

El sistema eléctrico español en el 2009

En el 2009 se ha producido un fuerte descenso del consumo eléctrico que ha situado la demanda eléctrica anual en valores cercanos a la registrada en el 2005. Sin embargo, cabe destacar que en el transcurso del año 2010 hasta el cierre de este informe, se ha observado una recuperación de la demanda que refleja un incremento del consumo eléctrico en el primer semestre del 2010 del 4,2%, respecto al mismo periodo del año anterior.

La demanda de energía eléctrica nacional registró una caída anual respecto al 2008 del 4,5%, la primera tasa negativa de la serie histórica de registros de evolución de la demanda que arranca en 1985. Este descenso es similar al 4,7% obtenido por el conjunto de los países de la Unión Europea pertenecientes al grupo Continental Europe de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).



El retroceso del consumo eléctrico responde a la difícil coyuntura económica internacional en la que el indicador español de Producto Interior Bruto (PIB) se redujo un 3,6%, cifra que representa una brusca caída respecto a la tasa de crecimiento del 0,9% del año anterior. Igualmente, el indicador de PIB de los países de la zona euro tuvo un retroceso del 4,1%.

Lo más destacable por el lado de la generación, ha sido el notable crecimiento de la producción de energía renovable, mientras que el descenso de la demanda repercutió principalmente en las centrales de carbón y ciclo combinado, que han acusado importantes disminuciones de producción respecto al periodo anterior.

En el ámbito regulatorio, el 2009 ha sido un año muy prolífico, con la aprobación de numerosas disposiciones de singular importancia para el funcionamiento del sector eléctrico, tanto en el marco de la regulación de la Unión Europea, como en el marco de la regulación española.

Marco regulatorio

Respecto al ámbito comunitario, destaca la publicación del conjunto de disposiciones que componen el denominado «Tercer Paquete Regulatorio», entre las que sobresale la *Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE*.

El principal cambio introducido por esta nueva Directiva es la exigencia de separación de propiedad de la empresa propietaria y gestora de la red de transporte respecto al resto de

empresas que desarrollen las actividades de generación o suministro. Con ello se establece el modelo TSO como la mejor vía para garantizar la competencia de los mercados eléctricos y asegurar la inversión necesaria en redes de transporte. Además, la Directiva 2009/72/CE establece medidas para el fortalecimiento de la independencia de los reguladores energéticos nacionales, fijando el requisito de separación jurídica y funcional entre éstos y cualquier otra entidad pública o privada, y para aumentar las obligaciones de servicio público de las empresas eléctricas y la protección al consumidor.

El «Tercer Paquete Regulatorio» se completa con la publicación del Reglamento (CE) nº 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, que crea la Red Europea de Gestores de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) como nueva entidad de cooperación de los TSO a nivel comunitarios, así como el Reglamento CE nº 713/2009, del Parlamento y del Consejo, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), organismo comunitario con personalidad jurídica propia cuyo objeto será asistir a los reguladores energéticos nacionales en el desarrollo de sus tareas a nivel comunitario, así como coordinar sus actuaciones.

La regulación comunitaria aprobó también en 2009 otro conjunto de disposiciones conocido como «Paquete Verde», de las que la más relevante para el sector eléctrico es la *Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*, en la que se establece como objetivo obligatorio que en el año 2020 el 20 % del consumo de

energía final de la Unión Europea proceda de fuentes de energía renovables, asignándose a España un objetivo también del 20 %.

Los objetivos del «Paquete Verde» para el conjunto de la Unión Europea se resumen en el denominado triple 20: 20% de consumo abastecido con renovables, 20% de ahorro de energía y 20% de reducción de gases de efecto invernadero, todos ellos para el año 2020.

En lo que respecta a la regulación del sector eléctrico en el ámbito nacional, destaca por encima de todo el *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril*, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, primera del conjunto de disposiciones que desarrollan la implantación del nuevo régimen de comercialización de energía eléctrica establecido en la Ley 17/2007.

Así, en este Real Decreto se determina la desaparición de las tarifas integrales a partir del 1 de julio de 2009 y la introducción a partir de esa misma fecha de la tarifa de último recurso, a la que podrán acogerse únicamente los consumidores en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, designándose asimismo a las empresas que ejercerán la función de comercializadores de último recurso.

El Real Decreto 485/2009 se ha desarrollado a través de las siguientes disposiciones necesarias para materializar el nuevo modelo de comercialización de energía y para hacer efectiva la implantación de las tarifas de último recurso:

- *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de*

último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

- *Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.*
- *Resolución de 29 de junio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el segundo semestre de 2009.*

Otra disposición relevante para el nuevo marco para la comercialización de energía eléctrica iniciado el 1 de julio de 2009 es el *Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador*, que, como desarrollo del artículo 47 bis de la Ley 54/1997, incorporado a ésta por la Ley 17/2007, configura la Oficina de Cambios de Suministrador como una sociedad mercantil independiente con objeto social exclusivo, que será responsable de la supervisión de los cambios de suministrador en los sectores de gas natural y electricidad, pudiendo además el Gobierno encomendarle funciones de gestión directa de los mismos.

Finalmente, entre la regulación del sector eléctrico aprobada en 2009 también cabe resaltar el *Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*. Entre otras medidas, en esta disposición se modifica la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997 para, por un lado, fijar los valores máximos de los

déficits tarifarios del período 2009-2012 así como su régimen de financiación, y, por otro, establecer la suficiencia de ingresos procedente de los peajes regulados a partir de 1 de enero de 2013, regulándose además el bono social, mecanismo de protección adicional del derecho al suministro de electricidad para determinados consumidores acogidos a la tarifa de último recurso que por sus características socio-económicas son más vulnerables.

Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica peninsular ha prolongado durante el 2009 la trayectoria de descenso que había iniciado en el último trimestre del 2008, situándose al finalizar el año en 252.772 GWh, un 4,7% inferior a la del año anterior. Descontados los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento atribuible a la actividad económica registró una tasa negativa del 4,5%.

Este notable descenso es el resultado de una fuerte caída del consumo eléctrico en los primeros meses del año que toca fondo en abril con un retroceso del 11%, a partir del cual se inicia una senda de descensos más moderados hasta situarse en diciembre en una tasa negativa del 2,7%.

En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares – Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla – el descenso de la demanda ha sido más moderado, un 2% inferior a la del año anterior, siendo el descenso más pronunciado el correspondiente a las Islas Canarias con un 2,4%.

Como resultado, el total nacional de la demanda descendió un 4,5% en el ejercicio 2009, frente a un crecimiento del 1% del año anterior.

■ Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%)

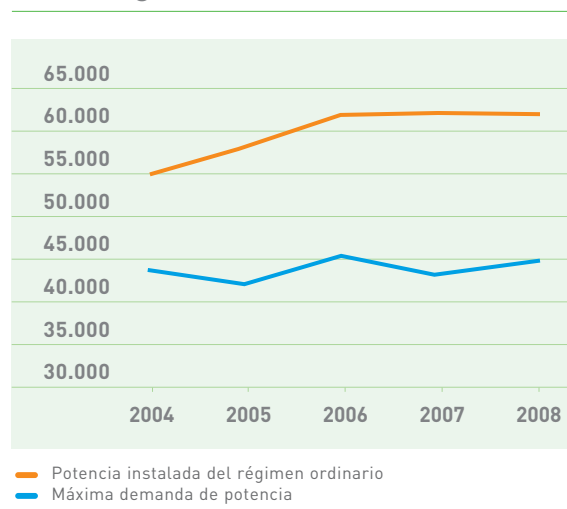
	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2005	3,6	3,5	4,8
2006	3,9	4,2	3,1
2007	3,6	4,2	3,0
2008	0,9	0,8	1,0
2009	-3,6	-4,5	-4,7

■ Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	% 08/07	% 09/08
Demanda en b.c.	1,0	-4,7
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-0,2	0,2
Efecto laboralidad	0,4	-0,4
Efecto actividad económica y otros	0,8	-4,5

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total. (2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

■ Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario (MW)



En cuanto a los máximos anuales de demanda diaria y horaria correspondientes al sistema peninsular, ambos se situaron por debajo de los máximos históricos alcanzados en el 2007. El 13 de enero, entre las 19 y las 20 horas, se registró

la máxima demanda de potencia horaria con 44.440 MW, un 1,0 % inferior a la equivalente del 2007 y ese mismo día, se produjo el máximo de energía diaria con 887 GWh, un 1,6 % inferior al récord histórico fijado dos años antes.

■ Balance de potencia a 31.12.2009. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 09/08	MW	% 09/08	MW	% 09/08
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	0,0	-	-	7.716	0,0
Carbón	11.359	0,0	510	0,0	11.869	0,0
Fuel/gas (1)(2)	3.008	-31,7	2.807	2,6	5.815	-18,5
Ciclo combinado	23.066	6,4	1.545	11,4	24.611	6,7
Total régimen ordinario	61.806	0,0	4.862	4,9	66.668	0,3
Hidráulica	1.974	1,8	0,5	0,0	1.974	1,8
Eólica	18.719	15,6	146	0,0	18.865	15,5
Otras renovables	4.480	8,4	222	0,1	4.702	8,0
No renovables	6.750	3,4	40	0,0	6.790	3,4
Total régimen especial	31.924	10,9	409	0,1	32.333	10,7
Total	93.729	3,5	5.271	4,5	99.001	3,5

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico Canario se incluye la potencia de los grupos auxiliares.

■ Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08
Hidráulica	23.862	11,4	0	-	23.862	11,4
Nuclear	52.761	-10,5	-	-	52.761	-10,5
Carbón	33.862	-26,8	3.450	2,3	37.311	-24,8
Fuel/gas (1)(2)	2.082	-12,4	7.974	-4,1	10.056	-5,9
Ciclo combinado	78.279	-14,2	3.961	-6,6	82.239	-13,9
Régimen ordinario	190.845	-13,4	15.384	-3,4	206.229	-12,7
- Consumos en generación	-7.122	-14,6	-882	-4,2	-8.004	-13,5
Régimen especial	80.888	19,0	1.050	22,1	81.938	19,0
Hidráulica	5.481	18,2	2	-	5.483	18,2
Eólica	36.587	15,3	404	0,9	36.991	15,1
Otras renovables	11.420	54,0	637	40,9	12.057	53,2
No renovables	27.400	13,2	8	22,4	27.407	13,2
Generación neta	264.612	-5,5	15.552	-2,0	280.164	-5,3
- Consumos en bombeo	-3.736	0,1	-	-	-3.736	0,1
+ Intercambios internacionales (3)	-8.104	-26,6	-	-	-8.104	-26,6
Demanda (b.c.)	252.772	-4,7	15.552	-2,0	268.324	-4,5

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.

(3) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Respecto al periodo de verano, el máximo de demanda de potencia media horaria se alcanzó el 1 de septiembre entre las 13 y 14 horas con 40.226 MW, valor ligeramente inferior al récord histórico de 40.275 MW alcanzado en julio del 2006. El máximo de energía diaria se produjo el mismo día con 797 GWh, un 3,4 % inferior al máximo histórico de verano registrado también en julio 2006.

Cobertura de la demanda

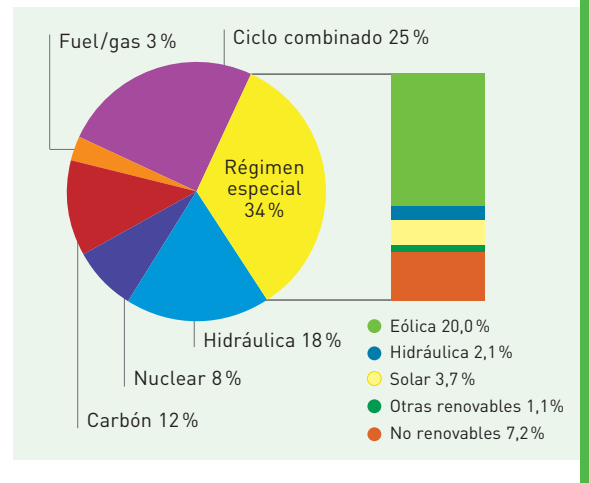
La potencia instalada en el parque generador del sistema peninsular aumentó en 3.133 MW durante este ejercicio, lo que sitúa la capacidad total del sistema a 31 de diciembre en 93.729 MW, un 3,5 % superior a la de finales del 2008.

Este aumento de capacidad proviene principalmente de nuevas instalaciones de origen renovable, que han incorporado al sistema peninsular durante este ejercicio 2.916 MW (2.533 MW eólicos y 384 MW de otras renovables) y de 1.389 MW de ciclo combinado. En el capítulo de bajas, se produjo el cierre de cuatro centrales de fuel/gas con un total de 1.393 MW.

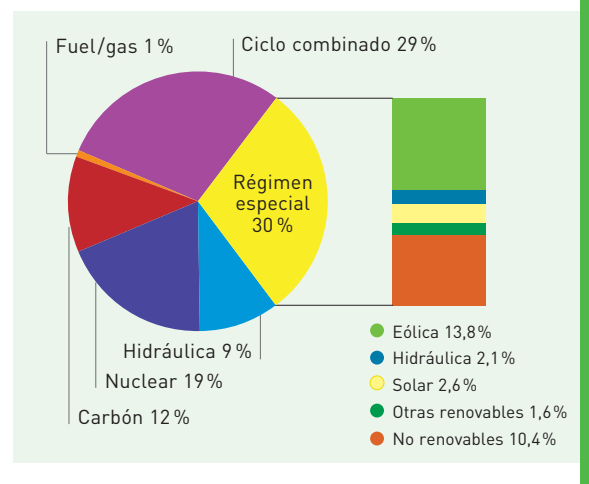
Respecto a la cobertura de la demanda, la producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario han cubierto el 70 % de la demanda, seis puntos porcentuales menos que en el 2008, prolongando la senda de pérdida de peso de la generación de estas centrales a favor de las incluidas en el régimen especial, que este año han elevado su participación al 30 %, frente al 24 % del 2008.

Por tipo de energía, lo más destacado del año ha sido el aumento de las energías renovables

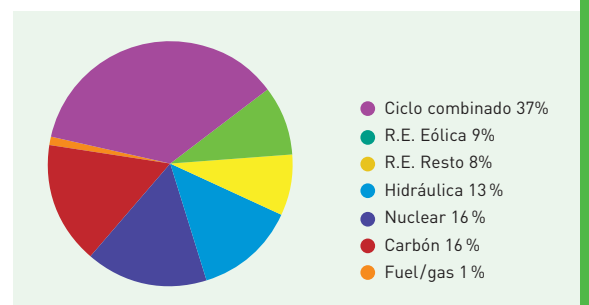
Potencia instalada a 31.12.2009. Sistema eléctrico peninsular



Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica

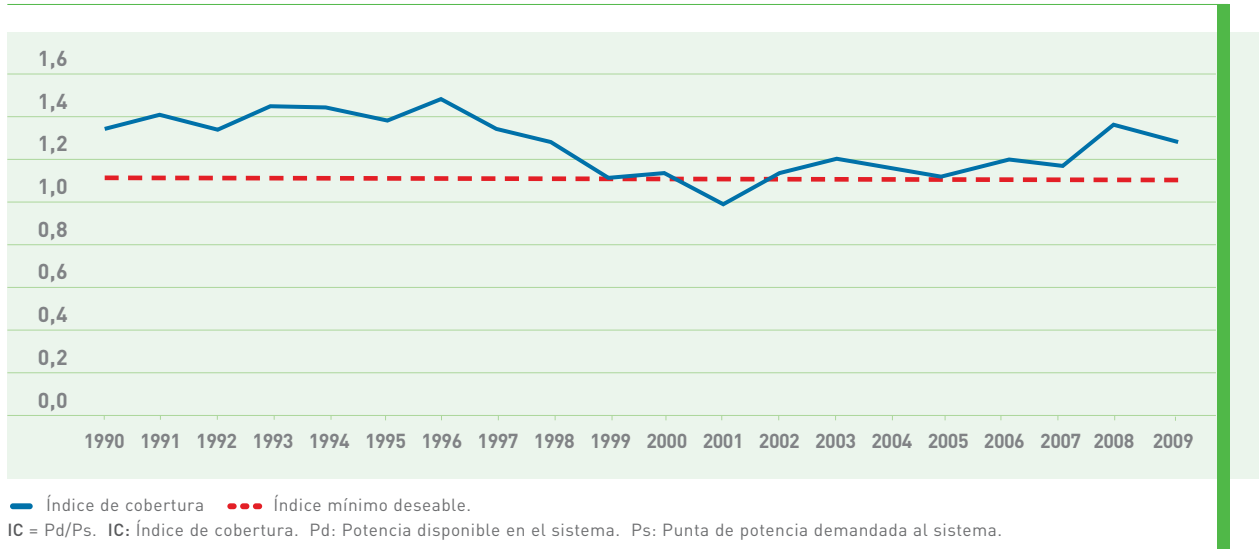


Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 44.440 MW (*)



R.E.: Régimen especial. (*) 13 de enero del 2009 (19-20 h)

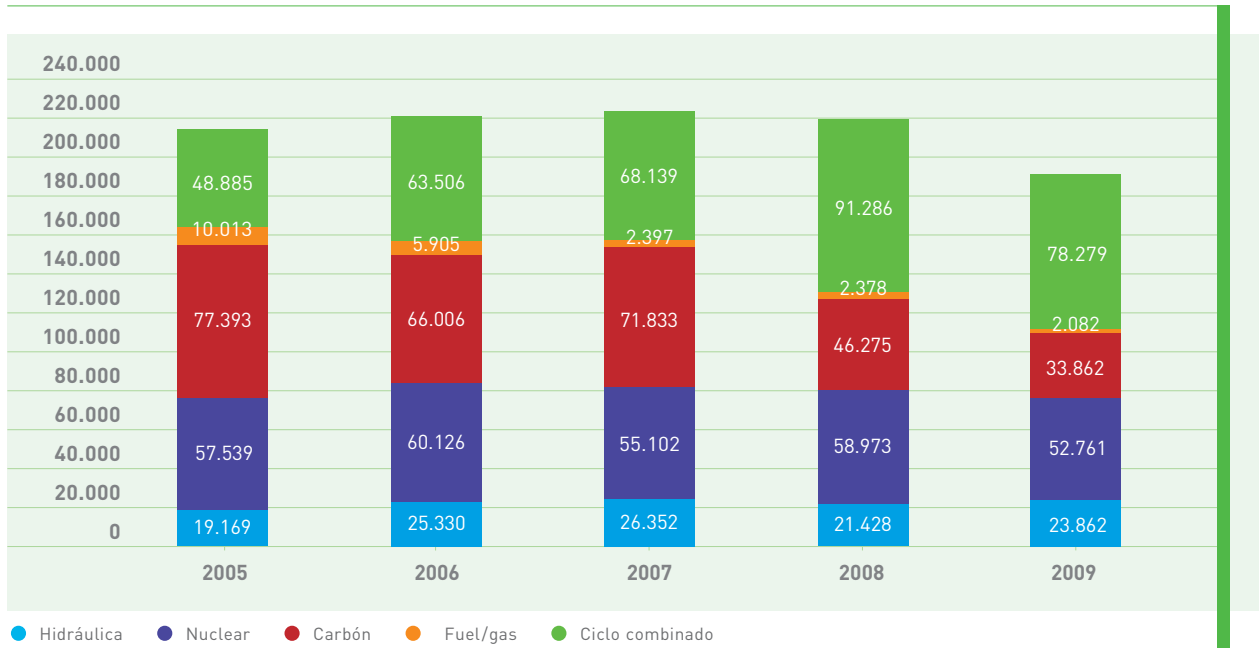
■ Evolución del índice de cobertura



que han cubierto el 28 % de la demanda, frente al 22 % del año anterior. Por el contrario, las centrales térmicas (nuclear, carbón, fuel-gas y ciclo combinado) han pasado de una contribución del 68 % en el 2008 al 60 % en este ejercicio.

Por tecnologías, destaca de manera significativa el aumento de peso de las energías eólica y solar que han elevado su participación en la demanda al 14% y 3% respectivamente, frente al 11% y 1% en 2008. En sentido contrario se han comportado las centrales de ciclo combinado

■ Estructura de la producción bruta en b.a. del régimen ordinario por tipo de central (GWh)



y los grupos de carbón que han situado su aportación en un 29% y 12%, respectivamente, tres puntos porcentuales menos que en el 2008.

Respecto a los intercambios de energía con otros países, en el 2009 el saldo de intercambios internacionales ha sido exportador por sexto año consecutivo, (8.104 GWh), y se ha cubierto con el 3% de la producción neta.

Régimen ordinario

La caída de la demanda ha sido absorbida por el conjunto de la generación de régimen ordinario que ha descendido un 13,4% respecto al año anterior. Este descenso ha afectado a todos los grupos, a excepción de la hidráulica, siendo los datos más destacados los siguientes:

- La generación de ciclo combinado descendió un 14,2% respecto al año anterior pero mantiene un elevado peso en la estructura de la producción bruta del régimen ordinario del 41%, valor prácticamente igual que en el 2008.
- Así mismo, la generación nuclear disminuyó un 10,5% respecto al 2008, cifra que representa el 28% de la producción del régimen ordinario, un punto porcentual más que el año anterior.
- Los grupos de carbón y de fuel-gas registraron descensos de producción del 26,8% y del 12,4%, respectivamente, por lo que sus aportaciones a la producción bruta del régimen ordinario se situaron en el 18% en el caso del carbón (más de tres puntos inferior al 2008) y en el 1% en el caso del fuel-gas (valor similar al del mismo período del año anterior).
- La producción hidráulica ha sido un 11,4% superior a la del 2008 y ha aportado el 13%

de la generación del régimen ordinario, casi tres puntos más que en el 2008.

Desde el punto de vista hidrológico, el 2009 ha sido seco en su conjunto por sexto año consecutivo, alcanzándose un producible hidráulico peninsular de 22.110 GWh, un 22% inferior al valor histórico medio, aunque un 17,7% superior al del 2008.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares, favorecidas por las abundantes lluvias de diciembre, se situaron al finalizar el año en el 51% de su capacidad total, doce puntos porcentuales por encima de las reservas existentes al terminar el 2008.

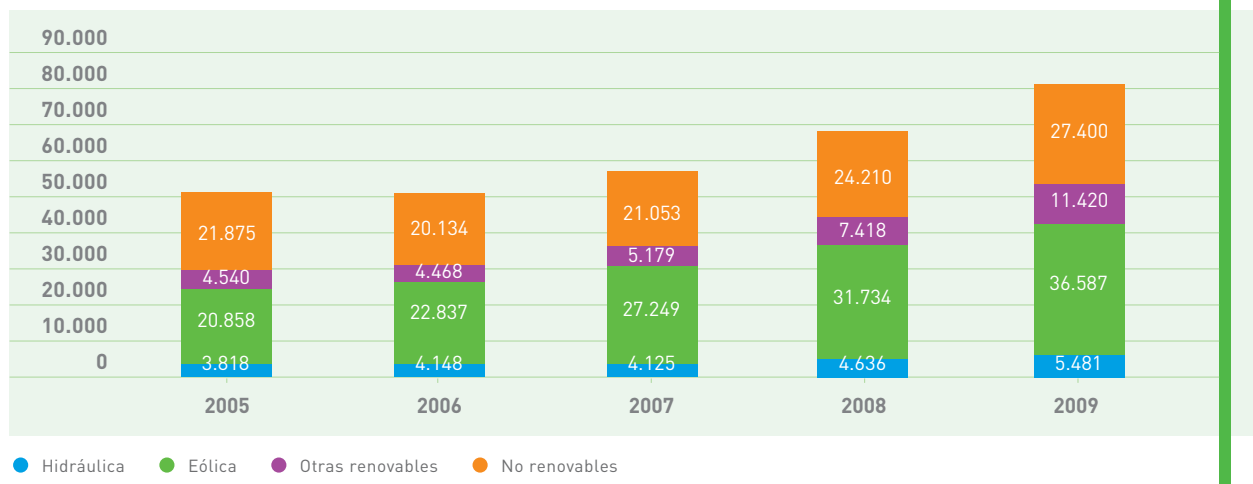
Régimen especial

La energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial ascendió en 2009 a 80.888 GWh, cifra que supone un

■ Aportación del régimen especial a la cobertura de la demanda peninsular en b.c. (%)



■ Estructura de la producción del régimen especial por tecnologías (GWh)



crecimiento del 19% respecto al año anterior. El 66% de esta energía corresponde a energías renovables y el 34% a las no renovables.

El crecimiento de la energía acogida al régimen especial está motivado principalmente por la progresiva incorporación de nuevas instalaciones que han aportado durante este año 3.137 MW de potencia, elevando su capacidad total al finalizar el año a 31.924 MW, lo que representa un aumento del 10,9% respecto al año anterior.

El 93% de este aumento de capacidad tiene su origen en el crecimiento de las instalaciones de energía renovable que han incrementado su potencia un 13,1% respecto al año anterior. Las mayores variaciones corresponden a la energía eólica que ha experimentado un aumento de potencia de un 15,6% respecto al 2008.

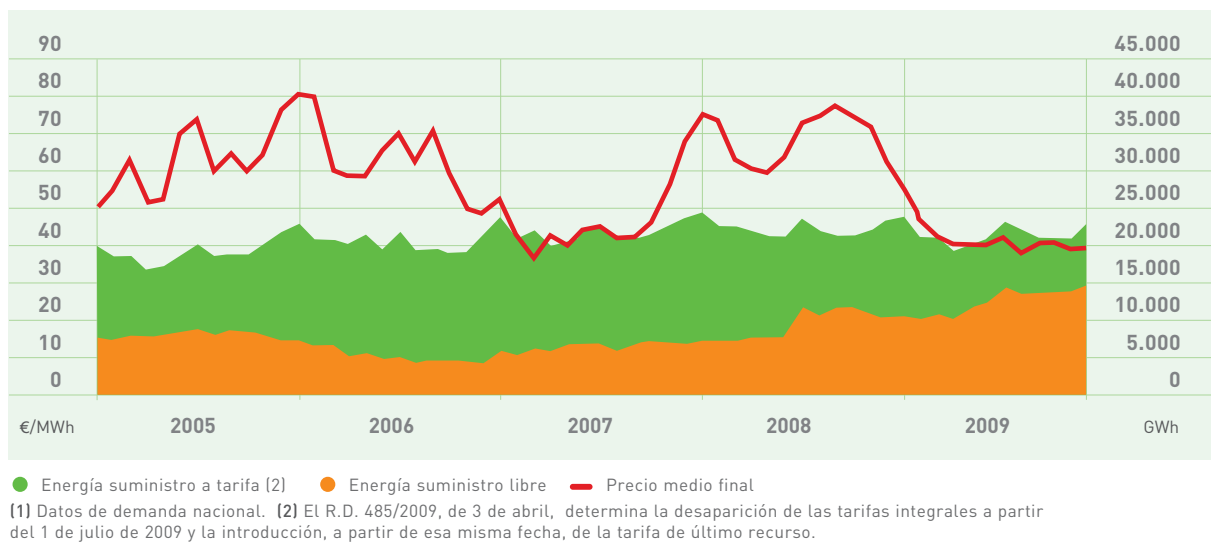
Respecto a la producción, las energías renovables del régimen especial generaron 53.489 GWh, lo que supone un crecimiento del 22,2% respecto al 2008. Del total producido con estas energías, destaca un año más, la eólica que ha generado 36.587 GWh, un 15,3% más

que el año anterior. Así mismo, destaca por segundo año consecutivo, el crecimiento de la energía solar cuya generación (6.894 GWh) ha sido casi tres veces mayor que la del 2008.

La energía eólica superó en varias ocasiones durante el año los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y de energía diaria. El 8 de noviembre se registró el último récord de energía diaria con 251.543 MWh, una producción que permitió cubrir el 44,9% de la demanda eléctrica de ese día. Así mismo, en noviembre se produjo un máximo mensual de energía eólica que cubrió el 21,3% de la demanda de ese mes, superando por primera vez la aportación de la nuclear (un 18,1%). Sin embargo, la variabilidad que caracteriza esta energía ha dado lugar a situaciones extremas como la producida el mismo día 8 de noviembre a las 3.59 horas, en la que el 53,7% de la demanda fue cubierta con esta energía, mientras que el día 27 de agosto a las 9.49 horas apenas aportó el 1% del consumo total.

El descenso del consumo eléctrico, por un lado, y el ascenso de las energías renovables así como una menor producción de los grupos de

■ Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico (1)



carbón, por otro, han contribuido a reducir las emisiones de CO₂ del sector eléctrico que se han estimado en 74 millones de toneladas, un 16% menos que en el 2008.

Operación del sistema

Durante el 2009 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional – suministro a tarifa más contratación libre – y saldo de los intercambios) ha sido de 260.976 GWh, un 3,6% inferior a la del año anterior. De este total, el 58,5% corresponde a contratación en el mercado libre y el 41,5% restante al suministro a tarifa.

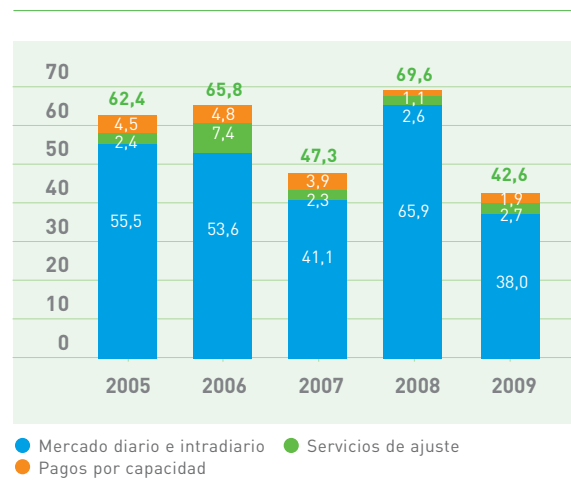
El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 42,63 €/MWh, un 38,7% inferior al del 2008.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 89,2% del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha

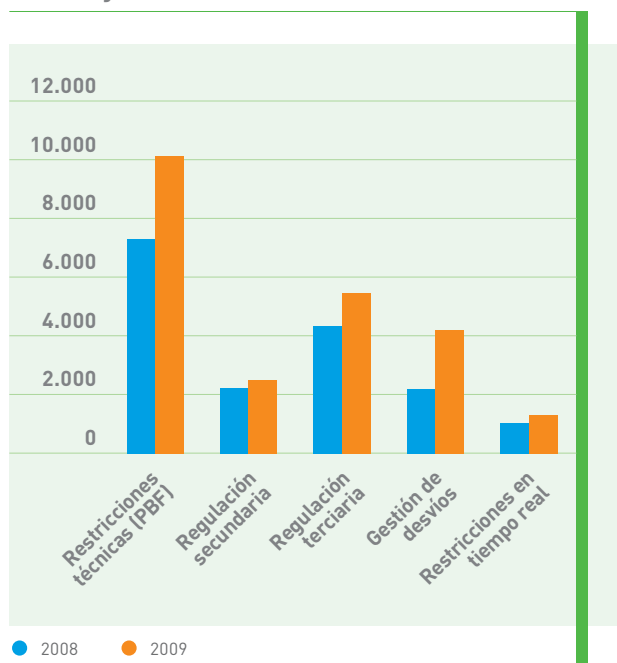
supuesto el 6,3% y el coste derivado de pagos por capacidad el 4,5% restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 201.170 GWh, con un precio medio ponderado de 37,90 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio se redujo un 42,0%, mientras que la energía mostró un descenso del 9,4%.

■ Evolución de los componentes del precio final medio en el mercado eléctrico (€/MWh)



■ Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema (GWh)



En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 29.895 GWh, de la que un 19,4% ha supuesto aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 35,95 €/MWh, un 5,1% inferior al del mercado diario.

La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema ha sido 23.918 GWh, un 34,9% superior a la registrada en el 2008. La repercusión de estos servicios en el precio final de la energía ha sido de 2,68 €/MWh, un 3,2% superior al año anterior.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) ha sido de 9.475 GWh a subir y de 707 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final

de 1,54 €/MWh frente a los 1,42 €/MWh del año anterior.

En el 2009 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.244 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,56 €/MWh, valor inferior en un 31,4% al registrado el año anterior.

La gestión de los servicios complementarios y gestión de desvíos, más las restricciones en tiempo real han supuesto una repercusión de 0,58 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor superior a los 0,36 €/MWh del 2008.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2009 ha ascendido a 2.478 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.526 GWh, la energía de gestión de desvíos a 4.271 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.461 GWh.

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema ha tenido que gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste alcanzado un total de 11.040 GWh a subir y 6.106 GWh a bajar, con un precio medio de 29,45 €/MWh a subir y un 40,27 €/MWh a bajar.

Intercambios Internacionales

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 20.286 GWh, un 10,2% inferior al 2008. El 70% de esta energía ha correspondido a operaciones de exportación lo que ha dado lugar a que, por sexto año

■ Utilización de los contratos previos a la Ley 54/1997

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a Red Eléctrica	2.541	97
Suministro de Red Eléctrica a EDF (*)	0	0

(*) Contrato de REE a EDF: Ejecución en modalidad financiera (3.000 MWh).

consecutivo, el saldo anual de los programas de intercambio haya sido exportador, alcanzando los 8.091 GWh.

Este saldo representa un descenso de un 27 % respecto al 2008, lo que supone una ruptura de la tendencia de crecimientos de años precedentes. El descenso del saldo es el resultado tanto de la evolución del volumen de importaciones que ha aumentado un 5%, como del volumen de exportaciones que ha experimentado una caída del 16 % respecto al periodo anterior.

■ Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2009
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-10.603
Comercializadores	-5.812
Saldo interconexión con Portugal	-4.791
Acciones coordinadas de balance Francia-España	-20
Acciones coordinadas de balance Portugal-España	1
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.541
Intercambios de apoyo (2)	-10
Total	-8.091

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)
 (1) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, estableció la autorización automática de los agentes externos para ejercer la actividad de comercialización así como su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, desapareciendo así la figura de agente externo y pasando a incluirse en la de comercializador, tal y como establecía la Ley 17/2007. (2) Apoyo al Sistema Eléctrico Francés tras la tormenta Klaus (Enero 2009).

Por interconexiones, cabe destacar el significativo descenso de un 45 % del saldo importador a través de la interconexión con

■ Evolución de los intercambios internacionales programados (GWh)



Francia, con un valor de 1.591 GWh en el 2009 frente a 2.882 GWh en el año anterior. Este descenso ha estado motivado tanto por un incremento del volumen de exportaciones de un 29 %, como por una disminución de un 8 % del volumen de importaciones. Del mismo signo es la evolución del saldo exportador a través de la interconexión con Portugal, 4.790 GWh, que ha registrado un notable descenso de un 49 % respecto al 2008.

Por el contrario, los saldos exportadores a través de las interconexiones con Marruecos y Andorra han registrado crecimientos anuales por valores de un 9 % y un 8 %, respectivamente.

En relación con los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales cabe destacar que, en sentido de flujo exportador, se han registrado descensos respecto al 2008 en las interconexiones con Marruecos y sobre todo con Portugal que ha pasado de una utilización media de un 84 % en el 2008 a un 51 % en el 2009. Cabe destacar también, que en la interconexión con Francia la utilización en sentido exportador durante el 2009, un 45 %, ha superado al valor promedio en sentido importador de este mismo año que ha sido del 36 %.

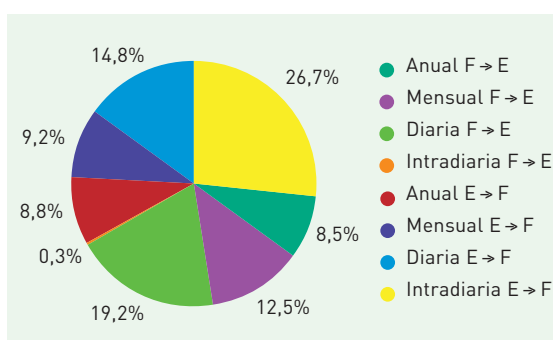
También cabe señalar que el nivel de utilización de la interconexión con Portugal, en el sentido Portugal hacia España ha sido cercano a un 9 %, frente a un valor que no llegó al 1 % en el 2008.

Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Francia

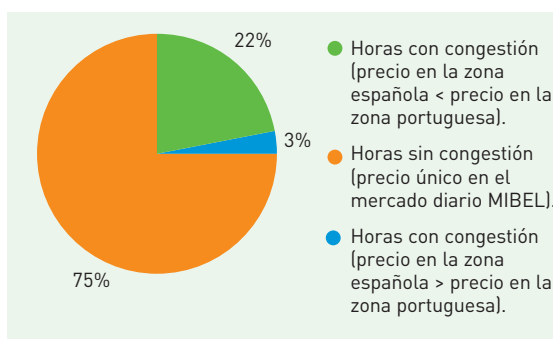
Durante el 2009, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas de la capacidad de intercambio

ascendió a finales de año a 24. El importe de rentas de la congestión recaudadas durante el 2009 fue de 72,7 M€, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia [72.731 miles de €]



Horas de congestión en la interconexión con Portugal



Renta de congestión del market splitting en la interconexión con Portugal

	Miles de €	[%]
Mercado diario	10.864	98,49
Mercados intradiarios	167	1,51
Total	11.031	100,00

El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2009 en el sentido Francia a España alcanzó un valor de 4,77 €/MW mientras que en el sentido España a Francia registró un valor de 9,41 €/MWh.

En horizonte mensual, el precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido Francia a España se registró en mayo (6,92 €/MW), mientras que en sentido España a Francia, el máximo precio se registró en la subasta mensual correspondiente a noviembre (29,17 €/MW).

En el 2009 fue necesario aplicar medidas de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en los meses de enero, marzo, mayo, agosto, septiembre, octubre y noviembre, por un valor de 29.546 MWh.

Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Portugal

En el 2009 se registró un precio único (sin congestión en la interconexión) en el Mercado Ibérico en un 75% de las horas, mientras que en el restante 25% de las horas los precios de las dos áreas de la península Ibérica se separaron al identificarse una situación de congestión en esta interconexión.

La renta de la congestión recaudada en esta interconexión durante el 2009 fue de 11,03 M€, correspondiendo el 50% de esta cantidad al sistema eléctrico español.

En el 2009 fue necesario aplicar medidas de *counter trading* (establecimiento de programas

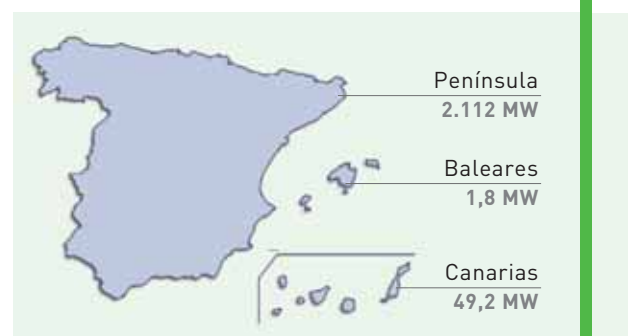
de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en los meses de febrero y junio, por un valor de 509 MWh.

Gestión de la demanda

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad entró en vigor el 1 de julio de 2008, en virtud de lo dispuesto en la orden ITC/2370/2007 de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. De este modo, los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema y formalización de un contrato entre las partes.

A 31 de diciembre del 2009 se encontraban en vigor 152 contratos de interrumpibilidad, de los cuales, 142 corresponden al sistema peninsular, 9 al sistema canario y 1 al sistema balear.

■ Potencia interrumpible en períodos de máxima demanda (MW)

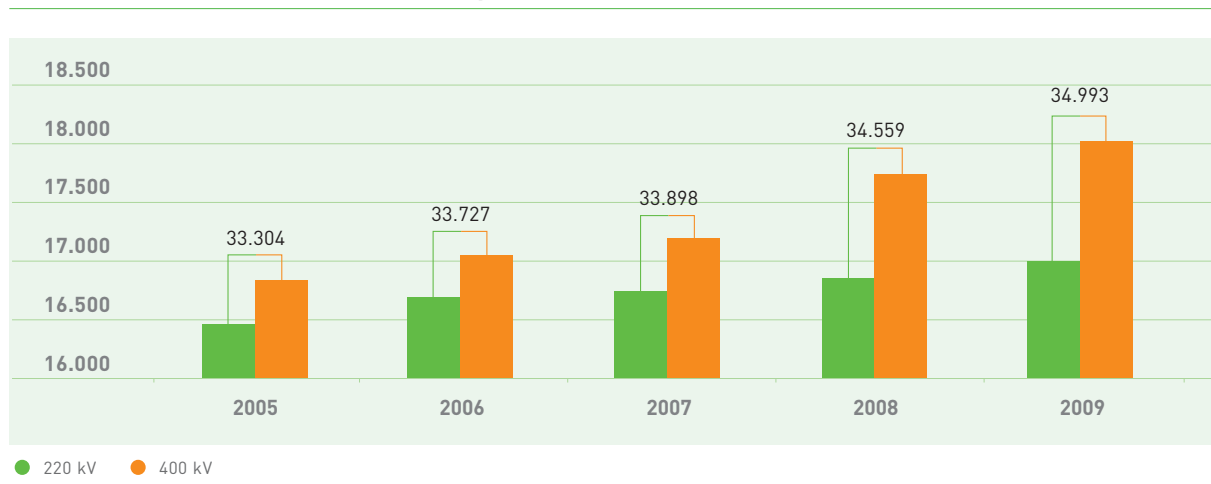


La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza 2.163 MW, de los cuales 2.112 MW corresponden al sistema peninsular, 49,2 MW al sistema canario y 1,8 MW al sistema balear.

Red de transporte

El desarrollo de la red peninsular de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante este ejercicio un fuerte impulso con la entrada en servicio de numerosas instalaciones que

■ Evolución de la red de transporte (400 y 220 kV) (km)



■ Evolución del sistema de transporte y transformación

		2005	2006	2007	2008	2009
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	16.808	17.005	17.134	17.686	17.977
	Otras empresas	38	38	38	38	38
	Total	16.846	17.042	17.172	17.724	18.015
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	16.213	16.424	16.461	16.562	16.702
	Otras empresas	245	261	266	273	276
	Total	16.458	16.685	16.726	16.835	16.978
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	54.272	56.072	58.522	62.922	66.322
	Otras empresas	800	800	800	800	800
	Total	55.072	56.872	59.322	63.722	67.122

Datos peninsulares.

refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red y permite incorporar la nueva potencia renovable.

La red de transporte de 400 kV se ha incrementado en 291,4 km y la de 220 kV en 142,8 km, lo que supone un aumento total de

■ Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total
2005	470	79	549	1,01	0,17	1,18
2006	870	65	936	1,82	0,14	1,95
2007	552	205	757	1,11	0,41	1,52
2008	574	0	574	1,15	0,00	1,15
2009	437	0	437	0,91	0,00	0,91

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio. (*) Datos correspondientes al 0,9 % de la red de transporte a partir del 2005.

la red de transporte de 434,2 km de circuito en el 2009. Este crecimiento sitúa el conjunto de la red peninsular de transporte de energía eléctrica al finalizar el ejercicio en 34.993 km de circuitos.

Asimismo, durante el 2009 se ha producido un aumento de 2.151 MVA de la capacidad de las líneas de 400/220 kV y se han puesto en servicio ocho transformadores que suponen un aumento de 3.400 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total a 67.122 MVA.

Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del ejercicio 2009 muestran el buen comportamiento de la red de transporte, evaluado en función de la disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte ha sido del 98,10 %, muy similar a la de los dos años anteriores.

La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,06 %.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante el 2009 se registraron 32 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 437 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 0,91 minutos, muy inferior al valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre.