



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 11/2015 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE
RESULTADOS Y SEGUIMIENTO
MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL
DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELECTRICO**

LIQ/DE/120/15

21 de enero de 2016

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 11/2015	5
4. Análisis de la cobertura de los costes	10
5. Análisis de los desvíos	13
6. Previsión de demanda	15
6.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)	15
6.2. Previsión de la demanda en consumo	16
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.	24
7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores	24
7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores	27
7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del RD 216/2014	27
7.4. Previsión de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012	29
8. Previsión de costes	31
8.1. Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos	31
8.2. Coste del servicio de interrumpibilidad	32
8.3. Coste de los pagos por capacidad	33
8.4. Anualidades del déficit de actividades reguladas	34
8.5. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares	34

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 11/2015 DEL SECTOR ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SEGUIMIENTO MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Este informe tiene un doble objetivo. Por una parte, se presenta el resultado de la Liquidación provisional 11/2015 y el grado de cobertura de los costes, de acuerdo con el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y, por otra parte, se realiza un seguimiento mensual de la demanda, costes e ingresos del sistema eléctrico, a efectos de valorar su adecuación a la proyección anual incluida en la correspondiente Orden de peajes de acceso, teniendo en cuenta la información disponible en cada momento.

A partir de la primera liquidación del año 2014, los pagos a los sujetos del sistema de liquidaciones se van efectuando en correspondencia con los ingresos percibidos por el sistema eléctrico. Dada la diferente estacionalidad entre los ingresos y costes del sistema y que los ingresos por peajes de acceso correspondientes a lecturas de electricidad de un mes no se reciben completamente hasta tres meses después, en las primeras liquidaciones del año el coeficiente de cobertura es bajo.

Esto significa que en un ejercicio con suficiencia tarifaria, como el previsto en la Orden IET/2444/2014, se muestra un desajuste en las liquidaciones provisionales a lo largo del ejercicio por la distinta periodificación de ingresos y costes. En particular, teniendo en cuenta los ingresos y costes previstos para 2015 en dicha Orden, y sin considerar desvíos en los ingresos externos a peajes, el resultado para esta liquidación provisional, consistente con un ejercicio con suficiencia tarifaria, se situaría en -1.428,8 M€, sin embargo, en la liquidación 11/2015 se registra un desajuste inferior en 652,1 M€ al esperado para esta liquidación.

Por lo que se refiere a los desvíos en la demanda, ingresos y costes registrados en la liquidación 11/2015 respecto de las partidas previstas en la Orden IET/2444/2014, cabe destacar los siguientes aspectos:

1. En relación con la **evolución de la demanda en consumo y de los ingresos** por peajes de acceso, éstos se encuentran por encima de los valores esperados para dicha liquidación 11. En particular, la demanda en consumo registrada en la Liquidación 11/2015 (201.996 GWh) ha sido un 2,8% superior al valor promedio observado en años anteriores.

En coherencia con la evolución de la demanda en consumo, en la Liquidación 11/2015 los ingresos por peajes de acceso de consumidores (11.790,3 M€) han resultado un 0,8% superiores al valor promedio histórico (+97,5 M€).

Asimismo, los ingresos de peajes de generadores en esta liquidación han resultado 2,8 M€ superiores a los previstos para esta liquidación, según la Orden IET/2444/2014 (+2,7%).

Por otra parte, los ingresos registrados por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 han resultado un 35% superiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014 (+4,2 M€).

Adicionalmente, en la Liquidación provisional 11/2015 se han registrado 581,9 M€ de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012.

2. En la Liquidación 11/2015 los **costes regulados** han sido 535,3 M€ inferiores a los previstos para esta liquidación según la Orden IET/2444/2014, debido, principalmente, a unos menores costes de los pagos por capacidad (-282,3 M€) y de la retribución específica de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (en adelante retribución RECORE) (-232,5 M€).

Desde la Liquidación 7/2015 hasta la fecha se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 50^a, 51^a, 52^a, 53^a, 54^a y 55^a) destinada a la refinanciación para el vencimiento de los bonos. En particular, la anualidad correspondiente a FADE asciende a 2.230.371.736,5 € cifra inferior en 39,9 M€ a la incluida en la Orden IET/2444/2014 (2.270.359.627,71 €) debido a una reducción del tipo medio de interés del fondo.

El **Coefficiente de Cobertura** de la liquidación provisional nº 11 se ha situado en un **94,11%** (**91,32%** en la Liquidación 10/2015) y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación.

1. Objeto del informe

Este informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 11/2015 y el seguimiento mensual de la demanda, costes e ingresos del sistema eléctrico, a efectos de valorar su adecuación a la proyección anual incluida en la correspondiente Orden de peajes de acceso (Orden IET/2444/2014), teniendo en cuenta la información disponible por esta Comisión.

2. Aspectos normativos

En la Liquidación provisional 11/2015 los ingresos no han sido suficientes para cubrir todos los costes a retribuir con cargo a las liquidaciones, por lo que se ha aplicado lo establecido en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. El citado artículo establece que en caso de que aparezcan desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual. Por ello, se ha procedido a aplicar un coeficiente de cobertura que se define como la relación entre los costes que se pueden sufragar con los ingresos disponibles y los costes registrados en la liquidación correspondiente.

3. Resultado de la liquidación provisional 11/2015

En el **Cuadro 0** se presenta la previsión anual de los ingresos y costes sujetos a liquidación, de acuerdo con el escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

Cuadro 0. Previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2015

CONCEPTO	PREVISIÓN 2015 Orden IET/2444/2014	
	GWh en consumo (1)	Miles de €
A. Ingresos Peajes de Acceso		13.997.858
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad (2)	232.924	13.855.409
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica		129.664
Exceso de ingresos sobre la TUR de los consumidores sin derecho transitoriamente suministrados por los suministradores de referencia (Art. 17 RD 216/2014)		12.785
B. Otros Ingresos Regulados		1.391.361
Ingresos pagos por capacidad		1.391.361
Ingresos imputación pérdidas		-
C. Ingresos Externos a Peajes		3.320.000
Ingresos Ley Medidas Fiscales		2.989.700
Ingresos por CO ₂		330.300
D. Total Ingresos (D = A + B + C)		18.709.219
E. Costes		18.421.389
Transporte		1.712.124
Retribución del transporte		1.690.555
Incentivo disponibilidad del transporte 2014		21.569
Distribución y Gestión Comercial		5.041.464
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros		4.655.424
Retribución distribución		4.602.464
Incentivo de calidad del servicio correspondiente a retribución 2015		89.048
Incentivo o penalización de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2014		- 36.088
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros		329.340
Gestión Comercial		56.700
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)		20.661
Moratoria nuclear (0,454%)		35.760
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		138
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos		6.980.000
Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos		7.100.000
Resto R. Especial (Real Decreto - Ley 9/2013)		- 120.000
Retribución específica Sistemas no peninsulares		887.170
Coste Pagos por Capacidad		735.000
Incentivo a la Inversión		n.d.
Incentivo a la Disponibilidad		n.d.
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro		n.d.
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.927.649
Fondo de titulización		2.270.360
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005		283.471
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		96.057
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		277.761
Diferencia de pérdidas		90.000
Desajuste ejercicio 2014 (déficit +)/superávit(-)		- 8.577
F. Déficit / Superávit de actividades reguladas (G = D- E)		287.830
G. Otros costes liquidables ("-"= coste/"+" = ingreso)		- 251.000
Extracostes Sistemas No Peninsulares 2012		- 191.000
Ejecución Sentencias		- 60.000
H. Déficit/superávit de Liquidaciones (I = F + G)		36.830

Fuentes: Orden IET/2442/2014 y escandallo de costes que le acompaña.

(1) Demanda de los consumidores nacionales, excluye exportaciones

(2) Ingresos por peajes de acceso a consumidores nacionales, incluyendo facturación por reactiva y excesos de potencia, e ingresos por exportaciones y gestión interconexiones.

La previsión de la liquidación de las actividades reguladas (Cuadro 0), debidamente laminada, será la que se empleará como base de comparación de los resultados de las diferentes liquidaciones. En la periodificación de las previsiones anuales se ha tenido en cuenta la estacionalidad de las diferentes partidas de ingresos y costes. Con carácter general, la periodificación se ha realizado teniendo en cuenta el promedio de la relación entre la liquidación 1 y la liquidación 14 (o 12, en su caso) de los ejercicios 2011-2014.

En el Cuadro 1 se muestra tanto el resultado de la liquidación provisional 11 de 2015 y el grado de cobertura de los costes, como la previsión de Liquidación 11/2015 del escenario de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/2444/2014, a efectos del análisis de los resultados bajo dos puntos de vista:

- *Análisis de los desvíos*
Por un lado, se comparan los resultados de la liquidación provisional teniendo en cuenta la totalidad de los costes que se reconocen en la liquidación con la previsión de liquidaciones de actividades reguladas efectuada a partir de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/2444/2014, a efectos de realizar un seguimiento de las distintas partidas.
- *Análisis de la cobertura de los costes*
Por otro lado, y dado que en aplicación del artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, si aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual, en el Cuadro 1 se incluyen los resultados de la liquidación provisional teniendo en cuenta el Coeficiente de Cobertura aplicado, definido éste como la relación entre los costes que se deberían pagar y los que se pueden realmente pagar con los ingresos disponibles.

Cuadro 1. Liquidación provisional 11/2015 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 11/2015 con costes reconocidos (A)	Liquidación 11/2015 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 11/2015 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	201.996	201.996	196.537	5.459	3%
A. Ingresos Peajes de Acceso	11.914.766	11.914.766	11.810.268	104.498	1%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	11.790.254	11.790.254	11.692.799	97.455	1%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	108.224	108.224	105.389	2.835	3%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	16.288	16.288	12.080	4.208	35%
B. Otros Ingresos Regulados	1.264.327	1.264.327	1.251.944	12.383	1%
Regularización ejercicios anteriores a 2014 (Cuadro 3)	93.592	93.592	93.592	0	0%
Ingresos pagos por capacidad	1.157.113	1.157.113	1.251.944	- 94.831	-8%
Ingresos por imputación pérdidas	12.417	12.417	-	12.417	0%
Ingresos por Intereses	1.205	1.205	-	1.205	0%
C. Ingresos Externos a Peajes	2.143.561	2.143.561	2.143.561	-	0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	1.859.146	1.859.146	1.859.146	-	0%
Ingresos por CO ₂ **	284.415	284.415	284.415	-	0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1	-	-22.670	-	-	-
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	15.322.654	15.299.984	15.205.773	116.881	1%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.525.704	2.525.704	2.551.640	- 25.936	-1%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	17.615	17.615	17.436	179	1%
Moratoria nuclear (0,447%)	32.825	32.825	35.760	- 2.935	-8%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	117	117	116	1	1%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.475.967	2.475.967	2.498.328	- 22.361	-1%
Fondo de titulación	1.891.646	1.891.646	1.916.562	- 24.916	-1%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,065%)	241.838	241.838	239.226	2.612	1%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	87.869	87.869	87.926	- 57	0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	254.614	254.614	254.614	0	0%
Correcciones de medidas	- 820	- 820	-	- 820	0%
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	13.573.667	12.774.280	14.082.989	- 509.322	-4%
Transporte	1.569.447	1.477.018	1.569.447	-	0%
Retribución del transporte	1.569.447	1.477.018	1.569.447	-	0%
Distribución y Gestión Comercial	4.619.177	4.347.143	4.621.342	- 2.165	0%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	4.265.530	4.014.323	4.267.472	- 1.942	0%
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	301.672	283.906	301.895	- 223	0%
Gestión Comercial	51.975	48.914	51.975	-	0%
Retribución específica RECORE	5.292.667	5.292.667	5.292.667	-	0%
Retribución específica Sistemas no peninsulares	813.239	763.345	813.239	-	0%
Sistema de Interrumpibilidad	7.708	7.254	7.708	-	0%
Coste Pagos por Capacidad	391.432	368.380	673.750	- 282.318	-42%
Coste Diferencia de Pérdidas **	6.878	6.473	6.878	-	0%
H. Total Costes (H = F + G)	16.099.371	15.299.984	16.634.629	- 535.258	-3%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 776.717	-	- 1.428.856	652.139	-46%

Fuente: CNMC

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

** En la previsión se han usado los datos reales al no disponer de previsión sobre el momento de pago

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. Detalle de la liquidación de distribuidores con menos de 100.000 clientes (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 11/2015 con costes reconocidos	Liq. 11/2015 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	6.967	6.967
A. Ingresos Peajes de Acceso	425.450	425.450
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	424.426	424.426
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	739	739
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	285	285
E. Total Ingresos	425.450	425.450
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	10.823	10.823
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	637	637
Moratoria nuclear (0,447%)	1.402	1.402
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	4	4
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,065%)	8.764	8.764
Correcciones de medidas	16	16
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	301.672	283.906
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	301.672	283.906
H. Total Costes (H = F + G)	312.495	294.729
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	112.955	130.721

Fuente: CNMC

En el Cuadro 3 se han incluido los ingresos y costes correspondientes a ejercicios anteriores, 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 2015

CONCEPTO	Liquidación nº 11 2015	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	-1.302	-166.326
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	859.759	2.750.277
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	-2.739.813	-1.324.485
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	-1.881.356	1.259.467
CUOTAS		-903.423
Compensación insulares y extrapeninsulares		-815.213
Operador del Sistema		-41.132
Operador del Mercado		-1.568
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		3.790
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		24.119
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		-16.211
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		-55.912
Cuota compensación por int.y reg.especial		-1.295
Costes transición a la competencia		0
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		0
TOTAL INGRESOS NETOS		2.162.889
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	-1.446	-69.560
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		-112.389.060
TOTAL COSTE ENERGIA	-1.446	-112.458.620
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		114.621.510
Coste ejecución sentencias		48.599.993
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		27.570.738
Diferencias		93.592.254

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en la Liquidación provisional 11/2015 los ingresos no son suficientes para cubrir todos los costes a retribuir con cargo a las liquidaciones, se ha aplicado lo establecido en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en lo referente a que si aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual. Por ello, se ha procedido a calcular un coeficiente de cobertura que se define como la relación entre los costes que pueden sufragar con los ingresos disponibles y los costes registrados en la liquidación 11/2015.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 11 se ha situado en un **94,11%** y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Coeficiente de cobertura
COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA	COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA
INGRESOS	Transporte 1.569.447.000,00
Ingresos Brutos a Tarifa -166.325,69	Distribución y Gestión Comercial 4.619.177.653,74
Ingresos Brutos a Peajes 11.899.901.828,44	Compensación Insular y Extrapeninsular 813.239.166,67
Cuotas a Tarifa 10.316,98	Prima del Régimen Especial 6.165.785.595,64
Cuotas a Peajes -300.316.536,74	Demanda de Interrumpibilidad 7.708.231,15
Ingresos Orden ITC/1659/2009 16.287.599,78	Coste Pagos por Capacidad 391.432.096,37
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad 0,00	Coste Diferencia de Pérdidas 6.878.003,07
Ingresos Pagos por Capacidad 1.157.113.241,77	
Ingresos Diferencia de pérdidas 12.417.299,28	
Ingresos del Tesoro 2.143.561.004,07	
Pagos Liquidación provisional n+1 -22.669.532,40	
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores 27.570.737,83	
Ingresos por Intereses 1.205.389,44	
Liquidación Fondo Moratoria Nuclear 8.815.170,49	
TOTAL INGRESOS (A) 14.943.730.193,25	
COSTES NO AFECTADOS POR CC	
Coste de la Energía Facturada a tarifa (anterior a 2014) -69.560,20	
Coste del Régimen Especial sin C.C -112.389.060,15	
Correcciones de medidas (anterior a 2014) -820.138,40	
Coste Distribución años anteriores 0,00	
Coste Demanda Interrumpibilidad (anterior a 2014) 0,00	
Coste Diferencia Pérdidas (anterior a 2014) 0,00	
Déficit Segunda Subasta 87.868.790,00	
Anualidad Déficit 2013 254.614.259,33	
Fondo de Titulización del Déficit 1.891.645.875,70	
Coste Ejecución Sentencias 48.599.993,46	
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B) 2.169.450.159,74	
TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A- B) 12.774.280.033,51	TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C) 13.573.667.746,64
COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C) 0,941107464	

Fuente: CNMC

Se indica que, dado que el Coeficiente de Cobertura se define como la relación entre los costes que se pueden realmente pagar con los ingresos disponibles y los que se deberían pagar con cargo a las liquidaciones provisionales, cuanto mayor sean los ingresos en cada liquidación mayor será el coeficiente de cobertura.

Los ingresos principales del sistema eléctrico son:

- Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.
- Los ingresos provenientes de los impuestos, tributos y cánones establecidos por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Respecto a los ingresos por peajes de acceso de un mes, sólo pueden considerarse definitivos cuando se hayan facturado ese mes y los dos meses siguientes. Según esto, la distribución de ingresos, sin tener en cuenta la estacionalidad, se venía distribuyendo de acuerdo con la secuencia siguiente:

Cuadro 5. Facturación del consumo eléctrico

	Mes m	Mes m+1	Mes m+2
Tarifas baja tensión	16%	69%	15%
Tarifas alta tensión	73%	27%	
Total facturación	28%	57%	15%

Fuente: CNMC

Por tanto, en la liquidación de enero históricamente, y sin tener en cuenta la estacionalidad, se dispone sólo de un 28% de los ingresos correspondientes a consumos del mes de enero; en la liquidación de febrero se dispone de un 85% acumulado de consumos del mes de enero y un 28 % de febrero; en la liquidación de marzo se dispone ya del 100 % de los consumos de enero, de un 85 % de los consumos de febrero y un 28% de marzo; y así sucesivamente tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

Por otra parte, en los primeros meses del año los ingresos del Tesoro por la mencionada Ley 15/2012 son reducidos debido a los diferentes devengos del impuesto.

En conclusión, teniendo en cuenta que las empresas facturan los peajes de acceso con un decalaje respecto al consumo y que en los primeros meses del año no se producen ingresos por la mencionada Ley 15/2012, el coeficiente de cobertura se va incrementando en las sucesivas liquidaciones.

Cuadro 6. Liquidación de los ingresos asociados a los peajes de los consumidores eléctricos por mes de consumo (datos históricos)

Mes de consumo	Número liquidación provisional													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Enero	0,28	0,57	0,15											
Febrero		0,28	0,57	0,15										
Marzo			0,28	0,57	0,15									
Abril				0,28	0,57	0,15								
Mayo					0,28	0,57	0,15							
Junio						0,28	0,57	0,15						
Julio							0,28	0,57	0,15					
Agosto								0,28	0,57	0,15				
Septiembre									0,28	0,57	0,15			
Octubre										0,28	0,57	0,15		
Noviembre											0,28	0,57	0,15	
Diciembre												0,28	0,57	0,15
Total mensual	0,28/12	0,85/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	0,72/12	0,15/12
Total acumulado	0,28/12	1,13/12	2,13/12	3,13/12	4,13/12	5,13/12	6,13/12	7,13/12	8,13/12	9,13/12	10,13/12	11,13/12	11,85/12	12/12
=	2,33%	9,42%	17,75%	26,08%	34,42%	42,75%	51,08%	59,42%	67,75%	76,08%	84,42%	92,75%	98,75%	100,00%

5. Análisis de los desvíos

En el Cuadro 7 se muestra la previsión del desajuste para el ejercicio 2015, en términos anuales de la Orden IET/2444/2014 (+36,8 M€), la previsión del desajuste para el ejercicio 2015 debidamente laminada (-1.428,9 M€) y el desajuste que resulta de la Liquidación 11/2015 (-776,7 M€).

En primer lugar cabe señalar que, como se ha mencionado anteriormente, dada la diferente estacionalidad entre los ingresos y los costes del sistema y que el consumo eléctrico de un mes se factura entre ese mes y los dos siguientes, se produce un desajuste entre ingresos y costes mayor en las primeras liquidaciones del año, que va reduciéndose conforme avanza el ejercicio, así como un coeficiente de cobertura menor en las primeras liquidaciones del año.

Esto significa que un ejercicio con suficiencia tarifaria, como el previsto en la Orden IET/2444/2014, muestra un desajuste en las liquidaciones provisionales a lo largo del ejercicio por la distinta periodificación de ingresos y costes. En particular, teniendo en cuenta los ingresos y costes previstos para 2015 en dicha Orden, y sin considerar desvíos en los ingresos externos a peajes, el resultado para esta liquidación provisional, consistente con un ejercicio con suficiencia tarifaria, se sitúa en -1.428,9 M€.

Cabe señalar que en la Liquidación 11/2015 el desajuste registrado es inferior en 652,1 M€ al esperado para esta liquidación, debido, fundamentalmente, a la evolución favorable de los ingresos por peajes de acceso (+104,5 M€), del coste de los pagos por capacidad (-282,3 M€) y la retribución RECORE (-232,5 M€).

Cuadro 7. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 11/2015

	Previsión anual 2015 Orden IET/2444/2014	Previsión de Liquidación 11/2015	Liquidación 11/2015
Costes regulados (miles €) (A)	17.281.028	15.382.685	14.835.044
Costes de acceso	17.686.389	15.960.879	15.707.939
Otros costes regulados (1)	- 405.361	- 578.194	- 872.895
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	13.997.858	11.810.268	11.914.766
% sobre costes regulados	81%	77%	80%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.320.000	2.143.561	2.143.561
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.989.700	1.859.146	1.859.146
Ingresos subastas CO2	330.300	284.415	284.415
% otros ingresos sobre costes regulados	19%	14%	14%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	36.830	- 1.428.856	- 776.717
% sobre los costes regulados (2)	0,213%	9%	5%

Fuente: CNMC (Liquidación 11/2015 y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014)
(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad y regularización de ejercicios anteriores a 2015.

(2) Porcentaje en valor absoluto

Como se ha comentado anteriormente, en el Cuadro 1 se compara la Liquidación provisional 11/2015 con la previsión mensual correspondiente a la Orden IET/2444/2014.

Se observa que, las mayores diferencias entre las partidas previstas en la Orden IET/2444/2014 para el ejercicio (periodificadas conforme con el histórico de liquidaciones) y las registradas en la Liquidación 11/2015, se producen, fundamentalmente, en los ingresos por peajes de acceso, en el coste derivado de la retribución específica RECORE y el coste de los pagos de capacidad.

En los epígrafes siguientes, se analizan los desvíos mostrados anteriormente respecto de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/2444/2014. A efectos de realizar el seguimiento de cada una de esas partidas, y para detectar posibles desvíos significativos respecto a la previsión inicial con mayor grado de precisión, en el presente informe se ha

definido un rango de variación¹ (máximo, mínimo y promedio) para cada uno de los conceptos analizados.

6. Previsión de demanda

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

La demanda nacional en b.c. prevista para el ejercicio 2015 según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden IET/2444/2014 por la que se revisan los peajes de acceso para 2015 asciende a 257.614 GWh, lo que supondría una reducción del 0,20 % respecto de la demanda nacional en b.c. del ejercicio 2014. Esta reducción de la demanda no se corresponde con la tasa de variación anual registrada a diciembre de 2015 (+1,84%) (véanse Cuadro 8 y Gráfico 1), que supone un aumento de la demanda.

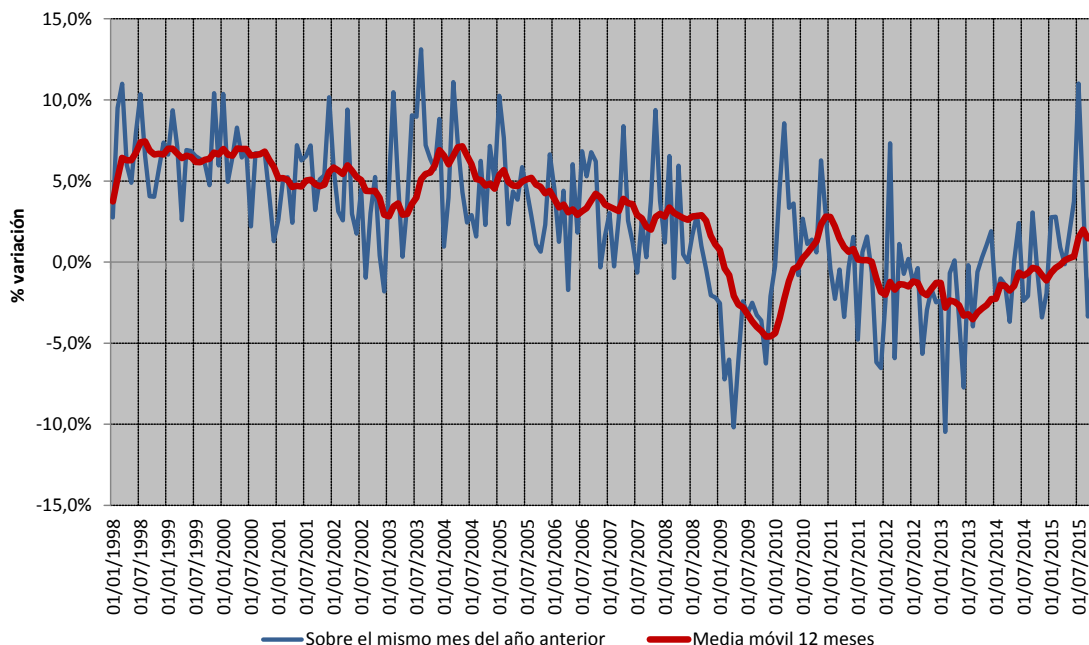
Cuadro 8. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2013	2014	2015	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14
Enero	23.767	23.240	23.883	-2,22	2,77	-2,22	2,77	-2,26	-0,68
Febrero	21.666	21.449	22.048	-1,00	2,79	-1,64	2,78	-1,41	-0,37
Marzo	22.389	22.078	22.276	-1,39	0,90	-1,56	2,16	-1,47	-0,17
Abril	20.624	19.863	19.836	-3,69	-0,14	-2,05	1,63	-1,76	0,11
Mayo	20.627	20.648	21.016	0,10	1,78	-1,65	1,66	-1,47	0,24
Junio	20.342	20.832	21.613	2,41	3,75	-1,01	2,00	-0,64	0,36
Julio	23.045	22.493	24.970	-2,40	11,01	-1,22	3,35	-0,83	1,52
Agosto	22.050	21.589	22.341	-2,09	3,48	-1,33	3,36	-0,66	2,00
Septiembre	20.978	21.619	20.892	3,05	-3,36	-0,86	2,61	-0,37	1,46
Octubre	21.026	20.940	20.966	-0,41	0,12	-0,81	2,37	-0,43	1,51
Noviembre	21.621	20.883	20.998	-3,41	0,55	-1,05	2,21	-0,80	1,84
Diciembre	22.943	22.499	22.033	-1,93	-2,07	-1,13	1,84	-1,13	1,84
Anual	261.077	258.131	262.872						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2015 Balance de Energía

¹ El rango de variación para cada una de las partidas analizadas se ha definido teniendo en cuenta los valores máximo y mínimo de la relación entre el importe liquidado en la Liquidación objeto de seguimiento y la liquidación 14 de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014.

**Gráfico 1. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%).
Enero de 1998- diciembre de 2015**



Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2015 Balance de Energía

Adicionalmente, cabe señalar que, de acuerdo con la última información disponible publicada por REE, la tasa de variación anual de los últimos doce meses de la demanda en b.c. del sistema peninsular en diciembre de 2015 registró un aumento del 1,82%, la del Sistema Balear el 3,71%, la del Sistema Canario el 1,11% y la del Sistema Melillense 2,50%. Por el contrario la demanda en b.c. del sistema Ceutí registró un descenso del 2,66%.

La tasa de variación de la demanda en b.c. de 2015 respecto del ejercicio 2014 corregida de los efectos de laboralidad y temperatura del sistema peninsular ha sido del 1,6%, la del sistema balear del 2,6% y la del sistema canario del 0,9%. No se dispone de la demanda en b.c. corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de los sistemas de Ceuta y Melilla.

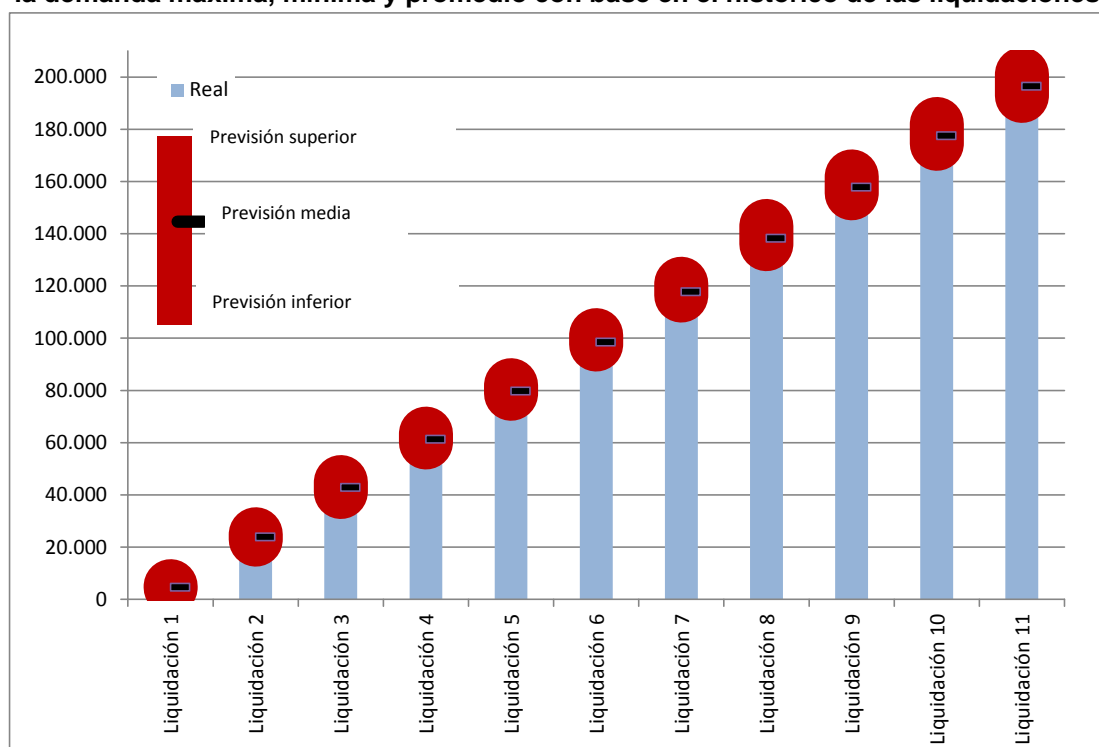
6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda en consumo registrada en la Liquidación provisional 11/2015 asciende a 201.996 GWh, cifra un 2,8% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 11 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores².

² El rango de variación se ha definido teniendo en cuenta los valores máximo, mínimo y promedio de la relación entre la demanda liquidada en Liquidación 1 y la liquidación 14 de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014.

Cabe señalar que la demanda en consumo declarada en la Liquidación 11/2015 representaría el 86,7% de la demanda prevista para el ejercicio 2015, valor superior al promedio registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2011 a 2014 (84,4%).

Gráfico 2. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en la Liquidación 11/2015 respecto de la demanda anual prevista. Intervalo de variación de la demanda máxima, mínima y promedio con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

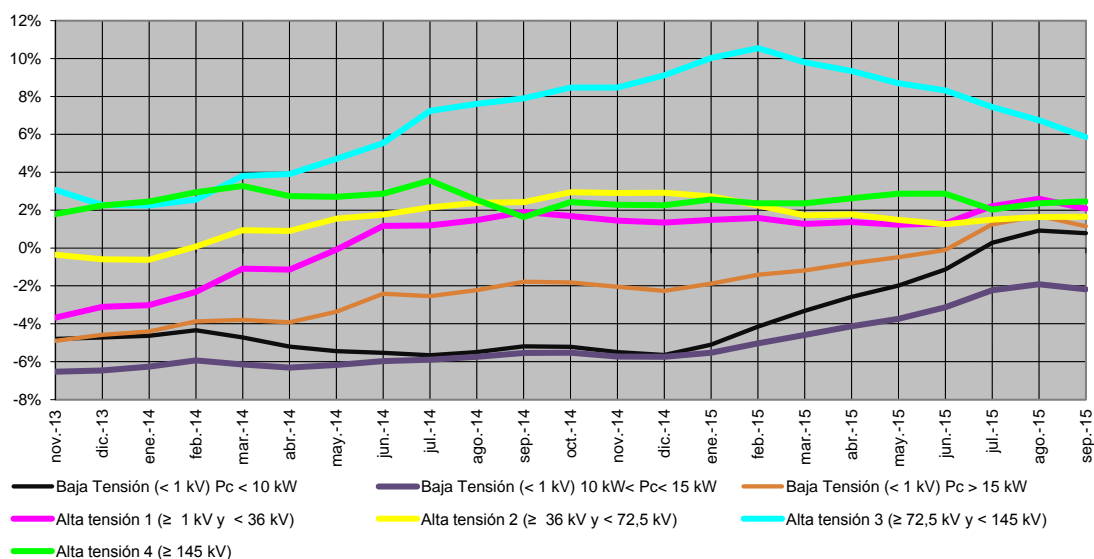
Respecto del desvío en la demanda registrado en la Liquidación 11/2015, cabe señalar que se corresponde con la evolución registrada en la demanda en consumo. En el Cuadro 9 y el Gráfico 3 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta septiembre de 2015, último mes con información. Se observa que la demanda de todos los grupos tarifarios muestra medias móviles positivas, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW.

**Cuadro 9. Evolución mensual de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión.
Tasa de variación anual media de 12 meses.**

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2014	octubre	-5,2%	-5,5%	-1,8%	1,7%	2,9%	8,5%	2,4%	-0,7%
	noviembre	-5,5%	-5,7%	-2,0%	1,4%	2,9%	8,5%	2,3%	-0,9%
	diciembre	-5,7%	-5,7%	-2,3%	1,3%	2,9%	9,1%	2,3%	-1,0%
2015	enero	-5,1%	-5,5%	-1,9%	1,5%	2,7%	10,0%	2,6%	-0,7%
	febrero	-4,1%	-5,0%	-1,4%	1,6%	2,3%	10,5%	2,4%	-0,3%
	marzo	-3,3%	-4,6%	-1,2%	1,3%	1,7%	9,8%	2,4%	-0,2%
	abril	-2,6%	-4,1%	-0,8%	1,4%	1,8%	9,3%	2,6%	0,2%
	mayo	-2,0%	-3,7%	-0,5%	1,2%	1,5%	8,7%	2,9%	0,4%
	junio	-1,1%	-3,1%	-0,1%	1,3%	1,3%	8,3%	2,9%	0,7%
	julio	0,3%	-2,2%	1,3%	2,2%	1,5%	7,4%	2,0%	1,5%
	agosto	0,9%	-1,9%	1,7%	2,6%	1,6%	6,7%	2,4%	1,9%
	septiembre	0,8%	-2,2%	1,1%	2,1%	1,7%	5,9%	2,5%	1,6%

Fuente: CNMC

Gráfico 3. Evolución mensual de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses



Fuente: CNMC

Adicionalmente, en el Cuadro 10 y Gráfico 4 se muestra la evolución de la potencia facturada por nivel de tensión, por su impacto en los ingresos del sistema. Al igual que la evolución registrada en el consumo, se observa una evolución favorable de tasa móvil registrada en los últimos 12 meses para todos los grupos tarifarios con la excepción de la potencia facturada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW.

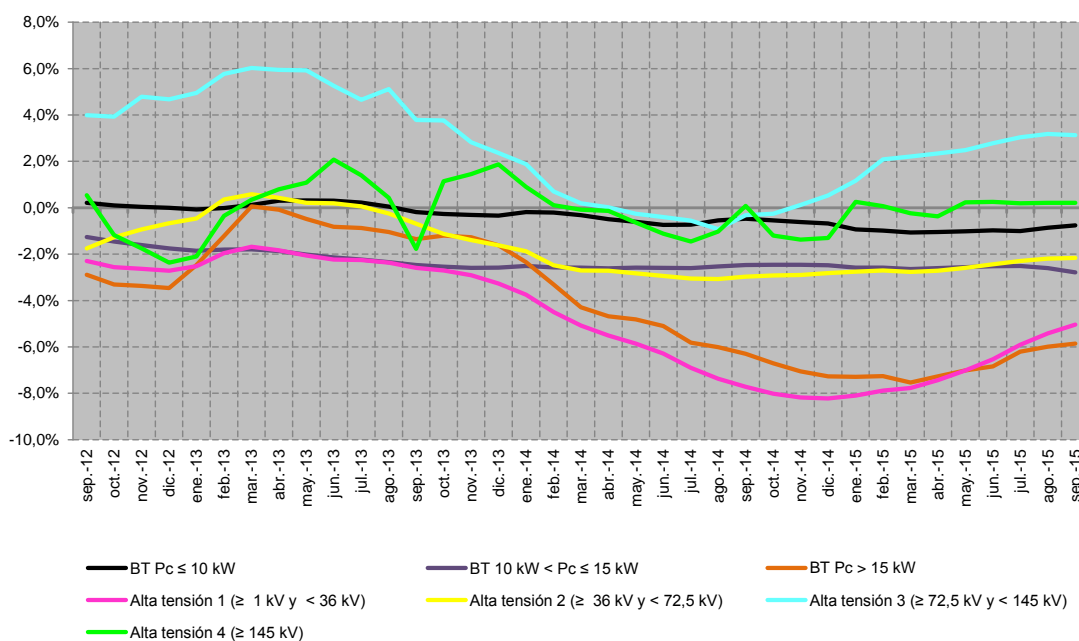
Cuadro 10. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1	Alta tensión 2	Alta tensión 3	Alta tensión 4	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW	(≥ 1 kV y < 36 kV)	(≥ 36 kV y < 72,5 kV)	(≥ 72,5 kV y < 145 kV)	(≥ 145 kV)	
2014	octubre	-0,5%	-2,5%	-6,7%	-8,0%	-2,9%	-0,3%	-1,2%	-2,5%
	noviembre	-0,6%	-2,5%	-7,1%	-8,2%	-2,9%	0,1%	-1,4%	-2,6%
	diciembre	-0,7%	-2,5%	-7,3%	-8,2%	-2,8%	0,5%	-1,3%	-2,7%
2015	enero	-0,9%	-2,6%	-7,3%	-8,1%	-2,8%	1,2%	0,3%	-2,8%
	febrero	-1,0%	-2,6%	-7,3%	-7,9%	-2,7%	2,1%	0,1%	-2,8%
	marzo	-1,1%	-2,6%	-7,5%	-7,8%	-2,8%	2,2%	-0,2%	-2,8%
	abril	-1,0%	-2,6%	-7,3%	-7,4%	-2,7%	2,3%	-0,4%	-2,7%
	mayo	-1,0%	-2,6%	-7,0%	-7,0%	-2,6%	2,5%	0,2%	-2,6%
	junio	-1,0%	-2,5%	-6,8%	-6,5%	-2,4%	2,8%	0,3%	-2,5%
	julio	-1,0%	-2,5%	-6,2%	-5,9%	-2,3%	3,0%	0,2%	-2,3%
	agosto	-0,9%	-2,6%	-6,0%	-5,4%	-2,2%	3,2%	0,2%	-2,1%
	septiembre	-0,8%	-2,8%	-5,9%	-5,0%	-2,2%	3,1%	0,2%	-2,0%

Fuente: CNMC

Nota: No incluye conexiones internacionales ni información sobre los suministros conectados a las redes de los distribuidores con menos de 100.000 clientes

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



Fuente: CNMC

En el Cuadro 11 se compara la demanda por grupo tarifario registrada en 2014³ y la previsión de la demanda para 2015⁴ de la Orden IET/2444/2014.

Al comparar las previsiones para el ejercicio 2015 (Cuadro 11) con la evolución registrada en los últimos meses (Cuadro 9), se observa que la demanda prevista por grupo tarifario presenta tasas de variación inferiores a las registradas en los últimos doce meses, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW (con una previsión de -1,9% frente al -2,2% registrado en los últimos doce meses) y los consumidores conectados en media tensión (con una previsión de +4,3% frente al +2,1% registrado en los últimos doce meses), si bien éstas últimas estarían en línea con la tendencia de mejora observada.

Respecto a la previsión de la potencia facturada para el ejercicio 2015 (Cuadro 11) se observa que, en general, muestra tasas de variación respecto del ejercicio 2014 superiores a las medias móviles registradas a septiembre de 2015 en todos los peajes (Cuadro 10), con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 72,5 kV y 145 kV (peaje 6.3) y tensión superior a 145 kV (peaje 6.4), mostrándose las diferencias más relevantes en los peajes de acceso 3.0 A, 3.1 A, 6.1 y 6.3. En cualquier caso, para el total de potencia facturada, la previsión sobre 2015 se sitúa en -2,0%, cifra que coincide con el valor interanual del mes de septiembre.

³ Se indica que las variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2014 se obtienen añadiendo a las variables de facturación declaradas por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes, las variables de facturación estimadas para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes a partir de las declaraciones en SINCRO. Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes realizan sus declaraciones por año y mes de facturación, en lugar de por año y mes de consumo.

⁴ Al respecto se indica que la previsión de demanda e ingresos de la Orden IET/2444/2014 está recogida en la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020 (véase el informe realizado por la CNMC disponible en http://cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/150521_Informe%20OOM%20de%20evolu%C3%B3n%20de%20ingresos%20y%20costes%202015-2020.pdf).

Cuadro 11. Comparación del número de clientes, consumo y potencia facturada desagregado por grupo tarifario registrados en la Liquidación 14/2014 con las previstas para el ejercicio 2015, según la Memoria de la Orden IET/2444/2014.

Peaje	Real 2014			Previsión 2015			% variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia	Consumo
Baja tensión	28.655.785	148.448	109.068	28.741.365	145.304	107.916	0,3%	-2,1%	-1,1%
2.0 A	25.735.418	107.194	58.118	25.814.841	105.371	57.323	0,3%	-1,7%	-1,4%
2.0 DHA	1.290.922	7.337	7.480	1.282.048	7.112	7.432	-0,7%	-3,1%	-0,6%
2.0 DHS	2.482	13	22	5.471	17	30	120,4%	32,0%	34,8%
2.1 A	704.644	8.854	5.987	706.594	8.609	5.860	0,3%	-2,8%	-2,1%
2.1 DHA	172.057	2.166	2.967	175.973	2.117	2.918	2,3%	-2,3%	-1,7%
2.1 DHS	398	5	6	825	10	9	107,3%	101,7%	46,8%
3.0	749.863	22.879	34.488	755.613	22.068	34.343	0,8%	-3,5%	-0,4%
Alta tensión	108.747	30.351	122.923	109.246	29.875	126.004	0,5%	-1,6%	2,5%
3.1.A	85.996	6.824	15.629	86.218	6.586	16.457	0,3%	-3,5%	5,3%
6.1 A	18.923	13.065	51.005	18.438	12.393	53.021	-2,6%	-5,1%	4,0%
6.1 B	1.226	1.305	5.042	1.975	1.773	5.257	61,1%	35,9%	4,3%
6.2	1.599	3.272	16.882	1.610	3.263	16.989	0,7%	-0,3%	0,6%
6.3	424	1.754	10.091	429	1.687	9.770	1,0%	-3,8%	-3,2%
6.4	579	4.053	23.982	575	4.016	24.147	-0,7%	-0,9%	0,7%
TTS	1	78	292	1	156	361	-25,0%	98,9%	23,6%
Total	28.764.532	178.799	231.992	28.850.611	175.178	233.920	0,3%	-2,0%	0,8%

Fuente: CNMC, Orden IET/2444/2014 y Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020.

Notas:

- (1) Variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2014, obtenidas añadiendo a las variables de facturación declaradas por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes, las variables de facturación estimadas de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes a partir de las declaraciones en SINCRO.
- (2) Previsión de demanda e ingresos de la Orden IET/2444/2014 según la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020.

Adicionalmente, en el Cuadro 12 se comparan las variables de facturación previstas por la CNMC⁵ correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes⁶ con la información declarada por las mismas en la base de datos de liquidaciones correspondiente a los últimos doce meses (octubre 2014-septiembre 2015), a efectos de ilustrar su impacto en el desvío de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores. En particular, se muestran para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes:

- Las variables de facturación previstas por la CNMC para 2015 (primer cuadro);

⁵ Se indica que la previsión de las variables de facturación para el ejercicio 2015 de la Orden IET/2444/2014, según la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020, se corresponde con las previsiones de la CNMC.

⁶ No incluye la demanda los consumidores conectados a redes de empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, al realizar éstas sus declaraciones por año y mes de facturación, en lugar de por año y mes de consumo, y con una periodicidad distinta a la mensual.

- Las variables de facturación registradas en los últimos doce meses en la base de datos de liquidaciones (segundo cuadro);
- La diferencia entre las variables previstas y registradas en términos absolutos (tercer cuadro), y en términos relativos (cuarto cuadro).

De la comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para el ejercicio 2015 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y las registradas en los últimos doce meses (octubre 2014-septiembre 2015⁷) se observa que, con carácter general, para los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y para los consumidores conectados en media y alta tensión la potencia contratada registrada en los últimos doce meses es inferior a la potencia contratada por periodo prevista para el ejercicio 2015, con la excepción del peaje 6.3, el periodo 3 del peaje 3.1 A, del periodo 6 de los peajes 6.1 A y 6.2 y los periodos 3, 4, 5 y 6 del peaje 6.4. La potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW es menor que la prevista para el ejercicio 2015 para los peajes 2.0 DHS, 2.1 DHA y 2.1 DHS y superior para el resto.

Respecto del consumo por periodo horario, se observa que, con carácter general, el consumo previsto por periodo para el ejercicio 2015 es inferior al consumo registrado en los últimos doce meses, con la excepción de los periodos 1 y 2 de los consumidores de baja tensión acogidos a la discriminación horaria supervalle (2.0 DHS), el periodo 2 de la 2.1 DHA, el peaje 2.1 DHS, el peaje 3.1 A, los periodos 1, 2, 5 y 6 de la 6.1 A, los periodos 1, 2 y 5 de la 6.1 B y los periodos 1, 2 y 6 del peaje 6.2 y del peaje 6.4.

⁷ La desagregación de las variables de facturación entre los peajes 6.1 A y 6.1 B durante el ejercicio 2014 se ha realizado teniendo en cuenta la información individualizada de clientes de la base de datos de Liquidaciones.

Cuadro 12. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2015 y las registradas en los últimos 12 meses (octubre 2014-septiembre 2015) según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes

Previsión CNMC 2015. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (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	27.645.026	140.457	22.528	21.978	-	-	-	70.947	25.241	7.947	-	-	-	104.135
2.0 A	24.837.929	101.660	-	-	-	-	-	55.302	-	-	-	-	-	55.302
2.0 DHA	1.229.036	6.819	-	-	-	-	-	2.302	4.872	-	-	-	-	7.173
2.0 DHS	5.442	16	-	-	-	-	-	11	9	10	-	-	-	30
2.1 A	677.455	8.268	-	-	-	-	-	5.652	-	-	-	-	-	5.652
2.1 DHA	167.863	2.025	-	-	-	-	-	943	1.865	-	-	-	-	2.808
2.1 DHS	785	10	-	-	-	-	-	3	3	3	-	-	-	9
3.0	726.515	21.658	22.528	21.978	-	-	-	6.735	18.493	7.934	-	-	-	33.162
Alta tensión	105.937	27.908	29.448	30.290	23.204	23.383	28.572	11.801	17.910	11.758	9.086	13.460	59.879	123.893
3.1 A	83.341	6.257	6.902	7.372	-	-	-	3.285	6.515	6.294	-	-	-	16.093
6.1 A	18.833	12.182	12.396	12.548	12.633	12.732	16.006	4.681	5.917	2.942	4.768	6.960	26.717	51.983
6.1 B	1.156	1.202	1.255	1.261	1.264	1.271	1.614	458	609	325	536	742	2.378	5.047
6.2	1.604	3.086	3.215	3.257	3.285	3.297	4.083	1.275	1.757	813	1.356	2.013	9.695	16.910
6.3	428	1.480	1.716	1.727	1.778	1.818	2.102	587	878	432	744	1.136	5.935	9.713
6.4	575	3.702	3.963	4.124	4.244	4.265	4.766	1.516	2.234	953	1.682	2.609	15.154	24.147
Total	27.750.963	168.365	51.976	52.268	23.204	23.383	28.572	82.748	43.151	19.705	9.086	13.460	59.879	228.029

Últimos 12 meses (octubre 2014-septiembre 2015). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (5)						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	27.591.685	140.439	21.727	21.359	-	-	-	72.955	25.880	8.058	-	-	-	106.892
2.0 A	24.656.691	101.734	-	-	-	-	-	56.719	-	-	-	-	-	56.719
2.0 DHA	1.392.323	7.600	-	-	-	-	-	2.639	5.109	-	-	-	-	7.748
2.0 DHS	3.065	16	-	-	-	-	-	8	8	12	-	-	-	28
2.1 A	666.976	8.300	-	-	-	-	-	5.708	-	-	-	-	-	5.708
2.1 DHA	161.634	2.019	-	-	-	-	-	984	1.845	-	-	-	-	2.828
2.1 DHS	540	7	-	-	-	-	-	3	2	3	-	-	-	8
3.0	710.456	20.764	21.727	21.359	-	-	-	6.894	18.916	8.043	-	-	-	33.854
Alta tensión	106.913	27.393	28.961	29.966	22.894	23.091	29.847	11.668	17.525	11.976	9.946	13.732	58.481	123.329
3.1 A	84.467	6.138	6.809	7.383	-	-	-	3.179	6.275	6.000	-	-	-	15.454
6.1 A	18.606	11.810	12.007	12.159	12.251	12.372	16.991	4.618	5.731	3.046	4.924	6.822	25.924	51.064
6.1 B	1.224	1.187	1.245	1.251	1.254	1.261	1.610	455	606	331	546	732	2.387	5.056
6.2	1.606	3.056	3.173	3.213	3.228	3.244	4.160	1.270	1.736	910	1.521	2.091	9.620	17.149
6.3	423	1.570	1.793	1.810	1.875	1.903	2.179	643	953	494	864	1.194	6.136	10.283
6.4	588	3.632	3.933	4.150	4.285	4.311	4.906	1.503	2.225	1.195	2.092	2.894	14.414	24.323
Total	27.698.598	167.832	50.687	51.325	22.894	23.091	29.847	84.622	43.406	20.034	9.946	13.732	58.481	230.221

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (5)						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	53.340,94	17,85	801,20	618,84	0,00	0,00	0,00	-2.007,71	-639,25	-110,21	0,00	0,00	0,00	-2.757,17
2.0 A	181.237,78	-73,32	-	-	-	-	-	-1.417,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1.417,26
2.0 DHA	-163.287,27	-781,08	-	-	-	-	-	-336,90	-237,47	0,00	0,00	0,00	0,00	-574,37
2.0 DHS	2.376,80	0,09	-	-	-	-	-	2,85	1,37	-2,53	0,00	0,00	0,00	1,69
2.1 A	10.479,65	-31,65	-	-	-	-	-	-55,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-55,51
2.1 DHA	6.229,72	6,45	-	-	-	-	-	-41,19	20,31	0,00	0,00	0,00	0,00	-20,88
2.1 DHS	245,31	3,03	-	-	-	-	-	0,11	0,25	0,60	0,00	0,00	0,00	0,95
3.0	16.058,96	894,33	801,20	618,84	0,00	0,00	0,00	-159,80	-423,71	-108,27	0,00	0,00	0,00	-691,78
Alta tensión	-976,32	514,92	487,32	323,44	310,79	291,10	-1.274,92	133,25	384,29	-218,43	-859,68	-272,40	1.397,34	564,37
3.1 A	-1.125,73	118,33	93,62	-11,15	0,00	0,00	0,00	106,01	239,65	293,55	0,00	0,00	0,00	639,21
6.1 A	226,33	372,04	388,77	388,84	382,30	359,81	-985,56	62,65	186,05	-103,63	-155,87	138,04	792,25	919,49
6.1 B	-67,50	14,57	10,06	10,48	10,53	10,10	4,37	2,55	3,14	-6,66	-9,25	10,34	-9,05	-8,93
6.2	-1,15	30,41	41,60	44,39	56,77	52,94	-76,69	4,81	21,51	-97,14	-164,77	-78,25	74,94	-238,90
6.3	4,77	-90,05	-77,08	-83,08	-97,48	-85,43	-77,84	-55,97	-74,69	-62,28	-119,69	-57,17	-200,91	-570,72
6.4	-13,04	69,62	30,36	-26,03	-41,33	-46,32	-139,20	13,21	8,62	-242,27	-410,10	-285,36	740,11	-175,78
Total	52.364,63	532,77	1.288,52	942,29	310,79	291,10	-1.274,92	-1.874,46	-254,96	-328,64	-859,68	-272,40	1.397,34	-2.192,81

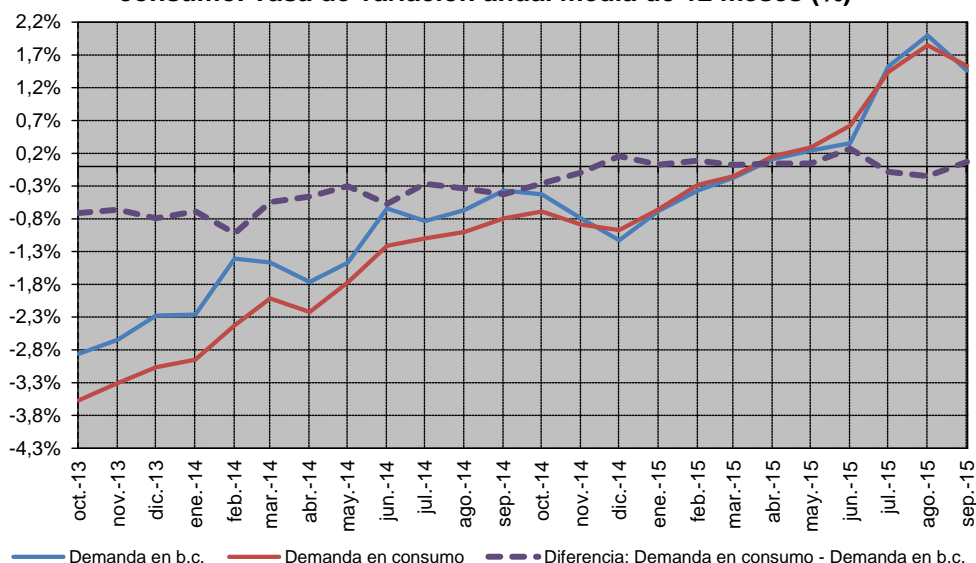
Porcentaje de variación (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (5)						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%	0,0%	3,7%	2,9%				-2,8%	-2,5%	-1,4%				-2,6%
2.0 A	0,7%	-0,1%						-2,5%						-2,5%
2.0 DHA	-11,7%	-10,3%						-12,8%	-4,6%					-7,4%
2.0 DHS	77,5%	0,5%						35,0%	18,1%	-20,8%				6,0%
2.1 A	1,6%	-0,4%						-1,0%						-1,0%
2.1 DHA	3,9%	0,3%						-4,2%	1,1%					-0,7%
2.1 DHS	45,5%	46,3%						3,9%	10,4%	21,9%				12,1%
3.0	2,3%	4,3%	3,7%	2,9%				-2,3%	-2,2%	-1,3%				-2,0%
Alta tensión	-0,9%	1,9%	1,7%	1,1%	1,4%	1,3%	-4,3%	1,1%	2,2%	-1,8%	-8,6%	-2,0%	2,4%	0,5%
3.1 A	-1,3%	1,9%	1,4%	-0,2%				3,3%	3,8%	4,9%				4,1%
6.1 A	1,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	2,9%	-5,8%	1,4%	3,2%	-3,4%	-3,2%	2,0%	3,1%	1,8%
6.1 B	-5,5%	1,2%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,3%	0,6%	0,5%	-2,0%	-1,7%	1,4%	-0,4%	-0,2%
6.2	-0,1%	1,0%	1,3%	1,4%	1,6%	1,6%	-1,8%	0,4%	1,2%	-10,7%	-10,8%	-3,7%	0,8%	-1,4%
6.3	1,1%	-5,7%	-4,3%	-4,6%	-5,2%	-4,5%	-3,6%	-8,7%	-7,8%	-12,6%	-13,9%	-4,8%	-3,3%	-5,5%
6.4	-2,2%	1,9%	0,8%	-0,6%	-1,0%	-1,1%	-2,8%	0,9%	0,4%	-20,3%	-19,6%	-9,9%	5,1%	-0,7%
Total	0,2%	0,3%	2,5%	1,8%	1,4%	1,3%	-4,3%	-2,2%	-0,6%	-1,6%	-8,6%	-2,0%	2,4%	-1,0%

Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Finalmente, en el gráfico siguiente se compara la evolución de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central y de la demanda en consumo. Cabe destacar que desde diciembre de 2014 la demanda en consumo registra una tendencia similar a la demanda en barras de central (medida a partir de la evolución de las tasas de variación anual de los últimos 12 meses).

Gráfico 5. Evolución mensual de la demanda nacional en barras de central y en consumo. Tasa de variación anual media de 12 meses (%)



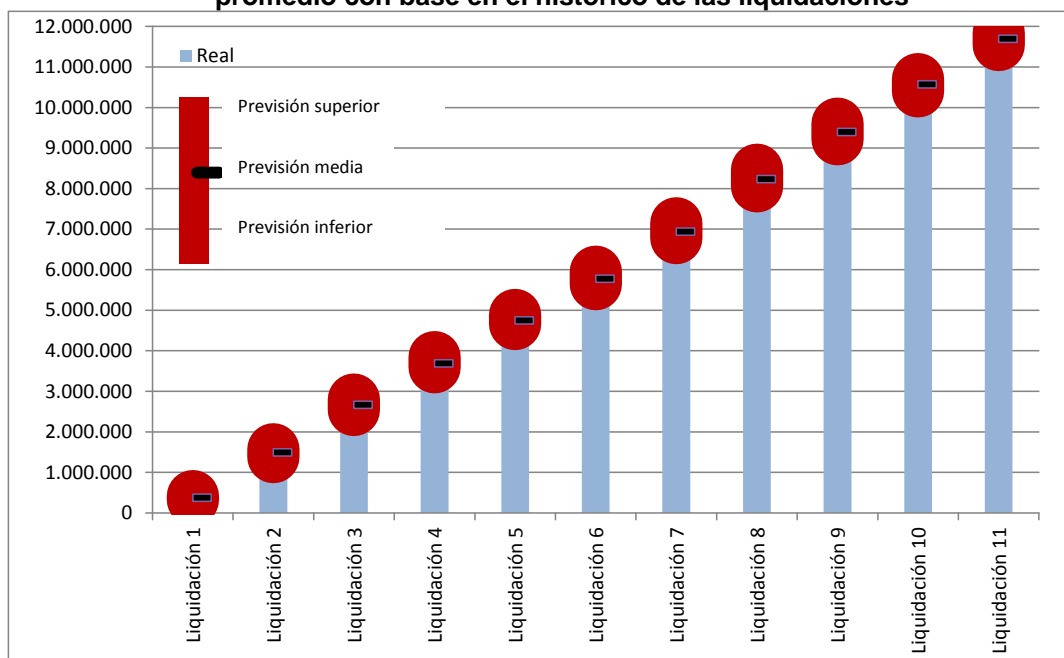
Fuente: CNMC

7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.

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

Los ingresos por peajes de acceso de consumidores registrados en la Liquidación 11/2015 ascendieron a 11.790,3 M€, cifra un 0,8% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 11 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 6).

Gráfico 6. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de consumidores (miles €) registrados en las liquidación provisional 11 de 2015 respecto de la previsión de liquidación 11. Intervalo de variación de los ingresos de acceso máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 13 se compara el resultado de facturar a las variables de facturación previstas por la CNMC correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 para el ejercicio 2015 y a las variables de facturación registradas en los últimos doce meses (octubre 2014-septiembre 2015) en la base de datos de Liquidaciones. Cabe destacar que las mayores diferencias, en términos absolutos, se registran en los consumidores acogidos a los peajes 2.0 A, 2.0 DHA, 3.0 A, 3.1 A y 6.1 A. En particular, en la facturación del término de potencia de los peajes 2.0 DHA, 3.0, 3.1 A y 6.1 A y en la facturación del término de energía de los peajes 2.0 A, 2.0 DHA, 3.0 A, 3.1 A y 6.1 A.

Cuadro 13. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2015 y las registradas en los últimos 12 meses según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes

Previsión CNMC 2015. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Previsión CNMC 2015 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.645.026	104.135	6.376.151	3.404.358	9.780.509
2.0 A	24.837.929	55.302	3.867.506	2.434.774	6.302.280
2.0 DHA	1.229.036	7.173	259.432	153.523	412.955
2.0 DHS	5.442	30	614	717	1.331
2.1 A	677.455	5.652	367.480	324.208	691.688
2.1 DHA	167.863	2.808	90.019	94.901	184.920
2.1 DHS	785	9	425	280	705
3.0	726.515	33.162	1.790.675	395.955	2.186.630
Alta tensión	105.937	123.893	2.567.849	746.753	3.314.601
3.1 A	83.341	16.093	683.790	179.298	863.089
6.1 A	18.833	51.983	1.367.712	379.965	1.747.677
6.1 B	1.156	5.047	77.332	33.504	110.836
6.2	1.604	16.910	198.999	65.664	264.662
6.3	428	9.713	87.762	32.851	120.614
6.4	575	24.147	152.253	55.471	207.724
Total	27.750.963	228.029	8.943.999	4.151.111	13.095.111

Últimos 12 meses (octubre 2014-septiembre 2015). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/2444/2014 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.591.685	106.892	6.343.551	3.502.799	9.846.350
2.0 A	24.656.691	56.719	3.870.296	2.497.172	6.367.467
2.0 DHA	1.392.323	7.748	289.146	174.941	464.088
2.0 DHS	3.065	28	611	538	1.149
2.1 A	666.976	5.708	368.887	327.393	696.279
2.1 DHA	161.634	2.828	89.732	97.705	187.437
2.1 DHS	540	8	291	264	554
3.0	710.456	33.854	1.724.589	404.786	2.129.376
Alta tensión	106.913	123.329	2.527.026	739.263	3.266.289
3.1 A	84.467	15.454	673.465	172.431	845.896
6.1 A	18.606	51.064	1.335.771	374.347	1.710.118
6.1 B	1.224	5.056	76.629	33.481	110.109
6.2	1.606	17.149	196.897	66.512	263.409
6.3	423	10.283	92.284	35.615	127.899
6.4	588	24.323	151.980	56.878	208.858
Total	27.698.598	230.221	8.870.577	4.242.062	13.112.640

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/2444/2014 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	53.341	-2.757	32.600	-98.441	-65.841
2.0 A	181.238	-1.417	-2.789	-62.398	-65.187
2.0 DHA	-163.287	-574	-29.715	-21.418	-51.133
2.0 DHS	2.377	2	3	179	182
2.1 A	10.480	-56	-1.407	-3.184	-4.591
2.1 DHA	6.230	-21	287	-2.804	-2.517
2.1 DHS	245	1	135	16	151
3.0	16.059	-692	66.086	-8.832	57.254
Alta tensión	-976	564	40.822	7.490	48.312
3.1 A	-1.126	639	10.325	6.867	17.192
6.1 A	226	919	31.941	5.618	37.559
6.1 B	-68	-9	703	24	727
6.2	-1	-239	2.102	-848	1.253
6.3	5	-571	-4.522	-2.763	-7.285
6.4	-13	-176	273	-1.407	-1.134
Total	52.365	-2.193	73.422	-90.951	-17.529

Diferencia (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/2444/2014 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	0,2%	-2,6%	0,5%	-2,8%	-0,7%
2.0 A	0,7%	-2,5%	-0,1%	-2,5%	-1,0%
2.0 DHA	-11,7%	-7,4%	-10,3%	-12,2%	-11,0%
2.0 DHS	77,5%	6,0%	0,5%	33,2%	15,8%
2.1 A	1,6%	-1,0%	-0,4%	-1,0%	-0,7%
2.1 DHA	3,9%	-0,7%	0,3%	-2,9%	-1,3%
2.1 DHS	45,5%	12,1%	46,3%	6,2%	27,2%
3.0	2,3%	-2,0%	3,8%	-2,2%	2,7%
Alta tensión	-6,8%	-1,9%	1,2%	-6,0%	-0,9%
3.1 A	-1,3%	4,1%	1,5%	4,0%	2,0%
6.1 A	1,2%	1,8%	2,4%	1,5%	2,2%
6.1 B	-5,5%	-0,2%	0,9%	0,1%	0,7%
6.2	-0,1%	-1,4%	1,1%	-1,3%	0,5%
6.3	1,1%	-5,5%	-4,9%	-7,8%	-5,7%
6.4	-2,2%	-0,7%	0,2%	-2,5%	-0,5%
Total	0,2%	-1,0%	0,8%	-2,1%	-0,1%

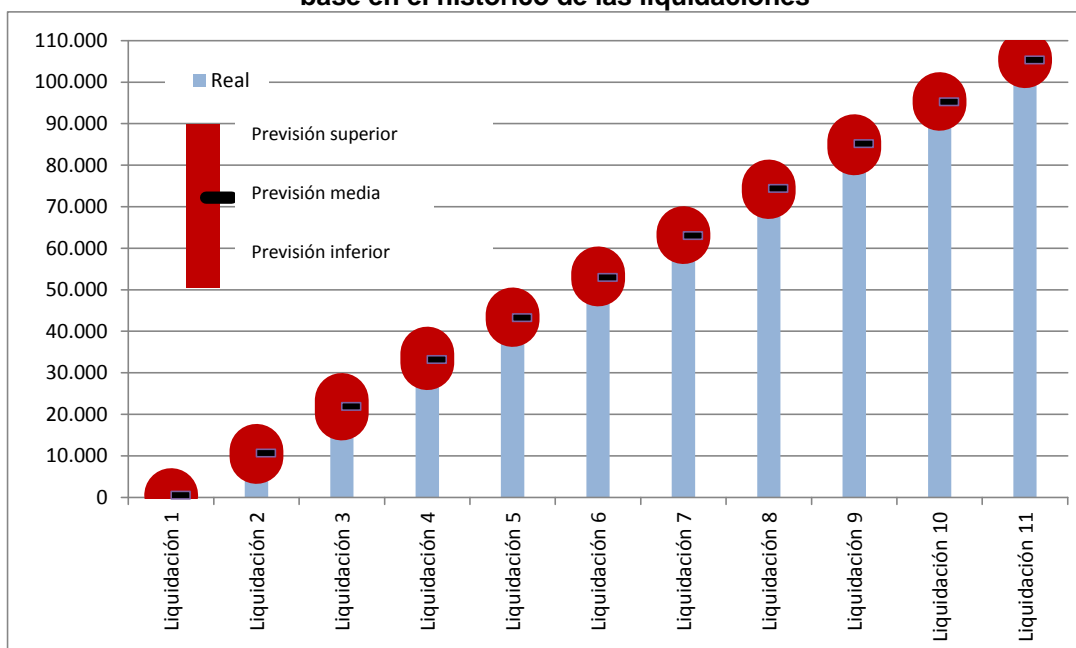
Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Finalmente, del mismo modo que se indicó respecto de la demanda en consumo, los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 11/2015 representan, aproximadamente, el 85,1% de los ingresos de la liquidación provisional 14.

7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos declarados en la Liquidación 11/2015 por este concepto ascienden a 108,2 M€, cifra superior en un 2,7% al promedio de la liquidación 11 de los años 2012, 2013 y 2014. Dicha cifra es superior al máximo registrado en el histórico de liquidaciones.

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en las Liquidaciones 1 a 11 de 2015 respecto de la previsión anual. Intervalo de variación de los ingresos de acceso máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones

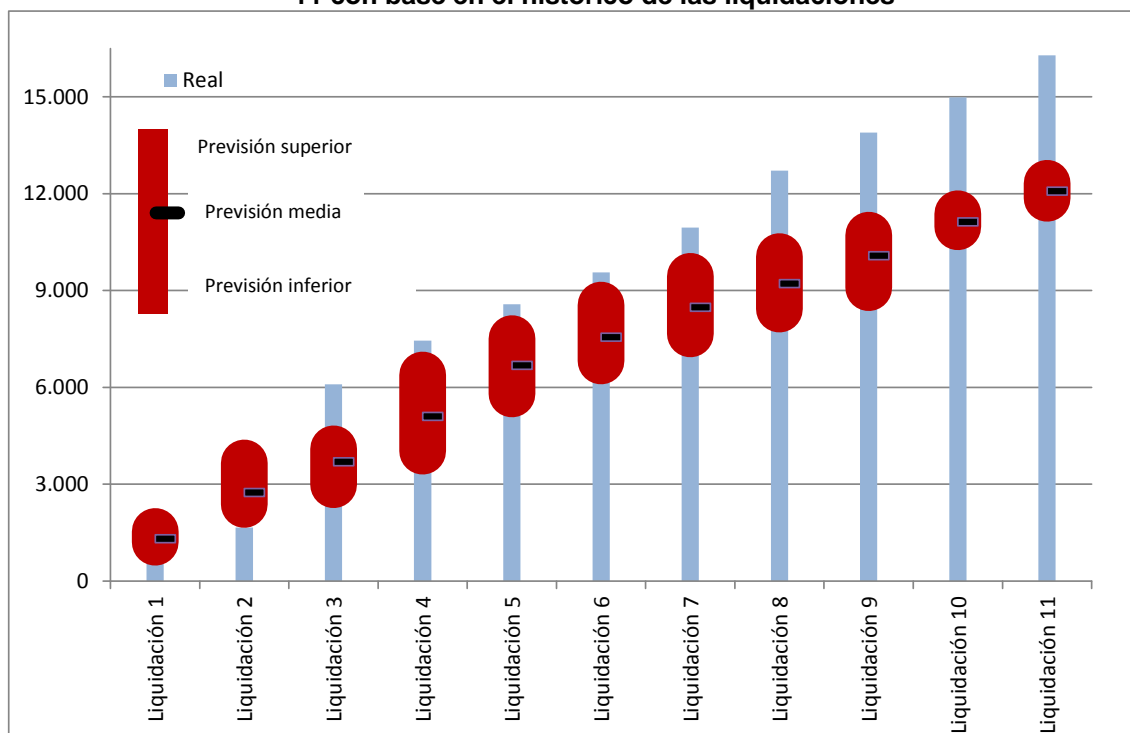


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del RD 216/2014

En la Liquidación 11/2015 se han declarado 16.288 miles de € en concepto de ingresos derivados de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, importe que estaría por encima del valor medio definido (34,8%), teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014.

Gráfico 8. Comparación de los ingresos (miles €) por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 registrados en la Liquidación 11/2015 respecto de los ingresos previstos por este concepto. Intervalo de variación de los ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 máximo, mínimo y promedio de la Liquidación 11 con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

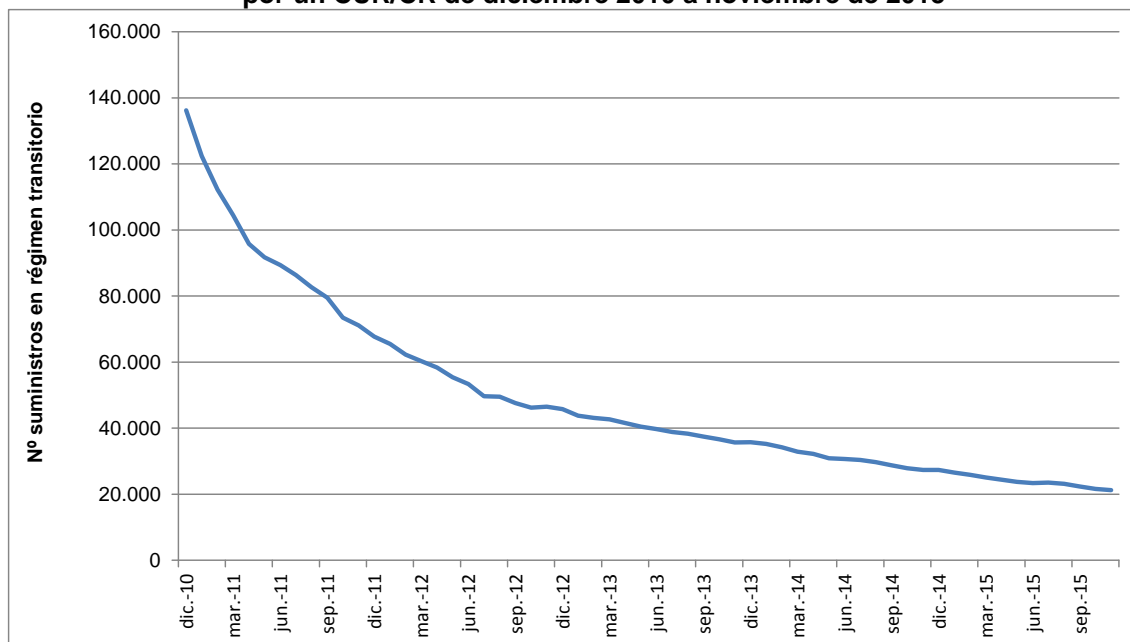
A efectos informativos en el Cuadro 14 y el Gráfico 9 se muestra la evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC que transitoriamente son suministrados por un comercializador de último recurso.

Cuadro 14. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados por un CUR/CR desagregada por tipo de consumidor. Diciembre 2010 – noviembre 2015

Tipo de consumidor	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15
Grandes Clientes (AT)	277	857	334	117	151	128	129	142	120	102	121	120	98	99	98	101
Grandes Clientes (BT)	2.312	615	224	225	182	251	236	131	118	108	142	148	127	97	95	102
AAPP (Alta tensión)	1.626	861	617	386	297	281	271	248	247	243	235	239	229	206	205	202
AAPP (Baja Tensión)	41.189	17.925	9.394	6.106	3.665	3.495	3.363	3.192	3.201	3.119	3.029	3.136	3.063	2.868	2.787	2.777
Pymes (AT)	2.449	1.290	1.064	735	893	889	890	891	863	827	809	861	835	795	776	773
Pymes (BT)	33.458	17.078	11.406	8.694	5.474	5.218	5.081	4.916	4.759	4.611	4.518	4.585	4.456	4.150	3.964	3.849
Domésticos (AT)	81	121	136	128	118	120	111	105	103	96	87	82	79	89	74	71
Domésticos (BT)	54.489	28.780	22.324	19.054	16.382	15.939	15.641	15.244	14.835	14.484	14.281	14.235	14.153	13.906	13.501	13.257
Otros (AT)	12	30	27	29	28	28	26	26	24	22	21	22	20	20	19	20
Otros (BT)	364	185	221	258	179	176	163	167	159	155	150	141	140	134	116	113
Total	136.257	67.742	45.747	35.732	27.369	26.525	25.911	25.062	24.429	23.767	23.393	23.569	23.200	22.364	21.635	21.265

Fuente: CNMC

Gráfico 9. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados por un CUR/CR de diciembre 2010 a noviembre de 2015



Fuente: CNMC

Al respecto, cabe señalar que el desvío en los ingresos procedentes de la aplicación del artículo 17 del RD 216/2014 a los consumidores que sin derecho, transitoriamente son suministrados por un COR, se debe, fundamentalmente, a los mayores precios registrados en el mercado durante el primer semestre de 2015.

7.4. Previsión de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012

En la Liquidación provisional 11/2015 se han registrado 581,9 M€ de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. Los ingresos acumulados por este concepto alcanzan 2.143,56 M€, el 64,6% del importe previsto para el ejercicio 2015 (3.320 M€) en la Orden IET/2444/2014 (véase Cuadro 15).

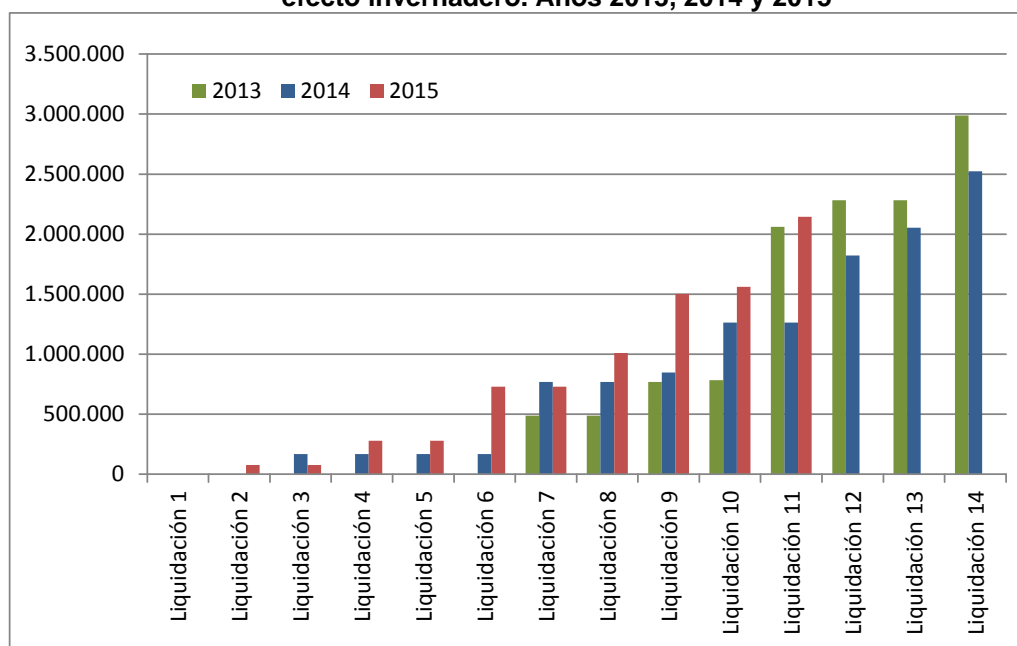
Cuadro 15. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Liquidación	Tributos y cánones	Canon hidráulico	Modificación tarifa impuesto especial hidrocarburos	Subastas derechos de emisión (90 % recaudado)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2015	0,00	0,00	29.562.349,23	47.871.980,67	77.434.329,90
Liquidación 3/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 4/2015	81.389.310,39	0,00	86.319.193,20	35.153.615,53	202.862.119,12
Liquidación 5/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 6/2015	337.515.697,25	0,00	40.920.203,97	71.140.808,18	449.576.709,40
Liquidación 7/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 8/2015	127.192.901,80	0,00	71.347.418,07	82.165.793,02	280.706.112,89
Liquidación 9/2015	406.879.721,87	9.882.816,32	54.750.564,05	19.885.776,75	491.398.878,99
Liquidación 10/2015	-191.808,34	3.344.800,43	28.314.717,15	28.197.283,59	59.664.992,83
Liquidación 11/2015	555.323.740,75	67.157,74	26.526.962,45	0,00	581.917.860,94
TOTAL	1.508.109.563,72	13.294.774,49	337.741.408,12	284.415.257,74	2.143.561.004,07

Fuente: CNMC (Liquidaciones provisionales 2015)

A efectos informativos, en el Gráfico 10 se muestra la evolución de los ingresos acumulados procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante 2013, 2014 y 2015.

Gráfico 10. Evolución de los ingresos acumulados (miles €) procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Años 2013, 2014 y 2015



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2013, 2014 y 2015).

8. Previsión de costes

En el presente epígrafe se analizan aquellas partidas de coste que han presentado mayores desvíos en la previsión de la Liquidación 11/2015: retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos y los pagos por capacidad.

Adicionalmente, si bien no se produce un desvío entre la retribución específica de los sistemas no peninsulares, en la medida en que se incorpora en la correspondiente liquidación la doceava parte del coste previsto, se realiza un seguimiento de su evolución, a efectos de detectar posibles desvíos respecto del importe total considerado en la Orden IET/2444/2014.

8.1. Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos

La retribución RECORE registrada en la Liquidación provisional 11/2015 asciende a 6.165,8 M€, cifra un 3,6% inferior al valor previsto para esta liquidación⁸.

En el Cuadro 16 se muestra la retribución de la producción renovable correspondiente al mes de octubre sin aplicar el coeficiente de cobertura.

⁸ Se indica que, dado el cambio del régimen retributivo de estas instalaciones, el coste anual previsto en la Orden IET/2444/2014 se lamina en doceavas partes.

Cuadro 16. Resultado de la liquidación provisional 11 de 2015 de retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos.

Tecnología	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Prima equivalente (M€)	Prima equivalente (€/MWh)
COGENERACIÓN	5.166	1.945	89,2	45,9
SOLAR FV	4.612	384	199,3	519,0
SOLAR TE	2.300	166	97,3	586,0
EÓLICA	22.771	3.693	104,5	28,3
HIDRÁULICA	1.694	310	6,3	20,3
BIOMASA	728	280	22,4	79,9
RESIDUOS	736	319	8,8	27,4
TRAT.RESIDUOS	440	127	8,6	67,5
OTRAS TECNOLOGÍAS	5	-	0,08	-
TOTAL	38.452	7.224	536,3	74,2

Fuente: CNMC, Liquidación provisional de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos.

Adicionalmente, se indica que en esta liquidación se han incluido 5,4 M€, correspondientes a liquidaciones de ejercicios anteriores a 2015 y a devoluciones de la DT 8ª.

8.2. Coste del servicio de interrumpibilidad

En la liquidación 11/2015 se han incluido 7.708 miles de € correspondientes a la retribución del servicio de interrumpibilidad prestado por los proveedores del servicio en los territorios no peninsulares, conforme se establece en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En particular la citada disposición transitoria establece que, en tanto el Operador del Sistema no desarrolle la adaptación del mecanismo previsto en la Orden IET/2013/2013 a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, seguirá aplicándose el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad de acuerdo a lo dispuesto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.

Se indica que en los costes considerados en la Orden IET/2444/2014 no se ha previsto coste alguno por este concepto.

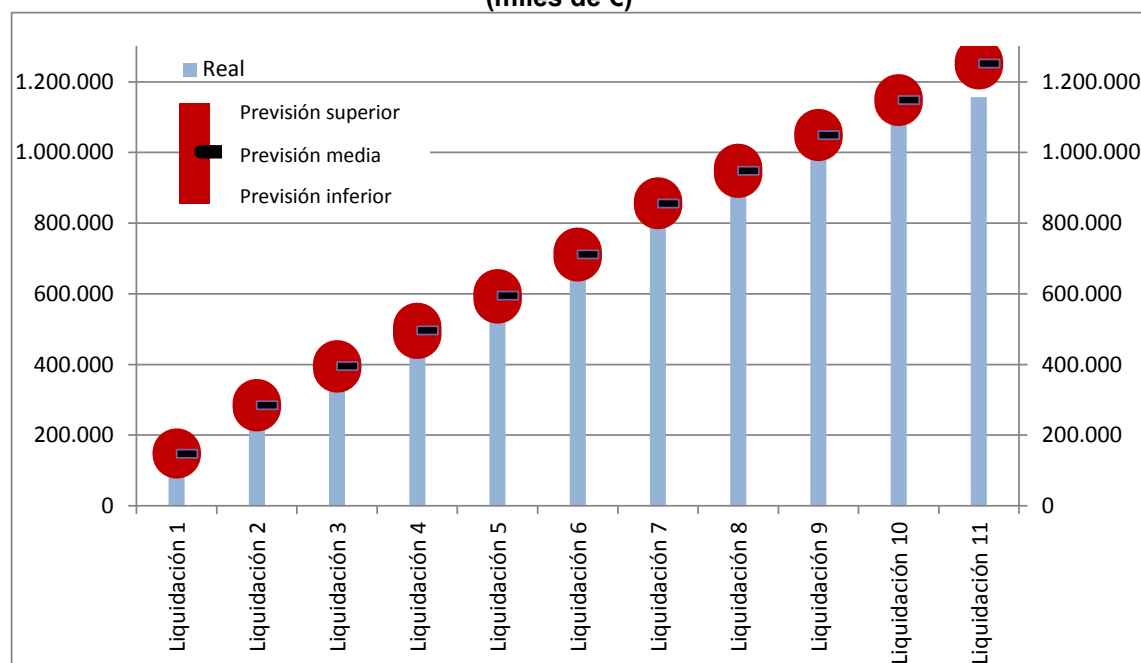
8.3. Coste de los pagos por capacidad

El coste de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación provisional 11/2015 asciende a 391,4 M€, cifra inferior en 282,3 M€ al valor previsto para la Liquidación 11/2015.

Como se ha indicado en informes de seguimiento anteriores, se espera un desvío positivo debido a la que durante 2015 no se aplica el mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

Por otra parte, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 11/2015 (1.157,1 M€) han resultado un 7,6% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 11 de ejercicios anteriores, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones, motivado por la aplicación de los nuevos precios para la financiación de los pagos por capacidad introducidos en la disposición transitoria única del Real Decreto Ley 9/2015 (véase Gráfico 11).

Gráfico 11. Comparación de los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la liquidación provisional 11 de 2015 respecto de la previsión de liquidación. Intervalo de variación de los ingresos por pagos por capacidad máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones (miles de €)



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escándalo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

Por último, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 11/2015 asciende a 765,9 M€. Para mayor información en el Cuadro 17 se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el

Informe de liquidación del Operador del Sistema peninsular del mes de noviembre de 2015.

Cuadro 17. Evolución del saldo de los pagos por capacidad

	Financiación (Ingresos por pagos de la demanda s/normativa vigente)	Pagos por Incentivo a la Inversión	Saldo restricciones garantía de suministro	Servicio Disponibilidad	Saldo
	€	€	€	€	€
dic-14	142.392.553	22.357.333	18.966.608	14.748.626	86.319.986
ene-15	156.452.361	22.357.333		14.218.538	119.876.489
feb-15	142.925.994	20.193.720		13.048.315	109.683.958
mar-15	115.573.023	22.357.333		14.446.349	78.769.340
abr-15	98.968.114	21.636.129		13.980.338	63.351.647
may-15	100.416.710	22.357.333		14.446.349	63.613.028
jun-15	125.433.395	21.303.388		13.948.044	90.181.962
jul-15	168.700.011	21.669.668		14.458.200	132.572.143
ago-15	58.938.283	21.467.706		14.458.200	23.012.377
sep-15	63.161.963	20.651.759		13.991.806	28.518.398
oct-15	61.133.151	21.340.151		14.458.200	25.334.800
nov-15	65.625.731	20.651.759		13.991.806	30.982.165

Fuente: REE, Informe Liquidación del Operador del Sistema Peninsular.

8.4. Anualidades del déficit de actividades reguladas

Desde la Liquidación 7/2015 hasta la fecha se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 50^a, 51^a, 52^a, 53^a, 54^a y 55^a). El fin de esta emisión ha sido de refinanciación de los vencimientos futuros de los bonos emitidos por FADE. En particular, la anualidad correspondiente a FADE asciende a 2.230.371.736,5 € cifra inferior en 39,9 M€ a la incluida en la Orden IET/2444/2014 (2.270.359.627,71 €). Como consecuencia de lo anterior, en la Liquidación 11/2015 se registra un desvío de -24,9 M€ en la anualidad correspondiente al fondo de titulización.

8.5. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares

El siguiente cuadro presenta el resultado de la producción de energía eléctrica térmica e hidro-eólica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP) correspondiente al mes de noviembre de 2015. Se indica que el cuadro resume la información de producción horaria de las unidades de producción, recibida por parte de REE.

La producción térmica convencional de los SENP junto con la del parque hidro-eólico de Gorona El Viento S.A. (El Hierro) alcanzó 966 GWh en este mes, lo que corresponde a un coste total provisional de 166.398.811,21 euros. De esta cantidad, 105.390.391,85 euros es la compensación extrapeninsular. Se señala que COTESA (Cogeneración de Tenerife S.A.) no ha producido en este mes.

Cuadro 18. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SENP correspondientes a noviembre de 2015

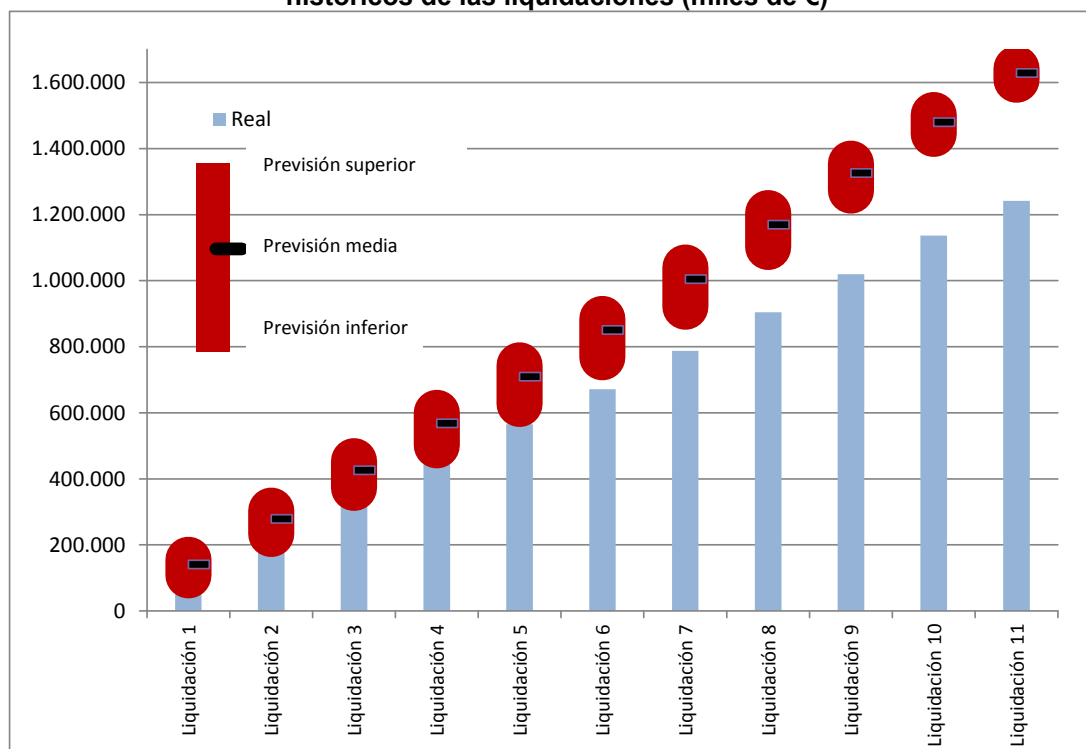
SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Régimen retributivo adicional (€)
Baleares	260.320,57	43.230.816,66	25.835.425,31	17.395.391,35	19.268.663,12	23.962.153,54
Canarias (UNELCO)	672.294,91	114.708.955,29	91.247.680,87	23.461.274,42	39.850.565,21	74.858.390,08
Canarias (COTESA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Canarias (GORVIEN)	871,62	13.571,15	13.571,15	0,00	44.049,83	-30.478,68
Ceuta	16.117,12	4.315.049,98	2.243.787,91	2.071.262,07	896.375,22	3.418.674,76
Melilla	16.149,91	4.130.418,13	2.479.045,15	1.651.372,98	948.765,98	3.181.652,15
Total	965.754,13	166.398.811,21	121.819.510,39	44.579.300,82	61.008.419,36	105.390.391,85

Fuente: Operador del Sistema

Como ya se indicó en el Informe de seguimiento de la Liquidación 10/2015, como consecuencia de la entrada en vigor el pasado 1 de septiembre del Real Decreto 738/2015, se ha producido un cambio en el sistema de liquidaciones que da lugar a una compensación negativa para la planta Gorona El Viento S.A. (El Hierro), al estar pendiente el reconocimiento de su retribución fija.

En el Gráfico 12 se muestra la evolución mensual del coste de la compensación extrapeninsular, independientemente de su fuente de financiación. Dicho coste se sitúa por debajo (23,7%) del valor medio del intervalo de variación de la Liquidación de la compensación extrapeninsular 10 respecto de la Liquidación 14 en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014, teniendo en cuenta la previsión del coste anual de la información que acompaña a la Orden IET/2444/2014. El motivo del desvío en la compensación se debe a que desde la liquidación de febrero de 2015 se han incorporado los nuevos valores de los precios de combustibles reconocidos y publicados en 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.

Gráfico 12. Evolución del coste total de la compensación extrapeninsular mensualmente. Liquidación provisional 11 de 2015 respecto de la previsión anual del coste. Intervalo de variación del coste máximo, mínimo y promedio según datos históricos de las liquidaciones (miles de €)



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escándalo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

ANEXO I. PERIODIFICACIÓN DE LA DEMANDA, INGRESOS Y COSTES

La demanda, los ingresos de acceso y aquellos costes regulados cuyo importe depende de la estacionalidad de la demanda se periodifican teniendo en cuenta la relación existente entre la Liquidación 1 y la Liquidación 14 (o, en el caso de aquellos conceptos de coste que se liquidan en 12 liquidaciones) de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014. En el cuadro inferior se muestra la previsión anual de la Orden IET/2444/2014 y la laminación en las correspondientes liquidaciones. El resto de componentes de costes no incluidos en el cuadro se liquidan en doce partes iguales.

Cuadro 19. Periodificación de la demanda, ingresos y costes de la Orden IET/2444/2014

Previsión anual:	232.924	13.855.409	129.664	12.785	20.661	35.760	138	283.471	1.391.361
Liquidación	Consumo	Peajes de consumidores	Peajes de generadores	Cientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	Moratoria Nuclear	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad
Liquidación 1	2,0%	2,7%	0,4%	10,3%	2,7%	4,7%	2,7%	2,7%	10,6%
Liquidación 2	10,3%	10,8%	8,2%	21,4%	10,8%	18,6%	10,8%	10,8%	20,4%
Liquidación 3	18,4%	19,3%	16,9%	28,9%	19,3%	33,4%	19,3%	19,3%	28,4%
Liquidación 4	26,3%	26,6%	25,6%	39,9%	26,6%	46,1%	26,6%	26,6%	35,7%
Liquidación 5	34,2%	34,3%	33,4%	52,2%	34,3%	59,4%	34,3%	34,3%	42,8%
Liquidación 6	42,3%	41,7%	40,9%	59,1%	41,7%	72,2%	41,7%	41,7%	51,1%
Liquidación 7	50,6%	50,1%	48,7%	66,3%	50,1%	86,7%	50,1%	50,1%	61,5%
Liquidación 8	59,4%	59,4%	57,4%	72,1%	59,4%	100,0%	59,4%	59,4%	68,1%
Liquidación 9	67,8%	67,8%	65,7%	78,8%	67,8%	100,0%	67,8%	67,8%	75,4%
Liquidación 10	76,2%	76,3%	73,5%	87,0%	76,3%	100,0%	76,3%	76,3%	82,5%
Liquidación 11	84,4%	84,4%	81,3%	94,5%	84,4%	100,0%	84,4%	84,4%	90,0%
Liquidación 12	92,9%	92,2%	88,9%	100,0%	92,2%	100,0%	92,2%	92,2%	100,0%
Liquidación 13	98,7%	99,0%	98,0%	99,8%	99,0%	100,0%	99,0%	99,0%	100,0%
Liquidación 14	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Liquidación	consumo (GWh)	Peajes de consumidores	Peajes de generadores	Cientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	Moratoria Nuclear	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad
Liquidación 1	4.661	375.411	533	1.312	560	1.678	4	7.681	147.455
Liquidación 2	23.902	1.490.053	10.691	2.742	2.222	6.661	15	30.485	284.222
Liquidación 3	42.831	2.670.507	21.912	3.693	3.982	11.937	27	54.637	395.759
Liquidación 4	61.296	3.687.251	33.229	5.102	5.498	16.482	37	75.438	496.115
Liquidación 5	79.761	4.750.157	43.299	6.677	7.083	21.233	47	97.185	594.834
Liquidación 6	98.553	5.777.783	52.996	7.555	8.616	25.827	57	118.209	711.432
Liquidación 7	117.814	6.939.864	63.089	8.477	10.349	31.021	69	141.984	855.908
Liquidación 8	138.315	8.232.937	74.415	9.216	12.277	35.760	82	168.440	947.881
Liquidación 9	157.893	9.395.321	85.195	10.077	14.010		93	192.221	1.049.619
Liquidación 10	177.587	10.569.253	95.269	11.127	15.761		105	216.239	1.148.196
Liquidación 11	196.537	11.692.799	105.389	12.080	17.436		116	239.226	1.251.944
Liquidación 12	216.406	12.770.706	115.313	12.785	19.044		127	261.279	1.391.361
Liquidación 13	229.881	13.714.381	127.062	12.756	20.451		136	280.586	1.391.361
Liquidación 14	232.924	13.855.409	129.664	12.785	20.661		138	283.471	1.391.361

Fuente: Liquidaciones provisionales de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014

Nota: Se periodifica teniendo en cuenta el promedio de las relaciones entre la Liquidación 1 y la Liquidación 14 (o Liquidación 12, en su caso) de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014, con la excepción los ingresos por peajes de generadores que tienen en cuenta las liquidaciones de los ejercicios 2012, 2013 y 2014.

