



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 9/2017 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE RESULTADOS
Y SEGUIMIENTO MENSUAL DE LA
PROYECCIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS
Y COSTES DEL SISTEMA ELECTRICO**

LIQ/DE/001/17

14 de noviembre de 2017

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 9/2017	5
4. Análisis de la cobertura de los costes	10
5. Análisis de los desvíos	14
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	18
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos	26
7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos de los consumidores	26
7.2. Previsión de ingresos por peajes de acceso de los generadores	29
7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del RD 216/2014	29
7.4. Previsión de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012	32
8. Previsión de costes	33
8.1. Retribución del transporte y la distribución	33
8.2. Retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos	34
8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad	35
8.4. Coste de los pagos por capacidad	35
8.5. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares	37

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 9/2017 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 9/2017 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. Así, el desajuste provisional de ingresos registrado en esta liquidación es de -1.645,1 millones de euros (M€).

Por lo que se refiere a los desvíos en la demanda, ingresos y costes registrados en la liquidación 9/2017 respecto de las partidas previstas en la Orden ETU/1976/2016, cabe destacar los siguientes aspectos:

1. En relación con la **evolución del consumo y de los ingresos por peajes de acceso y cargos**, éstos se encuentran por encima de los valores esperados para dicha liquidación 9. En particular, el consumo registrado en la Liquidación 9/2017 (165.956 GWh) ha sido un 2,2% superior al valor promedio observado en años anteriores.

En coherencia con la evolución del consumo, en la Liquidación 9/2017 los ingresos por peajes de acceso y cargos de consumidores (9.557,7 M€) han resultado un 1,0% superiores (93,8 M€) al valor promedio histórico.

Asimismo, los ingresos registrados por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 en esta liquidación (11 M€) han resultado superiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016 (+15,8%).

Por el contrario, los ingresos registrados por peajes de acceso de generadores han resultado un 1,3% inferiores (1,1 M€) al valor promedio histórico.

Por último, en la Liquidación provisional 9/2017 no se han registrado ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. Los ingresos acumulados por este concepto (1.077,1 M€) representan el 34,1% del importe previsto para el ejercicio 2017 (3.154,5 M€) en la Orden ETU/1976/2016.

2. En la Liquidación 9/2017 los **costes regulados** han sido 276,6 M€ inferiores a los previstos para esta liquidación según la Orden ETU/1976/2016, debido, principalmente, a unos menores costes de la retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (- 341,7 M€).

El **Coeficiente de Cobertura** registrado en la liquidación provisional nº 9 se ha situado en un **84,935%** (85,023% en la Liquidación 8/2017) 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 9/2017 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 ETU/1976/2016), teniendo en cuenta la información disponible por esta Comisión.

2. Aspectos normativos

En la Liquidación provisional 9/2017 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 9/2017

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 ETU/1976/2016.

Cuadro 0. Previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2017

CONCEPTO	PREVISIÓN 2017 Orden ETU/1976/2016	
	GWh en consumo (1)	Miles de €
A. Ingresos Peajes de Acceso		13.956.043
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad (2)	238.288	13.814.189
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica		130.000
Ingresos art. 17 RD 216/2014		11.854
B. Otros Ingresos Regulados		725.062
Ingresos pagos por capacidad		725.062
Ingresos imputación pérdidas		-
C. Ingresos Externos a Peajes		3.154.510
Ingresos Ley Medidas Fiscales		2.704.510
Ingresos por CO ₂		450.000
D. Total Ingresos (D = A + B + C)		17.835.615
E. Costes		17.877.886
Transporte		1.735.090
Retribución del transporte		n.d.
Incentivo disponibilidad del transporte		n.d.
Distribución y Gestión Comercial		5.157.776
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros		n.d.
Retribución distribución		n.d.
Incentivo de calidad del servicio correspondiente a retribución 2015		n.d.
Incentivo o penalización de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2015		n.d.
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros		n.d.
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)		20.512
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		137
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos (RECORE)		6.987.080
Retribución adicional Sistemas No Peninsulares (SNP)		740.632
Sistema de interrumpibilidad SNP		8.300
Coste Pagos por Capacidad		390.000
Incentivo a la Inversión		223.000
Incentivo a la Disponibilidad		167.000
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.838.359
Fondo de titulización		2.185.022
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005		281.138
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		94.437
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		277.761
Diferencia de pérdidas		
Desajuste ejercicio 2014 (déficit (+)/superávit(-))		
F. Déficit / Superávit de actividades reguladas (G = D- E)		- 42.271
G. Otros costes liquidables ("-"= coste/"+" = ingreso)		51.702
Liquidación definitiva TNP ejercicio 2015		176.702
Fondo para contingencias		- 125.000
H. Déficit/superávit de Liquidaciones (I = F + G)		9.431

Fuentes: Orden ETU/1976/2016 y escandallo de costes que le acompaña.

(1) Demanda de los consumidores nacionales excluye exportaciones.

(2) Ingresos por peajes de acceso y cargos a consumidores nacionales, incluyendo facturación por reactiva y excesos de potencia, ingresos por fraude e ingresos por exportaciones y gestión de 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 2013 al 2016.

En el Cuadro 1 se muestra tanto el resultado de la liquidación provisional 9 de 2017 y el grado de cobertura de los costes, como la previsión de Liquidación 9/2017 del escenario de demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1976/2016, 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 ETU/1976/2016, 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 9/2017 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 9/2017 con costes reconocidos (A)	Liquidación 9/2017 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 9/2017 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	165.956	165.956	161.963	3.993	2,5%
A. Ingresos Peajes de Acceso	9.653.302	9.653.302	9.559.121	94.181	1,0%
Ingresos por peajes de acceso y cargos a satisfacer por los consumidores	9.557.662	9.557.662	9.463.865	93.797	1,0%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores	84.618	84.618	85.735	- 1.117	-1,3%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	11.022	11.022	9.522	1.500	15,8%
B. Otros Ingresos Regulados	583.327	583.327	563.899	19.428	3,4%
Regularización ejercicios anteriores a 2017 (Cuadro 3)	17.182	17.182	17.182	17.182	
Ingresos pagos por capacidad	518.320	518.320	563.899	- 45.579	-8,1%
Ingresos sistema de interrumpibilidad	24.877	24.877	-	24.877	
Ingresos por imputación pérdidas	22.948	22.948	-	22.948	
Ingresos por Intereses	-	-	-	-	
C. Ingresos Externos a Peajes	1.077.139	1.077.139	1.077.139	-	0,0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	870.023	870.023	870.023	-	0,0%
Ingresos por CO2 **	207.116	207.116	207.116	-	0,0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1		- 12.411	-	-	
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	11.313.768	11.301.357	11.200.159	113.609	1,0%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	1.956.833	1.956.833	1.966.251	- 9.418	-0,5%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	14.244	14.244	14.052	192	1,4%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	94	94	94	0	0,2%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	1.943.752	1.943.752	1.952.105	- 8.353	-0,4%
Fondo de titulización	1.465.771	1.465.771	1.480.353	-14.582	-1,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	198.832	198.832	192.603	6.229	3,2%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	70.828	70.828	70.828	-	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	208.321	208.321	208.321	-	0,0%
Correcciones de medidas	- 1.257	- 1.257	-	- 1.257	
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	11.002.014	9.344.524	11.269.147	- 267.133	-2,4%
Transporte	1.282.499	1.089.286	1.301.318	- 18.819	-1,4%
Retribución empresas con más de 100.000 suministros	1.281.845	1.088.731	n.d.		
Retribución empresas con menos de 100.000 suministros	654	555	n.d.		
Distribución y Gestión Comercial	3.880.627	3.295.998	3.868.332	12.295	0,3%
Retribución empresas con más de 100.000 suministros	3.594.206	3.052.727	n.d.		
Retribución empresas con menos de 100.000 suministros	286.421	243.271	n.d.		
Retribución específica RECORE sistema peninsular	5.318.886	4.517.578	5.240.310	78.576	1,5%
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	218.787	185.826	560.462	- 341.675	-61,0%
Retribución adicional SNP	167.193	142.005	n.d.		
Retribución específica RECORE	51.594	43.821	n.d.		
Sistema de Interrumpibilidad	6.651	5.649	6.225	426	6,8%
Coste Pagos por Capacidad	294.564	250.187	292.500	2.064	0,7%
Coste Diferencia de Pérdidas **	-	-	-	-	
H. Total Costes (H = F + G)	12.958.847	11.301.357	13.235.398	- 276.551	-2,1%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 1.645.079	-	- 2.035.239	390.160	-19,2%

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 9/2017 con costes reconocidos	Liq. 9/2017 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	4.599	4.599
A. Ingresos Peajes de Acceso	346.900	346.900
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	346.031	346.031
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	610	610
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	259	259
E. Total Ingresos	346.900	346.900
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	7.808	7.808
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	519	519
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	3	3
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	7.270	7.270
Correcciones de medidas	16	16
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	287.075	243.826
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	286.421	243.271
Retribución de transporte empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	654	555
H. Total Costes (H = F + G)	294.883	251.634
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	52.017	95.266

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.

Cabe señalar que, en la Liquidación 9/2017 se ha reducido el coste del régimen especial en 71 M€ respecto del registrado en la Liquidación 8/2017, de los cuales -72,5 millones corresponden a las reliquidaciones resultado de la aplicación de los costes unitarios de la Orden ETU/555/2017 de 15 de junio, a la producción de 2013, 2014 y 2015 de las instalaciones de tratamiento y reducción de purines.

Cuadro 3. Regularización de resultados de ejercicios anteriores a 2017

CONCEPTO	Liquidación nº 9 2017	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	-1.875	-127.651
Ingresos por facturación de tarifa de acceso y cargos	415.222	19.147.514
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	4.814.594	5.978.618
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	5.227.941	24.998.480
CUOTAS		403.421
Compensación insulares y extrapeninsulares		-13.031
Operador del Sistema		-806
Operador del Mercado		-50
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		29.286
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		-6.434
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		-71
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		394.589
Cuota compensación por int.y reg.especial		-62
Costes transición a la competencia		0
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		0
TOTAL INGRESOS NETOS		24.595.060
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	-2.109	-101.206
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		5.730.604
TOTAL COSTE ENERGIA	-2.109	5.629.398
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		18.965.661
Coste ejecución sentencias		1.248.833
Costes Definitivos Generación No Peninsular 2012		83.462
Costes Definitivos Generación No Peninsular 2013		551.815
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		92.433
Ingresos debidos a inspecciones		8.495
Diferencias		17.182.479

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en la Liquidación provisional 9/2017 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 9/2017.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 9 se ha situado en un **84,935%** 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



LIQUIDACIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS

Año 2017

Desde Enero

Hasta Septiembre

Formulario C

Nº liquidación 9

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA

INGRESOS

Ingresos Brutos a Tarifa	-127.651,43
Ingresos Brutos a Peajes	9.667.406.708,63
Cuotas a Tarifa	7.412,01
Cuotas a Peajes	-213.581.925,55
Ingresos Orden ITC/1659/2009	11.021.606,83
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad	24.877.209,83
Ingresos Pagos por Capacidad	518.320.111,81
Ingresos Diferencia de pérdidas	22.947.918,34
Ingresos del Tesoro	1.077.138.734,14
Pagos Liquidación provisional n+1	-12.411.167,75
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores	92.433,36
Ingresos por Intereses	0,00
Ingresos debidos a Inspecciones	8.494,78
TOTAL INGRESOS (A)	11.095.699.885,00

COSTES NO AFECTADOS POR CC

Coste de la Energía Facturada a tarifa (anterior a 2014)	-101.205,55
Coste del Régimen Especial sin C.C	5.730.603,89
Correcciones de medidas (anterior a 2014)	-1.257.095,97
Coste Demanda Interrumpibilidad (anterior a 2014)	448.821,44
Déficit Segunda Subasta	70.827.840,00
Anualidad Déficit 2013	208.320.757,65
Fondo de Titulización del Déficit	1.465.770.727,95
Coste Ejecución Sentencias	800.011,92
Costes definitivos generación no peninsular 2012	83.462,33
Costes definitivos generación no peninsular 2013	551.814,61
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B)	1.751.175.738,27

TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A-B) 9.344.524.146,73

COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)

COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA

Transporte	1.282.498.374,75
Distribución	3.880.626.457,02
Retribución Específica Sistema Peninsular	5.318.885.838,66
Retribución Adicional Sistemas No Peninsulares	167.193.106,20
Retribución Específica Sistemas No Peninsulares	51.594.127,61
Demanda de Interrumpibilidad	6.651.323,16
Coste Pagos por Capacidad	294.564.104,71
Coste Diferencia de Pérdidas	0,00

TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C) 11.002.013.332,11

0,849346739060702

Fuente: CNMC

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 y cargos 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.

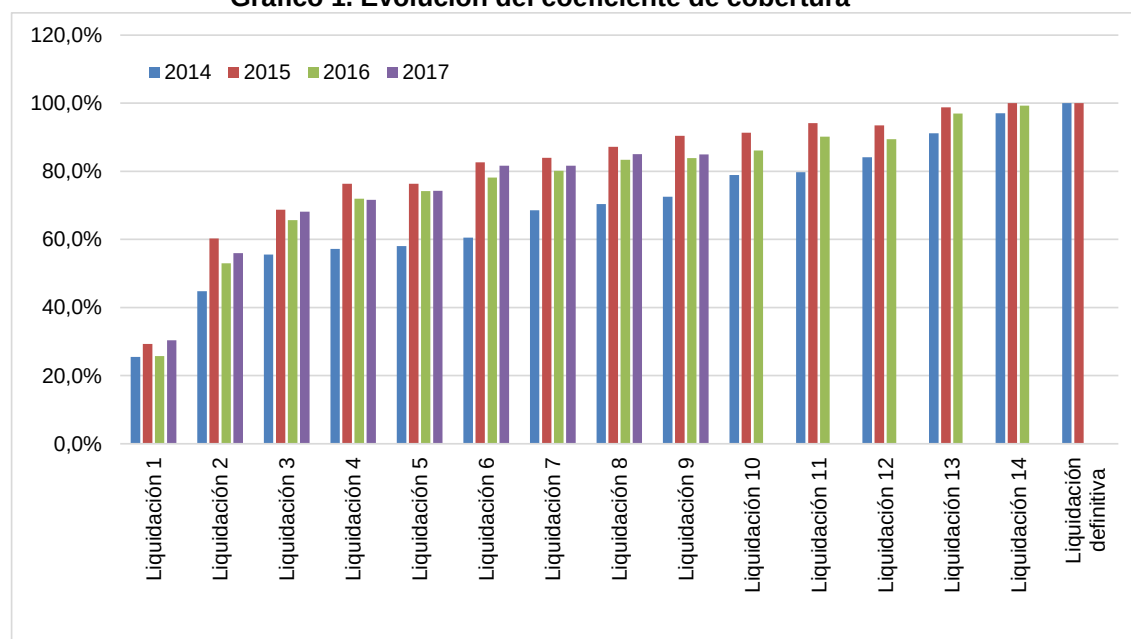
Cuadro 6. Liquidación de los ingresos asociados a los peajes de los consumidores eléctricos por mes de consumo (datos históricos)

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 2,33%	1,13/12 9,42%	2,13/12 17,75%	3,13/12 26,08%	4,13/12 34,42%	5,13/12 42,75%	6,13/12 51,08%	7,13/12 59,42%	8,13/12 67,75%	9,13/12 76,08%	10,13/12 84,42%	11,13/12 92,75%	11,85/12 98,75%	12/12 100,00%

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.

Gráfico 1. Evolución del coeficiente de cobertura



Fuente: CNMC

5. Análisis de los desvíos

En el Cuadro 7 se muestra la previsión del desajuste para el ejercicio 2017, en términos anuales de la Orden ETU/1976/2016 (+9,43 M€), la previsión del desajuste para el ejercicio 2017 debidamente laminada¹ (-2.035,2 M€) y el desajuste que resulta de la Liquidación 9/2017 (-1.645,1 M€).

En primer lugar, 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 ETU/1976/2016, 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 2017 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 -2.035,2 M€.

En la Liquidación 9/2017 el desajuste registrado es inferior en 390,2 M€ al esperado para esta liquidación, debido, fundamentalmente, a la evolución favorable de los ingresos por peajes de acceso y cargos (94,2 M€) y de la retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (-341,7 M€).

¹ Se laminan todos los conceptos de ingresos y costes con la excepción de los ingresos externos a peajes.

Cuadro 7. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 9/2017

	Previsión anual 2017 Orden ETU/1976/2016	Previsión de Liquidación 9/2017	Liquidación 9/2017
Costes regulados (miles €) (A)	17.101.122	12.671.499	12.375.520
Costes de acceso	17.487.886	12.942.898	12.664.283
Otros costes regulados (1)	-386.764	-271.399	-288.763
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	13.956.043	9.559.121	9.653.302
% sobre costes regulados	82%	75%	78%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.154.510	1.077.139	1.077.139
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	870.023	870.023
Ingresos subastas CO2	450.000	207.116	207.116
% otros ingresos sobre costes regulados	18%	9%	9%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	9.431	-2.035.239	-1.645.079
% sobre los costes regulados (2)	0,1%	16%	13%

Fuente: CNMC (Liquidación 9/2017 y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016)

(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad y regularización de ejercicios anteriores a 2017.

(2) Porcentaje en valor absoluto

En los epígrafes siguientes, se analizan los desvíos mostrados anteriormente respecto de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1976/2016. 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 variación² (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 2017 según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ETU/1976/2016 asciende a

² 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 (o 12, en su caso, de los ejercicios 2014, 2015 y 2016).

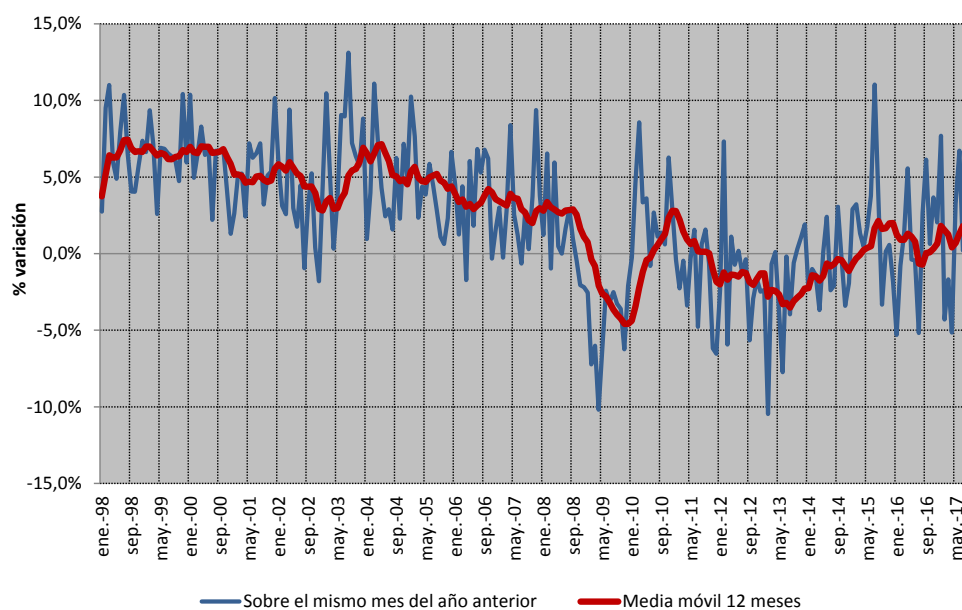
265.214 GWh, lo que supondría un aumento del 0,1% respecto de la demanda nacional en b.c. registrada en 2016 (265.009 GWh). Este aumento de la demanda es inferior a la tasa de variación de los últimos doce meses registrada a octubre de 2017 (1,09%) (véanse Cuadro 8 y Gráfico 2).

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	
	2015	2016	2017	16 s/ 15	17 s/ 16	16 s/ 15	17 s/ 16	16 s/ 15	17 s/ 16
Enero	23.914	22.643	24.383	-5,31	7,69	-5,31	7,69	1,24	1,81
Febrero	22.141	21.967	21.020	-0,78	-4,31	-3,14	1,78	0,90	1,51
Marzo	22.370	22.680	22.299	1,38	-1,68	-1,66	0,61	0,91	1,25
Abril	19.955	21.065	19.980	5,57	-5,15	-0,03	-0,76	1,30	0,41
Mayo	21.020	20.940	21.625	-0,38	3,27	-0,10	0,01	1,12	0,70
Junio	21.620	21.525	22.972	-0,44	6,72	-0,15	1,12	0,78	1,29
Julio	24.974	23.679	23.727	-5,19	0,20	-0,96	0,98	-0,66	1,81
Agosto	22.344	22.933	23.357	2,63	1,85	-0,51	1,09	-0,72	1,74
Septiembre	20.899	22.182	21.538	6,14	-2,90	0,19	0,65	0,04	1,00
Octubre	20.970	21.102	21.480	0,63	1,79	0,23	0,76	0,08	1,09
Noviembre	21.000	21.769	-	3,66	-	0,53	-	0,32	-
Diciembre	22.076	22.525	-	2,04	-	0,66	-	0,66	-
Anual	263.283	265.009	222.382						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2017 Balance de Energía

Gráfico 2. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%). Enero de 1998- octubre de 2017



Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2017 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 octubre de 2017 registró un aumento del 1,03%, la del Sistema Balear el 2,83%, la del Sistema Canario el 1,94% y la del Sistema Melillense fue del 1,57%. La tasa de variación anual de los últimos doce meses de la demanda en b.c. del Sistema Ceutí registró una disminución del 1,11%.

La tasa de variación de los últimos doce meses (noviembre 2016- octubre 2017) corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de la demanda en b.c. del sistema peninsular es del 0,7%, la del sistema balear del 1,7% y la del sistema canario del 1,7%. No se dispone de la demanda en b.c. corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de los sistemas de Ceuta y Melilla.

Según la información publicada en la web de REE sobre previsiones mensuales del Operador del Sistema (disponible en <http://www.esios.ree.es/web-publica/>) la demanda en b.c. del sistema peninsular prevista para 2017 ascendería a 252.863 GWh, superior en 1,15% a la registrada para el ejercicio 2016. Se observa que la tasa de variación de la demanda peninsular en b.c. prevista por el operador del sistema para 2017 es superior a la tasa de variación que resulta de comparar la demanda nacional en b.c. prevista en la Orden ETU/1976/2016³ y la demanda registrada en 2016 (0,1%) (véase Cuadro 9).

³ La Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no aporta información de la demanda en b.c. desagregada por subsistema.

Cuadro 9. Previsión mensual del Sistema de Información del Operador del Sistema (esios) para 2017 de la demanda en b.c. peninsular

Mes	GWh	2017	
		% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	23.121	7,69	1,80
Febrero	19.926	-4,42	1,50
Marzo	21.118	-1,67	1,23
Abril	18.826	-5,52	0,35
Mayo	20.377	3,27	0,65
Junio	21.626	6,81	1,26
Julio	22.239	0,02	1,77
Agosto	21.803	1,66	1,68
Septiembre	20.198	-3,01	0,92
Octubre	20.173	1,76	1,03
Noviembre	21.093	2,26	0,91
Diciembre	22.363	4,87	1,15
Anual	252.863		1,15

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en naranja.

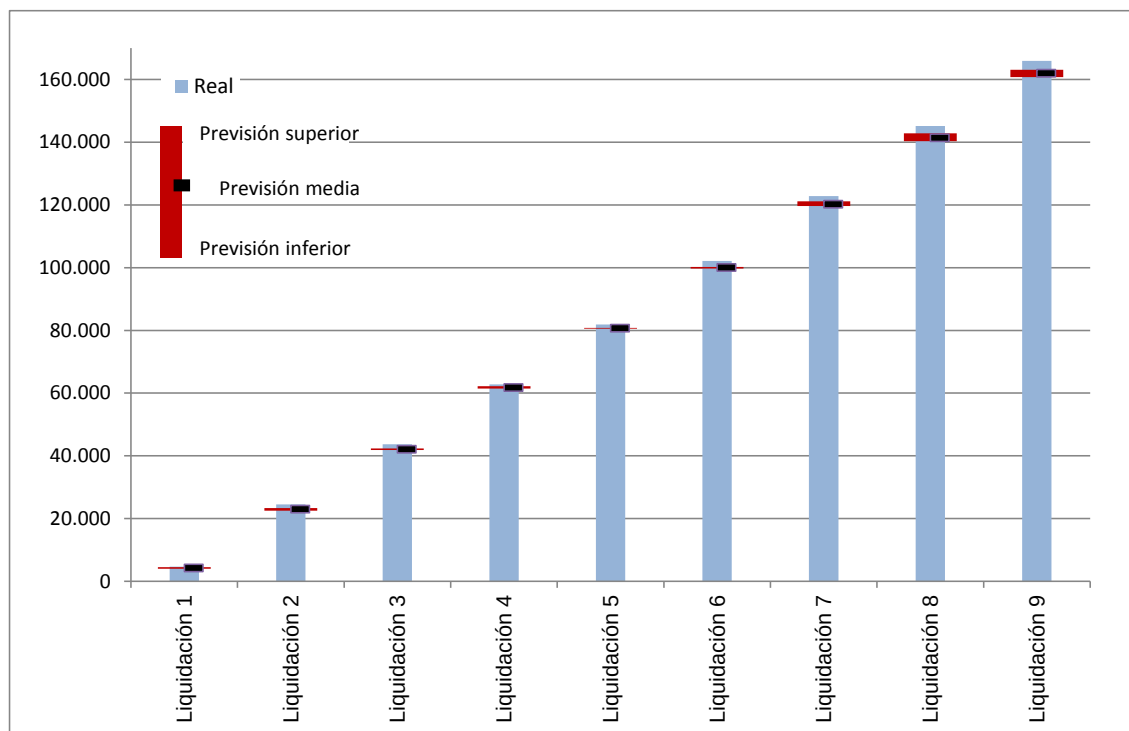
6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda en consumo registrada en la Liquidación provisional 9/2017 asciende a 165.956 GWh, cifra un 2,5% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 9 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores⁴.

La demanda en consumo declarada en la Liquidación 9/2017 representaría el 69,6% del consumo previsto para el ejercicio 2017, valor superior al promedio registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2014 a 2016 (68,0%).

⁴ 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 2014, 2015 y 2016.

Gráfico 3. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en la Liquidación 9/2017 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 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

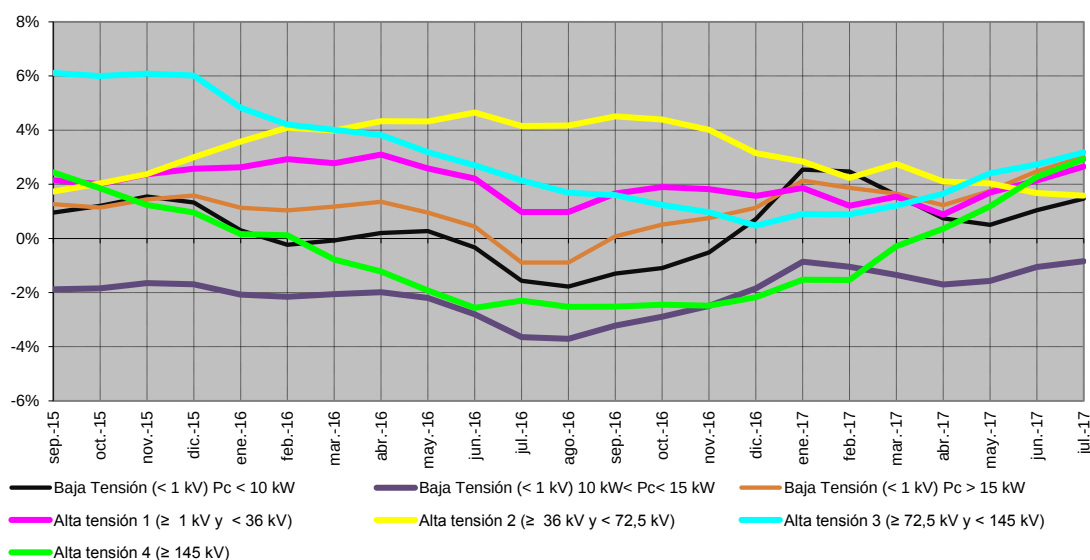
En el Cuadro 10 y el Gráfico 4 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta julio de 2017, último mes con información completa. Se observa que la demanda de todos los grupos tarifarios muestra medias móviles positivas, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW.

Cuadro 10. 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					
2016	agosto	-1,8%	-3,7%	-0,9%	1,0%	4,2%	1,7%	-2,5%	-0,3%
	septiembre	-1,3%	-3,2%	0,1%	1,7%	4,5%	1,6%	-2,5%	0,2%
	octubre	-1,1%	-2,9%	0,5%	1,9%	4,4%	1,2%	-2,4%	0,4%
	noviembre	-0,5%	-2,5%	0,7%	1,8%	4,0%	1,0%	-2,5%	0,5%
	diciembre	0,7%	-1,8%	1,1%	1,6%	3,1%	0,5%	-2,2%	0,8%
2017	enero	2,5%	-0,9%	2,1%	1,9%	2,8%	0,9%	-1,5%	1,7%
	febrero	2,5%	-1,0%	1,9%	1,2%	2,2%	0,9%	-1,5%	1,3%
	marzo	1,6%	-1,3%	1,7%	1,5%	2,8%	1,2%	-0,3%	1,4%
	abril	0,7%	-1,7%	1,2%	0,9%	2,1%	1,7%	0,4%	0,9%
	mayo	0,5%	-1,6%	1,8%	1,7%	2,0%	2,4%	1,2%	1,3%
	junio	1,0%	-1,1%	2,5%	2,1%	1,7%	2,7%	2,3%	1,8%
	julio	1,5%	-0,8%	3,0%	2,6%	1,6%	3,2%	2,9%	2,2%

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

Adicionalmente, en el Cuadro 11 y Gráfico 5 se muestra la evolución de la potencia facturada por nivel de tensión, por su impacto en los ingresos del sistema. Se observa que todos los grupos tarifarios muestran medias móviles negativas, con la excepción de los consumidores conectados en alta tensión 2, 3 y 4 (redes con tensión superior a 36 kV).

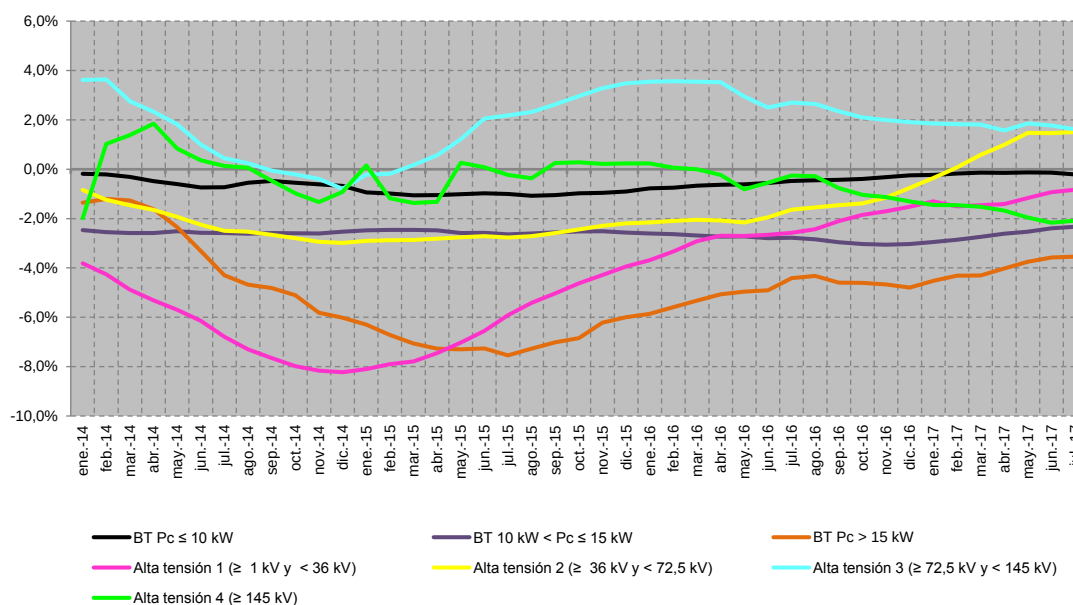
**Cuadro 11. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión.
Tasa de variación anual media de 12 meses.**

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 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					
2016	agosto	-0,4%	-3,0%	-4,8%	-2,4%	-0,8%	1,9%	-1,3%	-1,4%
	septiembre	-0,4%	-3,0%	-4,5%	-2,1%	-0,4%	1,9%	-1,4%	-1,3%
	octubre	-0,4%	-2,9%	-4,3%	-1,9%	0,1%	1,8%	-1,5%	-1,2%
	noviembre	-0,3%	-2,7%	-4,3%	-1,7%	0,6%	1,8%	-1,5%	-1,1%
	diciembre	-0,3%	-2,6%	-4,0%	-1,5%	1,0%	1,6%	-1,7%	-1,0%
2017	enero	-0,2%	-2,5%	-3,8%	-1,3%	1,5%	1,9%	-2,0%	-0,9%
	febrero	-0,2%	-2,4%	-3,6%	-1,5%	1,5%	1,8%	-2,2%	-0,9%
	marzo	-0,1%	-2,3%	-3,5%	-1,5%	1,5%	1,6%	-2,1%	-0,8%
	abril	-0,1%	-2,3%	-3,6%	-1,4%	1,5%	1,6%	-1,8%	-0,8%
	mayo	-0,1%	-2,2%	-3,2%	-1,2%	1,4%	1,8%	-1,2%	-0,7%
	junio	-0,1%	-2,1%	-2,8%	-0,9%	1,3%	2,0%	-0,6%	-0,6%
	julio	-0,2%	-2,2%	-2,7%	-0,8%	1,1%	2,1%	0,0%	-0,6%

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



Fuente: CNMC

En el Cuadro 12 se compara el número de clientes, la potencia facturada y la demanda por grupo tarifario registrada en 2016⁵ y la correspondiente previsión para 2017 de la Orden ETU/1976/2016, según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

Al comparar las previsiones para el ejercicio 2017 con la evolución registrada en los últimos meses, se observa que, con carácter general, la demanda prevista para los consumidores 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 superior a 10 kW e inferior a 15 kW.

Respecto de la previsión de la potencia facturada para el ejercicio 2017 se observa que, la tasa de variación respecto del ejercicio 2016 de la potencia contratada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW es similar a la media móvil registrada hasta julio de 2017, mientras que las medias móviles registradas hasta julio de 2017 son superiores a las tasas de variación prevista respecto del ejercicio 2016 para los consumidores acogidos al peaje 3.1 A, 6.1 A, 6.1B, 6.2 y 6.3 e inferiores para el resto de peajes (3.0 A y 6.4).

⁵ Se indica que la variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2016 se obtienen añadiendo a las variables de facturación declaradas por la 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.

Cuadro 12. Comparación del número de clientes, potencia facturada y consumo, desagregado por grupo tarifario, registrados en la Liquidación 14/2016 con las previstas para el ejercicio 2017, según la Memoria de la Orden ETU/1976/2016.

Real 2016 (1) (A)				Previsión 2017 (Orden ETU/1976/2016) (2) (B)			% variación (B) sobre (A)		
Peaje	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia	Consumo
Baja tensión	28.790.389	144.169	110.912	28.950.284	144.217	110.999	0,6%	0,0%	0,1%
2.0 A	25.192.180	102.556	57.132	24.964.651	100.540	57.003	-0,9%	-2,0%	-0,2%
2.0 DHA	2.016.648	10.387	9.696	2.423.965	12.044	9.994	20,2%	15,9%	3,1%
2.0 DHS	4.282	22	33	4.363	24	36	1,9%	7,5%	8,1%
2.1 A	668.295	8.297	5.688	655.702	8.121	5.706	-1,9%	-2,1%	0,3%
2.1 DHA	169.138	2.110	2.930	163.040	2.005	2.894	-3,6%	-5,0%	-1,2%
2.1 DHS	640	8	9	657	8	9	2,7%	-0,1%	-2,5%
3.0	739.207	20.788	35.422	737.906	21.476	35.357	-0,2%	3,3%	-0,2%
Alta tensión	110.788	29.214	127.039	110.689	29.057	127.289	-0,1%	-0,5%	0,2%
3.1.A	87.644	6.429	16.012	87.494	6.208	15.582	-0,2%	-3,4%	-2,7%
6.1 A	19.323	12.351	53.410	19.348	12.343	53.712	0,1%	-0,1%	0,6%
6.1 B	1.169	1.227	5.165	1.169	1.233	5.265	0,0%	0,5%	1,9%
6.2	1.612	3.245	17.848	1.619	3.171	18.003	0,4%	-2,3%	0,9%
6.3	430	1.865	10.727	428	1.874	10.639	-0,4%	0,5%	-0,8%
6.4	610	3.942	23.686	630	4.072	23.834	3,3%	3,3%	0,6%
TTS	1	156	190	1	156	255	0,0%	0,0%	33,8%
Total	28.901.177	173.383	237.951	29.060.973	173.273	238.288	0,6%	-0,1%	0,1%

Fuente: CNMC, Orden ETU/1976/2016 y Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden.

Notas:

- (1) Variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2016, obtenidas añadiendo a las variables de facturación declaradas por la 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) La potencia facturada para peajes con más de una potencia contratada se obtiene como cociente entre la facturación por el término de potencia y la suma de los términos de potencia de cada periodo horario.

Adicionalmente, en el Cuadro 13 se comparan las variables de facturación previstas por la CNMC⁶ correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes⁷ con la información declarada por las mismas en la base de datos de liquidaciones correspondiente a los últimos doce meses (agosto 2016-julio 2017), 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:

⁶ Se indica que, según la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden, las potencias contratadas por peaje de acceso y periodo horario previstas para el ejercicio 2017 en la Orden ETU/1976/2016 son superiores a las previstas por la CNMC, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria (2.0 A y 2.1 A), mientras que el consumo por peaje de acceso y periodo horario previsto para 2017 es superior al previsto por la CNMC para los consumidores conectados en baja tensión e inferior para los consumidores conectados en media y alta tensión.

⁷ 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 previstas por la CNMC para 2017 (primer cuadro);
- 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 2017 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y las registradas en los últimos doce meses (agosto 2016-julio 2017) se observa que, con carácter general, para los consumidores de baja y media tensión la potencia contratada en los últimos doce meses es inferior a la potencia contratada prevista para el ejercicio 2017 con la excepción del peaje 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 DHA, 2.1 DHS, los periodos 2 y 3 del peaje 3.0 A, el peaje 3.1 A, el periodo 6 del 6.1 A. En alta tensión se observa que, con carácter general, la potencia contratada en los doce últimos meses es superior a la potencia contratada prevista para el ejercicio 2017 con la excepción de los periodos 2 a 5 del peaje 6.4.

Respecto del consumo por periodo horario, se observa que, con carácter general, el consumo previsto por periodo para el ejercicio 2017 es inferior al consumo registrado en los últimos doce meses, con la excepción los consumidores acogidos a los peajes 2.0 A, 2.1 A ,6.1 A y 6.1 B.

Cuadro 13. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2017 y las registradas en los últimos 12 meses (agosto 2016-julio 2017) según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2017. 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	27.960.540	137.828	20.401	20.250				71.574	27.299	8.163				107.035
2.0 A	24.145.395	97.556						54.673						54.673
2.0 DHA	2.307.150	11.041						3.535	6.425					9.959
2.0 DHS	4.329	21						11	13	16				40
2.1 A	633.684	7.920						5.418						5.418
2.1 DHA	156.122	1.940						965	1.785					2.750
2.1 DHS	657	7						4	3	3				10
3.0	713.203	19.341	20.401	20.250				6.969	19.073	8.143				34.186
Alta tensión	108.131	26.729	28.280	29.508	22.698	22.892	30.114	11.993	18.082	12.343	10.518	13.930	59.003	125.868
3.1 A	85.261	5.707	6.373	7.142				3.170	6.252	6.013				15.435
6.1 A	19.035	11.584	11.934	11.934	12.026	12.144	17.050	4.859	6.133	3.320	5.378	7.056	26.219	52.965
6.1 B	1.182	1.205	1.264	1.268	1.274	1.286	1.701	489	665	354	582	805	2.634	5.529
6.2	1.599	2.987	3.095	3.138	3.157	3.171	4.087	1.325	1.831	957	1.594	2.148	9.865	17.719
6.3	425	1.628	1.854	1.874	1.953	1.976	2.281	667	991	516	898	1.177	6.254	10.504
6.4	630	3.620	3.916	4.152	4.289	4.315	4.995	1.481	2.210	1.184	2.066	2.744	14.031	23.716
Total	28.068.671	164.557	48.681	49.758	22.698	22.892	30.114	83.567	45.380	20.506	10.518	13.930	59.003	232.904

(Últimos 12 meses agosto 2016-julio 2017). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (S)						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	27.792.320	137.417	20.413	20.384				71.531	27.409	8.261				107.201
2.0 A	23.961.684	96.833						54.177						54.177
2.0 DHA	2.309.993	11.529						3.918	6.236					10.154
2.0 DHS	5.195	27						12	10	15				38
2.1 A	630.036	7.774						5.348						5.348
2.1 DHA	167.597	2.076						1.033	1.818					2.851
2.1 DHS	718	9						4	3	3				10
3.0	717.098	19.170	20.413	20.384				7.040	19.341	8.243				34.623
Alta tensión	107.662	26.985	28.485	29.638	22.649	22.917	30.566	11.756	17.779	12.529	10.552	13.457	61.261	127.334
3.1 A	84.800	5.904	6.601	7.335				3.229	6.371	6.176				15.776
6.1 A	18.957	11.475	11.663	11.813	11.912	12.058	17.312	4.604	5.808	3.304	5.348	6.667	27.521	53.251
6.1 B	1.232	1.187	1.245	1.251	1.254	1.261	1.610	456	606	331	546	732	2.385	5.056
6.2	1.615	3.097	3.211	3.256	3.276	3.299	4.261	1.290	1.789	984	1.654	2.095	10.247	18.060
6.3	427	1.693	1.890	1.898	1.991	2.017	2.375	673	984	546	938	1.233	6.426	10.799
6.4	630	3.629	3.885	4.086	4.217	4.282	5.009	1.505	2.222	1.188	2.067	2.729	14.681	24.392
Total	27.899.981	164.402	48.898	50.022	22.649	22.917	30.566	83.287	45.188	20.790	10.552	13.457	61.261	234.535

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (S)						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	168.220	411	- 12	- 134				43	- 110	- 98				- 166
2.0 A	183.710	724						496						496
2.0 DHA	- 2.843	- 488						- 383	189					- 195
2.0 DHS	- 866	- 5						- 1	2	0				2
2.1 A	3.649	147						70						70
2.1 DHA	- 11.475	- 136						- 68	- 33					- 101
2.1 DHS	- 60	- 1						- 0	- 0	0				- 0
3.0	- 3.895	171	- 12	- 134				- 71	- 268	- 99				- 438
Alta tensión	470	- 256	- 205	- 130	49	- 25	- 452	237	302	- 186	- 34	473	- 2.258	- 1.465
3.1 A	460	- 198	- 228	- 193				- 59	- 119	- 163				- 341
6.1 A	78	108	115	122	114	86	- 262	256	326	16	30	389	- 1.302	- 286
6.1 B	- 50	18	19	17	20	25	91	34	59	23	37	73	249	474
6.2	- 17	- 110	- 116	- 118	- 119	- 128	- 174	35	42	- 27	- 60	53	- 383	- 341
6.3	- 2	- 65	- 26	- 24	- 39	- 42	- 94	- 6	7	- 30	- 40	- 55	- 172	- 295
6.4	- 0	- 10	31	66	73	33	- 13	- 23	- 13	- 4	- 0	15	- 650	- 676
Total	168.690	155	- 217	- 264	49	- 25	- 452	279	192	- 284	- 34	473	- 2.258	- 1.631

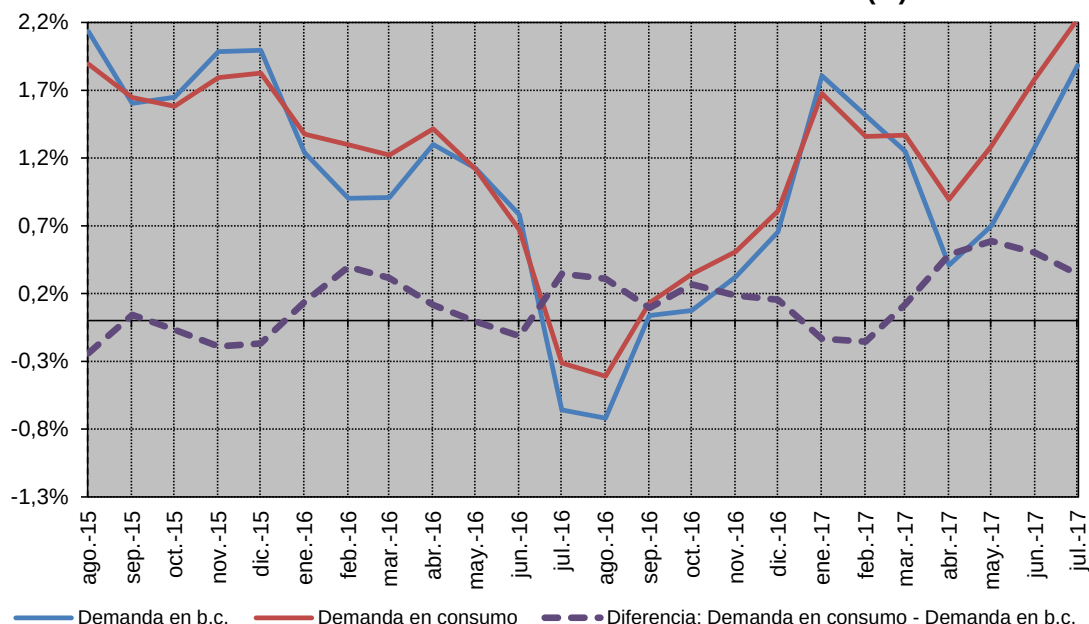
Porcentaje de variación (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (S)						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	0,6%	0,3%	-0,1%	-0,7%				0,1%	-0,4%	-1,2%				-0,2%
2.0 A	0,8%	0,7%						0,9%						0,9%
2.0 DHA	-0,1%	-4,2%						-9,8%	3,0%					-1,9%
2.0 DHS	-16,7%	-19,1%						-4,9%	22,2%	3,2%				5,9%
2.1 A	0,6%	1,9%						1,3%						1,3%
2.1 DHA	-6,8%	-6,6%						-6,6%	-1,8%					-3,5%
2.1 DHS	-8,4%	-13,8%						-5,4%	-6,5%	10,9%				-0,8%
3.0	-0,5%	0,9%	-0,1%	-0,7%				-1,0%	-1,4%	-1,2%				-1,3%
Alta tensión	0,4%	-0,9%	-0,7%	-0,4%	0,2%	-0,1%	-1,5%	2,0%	1,7%	-1,5%	-0,3%	3,5%	-3,7%	-1,2%
3.1 A	0,5%	-3,3%	-3,5%	-2,6%				-1,8%	-1,9%	-2,6%				-2,2%
6.1 A	0,4%	0,9%	1,0%	1,0%	1,0%	0,7%	-1,5%	5,6%	5,6%	0,5%	0,6%	5,8%	-4,7%	-0,5%
6.1 B	-4,0%	1,5%	1,5%	1,4%	1,6%	2,0%	5,7%	7,4%	9,8%	6,8%	6,7%	9,9%	10,4%	9,4%
6.2	-1,0%	-3,6%	-3,6%	-3,6%	-3,6%	-3,9%	-4,1%	2,7%	2,3%	-2,8%	-3,6%	2,5%	-3,7%	-1,9%
6.3	-0,5%	-3,6%	-1,4%	-1,3%	-1,9%	-2,1%	-4,0%	-0,8%	0,7%	-5,6%	-4,3%	-4,5%	-2,7%	-2,7%
6.4	0,0%	-0,3%	0,8%	1,6%	1,7%	0,8%	0,9%	-1,5%	-0,6%	-0,3%	0,0%	0,5%	-4,4%	-2,9%
Total	0,6%	0,1%	-0,4%	-0,5%	0,2%	-0,1%	-1,5%	0,3%	0,4%	-1,4%	-0,3%	3,5%	-3,7%	-0,7%

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.

Gráfico 6. Evolución mensual de la demanda nacional en barras de central y en consumo. Tasa de variación anual media de 12 meses (%)



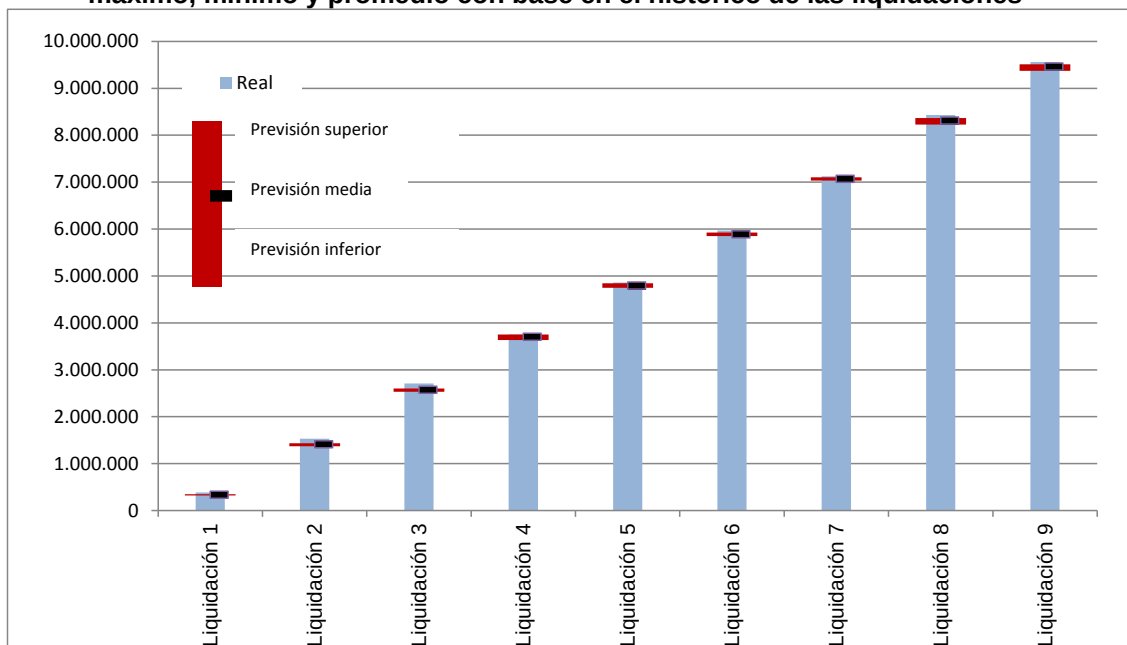
Fuente: CNMC

7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos

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

Los ingresos por peajes de acceso y cargos de consumidores registrados en la Liquidación 9/2017 ascendieron a 9.557,7 M€, cifra un 1% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 9 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 7).

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso y cargos de consumidores (miles €) registrados en las liquidación provisional 9 de 2017 respecto de la previsión de liquidación 9. 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 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

En el Cuadro 14 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 2017 y a las variables de facturación registradas en los últimos doce meses (agosto 2016-julio 2017) 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, 3.1 A y 6.1 A.

Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2017 y las registradas en los últimos 12 meses correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2017. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Previsión CNMC 2017 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.960.540	107.035	6.186.981	3.456.465	9.643.446
2.0 A	24.145.395	54.673	3.711.378	2.407.084	6.118.462
2.0 DHA	2.307.150	9.959	420.025	233.417	653.441
2.0 DHS	4.329	40	817	744	1.561
2.1 A	633.684	5.418	352.022	310.769	662.791
2.1 DHA	156.122	2.750	86.209	95.485	181.694
2.1 DHS	657	10	331	337	668
3.0	713.203	34.186	1.616.200	408.629	2.024.829
Alta tensión	108.131	125.868	2.492.552	763.640	3.256.191
3.1 A	85.261	15.435	629.990	172.110	802.100
6.1 A	19.035	52.965	1.313.118	395.555	1.708.673
6.1 B	1.182	5.529	109.307	33.950	143.257
6.2	1.599	17.719	192.452	69.402	261.855
6.3	425	10.504	95.743	36.749	132.492
6.4	630	23.716	151.941	55.874	207.815
Total	28.068.671	232.904	8.679.533	4.220.105	12.899.638

(Últimos 12 meses agosto 2016-julio 2017). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1976/2016 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.792.320	107.201	6.173.314	3.464.704	9.638.019
2.0 A	23.961.684	54.177	3.683.847	2.385.264	6.069.111
2.0 DHA	2.309.993	10.154	438.605	256.776	695.380
2.0 DHS	5.195	38	1.010	773	1.783
2.1 A	630.036	5.348	345.504	306.741	652.245
2.1 DHA	167.597	2.851	92.260	101.009	193.269
2.1 DHS	718	10	384	354	738
3.0	717.098	34.623	1.611.704	413.788	2.025.493
Alta tensión	107.662	127.334	2.511.679	753.657	3.265.335
3.1 A	84.800	15.776	651.624	175.745	827.370
6.1 A	18.957	53.251	1.303.723	383.373	1.687.096
6.1 B	1.232	5.056	107.278	31.257	138.535
6.2	1.615	18.060	199.787	69.102	268.889
6.3	427	10.799	98.237	37.363	135.601
6.4	630	24.392	151.029	56.816	207.845
Total	27.899.981	234.535	8.684.993	4.218.361	12.903.354

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1976/2016 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	168.220	-166	13.667	-8.239	5.427
2.0 A	183.710	496	27.530	21.820	49.350
2.0 DHA	-2.843	-195	-18.580	-23.359	-41.939
2.0 DHS	-866	2	-193	-28	-222
2.1 A	3.649	70	6.518	4.028	10.546
2.1 DHA	-11.475	-101	-6.051	-5.524	-11.575
2.1 DHS	-60	-0	-53	-16	-69
3.0	-3.895	-438	4.495	-5.159	-664
Alta tensión	470	-1.465	-19.127	9.983	-9.144
3.1 A	460	-341	-21.634	-3.636	-25.270
6.1 A	78	-286	9.395	12.182	21.577
6.1 B	-50	474	2.029	2.693	4.722
6.2	-17	-341	-7.335	301	-7.034
6.3	-2	-295	-2.494	-615	-3.109
6.4	-0	-676	912	-942	-30
Total	168.690	-1.631	-5.460	1.744	-3.716

Diferencia (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1976/2016 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	0,6%	-0,2%	0,2%	-0,2%	0,1%
2.0 A	0,8%	0,9%	0,7%	0,9%	0,8%
2.0 DHA	-0,1%	-1,9%	-4,2%	-9,1%	-6,0%
2.0 DHS	-16,7%	5,9%	-19,1%	-3,7%	-12,4%
2.1 A	0,6%	1,3%	1,9%	1,3%	1,6%
2.1 DHA	-6,8%	-3,5%	-6,6%	-5,5%	-6,0%
2.1 DHS	-8,4%	-0,8%	-13,8%	-4,6%	-9,4%
3.0	-0,5%	-1,3%	0,3%	-1,2%	0,0%
Alta tensión	-4,6%	-0,7%	-6,3%	6,9%	-3,3%
3.1 A	0,5%	-2,2%	-3,3%	-2,1%	-3,1%
6.1 A	0,4%	-0,5%	0,7%	3,2%	1,3%
6.1 B	-4,0%	9,4%	1,9%	8,6%	3,4%
6.2	-1,0%	-1,9%	-3,7%	0,4%	-2,6%
6.3	-0,5%	-2,7%	-2,5%	-1,6%	-2,3%
6.4	0,0%	-2,8%	0,6%	-1,7%	0,0%
Total	0,6%	-0,7%	-0,1%	0,0%	0,0%

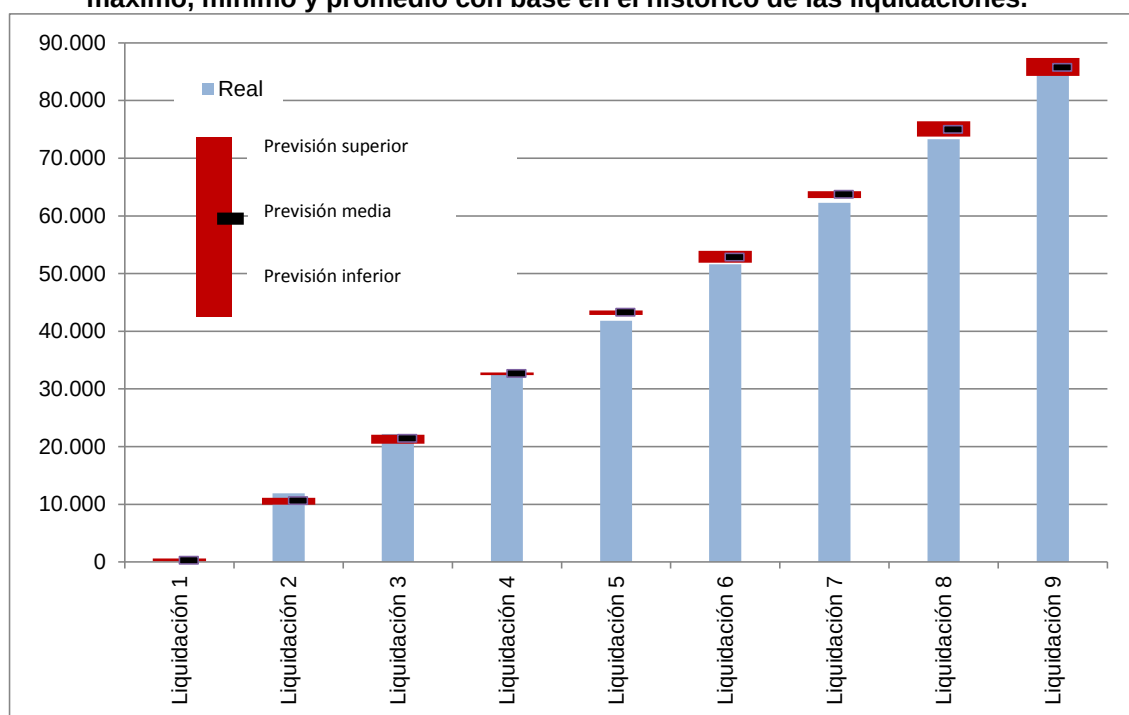
Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Por último se indica que los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 9/2017 representan, aproximadamente, el 69,2% de los ingresos previstos para la liquidación provisional 14, cifra superior al promedio de las liquidaciones de 2014 a 2016 (68,5%).

7.2. Previsión de ingresos por peajes de acceso de los generadores

Los ingresos declarados en la Liquidación 9/2017 por este concepto ascienden a 84,6 M€, cifra inferior en un 1,3% al promedio de la liquidación 9 de los años 2014, 2015 y 2016.

Gráfico 8. Comparación de los ingresos (miles €) por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en las Liquidación 9/2017 respecto de los ingresos previstos por este concepto. Intervalo de variación de los ingresos de acceso máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones.



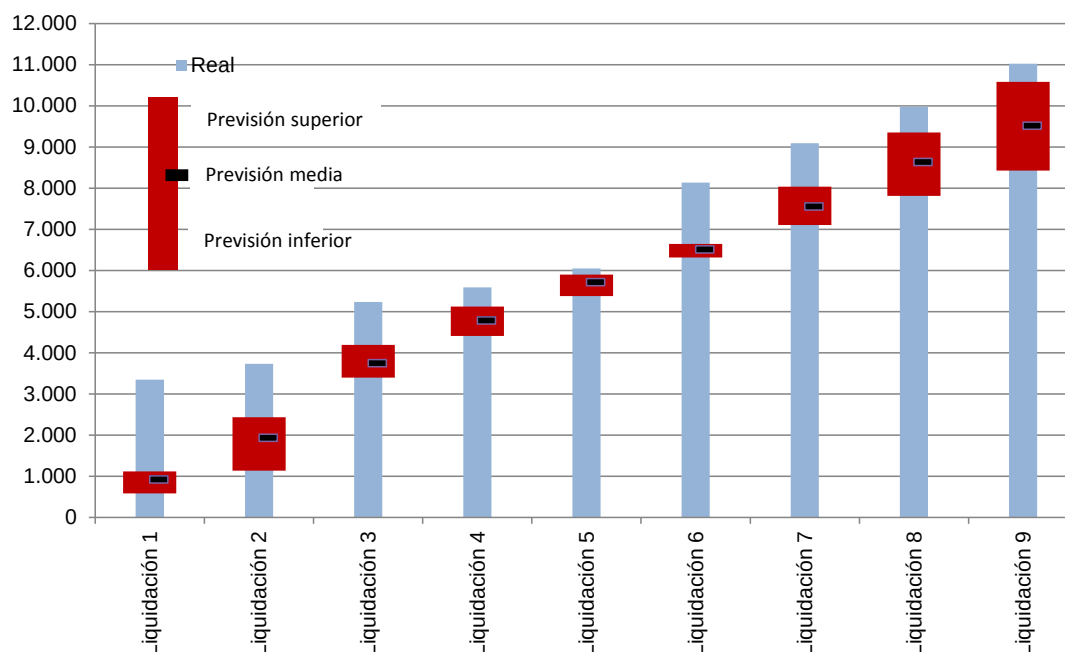
Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

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

En la Liquidación 9/2017 se han declarado 11 M€ 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 (+15,8%), teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2014, 2015 y 2016.

Gráfico 9. Comparación de los ingresos (miles €) por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 registrados en la Liquidación 9/2017 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 9 con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

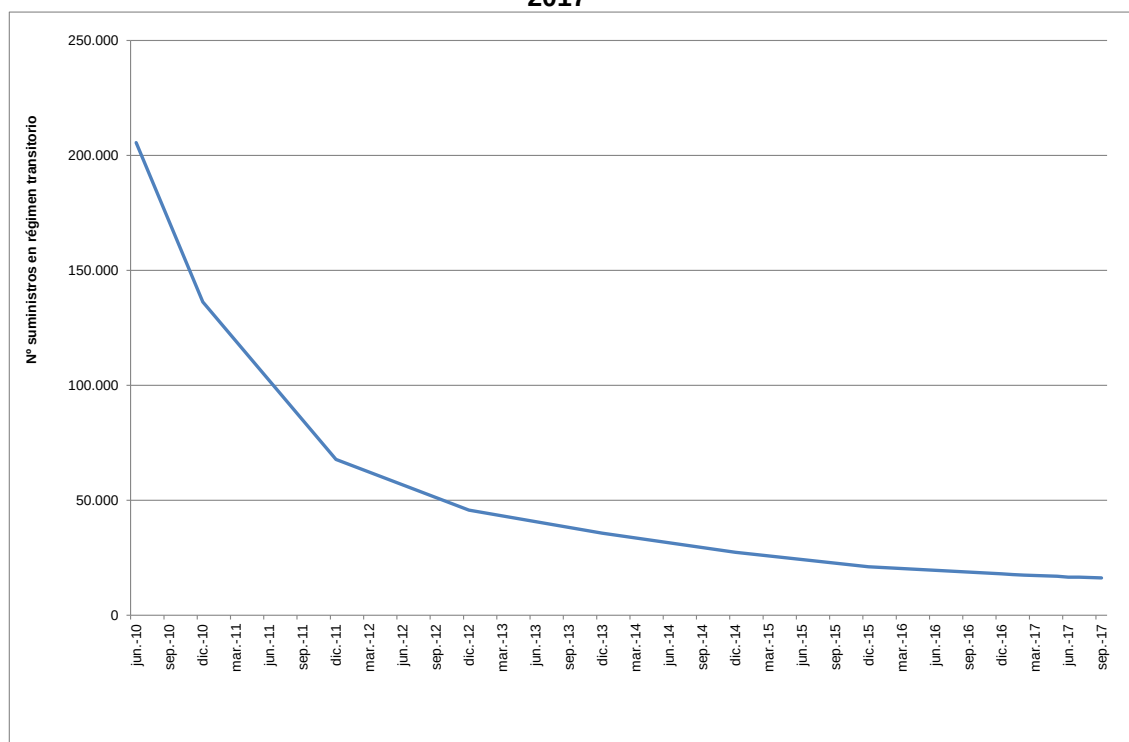
A efectos informativos en el Cuadro 15 y el Gráfico 10 se muestra la evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC que transitoriamente son suministrados por un comercializador de último recurso.

Cuadro 15. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados transitoriamente por un comercializador de referencia desagregado por tipo de consumidor. Junio 2010 – Septiembre 2017

Fecha	Tipo de consumidor										Total
	Grandes Clientes AT	Grandes Clientes BT	AAPP AT	AAPP BT	Pymes AT	Pymes BT	Domésticos AT	Domésticos BT	Otros AT	Otros BT	
jun-10	443	5.455	2.329	63.191	6.288	45.528	50	81.742	29	451	205.506
dic-10	277	2.312	1.626	41.189	2.449	33.458	81	54.489	12	364	136.257
dic-11	857	615	861	17.925	1.290	17.078	121	28.780	30	185	67.742
dic-12	334	224	617	9.394	1.064	11.406	136	22.324	27	221	45.747
dic-13	117	225	386	6.106	735	8.694	128	19.054	29	258	35.732
dic-14	151	182	297	3.665	893	5.474	118	16.382	28	179	27.369
dic-15	105	151	198	2.768	738	3.778	69	13.169	20	111	21.107
dic-16	62	115	152	2.036	522	2.266	112	12.775	-	-	18.040
ene-17	56	88	150	1.912	501	2.224	109	12.650	-	-	17.690
feb-17	55	84	154	1.923	490	2.165	108	12.435	-	-	17.414
mar-17	62	98	159	1.935	480	2.122	105	12.287	-	-	17.248
abr-17	69	88	153	1.952	461	2.138	102	12.162	-	-	17.125
may-17	58	93	162	1.889	451	2.133	98	12.055	-	-	16.939
jun-17	61	74	154	1.822	439	2.002	94	11.919	-	-	16.565
jul-17	53	60	152	1.849	446	1.964	92	11.971	-	-	16.587
ago-17	51	67	136	1.776	439	1.953	89	11.919	-	-	16.430
sep-17	47	56	140	1.813	477	1.928	86	11.686	-	-	16.233

Fuente: CNMC

Gráfico 10. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados transitoriamente por un comercializador de referencia de junio 2010 a septiembre de 2017



Fuente: CNMC

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

En la Liquidación provisional 9/2017 no se han registrado ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. Los ingresos acumulados por este concepto (1.077,1 M€) suponen el 34,1% del importe previsto para el ejercicio 2017 (3.154,5 M€) en la Orden ETU/1976/2016 (véase Cuadro 16).

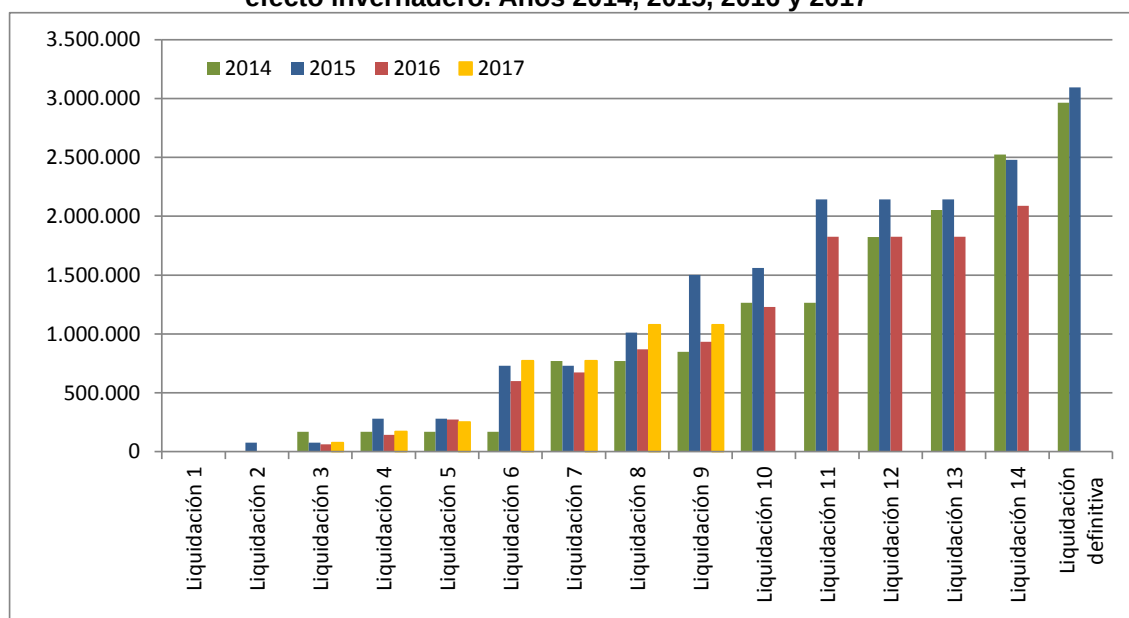
Cuadro 16. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Liquidación	Tributos y cánones	Canon hidráulico	Modificación tarifa impuesto especial hidrocarburos	Subastas derechos de emisión (90 % recaudado)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 3/2017	0,00	0,00	40.837.996,12	35.375.239,10	76.213.235,22
Liquidación 4/2017	3.180.276,26	0,00	48.242.340,47	44.246.589,53	95.669.206,26
Liquidación 5/2017	2.831.000,02	0,00	47.328.994,66	30.310.976,84	80.470.971,52
Liquidación 6/2017	445.876.517,83	0,00	52.811.250,11	20.577.555,40	519.265.323,34
Liquidación 7/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 8/2017	169.902.725,46	0,00	59.012.116,88	76.605.155,46	305.519.997,80
Liquidación 9/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	621.790.519,57	0,00	248.232.698,24	207.115.516,33	1.077.138.734,14

Fuente: CNMC (Liquidaciones provisionales 2017)

En el Gráfico 11 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 2014, 2015, 2016 y 2017.

Gráfico 11. 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 2014, 2015, 2016 y 2017



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016 y 2017).

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 9/2017: retribución del transporte y la distribución, retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución adicional de los sistemas no peninsulares y los pagos por capacidad.

Adicionalmente, se realiza un seguimiento de su evolución de la retribución adicional de los sistemas no peninsulares, a efectos de detectar posibles desvíos respecto del importe total considerado en la Orden ETU/1976/2016, independientemente de la fuente de financiación.

8.1. Retribución del transporte y la distribución

La Disposición transitoria tercera de la Orden ETU/1976/2016 establece que hasta la aprobación de las retribuciones de las actividades de transporte y distribución bien al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre y Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se procederá a liquidar por el organismo encargado de las liquidaciones las

cantidades devengadas a cuenta que serán, para cada una de las empresas de transporte y distribución, la parte proporcional de la retribución que figura en la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016 y en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. En particular los citados reales decretos establecen en 1.709.997 miles de € y 5.162.708 miles de € de la retribución del transporte y la distribución respectivamente.

No obstante, según el escándalo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016, la retribución del transporte asciende a 1.735.090 miles de € y la retribución a la distribución a 5.157.776 miles de €.

En consecuencia, en la Liquidación 9/2017 se registra un desvío respecto de la previsión en la retribución de las actividades de transporte y distribución.

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

En el Cuadro 17 se muestra la retribución de la producción renovable correspondiente al mes de agosto para el total nacional sin aplicar el coeficiente de cobertura, independientemente de su fuente de financiación.

Cuadro 17. Resultado de la liquidación provisional 9 de 2017 de retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos

Tecnología	Sistema nacional			Sistema Peninsular			Sistemas No Peninsulares		
	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Retribución Regulada (M€)	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Retribución Regulada (M€)	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Retribución Regulada (M€)
COGENERACIÓN	5.227	2.058	96,1	5.220	2.055	95,9	7	3	0,2
SOLAR FV	4.606	755	211,6	4.366	723	201,8	240	32	9,8
SOLAR TE	2.299	596	118,1	2.299	596	118,1	-	-	-
EÓLICA	22.747	2.827	122,7	22.606	2.786	122,3	141	41	0,4
HIDRÁULICA	1.645	117	6,8	1.645	117	6,8	-	-	0,0
BIOMASA	726	301	26,9	723	301	26,8	3	-	0,1
RESIDUOS	730	297	10,5	653	266	9,4	77	31	1,0
TRAT.RESIDUOS	441	202	14,6	441	202	14,6	-	-	-
OTRAS TECNOLOGÍAS	5	-	0,02	5	-	0,02	-	-	-
TOTAL	38.426	7.153	607,3	37.958	7.046	595,9	468	107	11,5

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

Conforme se establece en el artículo 72.4 del Real Decreto 738/2015, el 50% de la retribución específica no peninsular será financiada conjuntamente con la retribución adicional con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

En consecuencia, en la Liquidación provisional 9/2017 se liquida con cargo al sector eléctrico la totalidad de la retribución específica correspondiente al sistema peninsular (5.318,9 M€) y el 50% de la retribución específica correspondiente a los sistemas no peninsulares (51,6 M€).

La retribución RECORE peninsular registrada en la Liquidación provisional 9/2017, ha resultado un 1,5% superior al valor previsto para esta liquidación. La Memoria que acompañó a la Orden ETU/1976/206 no proporciona información sobre la retribución RECORE de los sistemas no peninsulares, por lo que no es posible analizar el desvío.

8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad

En la Liquidación 9/2017 se han incluido 6,7 M€ 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.

Adicionalmente, cabe señalar que en la Liquidación 9/2017 se ha registrado un ingreso de 24,9 M€ por la diferencia entre el coste asociado al servicio de interrumpibilidad prestado por los proveedores del servicio en los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP) y los ingresos que resultan de aplicar a la demanda de los SENP el mismo coste de la energía del mercado del sistema peninsular⁸.

8.4. Coste de los pagos por capacidad

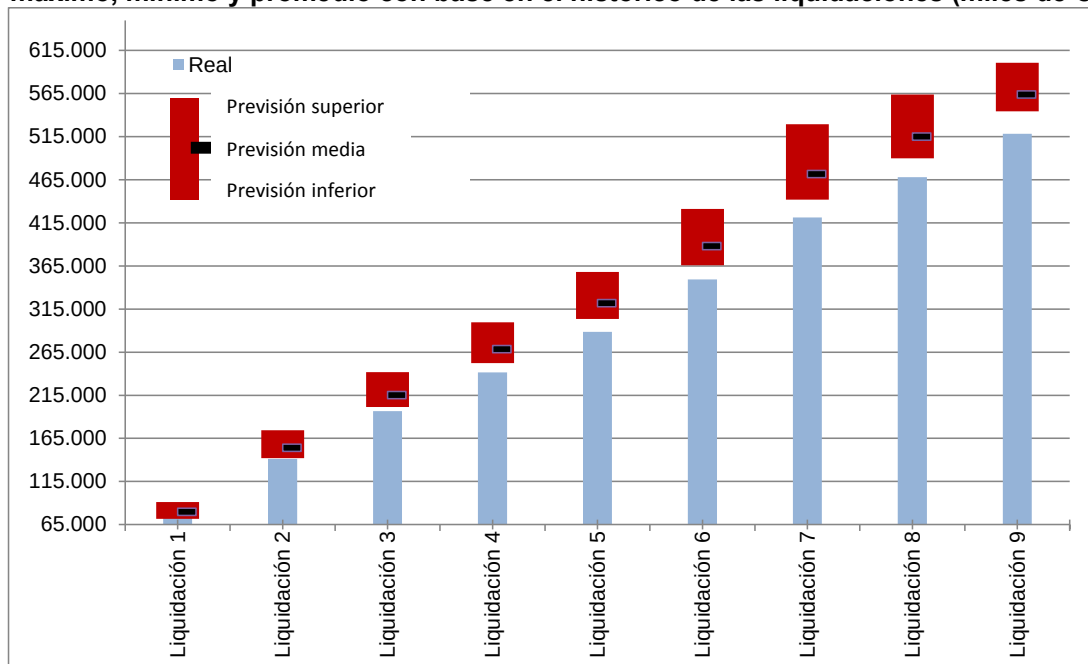
El coste de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 9/2017 asciende a 294,6 M€, cifra superior en 2,1 M€ al valor previsto.

Por otra parte, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 9/2017 (518,3 M€) han resultado un 8,1% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 9 de ejercicios

⁸ Para más información véase Informe de seguimiento de la Liquidación 13/2015.

anteriores, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones (véase Gráfico 12).

Gráfico 12. Comparación de los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la liquidación provisional 9 de 2017 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 2014, 2015 y 2016) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

Por último, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 9/2017 asciende a 223,8 M€. Para mayor información, en el Cuadro 18 se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el Informe de liquidación del Operador del Sistema peninsular del mes de agosto de 2017.

Cuadro 18. Evolución del saldo de los pagos por capacidad

	Financiación (Ingresos por pagos de la demanda s/normativa vigente)	Pagos por Incentivo a la Inversión	Servicio Disponibilidad	Saldo
oct-16	47.489.487	20.189.064	14.107.977	13.192.446
nov-16	53.014.092	19.477.317	13.652.881	19.883.893
dic-16	67.490.655	20.126.561	14.477.623	32.886.471
ene-17	75.038.656	20.181.702	14.179.446	40.677.508
feb-17	63.216.468	17.755.665	13.030.349	32.430.455
mar-17	52.841.209	19.439.675	14.426.458	18.975.076
abr-17	44.644.976	18.633.822	13.961.088	12.050.066
may-17	47.391.536	18.954.988	14.426.458	14.010.090
jun-17	62.850.575	18.185.505	13.823.489	30.841.581
jul-17	73.375.795	18.594.946	14.280.283	40.500.566
ago-17	48.399.591	18.594.946	14.280.283	15.524.362
sep-17	50.249.555	17.995.109	13.819.629	18.434.817

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

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 septiembre de 2017. Se muestran los datos de producción horaria remitidos por el operador del sistema, agregados por sujeto de liquidación y sistema. La producción térmica convencional de los SENP, junto con la del parque hidro-eólico de Gorona del Viento, S.A. (El Hierro), alcanzó 1.096,6 GWh en este mes, con un coste total provisional de 137.534.732,84 euros. De esta cantidad, 71.757.368,94 euros corresponden a la compensación extrapeninsular. No se registró producción de COTESA (Cogeneración de Tenerife, S.A.).

Cuadro 19. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SENP correspondientes a septiembre de 2017

SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Régimen retributivo adicional (€)
Baleares	379.564,32	40.790.037,68	22.837.260,82	17.952.776,86	24.433.519,34	16.356.518,34
Canarias (UNELCO)	680.605,11	88.066.818,41	66.866.460,52	21.200.357,89	39.128.692,20	48.938.126,21
Canarias (COTESA)	2,00	163,57	167,28	0,00	110,06	53,51
Canarias (GORONA)	2.338,67	1.584.975,62	36.413,07	1.548.562,55	88.919,63	1.496.055,99
Ceuta	17.176,92	3.622.829,74	1.867.627,26	1.755.202,48	1.046.895,06	2.575.934,68
Melilla	16.939,79	3.469.907,82	1.951.594,64	1.518.313,18	1.079.227,61	2.390.680,21
Total	1.096.626,81	137.534.732,84	93.559.523,59	43.975.212,96	65.777.363,90	71.757.368,94

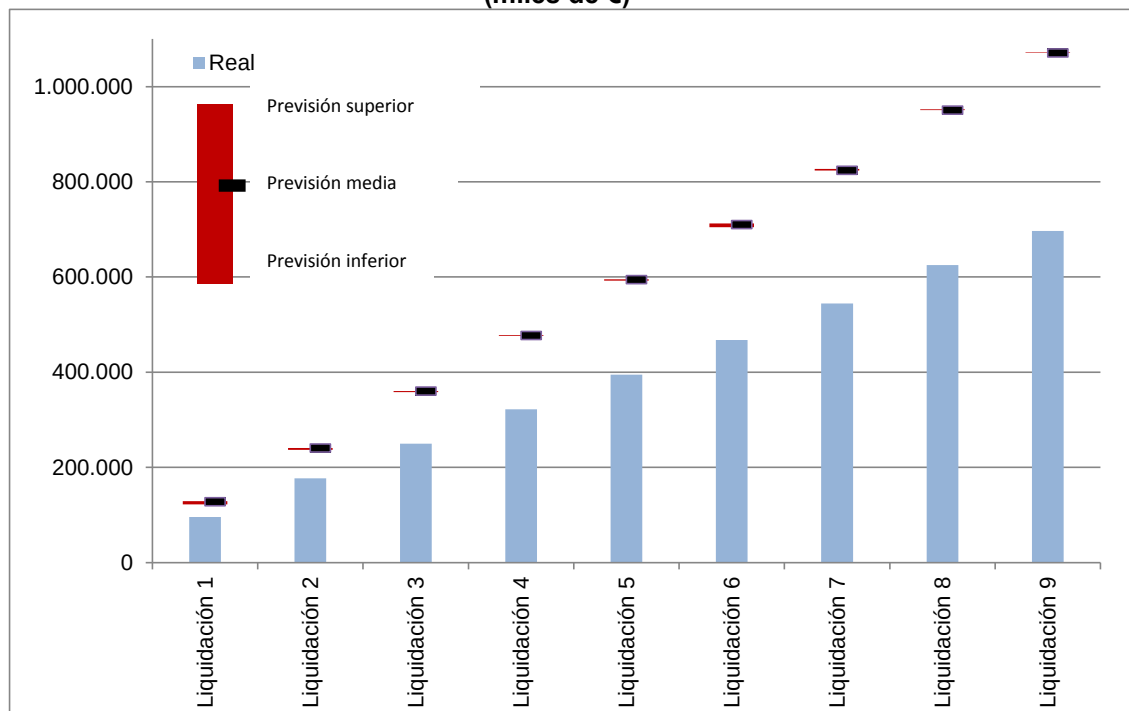
Fuente: Operador del Sistema

En el Gráfico 13 se muestra la evolución mensual del coste de la retribución adicional de los sistemas no peninsulares, independientemente de su fuente de financiación. Según el escandallo de costes de la Orden ETU/1976/2016, la retribución de los sistemas no peninsulares incluye el régimen retributivo adicional y el 50% de la retribución específica de las instalaciones situadas en territorios no peninsulares. En la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no se aporta el desglose entre ambas partidas, por lo que a efectos del seguimiento de la retribución adicional se ha optado por restar del coste anual previsto en la Orden ETU/1976/2016 (1.481,3 M€) el 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular prevista por la CNMC (66,2 M€)⁹.

Bajo estas premisas, la retribución adicional de los SENP registrada en la Liquidación 9/2017 se situaría por debajo (34,9%) del valor medio del intervalo de variación previsto para esta la Liquidación.

⁹ Informe disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1365168_17.pdf

Gráfico 13. Comparación de la retribución adicional registrada en la Liquidación provisional 9 de 2017 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 2013, 2014, 2015 y 2016) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

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 2013, 2014, 2015 y 2016. En el cuadro inferior se muestra la previsión anual de la Orden ETU/1976/2016 y la laminación en las correspondientes liquidaciones. El resto de componentes de costes no incluidos en el cuadro se liquidan en doce partes iguales, con la excepción anualidad de FADE cuyo laminación se establece conforme al Anexo I del RD 437/2010.

Cuadro 20. Periodificación de la demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1976/2016

Previsión anual:	238.288	13.814.189	130.000	11.854	20.512	137	281.138	725.062	740.632
------------------	---------	------------	---------	--------	--------	-----	---------	---------	---------

Liquidación	Consumo	Peajes de consumidores	Peajes de generadores	Clientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad	Retribución SNP
Liquidación 1	1,8%	2,4%	0,2%	7,8%	2,4%	2,4%	2,4%	11,0%	9,0%
Liquidación 2	9,7%	10,2%	8,2%	16,4%	10,2%	10,2%	10,2%	21,2%	17,0%
Liquidación 3	17,7%	18,6%	16,5%	31,7%	18,6%	18,6%	18,6%	29,7%	25,5%
Liquidación 4	25,9%	26,8%	25,1%	40,4%	26,8%	26,8%	26,8%	37,0%	33,7%
Liquidación 5	33,9%	34,7%	33,3%	48,3%	34,7%	34,7%	34,7%	44,4%	42,0%
Liquidación 6	42,0%	42,6%	40,6%	54,9%	42,6%	42,6%	42,6%	53,5%	50,2%
Liquidación 7	50,5%	51,2%	49,0%	63,8%	51,2%	51,2%	51,2%	65,1%	58,2%
Liquidación 8	59,3%	60,2%	57,7%	72,8%	60,2%	60,2%	60,2%	71,0%	67,2%
Liquidación 9	68,0%	68,5%	65,9%	80,3%	68,5%	68,5%	68,5%	77,8%	75,7%
Liquidación 10	76,5%	76,8%	73,9%	88,6%	76,8%	76,8%	76,8%	84,1%	84,2%
Liquidación 11	84,6%	84,7%	81,9%	95,4%	84,7%	84,7%	84,7%	90,9%	92,1%
Liquidación 12	92,7%	92,7%	89,8%	100,0%	92,7%	92,7%	92,7%	100,0%	100,0%
Liquidación 13	99,4%	99,1%	98,7%	100,0%	99,1%	99,1%	99,1%	100,0%	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	Clientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad	Retribución SNP
Liquidación 1	4.241	337.355	287	925	501	3	6.866	79.721	67.015
Liquidación 2	23.022	1.410.750	10.650	1.939	2.095	14	28.711	154.033	126.080
Liquidación 3	42.087	2.573.468	21.405	3.753	3.821	26	52.374	215.255	188.576
Liquidación 4	61.797	3.701.816	32.678	4.786	5.497	37	75.337	268.353	249.718
Liquidación 5	80.693	4.798.436	43.269	5.721	7.125	48	97.655	321.939	311.238
Liquidación 6	100.019	5.888.596	52.831	6.513	8.744	58	119.841	387.926	371.841
Liquidación 7	120.268	7.073.756	63.727	7.557	10.503	70	143.961	471.751	431.382
Liquidación 8	141.394	8.315.429	74.967	8.636	12.347	82	169.231	515.125	497.613
Liquidación 9	161.963	9.463.865	85.735	9.522	14.052	94	192.603	563.899	560.462
Liquidación 10	182.195	10.614.538	96.070	10.505	15.761	105	216.021	609.644	623.518
Liquidación 11	201.706	11.695.712	106.509	11.305	17.366	116	238.024	659.072	682.122
Liquidación 12	220.937	12.808.848	116.796	11.853	19.019	127	260.678	725.062	740.632
Liquidación 13	236.956	13.691.685	128.361	11.853	20.330	136	278.645	725.062	740.632
Liquidación 14	238.288	13.814.189	130.000	11.854	20.512	137	281.138	725.062	740.632

Fuente: Liquidaciones provisionales de los ejercicios 2014, 2015 y 2016

