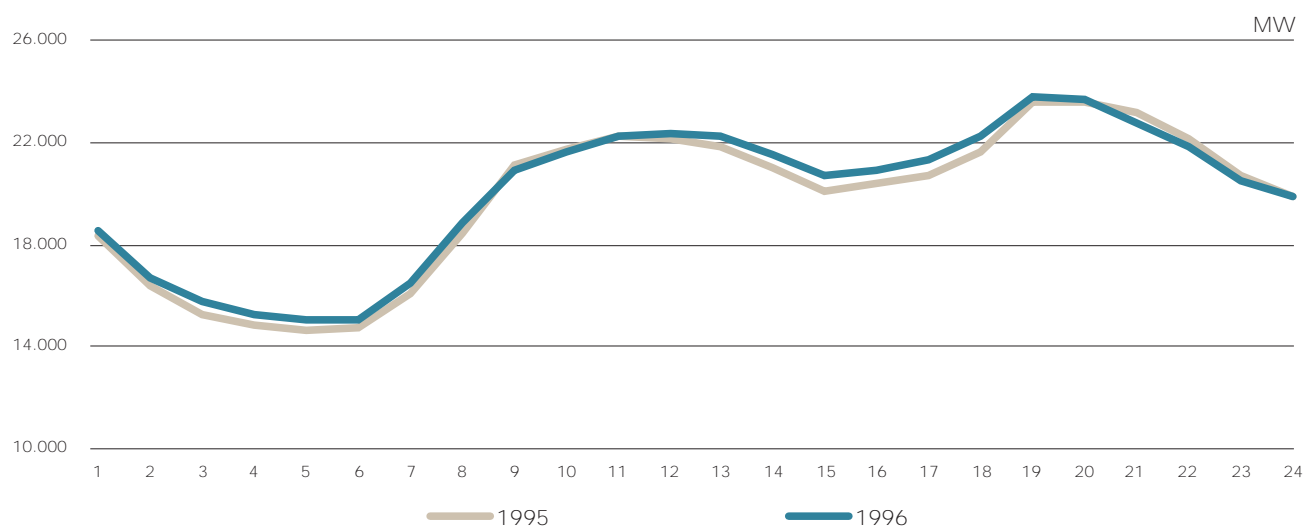


Gráfico1.1.11
Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular
Tercer domingo de agosto

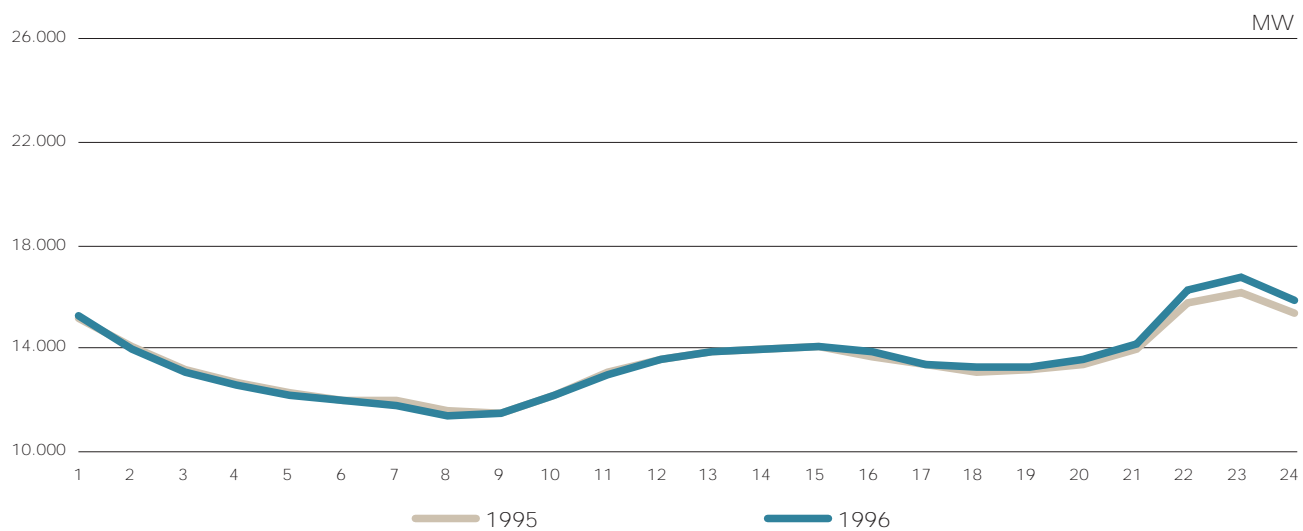


Gráfico1.1.12
Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular
Tercer domingo de diciembre

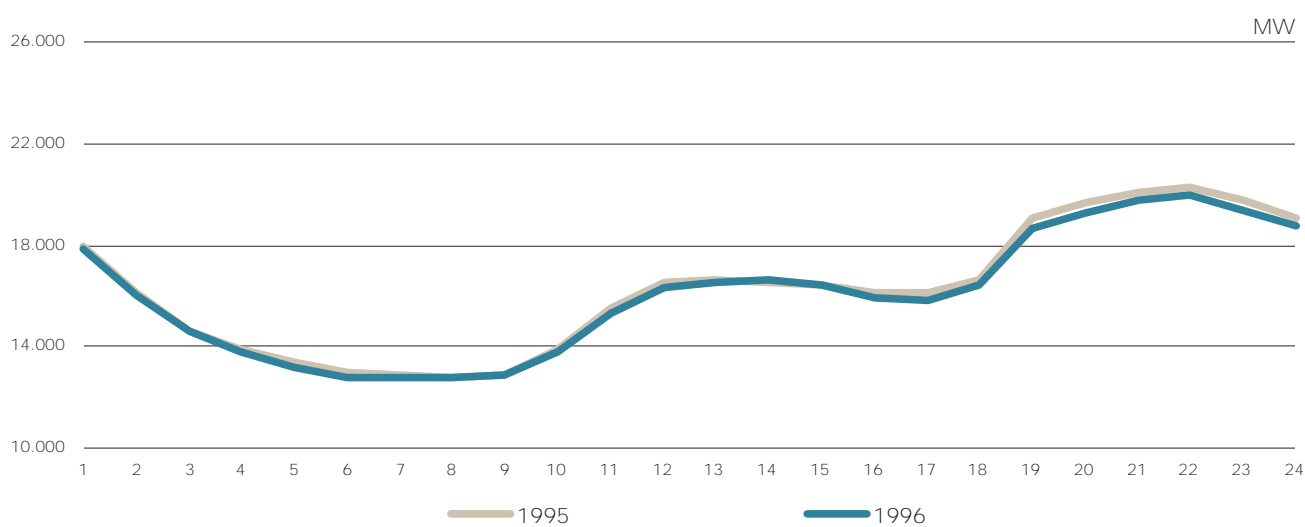


Gráfico 1.1.13
Evolución de los valores máximos de la demanda
de potencia horaria y de energía diaria

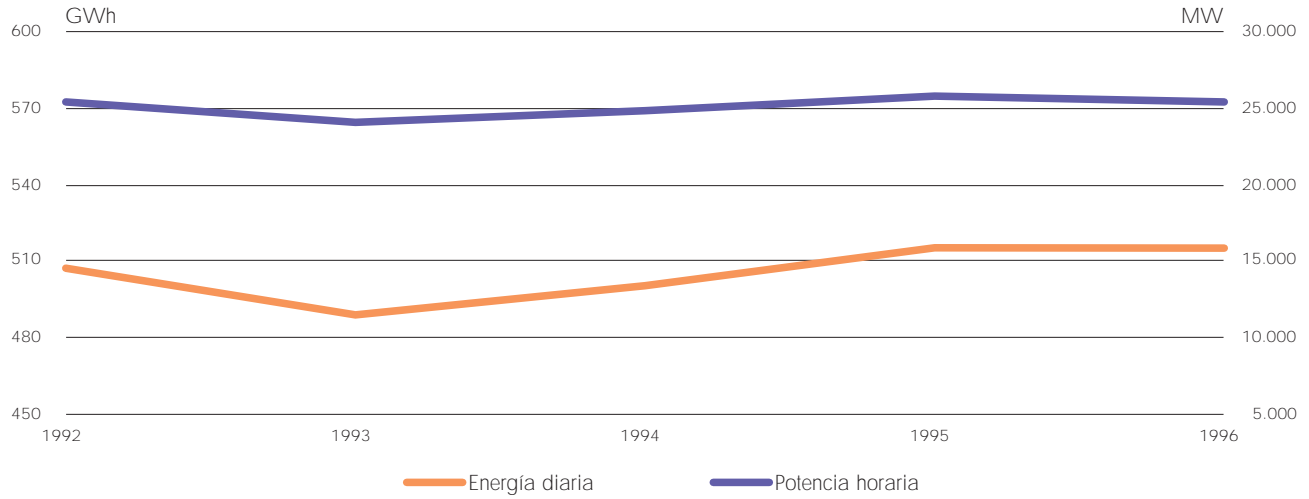


Gráfico 1.1.14
Puntas máximas de potencia semanales

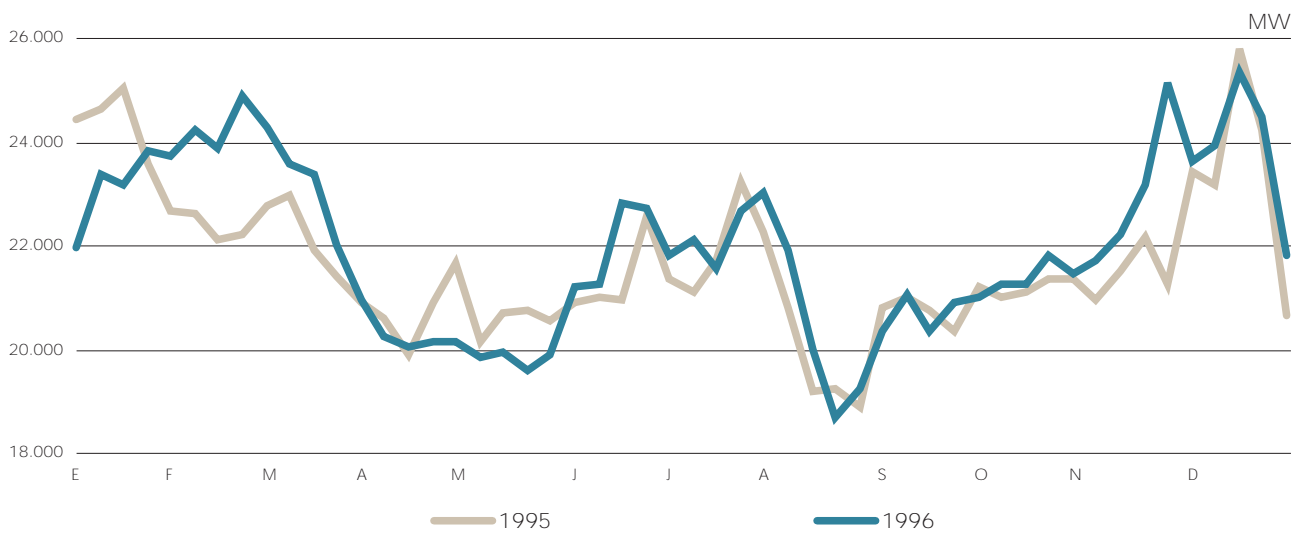


Gráfico 1.1.15
Monótona de demanda

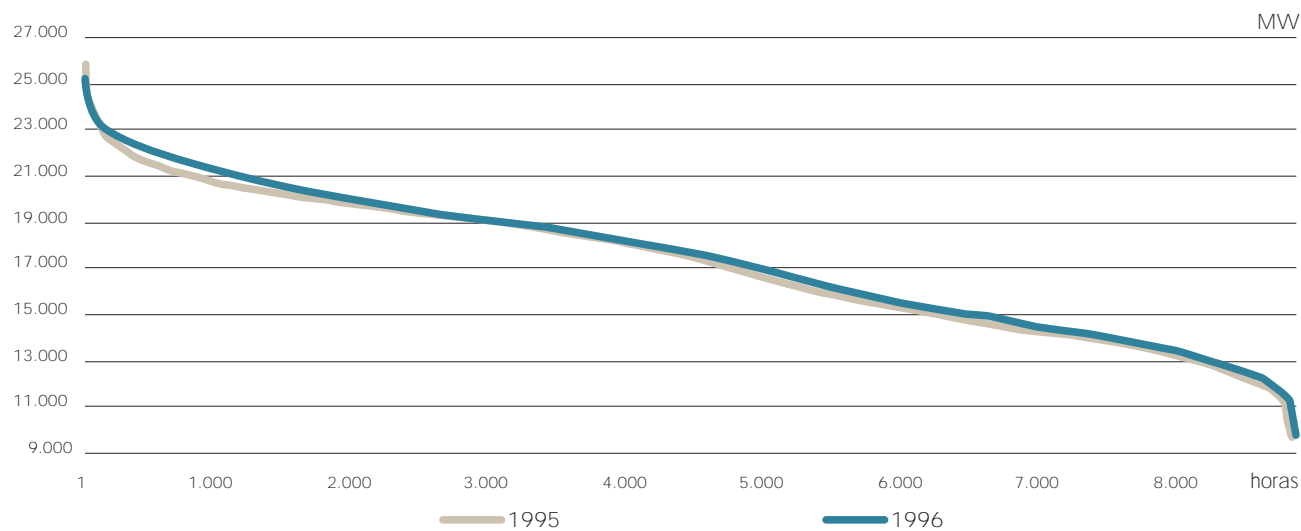


Gráfico 1.2.1
Evolución de la demanda de energía eléctrica y del P.I.B.
(Indices base 1982)

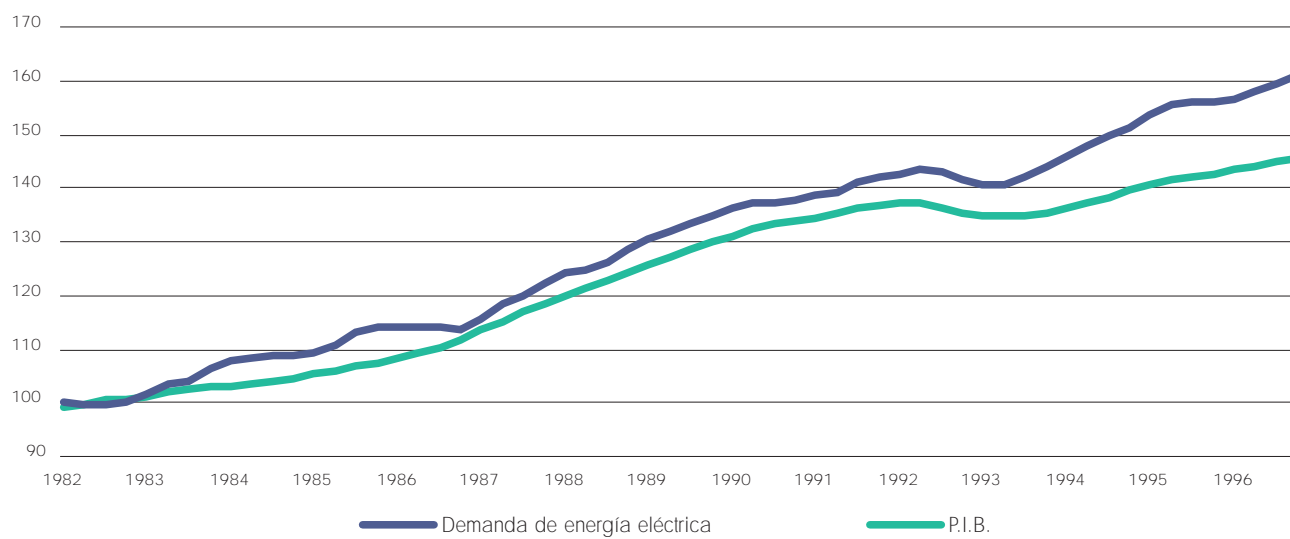


Gráfico 1.2.2
Evolución y tendencia de la demanda de energía eléctrica
en el período 1986 - 1996

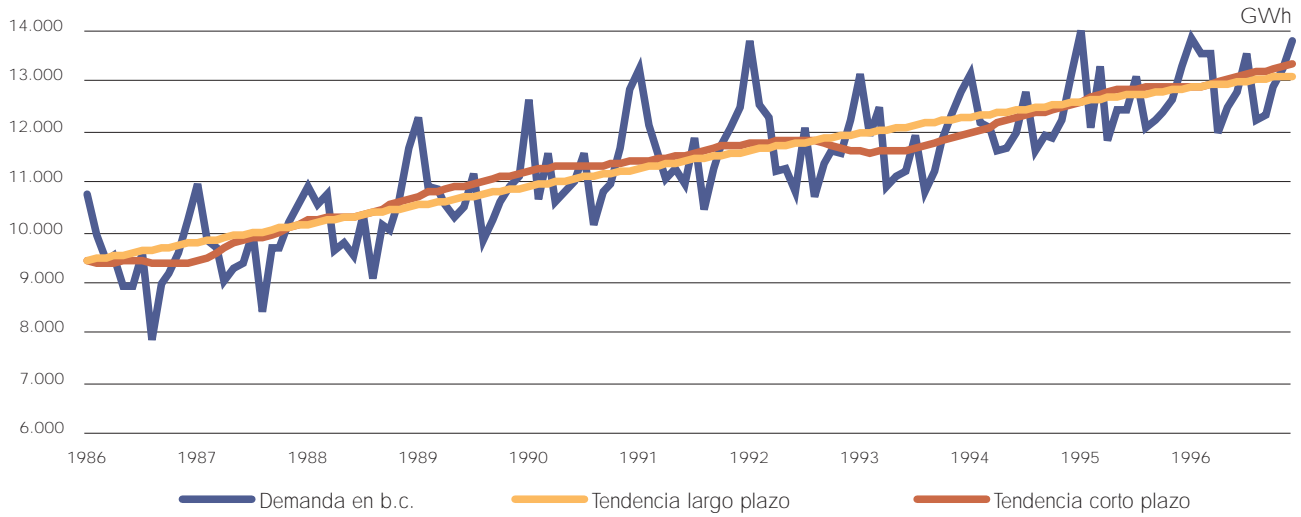


Gráfico 1.2.3
Componentes del crecimiento de la demanda mensual

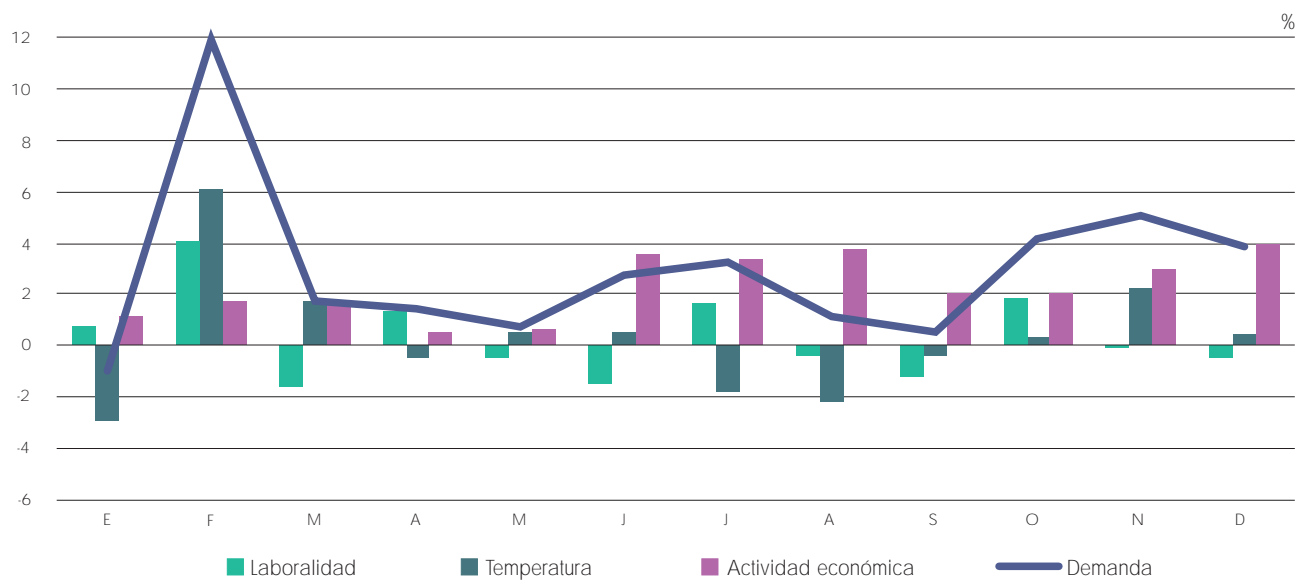


Gráfico 1.2.4
Demanda corregida de laboralidad y temperatura

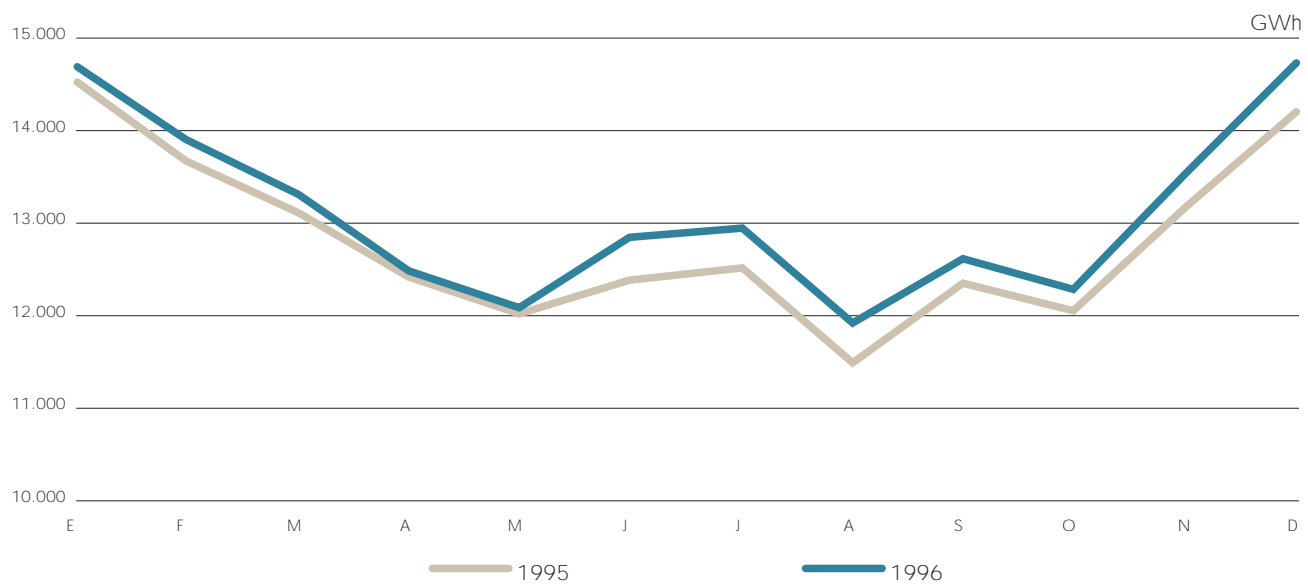


Gráfico 1.2.5
Temperatura peninsular

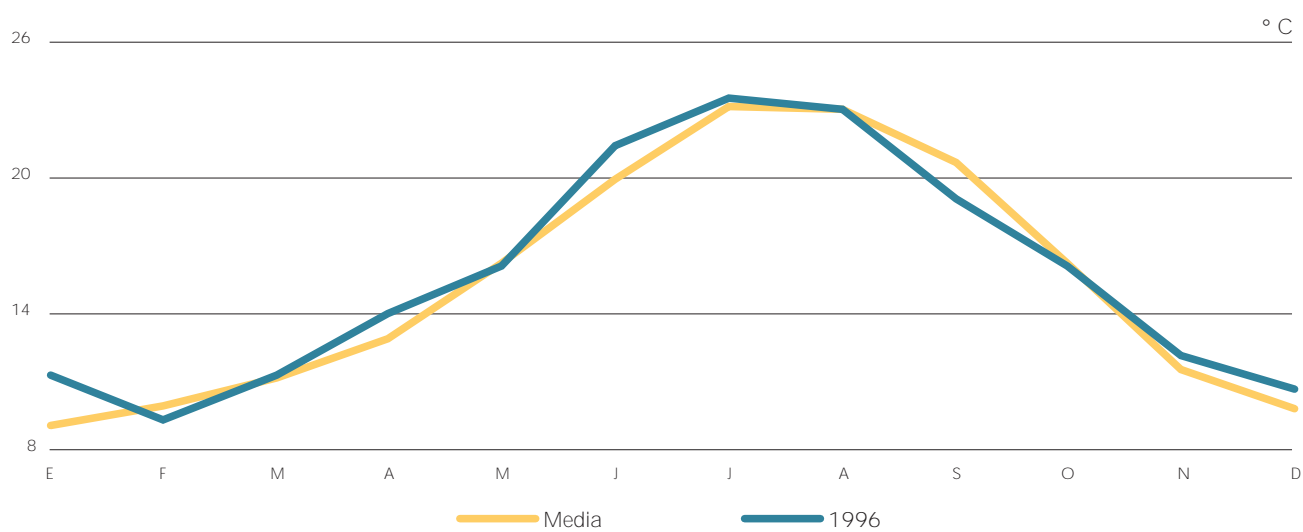
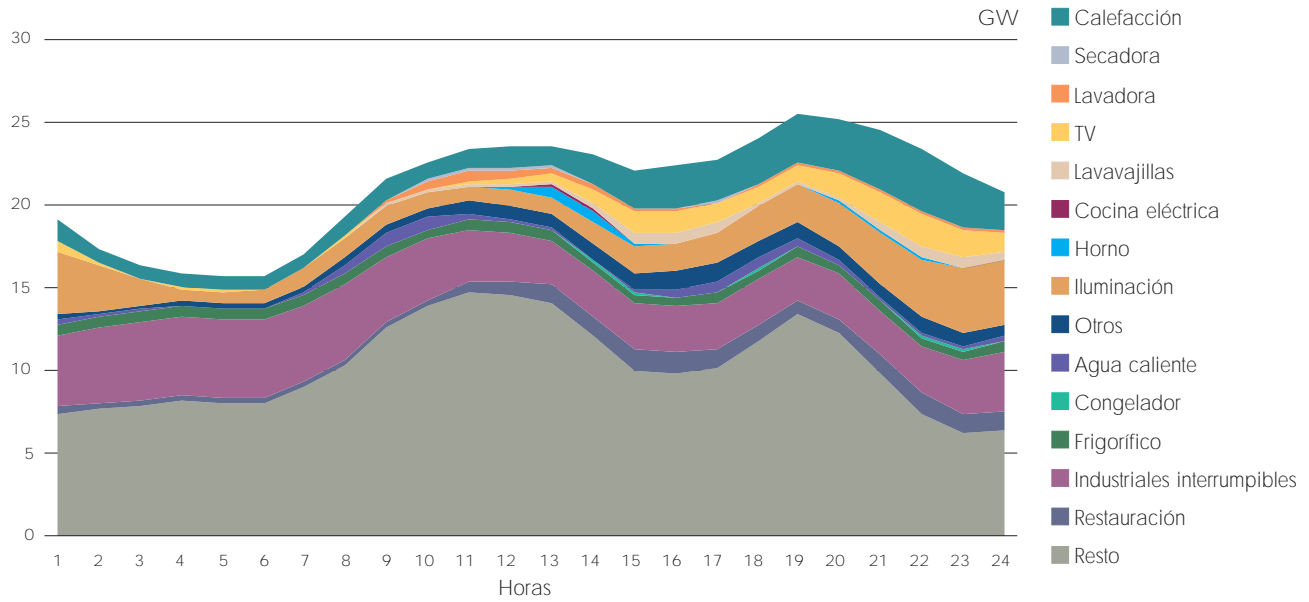
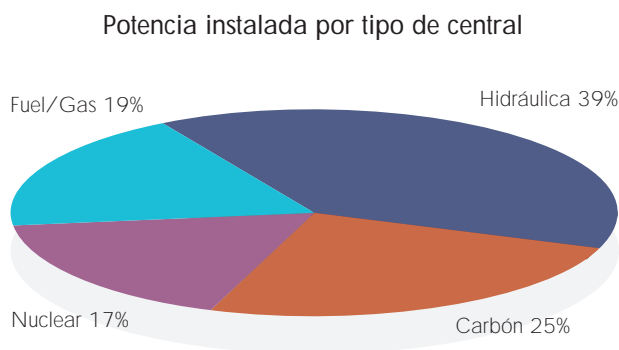


Gráfico 1.3.1
Curva de carga por usos del día de mayor demanda de energía



2.1 Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular

La potencia instalada en centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos, a 31 de diciembre de 1996, era de 42.859 MW, lo que supone un incremento de 446 MW respecto a 1995.



Durante el segundo semestre de 1996 entró en funcionamiento, quemando gas natural, la central de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) de ELCOGAS de 320 MW y se dieron de alta las centrales hidráulicas de Seira y Benageber

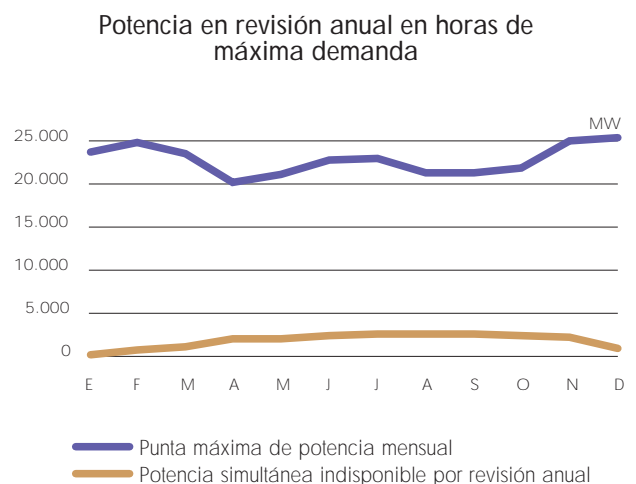
Altas y bajas en el equipo generador		
Grupo	Fecha	Potencia (MW)
Altas:		
Ascó I (*)	1/96	17,0
Vandellós II (*)	4/96	5,0
GICC-PL I - Elcogás (**)	10/96	320,0
Cedillo 1,2,3,4 (*)	2/96	33,0
J.M. Oriol 1,2,3,4 (*)	6/96	18,6
Seira II 1 y 2	5/96	16,2
Seira II 3	10/96	16,8
Benageber 1 y 2	7/96	19,0

Nota: No se produjeron bajas en el equipo generador.
 (*) Ampliación de potencia
 (**) Gasificación de carbón integrada en ciclo combinado

con una potencia instalada conjunta de 52 MW. Los 73 MW restantes, hasta alcanzar los 446 MW de incremento, tienen su origen en las ampliaciones de potencia de las centrales nucleares de Ascó 1 y Vandellós II y de las centrales hidráulicas de Cedillo y J.M. Oriol. Se han transformado a gas mediante cambio de quemadores 628 MW, correspondientes a los grupos Aceca 1, Algeciras 1 y Colón 2, que antes consumían fuel.

2.2 Funcionamiento del equipo generador

Durante 1996 no se produjeron incidencias significativas en el funcionamiento del equipo generador, a excepción de las derivadas de la mayor utilización del parque hidroeléctrico.



Los programas de mantenimiento y revisión de las centrales térmicas convencionales se realizaron con el objeto de garantizar unos índices eficaces y homogéneos de la cobertura de potencia, tratando a su vez de optimizar el coste final del

kWh de acuerdo con las restricciones de política energética. La relación mínima entre la potencia simultánea en revisión anual y la punta máxima de potencia se produce, al igual que en años anteriores, en los meses de invierno.

En 1996 se siguió aplicando el sistema de despacho establecido el 25 de mayo de 1993, que contempla la programación en rampa de los gru-

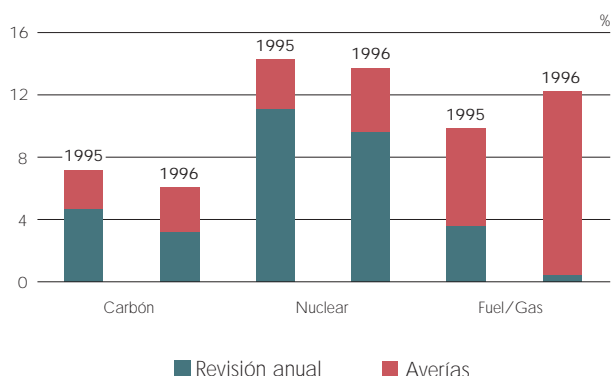
pos térmicos y los subsistemas hidráulicos peninsulares. La programación en rampa permite un seguimiento más ajustado de la demanda, con variaciones más suaves de carga en los grupos.

La evolución de la cobertura del sistema para satisfacer las demandas máximas semanales se aprecia en el gráfico 2.2.2. Para los valores máximos semanales de la producción horaria se establece la contribución de la producción térmica e hidráulica.

Situación de las centrales termoeléctricas peninsulares



Indisponibilidad de centrales térmicas



La potencia disponible en centrales nucleares y de carbón indica la capacidad instalada en las mismas que está libre de mantenimiento en cada periodo, y de indisponibilidad por avería.

El gráfico citado proporciona una visión aproximada de la necesidad de acoplar centrales de fuel o de gas, en contra de los objetivos de minimizar los costes variables.

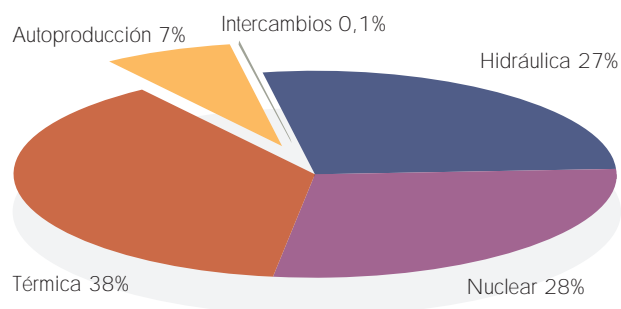
En aquellas semanas en las que la potencia disponible nuclear y de carbón es inferior a la cobertura térmica teórica, es preciso recurrir a la producción con centrales de fuel y gas, o bien a las importaciones de energía. Independientemente de estas circunstancias, a lo largo del año ha sido necesario recurrir al acoplamiento de dichos grupos por las restricciones que en materia de seguridad de la cobertura del suministro introducen los trabajos que se llevan a cabo en la red de transporte/distribución.

La disponibilidad del parque térmico se ha mantenido en niveles altos, siendo la indisponibilidad por avería similar a la del año anterior excepto en el caso de las centrales de fuel/gas.

La alta hidraulicidad ha dificultado la regulación del Sistema. Se ha registrado un mayor número

de desvíos que el año anterior, especialmente en los dos primeros meses de 1996, fundamentalmente debido a la menor disponibilidad de reserva rodante como consecuencia de las elevadas aportaciones hidroeléctricas en los meses de enero y febrero. No obstante, el tiempo medio de duración de los desvíos ha sido similar al de 1995. Han predominado los desvíos de carácter exportador (62%), y se han registrado en su mayor parte durante las horas próximas al cambio de día (22 a 2 h) y en las primeras horas de la mañana, al iniciarse la entrada de carga.

Cobertura de la máxima demanda de potencia

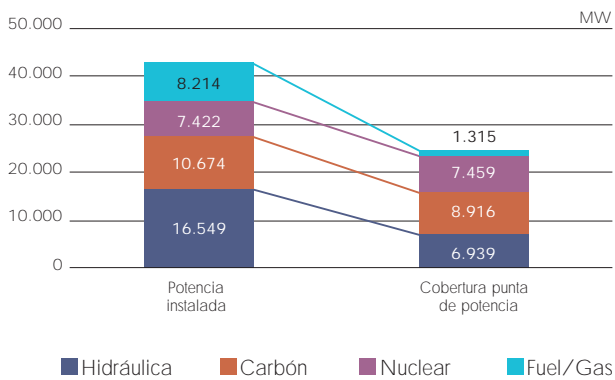


La máxima demanda de potencia se cubrió con una producción neta del equipo generador, propiedad de los subsistemas eléctricos, de 23.582 MW y un saldo exterior de 1.775 MW (autoproducción más intercambios internacionales).

La flexibilidad que proporciona el equipamiento actual continúa permitiendo una cobertura suficiente de las demandas máximas, especialmente en años húmedos como ha sido el caso de 1996. Prueba de lo anterior es que la relación entre la máxima demanda horaria y la potencia instalada en las centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos fue del 59,2%.

La contribución de las centrales nucleares a la cobertura de la demanda de potencia, ha sido superior a la correspondiente a su potencia instalada reconocida por el Ministerio de Industria y Energía a efectos administrativos, como consecuencia de la posibilidad técnica de funcionamiento por encima de este valor.

Relación punta-potencia instalada



2.3 Sistema de interrumpibilidad

El objetivo del sistema de interrumpibilidad es facilitar la modulación de la curva de carga mediante la disminución de las puntas extremas de demanda, facilitándose así la explotación del sistema general y evitando al mismo tiempo inversiones adicionales en nuevos equipos para cubrir dichas puntas.

Los clientes acogidos al sistema de interrumpibilidad se comprometen a poner a disposición del Sistema Eléctrico parte de la potencia demandada a cambio de la reducción de su facturación.

En los cuadros anexos al presente capítulo se recogen los datos sobre la potencia acogida a interrumpibilidad, abonados integrados al sistema y distribución sectorial de la potencia integrada.

Cuadro 2.1.1
Balance de potencia instalada (MW)
Sistema eléctrico peninsular

Tipo de central	Instalada 31.12.96	% s/total	Participación en generación %
Hidráulica convencional y mixta (1)	13.879		
Bombeo puro	2.670		
Total hidráulica	16.549	38,6	25,4
Nuclear	7.422	17,3	37,9
Hulla + antracita	5.960		
Lignito pardo	1.950		
Lignito negro	1.450		
Carbón importado	1.314		
Total carbón	10.674	24,9	35,3
Fuel/gas (2)	8.214	19,2	1,4
Total potencia	42.859	100,0	100,0

(1) Incluye EASA.

(2) Incluye GICC (Elcogás).

Cuadro 2.2.1
Cobertura de la demanda de potencia media horaria
para la punta máxima en 1996
(11 de diciembre, de 18 a 19 horas)

	MW	%
Total hidráulica	6.939	28,2
Hidráulica	6.132	24,9
Bombeo	807	3,3
Total térmica	17.690	71,8
Carbón	8.916	36,2
Gas natural	1.315	5,3
Fuel	0	0,0
Nuclear	7.459	30,3
Total producción b.a.	24.629	100,0
Total consumos propios	1.047	
Térmica	971	
Hidráulica	76	
Bombeo	0	
Total producción b.c.	23.582	
Saldo internacional	31	
Andorra	0	
E.D.F.	639	
E.D.P.	- 608	
Autoproducción	1.744	
Demanda b.c.	25.357	

Gráfico 2.2.2
Cobertura de las potencias horarias máximas semanales en 1996

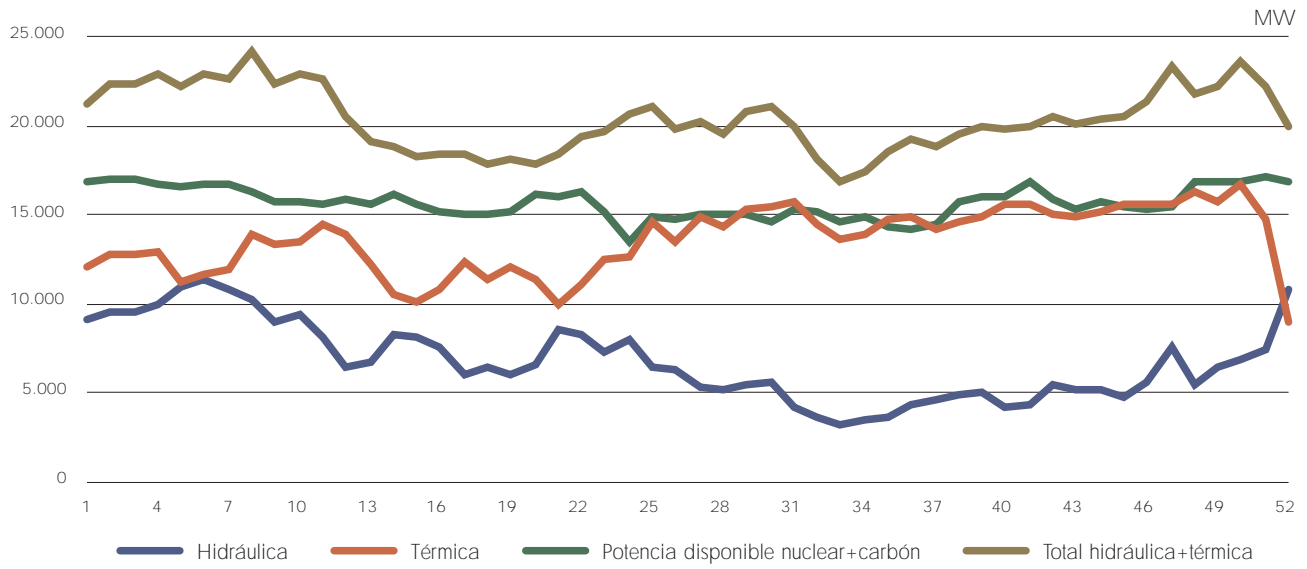
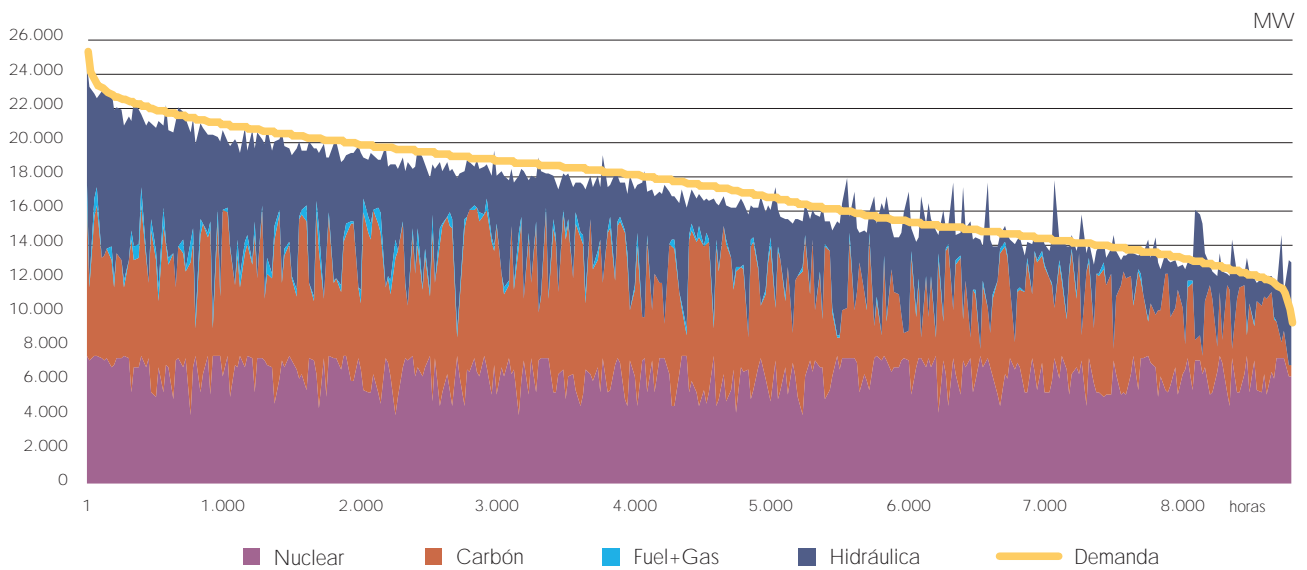


Gráfico 2.2.3
Curva monótona de carga en 1996



Cuadro 2.2.4
Plan anual de mantenimiento del equipo térmico

Grupos	MW	Plan anual de revisión											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
S. M. GAROÑA	460		18		12								
JOSE CABRERA	160			6	24								
COFRENTES	990				14	3							
VALDELLOS II	1.009						9	11					
ALMARAZ (G. 1)	930						15		3				
ASCO (G. 2)	930							13		27			
TRILLO I	1.066										20	20	
NUCLEAR (1)		0	460	460	1.150	990	1.939	1.939	1.860	1.860	1.066	1.066	0
NUCLEAR (2)		0,0	132,5	342,2	609,4	71,3	889,9	1.382,4	1.383,8	669,6	307,0	511,7	0,0
ESCUCHA	160	1	16										
P.G.R. (G. 2)	350	5					17	20	24				
SOTO (G. 3)	350		1	30									
ABOÑO (G. 2)	543				8	9							
ESCATRON	80				28	2							
ANLLARES	350				6	14							
P.G.R. (G. 3)	350								12	26			
COMPOSTILLA (G. 1)	141										14	22	
COMPOSTILLA (G. 2)	141										14	22	
COMPOSTILLA (G. 3)	330										14	24	
PUENTE NUEVO (G. 3)	312										4	29	
P.G.R. (G. 1)	350											23	31
CARBON (1)		160	350	700	973	1.323	780	350	350	0	612	642	350
CARBON (2)		61,4	210,0	512,4	557,5	655,6	264,2	42,0	126,0	0,0	203,5	384,8	75,6
FOIX	520				6	26							
C. COLON (G. 2)	148				3							26	
ALGECIRAS (G. 1)	220						27						7
ACECA (G. 1)	313								2				22
ACECA (G. 2)	313								9	4			
ALGECIRAS (G. 2)	533												10
FUEL / GAS (1)		0	0	0	0	520	368	368	368	994	994	533	533
FUEL / GAS (2)		0,0	0,0	0,0	0,0	262,1	120,6	273,8	273,8	648,1	519,0	323,7	318,4
TERMICA (1)		160	810	1.160	2.043	1.963	2.437	2.578	2.578	2.541	2.359	2.241	883
TERMICA (2)		61,4	342,5	854,6	1.166,9	989,0	1.274,7	1.698,2	1.783,6	1.317,7	1.029,4	1.220,1	394,0

(1) Máxima potencia simultánea en revisión anual (MW)
(2) Energía no producible por revisión anual (GWh)

Cuadro 2.3.1
Potencia máxima no suministrada por aplicación de interrumpibilidad
Campaña 95-96

Fecha de aplicación	Tipo aplicado				Máximo período simultáneo de interrupción
	A MW	B MW	C MW	D MW	
7 de junio de 1996	--	--	106	--	180 minutos
7 de junio de 1996	--	--	56	--	180 minutos
21 de septiembre de 1996	--	--	82	--	180 minutos
Total campaña	--	--	244	--	--

Se define la campaña a efectos del régimen de interrumpibilidad como el período comprendido entre el día 1 de noviembre de cada año y el 31 de octubre del año siguiente.

Cuadro 2.3.2
Potencia ofertada y abonados integrados en el sistema de interrumpibilidad
Campaña 95 - 96

Tipo	Potencia ofertada (MW)		Duración máxima	Tiempo de preaviso	Número de abonados
	Valle	Punta y Llano			
Tipo A	4.462	2.382	12 h	16 h	261
Tipo B	4.471	2.391	6 h	6 h	260
Tipo C	4.467	2.379	3 h	1 h	256
Tipo D	4.220	2.154	45 min.	5 min.	217

No incluye las potencias proporcionadas por los autogeneradores, debido a que quedan excluidos del régimen de interrumpibilidad a partir del 20 de enero de 1995, en aplicación del Real Decreto 2366/94.

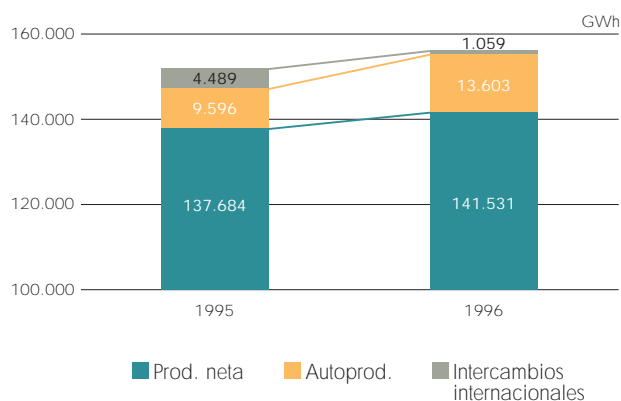
Cuadro 2.3.3
Potencia ofertada en punta y llano por sectores de actividad (MW)
Campaña 95 - 96

Sector	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Química	534	520	509	439
Metalurgia	342	368	375	433
Cemento	238	238	238	238
Papel y transformados de la madera	283	283	283	216
Siderurgia no integral	419	419	419	415
Siderurgia integral	235	235	218	156
Automoción	95	92	91	45
Minería y transformados	140	140	135	125
Ferroaleaciones	23	23	23	23
Servicios, textil y otros	73	73	88	64
Total	2.382	2.391	2.379	2.154

3.1. Cobertura de la demanda de energía eléctrica

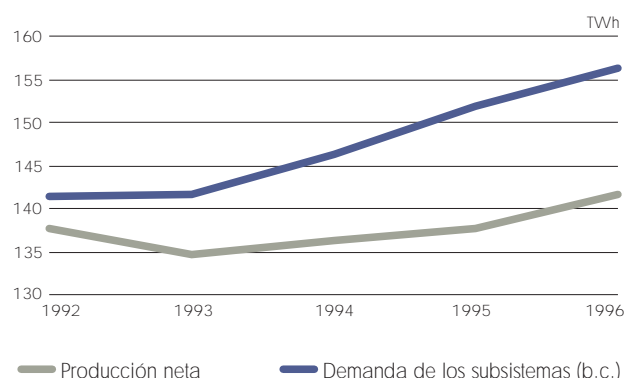
La demanda de los subsistemas eléctricos durante 1996 alcanzó un total acumulado en barras de central de 156.193 GWh, lo que supone un incremento del 2,9% respecto al año anterior (2,6% si se corrige el efecto que supone el día adicional por año bisiesto). Esta demanda fue cubierta con energía procedente de las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos, autoproducción e intercambios internacionales.

Cobertura de la demanda b. c.



Como se observa en el gráfico anterior el crecimiento de estas aportaciones no fue homogéneo; mientras la energía neta generada por los subsistemas (obtenida descontando los consumos propios y el consumo en las centrales de bombeo, de la producción en bornes de alternador) ha experimentado un incremento similar al de la demanda, la energía aportada al sistema por los autoprodutores ha aumentado un 42% respecto a 1995, acentuando el fuerte incremento de los últimos años. Esta circunstancia, unida al notable aumento de la producción hidroeléctrica, ha motivado una reducción del 76% en el saldo importador de energía procedente de los intercambios internacionales.

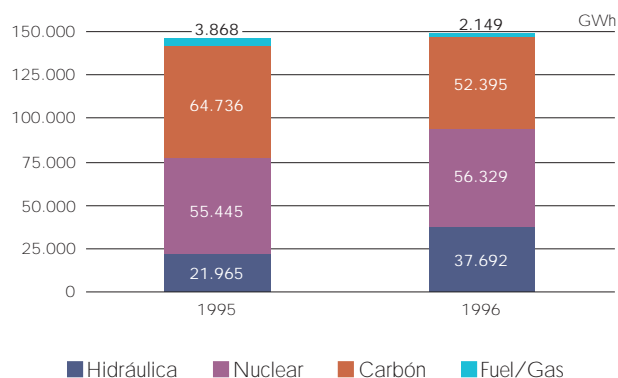
Evolución de la producción de energía y demanda de los subsistemas



La producción total de energía eléctrica, procedente de las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos durante 1996, fue de 148.565 GWh medidos en bornes de alternador, un 1,7% superior a la de 1995.

Como hecho más significativo, en relación con la producción en b.a., hay que destacar un incremento de la producción hidroeléctrica del 72%, como consecuencia del aumento de las precipitaciones en 1996, en contraste con la fuerte sequía que se padeció durante el año anterior. La mayor

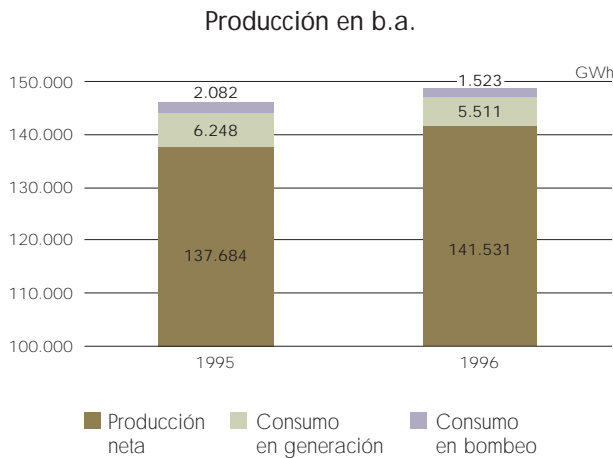
Estructura de la producción en b.a. por tipo de central



3

generación hidráulica, junto con un aumento de la nuclear cercano al 2%, cubrieron el incremento anual de la generación, en detrimento de la producción térmica convencional, que disminuyó un 19% en las centrales de carbón y algo más del 44% en las de fuel/gas.

La producción neta, una vez descontados de la producción en bornes de alternador los consumos propios y los consumos en bombeo, alcanzó los 141.531 GWh, un 2,8% superior a la de 1995. Hay que destacar la reducción de un 11,8% en los consumos propios en generación, y del 26,8% en los de bombeo, como consecuencia del mayor peso de la producción de origen hidráulico en la cobertura de la demanda.

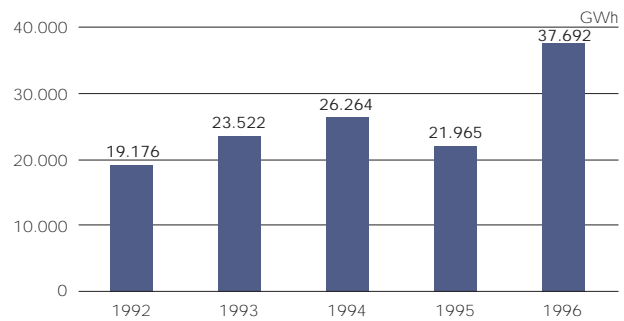


3.2 Generación hidroeléctrica

La producción con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 36.908 GWh, y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 784 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total de 37.692 GWh, con un aumento del 71,6% respecto al año anterior.

Esta cifra supone un 25% más de la producción correspondiente a un año de hidraulicidad media,

Producción hidroeléctrica en b.a.



y corresponde a una participación de la generación de origen hidráulico en la producción total del 25%, diez puntos más que en el año anterior.

Energía producible por cuencas (GWh)

Cuenca	1996	%
Norte	9.943	25,2
Duero	10.470	26,6
Ebro - Pirineo	9.487	24,1
Tajo	6.498	16,5
Resto	3.036	7,7
Total	39.434	100,0

La energía producible hidroeléctrica registrada en 1996 fue de 39.434 GWh, estando el 92,4% de ésta concentrada en tan sólo cuatro cuencas hidrográficas.

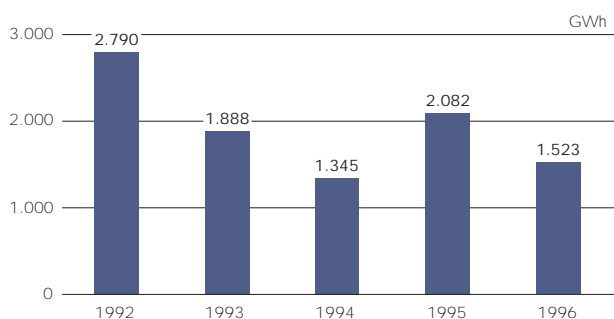
Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Indice	Probabilidad de ser superado
1992	19.220	0,64	96%
1993	22.126	0,73	88%
1994	24.212	0,80	77%
1995	21.792	0,72	88%
1996	39.434	1,30	14%

Como ya se ha comentado, la estructura de generación se ha visto condicionada fundamentalmente por la alta hidraulicidad del año, que ha elevado el índice de energía hidroeléctrica producible al 1,30 con respecto a la serie histórica que sirve de base para el cálculo de energía producible en año hidráulico medio, valor muy alejado del 0,72 registrado en 1995. La probabilidad de que este índice sea superado en dicha serie histórica, se ha reducido considerablemente, hasta el 14%.

La diferencia entre producible y producción hidráulica corresponde a la aportación del equipo de bombeo y la gestión de las reservas, las cuales aumentaron en el año en 2.761 GWh.

Consumos en bombeo



Los consumos en bombeo durante 1996 fueron de 1.523 GWh, un 26,8% menores que los del ejercicio anterior, como resultado de la menor necesidad de utilización de estas instalaciones al disponer de recursos hidráulicos suficientes. Sin embargo, es importante destacar el fuerte incremento del consumo en bombeo durante los meses de enero (mes que concentró el 50% del consumo anual), febrero y diciembre como consecuencia de los excedentes en horas valle producidos por el aumento de las aportaciones.

Centrales hidroeléctricas con producción mayor de 500 GWh

	GWh	%
Aldeadávila	2.902	7,7
J.M.Oriol	2.262	6,0
Villarino	1.445	3,8
Cedillo	1.176	3,1
San Esteban	1.070	2,8
Aldeadávila II	1.052	2,8
Saucelle	909	2,4
Puente Bibey	831	2,2
Belesar	811	2,2
Ricobayo	806	2,1
Mequinenza	800	2,1
Saucelle II	790	2,1
Villalcampo	783	2,1
Castro	776	2,1
Ribarroja	767	2,0
Los Peares	645	1,7
Valdecañas	537	1,4
Total	18.363	48,7
Total hidroeléctrica	37.692	100,0

El 48,7% de la producción hidroeléctrica peninsular se concentra en 17 centrales que generaron más de 500 GWh durante el año.

La gestión de reservas, condicionada por las elevadas aportaciones del mes de diciembre, ha permitido llegar a final de año con unas reservas del 55% en el conjunto de los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico, quince puntos por encima del año anterior.

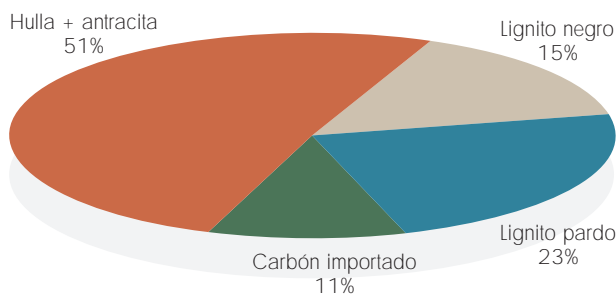
Reservas hidroeléctricas (GWh)

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-95	Reservas a 31-12-96	Reservas a 31-12-96 sobre capacidad
Anuales	8.164	4.786	5.323	65%
Hiperanuales	10.236	2.644	4.868	48%
Conjunto	18.400	7.430	10.191	55%

3.3 Generación en centrales térmicas de carbón

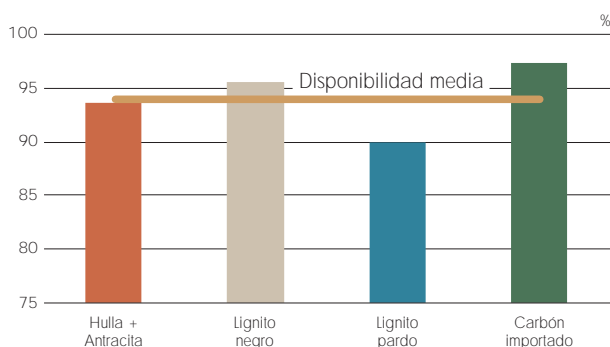
Las centrales térmicas de carbón pertenecientes a los subsistemas eléctricos peninsulares han producido 52.395 GWh, un 19% menos que el año anterior, con una participación del 35% en la generación total, nueve puntos por debajo de la de 1995. Esta menor producción del equipo térmico de carbón, ha sido consecuencia de la diferencia de la producción hidroeléctrica respecto al año anterior ya comentada.

Estructura de producción por tipo de central



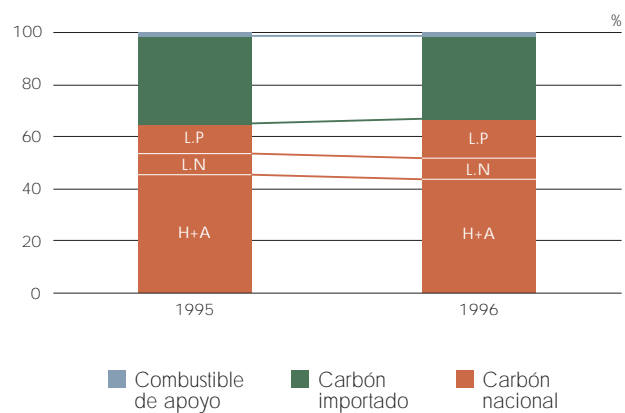
La disponibilidad media del equipo fue de un 93,9%, superior a la de 1995, incluidas las revisiones programadas y el factor de utilización del equipo acoplado del 87,6%.

Disponibilidad de las centrales de carbón



En cuanto a la producción en centrales de carbón, por tipo de combustible, se mantiene una estructura similar a la del año anterior, si bien se observa un aumento relativo en el consumo de lignito pardo en detrimento del carbón de importación.

Estructura de la producción por tipo de combustible



3.4 Generación en centrales térmicas de fuel y mixtas

Los grupos de fuel y mixtos peninsulares aportaron algo menos del 2% a la producción total del año, 2.149 GWh, lo que supone un descenso del 44,4% respecto del año anterior.

Esta producción estuvo, sin embargo, muy concentrada, ya que el 57% de la misma se generó en sólo dos centrales, Algeciras y Foix, cuya potencia instalada representa tan sólo el 15,5% del total correspondiente a las instalaciones de fuel/gas.

La disponibilidad total fue de 87,9% y el factor de utilización del equipo acoplado del 31,6%.

La producción con gas, 680 GWh, aumentó un 295%, y representa el 44,6% del total de la producción en centrales mixtas. El aumento de consumo de gas responde a un objetivo de política

energética fijado por la Administración, como respaldo a los contratos "take or pay" suscritos por las empresas eléctricas con ENAGAS, consecuencia del Protocolo de intenciones para uso del gas natural en la generación de energía eléctrica, de 8 de junio de 1994, auspiciado por la propia Administración.

En este contexto, se ha producido la conversión a este combustible, mediante cambio de quemadores, de los grupos Aceca 1, Algeciras 1 y Colón 2, lo que ha supuesto la conversión a gas de 682 MW.

Por otra parte, ha entrado en operación el grupo de gasificación integrada en ciclo combinado (GICC) de ELCOGAS, que funcionó con gas natural durante 1996.

3.5 Generación en centrales nucleares

Las centrales nucleares mantienen su participación en la producción total en el 38%, con una generación en bornes de alternador de 56.329 GWh, ligeramente superior a la del año anterior.

La disponibilidad total del parque nuclear, incluida la recarga de combustible y la revisión programada, fue del 86,3%, si bien la indisponibilidad por avería ha sido tan sólo de un 4,1%. Hay que destacar la parada programada de Almaraz 1 del 15 de junio al 3 de septiembre, y de Ascó 2 del 13 de julio al 27 de septiembre, por sustitución de generadores de vapor. El factor de utilización del equipo acoplado alcanzó el 97,8%.

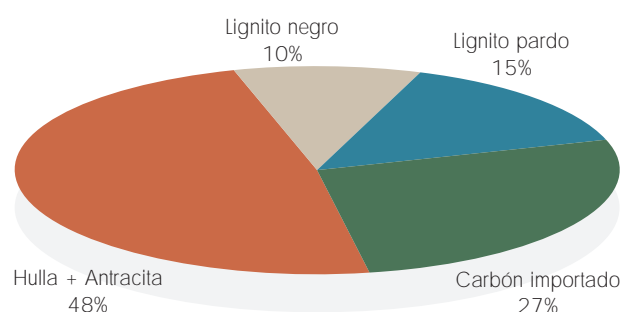
3.6 Adquisición de combustibles

Durante 1996 los subsistemas eléctricos adquirieron 34.381 kT de carbón, 2.838 kT menos que el año anterior, siendo importante destacar el descenso de las adquisiciones de carbón de importación que fueron un 26% inferiores a las de 1995.

Las existencias de carbón a 31 de diciembre, en los parques de las centrales, ascendían a 11.200 kT, 3.033 más que el año anterior, de las que

3.027 corresponden al incremento del stock de carbón nacional.

Suministros de carbón (TEC)



En cuanto al consumo de fuel, éste se redujo a la mitad respecto al año anterior, pasando de 1.029 kT a 436 kT, de las cuales 94 kT se quemaron en las centrales de carbón como combustible de apoyo.

3.7 Costes de generación

El coste unitario total de generación de la energía producida en las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos durante 1996 fue de 8,62 PTA/kWh de las cuales 6,12 PTA/kWh corresponden a costes fijos y 2,50 PTA/kWh a costes variables.

Los costes de combustible neto correspondientes a los consumos en centrales propiedad de los subsistemas eléctricos fueron de 264.244 MPTA, inferiores en 98.227 MPTA a los del año anterior; si bien en términos relativos la producción bruta aumentó un 1,7%, el coste total del combustible neto se redujo un 28,5%. Esta reducción es consecuencia del referido aumento en la producción hidráulica, cuyo coste de combustible es nulo, con el consiguiente abaratamiento de la producción, y de la aplicación del Real Decreto 2203/1995, de 28 de diciembre, sobre los costes específicos derivados de las ayudas a la minería del carbón. En cuanto al coste unitario de combustible, éste fue de 1,87 PTA/kWh, inferior en 0,75 PTA/kWh al del año anterior.

Cuadro 3.1.1
Cobertura de la demanda de energía eléctrica
Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	1996	1995	Δ %
PRODUCCION (b.a.)	148.565	146.014	1,7
Hidráulica	37.692	21.965	71,6
Nuclear	56.329	55.445	1,6
Carbón	52.395	64.736	-19,1
Fuel/gas	2.149	3.868	-44,4
- Consumos en generación	5.511	6.248	-11,8
- Consumos bombeo	1.523	2.082	-26,8
= PRODUCCION NETA	141.531	137.684	2,8
+ Intercambios internacionales	1.059	4.489	-76,4
+ Autoprodutores	13.603	9.596	41,8
= DEMANDA SUBSISTEMAS (b.c.)	156.193	151.769	2,9
- Otros intercambios y pérdidas en T,TF,D.	15.257	14.872	2,6
= DEMANDA EN ABONADO FINAL	140.936	136.897	3,0

El crecimiento anual de la demanda medida en barras de central, descontado el efecto del 29 de febrero, fue del 2,6%.
Los datos de demanda en abonado final son provisionales.

Gráfico 3.1.2
Origen de la producción gestionada por REE

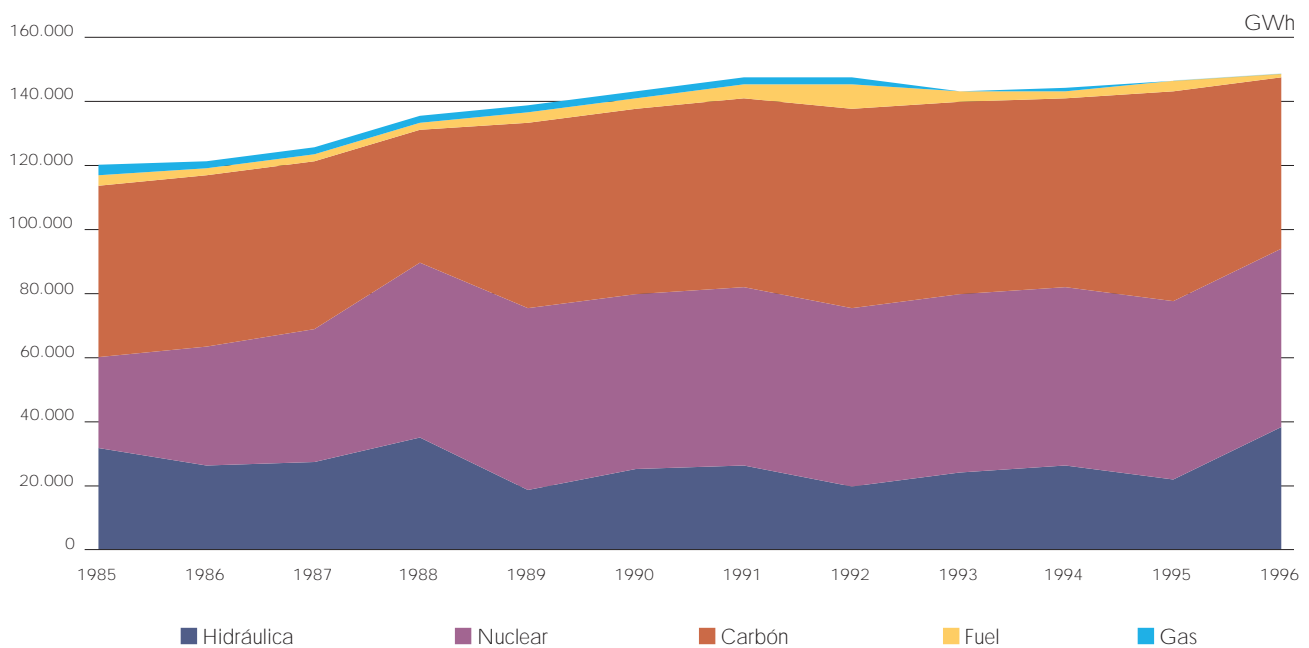
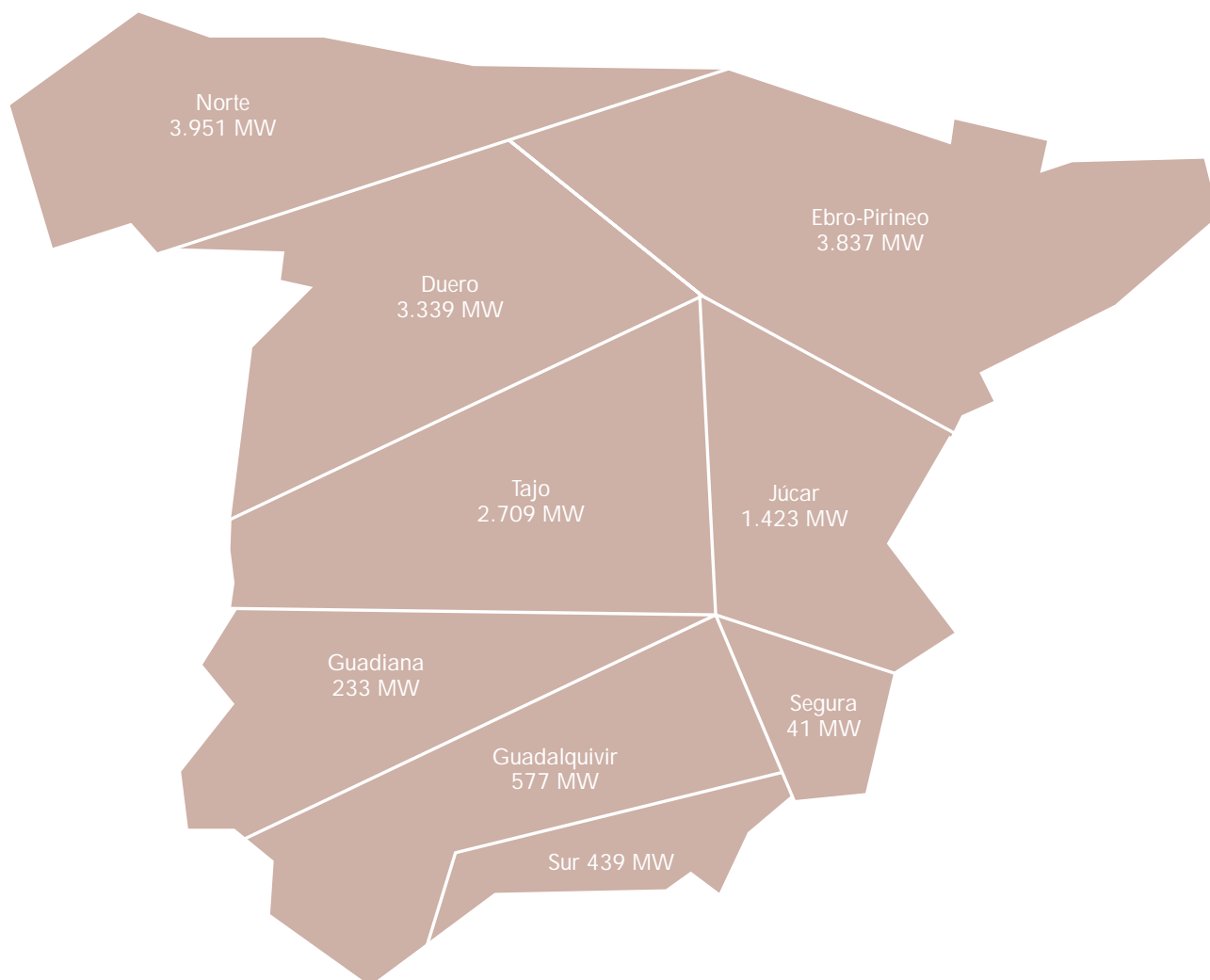


Gráfico 3.2.1
Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares



Cuadro 3.2.2
Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia	Producción			Producible		
	MW	1996	1995	Δ %	1996	1995	Δ %
Norte	3.951	10.555	9.107	15,9	9.943	9.477	4,9
Duero	3.339	10.366	4.481	131,4	10.470	4.398	138,1
Tajo	2.709	5.447	1.245	337,5	6.498	1.118	481,5
Júcar	1.423	950	1.023	-7,1	1.043	454	129,8
Segura	41	116	45	157,8	115	47	146,8
Guadiana	233	135	3	4.400,0	592	40	1.398,2
Guadalquivir	577	588	132	345,5	1.000	162	516,9
Sur	439	400	205	95,1	286	29	873,4
Ebro - Pirineo	3.837	9.135	5.725	59,6	9.487	6.067	56,4
Total	16.549	37.692	21.965	71,6	39.434	21.792	81,0

Gráfico 3.2.3
Energía producible mensual 1994 -1996
Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real

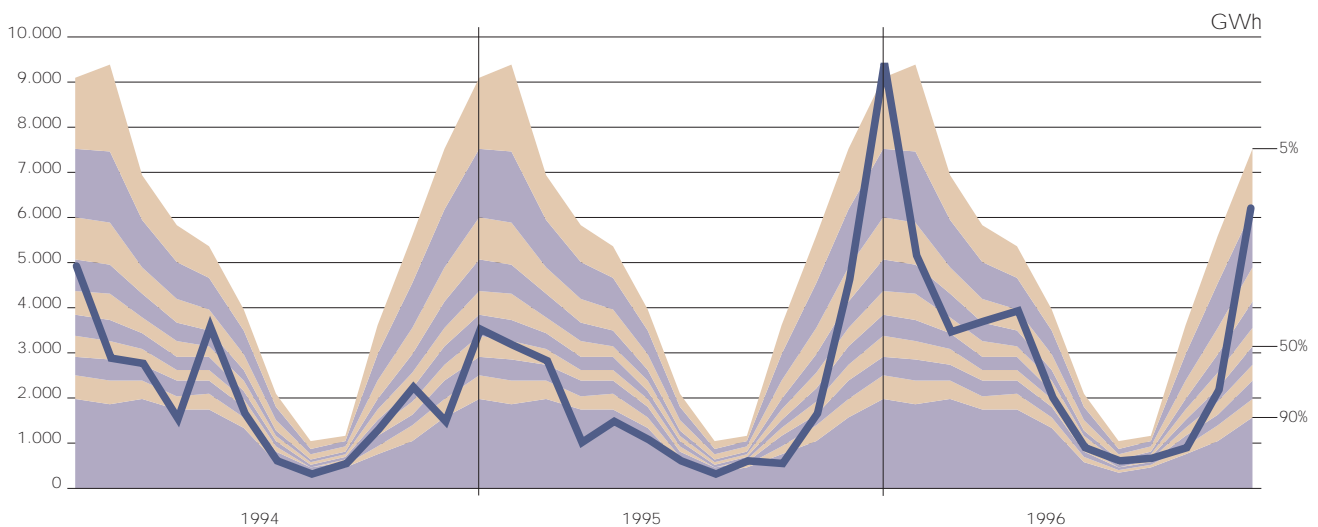
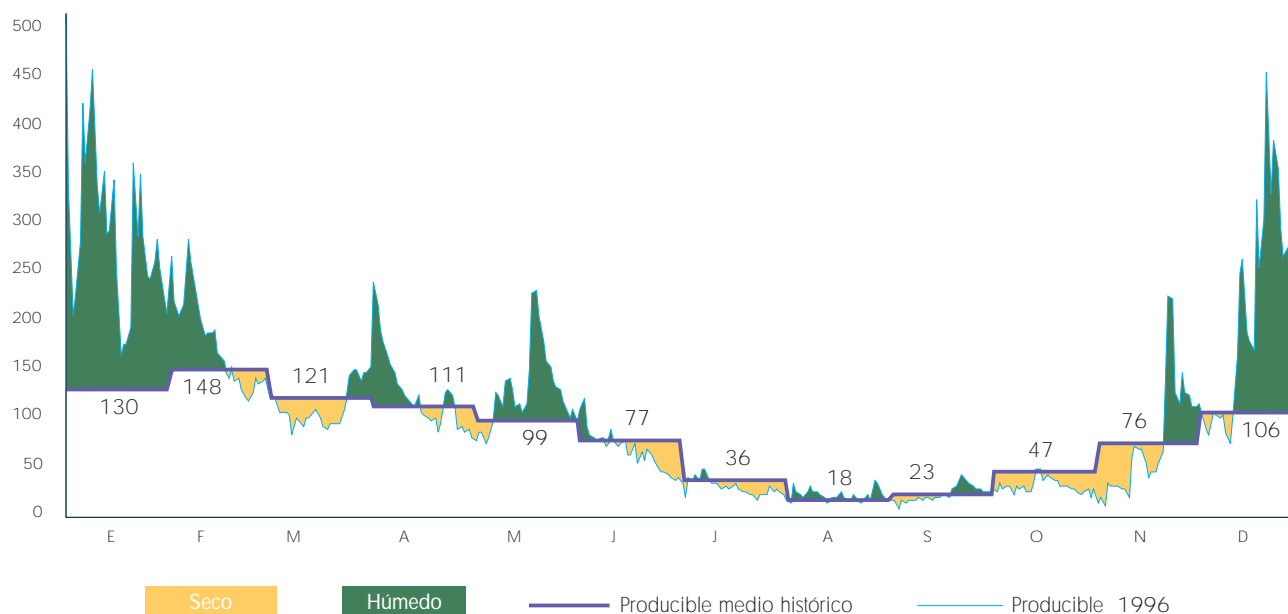


Gráfico 3.2.4
Energía producible hidráulica diaria durante 1996 comparada con el producible medio histórico (GWh)



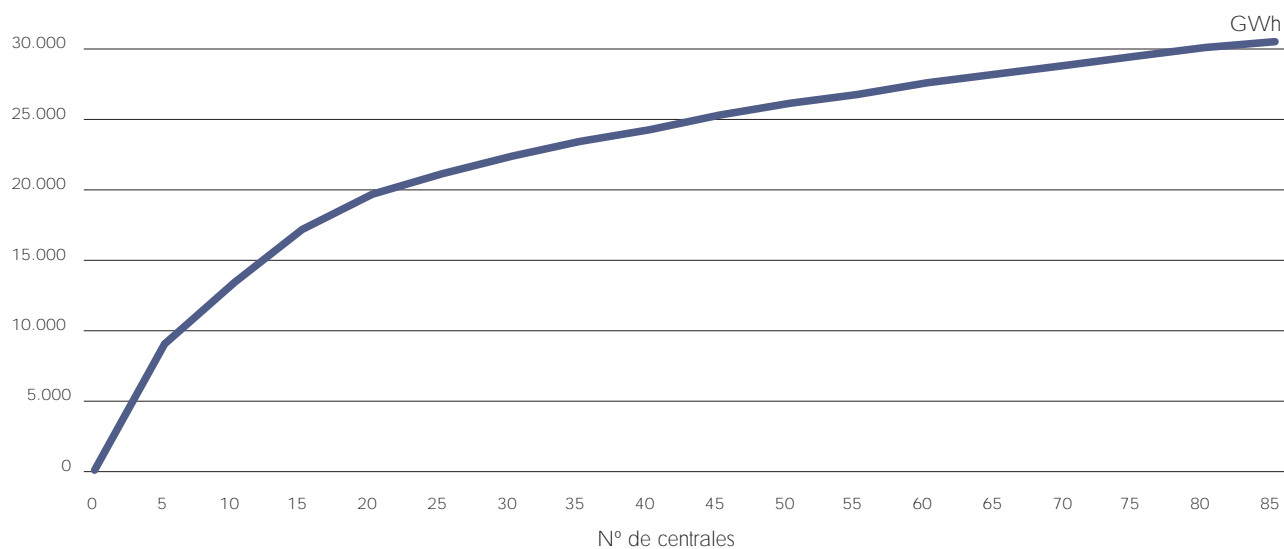
Cuadro 3.2.5
Consumo mensual en bombeo

Meses	1996		1995	
	GWh	%	GWh	%
Enero	761	50,0	230	11,0
Febrero	190	12,5	152	7,3
Marzo	30	2,0	150	7,2
Abril	34	2,2	139	6,7
Mayo	44	2,9	127	6,1
Junio	73	4,8	126	6,1
Julio	66	4,3	164	7,9
Agosto	12	0,8	157	7,5
Septiembre	23	1,5	174	8,4
Octubre	39	2,6	178	8,5
Noviembre	70	4,6	167	8,0
Diciembre	180	11,8	317	15,2
Total	1.523	100,0	2.082	100,0

Cuadro 3.2.6
Producción de energía hidroeléctrica en 1996
Centrales con producción anual mayor de 100 GWh (b.a.)

Centrales	Enero	Febr.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ALDEADAVILA	557	458	300	326	258	186	120	80	111	89	171	247	2.902
J. MARIA ORIOL	596	502	106	112	181	53	75	44	165	131	76	222	2.262
VILLARINO	6	129	93	105	124	114	106	82	219	255	151	63	1.445
CEDILLO	322	235	55	54	89	25	33	20	77	68	45	153	1.176
SAN ESTEBAN	174	170	115	126	94	74	66	30	1	40	64	117	1.070
ALDEADAVILA II	299	192	91	120	117	41	20	4	5	23	42	98	1.052
SAUCELLE	164	145	79	97	80	54	40	31	26	36	62	95	909
PUENTE BIBEY	189	161	68	49	57	61	71	16	0	63	54	42	831
BELESAR	108	141	108	75	76	41	25	34	47	27	26	104	811
RICOBAYO	121	115	104	117	98	77	41	7	0	0	61	65	806
MEQUINENZA	104	160	107	43	32	2	15	19	30	29	50	210	800
SAUCELLE II	174	139	85	99	87	50	29	1	14	16	33	62	790
VILLALCAMPO	126	130	92	107	87	53	31	13	8	5	44	86	783
CASTRO	98	123	96	104	90	56	33	17	12	9	48	89	776
RIBARROJA	97	99	86	54	68	46	23	26	40	38	50	140	767
LOS PEARES	109	99	79	57	53	31	17	25	39	26	24	88	645
VALDECAÑAS	78	142	43	41	38	29	9	23	30	29	27	50	537
FRIEIRA	57	73	59	56	41	29	22	16	11	17	36	68	484
CASTRELO	64	64	45	42	33	23	18	14	9	14	27	46	400
TORREION	34	54	33	28	27	15	5	12	18	23	25	41	313
SUSQUEDA	43	34	20	20	43	26	12	11	10	12	26	51	308
TAMBRE	30	48	49	39	33	14	7	5	5	8	22	45	305
PONT MONTAÑANA	30	28	30	29	30	29	23	24	26	24	1	7	280
AZUTAN	70	57	18	19	22	5	1	3	10	7	9	50	270
CORNATEL	42	35	25	35	31	23	16	0	0	12	17	26	262
MEDIANO	28	29	12	24	36	32	31	22	14	8	5	17	256
CAMARASA	29	24	30	24	31	32	21	13	12	8	3	25	252
EUME	29	38	34	18	19	8	8	11	8	13	27	40	253
MIRANDA	35	28	33	30	23	11	7	6	6	9	21	35	243
LA MUELA	76	37	5	1	2	19	28	1	10	10	18	38	244
VELLE	27	35	27	25	19	14	12	8	5	9	16	28	223
GUISTOLAS P. NOVO	29	27	27	26	23	19	4	8	0	9	17	28	219
LAFORTUNADA (CINCA)	24	10	10	20	29	28	23	19	6	9	13	24	214
CONSO	10	45	30	4	2	13	26	0	44	16	23	2	215
BIESCAS II	24	17	7	18	27	27	17	11	21	14	8	19	209
LAS CONCHAS	32	30	25	25	20	12	7	5	7	5	7	20	194
MONTEFURADO	26	24	20	18	19	18	15	6	0	11	16	19	193
OUIANA	24	16	14	19	25	23	14	14	9	5	11	16	190
SALIME (1/2)	46	26	17	17	11	7	6	6	6	5	14	25	186
SALIME (1/2)	46	26	17	17	11	7	6	6	6	5	14	25	186
ERISTE	9	4	6	14	24	40	32	21	9	8	6	12	183
JUAN URRUTIA	7	9	8	14	25	25	29	25	10	10	7	8	175
FLIX	18	22	27	19	22	15	6	8	13	12	7	7	174
PORTODEMOUROS	54	19	17	19	16	9	3	2	2	4	9	21	173
SAN AGUSTIN	42	30	13	22	14	7	3	5	2	2	7	26	172
SEROS	17	15	16	16	15	15	12	11	13	14	12	15	169
SILVON	45	27	16	14	8	1	0	0	3	0	14	40	167
BARCENA	39	18	17	21	18	15	10	4	2	7	6	11	167
CANELLES	9	4	0	0	30	26	15	19	25	15	14	10	167
TALARN	14	15	19	16	21	19	18	11	8	6	1	18	166
ESCALES	23	19	15	14	16	20	13	13	14	12	0	7	164
PRADA	46	31	11	6	11	15	13	3	11	10	2	2	162
LAS ONDINAS	30	20	17	16	13	15	13	0	4	5	5	19	157
SAN PEDRO	16	19	19	20	16	12	11	6	0	6	12	17	154
DOIRAS	26	19	16	15	12	10	9	10	10	9	15	5	154
QUERENO	24	22	16	19	16	10	7	1	0	5	13	19	151
SOBRADELO	12	22	18	20	17	11	7	2	2	5	13	20	150
GABRIEL Y GALAN	53	24	3	7	11	9	13	5	5	1	6	9	147
TABASCAN	5	4	6	15	30	35	17	7	5	1	8	10	144
ARBON	29	19	13	12	9	5	4	4	6	4	14	20	139
ALBARRELLOS	40	17	9	11	7	6	2	2	8	3	12	22	137
PONT DE REY	9	6	8	15	19	19	14	9	6	8	9	15	135
GRADO II	9	9	13	17	19	18	7	5	9	8	8	10	131
LAFORTUN (CINQUETA)	14	5	5	13	22	24	15	11	4	5	5	11	132
LA BARCA	25	16	14	11	10	4	4	2	3	6	15	18	127
LLAVORSI-CARDOS	8	4	6	15	25	29	14	5	4	0	7	12	128
SANTIAGO JARES	33	25	10	6	8	12	8	3	9	7	3	4	127
CASTREION	25	26	9	11	12	3	0	1	6	6	7	19	126
SAU	19	11	6	13	18	7	5	4	4	8	13	19	126
TAIO ENCANTADA	35	21	2	2	4	4	7	3	3	5	10	30	125
RIBADELAGO	21	14	12	23	21	3	0	1	1	3	8	16	124
LANUZA	11	7	7	11	16	14	10	9	6	7	8	16	122
CORTES2	4	6	6	10	17	17	20	17	7	7	5	6	120
REGUEIRO	20	19	16	13	11	4	2	2	1	2	8	21	119
SESUE	8	3	3	10	17	22	19	12	6	5	4	9	118
PEÑADRADA	19	16	15	15	10	9	8	0	3	4	5	14	117
ARTIES	4	6	9	7	15	28	14	10	7	7	8	4	116
CALDAS	1	8	7	8	14	23	22	12	13	0	0	5	114
SOBRON	12	14	17	9	5	6	9	5	3	4	8	18	109
LA REMOLINA	0	9	15	19	3	15	14	13	12	4	0	4	106
SALAS	35	17	4	11	8	6	5	2	5	3	3	7	105
BURGUILLLO	12	24	8	12	13	6	5	5	3	1	1	15	104
TANES	13	14	9	8	5	2	2	3	4	8	15	23	104
VALDEOBISPO	28	23	4	8	10	0	8	0	0	0	6	14	101
AGUAYO	38	20	0	7	7	3	1	0	1	7	2	17	102
SANTA MARINA	13	13	11	12	9	9	8	0	3	4	5	15	101
Total	5.149	4.657	2.791	2.826	2.847	2.025	1.535	982	1.339	1.390	1.746	3.282	30.569
Total centrales > 5 MW	5.866	5.316	3.280	3.412	3.538	2.728	2.139	1.396	1.651	1.651	2.057	3.939	36.972

Gráfico 3.2.7
Producción de energía hidroeléctrica en centrales
con producción anual mayor de 100 GWh



Cuadro 3.2.8
Producción hidroeléctrica mensual

Meses	1996		1995	
	GWh	%	GWh	%
Enero	5.940	15,8	2.727	12,4
Febrero	5.382	14,3	2.530	11,5
Marzo	3.348	8,9	3.065	14,0
Abril	3.479	9,2	1.857	8,5
Mayo	3.622	9,6	1.686	7,7
Junio	2.789	7,4	1.724	7,8
Julio	2.200	5,8	1.638	7,5
Agosto	1.454	3,9	1.113	5,1
Septiembre	1.689	4,5	947	4,3
Octubre	1.688	4,5	1.014	4,6
Noviembre	2.097	5,6	1.236	5,6
Diciembre	4.005	10,6	2.429	11,1
Total	37.692	100,0	21.965	100,0

Cuadro 3.2.9
Energía producible hidroeléctrica mensual

	1996				1995			
	Energía		Indice		Energía		Indice	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	9.407	9.407	2,33	2,33	3.540	3.540	0,88	0,88
Febrero	5.199	14.606	1,21	1,75	3.201	6.741	0,77	0,82
Marzo	3.493	18.099	0,93	1,50	2.868	9.609	0,76	0,80
Abril	3.743	21.842	1,12	1,42	1.071	10.680	0,32	0,70
Mayo	3.929	25.771	1,28	1,39	1.489	12.169	0,48	0,66
Junio	2.020	27.791	0,87	1,34	1.125	13.294	0,49	0,64
Julio	934	28.725	0,83	1,31	614	13.908	0,55	0,64
Agosto	649	29.374	1,12	1,31	336	14.244	0,58	0,64
Septiembre	688	30.062	1,00	1,30	616	14.860	0,90	0,64
Octubre	906	30.968	0,62	1,26	604	15.464	0,41	0,63
Noviembre	2.222	33.190	0,97	1,23	1.677	17.141	0,73	0,64
Diciembre	6.244	39.434	1,90	1,30	4.651	21.792	1,41	0,72

Cuadro 3.2.10
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas
Datos a fin de mes

	1996						1995					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	6.335	78	4.824	47	11.159	61	4.431	54	2.806	27	7.237	39
Febrero	5.787	71	5.258	51	11.045	60	4.960	61	3.078	30	8.038	44
Marzo	5.885	72	5.322	52	11.207	60	4.800	59	3.087	30	7.887	43
Abril	6.064	74	5.456	53	11.520	63	4.283	52	2.915	28	7.198	39
Mayo	6.229	76	5.668	55	11.897	65	4.189	51	2.863	28	7.052	38
Junio	5.807	71	5.407	53	11.214	61	3.752	46	2.705	26	6.457	35
Julio	5.020	62	4.995	49	10.015	54	3.201	39	2.368	23	5.569	30
Agosto	4.538	56	4.725	46	9.263	50	2.642	32	2.241	22	4.883	27
Septiembre	4.012	49	4.288	42	8.300	45	2.460	30	2.190	21	4.650	25
Octubre	3.690	45	3.923	38	7.613	41	2.249	28	2.100	21	4.349	24
Noviembre	3.979	49	3.858	38	7.837	43	2.816	34	2.142	21	4.958	27
Diciembre	5.323	65	4.868	48	10.191	55	4.786	59	2.644	26	7.430	40

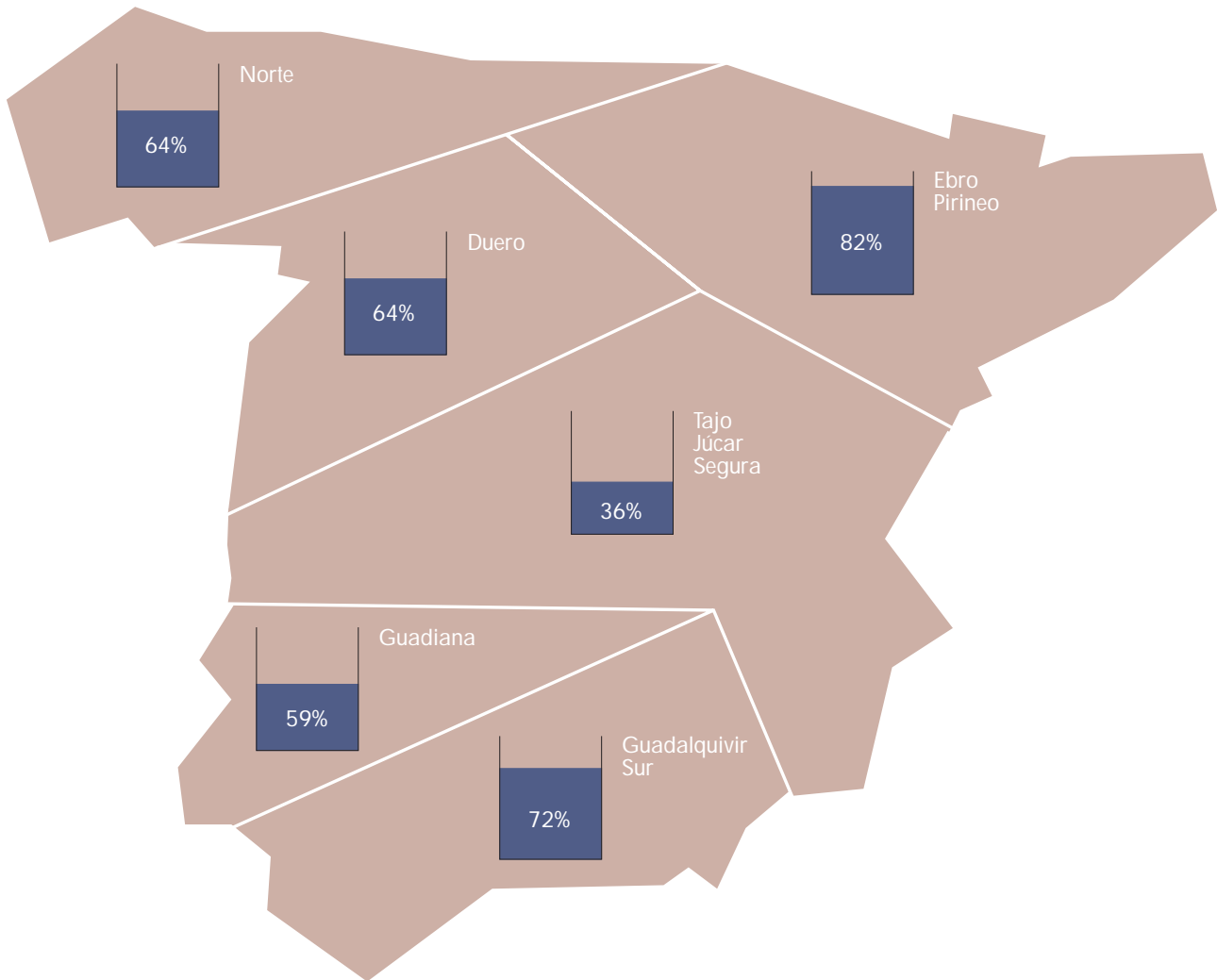
Cuadro 3.2.11
Reservas hidroeléctricas por sistemas

Régimen anual	31-12-96		31-12-95	
	GWh	% Llenado	GWh	% Llenado
Pirenaico	1.505	84,3	1.142	63,9
Tajo/Alberche/Júcar	1.465	60,2	816	33,5
Sur	154	85,6	67	37,2
Miño/Sil	1.332	58,8	1.709	75,5
Esla/Duero	639	53,8	870	73,3
Cantábrico	228	72,8	182	58,1
Total anual	5.323	65,2	4.786	58,6
Régimen hiperanual				
Tajo	488	22,3	55	2,5
Júcar	514	22,6	177	7,8
Guadiana	495	59,3	40	4,8
Tormes	2.098	67,2	1.564	50,1
Ebro	157	64,1	76	31,0
Sil	659	72,5	683	75,1
Sur	457	68,3	49	7,3
Total hiperanual	4.868	47,6	2.644	25,8
Conjunto	10.191	55,4	7.430	40,4

Cuadro 3.2.12
Valores extremos de las reservas en el año

		1996			1995		
		GWh	Fecha	%	GWh	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.393	28 enero	78,3	5.128	12 marzo	62,8
	Hiperanuales	5.710	26 mayo	55,8	3.146	20 marzo	30,7
	Conjunto	12.024	26 mayo	65,3	8.246	12 marzo	44,8
Mínimos	Anuales	3.443	20 noviembre	42,2	2.205	10 noviembre	27,0
	Hiperanuales	2.732	1 enero	26,7	2.071	10 noviembre	20,2
	Conjunto	7.164	20 noviembre	38,9	4.276	10 noviembre	23,2

Gráfico 3.2.13
Reservas hidroeléctricas. Índice de llenado a 31 de diciembre



Cuadro 3.2.14
Valores máximos y mínimos históricos de llenado en los embalses
hidroeléctricos: 1969 - 1996

Sistemas	Máximo		Mínimo	
	%	Mes	%	Mes
Régimen anual	92,0	Mayo de 1969	24,9	Enero de 1976
Régimen hiperanual	91,1	Abril de 1979	17,6	Noviembre de 1983
Conjunto	86,6	Abril de 1979	23,6	Octubre de 1995

Cuadro 3.2.15
Precipitaciones registradas en las principales estaciones

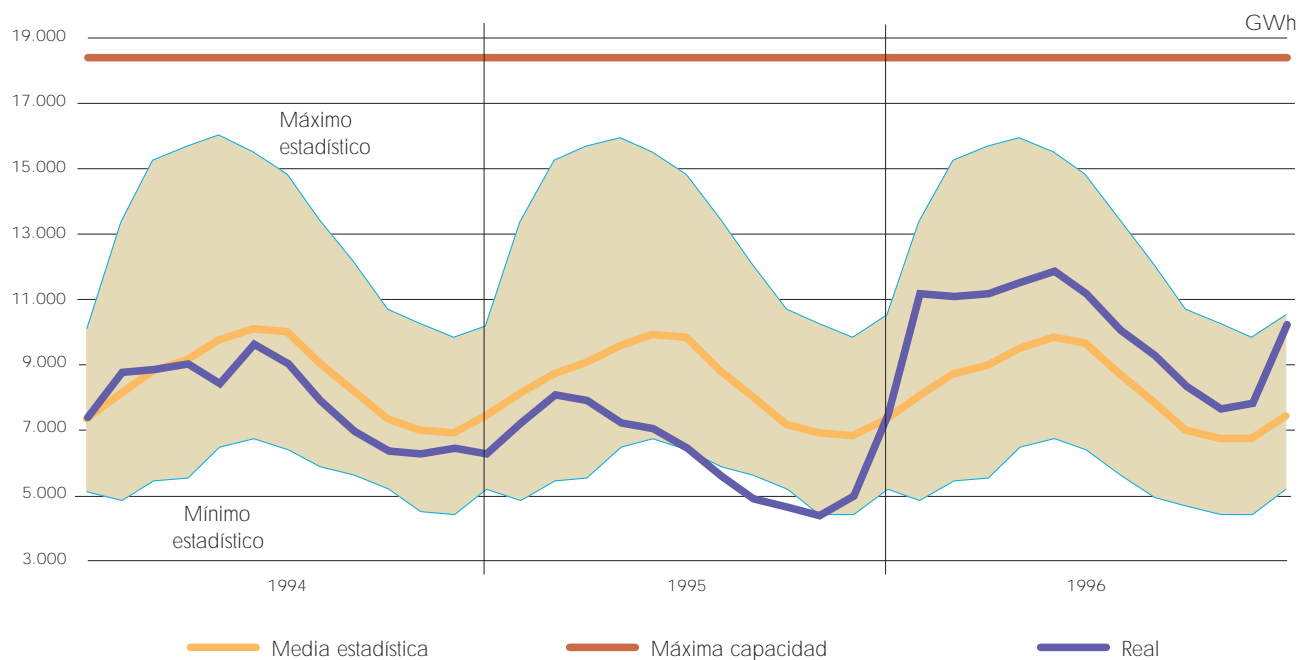
Pluviómetros	Valores: l/m ²														Índice anual (base100)
	1961-1990		1996												
	Media	Total	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
ZONA NOROESTE															
Santiago C.	1.918	1.794	339	209	198	37	231	34	47	51	118	127	246	157	94
Vigo	1.948	1.169	232	152	121	38	104	5	16	42	67	69	179	144	60
Oviedo	974	1.075	43	128	56	53	86	25	115	68	72	40	227	162	110
Santander	1.267	1.279	44	152	58	59	96	45	59	128	96	72	292	178	101
ZONA CENTRO-NORTE															
Ponferrada	651	550	134	32	68	18	70	3	10	43	56	3	72	41	84
León	557	733	247	16	58	17	73	44	7	77	30	26	34	104	132
Valladolid	472	497	80	9	48	61	65	20	6	8	21	21	36	122	105
ZONA CENTRO-LEVANTE															
Madrid	414	492	107	21	12	10	110	4	2	1	24	8	69	124	119
Toledo	374	405	71	15	25	21	62	3	0	3	47	8	44	106	108
Cuenca	557	660	91	42	40	21	64	47	4	33	50	15	93	160	118
Albacete	367	483	42	25	8	12	41	3	20	1	175	2	56	98	132
Valencia	466	293	40	27	7	16	24	4	2	10	62	4	39	58	63
ZONA ANDALUZA															
Sevilla	608	891	321	19	24	53	96	1	0	1	34	4	84	254	147
Córdoba	614	1.069	227	31	29	33	116	10	3	13	124	59	71	353	174
Granada	382	678	145	45	27	27	94	20	2	1	45	25	72	175	177
ZONA CATALANA															
Gerona	751	978	197	59	55	125	54	52	38	21	59	40	125	153	130
Lérida	359	449	129	6	19	32	27	34	5	18	16	34	65	64	125
Zaragoza	315	387	73	30	20	30	41	7	15	47	9	5	35	75	123

Cuadro 3.2.16
Caudales medios de los principales ríos de interés hidroeléctrico

Río (estación aforo)	Valores: m ³ /s			Media año	Índice s/ media 1951-1980
	Media 1951-1980	1º semestre	2º semestre		
CUENCA NORTE					
Limia (Las Conchas)	13,82	27,02	5,29	16,10	116,49
Sil (Sequeiros)	133,33	250,63	76,07	162,88	122,16
Miño (Belesar)	95,40	164,84	56,67	110,46	115,79
Navia (Salime)	44,83	65,49	30,74	48,02	107,13
CUENCA DUERO					
Esla (Bretó)	139,62	390,49	76,85	232,81	166,75
Duero (Carrascal)	129,77	260,02	61,86	160,40	123,60
Tormes (Contiensa)	32,79	76,23	23,59	49,77	151,77
CUENCA TAJO+JUCAR+SEGURA					
Tajo (Entrepeñas)	20,36	27,16	14,41	20,75	101,91
Alberche (Burguillo)	13,19	36,85	15,19	25,96	196,88
Tajo (Valdecañas)	123,19	186,69	74,05	130,06	105,57
Tajo (J.M. Oriol)	243,27	553,87	201,12	376,53	154,78
Júcar (Alarcón) (*)	15,57	15,25	6,88	11,04	70,92
CUENCA GUADALQUIVIR					
Guadalquivir (Marmolejo)	53,75	57,70	56,86	57,27	106,56
Genil (Iznájar)	17,24	25,62	19,21	22,40	129,96
Guadiaro (Corchado)	11,05	29,79	15,15	22,43	203,03
CUENCA EBRO-PIRINEO					
Gállego (Anzánigo)	25,95	25,79	19,67	22,71	87,52
Ebro (Sástago)	258,83	289,99	212,25	250,91	96,94
N. Ribagorzana (P. Suert)	16,63	30,99	16,69	23,80	143,11
N. Pallaresa (Pobla)	36,17	66,73	33,93	50,24	138,90
Segre (Oliana)	31,29	67,56	37,87	52,63	168,20
Garona (Viella)	5,45	19,37	18,38	18,87	346,40

(*) Corregido el efecto del trasvase Tajo-Segura

Gráfico 3.2.17
Reservas hidroeléctricas. Evolución 1994-1996



Cuadro 3.3.1
Producción en centrales térmicas de carbón (b.a.)

Centrales	Potencia MW	1996		1995		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	903	4.672	8,9	5.644	8,7	-17,2
Lada	505	1.447	2,8	2.244	3,5	-35,5
Soto de Ribera	671	1.983	3,8	3.224	5,0	-38,5
Narcea	569	1.881	3,6	2.722	4,2	-30,9
Anllares	350	2.057	3,9	2.610	4,0	-21,2
Compostilla	1.312	7.940	15,2	8.283	12,8	-4,1
La Robla	620	1.998	3,8	3.321	5,1	-39,8
Guardo	498	1.657	3,2	2.214	3,4	-25,2
Puertollano	220	1.232	2,4	926	1,4	33,0
Puente Nuevo	312	1.760	3,4	1.999	3,1	-12,0
Total hulla+antracita	5.960	26.627	50,8	33.187	51,3	-19,8
Pasajes	214	321	0,6	861	1,3	-62,7
Litoral	550	2.127	4,1	4.324	6,7	-50,8
Los Barrios	550	3.055	5,8	3.991	6,2	-23,5
Total carbón importado	1.314	5.503	10,5	9.176	14,2	-40,0
Serchs	160	727	1,4	733	1,1	-0,9
Escatrón	80	243	0,5	373	0,6	-34,8
Teruel	1.050	6.220	11,9	7.377	11,4	-15,7
Escucha	160	758	1,4	663	1,0	14,4
Total lignito negro	1.450	7.948	15,2	9.146	14,1	-13,1
Puentes de G.R.	1.400	9.510	18,2	9.705	15,0	-2,0
Meirama	550	2.807	5,4	3.523	5,4	-20,3
Total lignito pardo	1.950	12.317	23,5	13.228	20,4	-6,9
Total carbón	10.674	52.395	100,0	64.736	100,0	-19,1

Cuadro 3.3.2
Producción mensual de las centrales de carbón (GWh b.a.)

Centrales	Potencia	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
	MW													
Aboño	903	245	285	303	178	218	382	507	544	519	493	576	422	4.672
Lada	505	0	0	0	32	115	164	195	232	172	183	250	104	1.447
Soto de Ribera	671	0	0	8	0	0	207	334	353	285	315	345	135	1.983
Narcea	569	0	0	97	70	25	203	255	275	279	281	287	108	1.881
Anllares	350	146	150	228	119	0	80	239	228	250	253	219	143	2.057
Compostilla	1.312	371	531	754	420	284	851	961	899	936	744	697	492	7.940
La Robla	620	0	0	0	0	0	186	311	333	298	347	382	141	1.998
Guardo	498	14	35	136	0	0	149	225	232	212	292	255	107	1.657
Puertollano	220	86	85	40	55	19	134	147	153	147	147	142	77	1.232
Puente Nuevo	312	143	158	134	89	159	217	203	184	182	151	17	123	1.760
Los Barrios	550	237	258	314	314	174	181	330	263	216	240	271	254	3.055
Litoral	550	173	94	235	161	82	261	256	251	128	118	207	159	2.127
Pasajes	214	0	35	78	0	0	0	120	23	21	17	28	0	321
Serchs	160	34	31	75	80	0	76	104	80	83	88	63	13	727
Escatrón	80	4	13	30	18	0	29	32	29	18	25	21	24	243
Teruel	1.050	435	146	581	236	586	759	755	715	642	615	533	217	6.220
Escucha	160	18	98	75	53	0	88	97	59	80	93	85	12	758
Puentes	1.400	554	540	741	700	712	838	1.009	859	1.002	990	928	637	9.510
Meirama	550	51	223	287	199	248	284	335	339	333	228	245	35	2.807
Total	10.674	2.511	2.683	4.117	2.727	2.624	5.088	6.415	6.050	5.802	5.622	5.551	3.205	52.395

Cuadro 3.3.3
Producción en centrales térmicas de carbón por tipo de combustible (b.a.)

	1996		1995		Δ %
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	34.697	66,2	41.850	64,6	-17,1
Hulla + antracita	23.880	45,6	29.681	45,8	-19,5
Lignito negro	4.101	7,8	5.003	7,7	-18,0
Lignito pardo	6.716	12,8	7.166	11,1	-6,3
Carbón importado	16.779	32,0	21.623	33,4	-22,4
Total carbón	51.476	98,2	63.473	98,0	-18,9
Combustibles de apoyo	919	1,8	1.263	2,0	-27,2
Fuel	454	0,9	562	0,9	-19,2
Gas natural	110	0,2	117	0,2	-6,0
Gas siderúrgico	355	0,7	584	0,9	-39,2
Total	52.395	100,0	64.736	100,0	-19,1

Cuadro 3.3.4
Utilización de los grupos de carbón

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficiente de utilización (%)	
		Real	Disponible	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponible	En horas de acoplamiento
Aboño 1	360	1.699	3.098	4.720	5.670	54,8	83,2
Aboño 2	543	2.972	4.198	5.474	6.598	70,8	83,0
Aboño total	903	4.671	7.296	5.173	6.228	64,0	83,1
Lada 3	155	140	1.354	906	1.164	10,4	77,8
Lada 4	350	1.306	2.975	3.730	4.258	43,9	87,6
Lada total	505	1.446	4.329	2.863	3.308	33,4	86,6
Soto 1	67	6	589	91	126	1,0	72,1
Soto 2	254	760	2.215	2.991	3.583	34,3	83,5
Soto 3	350	1.217	2.800	3.477	3.995	43,5	87,0
Soto total	671	1.983	5.604	2.955	3.453	35,4	85,6
Narcea 1	65	8	570	116	180	1,3	64,6
Narcea 2	154	182	1.350	1.185	1.378	13,5	85,9
Narcea 3	350	1.692	3.026	4.834	5.152	55,9	93,8
Narcea total	569	1.882	4.946	3.307	3.563	38,0	92,8
Anllares	350	2.056	2.596	5.874	6.192	79,2	94,9
Compostilla 1	141	616	1.173	4.369	4.561	52,5	95,8
Compostilla 2	141	678	1.185	4.810	5.005	57,2	96,1
Compostilla 3	330	1.553	2.452	4.706	4.934	63,3	95,4
Compostilla 4	350	2.536	3.049	7.245	7.530	83,2	96,2
Compostilla 5	350	2.558	3.016	7.307	7.576	84,8	96,4
Compostilla total	1.312	7.941	10.875	6.052	6.299	73,0	96,1
La Robla 1	270	597	2.367	2.212	2.680	25,2	82,5
La Robla 2	350	1.401	2.999	4.003	4.498	46,7	89,0
La Robla total	620	1.998	5.366	3.223	3.706	37,2	87,0
Guardo 1	148	233	1.263	1.574	1.846	18,4	85,3
Guardo 2	350	1.424	2.961	4.068	4.437	48,1	91,7
Guardo total	498	1.657	4.224	3.327	3.667	39,2	90,7
Puertollano	220	1.231	1.557	5.597	6.304	79,1	88,8
Puente Nuevo	312	1.760	2.366	5.641	6.537	74,4	86,3
Total H.A.	5.960	26.627	49.161	4.467	4.970	54,2	89,9
Los Barrios	550	3.055	4.600	5.555	7.978	66,4	69,6
Litoral	550	2.127	4.803	3.867	5.726	44,3	67,5
Pasajes	214	322	1.879	1.504	1.838	17,1	81,8
Total C.I.	1.314	5.503	11.282	4.189	6.035	48,8	69,4
Serchs	160	725	1.357	4.532	4.692	53,4	96,6
Escatrón	80	243	416	3.038	3.756	58,4	80,9
Teruel 1	350	2.158	3.035	6.167	6.476	71,1	95,2
Teruel 2	350	1.959	3.034	5.597	5.888	64,6	95,1
Teruel 3	350	2.104	3.060	6.010	6.305	68,8	95,3
Teruel total	1.050	6.221	9.128	5.925	6.223	68,2	95,2
Escucha	160	756	1.286	4.727	4.872	58,8	97,0
Total L.N.	1.450	7.948	12.188	5.480	5.769	65,2	95,0
Puentes 1	350	2.605	2.912	7.442	7.743	89,5	96,1
Puentes 2	350	1.634	1.879	4.668	4.978	87,0	93,8
Puentes 3	350	2.598	2.912	7.422	7.805	89,2	95,1
Puentes 4	350	2.674	3.025	7.640	7.959	88,4	96,0
Puentes total	1.400	9.510	10.728	6.793	7.121	88,7	95,4
Meirama	550	2.806	4.699	5.101	7.148	59,7	71,4
Total L.P.	1.950	12.317	15.427	6.316	7.129	79,8	88,6
Total	10.674	52.395	88.057	4.908	5.604	59,5	87,6

Cuadro 3.3.5
Disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponible	R. Anual	Averías	
Aboño 1	360	1.699	3.098	0,0	2,0	98,0
Aboño 2	543	2.972	4.198	9,0	3,0	88,0
Aboño total	903	4.671	7.296	5,4	2,6	92,0
Lada 3	155	140	1.354	0,0	1,0	99,0
Lada 4	350	1.306	2.975	0,0	3,0	97,0
Lada total	505	1.446	4.329	0,0	2,4	97,6
Soto 1	67	6	589	0,0	1,0	99,0
Soto 2	254	760	2.215	0,0	1,0	99,0
Soto 3	350	1.217	2.800	8,0	1,0	91,0
Soto total	671	1.983	5.604	4,2	1,0	94,8
Narcea 1	65	8	570	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	154	182	1.350	0,0	0,0	100,0
Narcea 3	350	1.692	3.026	0,0	2,0	98,0
Narcea total	569	1.882	4.946	0,0	1,2	98,8
Anllares	350	2.056	2.596	11,0	5,0	84,0
Compostilla 1	141	616	1.173	2,0	3,0	95,0
Compostilla 2	141	678	1.185	2,0	2,0	96,0
Compostilla 3	330	1.553	2.452	10,0	5,0	85,0
Compostilla 4	350	2.536	3.049	0,0	1,0	99,0
Compostilla 5	350	2.558	3.016	0,0	2,0	98,0
Compostilla total	1.312	7.941	10.875	2,9	2,6	94,5
La Robla 1	270	597	2.367	0,0	0,0	100,0
La Robla 2	350	1.401	2.999	0,0	2,0	98,0
La Robla total	620	1.998	5.366	0,0	1,1	98,9
Guardo 1	148	233	1.263	0,0	3,0	97,0
Guardo 2	350	1.424	2.961	0,0	4,0	96,0
Guardo total	498	1.657	4.224	0,0	3,7	96,3
Puertollano	220	1.231	1.557	0,0	19,0	81,0
Puente Nuevo	312	1.760	2.366	7,0	7,0	86,0
Total H.A.	5.960	26.627	49.161	3,0	3,2	93,9
Los Barrios	550	3.055	4.600	0,0	5,0	95,0
Litoral	550	2.127	4.803	0,0	1,0	99,0
Pasajes	214	322	1.879	0,0	0,0	100,0
Total C.I.	1.314	5.503	11.282	0,0	2,5	97,5
Serchs	160	725	1.357	0,0	3,0	97,0
Escatrón	80	243	416	12,0	29,0	59,0
Teruel 1	350	2.158	3.035	0,0	1,0	99,0
Teruel 2	350	1.959	3.034	0,0	1,0	99,0
Teruel 3	350	2.104	3.060	0,0	0,0	100,0
Teruel total	1.050	6.221	9.128	0,0	0,7	99,3
Escucha	160	756	1.286	4,0	4,0	92,0
Total L.N.	1.450	7.948	12.188	1,1	2,9	96,0
Puentes 1	350	2.605	2.912	2,0	3,0	95,0
Puentes 2	350	1.634	1.879	37,0	2,0	61,0
Puentes 3	350	2.598	2.912	4,0	1,0	95,0
Puentes 4	350	2.674	3.025	0,0	2,0	98,0
Puentes total	1.400	9.510	10.728	10,8	2,0	87,3
Meirama	550	2.806	4.699	0,0	3,0	97,0
Total L.P.	1.950	12.317	15.427	7,7	2,3	90,0
Total	10.674	52.395	88.057	3,2	2,9	93,9

Cuadro 3.4.1
Producción en centrales de fuel y mixtas (b.a.)

Centrales	Potencia MW	1996		1995		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 1	—	—	—	95	3,0	—
Aceca 2	314	0	0,0	35	1,1	-100,0
Algeciras 1	—	—	—	222	7,1	—
Algeciras 2	533	482	77,0	1.284	40,9	-62,5
Almería	114	0	0,0	0	0,0	—
Badalona II	344	0	0,0	4	0,1	-100,0
Burceña	66	0	0,0	0	0,0	—
Cádiz	138	0	0,0	0	0,0	—
Castellón	1.084	62	9,9	468	14,9	-86,8
C.Colón 1 y 3	230	6	1,0	1	0,0	500,0
C.Colón 2	—	—	—	117	3,7	—
Escombreras	858	53	8,5	163	5,2	-67,5
Málaga	122	0	0,0	0	0,0	—
Sabón	470	23	3,7	324	10,3	-92,9
San Adrián 2	350	0	0,0	15	0,5	-100,0
Santurce	919	0	0,0	414	13,2	-100,0
Total fuel	5.542	626	100,0	3.142	100,0	-80,1
Aceca 1 (*)	314	77	5,1	—	—	—
Algeciras 1 (*)	220	41	2,7	—	—	—
Besós	450	405	26,6	63	8,6	547,0
Colón 2 (*)	148	88	5,8	—	—	—
San Adrián 1 y 3	700	39	2,6	141	19,4	-72,3
Foix	520	698	45,8	523	72,0	33,6
GICC (Elcogás)	320	175	11,5	—	—	—
Total mixtas	2.672	1.523	100,0	726	100,0	109,7
Total fuel/mixtas	8.214	2.149	—	3.868	—	-44,4

(*) Estos grupos han sido adaptados para producir con gas natural a partir de 1996.

Cuadro 3.4.2
Producción mensual de las centrales de fuel/gas (GWh b.a.)

Centrales	Potencia MW	Meses												Total	
		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.		
Aceca 2	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Algeciras 2	533	0	0	0	7	0	115	169	104	51	13	23	0	482	
Almería	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Badalona II	344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Burceña	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cádiz	138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Castellón	1.084	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	14	62	
C.Colón 1 y 3	230	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	6	
Escombreras	858	0	0	0	0	15	0	36	0	0	0	2	0	53	
Málaga	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sabón	470	0	0	0	0	0	3	0	0	0	20	0	0	23	
San Adrián 2	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Santurce	919	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total fuel	5.542	0	0	0	7	15	118	205	107	102	33	25	14	626	
Aceca 1	314	0	0	0	0	0	0	13	0	0	0	9	55	77	
Algeciras 1	220	0	0	0	0	18	16	0	0	0	0	0	7	41	
Besós	450	11	90	136	63	0	13	15	0	5	0	48	24	405	
Colón 2	148	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	43	44	88	
San Adrián 1 y 3	700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39	39	
Foix	520	6	102	131	73	0	24	40	36	48	5	133	98	698	
GICC (Elcogás)	320	0	0	0	0	0	0	3	5	91	64	0	12	175	
Total mixtas	2.672	17	192	267	136	18	53	71	41	144	70	233	279	1.523	
Total fuel/mixtas	8.214	17	192	267	143	33	171	276	148	246	103	258	293	2.149	

Cuadro 3.4.3
Utilización de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficientes de utilización (%)	
		Real	Disponible	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponible	En horas de acoplamiento
Aceca 2	314	0	2.525	0	0	0,0	0,0
Algeciras 2	533	483	4.333	905	1.819	11,1	49,8
Almería 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0	0	0,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0	0	0,0	0,0
Almería total	114	0	0	0	0	0,0	0,0
Badalona II 1	172	0	1.511	0	0	0,0	0,0
Badalona II 2	172	0	1.511	0	0	0,0	0,0
Badalona II total	344	0	3.022	0	0	0,0	0,0
Burceña	66	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0	0	0,0	0,0
Castellón 1	542	13	4.705	24	76	0,3	32,1
Castellón 2	542	48	4.757	88	202	1,0	43,7
Castellón total	1.084	61	9.462	56	139	0,6	40,5
Colón 1	70	2	614	33	74	0,4	45,0
Colón 3	160	3	1.391	20	88	0,2	22,2
Colón total	230	5	2.005	24	84	0,3	28,3
Escombreras 1	70	0	615	0	0	0,0	0,0
Escombreras 2	70	0	615	0	0	0,0	0,0
Escombreras 3	140	0	1.230	0	0	0,0	0,0
Escombreras 4	289	51	2.524	175	383	2,0	45,8
Escombreras 5	289	2	2.539	6	52	0,1	11,4
Escombreras total	858	52	7.522	61	147	0,7	41,6
Málaga 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0	0	0,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0	0	0,0	0,0
Sabón 1	120	0	1.054	0	0	0,0	0,0
Sabón 2	350	23	3.074	66	95	0,7	68,9
Sabón total	470	23	4.128	49	71	0,6	68,9
San Adrián 2	350	0	3.074	0	0	0,0	0,0
Santurce 1	377	0	3.314	0	0	0,0	0,0
Santurce 2	542	0	4.758	0	0	0,0	0,0
Santurce total	919	0	8.072	0	0	0,0	0,0
Total fuel	5.542	626	44.144	113	234	1,4	48,1
Aceca 1	314	77	2.173	245	632	3,5	38,8
Algeciras 1	220	41	994	188	405	4,2	46,5
Besós 1	150	0	1.318	0	0	0,0	0,0
Besós 2	300	405	2.620	1.348	2.171	15,4	62,1
Besós total	450	405	3.938	899	1.447	10,3	62,1
Colón 2	148	88	787	593	1.282	11,2	46,2
San Adrián 1	350	39	3.073	112	7.903	1,3	1,4
San Adrián 3	350	0	2.559	0	0	0,0	0,0
San Adrián total	700	39	5.632	56	3.951	0,7	1,4
Foix	520	699	4.303	1.344	2.486	16,2	54,1
GICC (Elcogás)	320	174	719	543	928	24,1	58,5
Total mixtos	2.672	1.523	18.545	570	2.052	8,2	27,8
Total fuel/mixtos	8.214	2.149	62.689	261	826	3,4	31,6

Cuadro 3.4.4
Disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponibile	R.Anual	Averías	
Aceca 2	314	0	2.525	0,0	8,0	92,0
Algeciras 2	533	483	4.333	0,0	7,0	93,0
Almería 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0,0	100,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0,0	100,0	0,0
Almería total	114	0	0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 1	172	0	1.511	0,0	0,0	100,0
Badalona II 2	172	0	1.511	0,0	0,0	100,0
Badalona II total	344	0	3.022	0,0	0,0	100,0
Burceña	66	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	13	4.705	0,0	1,0	99,0
Castellón 2	542	48	4.757	0,0	0,0	100,0
Castellón total	1.084	61	9.462	0,0	0,5	99,5
Colón 1	70	2	614	0,0	0,0	100,0
Colón 3	160	3	1.391	0,0	1,0	99,0
Colón total	230	5	2.005	0,0	0,7	99,3
Escombreras 1	70	0	615	0,0	0,0	100,0
Escombreras 2	70	0	615	0,0	0,0	100,0
Escombreras 3	140	0	1.230	0,0	0,0	100,0
Escombreras 4	289	51	2.524	0,0	1,0	99,0
Escombreras 5	289	2	2.539	0,0	0,0	100,0
Escombreras total	858	52	7.522	0,0	0,3	99,7
Málaga 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0,0	100,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	0	1.054	0,0	0,0	100,0
Sabón 2	350	23	3.074	0,0	0,0	100,0
Sabón total	470	23	4.128	0,0	0,0	100,0
San Adrián 2	350	0	3.074	0,0	0,0	100,0
Santurce 1	377	0	3.314	0,0	0,0	100,0
Santurce 2	542	0	4.758	0,0	0,0	100,0
Santurce total	919	0	8.072	0,0	0,0	100,0
Total fuel	5.542	626	44.144	0,0	9,2	90,8
Aceca 1	314	77	2.173	0,0	21,0	79,0
Algeciras 1	220	41	994	0,0	49,0	51,0
Besós 1	150	0	1.318	0,0	0,0	100,0
Besós 2	300	405	2.620	0,0	1,0	99,0
Besós total	450	405	3.938	0,0	0,7	99,3
Colón 2	148	88	787	0,0	39,0	61,0
San Adrián 1	350	39	3.073	0,0	0,0	100,0
San Adrián 3	350	0	2.559	0,0	17,0	83,0
San Adrián total	700	39	5.632	0,0	8,5	91,5
Foix	520	699	4.303	6,0	0,0	94,0
GICC (Elcogás)	320	174	719	0,0	50,0	50,0
Total mixtos	2.672	1.523	18.545	1,2	17,0	81,8
Total fuel/mixtos	8.214	2.149	62.689	0,4	11,8	87,9

Cuadro 3.5.1
Producción en centrales nucleares (b.a.)

Centrales	Potencia MW	1996		1995		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
J.Cabrera	160	1.049	1,9	380	0,7	176,1
Garaña	460	3.342	5,9	3.990	7,2	-16,2
Almaraz I	930	6.094	10,8	6.843	12,3	-10,9
Almaraz II	930	7.501	13,3	7.055	12,7	6,3
Ascó I	947	8.239	14,6	5.798	10,5	42,1
Ascó II	930	6.179	11,0	7.042	12,7	-12,3
Cofrentes	990	7.971	14,2	8.485	15,3	-6,1
Vandellós II	1.009	7.827	13,9	7.876	14,2	-0,6
Trillo I	1.066	8.127	14,4	7.976	14,4	1,9
Total	7.422	56.329	100,0	55.445	100,0	1,6

Cuadro 3.5.2
Producción mensual de las centrales nucleares (GWh b.a.)

Centrales	Potencia	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
	MW													
J.Cabrera	160	82	84	90	29	96	77	98	68	104	105	107	110	1.049
Garaña	460	319	158	0	179	345	330	342	338	330	331	333	339	3.342
Almaraz I	930	677	639	646	658	654	251	0	0	481	706	670	711	6.094
Almaraz II	930	687	643	686	664	688	663	600	487	343	686	665	688	7.501
Ascó I	947	697	656	701	680	701	675	696	697	651	703	681	701	8.239
Ascó II	930	683	643	686	664	686	607	213	0	40	554	690	712	6.179
Cofrentes	990	724	665	683	273	625	710	727	731	681	737	676	741	7.971
Vandellós II	1.009	744	699	746	721	742	188	377	734	671	744	718	743	7.827
Trillo I	1.066	789	738	787	760	787	441	785	786	761	486	223	785	8.127
Total	7.422	5.402	4.925	5.024	4.629	5.324	3.942	3.837	3.841	4.062	5.051	4.763	5.529	56.329

Cuadro 3.5.3
Utilización de los grupos nucleares

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficiente de utilización (%)	
		Real	Disponibile	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponibles	En horas de acoplamiento
Almaraz I	930	6.094	6.094	6.552	6.797	100,0	96,4
Almaraz II	930	7.501	7.501	8.066	8.210	100,0	98,2
Total Almaraz	1.860	13.595	13.595	7.309	7.503	100,0	97,4
Ascó I	947	8.239	8.239	8.700	8.750	100,0	99,4
Ascó II	930	6.179	6.179	6.644	6.801	100,0	97,7
Total Ascó	1.877	14.418	14.418	7.681	7.785	100,0	98,7
Cofrentes	990	7.971	7.971	8.052	8.224	100,0	97,9
Garoña	460	3.342	3.342	7.264	7.448	100,0	97,5
José Cabrera	160	1.049	1.049	6.556	8.076	100,0	81,2
Trillo I	1.066	8.127	8.127	7.624	7.690	100,0	99,1
Vandellós II	1.009	7.827	7.827	7.757	7.916	100,0	98,0
Total	7.422	56.329	56.328	7.589	7.762	100,0	97,8

Cuadro 3.5.4
Disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponibile	R.Anual	Averías	
Almaraz 1	930	6.094	6.094	22,0	4,0	74,0
Almaraz 2	930	7.501	7.501	0,0	8,0	92,0
Almaraz total	1.860	13.595	13.595	11,0	6,0	83,0
Ascó I	947	8.239	8.239	0,0	1,0	99,0
Ascó II	930	6.179	6.179	21,0	4,0	75,0
Ascó total	1.877	14.418	14.418	10,4	2,5	87,1
Cofrentes	990	7.971	7.971	5,0	3,0	92,0
Garoña	460	3.342	3.342	15,0	2,0	83,0
José Cabrera	160	1.049	1.049	5,0	20,0	75,0
Trillo I	1.066	8.127	8.127	9,0	4,0	87,0
Vandellós II	1.009	7.827	7.827	9,0	3,0	88,0
Total	7.422	56.329	56.328	9,6	4,1	86,3

Cuadro 3.5.5
Disponibilidad, factor de carga y producción de las centrales nucleares

	J.Cabrera	Garaña	Almaraz I	Almaraz II	Ascó I	Ascó II	Cofrentes	Vandellós II	Trillo I	Total
Potencia (MW)	160	460	930	930	947	930	990	1.009	1.066	7.422
Producción (GWh)										
Año 1996	1.049	3.342	6.094	7.501	8.239	6.179	7.971	7.827	8.127	56.329
Año 1995	380	3.990	6.843	7.055	5.798	7.042	8.485	7.876	7.976	55.445
Δ %	176,0	-16,2	-11,0	6,3	42,1	-12,3	-6,1	-0,6	1,9	1,6
Ciclo Operación (31-12-96)	XXI	XIX	XII	X	XII	XI	X	IX	IX	
Factor de carga (%)										
Año 1996	75	83	75	92	99	76	92	89	87	87
Año 1995	27	99	84	87	70	86	98	89	85	85
Δ %	176,0	-16,2	-11,0	6,3	42,1	-12,3	-6,1	-0,6	1,9	1,6
Indisponibilidad (%)										
Año 1996 Revisión	5,0	15,0	22,0	0,0	0,0	21,0	5,0	9,0	9,0	9,6
Avería	20,0	2,0	4,0	8,0	1,0	4,0	3,0	3,0	4,0	4,1

Cuadro 3.6.1
Adquisición de carbón termoeléctrico

Tipos de central	kT			KTEC				
	1996	1995	Δ %	1996	%	1995	%	Δ %
Hulla + antracita	13.491	13.221	2,0	9.905	48,3	9.654	44,0	2,6
Lignito negro	4.107	4.003	2,6	2.051	10,0	1.977	9,0	3,7
Lignito pardo	9.888	10.675	-7,4	3.017	14,7	3.079	14,0	-2,0
Carbón importado	6.896	9.320	-26,0	5.535	27,0	7.246	33,0	-23,6
Total	34.381	37.219	-7,6	20.508	100,0	21.956	100,0	-6,6

Cuadro 3.6.2
Adquisición de carbón por centrales térmicas (kT)

Centrales		1996	1995	Diferencia	Δ %
Aboño	H+A	1.319	1.192	127	10,6
	C.I.	371	722	-351	-48,6
Lada	H+A	634	663	-29	-4,3
	C.I.	-	156	-	-
Soto	H+A	1.025	1.054	-28	-2,7
	C.I.	-	204	-	-
Narcea	H+A	1.073	1.014	59	5,9
	C.I.	68	-	-	-
Anllares	H+A	1.255	1.218	37	3,0
Compostilla	H+A	4.105	4.053	52	1,3
La Robla	H+A	1.295	1.187	108	9,1
Guardo	H+A	959	938	21	2,3
	C.I.	66	59	7	12,0
Puertollano	H+A	624	624	0	0,0
Puente Nuevo	H+A	1.200	1.279	-78	-6,1
Pasajes	C.I.	136	296	-160	-53,9
Litoral	C.I.	914	1.627	-713	-43,8
Los Barrios	C.I.	999	1.474	-475	-32,2
Serchs	L.N.	278	257	21	8,2
	C.I.	252	182	69	38,1
Escatrón	L.N.	344	255	89	34,9
Teruel	L.N.	3.144	3.167	-23	-0,7
	C.I.	1.240	1.265	-24	-1,9
Escucha	L.N.	341	324	17	5,3
	H+A	-	-	-	-
	C.I.	97	121	-23	-19,3
Puentes	L.P.	6.526	7.427	-901	-12,1
	C.I.	2.550	2.467	83	3,3
Meirama	L.P.	3.362	3.248	114	3,5
	C.I.	203	746	-544	-72,9
Total		34.381	37.219	-2.838	-7,6

Cuadro 3.6.3
Consumo de combustibles

	kT			KTEC				
	1996	1995	Δ %	1996	%	1995	%	Δ %
Hulla + antracita	10.959	13.619	-19,5	7.909	41,0	9.945	41,3	-20,5
Lignito negro	3.433	4.116	-16,6	1.684	8,7	2.033	8,4	-17,2
Lignito pardo	9.752	10.534	-7,4	2.926	15,2	3.038	12,6	-3,7
Carbón importado	6.888	8.616	-20,1	5.614	29,1	7.304	30,3	-23,1
Total carbón	31.032	36.885	-15,9	18.133	94,0	22.320	92,6	-18,8
Fuel	436	1.029	-57,6	797	4,1	1.470	6,1	-45,8
Gas natural (*)	155	74	108,8	229	1,2	106	0,4	116,8
Gas siderúrgico (*)	1.056	1.721	-38,6	127	0,7	197	0,8	-35,5
Total	-	-	-	19.287	100,0	24.093	100,0	-19,9

(*) Millones de metros cúbicos

Cuadro 3.6.4
Existencias de combustibles a 31 de diciembre

	kT			KTEC (*)				
	1996	1995	Δ %	1996	%	1995	%	Δ %
Hulla + antracita	7.273	4.807	51,3	5.339	63,8	3.510	58,3	52,1
Lignito negro	2.340	1.709	36,9	1.168	14,0	844	14,0	38,4
Lignito pardo	197	267	-26,5	60	0,7	77	1,3	-22,2
Carbón importado	1.391	1.383	0,6	1.117	13,3	1.173	19,5	-4,8
Total carbón	11.200	8.167	37,1	7.685	91,9	5.604	93,0	37,1
Fuel	372	294	26,8	681	8,1	420	7,0	62,3
Total	11.572	8.460	36,8	8.366	100,0	6.024	100,0	38,9

(*) Las equivalencias en KTEC se han obtenido a partir de valores estimados del poder calorífico de las existencias.

Cuadro 3.6.5
Consumo de combustibles por centrales térmicas (kT)

	H+A	L.N.	L.P.	C.I.	FUEL	G.N.	G.S.
Aboño	1.218			475	6		1.056
Lada	522			86	5		
Soto de Ribera	777			89	10		
Narcea	722			68	13		
Anllares	918				4		
Compostilla	3.702				8		
La Robla	786				13		
Guardo	648			66	5		
Puertollano	609				7		
Puente Nuevo	1.057						
Pasajes				118	0		
Los Barrios				1.111			
Serchs		248		165	1		
Escatrón		162					
Teruel		2.681		1.128		26	
Escucha		343		91			
Puentes			6.526	2.412	15		
Meirama			3.226	300	7		
Total carbón	10.959	3.433	9.752	6.888	94	26	1.056
Badalona II					0		
San Adrián					0	10	
Besós					73	18	
Foix					106	57	
Aceca					4	16	
Castellón					15		
Escombreras					13		
Burceña					0		
Santurce					0		
Sabón					4		
Algeciras					125	3	
Almería					0		
Cádiz					0		
C. Colón					2	24	
Málaga					0		
GICC (Elcogás)						36	
Total fuel/gas	0	0	0	0	342	129	0
Total	10.959	3.433	9.752	6.888	436	155	1.056

Cuadro 3.6.6
Existencias de combustibles en los parques de centrales térmicas (kT)

	H+A	L.N.	L.P.	C.I.	FUEL
Aboño	284,6			0,2	2,2
Lada	175,3			0,4	1,0
Soto de Ribera	388,9			0,0	2,4
Narcea	722,1				1,3
Anllares	857,8				1,2
Compostilla	2.464,0				1,2
La Robla	763,2				2,6
Guardo	827,4			0,4	1,8
Puertollano	282,8				2,2
Puente Nuevo	506,3				0,0
Pasajes				111,8	4,1
Litoral				344,3	0,0
Los Barrios				125,3	0,0
Serchs		212,6		86,4	0,7
Escatrón		342,4			0,0
Teruel		1.317,9		293,0	0,0
Escucha		466,6		6,3	0,0
Puentes			196,5	320,2	5,5
Meirama			0,0	103,0	8,3
Total carbón	7.272,5	2.339,6	196,5	1.391,5	34,7
Badalona II					0,8
San Adrián					50,9
Besós					39,1
Foix					42,6
Aceca					27,9
Castellón					56,5
Escombreras					13,1
Burceña					0,0
Santurce					28,2
Sabón					27,6
Algeciras					36,1
Almería					0,0
Cádiz					0,0
C. Colón					14,9
Málaga					0,0
Total fuel/gas	0,0	0,0	0,0	0,0	337,7
Total	7.272,5	2.339,6	196,5	1.391,5	372,4

Cuadro 3.7.1
Costes unitarios de generación en 1996 (PTA/kWh)

	Generación GWh b.c.	Coste unitario		
		Fijo	Variable	Total
Hidráulica + bombeo	36.211	4,31	0,81	5,11
Nuclear	53.644	8,33	1,12	9,45
Hulla + antracita	24.920	4,25	5,36	9,61
Lignito pardo	11.639	4,15	4,93	9,08
Lignito negro	7.418	4,79	5,57	10,36
Carbón importado	5.226	5,54	3,92	9,46
Fuel/gas(*)	2.046	20,25	5,33	25,58
Total	141.103	6,12	2,50	8,62

Datos procedentes de compensaciones por generación. Incluye el coste del stock nuclear.

(*) Incluye GICC (Elcogás).

Cuadro 3.7.2
Costes fijos y variables de generación 1996 (MPTA)

	Generación		Oper. y mant.		Combustible					Total	PTA/kWh
	GWh b.c.	Inversión	Fijo	Variable	Neto	Stock	C.I.(*)	Cánones	Estructura		
Hidráulica+bomb.	36.211	131.811	15.331	28.510	0	0	0	649	8.820	185.122	5,11
Nuclear	53.644	358.906	73.120	8.970	49.131	717	1.330	0	14.561	506.734	9,45
Hulla + antracita	24.920	78.060	19.319	19.927	111.861	1.743	0	0	8.609	239.520	9,61
Lignito pardo	11.639	33.679	11.256	9.849	47.133	439	0	0	3.340	105.695	9,08
Lignito negro	7.418	25.006	8.235	6.912	33.968	436	0	0	2.315	76.872	10,36
Carbón import.	5.226	21.951	4.457	5.464	13.025	213	1.787	0	2.524	49.421	9,46
Fuel/gas (**)	2.046	21.668	17.722	1.190	9.126	585	0	0	2.042	52.332	25,58
Total	141.103	671.080	149.441	80.821	264.244	4.133	3.117	649	42.211	1.215.696	8,62

Datos procedentes de compensaciones por generación. Incluye el coste del stock nuclear.

(*) C.I. : Otros costes de generación asociados a la utilización de los combustibles.

(**) Incluye GICC (Elcogás).

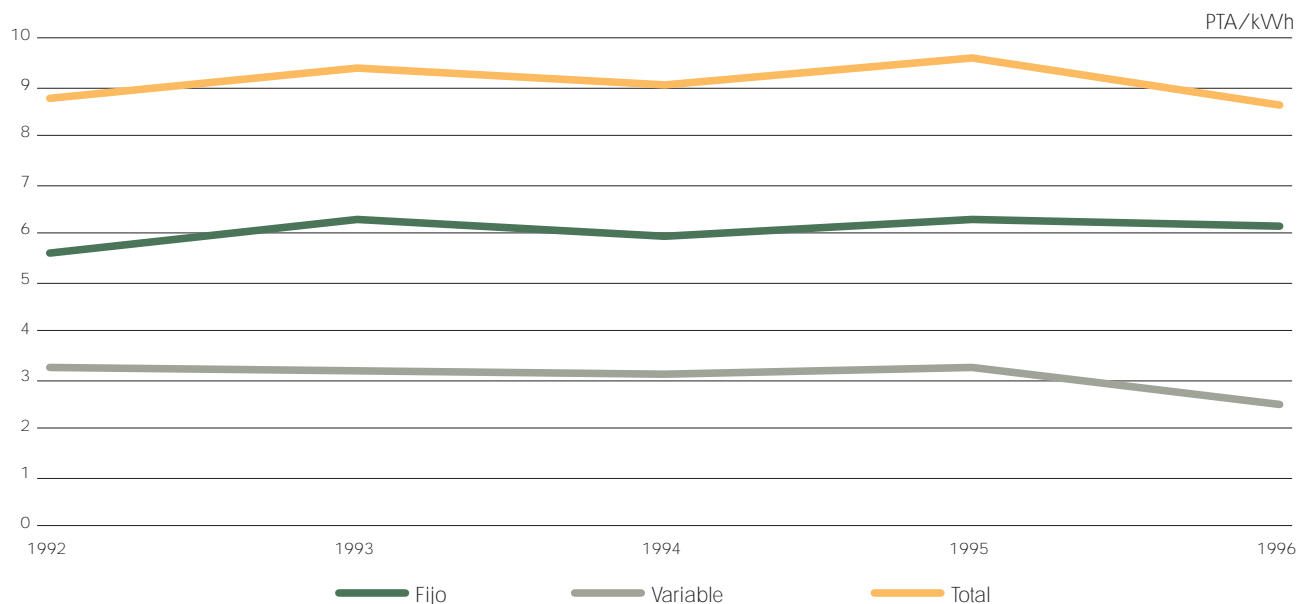
Cuadro 3.7.3
Evolución del coste total de generación por tipo de combustible (PTA/kWh)

	1992	1993	1994	1995	1996
Hidráulica + bombeo	8,88	7,75	6,57	8,56	5,11
Nuclear	8,45	9,53	9,10	9,72	9,45
Hulla + antracita	9,13	9,94	9,96	10,05	9,61
Lignito pardo	9,06	8,94	9,31	9,00	9,08
Lignito negro	10,86	10,16	10,03	10,12	10,36
Carbón importado	6,04	6,87	7,08	6,82	9,46
Fuel/gas (*)	10,02	28,80	33,75	16,23	25,58
Total	8,77	9,40	9,04	9,57	8,62

Datos procedentes de compensaciones por generación. Incluye el coste del stock nuclear.

(*) Incluye GICC (Elcogás).

Gráfico 3.7.4
Evolución del coste de generación



Cuadro 3.7.5
Coste del combustible neto

	1996			1995			Δ %
	GWh	PTA/kWh	MPTA	GWh	PTA/kWh	MPTA	PTA/kWh
Hidráulica	36.211	-	0	21.035	-	0	-
Nuclear	53.644	0,92	49.131	52.806	0,98	51.593	-6,3
Carbón	49.203	4,19	205.988	60.889	4,84	294.517	-13,4
Hulla + antracita	24.920	4,49	111.861	31.122	5,68	176.835	-21,0
Lignito pardo	11.639	4,05	47.133	12.501	4,31	53.839	-6,0
Lignito negro	7.418	4,58	33.968	8.553	4,95	42.347	-7,5
Carbón importado	5.226	2,49	13.025	8.713	2,47	21.496	1,0
Fuel/gas (*)	2.046	4,46	9.126	3.682	4,44	16.360	0,4
Total	141.103	1,87	264.244	138.412	2,62	362.471	-28,5

Datos procedentes de compensaciones por generación.

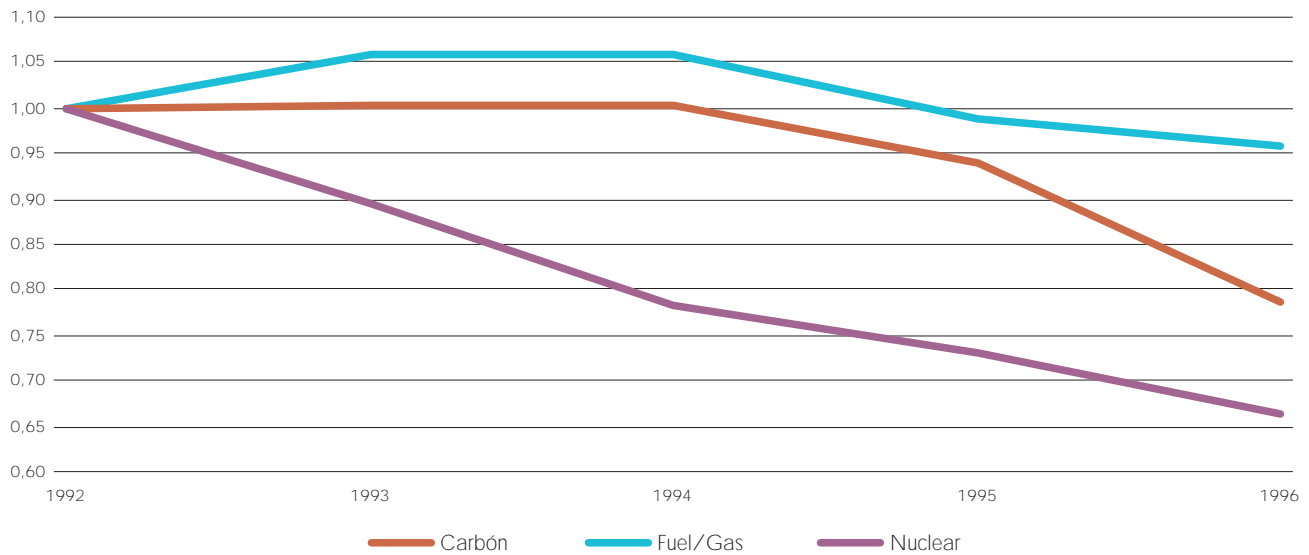
(*) Incluye GICC (Elcogás).

Cuadro 3.7.6
Evolución del coste de combustible neto en la generación eléctrica
(PTA/kWh)

Año	Carbón	Hidráulica	Fuel/gas	Nuclear	Coste medio
1992	4,51	0	3,94	1,17	2,60
1993	4,75	0	4,37	1,10	2,51
1994	4,95	0	4,56	1,00	2,50
1995	4,84	0	4,44	0,98	2,62
1996	4,19	0	4,46	0,92	1,87

Datos procedentes de compensaciones por generación
GICCI (Elcogás) se ha incluido en fuel/gas.

Gráfico 3.7.7
Evolución del coste de combustible neto en generación
(Indices base 1992)



4.1 Red de transporte de energía eléctrica

La Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional define la red de transporte de energía eléctrica como el conjunto de líneas, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o interconexiones internacionales.

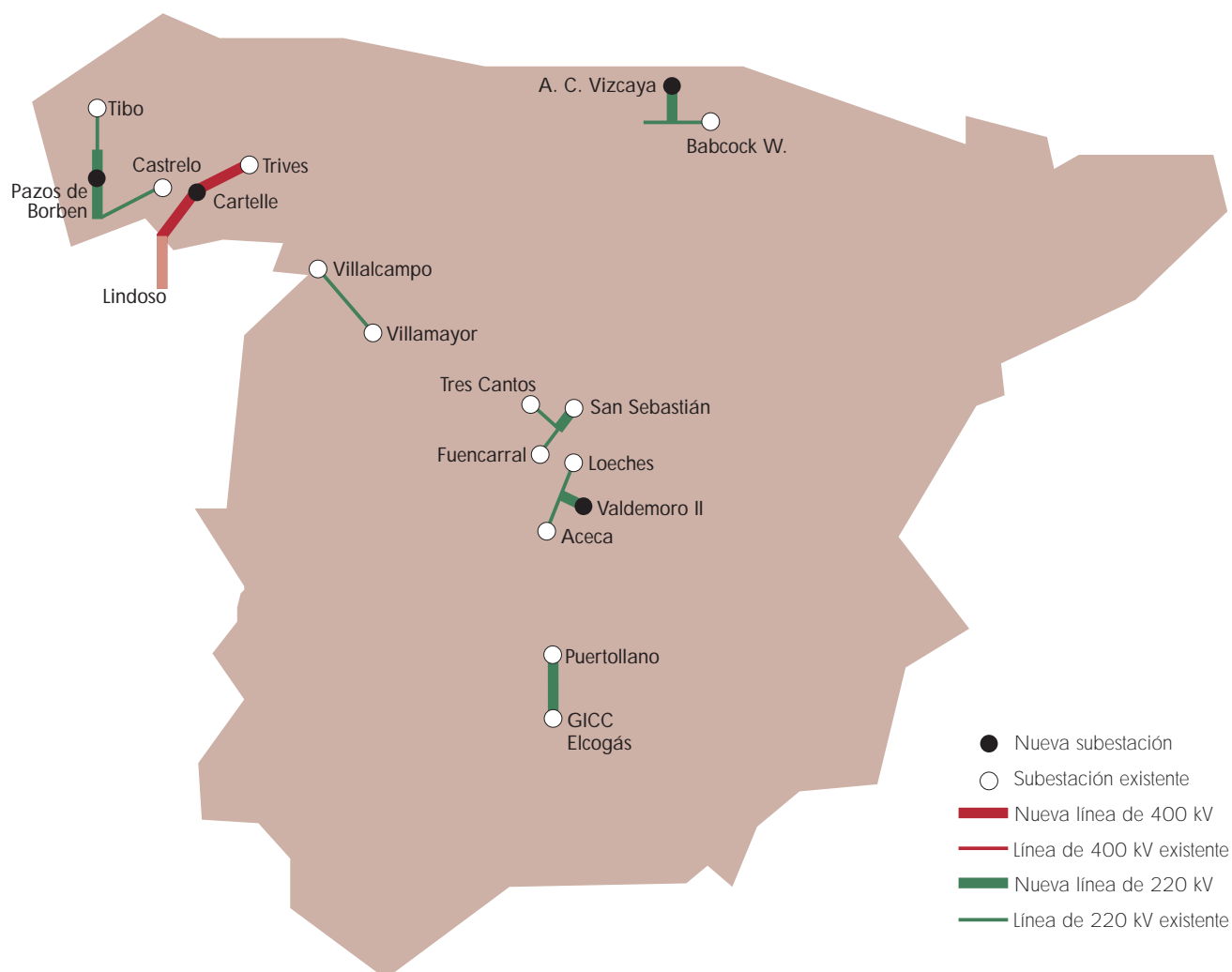
De acuerdo con la definición anterior, la red de transporte de energía eléctrica del sistema eléctrico peninsular en operación a 31 de diciembre de

Evolución del sistema de transporte y transformación

	1996	1995
Líneas eléctricas		
Km de circuito 400 kV	14.083	13.970
Km de circuito 220 kV	15.659	15.554
MVA de transformación (400/AT)	39.957	39.417

1996, estaba constituida por 14.083 km de circuitos a 400 kV y 15.659 km de circuitos a 220 kV, siendo la capacidad instalada de transformación en alta tensión de 39.957 MVA.

Nuevas subestaciones y líneas en operación (400 y 220 kV)



La construcción y puesta en operación durante 1996 de diversas instalaciones de la red de transporte, ha permitido potenciar el intercambio de electricidad con Portugal y facilitar la evacuación de la energía producida en Galicia, al haberse completado el mallado del noroeste peninsular, así como mejorar la capacidad de transformación y el suministro de electricidad en Andalucía oriental.

Durante 1996 tuvo lugar la puesta en servicio definitiva de la nueva interconexión eléctrica con Portugal a 400 kV a través del eje Trives-Cartelle-Lindoso, propiedad de RED ELECTRICA, que contabiliza 113,9 km de circuito, así como cuatro líneas de 220 kV con 102,4 km y diversas entradas/salidas a subestaciones.

4.2 Calidad de servicio de la red de transporte

De acuerdo con los criterios establecidos por UNIPED, la calidad del servicio de la red de transporte del sistema eléctrico peninsular se evalúa con arreglo a una serie de indicadores calculados a partir de la energía no suministrada (ENS) a consumidores finales, debido a incidencias iniciadas en dicha red.

Calidad de servicio de la red de transporte		
	Energía no suministrada (MWh)	Tiempo de interrupción medio (min.)
1992	125,4	0,47
1993	6.640,1	24,56
1994	467,7	1,68
1995	282,9	0,98
1996	660,4	2,23

El principal indicador utilizado es el tiempo de interrupción medio (TIM), expresado en minutos, que se define como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema.

En 1996 el valor de la energía no suministrada, referido a la red de transporte peninsular, ha sido de 660,4 MWh, siendo el valor del tiempo de interrupción medio de 2,23 minutos.

El número de incidencias registradas en la red de transporte ha sido de 1.165 y el número de interrupciones o cortes de mercado registrados ha sido de 11. Con excepción de la incidencia ocurrida en Galicia el 17 de octubre, con una energía no suministrada de 562 MWh, es de destacar que en general dichas interrupciones han sido de baja intensidad en cuanto a la potencia interrumpida, y de corta duración.

4.3 Niveles de tensión y carga de la red de transporte

Las tensiones medias en la red de transporte se han mantenido dentro de los límites normales, registrándose unos valores medios similares a los del año pasado.

En cuanto a las variaciones de la tensión, se consideran sólo los valores con una probabilidad de producirse del 95%, con el fin de eliminar medidas extremas poco significativas por ocurrir en situaciones anómalas de explotación.

Los valores en la red de 400 kV oscilan entre los 399 y 430 kV, lo que supone una fluctuación de 31 kV. En los periodos valle las tensiones se mueven en una banda de 30 kV, frente a los 31 del año anterior, mientras que en la punta varían menos, 27 kV, valor superior a los 25 kV del pasado año. Las mayores oscilaciones, por zonas, corresponden a Aragón (27 kV) y las menores a Almaraz (14 kV).

En cuanto a la red de 220 kV los valores anteriores han oscilado entre 223 y 244 kV, en una banda inferior a la del año pasado. En punta y

en valle los valores oscilan en una banda de 20 kV; la banda de punta es similar a la del año pasado, mientras que la del valle es inferior a los 24 kV de 1995. Por zonas las oscilaciones varían entre los 9 kV de Compostilla y los 15 kV de Aragón.

En conjunto, las líneas de 400 kV han alcanzado una carga media máxima, en punta, del 27,9%, siendo la línea del eje de transporte Oeste-Centro (Oriol-Arañuelo) la que presenta mayor carga, registrándose un descenso en la carga del eje Norte-Centro.

En cuanto a las líneas de 220 kV la carga media máxima en punta fue del 26,2%.

Las sobrecargas registradas en ambos niveles de tensión han sido puntuales y se localizan, la mayor parte de ellas, entre los meses de junio a septiembre. La causa directa es la reducción de capacidad efectiva de la línea con los límites de verano, motivados por el aumento de la temperatura ambiente, que puede cuantificarse en un 27% para la red de 400 kV y en un 26% para la red de 220 kV. A esto hay que añadir la concentración de descargos que se produce en estos meses.

El nivel de carga medio de los transformadores durante 1996 ha disminuido un 1,1%, llegando al 33,4% de su capacidad. La carga media por zonas ha disminuido respecto del año anterior, salvo en Barcelona y Andalucía oriental, donde aumentó un 0,3%, y en el País Vasco que registró un incremento del 0,8%. La zona más cargada ha seguido siendo Madrid, que alcanzó un valor medio del 49%, mientras que ninguna de las restantes ha superado el 40% de carga media.

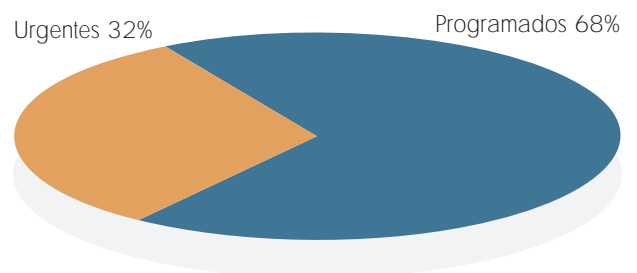
4.4 Tasa de indisponibilidad y descargos en líneas de la red de transporte

La tasa de indisponibilidad indica la calidad y continuidad del servicio prestado al Sistema Eléctrico, y mide el tiempo medio que cada línea de la red ha estado indisponible para el servicio por motivos de mantenimiento preventivo, indisponibilidad fortuita u otras causas, como construcción de nuevas instalaciones o condicionantes externos a la red. En 1996 la disponibilidad total ha sido del 96,2%, con un valor de indisponibilidad global por mantenimiento preventivo ligeramente inferior al de años anteriores.

Tasa de indisponibilidad (%)	
Mantenimiento preventivo	1,15
Indisponibilidades fortuitas	0,06
Otras causas ajenas al mantenimiento	2,63
Total	3,84

Durante 1996 se han registrado un total de 4.067 descargos en los elementos de la red de transporte, lo que supone una disminución del 24% respecto del año anterior, debido fundamentalmente a una reducción del 48% en los descargos urgentes.

Descargos realizados en la Red de Transporte



Del total anterior, 2.778 corresponden a descargos programados a medio y largo plazo, mientras que los descargos con carácter de urgencia fueron 1.289.

4.5 Pérdidas en la red de transporte

Las pérdidas en la red mallada durante 1996 han sido de 2.247 GWh lo que ha supuesto un 1,44% sobre el total de la demanda en barras de central, cifra ligeramente superior a la de 1995.

Las pérdidas en la red de transporte han aumentado respecto a 1995, en gran medida como consecuencia del aumento de la hidraulicidad en 1996, al estar los centros hidráulicos de generación más alejados de los centros de consumo que los grupos de fuel, cuya producción se ha visto reducida como consecuencia de este efecto.

En febrero y en el periodo comprendido entre junio y noviembre las pérdidas fueron muy superiores a las del año anterior. En los meses de verano el incremento de las pérdidas corresponde a un fuerte aumento de la reactiva respecto del año anterior, especialmente en la zona de Andalucía oriental.

Las pérdidas horarias han oscilado entre los 110 MW, registrados el 29 de abril a las 6 horas, y los 517 MW del 20 de febrero a las 20 horas, lo que supone el 0,90 % y 2,16 % de la demanda en esas horas respectivamente.

Cuadro 4.1.1
Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV

Línea	Empresa	Nº de circuitos	Km de circuito
Cartelle - Fr. Portuguesa (Lindoso)	RED ELECTRICA	1	47,1
Cartelle - Trives	RED ELECTRICA	1	66,8

Cuadro 4.1.2
Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV

Línea	Empresa	Nº de circuitos	Km de circuito
Puertollano - Elcogás	RED ELECTRICA	2	25,6
Fuencarral - D/Tres Cantos	IBERDROLA	2	7,0
Alimentación Acería Compacta Vizcaya	IBERDROLA	2	4,0
Villalcampo - Villamayor (1)	IBERDROLA	1	65,8
E/S Valdemoro II - L/Aceca-Loeches	UNION FENOSA	1	0,1
E/S Pazos de Borben - L/Castrelo-Troncal	UNION FENOSA	2	1,3
E/S Pazos de Borben - L/Tibo-Troncal	UNION FENOSA	1	0,7

(1) Cambio de tensión de 132 kV a 220 kV.

Cuadro 4.1.3
Nuevas subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Cartelle	RED ELECTRICA	400	-	-
Acería Compacta de Vizcaya	IBERDROLA	220		
Valdemoro II	UNION FENOSA	220		
Pazos de Borben	UNION FENOSA	220	220/132	3x100

Cuadro 4.1.4
Nueva transformación en subestaciones en servicio

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Litoral de Almería (1)	RED ELECTRICA	400	400/132	360
Lastras del Pozo (2)	RED ELECTRICA	400	400/132	300
La Eliana	IBERDROLA	400	400/132	450
Santa Coloma	ENHER	220	220/132/25	200

(1) Como alta se deben considerar 240 MVA, ya que la unidad de reserva de 120 MVA ha pasado a formar parte de este nuevo transformador.

(2) La unidad anterior, de 120 MVA, pasa a reserva.

Cuadro 4.1.5
Nuevas reactancias en operación

Subestación	Empresa	Tensión kV	Potencia MVA
Pinar del Rey	RED ELECTRICA	400	2 x 150

Cuadro 4.1.6
Evolución del sistema de transporte y transformación

			1992	1993	1994	1995	1996
Km de circuito	400 kV	RED ELECTRICA	12.789	13.179	13.477	13.710	13.823
		Otras empresas	433	260	260	260	260
		Total	13.222	13.439	13.737	13.970	14.083
Km de circuito	220 kV	RED ELECTRICA	4.214	4.214	4.214	4.214	4.240
		Otras empresas	11.067	11.153	11.297	11.340	11.419
		Total	15.281	15.367	15.511	15.554	15.659
Capacidad de transformación (400/AT)	MVA	RED ELECTRICA	6.748	11.348	14.268	15.248	15.788
		Otras empresas	32.249	25.029	24.169	24.169	24.169
		Total	38.997	36.377	38.437	39.417	39.957

Cuadro 4.1.7
Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1961	0	5.558	1979	8.207	13.767
1962	0	5.904	1980	8.518	14.124
1963	0	6.544	1981	8.906	13.958
1964	150	7.374	1982	8.975	14.451
1965	255	7.856	1983	9.563	14.476
1966	1.278	8.403	1984	9.998	14.571
1967	1.278	9.763	1985	10.781	14.625
1968	1.289	10.186	1986	10.978	14.719
1969	1.599	10.759	1987	11.147	14.822
1970	3.171	10.512	1988	12.194	14.911
1971	3.233	10.859	1989	12.533	14.922
1972	3.817	11.839	1990	12.686	14.992
1973	4.175	11.923	1991	12.883	15.057
1974	4.437	12.830	1992	13.222	15.281
1975	4.715	12.925	1993	13.439	15.367
1976	4.715	13.501	1994	13.737	15.511
1977	5.595	13.138	1995	13.970	15.554
1978	5.732	13.258	1996	14.083	15.659

Gráfico 4.1.8
Evolución de la red a 400 y 220 kV

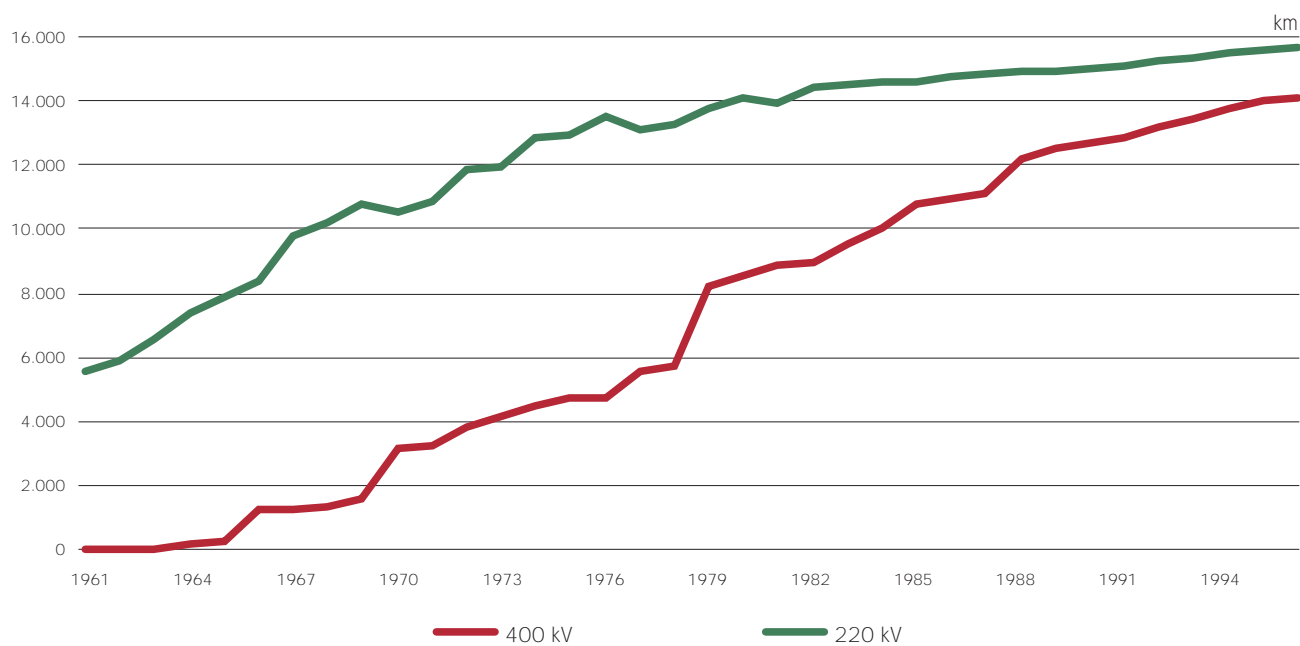


Gráfico 4.3.1
Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 %
por zonas y para la red de 400 kV

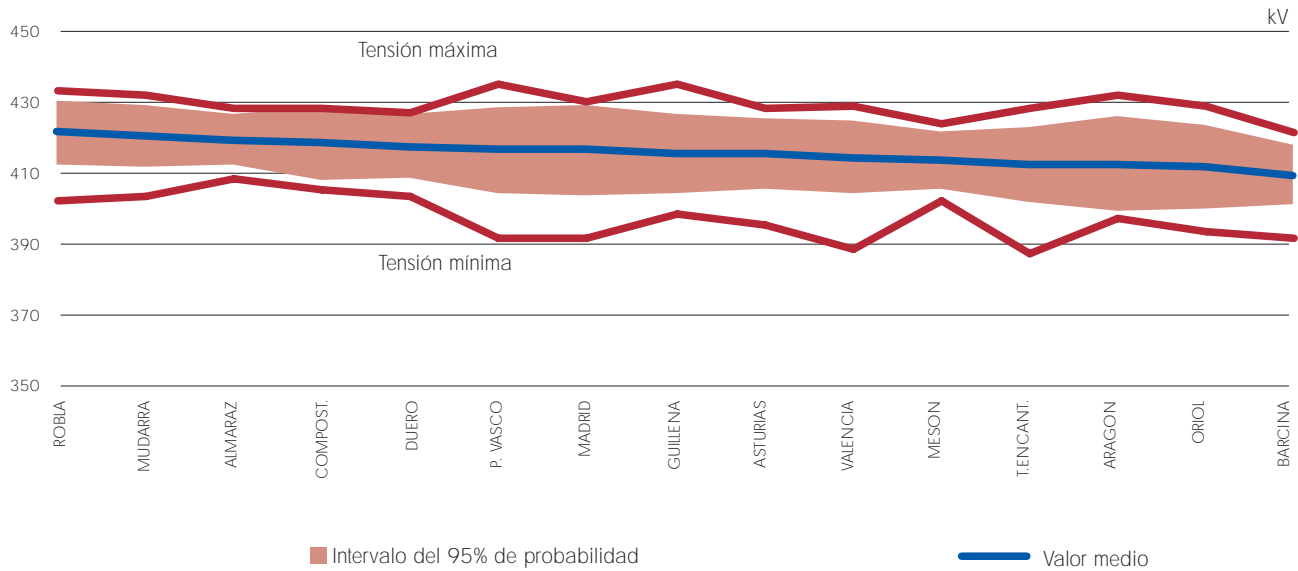


Gráfico 4.3.2
Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 %
por zonas y para la red de 220 kV

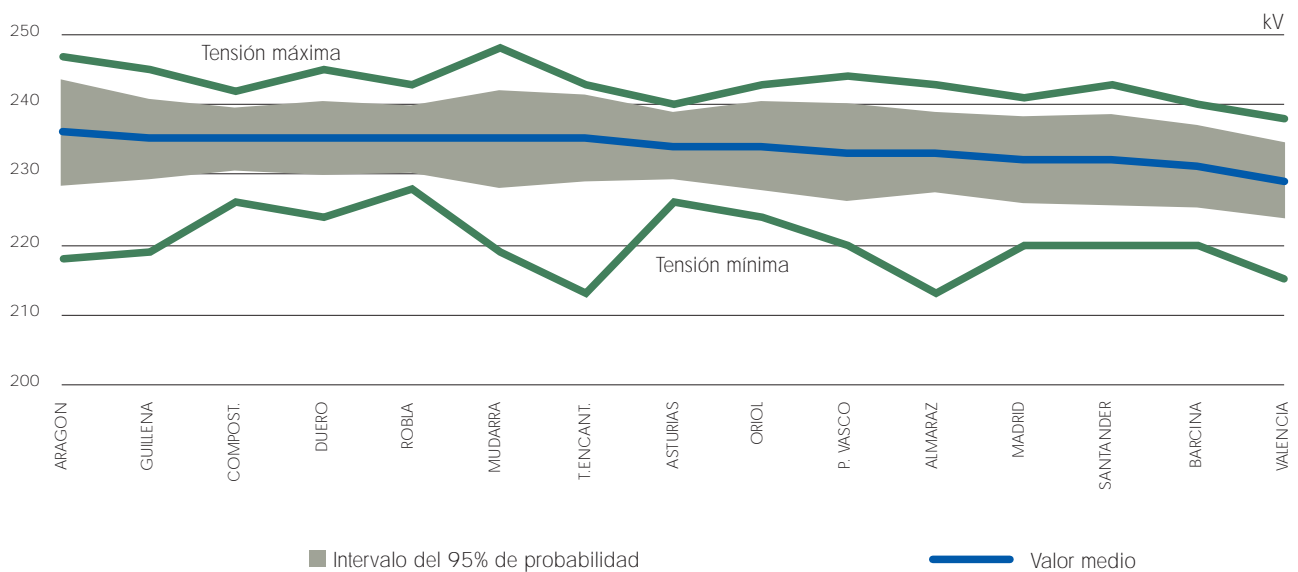


Gráfico 4.3.3
Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 400 kV

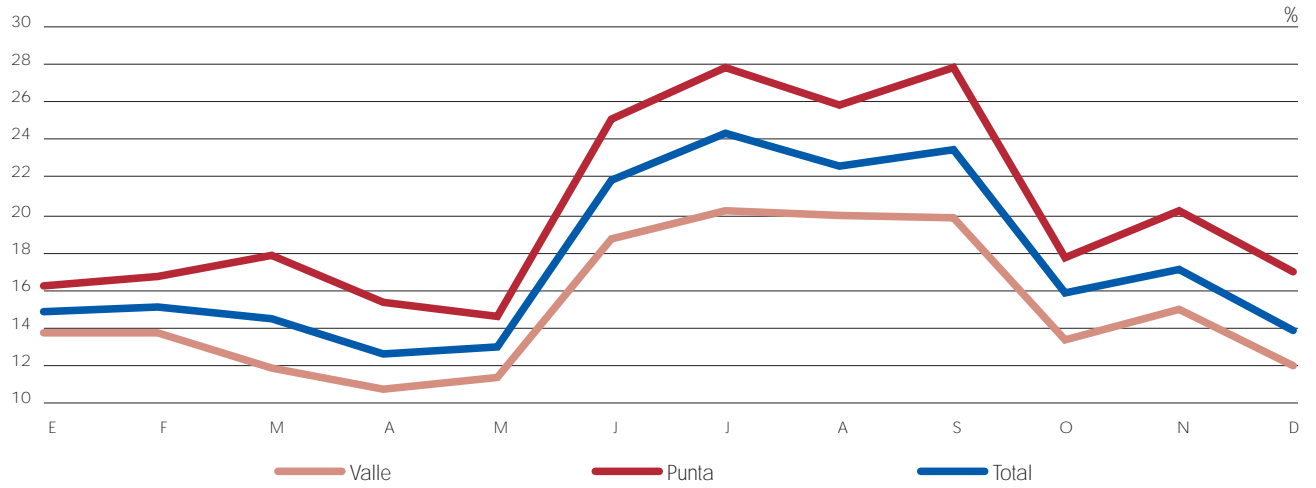


Gráfico 4.3.4
Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 220 kV

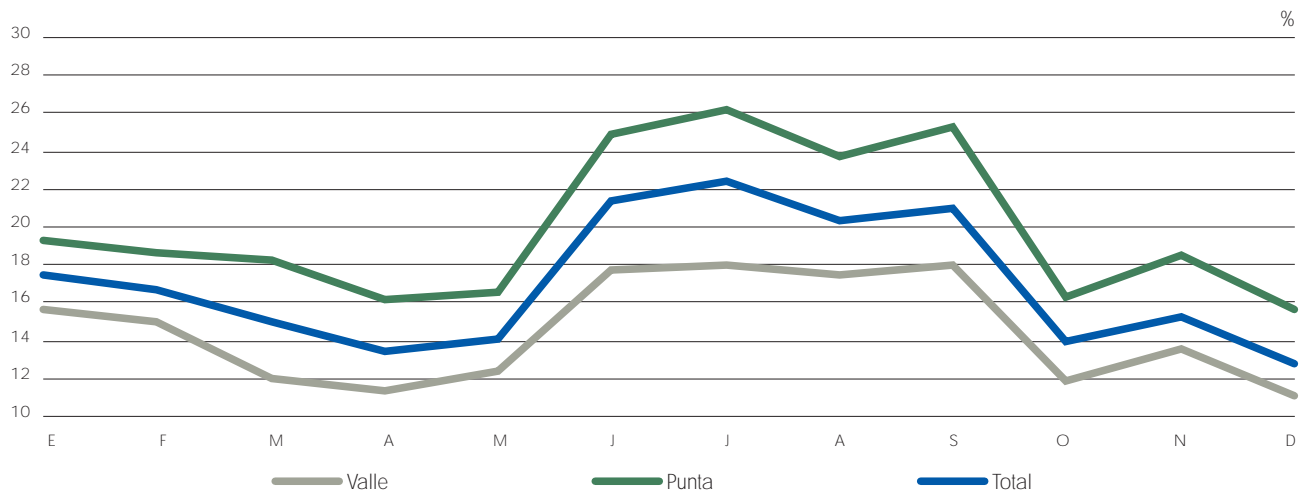


Gráfico 4.3.5
Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas

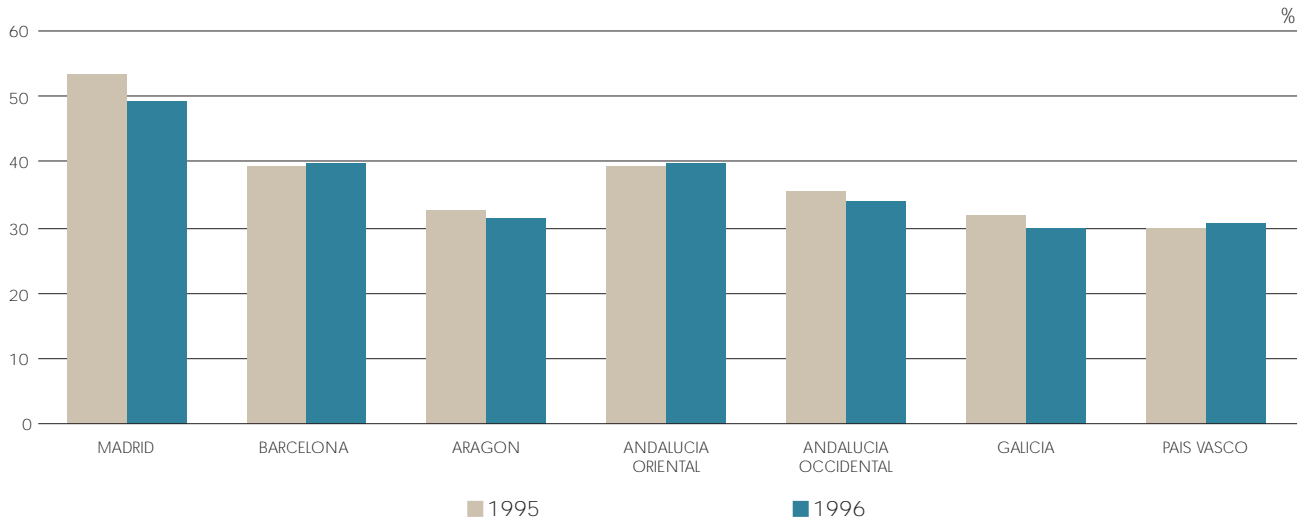


Gráfico 4.3.6
Evolución del factor de potencia medio en la zona de Madrid

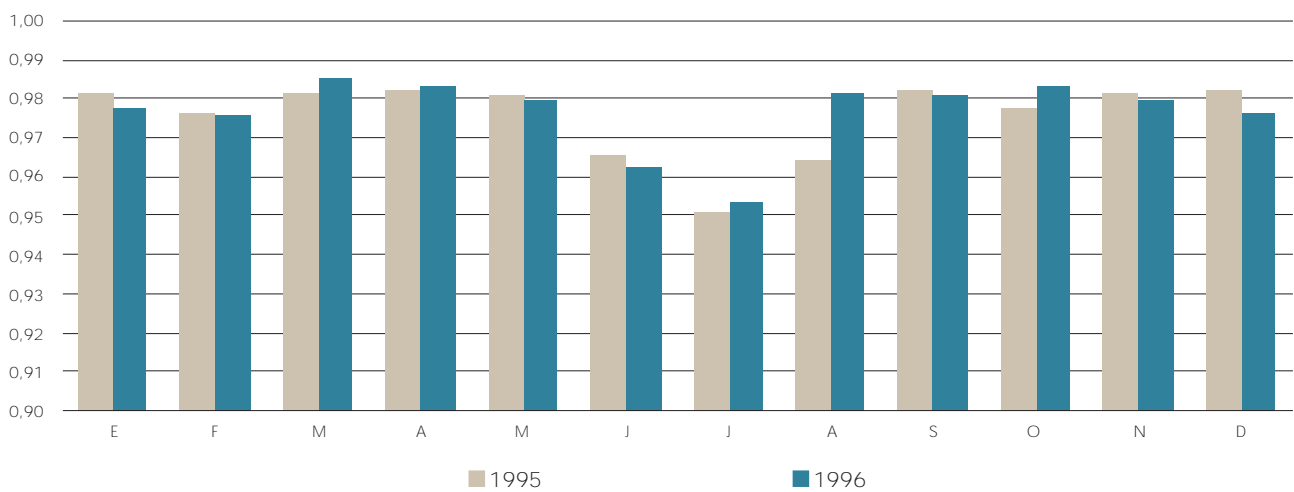


Gráfico 4.5.1
Pérdidas en la Red Mallada (% sobre la demanda)

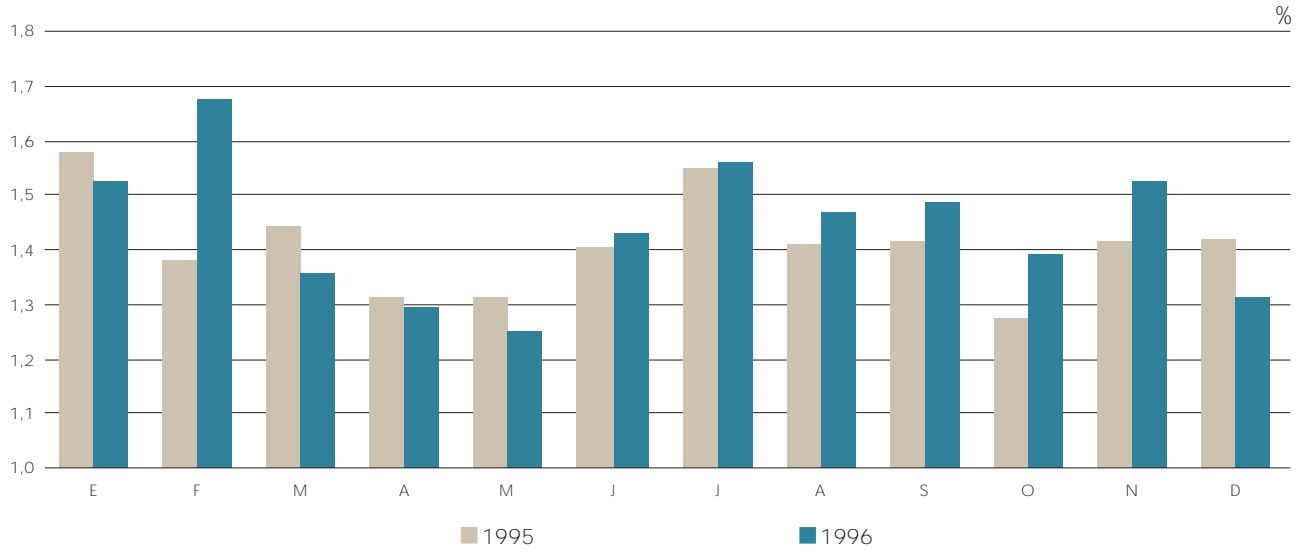
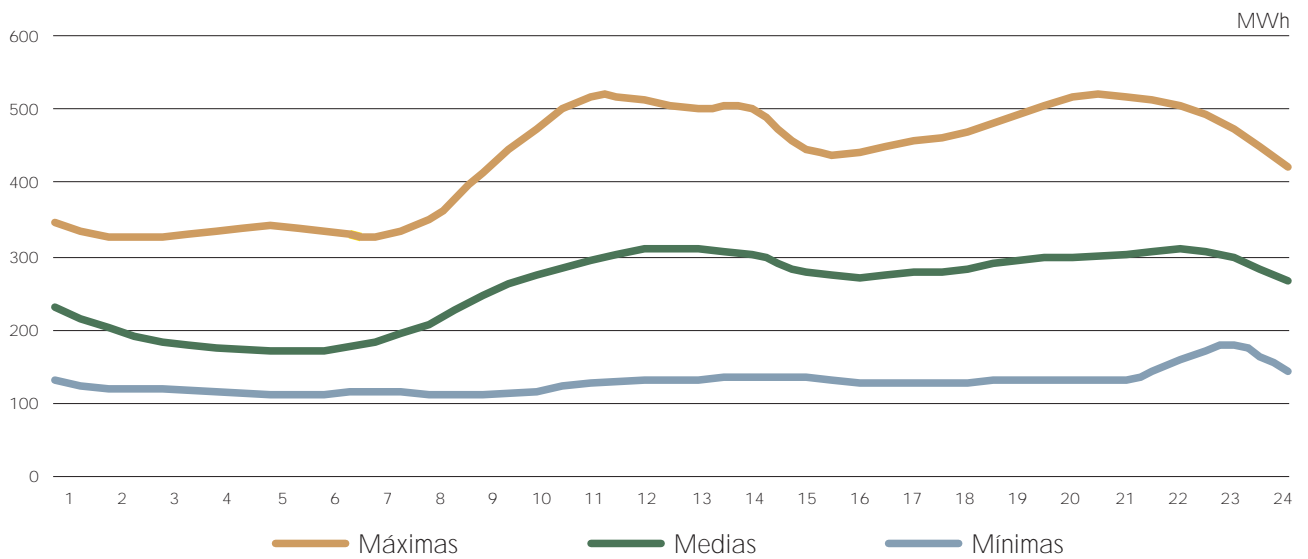


Gráfico 4.5.2
Comportamiento horario de las pérdidas



5.1 Estado de los contratos

El contrato de importación de energía eléctrica a largo plazo firmado por RED ELECTRICA y Electricité de France (EDF) se vio afectado por la decisión del Gobierno francés, en febrero de 1996, de no autorizar la construcción de la interconexión Aragón-Cazaril. Las negociaciones con EDF, iniciadas por RED ELECTRICA inmediatamente después de conocida esta decisión, culminaron en unos acuerdos firmados por las dos sociedades el 8 de enero de 1997, con efectos retroactivos desde el primero de octubre de 1996.

El acuerdo definitivo disminuye la potencia programable desde los 1.000 MW antes comprometidos a 550 MW. El acuerdo incluye reformas en las actuales interconexiones entre España y Francia, que permitirán incrementar su capacidad en 500 MW, y la construcción de una nueva interconexión que deberá estar en servicio antes del mes de diciembre del año 2006.

Además, para el periodo 1996-2010, se establecen compensaciones monetarias por valor de 33.700 millones de pesetas y reducciones en el precio unitario de los términos fijo y variable del contrato por valor de 58.100 millones de pesetas, que suman 91.800 millones de pesetas. Por último, los menores pagos que deberá realizar RED ELÉCTRICA por la reducción de los compromisos anteriormente existentes, pueden valorarse en 133.500 millones de pesetas para el término de potencia y en 75.800 millones de pesetas para el término de energía, bajo la hipótesis de plena utilización del contrato durante todo el periodo.

Las dificultades surgidas en la construcción de la interconexión eléctrica con Marruecos han retrasado la entrada en vigor del contrato de suministro de energía eléctrica de RED ELECTRICA a dicho país, prevista inicialmente para enero de 1996.

5.2 Saldo de los intercambios

El volumen total de energía circulada a través de las conexiones internacionales ha sido de 12.441 GWh, un 15% superior a los intercambios totales de energía habidos en 1995 con otros sistemas eléctricos.

	Entrada	Salida	Volumen
Francia	3.745	1.448	5.193
Portugal	3.005	4.116	7.121
Andorra	0	127	127
Total	6.750	5.691	12.441

En cuanto a los intercambios internacionales programados en 1996, estos sirvieron como instrumento eficaz para la gestión del sistema eléctrico español. La abundancia de agua llevó a RED ELECTRICA a aumentar las exportaciones en un 89 % en relación con el año anterior y a extender el radio de las mismas a tres nuevos países: Bélgica, Holanda y Alemania, al tiempo que se reducían en un 38 % las importaciones. El saldo de los intercambios realizados con el exterior resultó importador en 1.059 GWh, inferior en un 76 % al del año precedente y el más bajo de los últimos cuatro años.

	Importación	Exportación	Saldo
Francia	3.513	731	2.782
Portugal	82	1.192	-1.111
Andorra	4	127	-122
Suiza	0	124	-124
Bélgica	0	273	-273
Alemania	0	67	-67
Holanda	0	25	-25
Total	3.599	2.540	1.059

Gráfico 5.2.1
Evolución de los saldos de intercambios internacionales
(Medidos en frontera)

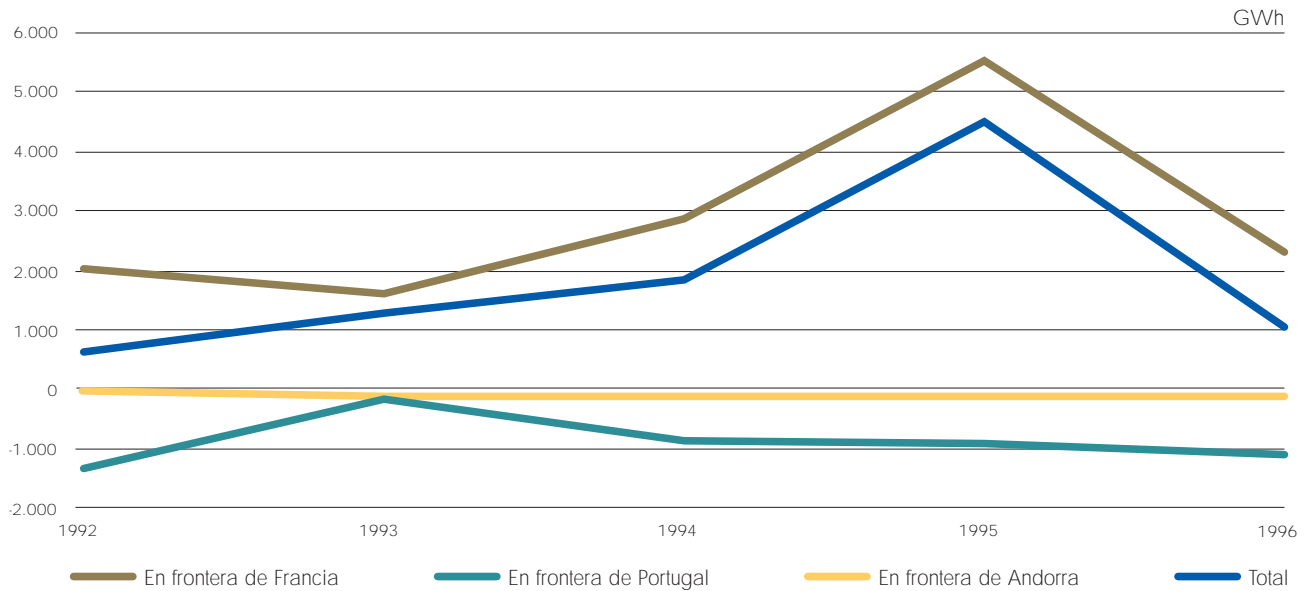
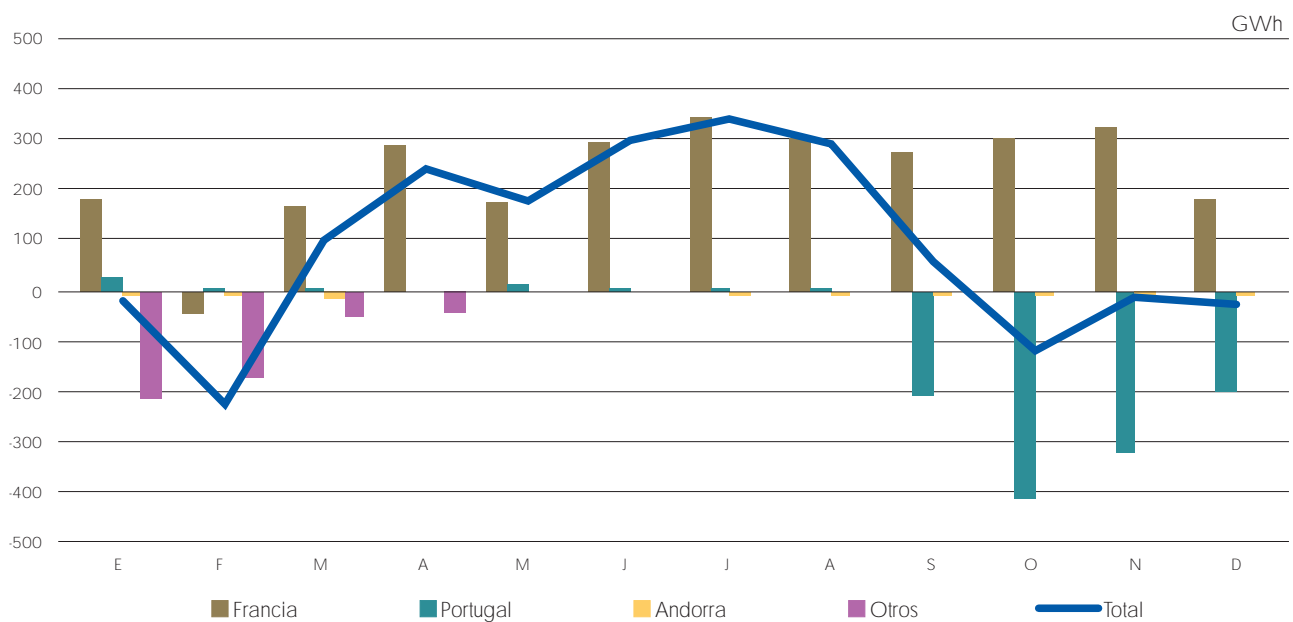


Gráfico 5.2.2
Saldos mensuales de intercambios internacionales programados



Cuadro 5.2.3
Saldos mensuales de los intercambios físicos internacionales (MWh)

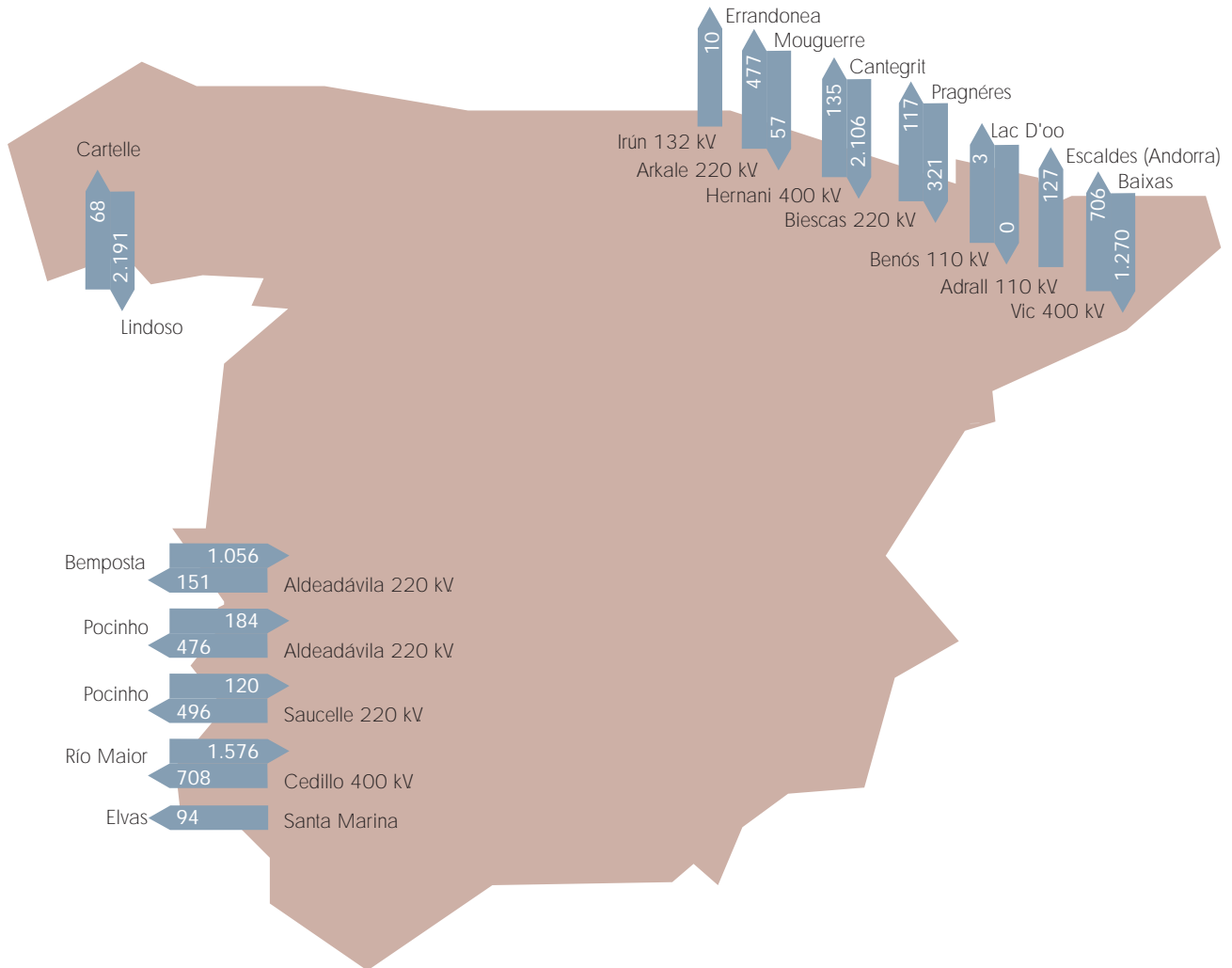
	1996				1995			
	Francia	Portugal	Andorra	Total	Francia	Portugal	Andorra	Total
Enero	-21.166	24.618	-26.602	-23.150	501.373	-97.583	-21.512	382.278
Febrero	-220.540	4.640	-12.939	-228.839	468.621	-82.556	-9.670	376.395
Marzo	107.456	181	-11.828	95.809	487.652	-108.527	0	379.125
Abril	241.056	-1.376	-5.230	234.450	455.491	-101.585	-20	353.886
Mayo	170.831	8.205	-3.813	175.223	489.665	-109.591	-1.458	378.616
Junio	292.585	4.901	-127	297.359	476.778	-107.143	0	369.635
Julio	339.854	522	-2.771	337.605	508.936	-102.457	0	406.479
Agosto	296.233	1.437	-9.128	288.542	518.471	-113.120	-15.664	389.687
Septiembre	277.833	-207.950	-16.352	53.531	503.523	-98.284	-15.670	389.569
Octubre	307.615	-418.322	-12.590	-123.297	444.176	-1.666	-7.614	434.896
Noviembre	322.906	-325.498	-13.577	-16.169	401.394	-747	-20.623	380.024
Diciembre	183.095	-202.301	-12.492	-31.698	256.945	9.157	-17.647	248.455
Total	2.297.758	-1.110.943	-127.449	1.059.366	5.513.025	-914.102	-109.878	4.489.045

Cuadro 5.2.4
Intercambios internacionales físicos mensuales (MWh)

	Entregado a				Recibido de			
	Francia	Portugal	Andorra	Total	Francia	Portugal	Andorra	Total
Enero	207.055	279.847	26.602	513.504	185.889	304.465	0	490.354
Febrero	327.816	258.072	12.939	598.827	107.276	262.712	0	369.988
Marzo	170.999	215.637	11.828	398.464	278.455	215.818	0	494.273
Abril	83.646	207.598	5.230	296.474	324.702	206.222	0	530.924
Mayo	102.140	170.924	3.813	276.877	272.971	179.129	0	452.100
Junio	82.097	299.413	127	381.637	374.682	304.314	0	678.996
Julio	76.230	399.780	2.771	478.781	416.084	400.302	0	816.386
Agosto	57.952	389.250	9.128	456.330	354.185	390.687	0	744.872
Septiembre	65.448	441.490	16.352	523.290	343.281	233.540	0	576.821
Octubre	85.094	532.367	12.590	630.051	392.709	114.045	0	506.754
Noviembre	77.694	508.640	13.577	599.911	400.600	183.142	0	583.742
Diciembre	111.538	412.758	12.492	536.788	294.633	210.457	0	505.090
Total	1.447.709	4.115.776	127.449	5.690.934	3.745.467	3.004.833	0	6.750.300

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Gráfico 5.2.5
Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Cuadro 5.2.6
Movimientos físicos de energía eléctrica con Francia (MWh)

	De España a Francia						Total
	Irún	Arkale	Hernani	Biescas	Benós	Vic	
Enero	390	65.186	30.409	20.318	32	90.720	207.055
Febrero	106	102.205	80.713	25.727	233	118.832	327.816
Marzo	92	46.486	14.598	9.263	0	100.560	170.999
Abril	213	17.566	3.474	3.553	0	58.840	83.646
Mayo	1.062	13.302	482	9.023	2.911	75.360	102.140
Junio	1.802	24.094	2.707	7.894	0	45.600	82.097
Julio	776	56.418	136	1.710	0	17.190	76.230
Agosto	641	32.512	0	1.649	0	23.150	57.952
Septiembre	667	22.408	118	20.625	0	21.630	65.448
Octubre	1.253	11.008	13	5.700	0	67.120	85.094
Noviembre	2.616	31.510	0	4.848	0	38.720	77.694
Diciembre	96	54.442	2.508	6.282	0	48.210	111.538
Total salidas	9.714	477.137	135.158	116.592	3.176	705.932	1.447.709
	De Francia a España						Total
	Irún	Arkale	Hernani	Biescas	Benós	Vic	
Enero	0	90	80.654	25.397	8	79.740	185.889
Febrero	0	126	44.156	20.349	465	42.180	107.276
Marzo	0	7.528	206.090	26.817	0	38.020	278.455
Abril	0	15.558	220.569	46.095	0	42.480	324.702
Mayo	0	10.683	193.902	20.596	0	47.790	272.971
Junio	0	8.719	216.254	25.659	0	124.050	374.682
Julio	0	343	163.956	31.425	0	220.360	416.084
Agosto	0	1.097	176.602	33.856	0	142.630	354.185
Septiembre	0	2.255	171.054	972	0	169.000	343.281
Octubre	0	8.454	254.028	18.617	0	111.610	392.709
Noviembre	0	1.652	225.972	24.956	0	148.020	400.600
Diciembre	0	382	152.445	37.596	0	104.210	294.633
Total entradas	0	56.887	2.105.682	312.335	473	1.270.090	3.745.467

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Cuadro 5.2.7
Movimientos físicos de energía eléctrica con Portugal (MWh)

	De España a Portugal							Total
	Cartelle	Conchas	Aldead. B	Aldead. P	Saucelle	Cedillo	S. Marina	
Enero	20.800	0	0	4.345	4.142	242.789	7.771	279.847
Febrero	53.960	0	0	371	2.203	194.241	7.297	258.072
Marzo	177.900	0	0	5.162	8.827	16.707	7.041	215.637
Abril	135.400	0	0	3.652	8.270	53.830	6.446	207.598
Mayo	83.640	0	0	8.310	9.378	63.283	6.313	170.924
Junio	204.400	0	6.179	37.894	44.004	112	6.824	299.413
Julio	272.760	0	15.825	48.471	53.928	19	8.777	399.780
Agosto	255.200	0	15.830	54.792	53.269	0	10.159	389.250
Septiembre	240.269	0	29.060	83.575	79.770	22	8.794	441.490
Octubre	266.300	0	57.419	101.235	99.821	191	7.401	532.367
Noviembre	304.580	0	19.838	88.157	88.689	223	7.153	508.640
Diciembre	175.920	0	6.404	40.419	44.050	136.233	9.732	412.758
Total salidas	2.191.129	0	150.555	476.383	496.351	707.650	93.708	4.115.776

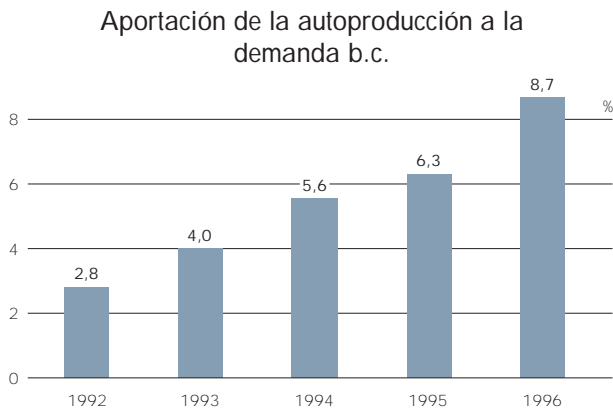
	De Portugal a España							Total
	Cartelle	Conchas	Aldead. B	Aldead. P	Saucelle	Cedillo	S. Marina	
Enero	36.320	0	166.064	56.804	44.632	645	0	304.465
Febrero	16.320	0	173.110	46.388	26.424	470	0	262.712
Marzo	20	0	143.039	16.600	10.472	45.687	0	215.818
Abril	260	0	142.844	23.131	11.421	28.566	0	206.222
Mayo	1.900	0	122.642	16.477	11.405	26.705	0	179.129
Junio	0	0	71.484	524	73	232.233	0	304.314
Julio	0	0	39.317	89	4	360.892	0	400.302
Agosto	0	0	14.398	0	0	376.289	0	390.687
Septiembre	328	0	6.361	0	0	226.851	0	233.540
Octubre	0	0	99	0	0	113.946	0	114.045
Noviembre	0	0	43.716	0	0	139.426	0	183.142
Diciembre	12.580	0	133.174	24.104	15.959	24.640	0	210.457
Total entradas	67.728	0	1.056.248	184.117	120.390	1.576.350	0	3.004.833

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

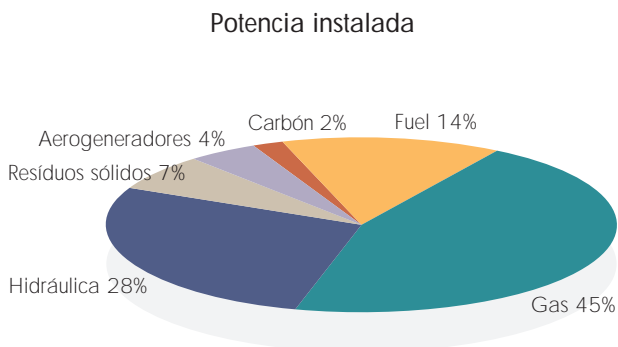
6.1 Potencia instalada y energía adquirida a los autoprodutores

Durante 1996 se ha incrementado el peso de la autoproducción dentro del balance eléctrico, manteniéndose la misma tendencia de años anteriores.

La energía adquirida a los autoprodutores ha cubierto un 8,7% de la demanda de los subsistemas en b.c. de 1996.



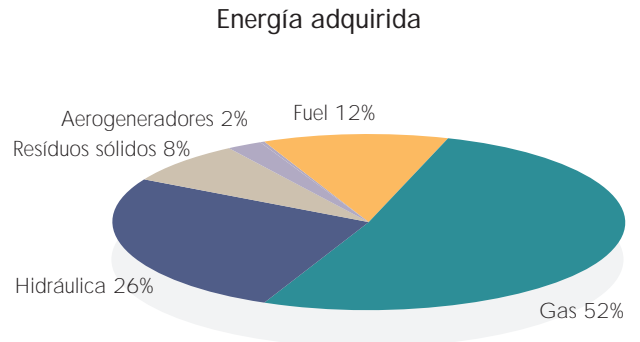
La potencia instalada por los autoprodutores a 31 de diciembre de 1996 era de 3.776 MW, lo que representa un aumento del 25% respecto al año anterior.



Hay que resaltar el desarrollo espectacular que ha tenido la cogeneración en los últimos años, siendo la potencia instalada en dichas centrales de 2.305 MW, lo que supone un 61% del total de la potencia instalada por los autoprodutores.

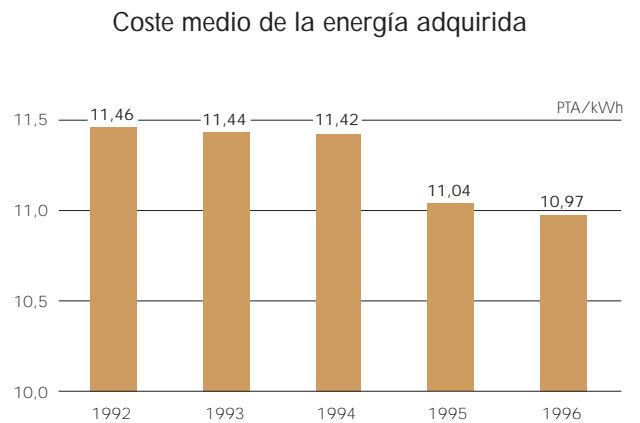
En cuanto a la energía adquirida por los subsistemas a los autoprodutores, ésta ascendió a

13.603 GWh lo que supuso un incremento de 42% respecto a 1995.



6.2 Precios de la energía adquirida a los autoprodutores

La facturación total de los autoprodutores a los subsistemas por la energía adquirida, fue de 149.242 MPTA lo que supuso un coste medio de 10,97 PTA/kWh.

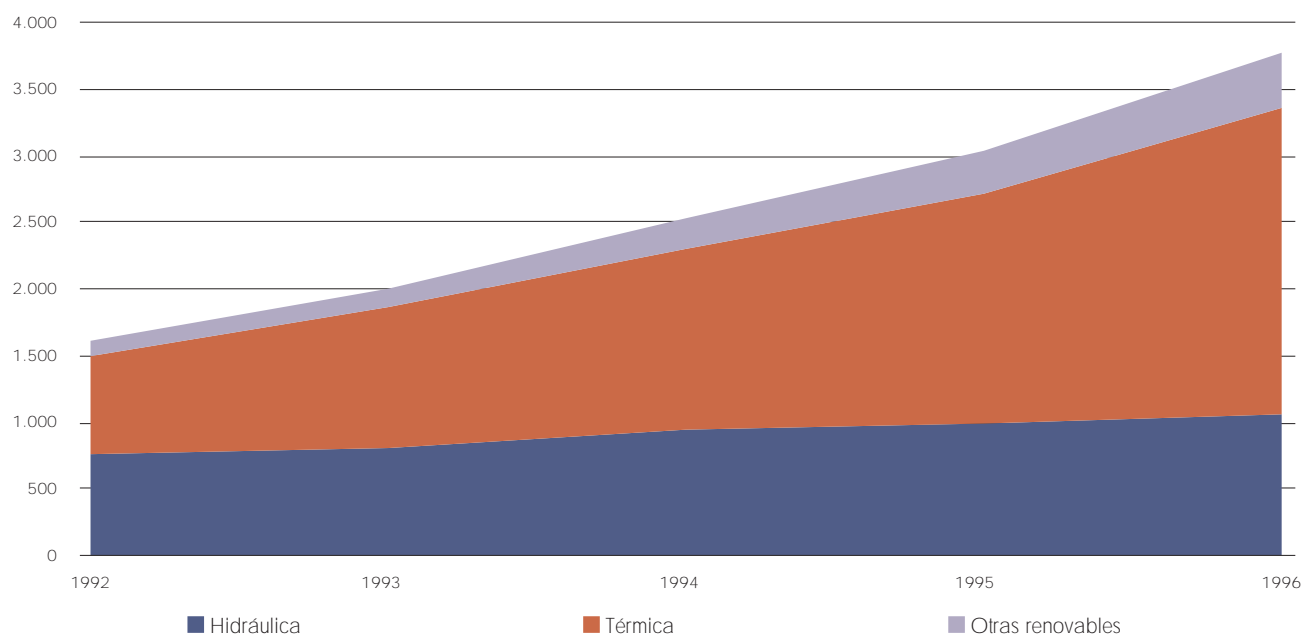


Se mantiene en 1996 la disminución del coste medio de adquisición de esta energía experimentada en 1995, que corresponde a la entrada en vigor del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre autoproducción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes renovables, el cual estableció el nuevo régimen económico aplicable a esta forma de producción de energía.

Cuadro 6.1.1
Evolución de la potencia instalada por autoprodutores (MW)

Año	Hidráulica	Térmica	Otras renovables	Total
1992	753	737	112	1.602
1993	816	1.035	143	1.994
1994	932	1.373	220	2.525
1995	988	1.717	320	3.025
1996	1.056	2.305	415	3.776

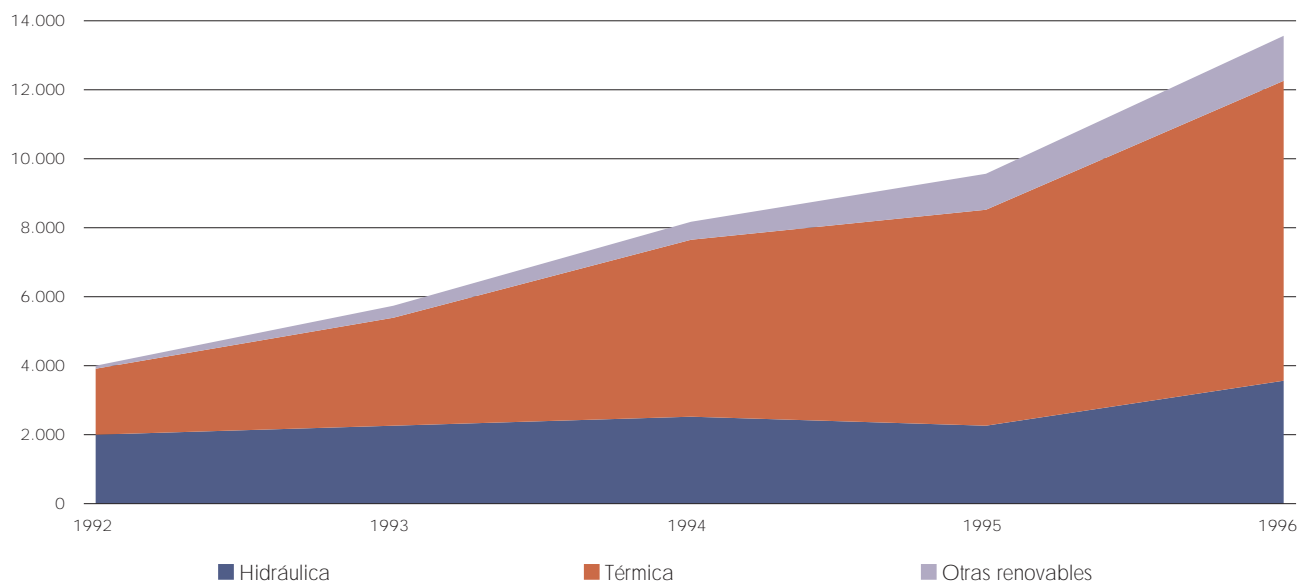
Gráfico 6.1.2
Potencia instalada por autoprodutores 1992 - 1996 (MW)



Cuadro 6.1.3
Evolución de la energía adquirida a autoprodutores (GWh)

Año	Hidráulica	Térmica	Otras renovables	Total
1992	2.016	1.873	143	4.032
1993	2.266	3.156	277	5.699
1994	2.491	5.169	539	8.198
1995	2.240	6.318	1.038	9.596
1996	3.585	8.663	1.356	13.603

Gráfico 6.1.4
Energía adquirida a autoprodutores 1992 - 1996 (GWh)



Cuadro 6.1.5
Estructura de autoproducción por tipo de combustible.
Potencia instalada y energía adquirida

Combustible	Potencia instalada		Energía adquirida	
	MW	%	GWh	%
Térmica	2.305	61,0	8.663	63,7
Carbón	69	1,8	40	0,3
Fuel	529	14,0	1.590	11,7
Gas natural	1.495	39,6	6.117	45,0
Biogás	4	0,1	17	0,1
Gas siderúrgico	34	0,9	85	0,6
Gas refinería	173	4,6	814	6,0
Hidroeléctrica	1.056	28,0	3.585	26,3
Hidráulica	491	13,0	1.593	11,7
Minihidráulica	565	15,0	1.992	14,6
Otras renovables	415	11,0	1.356	10,0
Residuos s. urbanos	105	2,8	318	2,3
Residuos s. agrícolas	35	0,9	218	1,6
Residuos s. industriales	109	2,9	520	3,8
Aerogeneradores	165	4,4	299	2,2
Solar	1	0,0	1	0,0
Total	3.776	100,0	13.603	100,0

Cuadro 6.2.1
Coste medio del kWh adquirido a autoprodutores

Combustible	PTA/kWh		Δ %
	1995	1996	
Térmica			
Carbón	15,47	12,40	-19,9
Fuel	10,80	10,87	0,7
Gas natural	10,59	10,53	-0,6
Biogás	10,97	10,61	-3,3
Gas siderúrgico	10,40	10,17	-2,2
Gas refinería	10,33	9,92	-4,0
Hidroeléctrica			
Hidráulica	12,75	12,04	-5,6
Minihidráulica	11,99	12,06	0,6
Otras renovables			
Residuos s. urbanos	11,09	10,54	-5,0
Residuos s. agrícolas	10,97	11,07	0,9
Residuos s. industriales	10,40	10,29	-1,0
Aerogeneradores	12,00	12,14	1,1
Solar	12,19	12,95	6,2
Total	11,04	10,97	-0,6

Cuadro A1.1
Balance de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares (GWh)

	Islas Baleares			Islas Canarias			Ceuta y Melilla			Total extrapeninsular		
	1995	1996	Δ %	1995	1996	Δ %	1995	1996	Δ %	1995	1996	Δ %
Hidráulica	-	-	-	2	3	54,1	-	-	-	2	3	54,1
+ Carbón	1.820	1.913	5,1	-	-	-	-	-	-	1.820	1.913	5,1
+ Combustibles líquidos	1.349	1.402	3,9	4.353	4.575	5,1	193	209	7,9	5.896	6.185	4,9
+ Eólica	-	-	-	3	0	-	-	-	-	3	0	-100,0
= Producción bruta	3.169	3.315	4,6	4.357	4.577	5,0	193	209	7,9	7.720	8.101	4,9
- Consumos en generación	196	205	4,5	261	338	29,3	11	11	5,1	468	554	18,4
+ Adquirida a autoprodutores	4	24	560	406	438	7,8	-	-	-	410	462	12,7
= Demanda b.c.	2.977	3.134	5,3	4.502	4.677	3,9	183	197	8,0	7.662	8.008	4,5
- Pérdidas T, TF, D.	276	277	0,5	314	349	11,2	0	0	0,0	590	626	6,1
= Demanda en abonado final	2.701	2.856	5,8	4.189	4.329	3,3	183	197	8,0	7.072	7.382	4,4

Datos suministrados por las empresas GESA (Islas Baleares), UNELCO (Islas Canarias) y ENDESA (Ceuta y Melilla).

Los datos de demanda en abonado final son provisionales, pendientes de recepción de facturación completa para 1996 y de inspección para 1995.

Cuadro A1.2
Crecimiento de la demanda b.c.
en los sistemas extrapeninsulares (GWh)

	1995	1996	Δ %
Mallorca	2.321,5	2.456,2	5,8
Menorca	285,7	292,4	2,3
Ibiza-Formentera	352,1	369,2	4,9
Islas Baleares (*)	2.959,3	3.117,9	5,4
Gran Canaria	1.998,5	2.056,1	2,9
Tenerife	1.691,2	1.761,0	4,1
Fuerteventura	228,5	244,7	7,1
Lanzarote	386,7	419,3	8,4
La Palma	147,7	145,1	-1,8
Gomera	33,2	33,7	1,3
Hierro	16,6	17,6	5,9
Islas Canarias	4.502,4	4.677,4	3,9
Ceuta	92,1	99,7	8,2
Melilla	90,5	97,5	7,8
Ceuta y Melilla	182,6	197,2	8,0

(*) La diferencia con los valores del cuadro A1.1 corresponde a las pérdidas de la interconexión Mallorca-Menorca.

Cuadro A1.3
Equipo generador en Baleares a 31-12-96 (MW)

	Central	Potencia	Combustible
Mallorca	Alcudia	2 x 125,0	Carbón
		2 x 37,5	Gasóleo
	San Juan de Dios	2 x 37,5	Fuel
		3 x 40,0	Fuel
	Son Molinas	2 x 14,0	Gasóleo
		2 x 25,0	Gasóleo
Total		598,0	
Menorca	Mahón	1 x 37,5	Gasóleo
		3 x 15,8	Fuel
		1 x 14,0	Gasóleo
	Total		98,9
Ibiza	Ibiza	2 x 3,0	Fuel
		4 x 8,3	Fuel
		3 x 15,5	Fuel
		1 x 25,0	Gasóleo
		2 x 16,0	Fuel
		Total	
Total Baleares		839,6	

Cuadro A1.4
Equipo generador en Ceuta y Melilla a 31-12-96 (MW)

	Equipo	Potencia	Combustible
Ceuta	Grupo 1	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 2	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 3	3,9	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 4	3,7	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 5	3,7	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 6	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 7	8,4	Fuel/Diesel-Oil
	Total		41,4
Melilla	Grupo 1	baja	Gasóleo
	Grupo 2	1,1	Gasóleo
	Grupo 3	1,3	Gasóleo
	Grupo 4	1,3	Gasóleo
	Grupo 5	5,7	Fuel/Gasóleo
	Grupo 6	5,7	Fuel/Gasóleo
	Grupo 7	3,0	Fuel/Gasóleo
	Grupo 8	3,0	Fuel/Gasóleo
	Turbina de gas	14,7	Gasóleo
Total		35,6	

Cuadro A1.5
Equipo generador en Canarias a 31-12-96 (MW)

	Central	Potencia		Combustible	
Gran Canaria	Jinamar Vapor	1	x	33,2	Fuel
		2	x	40,0	Fuel
		2	x	60,0	Fuel
	Jinamar Diesel	3	x	12,0	Fuel/Gasóleo
		2	x	24,0	Fuel/Diesel-Oil
	Jinamar Geco IV	1	x	23,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Jinamar Geco V	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Jinamar Geco VI	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Bco. Tirajana Vapor	2	x	80,0	Fuel
	Bco. Tirajana Gas	1	x	37,5	Gasóleo
	1	x	37,5	Gasóleo	
	2	x	17,2	Gasóleo	
Total			685,0	-	
Tenerife	Candelaria Vapor	2	x	22,0	Fuel
		4	x	40,0	Fuel
	Candelaria Diesel	3	x	12,0	Gasóleo
	Candelaria Geco I	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Candelaria Geco II	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Candelaria Geco III	1	x	17,2	Gasóleo
	Granadilla	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel
	Granadilla Vapor 1	1	x	80,0	Fuel
	Granadilla Vapor 2	1	x	80,0	Fuel
	Granadilla Diesel 1	1	x	24,0	Fuel/Diesel-Oil
Granadilla Diesel 2	1	x	24,0	Fuel/Diesel-Oil	
Total			577,7	-	
Fuerteventura	Las Salinas	2	x	4,3	Fuel/Gasóleo
		1	x	5,0	Fuel/Gasóleo
		2	x	7,5	Fuel/Gasóleo
		1	x	24,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	25,9	Gasóleo vapor
Total			79,9	-	
Lanzarote	Punta Grande	3	x	7,5	Fuel/Gasóleo
		2	x	15,5	Fuel/Gasóleo
		1	x	24,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	1,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	23,5	Gasóleo
Total			102,0	-	
La Palma	Los Guinchos	1	x	7,5	Fuel
		3	x	4,3	Fuel/Gasóleo
		1	x	5,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	7,5	Fuel/Gasóleo
		1	x	1,6	Gasóleo
		1	x	16,6	Gasóleo
		1	x	0,8	Hidráulica
Total			51,9	-	
Gomera	El Palmar	2	x	0,5	Diesel-Oil
		1	x	2,2	Fuel/Diesel-Oil
		1	x	2,2	Diesel-Oil
		1	x	0,7	Fuel/Diesel-Oil
		2	x	1,6	Fuel/Diesel-Oil
		1	x	1,3	Diesel-Oil
		1	x	2,9	Diesel-Oil
Total			13,5	-	
Hierro	Llanos Blancos	1	x	0,3	Diesel-Oil
		1	x	0,5	Diesel-Oil
		1	x	0,8	Diesel-Oil
		1	x	1,1	Diesel-Oil
		1	x	1,5	Diesel-Oil
		1	x	1,5	Diesel-Oil
		1	x	1,5	Diesel-Oil
Total			7,0	-	
Total Canarias			1.517,1	-	

Cuadro A1.6
Producción bruta y consumo de combustibles
en los sistemas extrapeninsulares en 1996

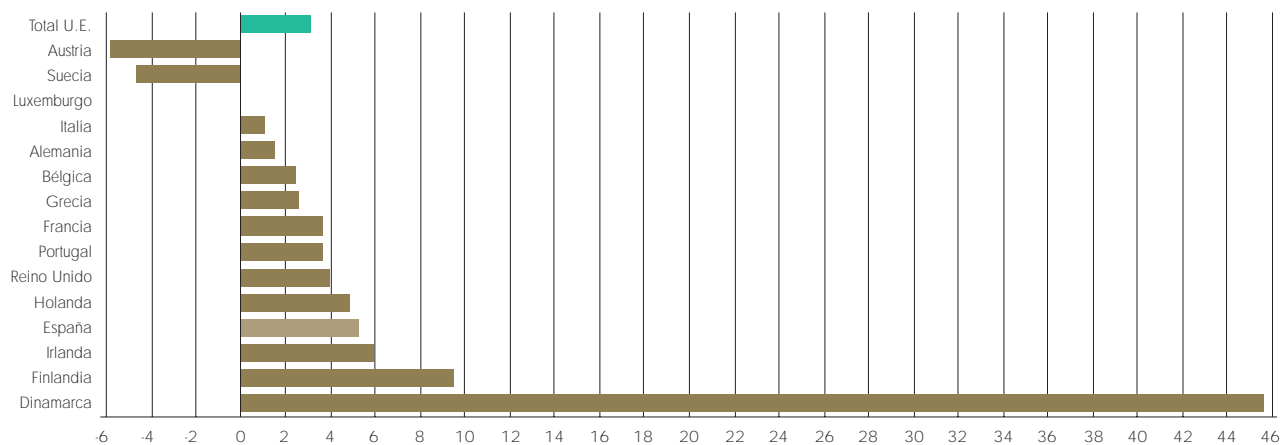
	Producción MWh (b.a.)	Consumo (toneladas)			
		Hulla	Fuel	Gas-Oil	Diesel-Oil
Alcudia (Vapor carbón)	1.912.970	718.692	2.859	136	-
Alcudia (Turbina gas)	29.531	-	-	9.839	-
S.Juan de Dios	720.040	-	200.319	274	-
Son Molinas	7.107	-	-	3.356	-
Mahón (Diesel)	246.288	-	47.062	40	-
Mahón (Turbina gas)	12.128	-	-	4.260	-
Ibiza (Diesel)	385.814	-	78.634	262	-
Ibiza (Turbina gas)	746	-	-	271	-
Total Baleares	3.314.624	718.692	328.874	18.438	-
Guanarteme	190	-	-	89	-
Jinámar Vapor	1.162.463	-	320.601	521	-
Jinámar Diesel	320.353	-	61.561	3.343	70
Jinámar Gas	31.065	-	-	12.106	-
Bco. Tirajana Vapor	581.236	-	132.648	450	-
Bco. Tirajana Gas	39.729	-	-	15.046	-
Candelaria Vapor	574.891	-	162.387	46	165
Candelaria Diesel	21.235	-	2.183	3.109	-
Candelaria Gas	24.459	-	-	10.064	-
Granadilla Vapor	648.341	-	149.092	617	-
Granadilla Diesel	299.900	-	57.013	384	-
Granadilla Gas	13.237	-	-	5.503	-
Los Guinchos	149.455	-	29.962	3.158	-
El Mulato (Hidráulica)	2.590	-	-	-	-
El Palmar	35.073	-	-	-	7.652
Llanos Blancos	17.161	-	-	-	4.237
Las Salinas	248.005	-	45.468	5.792	-
Punta Grande	407.828	-	75.757	6.343	-
Total Canarias	4.577.211	-	1.036.672	66.571	12.124
Ceuta	105.509	-	22.676	-	456
Melilla	103.191	-	21.152	5.181	-
Total Ceuta y Melilla	208.700	-	43.828	5.181	456
Total extrapeninsular	8.100.535	718.692	1.409.374	90.190	12.580

Cuadro A 2.1
Producción total neta de energía eléctrica
en los países de la Unión Europea (TWh b.c.)

	1996	1995	Δ %
Alemania	504,4	496,6	1,6
Austria	53,3	56,6	-5,8
Bélgica	72,4	70,6	2,5
Dinamarca	50,4	34,6	45,7
España	163,1	154,9	5,3
Finlandia	66,4	60,6	9,6
Francia	488,9	471,4	3,7
Grecia	39,4	38,4	2,6
Holanda	81,5	77,7	4,9
Irlanda	17,8	16,8	6,0
Italia	231,7	229,2	1,1
Luxemburgo	1,2	1,2	0,0
Portugal	33,1	31,9	3,8
Reino Unido	329,9	317,1	4,0
Suecia	136,3	142,9	-4,6
Total U.E.	2.269,8	2.200,5	3,1

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales). España: RED ELECTRICA

Gráfico A 2.2
Incremento de la producción 96/95 (%)

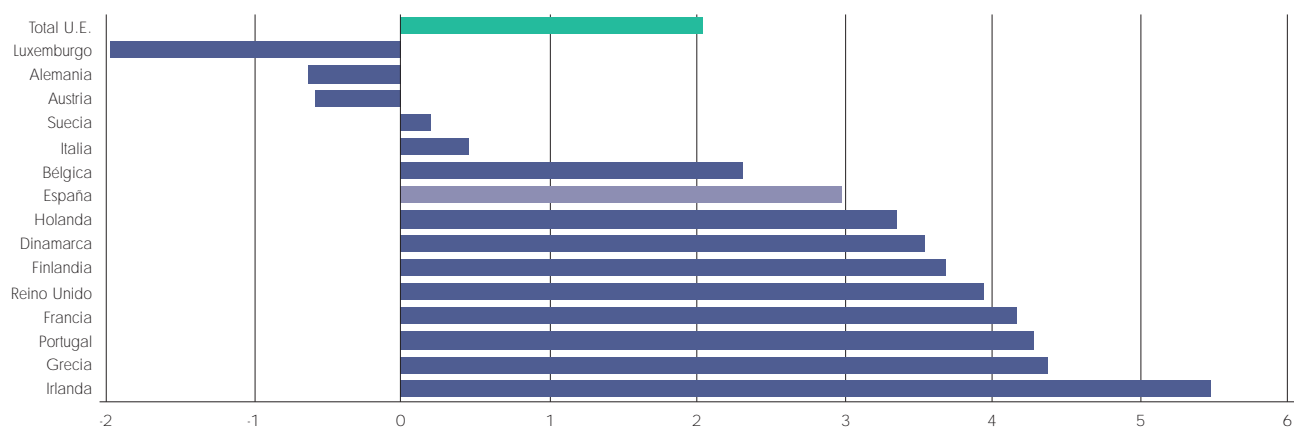


Cuadro A 2.3
Demanda de energía eléctrica
en los países de la Unión Europea (TWh b.c.)

	1996	1995	Δ %
Alemania	492,4	495,5	-0,6
Austria	52,3	52,6	-0,6
Bélgica	75,2	73,5	2,3
Dinamarca	35,0	33,8	3,6
España	164,2	159,4	3,0
Finlandia	70,1	67,6	3,7
Francia	414,0	397,4	4,2
Grecia	40,5	38,8	4,4
Holanda	92,1	89,1	3,4
Irlanda	17,3	16,4	5,5
Italia	262,3	261,1	0,5
Luxemburgo	5,0	5,1	-2,0
Portugal	34,1	32,7	4,3
Reino Unido	344,2	331,1	4,0
Suecia	141,4	141,1	0,2
Total U.E.	2.240,1	2.195,2	2,0

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales). España: RED ELECTRICA

Gráfico A 2.4
Incremento de la demanda 96/95 (%)



Cuadro A 2.5
Origen de la producción neta en los países
de la Unión Europea en 1996 (b.c.)

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica y otras		Total	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	s/ U. E. (%)
Alemania	152,8	30,3	333,8	66,2	17,8	3,5	504,4	22,2
Austria	0,0	0,0	18,2	34,1	35,1	65,9	53,3	2,3
Bélgica	41,4	57,2	29,8	41,2	1,2	1,7	72,4	3,2
Dinamarca	0,0	0,0	49,1	97,4	1,3	2,6	50,4	2,2
España	53,8	33,0	67,3	41,1	42,1	25,8	163,1	7,2
Finlandia	18,7	28,2	36,0	54,2	11,7	17,6	66,4	2,9
Francia	378,2	77,4	41,8	8,5	68,9	14,1	488,9	21,5
Grecia	0,0	0,0	34,9	88,6	4,5	11,4	39,4	1,7
Holanda	3,9	4,8	76,9	94,4	0,7	0,9	81,5	3,6
Irlanda	0,0	0,0	16,8	94,4	1,0	5,6	17,8	0,8
Italia	0,0	0,0	181,9	78,5	49,8	21,5	231,7	10,2
Luxemburgo	0,0	0,0	0,3	25,0	0,9	75,0	1,2	0,1
Portugal	0,0	0,0	18,5	55,9	14,6	44,1	33,1	1,5
Reino Unido	85,9	26,0	238,1	72,2	5,9	1,8	329,9	14,5
Suecia	71,4	52,4	12,7	9,3	52,2	38,3	136,3	6,0
Total U.E.	806,1	35,5	1.156,1	50,9	307,7	13,6	2.269,8	100,0

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales). España: RED ELECTRICA

Gráfico A 2.6
Estructura de la producción neta en los países de la Unión Europea

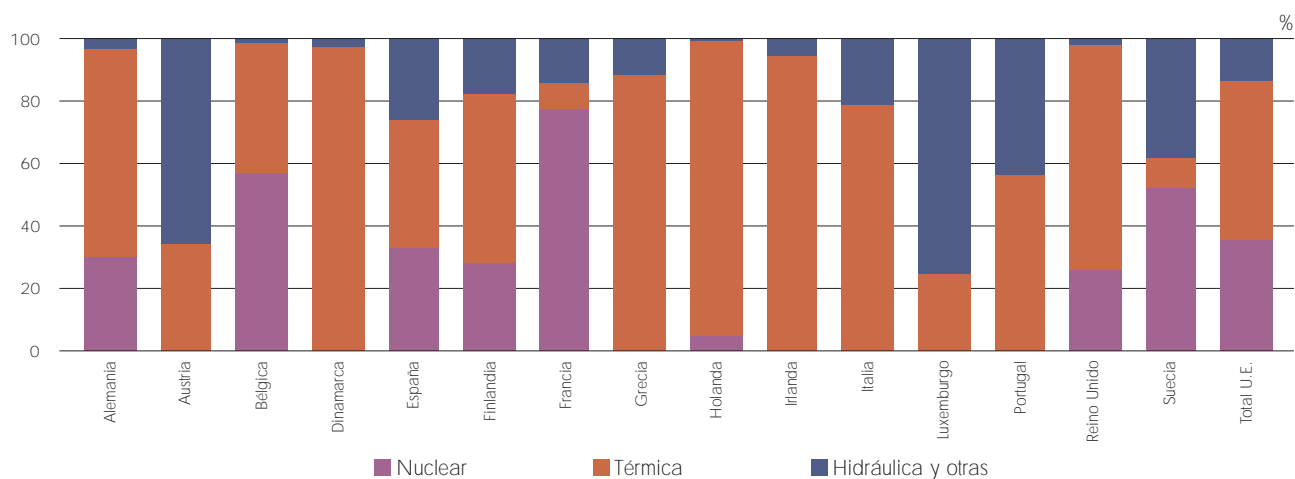


Gráfico A 2.7
Saldo de intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea

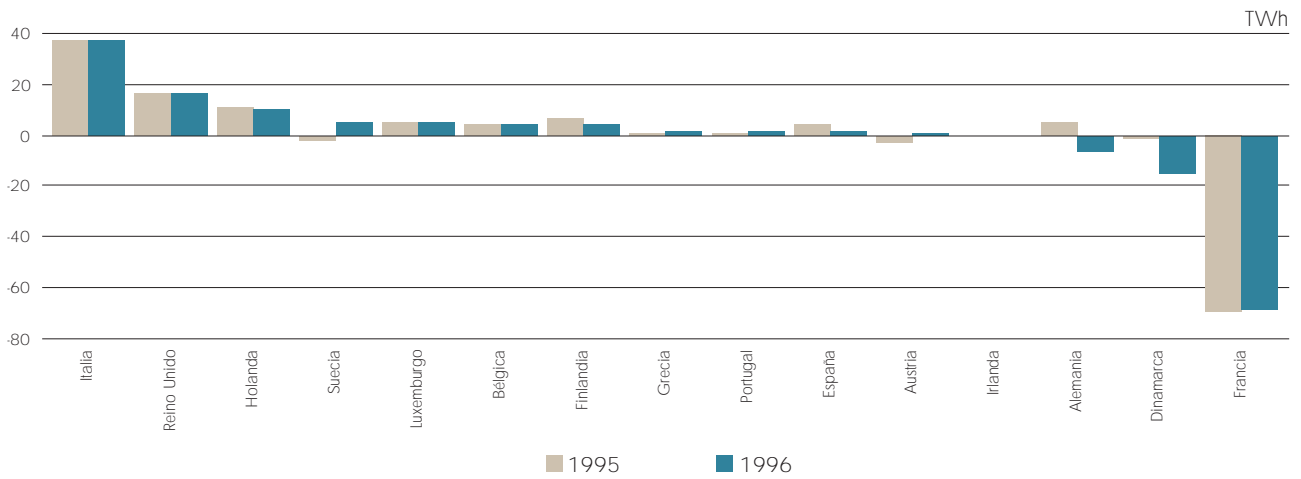
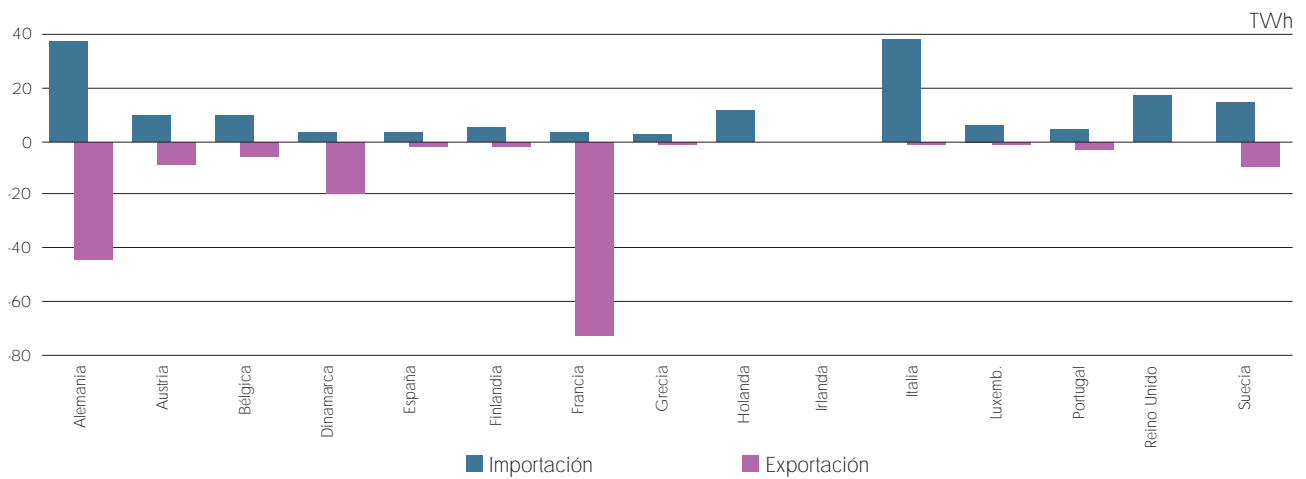


Gráfico A 2.8
Intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea



RED ELECTRICA DE ESPAÑA,S.A.

Pº del Conde de los Gaitanes, 177. La Moraleja. 28109 Madrid
Teléfonos: (91) 650 85 00/20 12. Fax: (91) 650 45 42/76 77
Internet: <http://www.ree.es>