



octubre
2013
número 82

Información elaborada con datos disponibles a 11/11/13 - Fecha de edición: 25/11/2013

1. Aspectos relevantes

Sistema peninsular

- La demanda de energía eléctrica alcanzó los 19.827 GWh, un 0,9 % superior a la de octubre del 2012. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura la demanda ha sido un 1,2 % inferior a la del mismo mes del año anterior.
- En los diez primeros meses del año la demanda eléctrica ha sido de 204.548 GWh, un 2,7 % menos que en el mismo periodo del 2012. Corregidos los efectos del calendario y las temperaturas, el consumo ha sido un 2,5 % inferior al del mismo periodo del año pasado.
- La baja de un grupo de carbón y la actualización de varios grupos de ciclo combinado han motivado una reducción de la potencia instalada en el régimen ordinario de 122 MW.
- Este mes las temperaturas medias han sido más suaves que las del año anterior con 19,3 °C frente a los 17,4 °C del mismo mes del 2012. La temperatura máxima media del mes ha sido superior en 1,9 °C a la del mismo periodo del año pasado.
- Durante este mes la generación procedente de fuentes de energía renovable alcanzó el 35,2 % de la producción total, frente al 27,1 % de octubre del 2012.
- En el mes de octubre la producción de origen eólico ha alcanzado los 4.031 GWh, con un aumento del 28,8 % frente al mismo periodo del año anterior, y ha supuesto el 19,5 % de la generación neta.
- Desde el punto de vista hidrológico octubre ha sido un mes ligeramente húmedo, con una energía producible de 1.611 GWh, valor que se sitúa un 13,0 % por encima del característico medio para un mes de octubre.
- Las reservas totales de agua de los embalses con aprovechamiento hidroeléctrico a finales de octubre del 2013 se situaron en el 57,4 % de su capacidad total, con una energía equivalente a 10.646 GWh. Estas reservas son superiores en 22,6 puntos porcentuales a las existentes hace un año e inferiores en 0,1 puntos porcentuales al mes anterior.
- El valor del coeficiente de disponibilidad del equipo térmico durante el mes de octubre del 2013 ha sido del 87,9 %, 4,6 puntos inferior al a del mismo mes del año anterior.
- El precio final de la demanda peninsular se ha situado en 64,90 €/MWh, lo que significa un 6,2 % más que el mes pasado y un 8,5 % más que el mismo mes del año anterior.
- La energía gestionada por el operador del sistema durante el mes de octubre ha sido un 21,3 % inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior. En esta disminución ha influido sobre todo la menor cantidad de energía programada por restricciones por garantía de suministro.
- La tasa de disponibilidad de la red de transporte en el mes de octubre ha sido del 96,95 %.
- En el mes de octubre se han producido dos cortes de mercado en las instalaciones de la red de transporte contabilizados en el cálculo de indicadores de calidad. El primero tuvo lugar en Madrid con una energía no suministrada de 6,53 MWh. El segundo se produjo en Cataluña con una energía no suministrada de 8,90 MWh.

Sistemas extrapeninsulares

- La demanda mensual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares ha disminuido un 0,8 % respecto a la de octubre del 2012. En Baleares y Melilla se registraron aumentos del 3,3 % y 5,8 %, respectivamente. Por su parte, en Canarias y Ceuta disminuyó un 3,4 % y un 2,4 %, respectivamente.

índice

Sistema peninsular

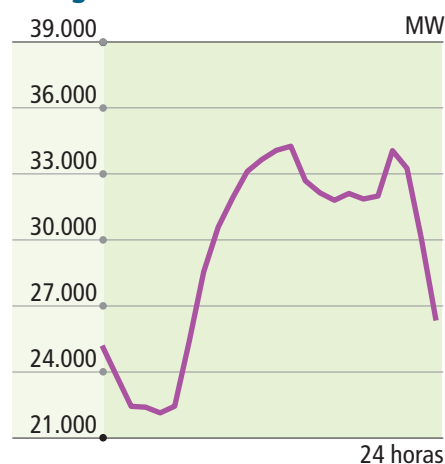
- Aspectos relevantes
- Balance de energía eléctrica
- Demanda de electricidad
- Cobertura de la demanda
- Producción hidroeléctrica
- Producción térmica
- Producción régimen especial
- Intercambios internacionales
- Mercado eléctrico
- Gestión de la red de transporte

Sistemas extrapeninsulares

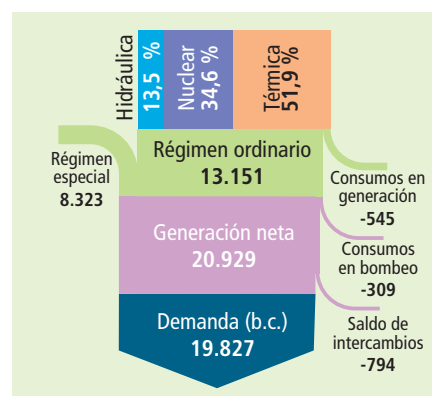
- Sistema eléctrico Islas Baleares
- Sistema eléctrico Islas Canarias
- Sistema eléctrico Ceuta
- Sistema eléctrico Melilla

Glosario

Demanda horaria peninsular del día de máxima demanda de energía diaria. 3 octubre 2013



Balance eléctrico peninsular. Cobertura de la demanda. Octubre 2013 (GWh)



2. Balance de energía eléctrica



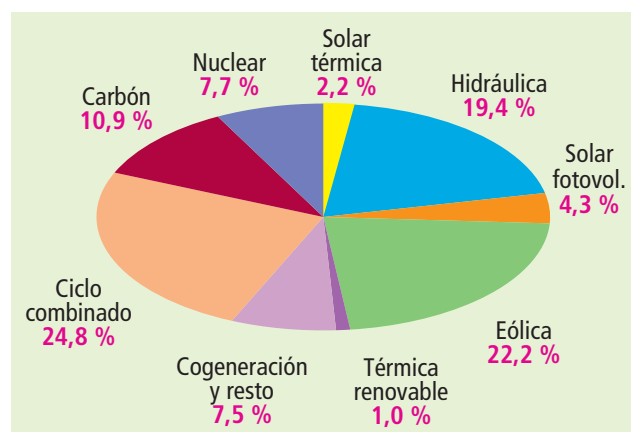
2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular

	Potencia MW	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	17.763	1.779	25,0	29.134	92,0	33.416	74,1
Nuclear	7.866	4.548	-19,6	48.387	-8,1	57.209	-8,4
Carbón ⁽¹⁾	11.131	4.248	-2,2	32.064	-31,3	40.105	-27,0
Fuel / gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado	25.339	2.577	-22,0	20.083	-38,5	26.002	-34,3
Régimen ordinario	62.619	13.151	-10,7	129.669	-11,9	156.732	-11,0
Consumos en generación		-545	-24,1	-5.186	-23,1	-6.333	-20,6
Hidráulica	2.057	342	26,8	6.003	66,2	7.034	56,8
Eólica	22.739	4.031	28,8	43.207	13,5	53.261	14,6
Solar fotovoltaica	4.435	637	12,3	7.319	3,1	8.047	2,5
Solar térmica	2.300	341	19,3	4.144	30,5	4.414	32,1
Térmica renovable	979	401	-2,9	4.210	7,6	5.045	7,9
Térmica no renovable	7.127	2.571	-11,4	26.731	-3,7	32.476	-2,6
Régimen especial	39.636	8.323	10,0	91.615	9,5	110.277	10,1
Generación neta		20.929	-3,0	216.098	-3,6	260.676	-2,9
Consumos en bombeo		-309	-22,3	-5.031	23,5	-5.981	24,6
Enlace Península-Baleares ⁽²⁾		-109	55,3	-1.095	-	-1.253	-
Intercambios internacionales ⁽²⁾		-685	-53,0	-5.424	-41,9	-7.296	-29,7
Demanda transporte (b.c.)	102.255	19.827	0,9	204.548	-2,7	246.146	-2,6

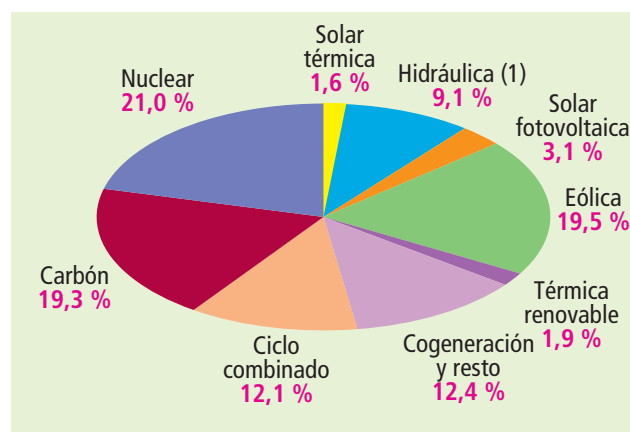
⁽¹⁾ A partir de 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás). Según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

⁽²⁾ Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador. Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13.08.2012.

2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de octubre.



2.3 Estructura de la generación neta. Octubre.

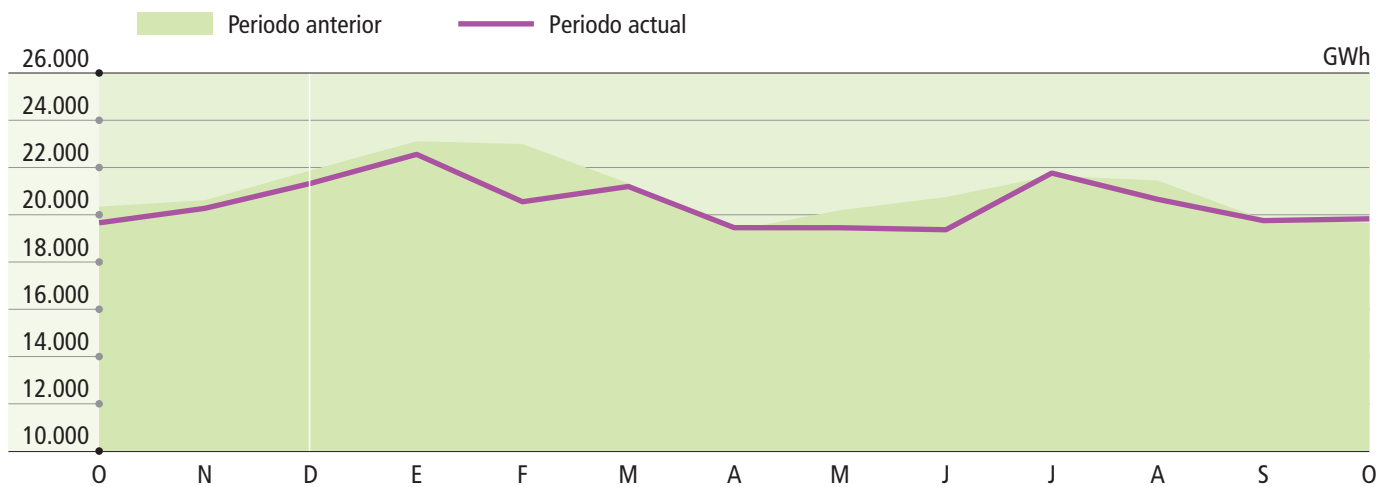


(1) No incluye la generación de bombeo.

3. Demanda



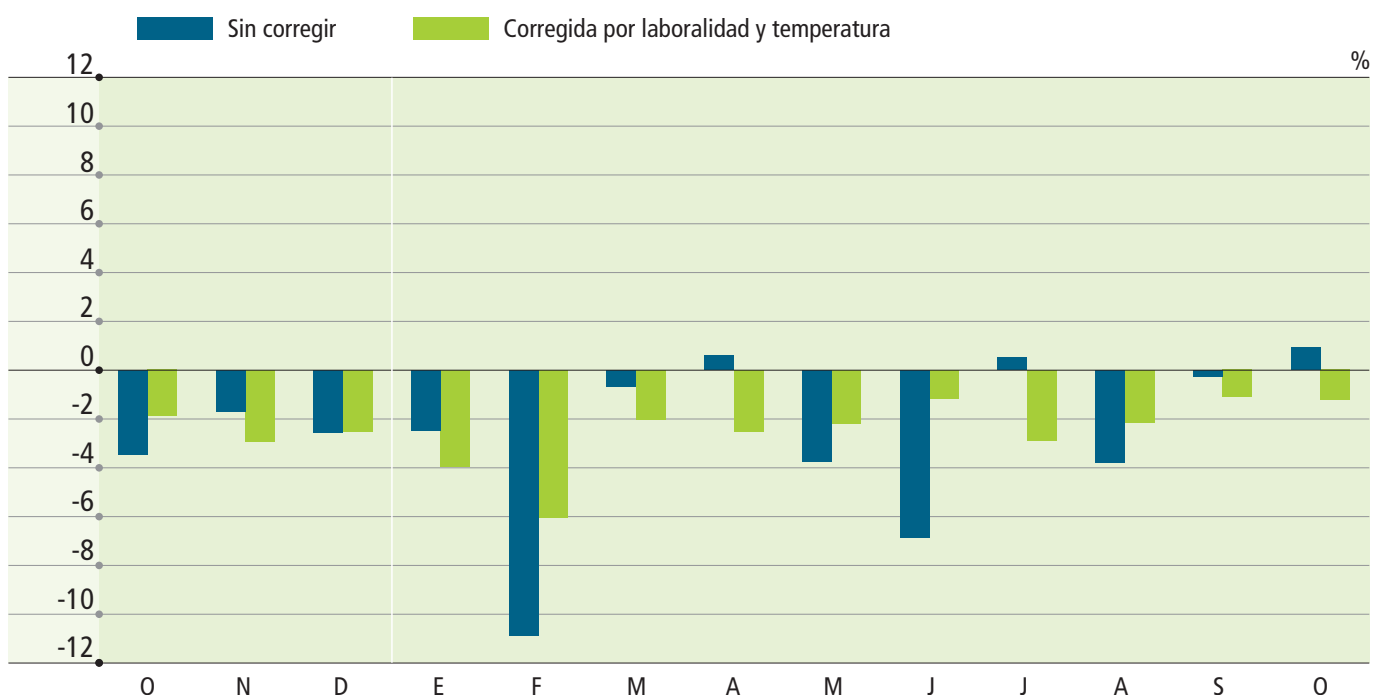
3.1 Evolución de la demanda



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

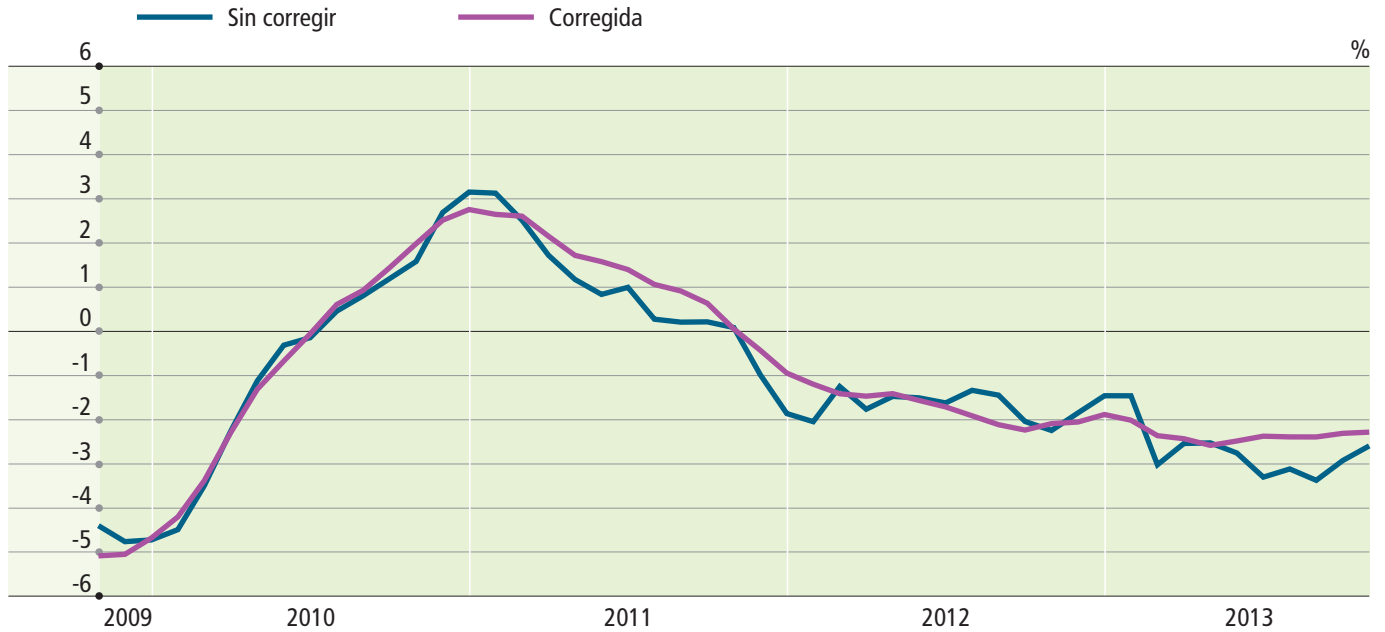
	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Demanda en b.c.	19.827	0,9	204.548	-2,7	246.146	-2,6
Efectos: Laboralidad		2,2		0,2		0,0
Temperatura		-0,1		-0,4		-0,3
Actividad económica y otros		-1,2		-2,5		-2,3

3.3 Variación de la demanda mensual

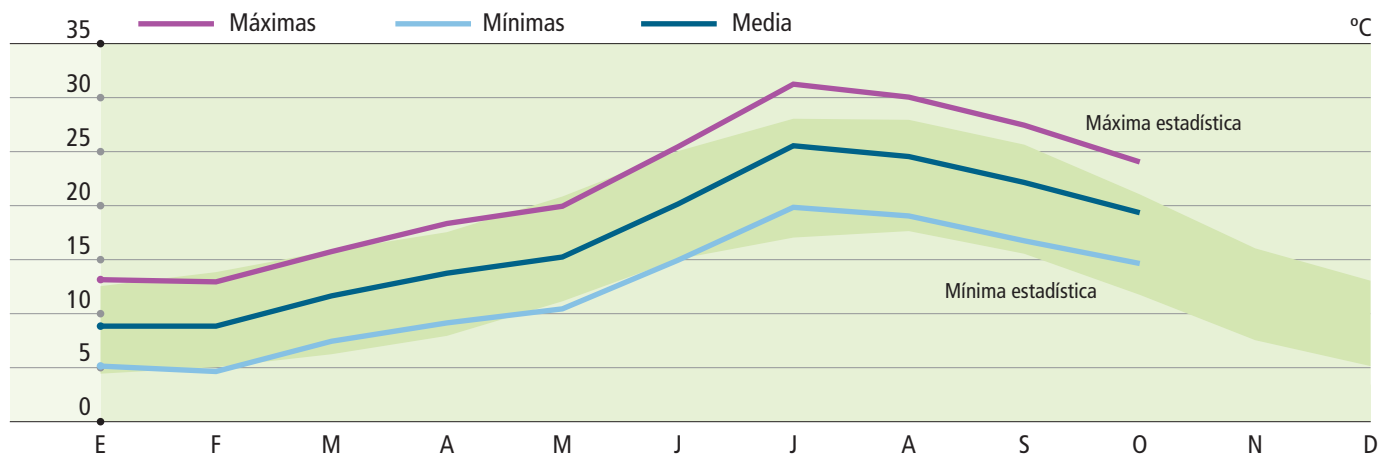




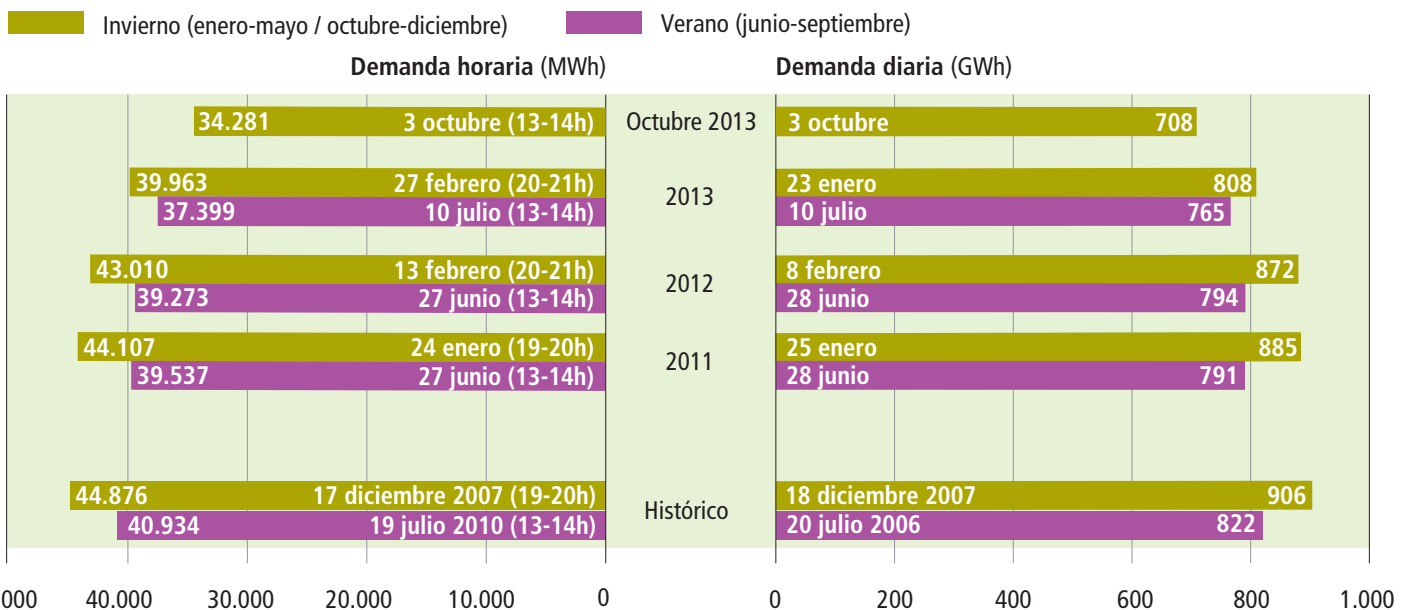
3.4 Variación de la demanda. Año móvil



3.5 Temperaturas diarias medias mensuales



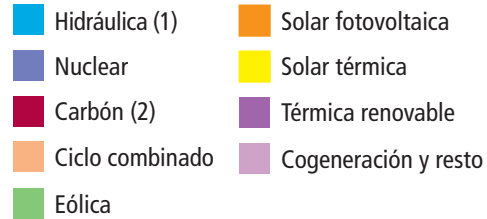
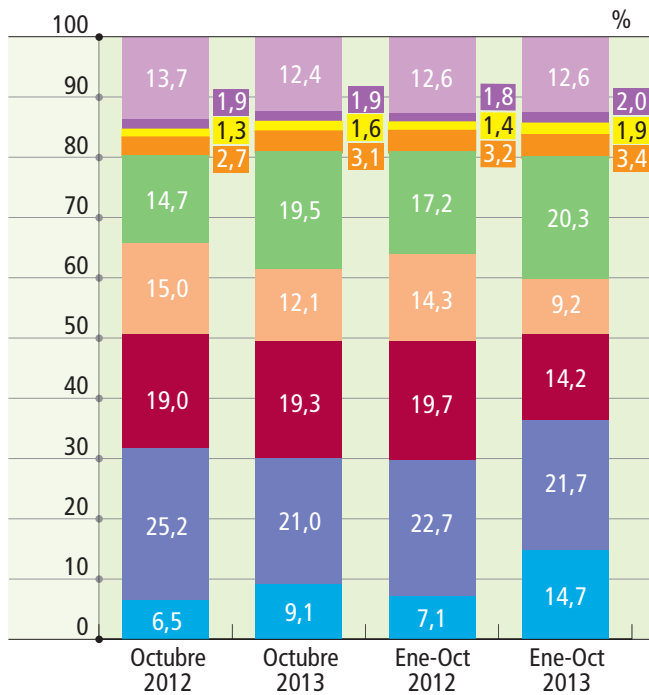
3.6 Máxima demanda horaria y diaria



4. Cobertura de la demanda



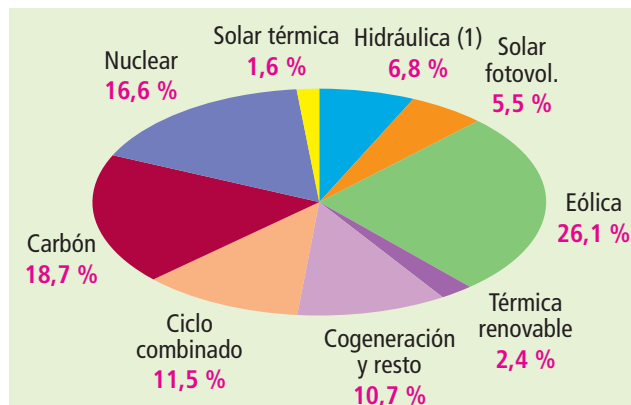
4.1 Estructura de la cobertura de la demanda



(1) No incluye la generación bombeo.

(2) A partir de 1 de enero 2011 incluye GICC (Elcogás). Según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

4.2 Cobertura de la máxima demanda horaria. 3 de octubre (13-14 h). 34.281 MWh



(1) No incluye la generación bombeo.

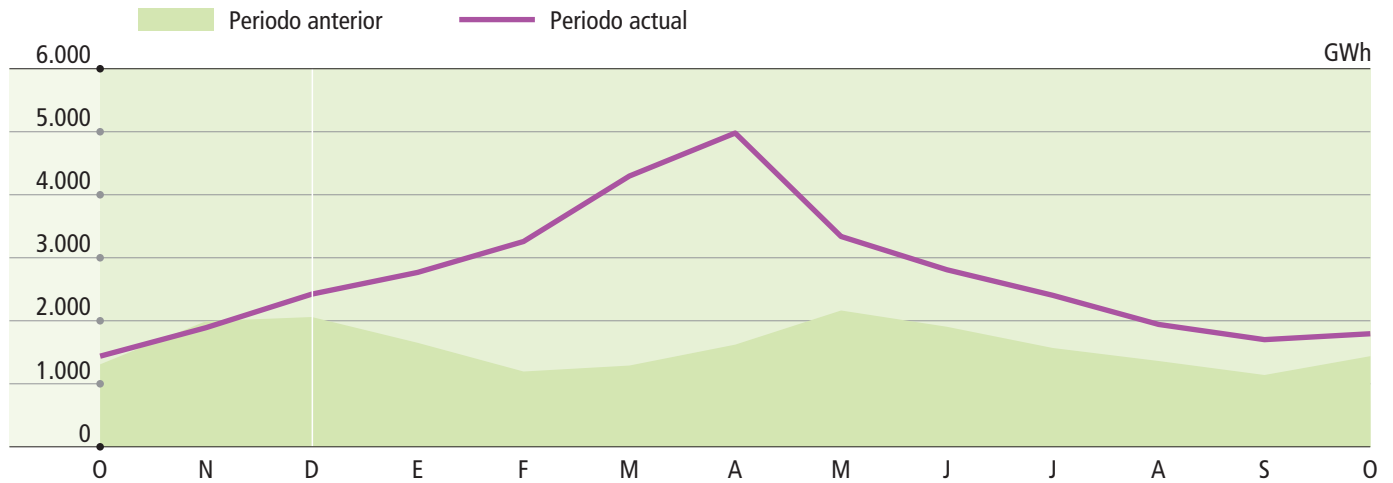
4.3 Cobertura de la máxima demanda horaria (MWh)

	30/10/2012 19-20 h	3/10/2013 13-14 h
Hidráulica	4.386	2.062
Bombeo	1.005	290
Hidráulica	5.391	2.352
Nuclear	6.491	5.938
Carbón	5.234	6.671
Fuel / gas	0	0
Ciclo combinado	11.240	4.116
Térmica	22.966	16.725
Total producción programa	28.356	19.077
Diferencias por regulación		
Total régimen ordinario	28.356	19.077
Hidráulica	632	366
Eólica	1.828	9.298
Solar fotovoltaica	32	1.965
Solar térmica	182	577
Térmica renovable	583	856
Térmica no renovable	4.564	3.824
Régimen especial	7.821	16.886
Consumos en bombeo	0	0
Enlace Península-Baleares	-102	-265
Andorra	-54	-67
Francia	-1.000	-222
Portugal	628	-728
Marruecos	-400	-400
Saldo físico interconexiones internacionales	-826	-1.417
Demanda (b.c.)	35.249	34.281

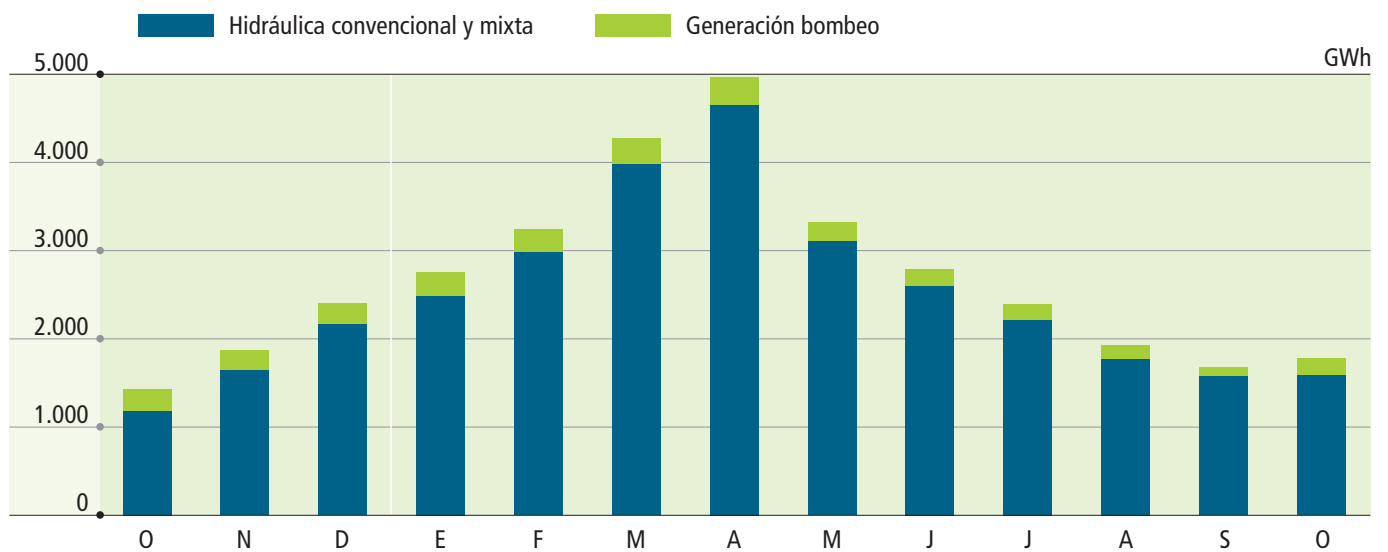
5. Producción hidroeléctrica del régimen ordinario



5.1 Evolución de la energía hidroeléctrica

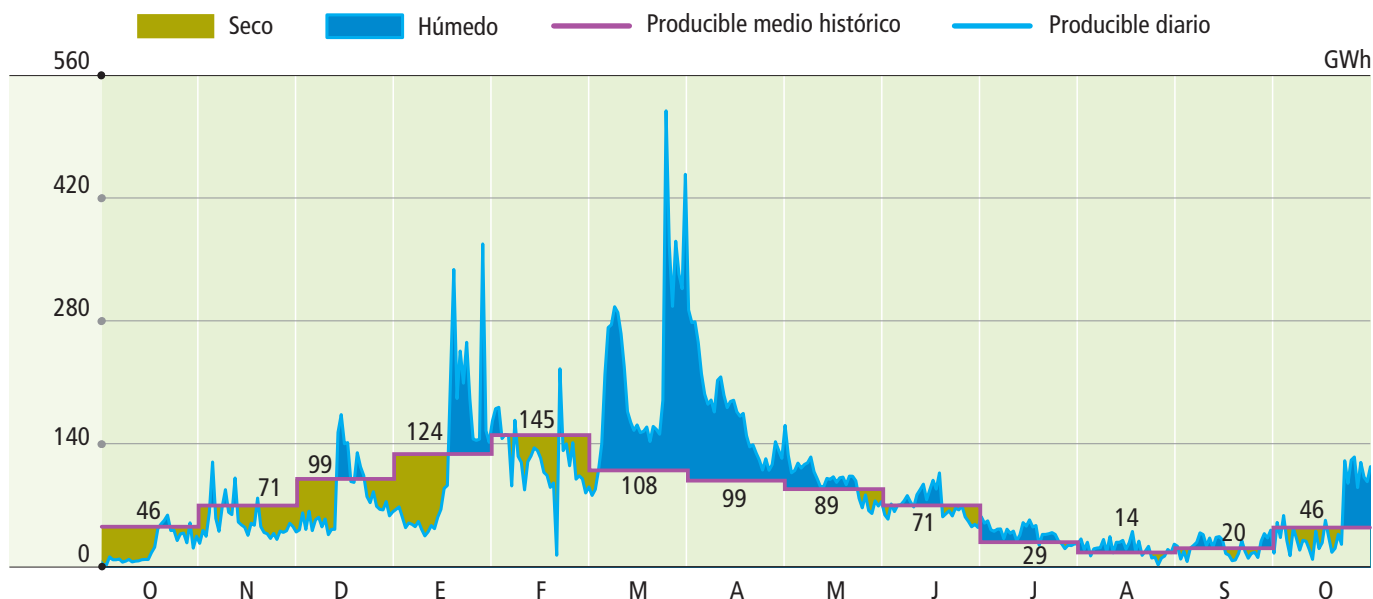


5.2 Desglose de producción hidroeléctrica





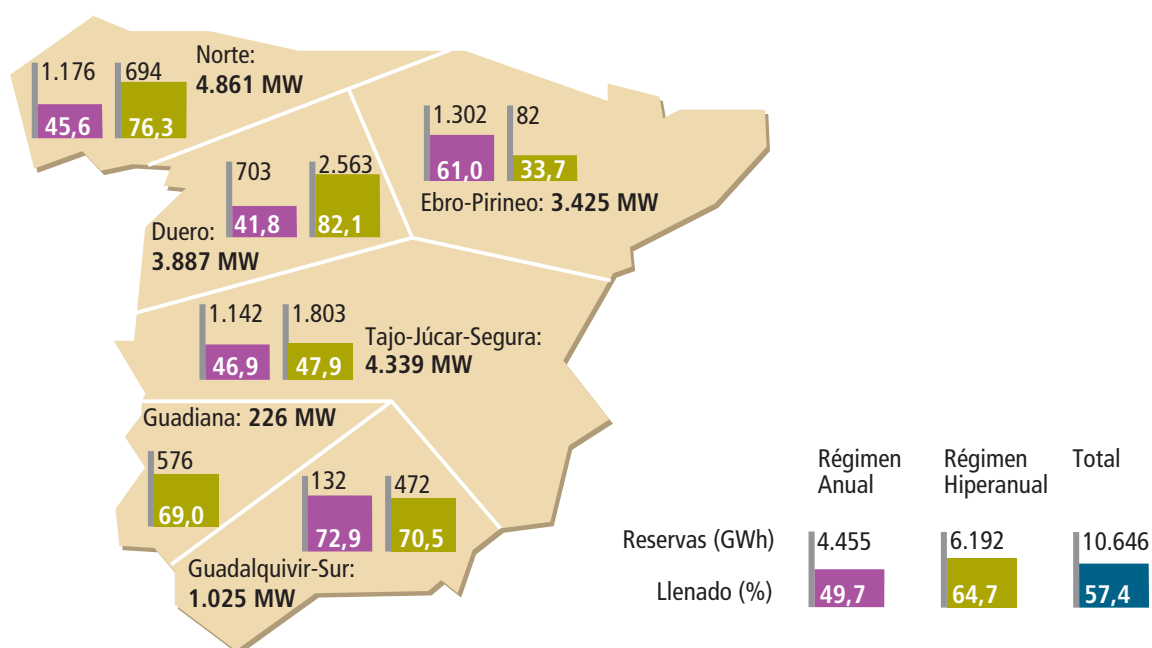
5.3 Producibles hidroeléctrico diario



5.4 Producibles hidroeléctrico

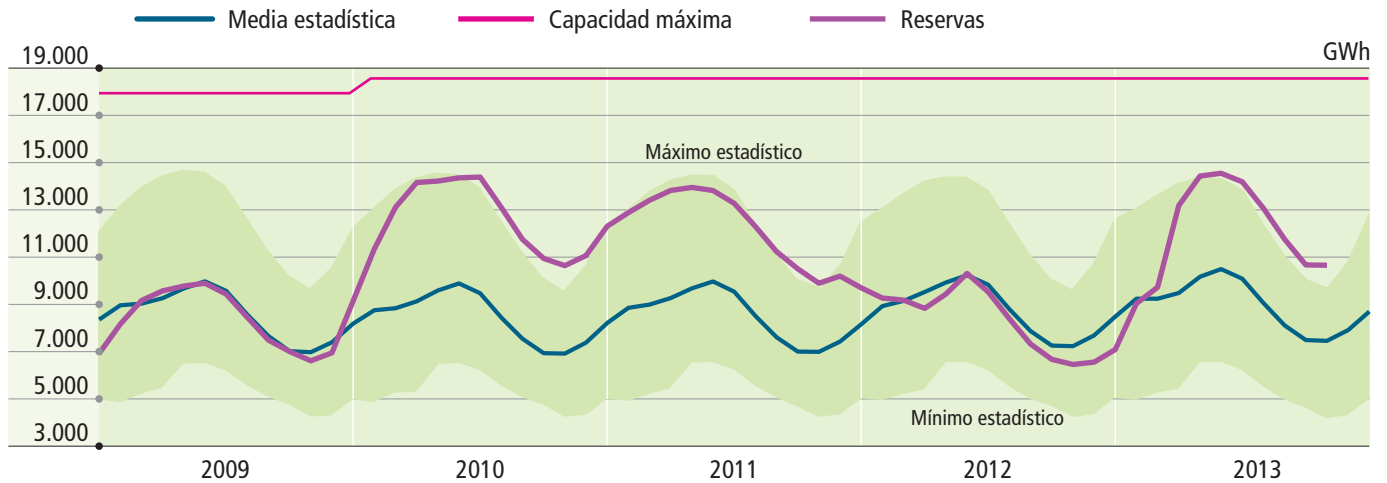
	Octubre 2013	Acumulado Año	Año móvil
Producibles hidroeléctrico (GWh)	1.611	28.669	33.211
Índice de producible	1,13	1,27	1,20
Probabilidad de ser superado (%)	38,7	18,4	25,5

5.5 Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de octubre por cuencas hidrográficas

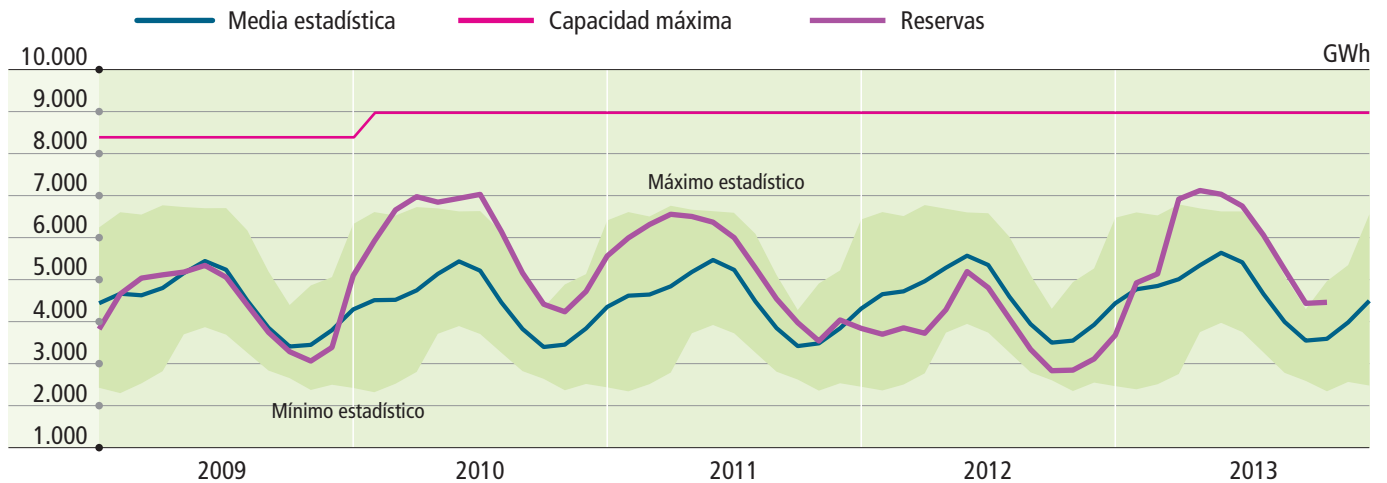




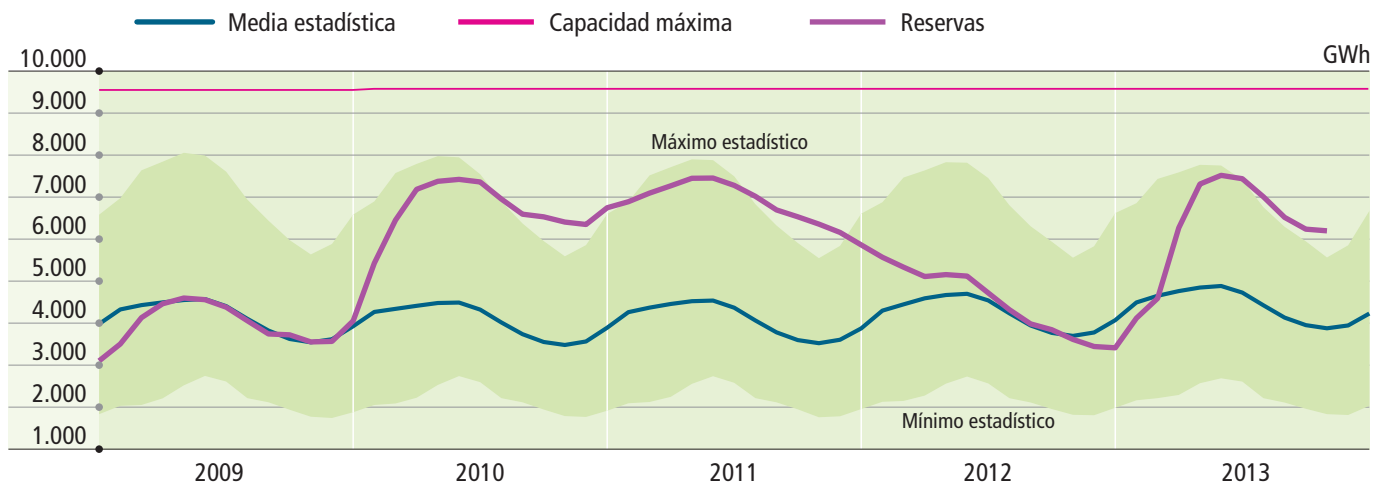
5.6 Evolución de las reservas hidroeléctricas totales



5.7 Evolución de las reservas hidroeléctricas en embalses de régimen anual



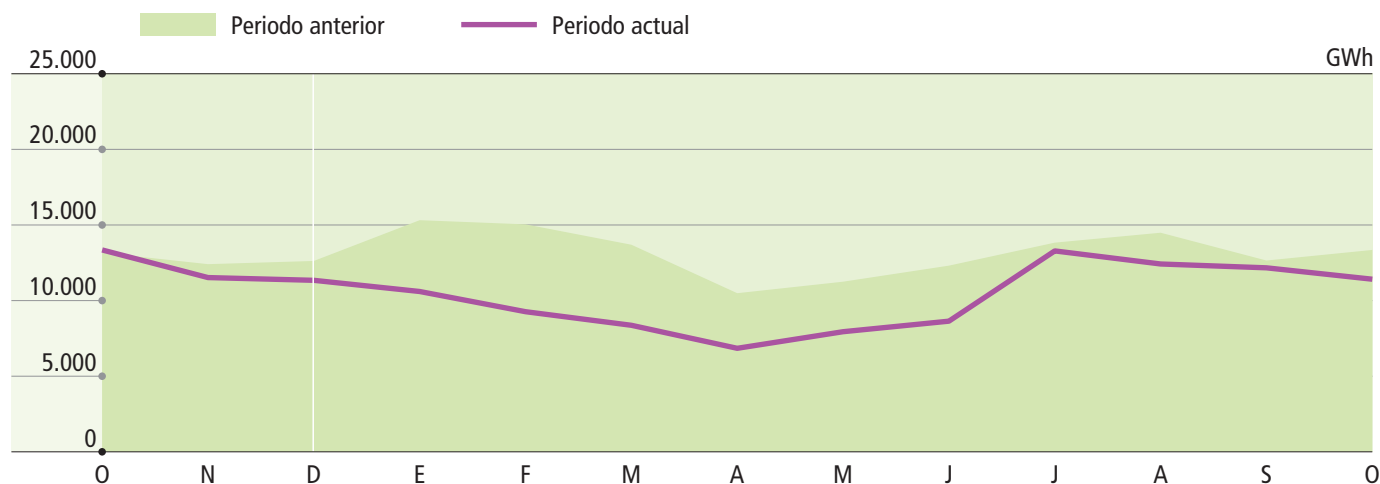
5.8 Evolución de las reservas hidroeléctricas en embalses de régimen hiperanual



6. Producción térmica del régimen ordinario



6.1 Evolución de la producción térmica

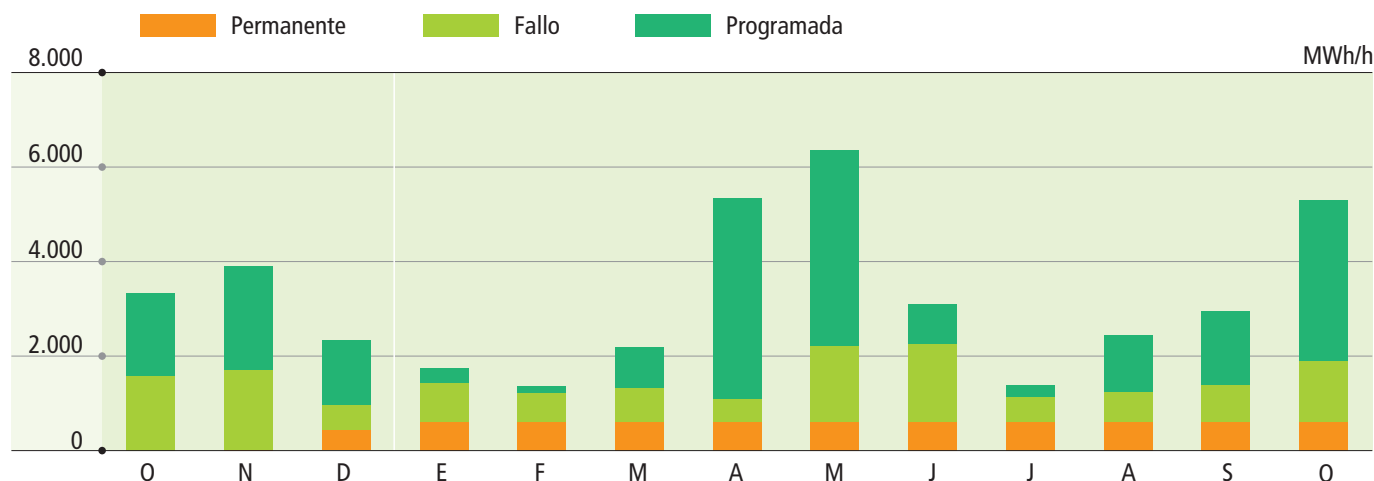


6.2 Producción bruta por tecnología

	Potencia MW	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Nuclear	7.866	4.548	-19,6	48.387	-8,1	57.209	-8,4
Carbón nacional (1)	6.060	1.688	-27,2	11.090	-57,6	15.385	-49,7
Carbón importado	5.071	2.559	26,4	20.974	2,3	24.719	1,7
Fuel / Gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado	25.339	2.577	-22,0	20.083	-38,5	26.002	-34,3
Producción térmica	44.856	11.373	-14,5	100.535	-23,8	123.315	-21,4

(1) Clasificación de los grupos según sus consumos históricos de carbón. A partir de 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás) debido a que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

6.3 Indisponibilidad media horaria mensual





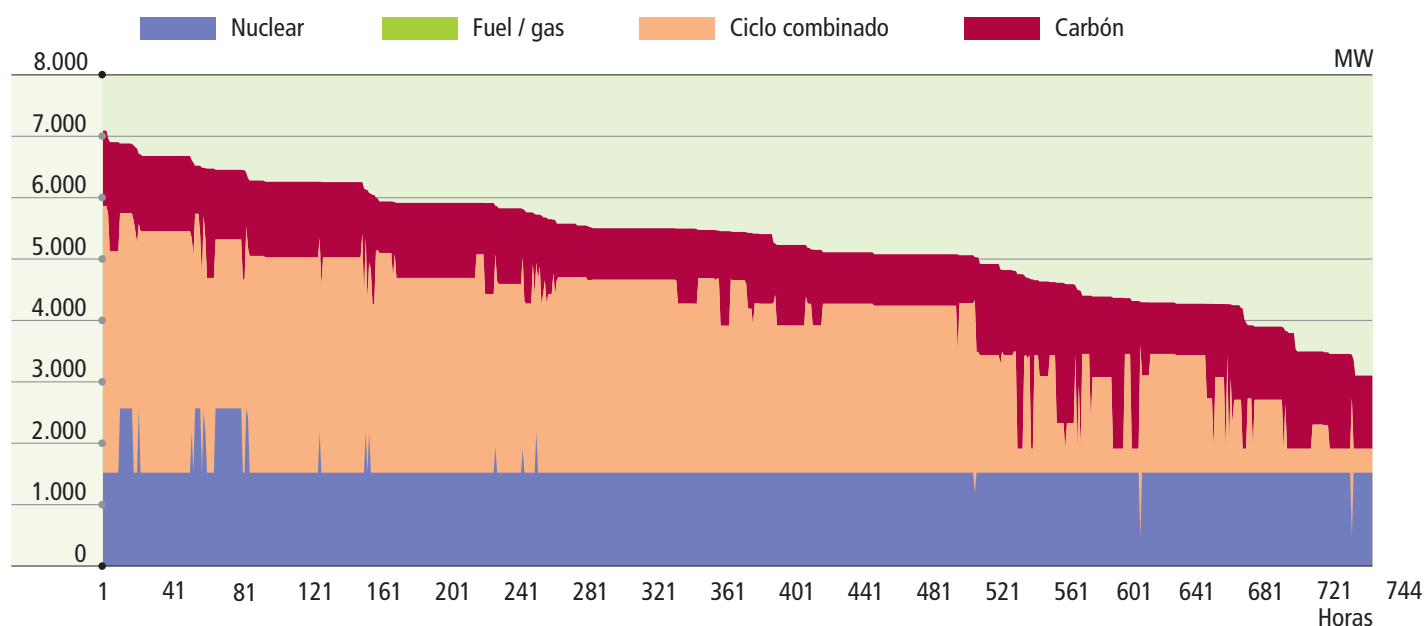
6.4 Comportamiento del equipo térmico

	OCTUBRE 2013			ACUMULADO AÑO		
	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)	
		Programada	Fallo		Programada	Fallo
Nuclear	79,3	14,0	6,7	85,8	4,3	9,9
Carbón	88,7	8,0	3,3	91,4	5,0	3,6
Fuel / gas	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ciclo combinado	89,9	5,9	4,1	95,0	3,4	1,5
Total	87,9	7,8	4,3	92,6	3,9	3,5

6.5 Potencias máximas indisponibles por tipo de indisponibilidad

	Fecha	Tipo indisponibilidad (MW)			Total	Demanda (MWh)	Indisponib./ Potencia neta térmica (%)
		Permanente	Fallo	Programada			
Octubre:							
Indisponibilidad por fallo máxima del mes	28/10/2013 17-18 h.	597	3.394	2.610	6.601	30.054	15,1
Indisponibilidad en la punta	03/10/2013 13-14 h.	597	0	714	1.311	34.281	3,0
Indisponibilidad máxima	12/10/2013 21-22 h.	597	1.573	4.911	7.081	26.945	16,2
Año:							
Indisponibilidad por fallo máxima del mes	27/05/2013 06-07 h.	455	4.612	2.883	7.950	22.283	18,2
Indisponibilidad en la punta	27/02/2013 20-21 h.	455	328	953	1.736	39.963	4,0
Indisponibilidad máxima	17/05/2013 20-21 h.	455	4.013	4.503	8.971	28.819	20,6
Históricos:							
Indisponibilidad por fallo máxima del mes	28/11/2009 11-12 h.	748	7.791	944	9.483	29.476	21,6
Indisponibilidad en la punta	17/12/2007 19-20 h.	1.154	1.950	1.515	4.619	44.876	10,6
Indisponibilidad máxima	12/11/2007 09-10 h.	1.115	5.519	6.389	13.023	35.092	29,7

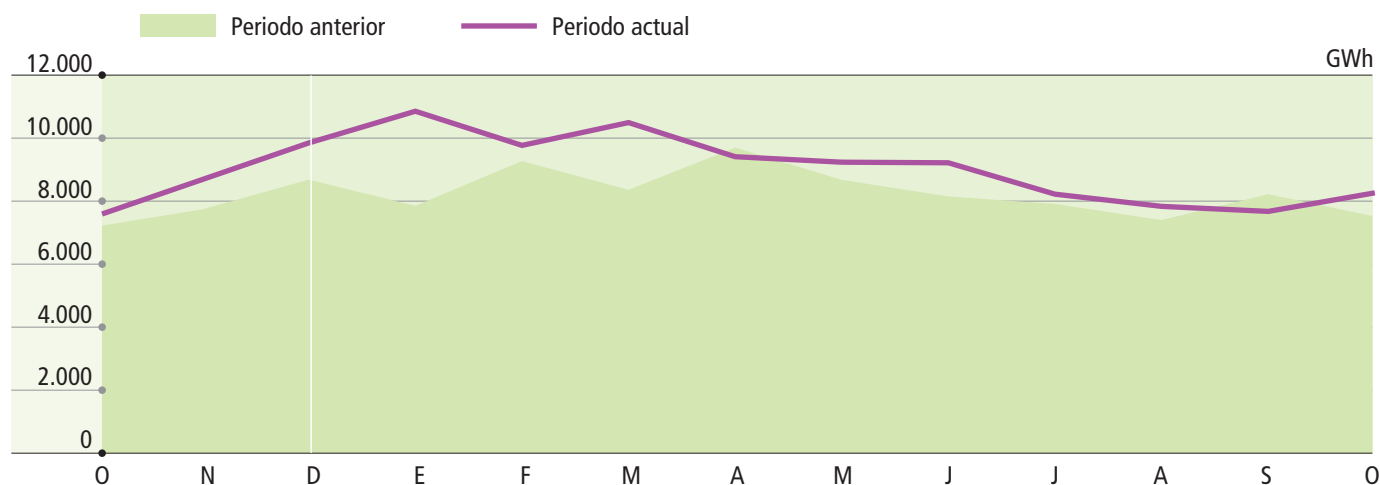
6.6 Curva monótona de indisponibilidad del equipo térmico



7. Producción régimen especial



7.1 Evolución de la energía adquirida al régimen especial



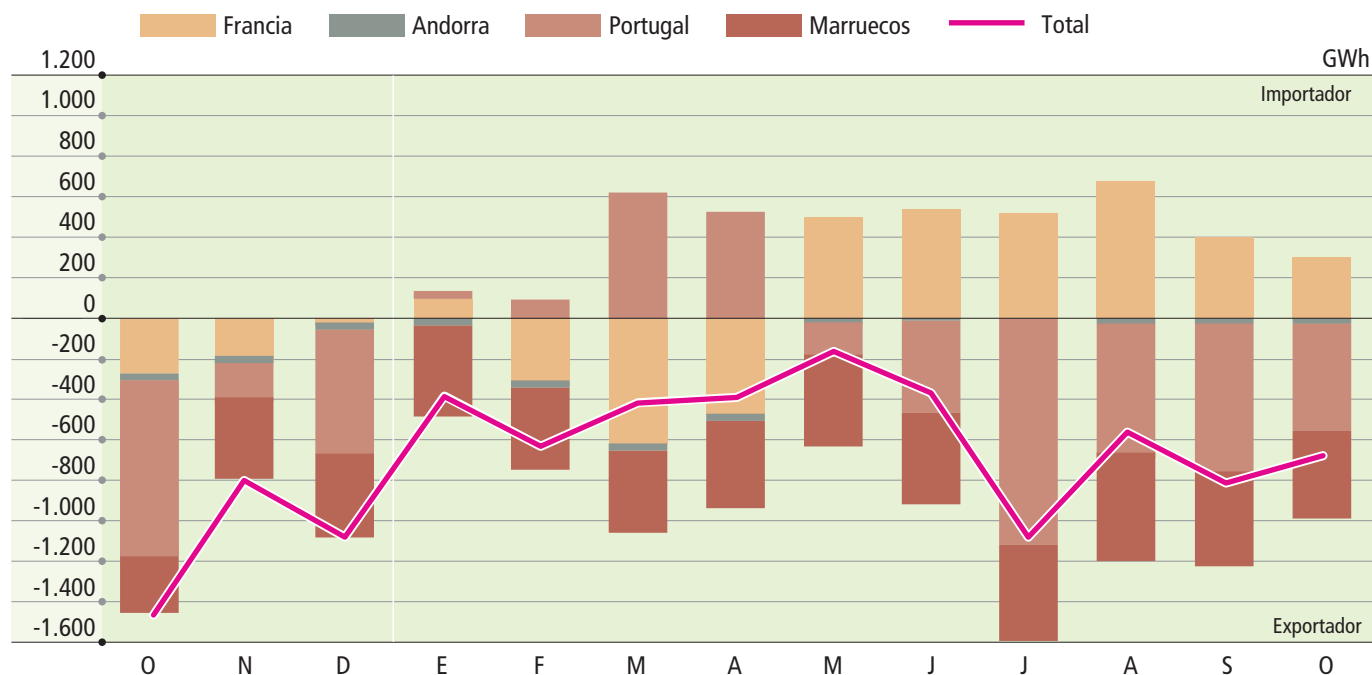
7.2 Producción del régimen especial

	Potencia MW	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	2.057	342	26,8	6.003	66,2	7.034	56,8
Eólica	22.739	4.031	28,8	43.207	13,5	53.261	14,6
Solar fotovoltaica	4.435	637	12,3	7.319	3,1	8.047	2,5
Solar térmica	2.300	341	19,3	4.144	30,5	4.414	32,1
Térmica renovable	979	401	-2,9	4.210	7,6	5.045	7,9
Térmica no renovable	7.127	2.571	-11,4	26.731	-3,7	32.476	-2,6
Régimen especial	39.636	8.323	10,0	91.615	9,5	110.277	10,1

8. Intercambios internacionales



8.1 Saldo físico de intercambios por frontera



8.2 Intercambios internacionales programados por tipo de transacción e interconexión (GWh)

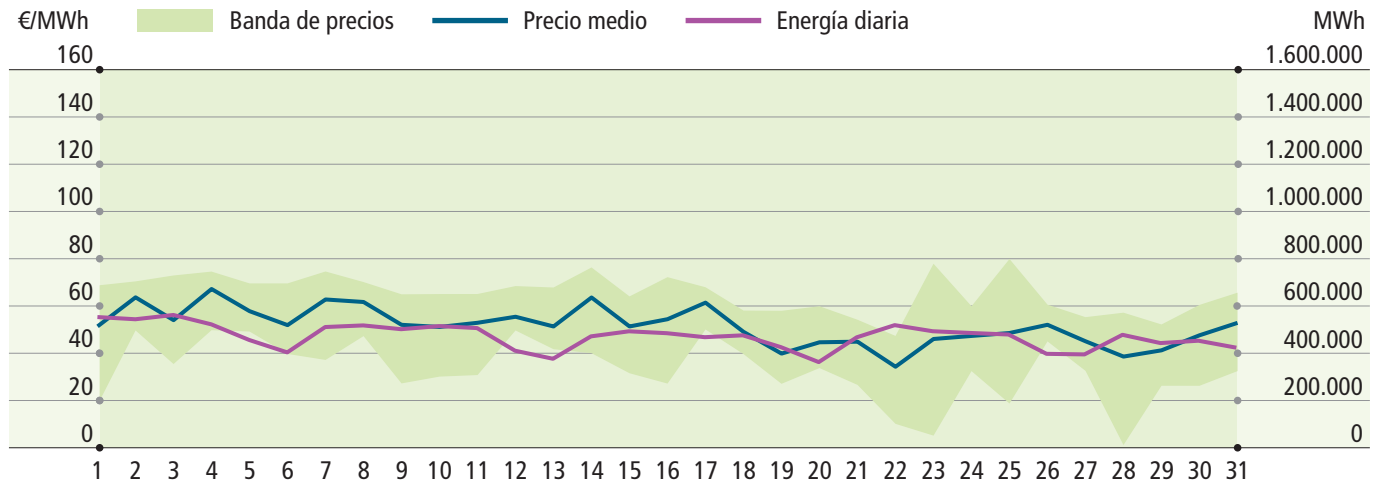
	Comercializadoras		Programas de intercambio P-E ⁽²⁾		Intercambios de Apoyo		Acciones coordinadas de balance		Total		
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Saldo
Francia ⁽¹⁾	571	285	0	0	0	0	0	1	571	286	285
Portugal	0	0	118	648	0	0	0	0	118	648	-530
Andorra	0	33	0	0	0	0	0	0	0	33	-33
Marruecos	0	400	0	0	0	0	0	0	0	400	-400
Total	571	717	118	648	0	0	0	1	689	1.366	-678

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

(2) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado ibérico diario e intradiario la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza por medio de un proceso de *market splitting* donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precio diferentes en caso de congestión. La capacidad de intercambio no se asigna a ningún Sujeto del Mercado en concreto sino que como resultado de este proceso se obtiene un saldo de energía por la interconexión.

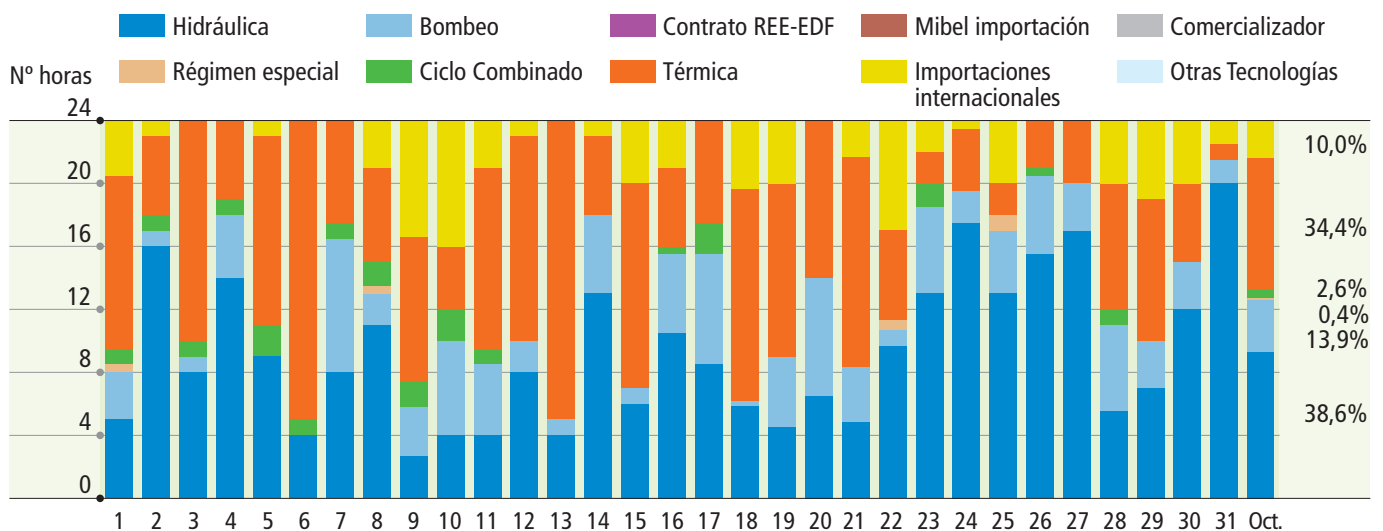


9.4 Mercado diario: precio y energía



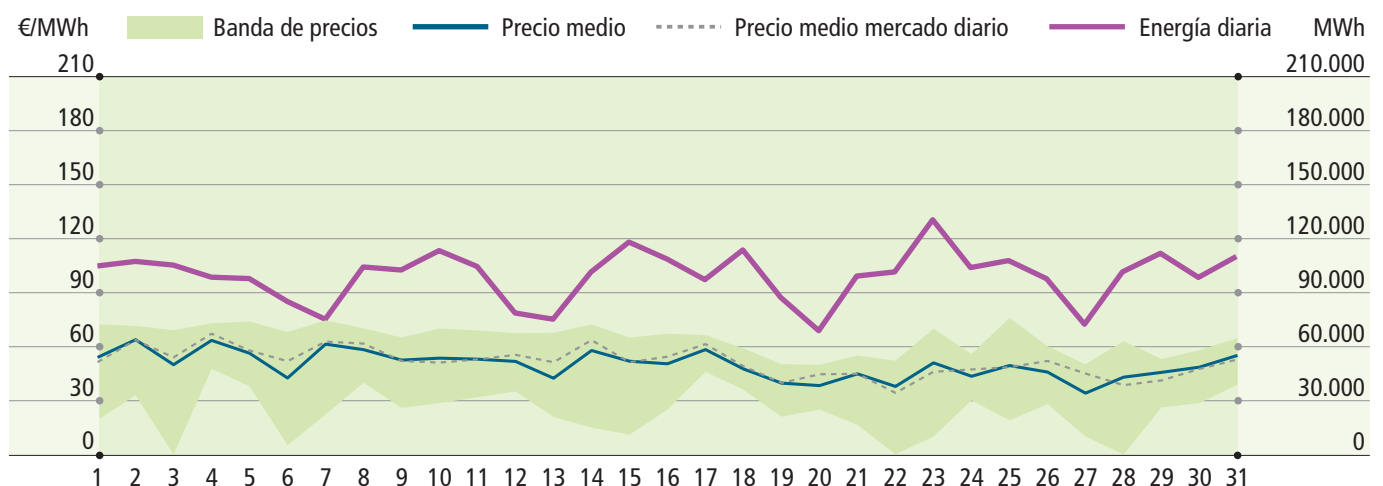
Fuente: OMEL

9.5 Mercado diario: participación de cada tecnología en la fijación del precio marginal



Fuente: OMEL

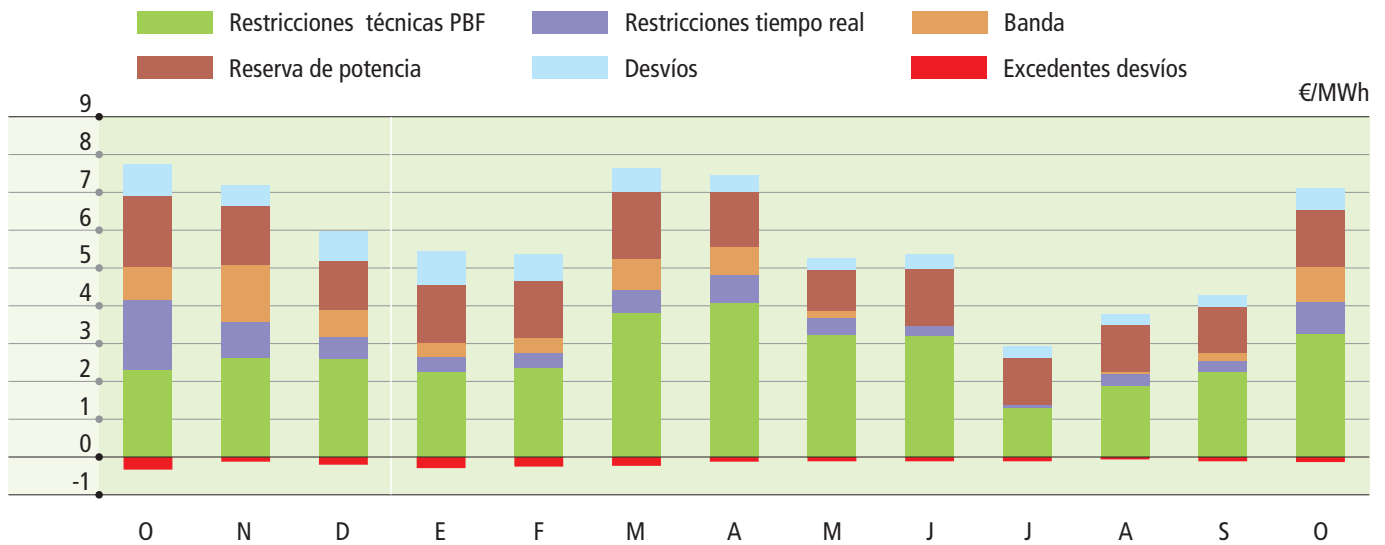
9.6 Mercado intradiario: precio y energía



Fuente: OMEL



9.7 Repercusión de las restricciones técnicas y los mercados de ajuste en el precio final medio



9.8 Energía y precios medios ponderados gestionados por el operador del sistema

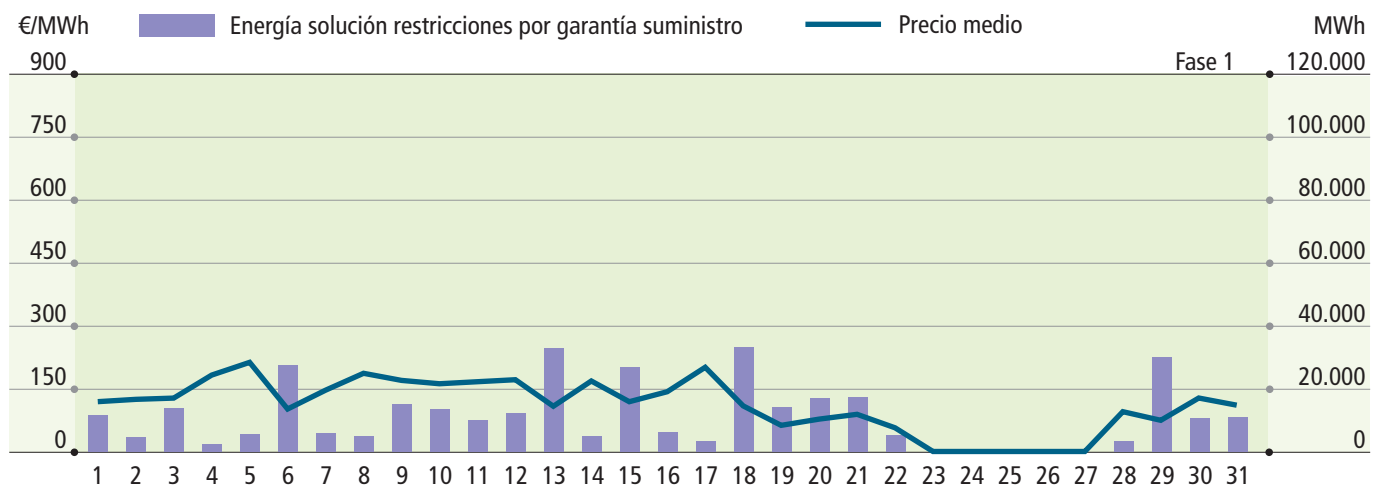
	Energía (MWh)		Precio (€/MWh)	
	a subir	a bajar	a subir	a bajar
Restricciones garantía suministro (1)	344.079	-	138,09	-
Restricciones técnicas (PBF) (2)	563.002	23.399	156,80	54,29
Reserva de potencia adicional a subir (3)	440.068	-	43,39	-
Banda de regulación secundaria (4)	686	506		30,12
Regulación secundaria	133.015	101.598	52,43	30,10
Regulación terciaria	274.087	192.603	63,06	15,91
Gestión de desvíos	145.905	110.137	60,29	27,17
Restricciones en tiempo real	45.702	45.070	416,81	28,05

(1) Energía incrementada en la fase 1 de resolución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010) (P.O.3.10).
 (2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de resolución de restricciones técnicas del PDBF (P.O.3.2).

(3) Volumen total mensual (MW). Precio medio (€/MW).

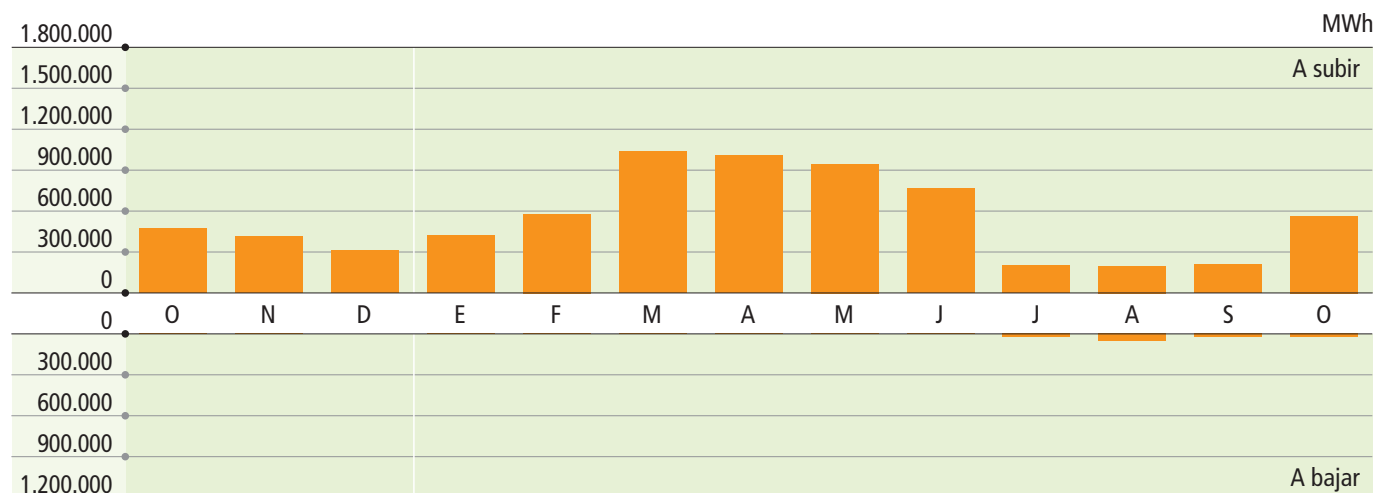
(4) Potencia horaria media (MW). Precio medio (€/MW).

9.9 Resolución de restricciones por garantía de suministro (Fase 1)

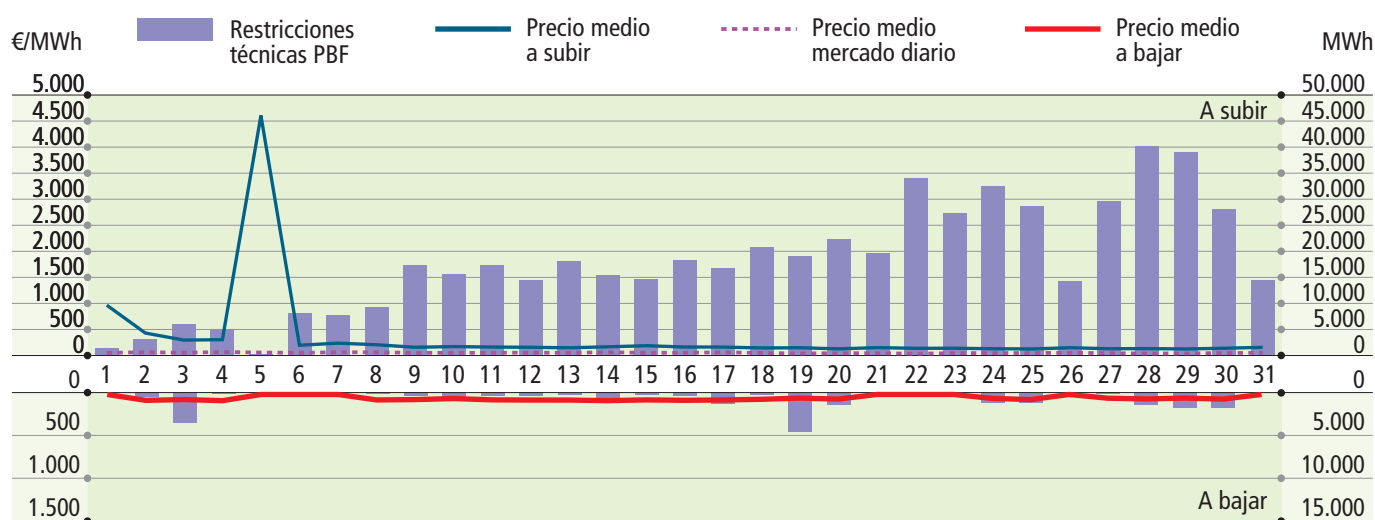




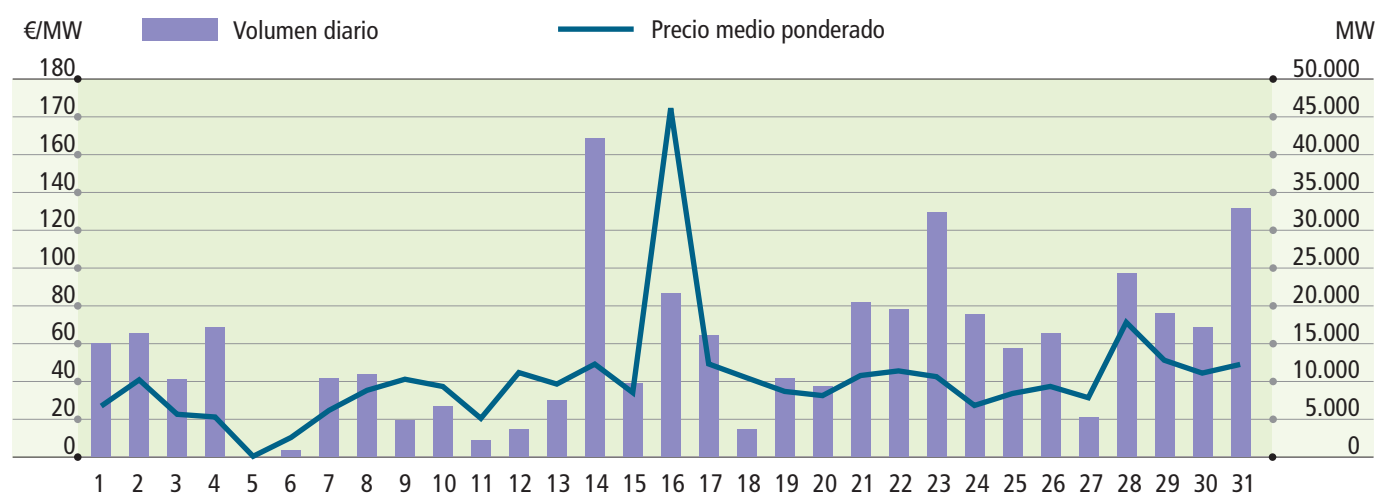
9.10 Energía programada por restricciones técnicas (Fase 1)



9.11 Resolución de restricciones técnicas (Fase 1)

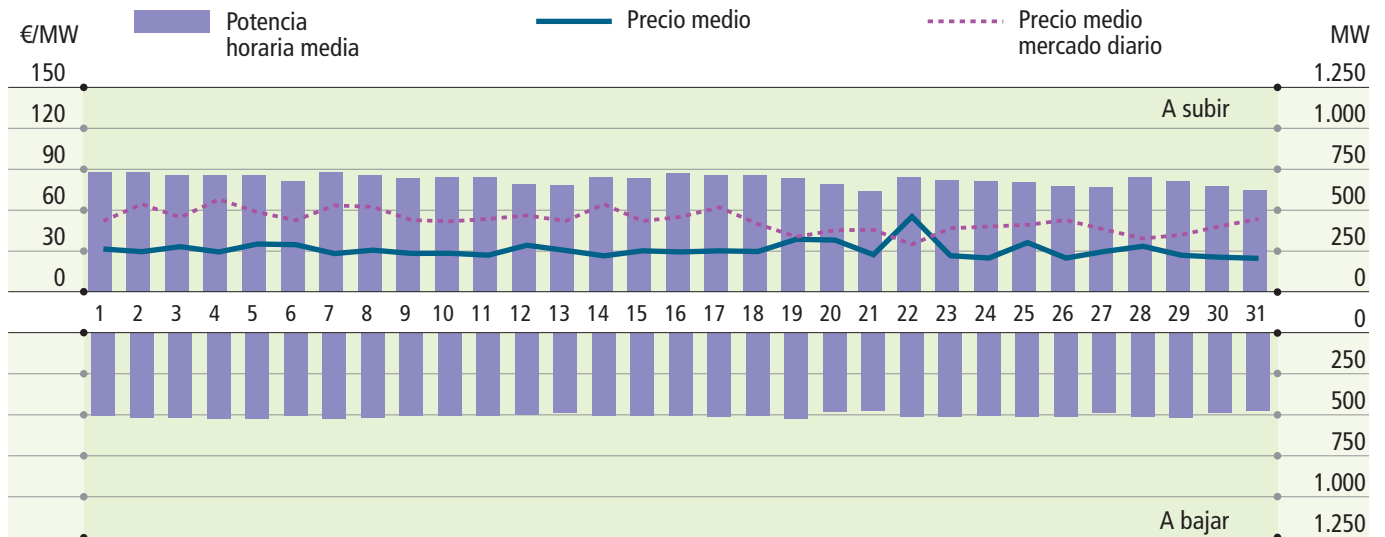


9.12 Reserva de potencia adicional a subir asignada

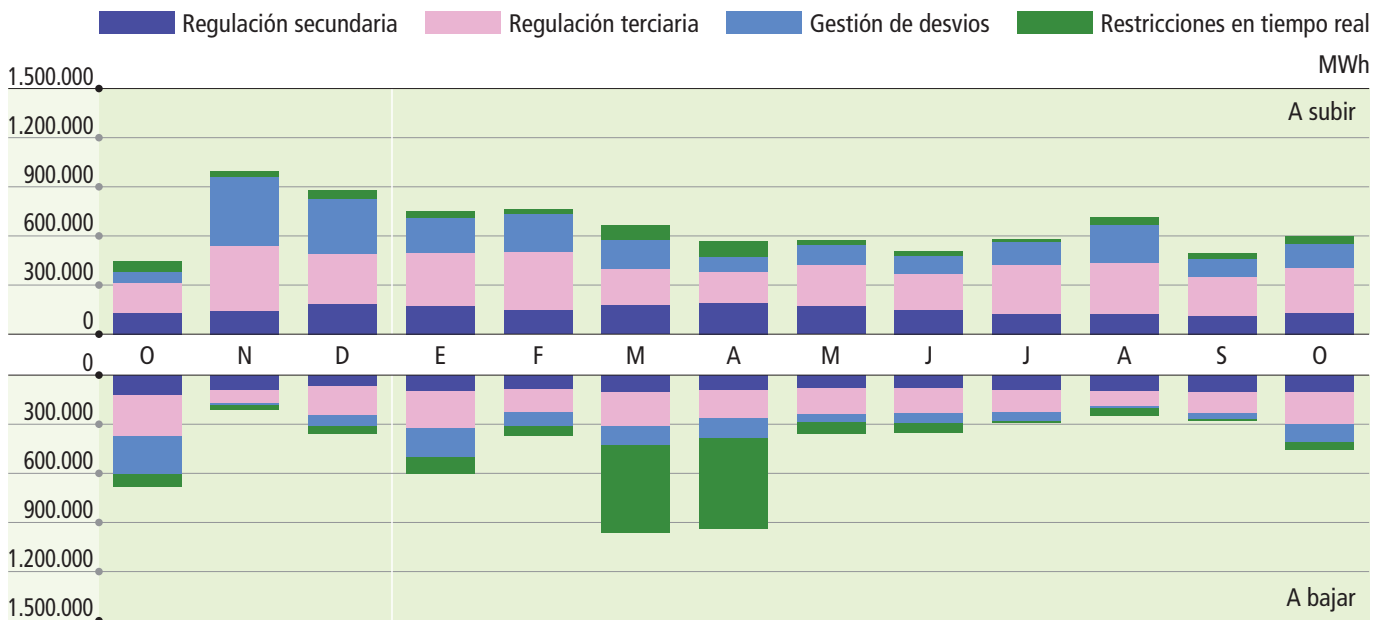




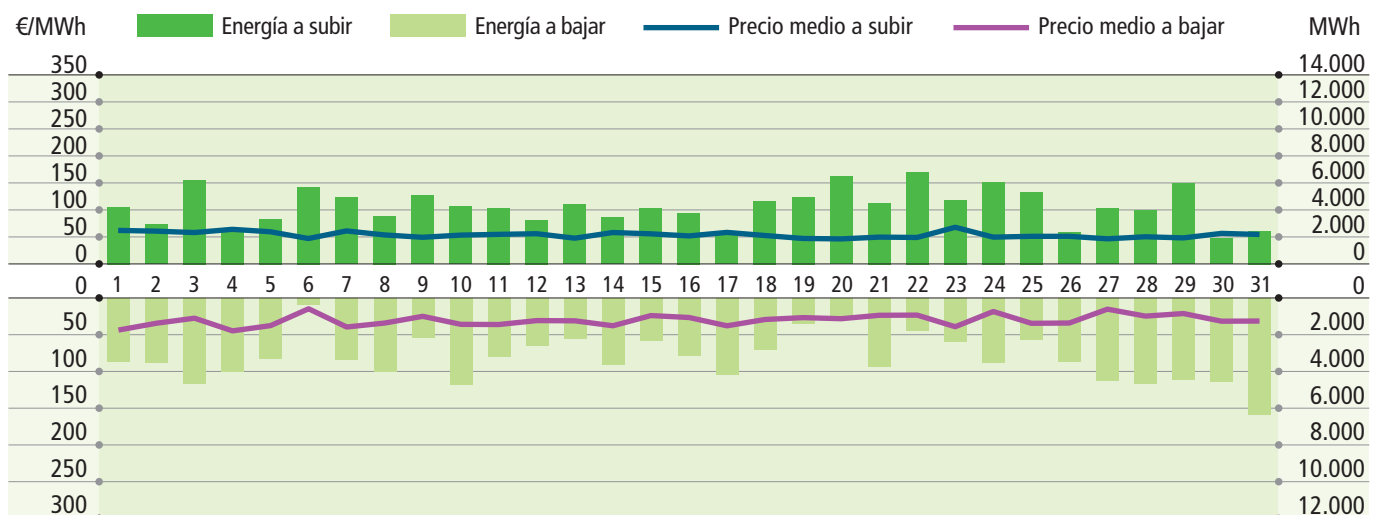
9.13 Banda de regulación secundaria



9.14 Energía gestionada en los mercados de ajuste

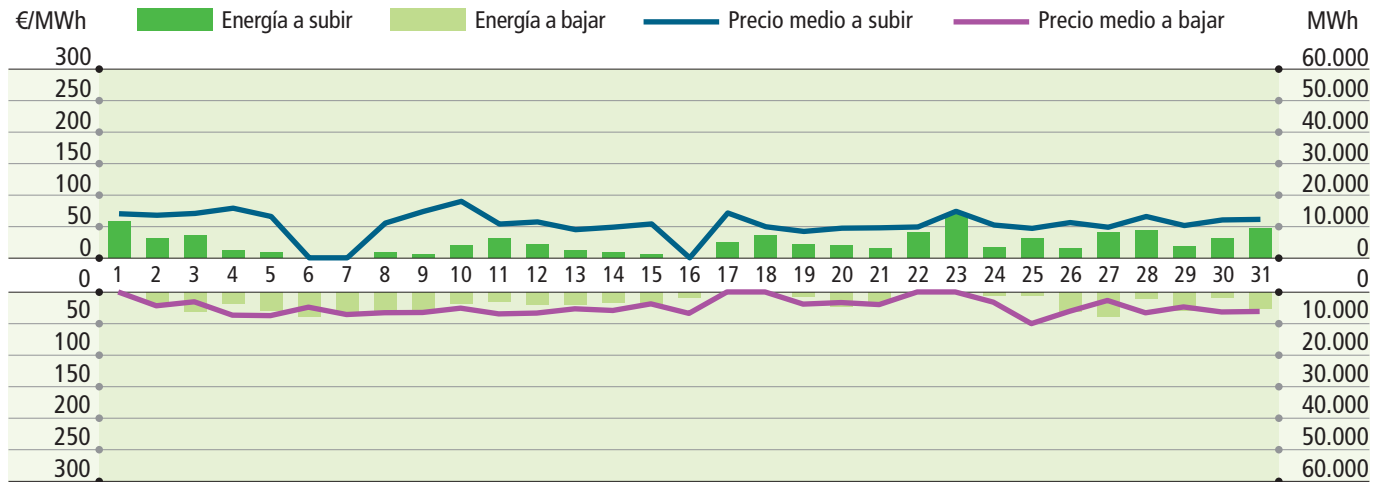


9.15 Regulación secundaria

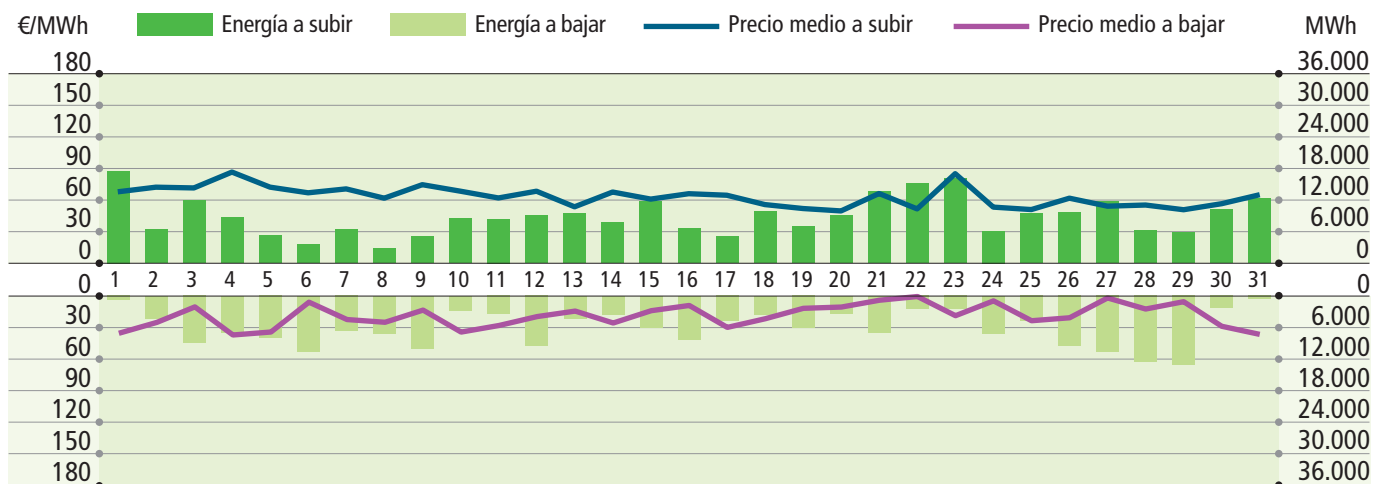




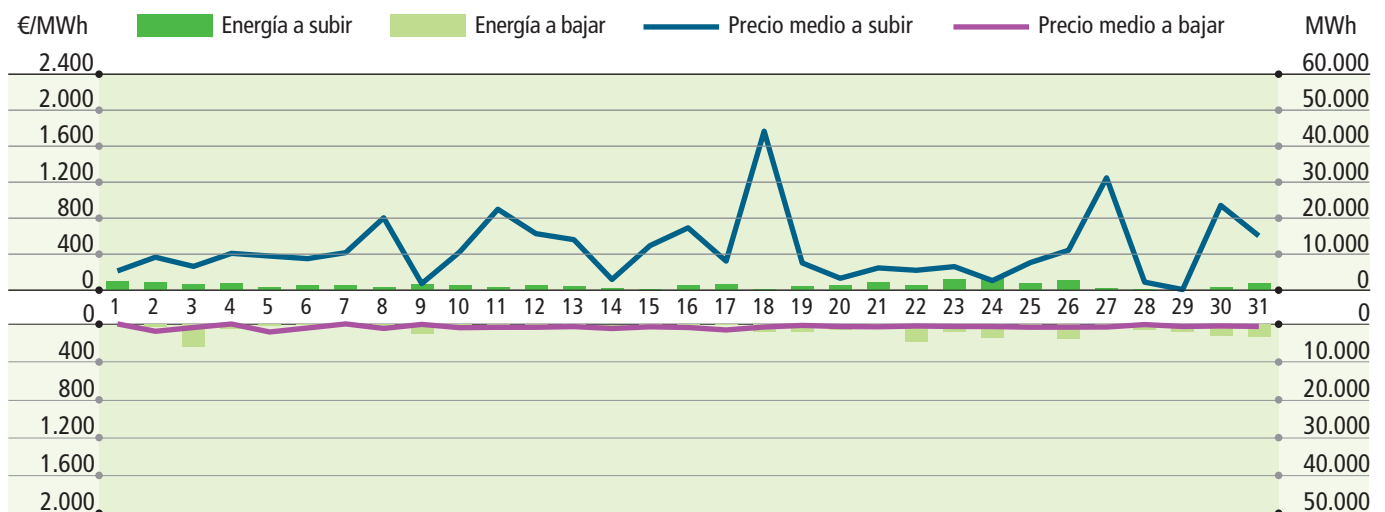
9.16 Gestión de desvíos



9.17 Regulación terciaria

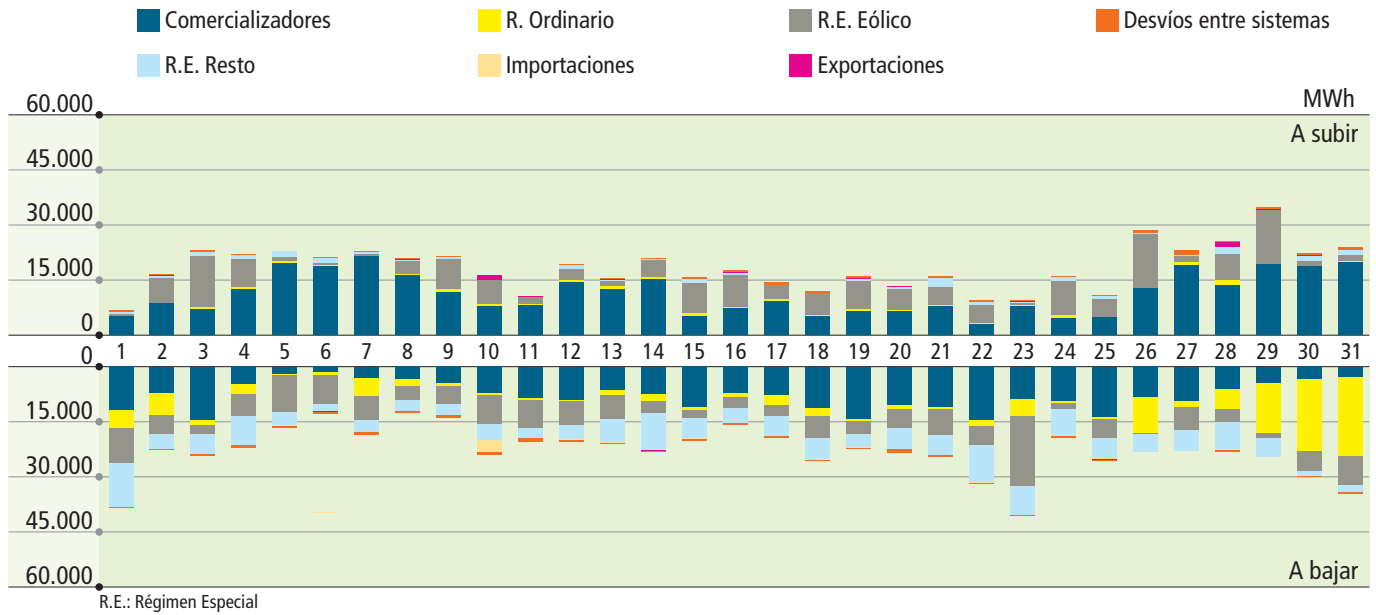


9.18 Restricciones en tiempo real

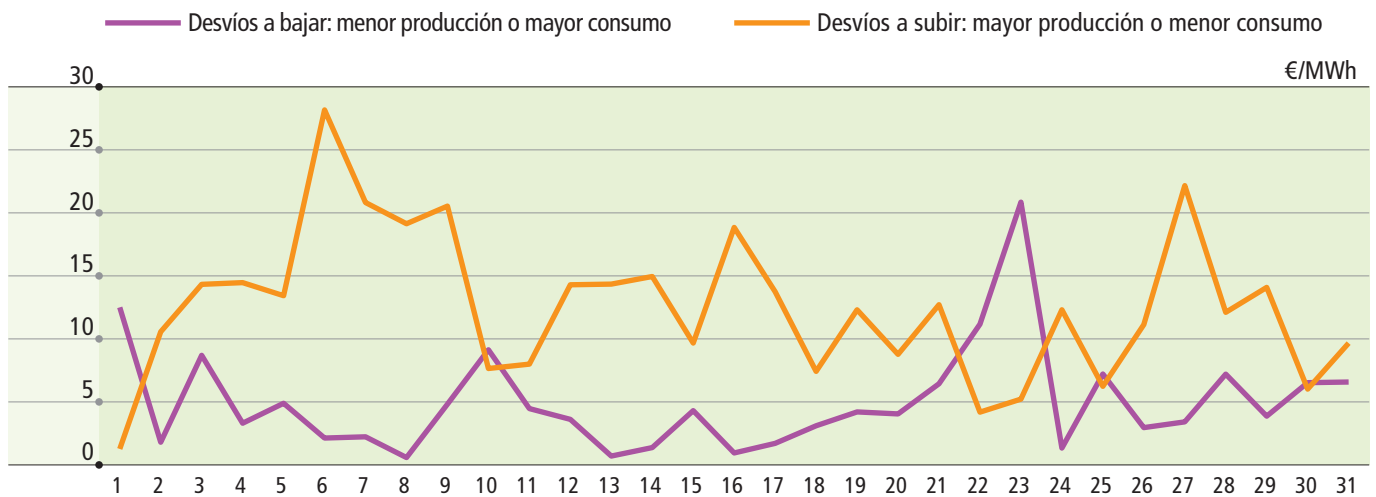




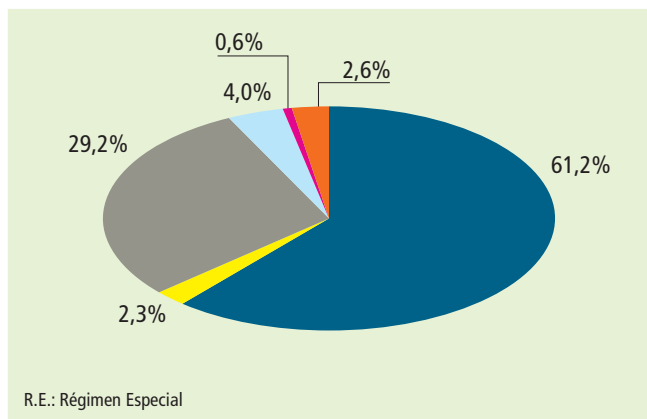
9.19 Desvíos netos medidos por tecnologías



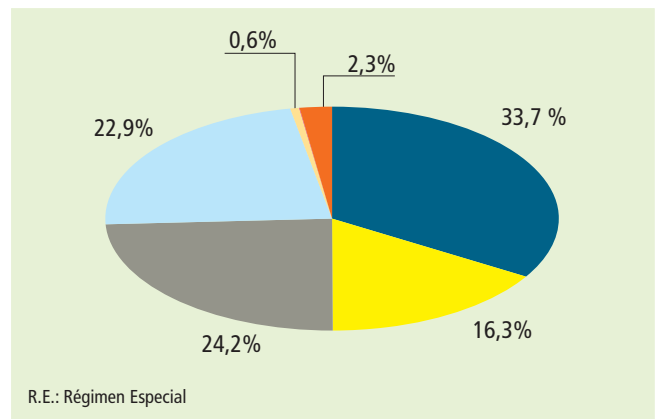
9.20 Coste medio de los desvíos



9.21 Desvío netos medidos a subir por tecnologías



Desvíos netos medidos a bajar por tecnologías



■ Comercializadores ■ R. Ordinario ■ R.E. Eólico ■ R.E. Resto ■ Importaciones ■ Exportaciones ■ Desvíos entre sistemas

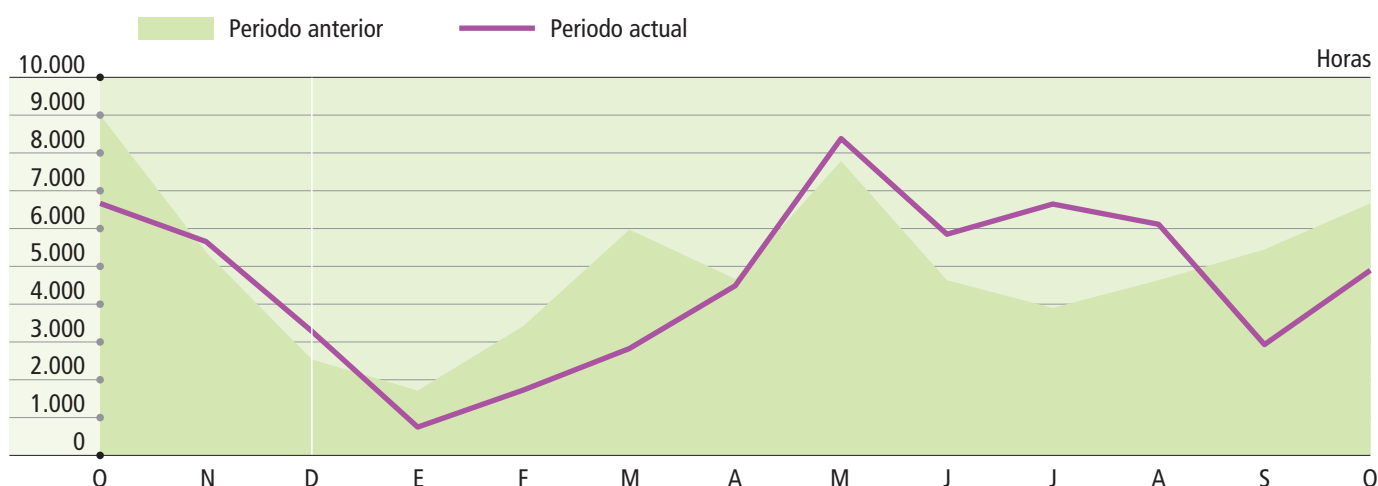
10. Gestión de la red de transporte



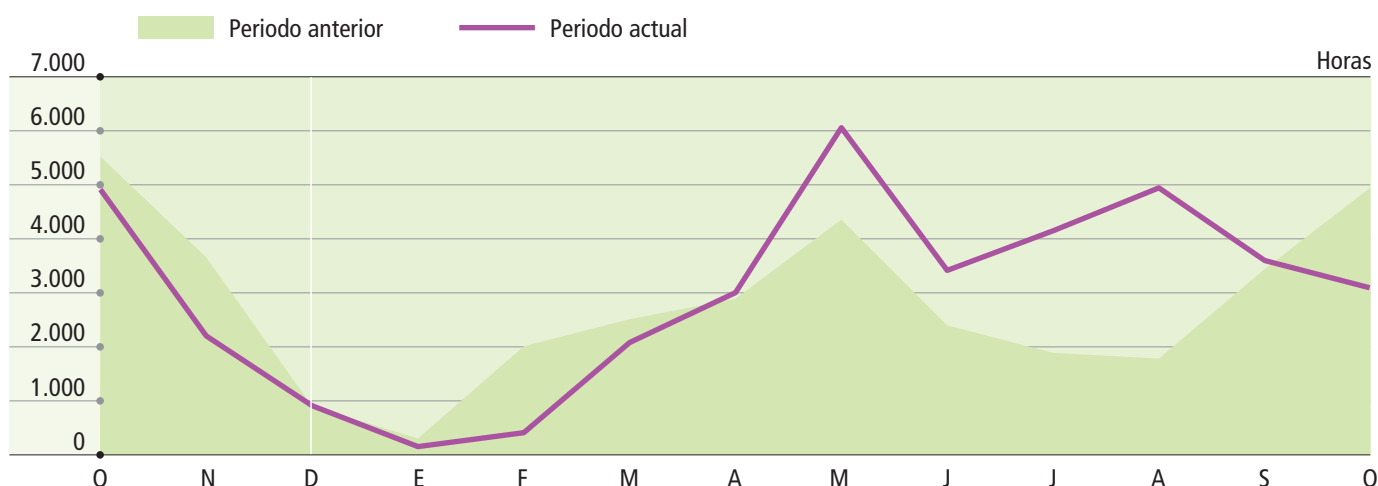
10.1 Instalaciones de la red de transporte

		400 kV	≤ 220 kV	Total
Líneas	Longitud (km)	20.050	17.757	37.807
Subestaciones	Posiciones	1.336	2.969	4.305
Transformación	Número de unidades	147	1	148
	Capacidad (MVA)	75.834	63	75.897
Reactancias	Número de unidades	44	51	95
	Capacidad (MVar)	6.350	3.114	9.464
Condensadores	Número de unidades	2	11	13
	Capacidad (MVar)	200	1.100	1.300
Cable submarino	Longitud (km)	29	236	265
Cable subterráneo	Longitud (km)	26	435	461

10.2 Descargos en líneas por mantenimiento



10.3 Descargos en subestaciones por mantenimiento





10.4 Disponibilidad de la red de transporte

	Octubre 2013		Acumulado anual	
	%	% 13/12	%	% 13/12
Disponibilidad de la red de transporte	96,95	0,4	98,11	0,5

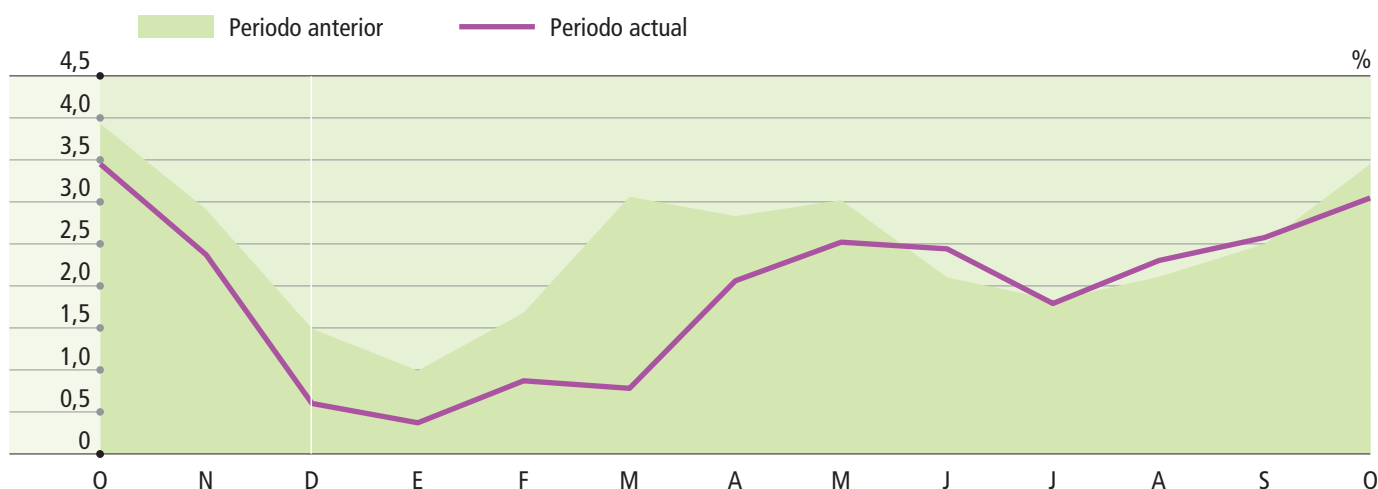
10.5 Causas de indisponibilidad de la red de transporte

	Octubre 2013		Acumulado anual	
	%	% 13/12	%	% 13/12
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,73	0,0	0,61	45,2
Causas ajenas al mantenimiento	2,12	-17,5	1,08	-37,6
Mantenimiento correctivo	0,20	42,9	0,18	-18,2
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,00	-	0,01	0,0
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,58	176,2	0,25	92,3
Sin clasificar (*)	0,00	-	0,00	-
Total (**)	3,05	-11,6	1,89	-20,3

(*) Datos facilitados por otros transportistas pendientes de clasificar.

(**) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye la indisponibilidad por causas de fuerza mayor o acciones de terceros.

10.6 Evolución de la indisponibilidad de la red de transporte

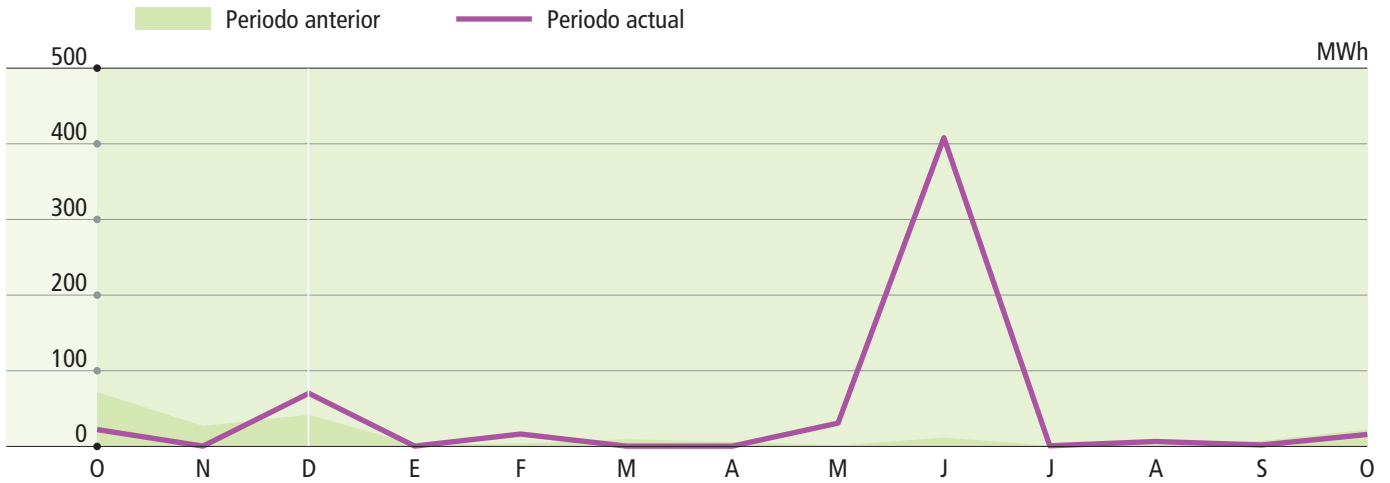


10.7 Calidad de servicio: ENS y TIM de la red de transporte

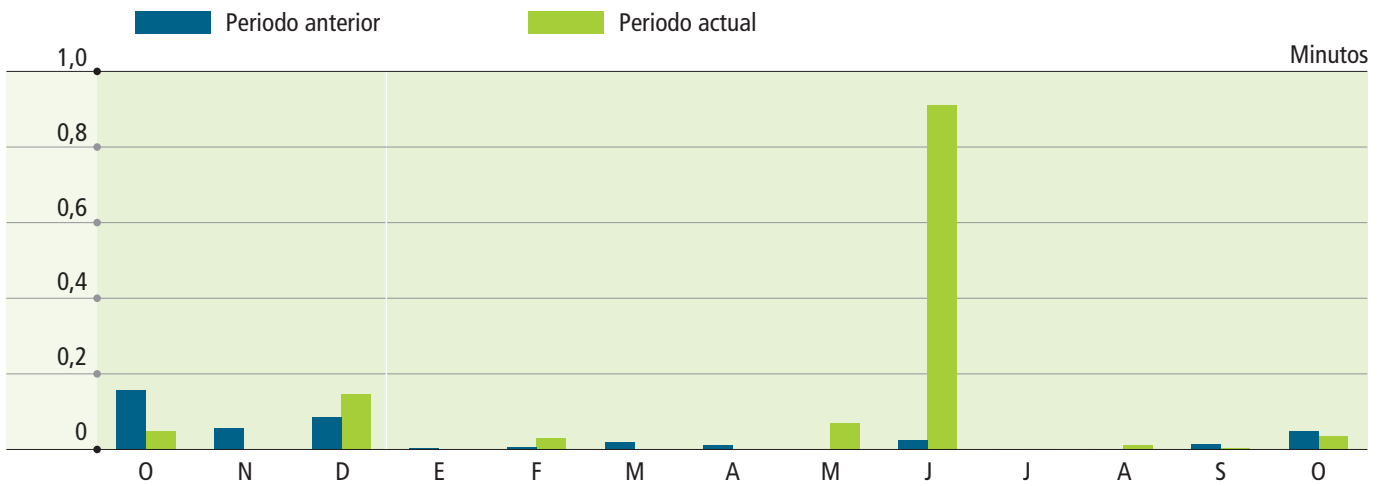
	Octubre 2013	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	15,43	477,85	547,67
Tiempo de interrupción medio (min.)	0,035	1,023	1,169



10.8 Evolución de la energía no suministrada de la red de transporte



10.9 Evolución del tiempo de interrupción medio de la red de transporte



11. Sistema eléctrico Islas Baleares



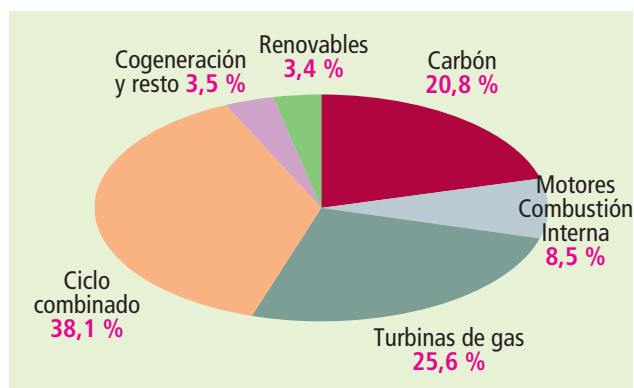
11.1 Balance de energía eléctrica Islas Baleares

	Potencia MW	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		MWh	% 13/12	MWh	% 13/12	MWh	% 13/12
Carbón	510	185.928	-8,9	2.201.946	-14,3	2.572.078	-14,6
Fuel / gas	837	100.633	2,2	1.116.951	-3,2	1.285.634	-3,0
Motores de combustión interna ⁽¹⁾	209	49.484	-22,2	667.716	-22,3	774.070	-21,8
Turbina de gas	628	51.148	46,7	449.234	52,7	511.563	52,1
Turbina de vapor	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	934	57.271	-24,2	358.555	-58,3	442.035	-57,0
Régimen ordinario	2.281	343.832	-9,1	3.677.451	-19,8	4.299.746	-19,9
Consumos en generación		-16.304	-35,2	-254.317	-16,2	-299.970	-16,1
Hidráulica	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	4	468	11,2	4.787	-8,1	6.073	-4,3
Solar fotovoltaica	78	9.016	-3,8	111.256	10,9	123.802	11,8
Térmica renovable	2	24	-57,3	530	12,7	629	33,8
Térmica no renovable	86	18.822	12,5	212.269	-7,1	255.865	-7,8
Régimen especial	169	28.331	6,6	328.843	-1,7	386.370	-2,2
Generación neta		355.858	-6,3	3.751.977	-18,7	4.386.146	-18,8
Enlace Peninsular-Baleares ⁽²⁾		109.074	55,3	1.094.634	-	1.253.320	-
Demanda transporte (b.c.)	2.450	464.932	3,3	4.846.611	-3,6	5.639.466	-3,0

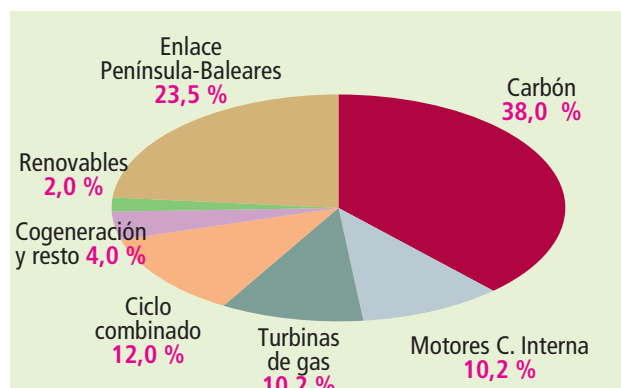
⁽¹⁾ Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil o gas natural.

⁽²⁾ Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador. Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13.08.2012.

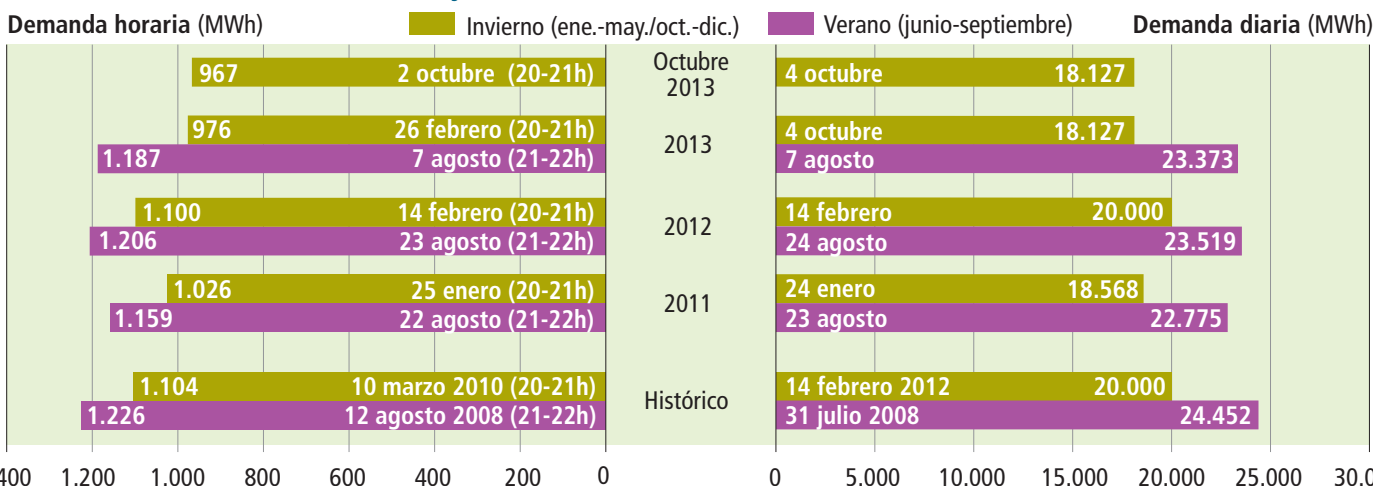
11.2 Estructura de potencia instalada Islas Baleares a 31 de octubre 2013



11.3 Cobertura de la demanda. Islas Baleares. Octubre 2013



11.4 Máxima demanda horaria y diaria Islas Baleares





11.5 Disponibilidad de la red de transporte. Islas Baleares

	Octubre 2013 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Disponibilidad	96,73	97,99	97,78

11.6 Causas de indisponibilidad de la red de transporte. Islas Baleares

	Octubre 2013 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,66	0,13	0,19
Causas ajenas al mantenimiento	2,56	1,86	2,01
Mantenimiento correctivo	0,05	0,02	0,02
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,00	0,00	0,00
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,00	0,01	0,01
Sin clasificar (*)	0,00	0,00	0,00
Total (**)	3,27	2,01	2,22

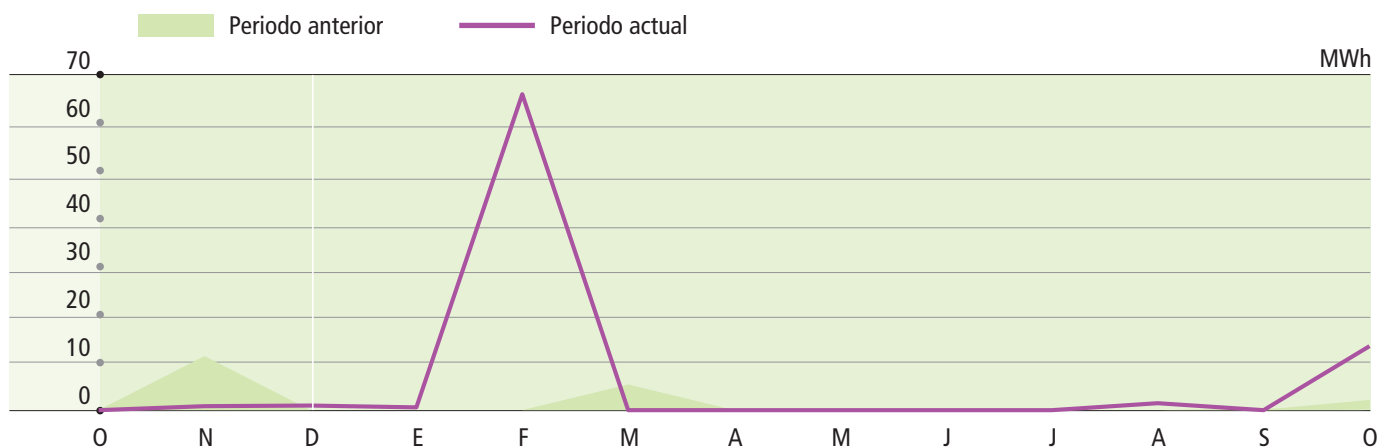
(*) Datos facilitados por otros transportistas pendientes de clasificar.

(**) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones de terceros.

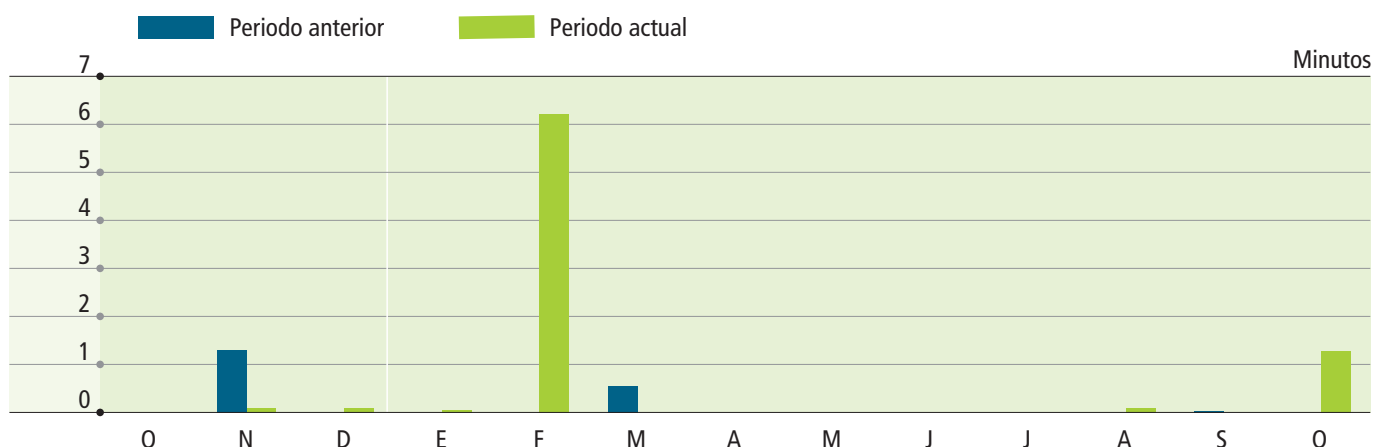
11.7 Calidad de servicio de la red de transporte. Islas Baleares

	Octubre 2013 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Energía no suministrada (MWh)	13,30	80,96	82,75
Tiempo de interrupción medio (min.)	1,277	7,313	7,713

11.8 Evolución de la energía no suministrada de la red de transporte. Islas Baleares



11.9 Evolución del tiempo de interrupción medio de la red de transporte. Islas Baleares



12. Sistema eléctrico Islas Canarias

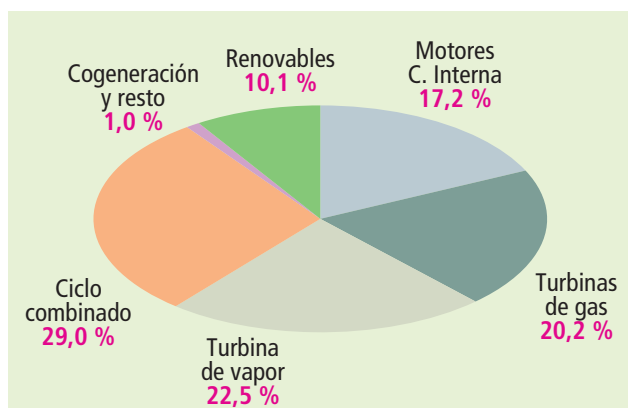


12.1 Balance de energía eléctrica Islas Canarias

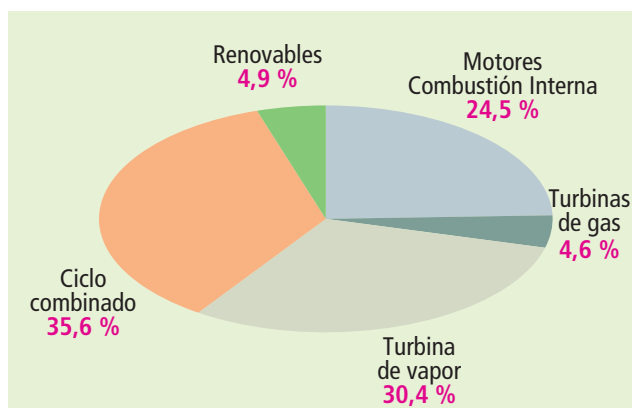
	Potencia MW	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		MWh	% 13/12	MWh	% 13/12	MWh	% 13/12
Hidráulica	1	0	-	0	-	0	-
Fuel / gas	1.899	468.011	-7,7	4.353.303	-9,3	5.312.056	-7,1
Motores de combustión interna ⁽¹⁾	546	189.755	2,5	1.806.554	-3,8	2.161.510	-3,9
Turbina de gas	639	36.539	-44,1	317.569	-37,5	409.821	-34,3
Turbina de vapor	713	241.717	-5,8	2.229.180	-7,6	2.740.725	-3,6
Ciclo combinado	920	270.865	3,3	2.623.775	5,6	3.112.442	1,8
Generación auxiliar	-	0	-	0	-	0	-
Régimen ordinario	2.820	738.876	-4,0	6.977.078	-4,2	8.424.498	-4,0
Consumos en generación		-36.576	-12,7	-364.416	-8,7	-431.365	-9,4
Hidráulica	0,5	304	47,4	2.450	46,4	2.567	31,7
Eólica	150	22.266	30,2	310.342	-5,8	342.805	-9,6
Solar fotovoltaica	166	13.025	-31,6	236.149	6,5	269.778	7,4
Térmica renovable	3	722	-5,0	7.234	9,5	8.281	3,1
Térmica no renovable	33	0	-	0	-	0	-
Régimen especial	353	36.317	-2,1	556.175	-0,6	623.431	-2,7
Generación neta		738.617	-3,4	7.168.837	-3,7	8.616.564	-3,6
Demanda (b.c.)	3.172	738.617	-3,4	7.168.837	-3,7	8.616.564	-3,6

(1) Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil o gas natural.

12.2 Estructura de potencia instalada Islas Canarias a 31 de octubre 2013



12.3 Cobertura de la demanda. Islas Canarias. Octubre 2013



12.4 Máxima demanda horaria y diaria Islas Canarias

Demanda horaria (MWh) ■ Invierno (ene.-may./oct.-dic.) ■ Verano (junio-septiembre) Demanda diaria (MWh)





12.5 Disponibilidad de la red de transporte. Islas Canarias

	Octubre 2013 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Disponibilidad	97,83	98,14	98,30

12.6 Causas de indisponibilidad de la red de transporte. Islas Canarias

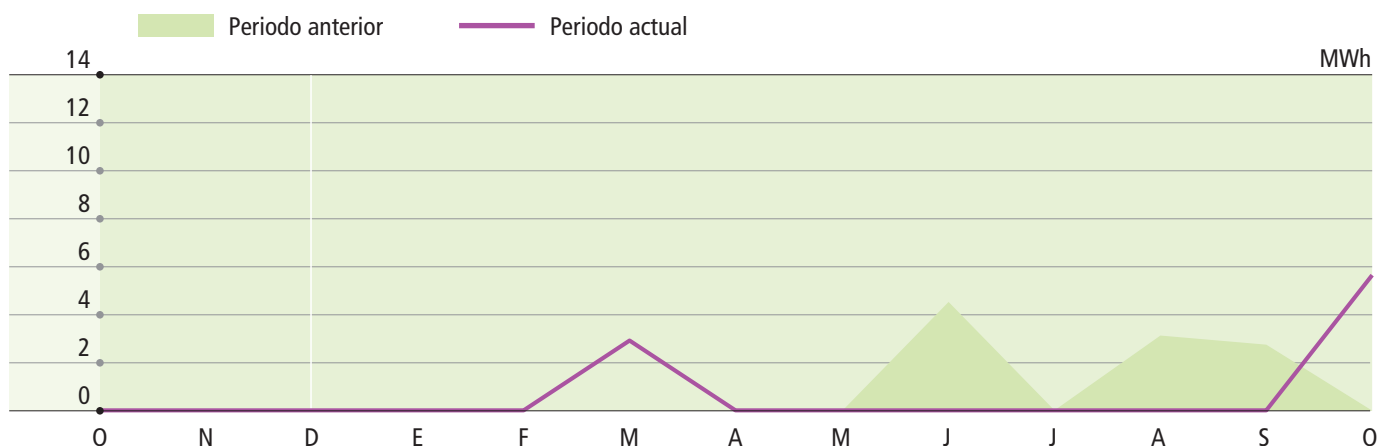
	Octubre 2013 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Mantenimiento preventivo y predictivo	1,34	0,67	0,65
Causas ajenas al mantenimiento	0,80	1,12	0,97
Mantenimiento correctivo	0,03	0,07	0,08
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,00	0,00	0,00
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,16	0,08	0,07
Sin clasificar	0,00	0,00	0,00
Total (*)	2,17	1,86	1,70

(*) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones de terceros.

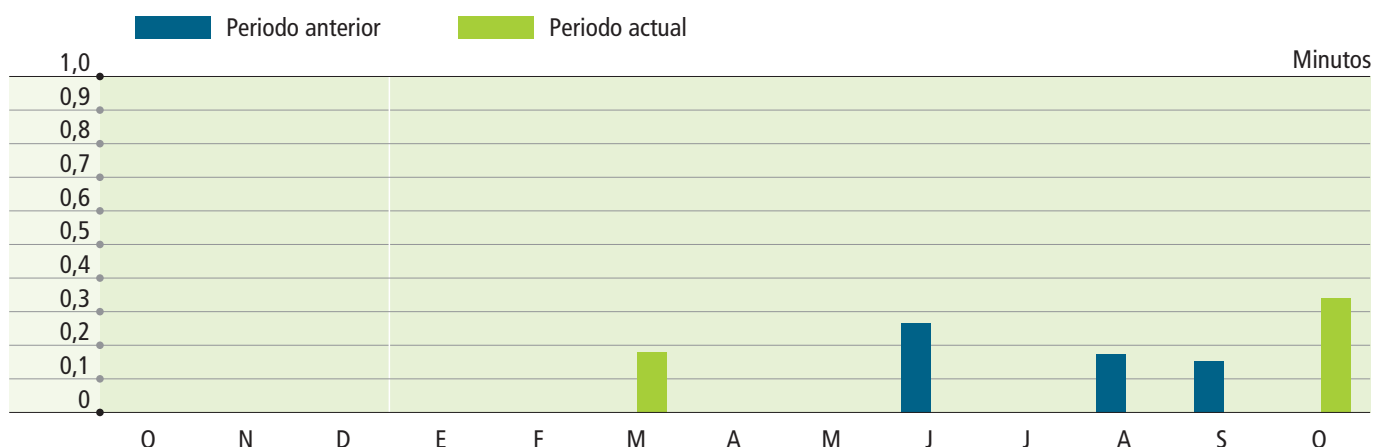
12.7 Calidad de servicio de la red de transporte. Islas Canarias

	Octubre 2013 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Energía no suministrada (MWh)	5,65	8,55	8,55
Tiempo de interrupción medio (min.)	0,341	0,522	0,522

12.8 Evolución de la energía no suministrada de la red de transporte. Islas Canarias



12.9 Evolución del tiempo de interrupción medio de la red de transporte. Islas Canarias



13. Sistema eléctrico Ceuta



13.1 Balance de energía eléctrica de Ceuta

	Potencia MW	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		MWh	% 13/12	MWh	% 13/12	MWh	% 13/12
Fuel / gas	99	18.358	-5,6	181.452	-6,5	219.840	-5,2
Motores de combustión interna ⁽¹⁾	83	18.358	-5,3	181.214	-6,4	219.582	-5,1
Turbina de gas	16	0	-100,0	238	-56,1	258	-53,7
Turbina de vapor	-	-	-	-	-	-	-
Régimen ordinario	99	18.358	-5,6	181.452	-6,5	219.840	-5,2
Consumos en generación	-	-1.085	-37,9	-15.123	-11,5	-18.411	-9,6
Régimen especial	-	-	-	-	-	-	-
Generación neta	-	17.273	-2,4	166.329	-6,0	201.429	-4,8
Demanda transporte (b.c.)	99	17.273	-2,4	166.329	-6,0	201.429	-4,8

⁽¹⁾ Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil o gas natural.

13.2 Máxima demanda horaria y diaria Ceuta



14. Sistema eléctrico Melilla

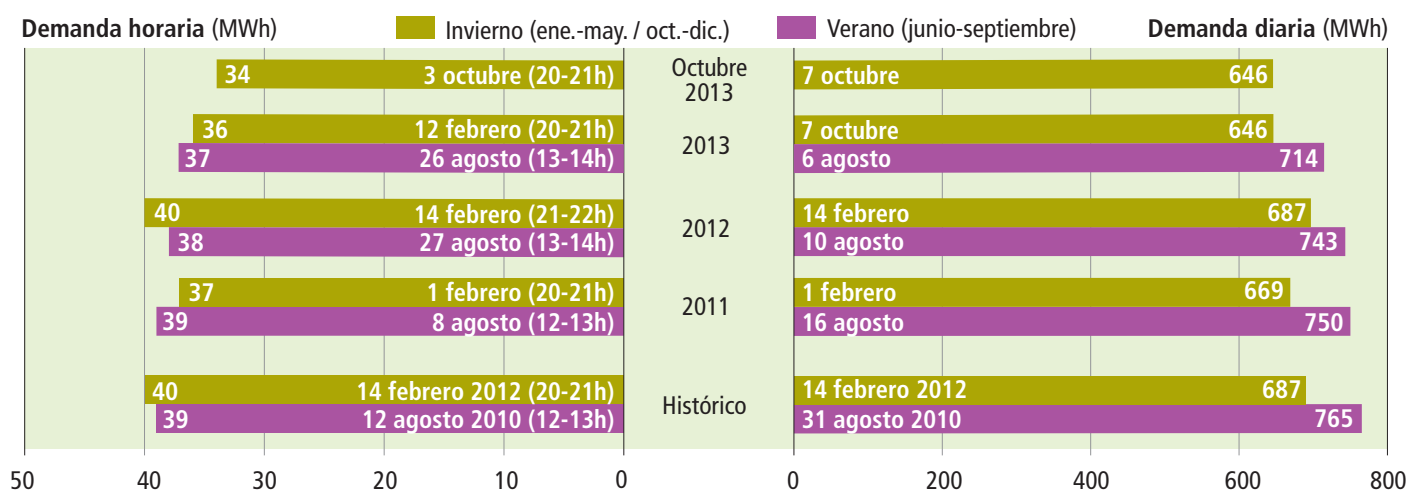


14.1 Balance de energía eléctrica de Melilla

	Potencia MW	Octubre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		MWh	% 13/12	MWh	% 13/12	MWh	% 13/12
Fuel / gas	85	18.819	0,7	180.398	-7,5	214.983	-7,6
Motores de combustión interna ⁽¹⁾	70	18.736	0,3	180.308	-7,5	214.873	-7,6
Turbina de gas	15	83	1.973,5	90	-26,3	110	-39,6
Turbina de vapor	-	-	-	-	-	-	-
Régimen ordinario	85	18.819	0,7	180.398	-7,5	214.983	-7,6
Consumos en generación		-1.112	-9,6	-11.753	-5,1	-14.042	-5,0
Régimen especial	2	820	1.447,2	7.637	740,2	9.121	877,6
Generación neta		18.527	5,8	176.282	-4,0	210.062	-4,0
Demanda transporte (b.c.)	87	18.527	5,8	176.282	-4,0	210.062	-4,0

⁽¹⁾ Incluye generadores cuyo combustible principal es el fueloil, gasoil o gas natural.

14.2 Máxima demanda horaria y diaria Melilla



15. Glosario



Acción coordinada de balance (también denominado *counter trading*): programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes de los Sujetos de Mercado para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

Año móvil: período de tiempo transcurrido en los últimos doce meses.

Banda de regulación secundaria y regulación secundaria: la regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto en la interconexión España-Francia y las desviaciones de frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

Ciclo combinado: tecnología de generación de energía eléctrica en la que coexisten dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua, y otro, cuyo fluido de trabajo es un gas. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El calor generado en la combustión de la turbina de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

Comercializadores: son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 54/1997.

Condensador: es un conjunto de dos conductores, separados por un medio dieléctrico, que sirve para almacenar cargas eléctricas.

Consumidores: personas físicas o jurídicas que compran energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan Consumidores Directos en Mercado.

Consumos en bombeo: energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

Consumos de generación: energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

Contratos bilaterales: los productores, los autoprodutores, los comercializadores, los consumidores cualificados o los representantes de cualesquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica.

Demanda b.c. (barras de central): energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Demanda en mercado libre: demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.

Demanda peninsular en mercado regulado de suministro de último recurso: demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de último recurso.

Desvíos de regulación: son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

Desvíos medidos: diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

Desvíos medidos a bajar: son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos medidos a subir: son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Energías renovables: son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la hidráulica, solar, eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

Energías no renovables: aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Excedente/déficit de desvíos: diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.

Generación de bombeo en ciclo cerrado: producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

Generación neta: producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

Gestión de desvíos: servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Índice de producible hidráulico: cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

Indisponibilidad de las unidades de producción: una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

Intercambios de apoyo: son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

Intercambios internacionales físicos: comprende todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

Intercambios internacionales programados: son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos como consecuencia del conjunto de transacciones individuales programadas por los Sujetos del Mercado en el mercado o mediante contratos bilaterales. Market splitting o separación de mercados: mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico diario e intradiario de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad.

Mercado de producción: es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Mercado diario: es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario: tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Operador del Mercado: sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Operador del Sistema: sociedad mercantil que tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En el modelo actual español, el operador del sistema es también el gestor de la red de transporte.

Pagos por capacidad: pago regulado para financiar el servicio capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

Potencia instalada: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

Producible hidráulico: cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa base de funcionamiento (PBF): es el programa de energía diario, con desglose por períodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el operador del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

Reactancia: resistencia que opone al paso de una corriente alterna un condensador o una bobina.

Red de transporte: conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

Régimen especial: producción de energía eléctrica realizada en instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, a partir de cogeneración u otras formas de producción de



electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, o en grupos donde se utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o residuos no renovables o procedentes de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético. La producción en régimen especial está acogida a un régimen económico singular.

Régimen ordinario: producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

Regulación terciaria: servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Reserva de potencia adicional a subir: servicio complementario de oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado puesto en marcha el 11 de mayo de 2012. Tiene por objeto contratar la reserva de potencia adicional a subir, que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Viable Provisional (PVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español.

Reservas hidroeléctricas de un embalse, en un momento dado: cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen anual son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de régimen hiperanual, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

Restricciones en tiempo real: proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las Unidades de Programación.

Restricciones garantía de suministro: servicio de ajuste gestionado por el operador del sistema que tiene por objeto introducir sobre el programa base de funcionamiento, las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones por

garantía de suministro, procediéndose, posteriormente, a realizar el correspondiente reequilibrio generación-demanda.

Restricciones técnicas PBF: mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Base de Funcionamiento mediante la modificación de los programas de las unidades de programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Servicios de ajuste del sistema: son aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como sistemas la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios (regulación primaria, secundaria, terciaria y control de tensión) y la gestión de desvíos.

Solar fotovoltaica: luz solar convertida en electricidad mediante el uso de células solares, generalmente de material semiconductor que, expuesto a la luz, genera electricidad.

Solar termoeléctrica: calor producido por la radiación solar que puede aprovecharse para la producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.

Suministro último recurso: régimen de suministro de energía eléctrica, que sustituye a las tarifas integrales, establecido para determinados consumidores que, por sus características, pudieran tener problemas para contratar su consumo en el mercado liberalizado, a los que se aplicarán las Tarifas de Último Recurso (TUR). Las TUR son los precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores a los que se asigna la función de suministro de último recurso (los denominados comercializadores de último recurso), a los consumidores que cumplan los criterios fijados para poder ser suministrados bajo este régimen y que decidan acogerse al mismo. Desde el 1 de julio de 2009 son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquellos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Tasa de disponibilidad de la red de transporte: indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

TIM (Tiempo de interrupción medio): tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS (energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte), entre la potencia media del sistema peninsular.