



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
DEFINITIVA DE 2014 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE
RESULTADOS RESPECTO DE LA
PROYECCIÓN ANUAL DE LOS
INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA
ELECTRICO**

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	6
2. Aspectos normativos	6
3. Resultado de la liquidación definitiva de 2014	8
4. Previsión de demanda	11
4.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)	11
4.2. Previsión de la demanda en consumo	12
5. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.	16
5.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores	16
5.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores	21
5.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014	21
5.4. Previsión de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012	21
6. Previsión de costes	22

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN DEFINITIVA DE 2014 DEL
SECTOR ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE RESULTADOS RESPECTO DE
LA PROYECCIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO

Al contrario de informes de seguimientos anteriores, en este informe se presenta el resultado de la liquidación definitiva de 2014 y se detalla el desvío respecto de la previsión inicial para el ejercicio de la Orden IET/107/2014 y respecto de la previsión de cierre incluida en la Orden IET/2444/2014, en ambos casos teniendo en cuenta la memoria que acompañó a las respectivas propuestas de órdenes.

El cierre de la Liquidación definitiva de 2014 es de +550,3 Millones de € (M€), cifra que supera en 1.014,8 M€ al desajuste registrado en la Liquidación provisional 14/2014 (-464,5 M€). La diferencia entre ambas liquidaciones está motivado, fundamentalmente, por la incorporación en la Liquidación definitiva de 527 M€ por aplicación de la DT8ª del RD 413/2014 y 440 M€ procedentes de la aplicación del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.

La **demanda en consumo** registrada en la Liquidación definitiva de 2014 (231.897 GWh) ha sido un 1,2% inferior a la demanda prevista para el ejercicio según la Memoria de la Orden IET/107/2014 (234.748 GWh) y un 0,1% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2444/2014.

Respecto de la demanda prevista para el ejercicio en la Orden IET/107/2014 cabe destacar la evolución desfavorable de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión, cuyo consumo ha resultado un 5,1% inferior al previsto para el ejercicio 2014, parcialmente compensada por la evolución favorable de la demanda registrada en media y alta tensión, un 2,2% superior a la prevista para el ejercicio.

Adicionalmente, cabe señalar la evolución desfavorable en 2014 de la potencia facturada por grupo tarifario respecto a la previsión de la Orden IET/107/2014 para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y media tensión, que han resultado un 16,8% y un 10,3% inferiores, respectivamente, a la prevista para el ejercicio en la Orden IET/107/2014.

Respecto a la evolución de los **ingresos regulados**, de forma consistente con la evolución de la demanda en consumo y de la potencia contratada, se indica que en la Liquidación definitiva del ejercicio 2014 los ingresos por peajes de acceso han resultado 734 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014 y similares a los previstos para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2444/2014. Esta diferencia está motivada, fundamentalmente, por los

menores ingresos por la facturación del término de potencia de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (peaje 3.0 A) y de los consumidores conectados en media tensión (peajes 3.1 A y 6.1) y por los menores ingresos por la facturación del término de energía de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW.

En cuanto a la evolución de los **ingresos tributarios** derivados de la Ley 15/2012, se indica que en la liquidación definitiva se han registrado unos ingresos adicionales de 440 M€ derivados de la aplicación del canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Los ingresos acumulados por este concepto alcanzan 2.963,5 M€, cifra un 9% (287,2 M€) inferior a los ingresos previstos para el ejercicio en la Orden IET/107/2014 y un 7% inferiores a los ingresos previstos para el cierre en la Orden IET/2444/2014, según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden

Los **costes regulados** registrados en la liquidación definitiva de 2014 (16.639,7 M€) han resultado 1.563,2 M€ inferiores a los previstos para el ejercicio en la Orden IET/107/2014 (18.202,9 M€) y 746,5 M€ inferiores a los previstos para el cierre en la Orden IET/2444/2014 (17.386,1 M€), debido, fundamentalmente, a los siguientes aspectos:

- La retribución específica RECORE registrada en la Liquidación definitiva de 2014 asciende a 6.775,1 M€, cifra un 11,2% inferior al importe previsto para el ejercicio (7.630 M€) según la Memoria de la Orden IET/107/2014 y un 4,9% al importe previsto para el cierre del ejercicio (7.125 M€) según la Memoria de la Orden IET/2444/2014, como consecuencia del impacto de las reliquidaciones de la DT8ª del RD 413/2014.

Adicionalmente, en la Liquidación definitiva de 2014 se han incluido 262,0 M€ en concepto de reliquidaciones de la DT8ª del RD 413/2014 correspondientes al ejercicio 2013.

Al respecto se indica que el impacto conjunto de las reliquidaciones de la DT8ª del RD 413/2014 registrado entre la Liquidación provisional 14/2014 y la liquidación definitiva del ejercicio 2014 asciende a 527 M€.

- La retribución adicional de los Sistemas No Peninsulares (SNP) es inferior en 170,3 M€ (-18,9%) a la prevista para el ejercicio en sendas órdenes, como consecuencia de la revisión del coste de los combustibles establecida en la Resolución de 9 de febrero de 2015.

Adicionalmente, se indica que en la Liquidación definitiva se ha incluido el impacto de la citada Resolución de 9 de febrero en los costes variables de los ejercicios 2012 y 2013.

- La evolución favorable del coste del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, inferior en 269,6 M€ al previsto en la Orden IET/107/2014 y superior en 31,9 M€ al previsto para el cierre de

2014 en la Orden IET/2444/2014, como consecuencia del escaso hueco térmico para la programación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) registrado a lo largo del año.

- Se ha incluido el impacto de la Liquidación definitiva del mecanismo de restricciones por garantía de suministro correspondiente al ejercicio 2011 (-58,8 M€).

1. Objeto del informe

A diferencia de informes de seguimiento correspondientes a liquidaciones anteriores, este Informe tiene por objeto analizar las diferencias entre la demanda, los ingresos y los costes regulados registrados en la Liquidación definitiva de 2014 y los previstos para el ejercicio 2014 en la Orden IET/107/2014 y los previstos para el cierre del ejercicio 2014 en la Orden IET/2444/2014.

2. Aspectos normativos

En la liquidación definitiva del ejercicio 2014 se han considerado los siguientes aspectos:

- Se incluyen los importes reconocidos al transporte, distribución, gestión comercial, cuotas con destinos específicos, desajuste de ingresos de las actividades reguladas y retribución adicional de la producción de los sistemas no peninsulares establecidos en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Se incorporan las diferencias entre las cantidades percibidas por el Operador del Sistema y el OMIE y las retribuciones fijadas en la citada Orden IET/107/2014.
- Se tiene en cuenta la modificación de la retribución de varias empresas distribuidoras establecida en la Disposición adicional cuarta de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Se incluye el importe del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas establecido en el artículo 5 de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- Se incluye el importe del desajuste de ingresos correspondiente al ejercicio 2013 establecido en el artículo 7.2 de la Orden IET/2444/2014, conforme a la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.
- Se ajusta la anualidad correspondiente a FADE por las emisiones realizadas durante el ejercicio 2014, conforme se establece en el artículo

10 del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulación del déficit del sistema eléctrico.

- Se aplica lo establecido en punto octavo de la Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Se incluyen los importes resultantes de la reliquidación del periodo transitorio contemplada en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, conforme a los criterios establecidos en el punto 1 de la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Se incluyen los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Se incluye el impacto de la liquidación definitiva anual del año 2011 de las centrales de generación de carbón autóctono, en aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero de 2010, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y de la Resolución de 3 de julio de 2015¹, de la Secretaría de Estado de Energía.
- Se aplica lo establecido en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se procede a dar cumplimiento al Auto del Tribunal Superior de Justicia de Madrid (Sección 6ª) de 23 de mayo de 2014, dictado en el recurso contencioso-administrativo nº 352/2006 interpuesto por Tarragona Power, S.L.
- Se aplica lo establecido en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, en lo relativo a las cantidades que corresponde regularizar a los comercializadores de referencia por sus suministros en el sistema peninsular.

¹ Resolución de 3 de julio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2011, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

3. Resultado de la liquidación definitiva de 2014

En el Cuadro 1 se compara el resultado de la liquidación definitiva de 2014 con los escenarios de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/107/2014 y de la Orden IET/244/2014. Se observa que en la Liquidación definitiva del ejercicio 2014 los ingresos han sido suficientes para cubrir la totalidad de los costes regulados, registrándose un desajuste positivo de 550,3 M€.

En los epígrafes siguientes se analizan los desvíos mostrados anteriormente respecto de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/107/2014 y de la Orden IET/2444/2014.

Cuadro 1. Liquidación definitiva 2014 y previsiones según Orden IET /107/2014 y Orden IET/2444/2014 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación definitiva 2014 (A)	Previsión inicial 2014 (Orden IET/107/2014) (B)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (B)	Diferencia en % % variación (A) sobre (B)	Previsión cierre 2014 (Orden IET/2444/2014) (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	231.897	234.748	- 2.851	-1,2%	231.614	283	0,1%
A. Ingresos Peajes de Acceso	14.226.488	14.960.572	- 734.084	-5%	14.217.567	8.921	0,1%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	14.070.542	14.813.274	- 742.732	-5%	14.072.000	- 1.458	0,0%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	132.715	129.698	3.017	2%	127.967	4.748	3,7%
Ingresos art 17 RD 216/2014	23.231	17.600	5.631	32%	17.600	5.631	32,0%
B. Otros Ingresos Regulados	1.797.954	1.523.525	274.429	18%	1.467.178	330.776	23%
Ingresos pagos por capacidad	1.461.568	1.462.347	- 779	0%	1.417.000	44.568	3%
Regularización ejercicios anteriores a 2014 (Cuadro 3)	258.126	61.178	196.948	322%	50.178	207.948	414%
Ingresos por imputación pérdidas	12.728	-	12.728	-	-	12.728	-
Ingresos por Intereses	4.020	-	4.020	-	-	4.020	-
OS Diferencia Recaudación-Retrribución	- 725	-	- 725	-	-	- 725	-
OMIE Diferencia Recaudación-Retrribución	215	-	215	-	-	215	-
Regularización DIF DT3ª RD 216/2014	62.022	-	62.022	-	-	62.022	-
C. Ingresos Externos a Peajes	2.963.485	3.250.720	- 287.235	-9%	3.179.232	- 215.747	-7%
Ingresos Ley Medidas Fiscales	2.644.519	2.906.920	-262.401	-9%	2.835.432	- 190.913	-7%
Ingresos por CO ₂ **	318.966	343.800	- 24.834	-7%	343.800	- 24.834	-7%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1	- 248	-	- 248	-	-	- 248	-
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	18.987.679	19.734.817	- 747.138	-4%	18.863.977	123.702	1%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.966.465	3.055.923	- 89.458	-3%	3.026.269	- 59.804	-2%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	21.006	22.059	- 1.053	-4,8%	22.059	- 1.053	-5%
Moratoria nuclear (0,454%)	64.349	66.724	- 2.375	-3,6%	66.724	- 2.375	-4%
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	140	147	- 7	-4,7%	147	- 7	-5%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.879.908	2.966.993	- 87.085	-3%	2.937.339	- 57.431	-2%
Fondo de titulación	2.257.670	2.301.902	- 44.232	-2%	2.301.902	- 44.232	-2%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (1,961%)	275.265	288.356	- 13.091	-5%	288.356	- 13.091	-5%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	96.455	96.563	- 108	0%	96.563	- 108	0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	250.518	280.172	- 29.654	-11%	250.518	-	0%
Correcciones de medidas	1.062	1.062	-	-	1.062	-	-
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	15.470.908	16.670.476	- 1.199.568	-7%	15.827.035	- 356.127	-2%
Transporte	1.673.890	1.673.890	-	0%	1.673.890	-	0%
Distribución y Gestión Comercial	5.013.817	5.043.145	- 29.328	-1%	5.043.145	- 29.328	-1%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	4.629.053	4.665.141	- 36.088	-1%	4.665.141	- 36.088	-1%
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	328.064	321.304	6.760	2%	321.304	6.760	2%
Gestión Comercial	56.700	56.700	-	0%	56.700	-	0%
Prima del Régimen Especial	6.775.179	7.463.333	- 688.154	-9%	6.925.000	- 149.821	-2%
Prima del Régimen Especial	726.312	7.630.000	- 7.630.000	-100%	7.125.000	- 7.125.000	-100%
Resto R. Especial (Real Decreto - Ley 9/2013)	189.854	- 166.667	166.667	-100%	- 200.000	200.000	-100%
Compensación insulares y extrapeninsulares con cargo a las tarifas de acceso	726.312	903.000	- 176.688	-19,6%	903.000	- 176.688	-19,6%
Sistema de Interrumpibilidad	550.000	550.000	-	0%	550.000	-	0%
Coste Pagos por Capacidad	631.332	917.108	- 285.776	-31%	602.000	29.332	5%
Incentivo a la Inversión	263.240	270.603	- 7.363	-3%	264.000	- 760	0%
Incentivo a la Disponibilidad	189.854	187.096	2.758	1%	180.000	9.854	5%
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro	178.239	459.409	- 281.170	-61%	158.000	20.239	13%
Coste Diferencia de Pérdidas **	100.378	120.000	- 19.622	-16%	130.000	- 29.622	-23%
H. Total Costes (H = F + G)	18.437.373	19.726.399	- 1.289.026	-7%	18.853.304	- 415.931	-2%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	550.306	8.418	541.888	6437%	10.673	539.633	5056%

Fuente: CNMC

* La demanda en consumo no incluye la energía de conexiones internacionales

En el Cuadro 2 se muestran los ingresos y costes relativos a los distribuidores con menos de 100.000 clientes que anteriormente estaban acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Cuadro 2. Cuadro detalle liquidación DT11 de la Ley 54/1997 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación definitiva 2014 con costes reconocidos
Demanda en consumo (GWh)	5.788
A. Ingresos Peajes de Acceso	470.384
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	468.942
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	928
Ingresos facturados por Orden ITC/1659/2009	514
E. Total Ingresos	470.384
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	11.707
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	703
Moratoria nuclear (0,454%)	2.170
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	5
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (1,961%)	9.260
Correcciones de medidas	- 431
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	328.064
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	328.064
H. Total Costes (H = F + G)	339.771
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	130.613

Fuente: CNMC

En el Cuadro 3 se incluyen los ingresos y costes correspondientes a ejercicios anteriores y los relacionados con la función de los distribuidores de venta de energía a tarifas, todos los cuales se integran en las liquidaciones. Se ha optado por esta solución para, de este modo, aislar los efectos que pudieran tener respecto a la liquidación de este ejercicio.

Cuadro 3. Regularización de resultados de ejercicios anteriores a 2014

CONCEPTO	Liquidación definitiva 2014	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	-3.339	728.301
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	676.036	24.174.236
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	3.757.015	1.878.808
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	4.429.712	26.781.345
CUOTAS		528.906
Compensación insulares y extrapeninsulares		-227.754
Operador del Sistema		-10.264
Operador del Mercado		-86
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		41.996
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		147.715
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		-3.571
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		581.319
Cuota compensación por int.y reg.especial		-370
Costes transición a la competencia		-79
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		-1
TOTAL INGRESOS NETOS		26.252.439
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	-3.662	-176.401
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		-262.018.748
TOTAL COSTE ENERGIA	-3.662	-262.195.149
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		288.447.588
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		65.132.615
Ingresos por Gestión de la Interrumpibilidad		3.116.642
Compensaciones DT11 RE		0
Costes por Gestión de la Interrumpibilidad		-341.021
Coste Diferencia Pérdidas ejercicios anteriores		90.303.479
Coste Distribución Grupos B y C años Anteriores		7.291.679
Coste ejecución sentencias		1.317.112
Diferencias		258.125.595

Fuente: CNMC

Finalmente, a título informativo, en Cuadro 4 se compara el resultado de la liquidación definitiva de 2014 y el resultado de la liquidación provisional 14/2014. Cabe señalar que se ha pasado de un desajuste negativo de 464,6 M€ registrado en la Liquidación provisional 14/2014 a un desajuste positivo de 550,3 M€ en la Liquidación definitiva de 2014, motivado, fundamentalmente, por la incorporación en la Liquidación definitiva de 527 M€ por aplicación de la DT8^a del RD 413/2014 y 440 M€ procedentes de la aplicación del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.

Cuadro 4. Liquidación definitiva 2014 y Liquidación provisional 14/2014 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación definitiva 2014 (A)	Liquidación provisional 14/2014 sin coeficiente de cobertura (B)	Diferencia en GWh/miles €	
			(A) - (B)	% variación (A) sobre (B)
Demanda en consumo (GWh) *	231.897	234.748	- 2.851	-1,2%
A. Ingresos Peajes de Acceso	14.226.488	14.226.540	- 52	0%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	14.070.542	14.070.622	- 80	0%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	132.715	132.715	-	0%
Ingresos art 17 RD 216/2014	23.231	23.203	28	0%
B. Otros Ingresos Regulados	1.797.954	1.491.590	306.364	21%
Ingresos pagos por capacidad	1.461.568	1.404.485	57.083	4%
Regularización ejercicios anteriores a 2014 (Cuadro 3)	258.126	19.952	238.174	1194%
Ingresos por imputación pérdidas	12.728	1.621	11.107	685%
Ingresos por Intereses	4.020	4.020	-	0%
OS Diferencia Recaudación-Retrribución	- 725	- 725	-	0%
OMIE Diferencia Recaudación-Retrribución	215	215	-	0%
Regularización DIF DT3ª RD216/2014	62.022	62.022	-	0%
C. Ingresos Externos a Peajes	2.963.485	2.523.420	440.065	17%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	2.644.519	2.204.454	440.065	20%
Ingresos por CO ₂ **	318.966	318.966	-	0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1	- 248	-	- 248	
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	18.987.679	18.241.550	746.129	4%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.966.465	2.966.465	-	0%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	21.006	21.006	-	0%
Moratoria nuclear (0,454%)	64.349	64.349	-	0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	140	140	-	0%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.879.908	2.879.908	-	0%
Fondo de titulación	2.257.670	2.257.670	-	0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (1,961%)	275.265	275.265	-	0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	96.455	96.455	-	0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	250.518	250.518	-	0%
Correcciones de medidas	1.062	1.062	-	0%
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	15.470.908	15.739.589	- 268.681	-2%
Transporte	1.673.890	1.673.890	-	0%
Distribución y Gestión Comercial	5.013.817	5.013.817	-	0%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	4.629.053	4.629.053	-	0%
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	328.064	328.064	-	0%
Gestión Comercial	56.700	56.700	-	0%
Prima del Régimen Especial	6.775.179	7.064.877	- 289.698	-4%
Prima del Régimen Especial	-	-	-	-
Resto R. Especial (Real Decreto - Ley 9/2013)	-	-	-	-
Compensación insulares y extrapeninsulares con cargo a las tarifas de acceso	726.312	733.314	- 7.002	-1,0%
Sistema de Interrumpibilidad	550.000	550.372	- 372	0%
Coste Pagos por Capacidad	631.332	631.332	-	0%
Coste Diferencia de Pérdidas **	100.378	71.987	28.391	39%
H. Total Costes (H = F + G)	18.437.373	18.706.054	- 268.681	-1%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	550.306	- 464.504	1.014.810	-218%

Fuente: CNMC

4. Previsión de demanda

4.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)

La demanda nacional en b.c. registrada en el año 2014 asciende a 258.117 GWh, cifra inferior en 1.415 GWh (-0,5%) a la prevista para el ejercicio 2014, según la memoria que acompañó a la Orden IET/107/2014 (259.532 GWh), y superior en 2.184 GWh (+0,9%) a la prevista para el cierre del ejercicio según la memoria que acompaña a la Orden IET/2444/2014 y un 1,1%, inferior a la registrada en 2013 (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c.

Sistema	2013 (GWh)	2014 (GWh)	% variación 2014 sobre 2013
Peninsular	246.368	243.530	-1,2%
No peninsular	14.709	14.588	-0,8%
Baleares	5.674	5.585	-1,6%
Canarias	8.624	8.580	-0,5%
Ceuta	202	212	5,1%
Melilla	210	210	0,1%
Total Nacional	261.077	258.117	-1,1%

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español (diciembre 2014)

De acuerdo con la última información disponible publicada por REE, la tasa de variación de la demanda en b.c. del sistema peninsular en 2014 registró una caída del 1,2%, la del sistema balear una caída del 1,6% y la del sistema canario un 0,50%. Por el contrario, la demanda en b.c. del sistema ceutí experimentó un aumento del 5,1% y la del sistema melillense del 0,1%.

La tasa de variación de la demanda en b.c. de 2014 respecto del ejercicio 2013 corregida de los efectos de laboralidad y temperatura del sistema peninsular ha sido del -0,1%, la del sistema balear del -2,0% y la del sistema canario del 0,6%. No se dispone de la demanda en b.c. corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de los sistemas de Ceuta y Melilla.

4.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda en consumo nacional registrada en la Liquidación definitiva de 2014 ascendió a 231.555 GWh, un 1,2% inferior a la demanda en consumo prevista para el 2014 según la Memoria de la Orden IET/107/2014 (234.748 GWh) y un 0,1% superior a la demanda en consumo prevista para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2444/2014 (231.614 GWh).

En el Cuadro 6 se compara la demanda por grupo tarifario registrada en la liquidación definitiva de 2014² y la previsión de la demanda para 2014³, según la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes para 2014.

² A efectos de la comparación, se excluye la demanda asociada al fraude, sí incluida en el Cuadro 1 del informe.

³ Resultado de imponer la estructura de consumos prevista por la CNMC para 2014 a la previsión de la demanda para 2014 del Ministerio.

Al comparar la estructura de la demanda registrada en la liquidación definitiva de 2014 con la demanda prevista para el ejercicio 2014 en la Orden IET/107/2014, se observa que, con carácter general, la potencia facturada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW registrada en la liquidación definitiva es superior a la inicialmente prevista, mientras que la potencia facturada del resto de consumidores es inferior a la prevista para el ejercicio 2014. Por otra parte, la demanda registrada en la liquidación definitiva de 2014 de los consumidores conectados en redes de baja tensión (nivel de tensión inferior a 1 kV) es inferior a la demanda inicialmente prevista, con la excepción de los peajes con discriminación horaria supervalle (2.0 DHS y 2.1 DHS). Por el contrario, la demanda registrada en la liquidación definitiva de 2014 para los consumidores conectados en media y alta tensión ha resultado superior a la inicialmente prevista.

Cuadro 6. Comparación del número de clientes, potencia facturada y consumo por grupo tarifario registrados en la Liquidación 14 definitiva de 2014 con las previstas para el ejercicio 2014, según la Memoria de la Orden IET/107/2014.

Peaje	Real 2014 (A)			Previsión 2014 (Orden IET/107/2014) (1) (B)			% variación (A) sobre (B)		
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada	Consumo
Baja Tensión	28.560.621	147.966	108.806	28.592.609	150.649	114.699	-0,1%	-1,8%	-5,1%
Pc ≤ 10 kW	26.937.041	114.179	65.420	26.931.627	112.019	69.804	0,0%	1,9%	-6,3%
2.0 A	25.646.288	106.830	57.935	25.771.368	105.694	62.276	-0,5%	1,1%	-7,0%
2.0 DHA	1.288.282	7.336	7.463	1.159.077	6.319	7.523	11,1%	16,1%	-0,8%
2.0 DHS	2.471	13	22	1.182	5	5	109,0%	143,2%	348,2%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	874.191	10.991	8.926	887.557	11.232	9.552	-1,5%	-2,2%	-6,5%
2.1 A	702.243	8.822	5.963	711.733	8.977	6.428	-1,3%	-1,7%	-7,2%
2.1 DHA	171.552	2.164	2.958	175.596	2.254	3.122	-2,3%	-4,0%	-5,2%
2.1 DHS	397	5	6	227	2	2	74,4%	150,2%	199,5%
Pc > 15 kW	749.389	22.796	34.459	773.425	27.399	35.343	-3,1%	-16,8%	-2,5%
3.0 A	749.389	22.796	34.459	773.425	27.399	35.343	-3,1%	-16,8%	-2,5%
Media tensión	106.052	21.153	71.633	105.591	23.594	70.702	0,4%	-10,3%	1,3%
3.1 A	85.923	6.805	15.606	85.593	7.483	15.381	0,4%	-9,1%	1,5%
6.1	20.130	14.348	56.028	19.998	16.111	55.322	0,7%	-10,9%	1,3%
Alta tensión	2.596	9.167	51.115	2.572	9.373	49.347	0,9%	-2,2%	3,6%
6.2	1.597	3.304	16.881	1.607	3.446	16.755	-0,6%	-4,1%	0,8%
6.3	421	1.766	9.989	429	1.739	9.122	-1,9%	1,5%	9,5%
6.4 (2)	578	4.097	24.245	536	4.188	23.470	7,8%	-2,2%	3,3%
Total	28.669.269	178.286	231.555	28.700.773	183.617	234.748	-0,1%	-2,9%	-1,4%

Fuente: CNMC y Memoria de la Orden IET/107/2014.

Notas:

- (1) Resultado de imponer a la demanda prevista por el Ministerio, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, la estructura prevista por la CNMC para 2014.
- (2) Incluye Tránsito Tajo-Segura.

Adicionalmente, en el Cuadro 7 se comparan las variables de facturación registradas en la liquidación definitiva de 2014 y las previstas en la Orden IET/107/2014, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden⁴.

⁴ Se indica que la estructura de la demanda prevista por el Ministerio resulta de imponer la estructura de consumos prevista por la CNMC para 2014, aspecto recogido en la Memoria

En particular, el primer cuadro muestra las variables de facturación registradas en la base datos de liquidaciones, el segundo cuadro muestra las variables de facturación previstas en la Orden IET/107/2014 y el tercer y cuarto cuadro recogen las diferencias entre las variables registradas y las previstas en términos absolutos y relativos, respectivamente.

De la comparación de las variables de facturación registradas en 2014 y las previstas en la Orden IET/107/2014 se destacan los siguientes aspectos:

- 1) El número de suministros registrado en 2014 supera en un 0,2% al previsto en la Orden IET/107/2014, registrándose las mayores diferencias en los peajes de baja tensión.
- 2) La potencia contratada por periodo horario registrada en la base de datos de liquidaciones es inferior a la potencia contratada por periodo prevista para el ejercicio 2014 en la Orden IET/107/2014, con la excepción de la potencia contratada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (peajes 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS), los consumidores acogidos al peaje 2.1 DHS, los periodos 1 y 5 del peaje 6.3 y el periodo 1 del peaje 6.4. Las mayores diferencias en las potencias contratadas por periodos horarios se registran en los peajes 3.0 A, 3.1 A y 6.1.
- 3) El consumo de los suministros conectados en baja tensión previsto para el ejercicio 2014 es superior al consumo registrado en 2014, con la excepción de los consumidores de baja tensión acogidos a la discriminación horaria supervalle (2.0 DHS y 2.1 DHS). Por el contrario, el consumo de los suministros en alta tensión previsto para el ejercicio es inferior al registrado en la base de datos de liquidaciones, con la excepción del periodo 5 del peaje 6.2.

que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso para 2014.

Cuadro 7. Comparación de las variables de facturación previstas para 2014 en la Orden IET/107/2014 y las registradas en según la información de la base de datos de liquidaciones

Demanda real 2014 (A)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Consumida (GWh)	
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja Tensión	28.655.785	146.418	23.433	22.858				74.390	26.135	8.281					108.806
2.0 A	25.735.418	105.755						57.935							57.935
2.0 DHA	1.290.922	7.129						2.477	4.986						7.463
2.0 DHS	2.482	12						6		10					22
2.1 A	704.644	8.832						5.963							5.963
2.1 DHA	172.057	2.131						1.009	1.949						2.958
2.1 DHS	398	5						2	2	2					6
3.0 A	749.863	22.555	23.433	22.858				6.999	19.192	8.269					34.459
Alta tensión	108.747	28.653	30.221	31.097	23.743	23.953	30.291	11.669	17.718	12.080	9.935	14.059	57.287	122.748	
3.1 A	85.996	6.504	7.154	7.641	-	-	-	3.190	6.326	6.090	-	-	-	-	15.606
6.1	20.149	13.786	14.057	14.217	14.311	14.438	19.035	5.084	6.482	3.462	5.602	7.839	27.558	56.028	
6.2	1.599	3.112	3.235	3.280	3.302	3.316	4.160	1.277	1.765	899	1.497	2.107	9.336	16.881	
6.3	424	1.540	1.780	1.790	1.837	1.879	2.149	597	895	478	826	1.212	5.980	9.989	
6.4 (3)	580	3.711	3.995	4.169	4.294	4.320	4.946	1.521	2.250	1.151	2.009	2.901	14.413	24.245	
Total	28.764.532	175.072	53.653	53.954	23.743	23.953	30.291	86.060	43.854	20.361	9.935	14.059	57.287	231.555	

Previsión Orden IET/107/2014 (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Consumida (GWh)	
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja Tensión	28.592.609	150.591	27.383	27.569				79.601	26.742	8.357					114.699
2.0 A	25.771.368	105.694						62.276							62.276
2.0 DHA	1.159.077	6.319						2.677	4.846						7.523
2.0 DHS	1.182	5						2		1					5
2.1 A	711.733	8.977						6.428							6.428
2.1 DHA	175.596	2.254						1.085	2.037						3.122
2.1 DHS	227	2						1	1	1					2
3.0 A	773.425	27.340	27.383	27.569				7.131	19.857	8.355					35.343
Alta tensión	108.164	31.254	32.790	33.815	25.872	26.025	30.920	11.253	17.224	11.734	9.668	13.805	56.366	120.049	
3.1 A	85.593	7.254	7.667	8.306	-	-	-	3.188	6.221	5.971	-	-	-	-	15.381
6.1	19.998	15.590	15.901	16.080	16.180	16.270	19.416	4.926	6.335	3.360	5.464	7.735	27.502	55.322	
6.2	1.607	3.294	3.415	3.440	3.485	3.497	4.262	1.246	1.729	877	1.469	2.129	9.305	16.755	
6.3	429	1.521	1.788	1.802	1.849	1.870	2.235	525	817	427	747	1.115	5.492	9.122	
6.4 (3)	536	3.595	4.019	4.186	4.359	4.388	5.007	1.369	2.122	1.098	1.988	2.826	14.067	23.470	
Total	28.700.773	181.845	60.173	61.384	25.872	26.025	30.920	90.854	43.965	20.091	9.668	13.805	56.366	234.748	

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Consumida (GWh)	
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	63.175	-4.173	-3.951	-4.711				-5.210	-607	-76					-5.893
2.0 A	-36.950	60						-4.341							-4.341
2.0 DHA	131.845	810						-201	140						-60
2.0 DHS	1.300	6						4	4	8					17
2.1 A	-7.089	-145						-466							-466
2.1 DHA	-3.539	-122						-76	-88						-164
2.1 DHS	171	3						1	1	2					4
3.0	-23.562	-4.785	-3.951	-4.711				-133	-665	-86					-883
Alta tensión	584	-2.600	-2.569	-2.719	-2.129	-2.072	-629	416	495	346	267	254	921	2.699	
3.1 A	403	-750	-513	-665	-	-	-	2	104	118	-	-	-	-	225
6.1	151	-1.804	-1.844	-1.863	-1.869	-1.833	-381	158	147	102	138	104	57	706	
6.2	-8	-182	-179	-160	-183	-181	-102	31	36	22	28	-22	31	126	
6.3	-5	19	-9	-12	-12	10	-86	73	78	51	80	97	488	867	
6.4	44	115	-24	-18	-65	-69	-60	152	129	53	21	75	346	775	
Total	63.759	-6.773	-6.520	-7.430	-2.129	-2.072	-629	-4.794	-112	270	267	254	921	-3.193	

Porcentaje de variación (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada						Energía consumida por periodo horario						Energía Consumida (GWh)	
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	0,2%	-2,8%	-14,4%	-17,1%				-6,5%	-2,3%	-0,9%					-5,1%
2.0 A	-0,1%	0,1%						-7,0%							-7,0%
2.0 DHA	11,4%	12,8%						-7,5%	2,9%						-0,8%
2.0 DHS	109,9%	123,0%						225,8%	257,8%	669,9%					348,2%
2.1 A	-1,0%	-1,6%						-7,2%							-7,2%
2.1 DHA	-2,0%	-5,4%						-7,0%	-4,3%						-5,2%
2.1 DHS	75,1%	148,0%						194,3%	138,2%	295,2%					199,5%
3.0	-3,0%	-17,5%	-14,4%	-17,1%				-1,9%	-3,3%	-1,0%					-2,5%
Alta tensión	0,5%	-8,3%	-7,8%	-8,0%	-8,2%	-8,0%	-2,0%	3,7%	2,9%	3,0%	2,8%	1,8%	1,6%	2,2%	
3.1 A	0,5%	-10,3%	-6,7%	-8,0%				0,1%	1,7%	2,0%					1,5%
6.1	0,8%	-11,6%	-11,6%	-11,6%	-11,6%	-11,3%	-2,0%	3,2%	2,3%	3,0%	2,5%	1,3%	0,2%	1,3%	
6.2	-0,5%	-5,5%	-5,3%	-4,6%	-5,2%	-5,2%	-2,4%	2,5%	2,1%	2,5%	1,9%	-1,0%	0,3%	0,8%	
6.3	-1,2%	1,3%	-0,5%	-0,7%	-0,6%	0,5%	-3,8%	13,8%	9,6%	12,0%	10,7%	8,7%	8,9%	9,5%	
6.4	8,2%	3,2%	-0,6%	-0,4%	-1,5%	-1,6%	-1,2%	11,1%	6,1%	4,8%	1,0%	2,7%	2,5%	3,3%	
Total	0,2%	-3,7%	-10,8%	-12,1%	-8,2%	-8,0%	-2,0%	-5,3%	-0,3%	1,3%	2,8%	1,8%	1,6%	-1,4%	

Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

En la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2015 no se aportó información sobre las variables de facturación previstas para el cierre de 2014, por lo que no es posible analizar los desvíos de la Orden IET/2444/2014. No obstante, en la Memoria se indicó que se había ajustado a la baja tanto la demanda como la potencia contratada.

Finalmente, se indica que de la comparación de la demanda en b.c. y la demanda en consumo resultan unas pérdidas medias para el ejercicio 2014 del 11,3%.

5. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.

Los ingresos por peajes de acceso de la Liquidación definitiva de 2014 ascendieron a 14.226,5 M€, cifra un 4,9% inferior a los ingresos por peajes de acceso previstos para el ejercicio 2014 (14.960,6 M€) en la Orden IET/107/2014 y un 0,1% superior a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 en la Orden IET/2444/2014, según la información de la memoria que acompañó a sendas propuestas de órdenes (véase Cuadro 8).

Cuadro 8. Ingresos previstos para el ejercicio 2014 y según la Memoria de la Orden IET/107/2014, según la Orden IET/2444/2014 e ingresos por peajes de acceso registrados en la liquidación definitiva de 2014

	Liquidación definitiva 2014 [1]	Orden IET/107/2014 [2]	Diferencia [1] - [2]	% variación [1] sobre [2]	Orden IET/2444/2014 [3]	Diferencia [1] - [3]	% variación [1] sobre [3]
Ingresos por peajes de acceso	14.226.488	14.960.572	- 734.084	-4,9%	14.217.567	8.921	0,1%
Ingresos por peajes a consumidores	14.070.542	14.813.274	- 742.732	-5,0%	14.072.000	- 1.458	0,0%
Ingresos por peajes de acceso de generadores	132.715	129.698	3.017	2,3%	127.967	4.748	3,7%
Ingresos art 17 RD 216/2014	23.231	17.600	5.631	32,0%	17.600	5.631	32,0%

Fuente: CNMC, Memoria de la Orden IET/107/2014 y Memoria de la Orden IET/2444/2014.

5.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores

Los ingresos por peajes de acceso de consumidores registrados en la Liquidación definitiva de 2014 ascendieron a 14.057,9⁵ M€, cifra un 5,1%, inferior al valor previsto en la Orden IET/107/2014 (14.814 M€) y un 0,1% inferior al valor previsto para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2444/2015 (14.072 M€) (véase Cuadro 9).

⁵ A efectos de realizar una comparación homogénea se han excluido los ingresos asociados al fraude, sí incluidos en el Cuadro 1 del informe.

Cuadro 9. Ingresos registrados en la liquidación definitiva de 2014, ingresos previstos por peajes de acceso de consumidores para 2014 según la Memoria de la Orden IET/107/2014 e ingresos previstos para el cierre de 2014 según la Memoria de la Orden IET/2444/2014

	Liquidación definitiva 2014 [1]	Orden IET/107/2014 [2]	Diferencia [1] - [2]	% variación [1] sobre [2]	Orden IET/2444/2014 [3]	Diferencia [1] - [3]	% variación [1] sobre [3]
Ingresos por peajes de consumidores	14.057.908	14.813.960	- 756.052	-5,1%	14.072.000	- 14.092	-0,1%
Ingresos por peajes de acceso	13.698.172	14.493.686	- 795.514	-5,5%	13.721.000	- 22.828	-0,2%
Ingresos por energía reactiva y excesos de potencia	248.810	212.474	36.336	17,1%	240.000	8.810	3,7%
Ingresos conexiones internacionales	110.926	107.800	3.126	2,9%	111.000	- 74	-0,1%

Fuente: CNMC, Memoria de la Orden IET/107/2014 y Memoria de la Orden IET/2444/2014.

En el Cuadro 10 se comparan los ingresos registrados en la Liquidación definitiva de 2014 con los ingresos previstos para el ejercicio 2014 en la Orden IET/107/2014, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, desagregados por término de facturación y peaje de acceso.

Se observa que la diferencia entre los ingresos registrados en la Liquidación definitiva y los previstos en la Orden IET/107/2014 se explica, fundamentalmente, por los menores ingresos por la facturación del término de potencia de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (peaje 3.0 A) y de los consumidores conectados en media tensión (peajes 3.1 A y 6.1) y por los menores ingresos por la facturación del término de energía de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW. Se indica que tanto la menor facturación por el término de potencia de los consumidores acogidos a los peajes 3.0 A, 3.1 A y 6.1 como del término de energía es coherente con la evolución de las potencias contratadas por periodo horario (véanse Cuadro 10, Gráfico 1, Gráfico 2, Gráfico 3 y Gráfico 4).

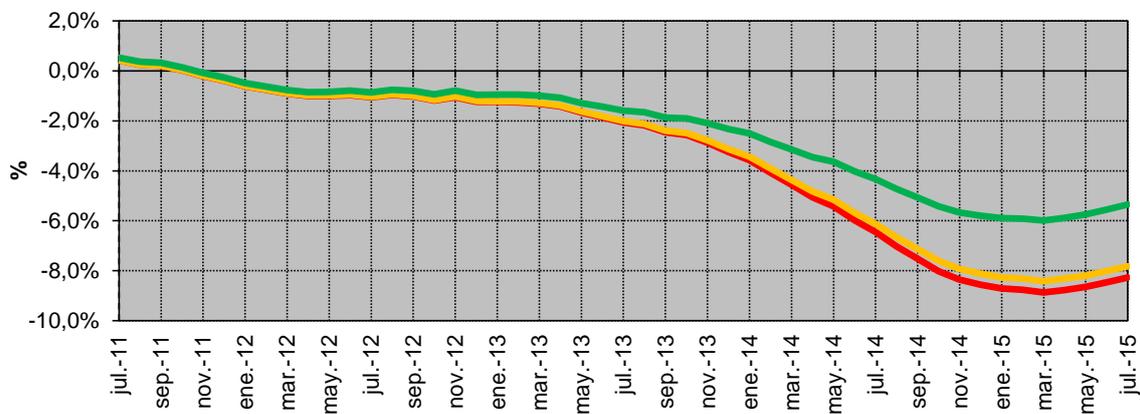
Cuadro 10. Estructura de ingresos de acceso de los consumidores nacionales registrada en la Liquidación definitiva de 2014 y previsión de la Orden IET/107/2014

Peaje	Real 2014 (A)				Previsión 2014 (Orden IET/107/2014) (1) (B)				Diferencia (A) - (B)				% variación (A) sobre (B)			
	Consumo (GWh)	Facturación potencia (M€)	Facturación energía (M€)	Facturación acceso (M€)	Consumo (GWh)	Facturación potencia (M€)	Facturación energía (M€)	Facturación acceso (M€)	Consumo (GWh)	Facturación potencia (M€)	Facturación energía (M€)	Facturación acceso (M€)	Consumo (GWh)	Facturación potencia (M€)	Facturación energía (M€)	Facturación acceso (M€)
Baja Tensión	108.806	6.618	3.632	10.249	114.699	6.923	3.871	10.794	- 5.893	- 305	- 240	- 544	-5,1%	-4,4%	-6,2%	-5,0%
Pc ≤ 10 kW	65.420	4.281	2.776	7.057	69.804	4.201	2.971	7.171	- 4.384	80	- 194	- 114	-6,3%	1,9%	-6,5%	-1,6%
2.0 A	57.935	4.005	2.607	6.613	62.276	3.964	2.791	6.754	- 4.341	42	- 183	- 142	-7,0%	1,0%	-6,6%	-2,1%
2.0 DHA	7.463	275	168	444	7.523	237	180	417	- 60	38	- 11	27	-0,8%	16,2%	-6,4%	6,4%
2.0 DHS	22	0	0	1	5	0	0	0	17	0	0	1	348,2%	144,4%	231,1%	179,0%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.926	484	445	929	9.552	495	479	974	- 626	- 11	- 34	- 45	-6,5%	-2,2%	-7,1%	-4,6%
2.1 A	5.963	389	344	733	6.428	396	371	766	- 466	- 7	- 27	- 33	-7,2%	-1,7%	-7,2%	-4,4%
2.1 DHA	2.958	95	101	196	3.122	99	108	208	- 164	- 4	- 7	- 11	-5,2%	-4,0%	-6,7%	-5,4%
2.1 DHS	6	0	0	0	2	0	0	0	4	0	0	0	199,5%	150,9%	169,3%	159,0%
Pc > 15 kW	34.459	1.853	410	2.263	35.343	2.227	422	2.649	- 883	- 374	- 12	- 386	-2,5%	-16,8%	-2,7%	-14,6%
3.0 A	34.459	1.853	410	2.263	35.343	2.227	422	2.649	- 883	- 374	- 12	- 386	-2,5%	-16,8%	-2,7%	-14,6%
Media tensión	71.633	2.256	589	2.845	70.702	2.517	578	3.095	931	- 261	11	- 250	1,3%	-10,4%	2,0%	-8,1%
3.1 A	15.606	706	174	880	15.381	777	171	948	225	- 70	2	- 68	1,5%	-9,1%	1,3%	-7,2%
6.1	56.028	1.550	415	1.965	55.322	1.740	406	2.147	706	- 191	9	- 182	1,3%	-10,9%	2,2%	-8,5%
Alta tensión	50.848	446	157	603	49.347	454	150	604	1.502	- 8	7	- 1	3,0%	-1,8%	4,9%	-0,1%
6.2	16.881	202	66	268	16.755	211	65	276	126	- 9	1	- 8	0,8%	-4,1%	1,6%	-2,8%
6.3	9.989	92	34	126	9.122	91	31	121	867	1	3	5	9,5%	1,5%	10,6%	3,8%
6.4 (3)	23.979	152	57	209	23.470	153	54	207	509	- 1	3	2	2,2%	-0,5%	5,5%	1,0%
Total	231.288	9.320	4.377	13.698	234.748	9.894	4.598	14.493	-3.460	-574	-221	-795	-1,5%	-5,8%	-4,8%	-5,5%

Fuente: CNMC, Memoria de la Orden IET/107/2014

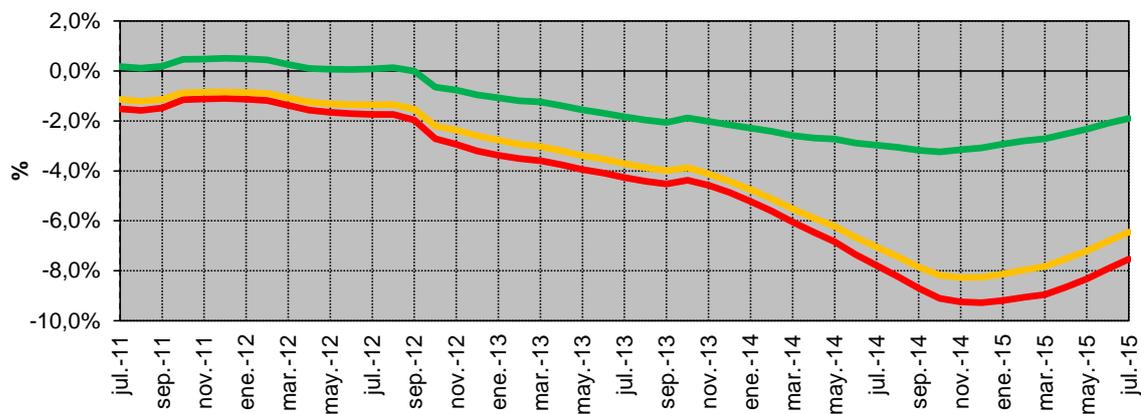
(1) Resultado de imponer a la demanda prevista por el Ministerio, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, la estructura prevista por la CNMC para 2014.

Gráfico 1. Tasa de variación sobre de la potencia contratada promedio de los últimos doce meses de los consumidores acogidos al peaje 3.0 A



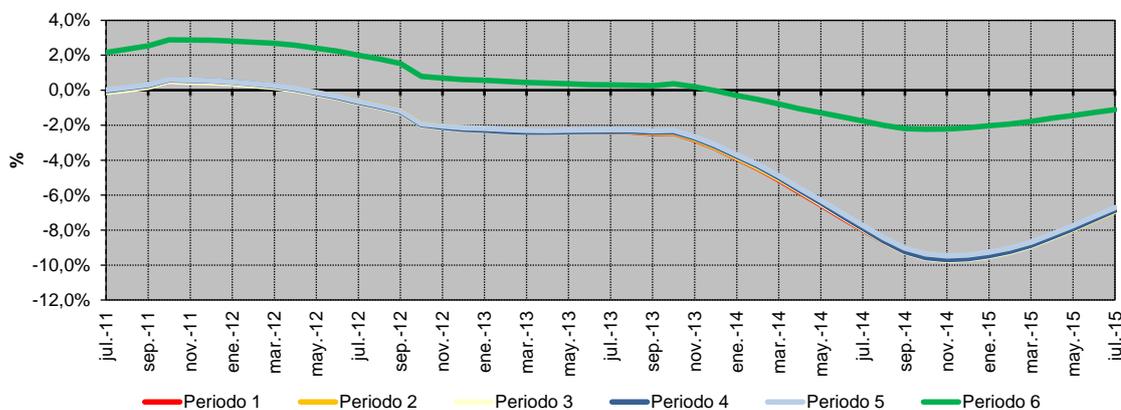
Fuente: CNMC

Gráfico 2. Tasa de variación de la potencia contratada promedio de los últimos doce meses de los consumidores acogidos al peaje 3.1 A



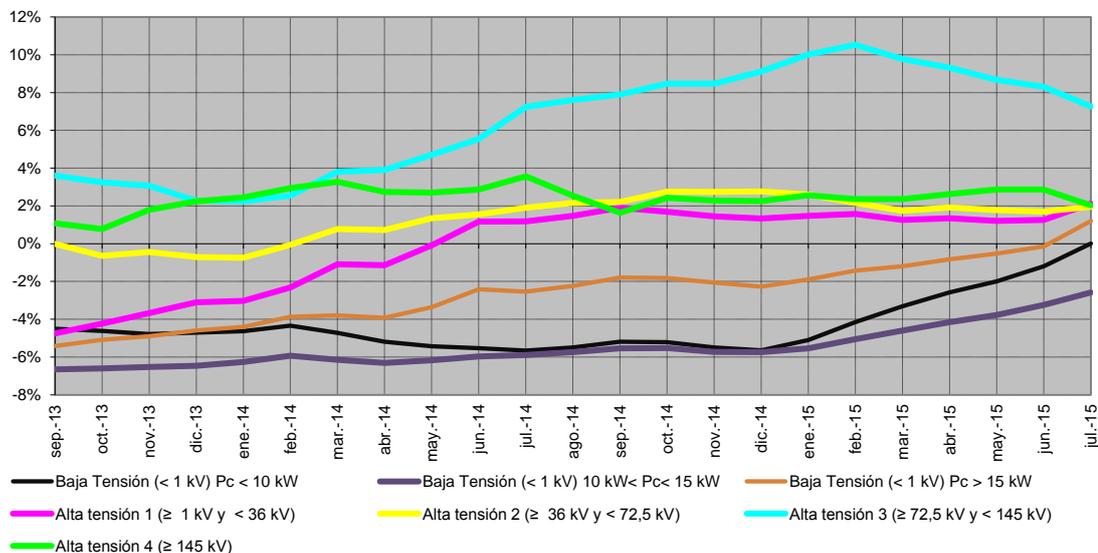
Fuente: CNMC

Gráfico 3. Tasa de variación de la potencia contratada promedio de los últimos doce meses de los consumidores acogidos al peaje 6.1



Fuente: CNMC

Gráfico 4. Evolución mensual de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses



Fuente: CNMC

En la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2015 no se aportó información sobre los ingresos previstos para el cierre de 2014 desagregados por peaje de acceso, por lo que no es posible analizar los desvíos de la Orden IET/2444/2014.

5.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos por peajes de los generadores registrados en la Liquidación definitiva de 2014 ascienden a 132.715 miles de €, cifra superior en 3.017 miles de € (2,3%) a la prevista para el ejercicio en la Orden IET/107/2014 y superior en 4.748 miles de € (3,7%) a la prevista para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2444/2014.

5.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, registrados en la Liquidación definitiva de 2014 ascienden a 23.231 miles de €, cifra un 32% por encima de los ingresos previstos para el ejercicio 2014 en la Orden IET/107/2014 y en la Orden IET/2444/2014.

5.4. Previsión de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012

En la Liquidación definitiva de 2014 se ha registrado un incremento de los ingresos de por aplicación de la Ley 15/2012 de 440,1 M€, correspondientes al canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Los ingresos acumulados por este concepto alcanzan 2.963,5 M€, cifra un 9% (287,2 M€) inferior a los ingresos previstos para el ejercicio en la Orden IET/107/2014 y un 7% inferiores a los ingresos previstos para el cierre en la Orden IET/244/2014, según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Liquidación	Tributos y cánones	Canon hidráulico	Modificación tarifa impuesto especial hidrocarburos	Subastas derechos de emisión (90 % recaudado)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 3/2014	3.830.315,14	0,00	93.589.720,74	72.122.941,08	169.542.976,96
Liquidación 4/2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 5/2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 6/2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 7/2014	439.231.247,44	0,00	89.404.685,31	71.095.838,76	599.731.771,51
Liquidación 8/2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 9/2014	-9.448.126,47	0,00	45.426.052,01	42.218.381,88	78.196.307,42
Liquidación 10/2014	303.884.632,24	0,00	48.395.660,82	64.252.799,57	416.533.092,63
Liquidación 11/2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 12/2014	514.323.818,08	0,00	21.654.453,44	23.391.486,51	559.369.758,03
Liquidación 13/2014	154.731.607,24	0,00	51.423.231,17	23.997.483,81	230.152.322,22
Liquidación 14/2014	448.005.034,92	0,00	1.534,47	21.887.258,45	469.893.827,84
Liquidación definitiva		440.064.503,77			440.064.503,77
TOTAL	1.854.558.528,59	440.064.503,77	349.895.337,96	318.966.190,06	2.963.484.560,38

Fuente: CNMC

6. Previsión de costes

En el Cuadro 12 se comparan los costes registrados en la Liquidación definitiva de 2014, los previstos para el ejercicio en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014 y los costes previstos para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2444/2014.

Se observa que los costes de acceso de 2014 registrados en la Liquidación definitiva (17.798,6 M€) resultan un 6,2% inferiores (-1.177,3 M€) a los previstos en la Orden IET/107/2014 (18.976,0 M€) y un 3,5% inferiores (652,7 M€) a los previstos en la Orden IET/2444/2014 debido, fundamentalmente, a una menor cuantía de la retribución específica de la producción renovable y, en menor medida, a un menor importe de la retribución adicional de los sistemas no peninsulares y de las anualidades del déficit de actividades reguladas respecto a los previstos en las citadas Órdenes.

Además, como resultado de considerar otros costes e ingresos regulados, los costes regulados registrados en la liquidación definitiva de 2014 ascienden a 16.639,7 M€, un 8,6% menores que los previstos inicialmente para 2014 en la Orden IET/107/2014 (18.202,9 M€) y un 4,3% menores que los previstos para el cierre del ejercicio 2014 en la Orden IET/2444/2014 (17.386,1 M€). La diferencia respecto de los costes previstos en la Orden IET/107/2014 se justifica, fundamentalmente, por un mayor superávit de los pagos por capacidad y por un mayor impacto de las reliquidaciones de la producción RECORE, mientras que la diferencia respecto de los costes

previstos en la Orden IET/2444/2014 está motivada, básicamente, tanto por el mayor impacto de las reliquidaciones de la producción RECORE como por la no imputación de coste adicionales de los SNP (prevista en 95 M€), compensado por el mayor superávit de pagos por capacidad previstos para el cierre de 2014 respecto de la liquidación definitiva.

Cuadro 12. Comparación de los costes regulados registrados en la Liquidación definitiva de 2014, los costes previstos para 2014 en la Orden IET/107/2014 y los costes previstos para el cierre de 2014 en la Orden IET/2444/2014.

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Liquidación definitiva 2014 [1]	Orden IET/107/2014 [2]	Diferencia [1] - [2]	% variación [1] sobre [2]	Orden IET/2444/2014 [1]	Diferencia [1] - [2]	% variación [1] sobre [2]
Coste Transporte	1.673.890	1.673.890	-	0,0%	1.673.890	-	0,0%
Coste Distribución	5.013.817	5.043.145	- 29.328	-0,6%	5.043.145	- 29.328	-0,6%
Retribución renovables, cogenación y residuos	6.775.179	7.630.000	- 854.821	-11,2%	7.125.000	- 349.821	-4,9%
Retribución sistemas no peninsulares	732.708	903.000	- 170.292	-18,9%	903.000	- 170.292	-18,9%
Servicio de interrumpibilidad	550.000	550.000	-	0,0%	550.000	-	0,0%
Cuotas	85.495	88.930	- 3.435	-3,9%	88.930	- 3.435	-3,9%
Tasa CNMC	21.006	22.059	- 1.053	-4,8%	22.059	- 1.053	-4,8%
Moratoria nuclear	64.349	66.724	- 2.375	-3,6%	66.724	- 2.375	-3,6%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	147	- 7	-4,7%	147	- 7	-4,7%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.879.908	2.966.993	- 87.085	-2,9%	2.937.339	- 57.431	-2,0%
Imputación de pérdidas	87.650	120.000	- 32.350	-27,0%	130.000	- 42.350	-32,6%
Costes de acceso (A)	17.798.647	18.975.958	- 1.177.311	-6,2%	18.451.304	- 652.657	-3,5%
Déficit (+) Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 830.236	- 545.239	- 284.997	52,3%	- 899.000	68.764	-7,6%
Ingresos Pagos por capacidad	1.402.774	1.462.347	- 59.573	-4,1%	1.417.000	- 14.226	-1,0%
Coste Pagos por Capacidad	572.538	917.108	- 344.570	-37,6%	518.000	54.538	10,5%
Incentivo a la inversión	263.240	270.603	- 7.363	-2,7%	264.000	- 7.363	-2,7%
Incentivo a la disponibilidad	178.239	187.096	- 8.857	-4,7%	180.000	- 8.857	-4,7%
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro	189.854	459.409	- 269.555	-58,7%	158.000	- 311.409	-76,7%
Liquidación RGS 2011-2012	- 58.794	- 58.794	-	0,0%	- 84.000	- 25.206	-29,7%
Otros costes (+) ingresos (-) regulados (C)	- 328.743	- 227.845	- 100.898	44,3%	- 166.178	- 162.565	5,9%
Liquidaciones definitivas 2009-2011	- 65.133	- 61.178	- 3.955	6,5%	- 61.178	- 3.955	6,5%
Regularizaciones de ejercicios anteriores	69.274	69.274	-	0,0%	69.274	-	0,0%
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 262.019	- 166.667	- 95.352	57,2%	- 200.000	- 62.019	31,0%
Revisiones SNP ejercicios anteriores	- 6.396	-	- 6.396	0,0%	95.000	- 101.396	-106,7%
Ejercicio 2012	217.701	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Ejercicio 2013	- 224.097	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Corrección de medidas	1.062	1.062	-	0,0%	1.062	-	0,0%
Diferencias retribución OMIE	725	725	-	0,0%	725	-	0,0%
Diferencias retribución OS	- 215	- 215	-	0,0%	- 215	-	0,0%
Ingresos por intereses	- 4.020	- 4.020	-	0,0%	- 4.020	-	0,0%
Regularización término DIF	- 62.022	- 62.022	-	0,0%	- 62.022	-	0,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	16.639.668	18.202.874	- 1.563.206	-8,6%	17.386.126	- 746.458	-4,3%
Ingresos regulados (E)	14.226.488	14.960.572	- 734.084	-4,9%	14.217.567	8.921	0,1%
Ingresos por peajes de consumidores (1)	14.070.542	14.813.274	- 742.732	-5,0%	14.072.000	- 1.458	-0,0%
Ingresos por peajes a generadores	132.715	129.698	3.017	2,3%	127.967	4.748	3,7%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	23.231	17.600	5.631	32,0%	17.600	5.631	32,0%
Ingresos externos a peajes (F)	2.963.485	3.250.720	- 287.235	-8,8%	3.179.232	- 215.747	-6,8%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.644.519	2.906.920	- 262.401	-9,0%	2.835.432	- 190.913	-6,7%
Ingresos subastas CO2	318.966	343.800	- 24.834	-7,2%	343.800	- 24.834	-7,2%
Total ingresos regulados (G) = (E) + (F)	17.189.973	18.211.292	- 1.021.319	-5,6%	17.396.799	- 206.826	-1,2%
Déficit(-)/superávit (+) de actividades reguladas (G) - (D)	550.306	8.418	541.888	6437,1%	10.673	539.633	5056,0%

Fuente: CNMC, Memoria de la Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014 y Memoria que acompañó a la Orden por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015

A continuación se analiza con mayor grado de detalle las diferencias detectadas entre los costes previstos y los costes de la Liquidación definitiva de 2014.

– *Coste de distribución y gestión comercial*

La retribución de las empresas distribuidoras con más de 100.000 registrado en la liquidación definitiva de 2014 incluye el importe del

incentivo o penalización para la reducción de pérdidas (-36.088 miles de €) establecido en el artículo 5 de la Orden IET/2444/2014, aspecto no considerado en la Orden IET/107/2014 ni en la memoria que acompañó a la propuesta de por la que se revisan los peajes para 2016 (Orden IET/2444/2014).

Por otra parte, la retribución de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes es +6.760 miles de € superior a la prevista en la Orden IET/107/2014 y en la Orden IET/2444/2014 debido a que en la Disposición adicional cuarta de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se ha procedido a la revisión de la retribución correspondiente al primer periodo de 2013 y como consecuencia de ello a la del segundo periodo de 2013 y a la del año 2014 de varias empresas distribuidoras.

- *Retribución específica de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

La retribución específica RECORE registrada en la Liquidación definitiva de 2014 asciende a 6.775,1 M€, cifra un 11,2% inferior al importe previsto para el ejercicio (7.630 M€), según la Memoria de la Orden IET/107/2014, y un 4,9% al importe previsto para el cierre del ejercicio (7.125 M€), según la Memoria de la Orden IET/2444/2014, como consecuencia del impacto de las reliquidaciones de la DT8^a.

Por otra parte, en la Liquidación definitiva de 2014 se han registrado menores costes de la retribución específica RECORE correspondiente a 2013 de 262,0 M€, un 57,2% inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014 (-166,7 M€) y un 31,0% inferiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014 (-200,0 M€).

- *Retribución adicional de los Sistemas No Peninsulares (SNP)*

La retribución adicional de los Sistemas No Peninsulares registrada en la Liquidación definitiva de 2014 correspondiente al ejercicio 2014 ha resultado 170,3 M€ inferior a la prevista en la Orden IET/107/2014 y en la Orden IET/2444/2014, como consecuencia de la revisión del coste de los combustibles establecido en la Resolución de 9 de febrero de 2015⁶.

⁶ Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En Cuadro 13 se resume el impacto de la Resolución de 9 de febrero de 2015 sobre la retribución de los sistemas no peninsulares correspondiente al ejercicio 2014.

Cuadro 13. Impacto de la Resolución de 9 de febrero de 2015 sobre la retribución específica de los sistemas no peninsulares correspondiente al ejercicio 2014

Sujeto de liquidación	SENP	Periodo	Producción (GWh)	Coste reconocido tras Resolución 9 de febrero [miles €] [1]	Pagos según PMP (Precio de Mercado Peninsular) [€] [2]	Compensación [€] [3] = [1] - [2]
GESA	Baleares	2014	3.893	563.004	252.629	310.376
UNELCO	Canarias	2014	7.872	1.522.792	463.518	1.059.274
Endesa G.	Ceuta	2014	212	61.249	12.126	49.123
Endesa G.	Melilla	2014	201	57.206	11.792	45.414
COTESA	Canarias	2014	22	1.652	434	1.218
Gorona	Canarias	2014	1	15	5	10
Total			12.200	2.205.918	740.504	1.465.414
Previsión compensación IET/107/2014, Art. 9.2 (€) (A)						1.806.000
Nueva compensación (€) (B)						1.465.414
Ajuste de compensación(€) (B) - (A)						- 340.586
Coste imputado en la Liquidación definitiva 2014 (50% de la compensación)						- 170.293

Fuente: OS

Adicionalmente, se señala que el impacto de la citada Resolución de 9 de febrero sobre los costes correspondientes a los ejercicios 2012 y 2013, conforme establece en sus puntos séptimo y octavo, supone un incremento del coste variable de 217,7 M€ en el ejercicio 2012 y una reducción 224,1 M€ en el ejercicio 2013 (véanse Cuadro 14 y Cuadro 15).

Cuadro 14. Impacto de la Resolución de 9 de febrero de 2015 sobre la retribución específica de los sistemas no peninsulares correspondiente al ejercicio 2012

Sujeto de liquidación	SENP	Periodo	Producción (GWh)	Coste reconocido tras Resolución 9 de febrero [miles €] [1]	Pagos según PMP (Precio de Mercado Peninsular) [€] [2]	Compensación [€] [3] = [1] - [2]
GESA	Baleares	2014	4.882	705.970	452.157	383.212
UNELCO	Canarias	2014	8.144	1.854.058	1.560.331	1.336.584
Endesa G.	Ceuta	2014	211	68.333	42.821	55.332
Endesa G.	Melilla	2014	215	67.306	45.748	53.938
COTESA	Canarias	2014	155	14.953	14.953	10.635
Gorona	Canarias	2014				
Total			13.607	2.710.620	2.116.011	1.839.701
Previsión compensación IET/107/2014, Art. 9.2 (€) (A)						1.622.000
Nueva compensación (€) (B)						1.839.701
Ajuste de compensación(€) (B) - (A)						217.701
Coste imputado en la Liquidación definitiva 2014						217.701

Fuente: OS

Cuadro 15. Impacto de la Resolución de 9 de febrero de 2015 sobre la retribución específica de los sistemas no peninsulares correspondiente al ejercicio 2013

Sujeto de liquidación	SENP	Periodo	Producción (GWh)	Coste reconocido tras Resolución 9 de febrero [miles €] [1]	Pagos según PMP (Precio de Mercado Peninsular) [€] [2]	Compensación [€] [3] = [1] - [2]
GESA	Baleares	2014	4.044	590.439	335.974	318.693
UNELCO	Canarias	2014	7.900	1.646.754	1.352.651	1.160.168
Endesa G.	Ceuta	2014	202	62.498	37.078	50.332
Endesa G.	Melilla	2014	202	60.230	38.738	47.918
COTESA	Canarias	2014	73	6.662	6.662	4.792
Gorona	Canarias	2014				
Total			12.421	2.366.583	1.771.103	1.581.903

Previsión compensación IET/107/2014, Art. 9.2 (€) (A)	1.806.000
Nueva compensación (€) (B)	1.581.903
Ajuste de compensación(€) (B) - (A)	- 224.097
Coste imputado en la Liquidación definitiva 2014	- 224.097

Fuente: OS

Al respecto se indica que en la previsión de cierre del ejercicio 2014, según la Memoria de la Orden IET/2444/2014, se estimó un sobrecoste adicional para el ejercicio 2012 de 95 M€, cifra 122,7 M€ superior a la que resulta de la actualización de los precios de los combustibles. En la previsión inicial del ejercicio 2014 no se incluyó coste por este concepto.

– *Anualidades del déficit de las actividades reguladas*

El importe por las anualidades del déficit de las actividades reguladas en la liquidación definitiva de 2014 asciende a 2.879,9 M€, importe un 2,9% inferior al previsto en la Orden IET/107/2014 (2.681,2 M€) y un 2,0% inferior al previsto en la Orden IET/2444/2014 (2.937,3 M€). Esta diferencia se debe a que desde la publicación de la Orden IET/107/2014 hasta la fecha de la Liquidación definitiva 2014 se ha registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 46^a, 47^a y 48^a) que han dado lugar a la actualización de la anualidad correspondiente al fondo resultando 44,2 M€ inferior a la inicialmente prevista en las citadas Órdenes.

Adicionalmente, se indica que la Orden IET/2444/2014 redujo en 29,7 M€ el importe a considerar en el ejercicio 2014 de la anualidad correspondiente al déficit del ejercicio 2013.

Por último, en la Liquidación definitiva de 2014 se produce un desvío del -5% (-13,1 M€) en el déficit correspondiente al ejercicio 2005, debido a que éste se recupera como una cuota sobre los ingresos de peajes de acceso, que también se han reducido un 5%.

– *Costes que se recuperan a través de cuotas*

Los costes que se recuperan a través de una cuota han resultado inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014, en línea con la evolución de los ingresos. Asimismo, los costes que se recuperan a

través de una cuota han resultado inferiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014, debido a que la actualización de la demanda e ingresos no ha sido acompañada por la actualización de las cuotas correspondientes. En particular, la tasa CNMC, la moratoria nuclear y el segundo ciclo de combustible nuclear han resultado un 4,8%, un 3,6% y un 4,7% inferiores a las previstas en las citadas órdenes para el ejercicio 2014.

– *Saldo de los pagos por capacidad*

El saldo de los pagos por capacidad, de acuerdo a la Liquidación definitiva de 2014, arroja un superávit de 830,2 M€, cifra superior en 285,0 M€ al saldo previsto para el ejercicio en la Orden IET/107/2014, motivado, por una parte, por el escaso hueco térmico para la programación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) registrado a lo largo del año y, por otra, porque en la Liquidación definitiva se ha incluido el impacto de la liquidación definitiva del mecanismo de resolución de RGS correspondiente al ejercicio 2011.

Por el contrario, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la liquidación definitiva de 2014 es 68,8 M€ inferior al previsto para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2444/2014, justificado por un coste del mecanismo de RGS superior al previsto para el cierre y un menor impacto de la liquidación definitiva del mecanismo de resolución de RGS correspondiente al ejercicio 2011 respecto del previsto para el cierre del ejercicio.

– *Otros costes o ingresos liquidables del sistema*

Adicionalmente, en la Liquidación definitiva del ejercicio 2014 se han registrado otra serie de costes e ingresos regulados, no previstos en la Orden IET/107/2014 y en la Orden IET/2444/2014, que suponen una disminución de los costes del sistema de 1,7 M€.

