



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 9/2018 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE
RESULTADOS Y SEGUIMIENTO
MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL
DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELECTRICO**

LIQ/DE/001/18

15 de noviembre de 2018

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 9/2018	5
4. Análisis de la cobertura de los costes	10
5. Análisis de los desvíos	13
6. Previsión del consumo nacional	14
6.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)	14
6.2. Previsión de la demanda en consumo	17
6.3. Previsión del autoconsumo	24
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.	25
7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos de los consumidores	25
7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores	28
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 9/2018 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 9/2018 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.

En la liquidación provisional 9/2018 se han registrado 11.331,8 millones de euros (M€) de ingresos regulados, mientras que los costes regulados han ascendido a 12.886,8 M€, registrándose un desajuste provisional de ingresos de 1.554,9 M€. Dado que los ingresos no han sido suficientes para cubrir todos los costes reconocidos, se ha procedido al cálculo y aplicación del coeficiente de cobertura, conforme al artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El **Coefficiente de Cobertura** de la liquidación provisional nº 9 se ha situado en un **85,83%** y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación.

Por lo que se refiere a los **desvíos** en la demanda, ingresos y costes registrados en la liquidación 9/2018 respecto de las partidas previstas en la Orden ETU/1282/2017, cabe destacar los siguientes aspectos:

1. En relación con la **evolución de la demanda en consumo**, se indica que ésta se encuentra por encima del valor esperado la liquidación 9/2018. En particular, la demanda en consumo registrada en la Liquidación 9/2018 (167.541 GWh) ha sido un 1,6% superior al valor promedio observado en años anteriores.
2. Por el contrario, los **ingresos** por peajes de acceso han resultado 36,6 M€ (-0,4%) inferiores a los esperados para esta liquidación. En particular, los ingresos por peajes de acceso de consumidores (9.536,9 M€) han resultado un 0,3% inferiores (33,2 M€) al valor promedio histórico; los ingresos registrados por los peajes de acceso de los generadores han resultado un 2,4% inferiores (2,0 M€) al valor promedio histórico y, los ingresos registrados por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (8,0 M€) han

resultado un 20,1% inferiores (2,0 M€) a los valores esperados en la Liquidación 9/2018.

Por último, en la Liquidación provisional 9/2018 se han registrado 276,9 M€ de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. En particular, 122,4 M€ procedentes de los impuestos y 154,5 M€ procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Los ingresos acumulados por este concepto (1.169,9 M€) representan el 34,3% del importe previsto para el ejercicio 2018 (3.409,5 M€) en la Orden ETU/1282/2017.

3. En la Liquidación 9/2018 los **costes regulados** han sido 715,2 M€ inferiores a los previstos para esta liquidación según la Orden ETU/1282/2017, motivado, principalmente, por unos menores costes de la retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (-393,9 M€) y de la retribución de la distribución (- 220,9 M€).

1. Objeto del informe

Este informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 9/2018 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/1282/2017), teniendo en cuenta la información disponible por esta Comisión.

2. Aspectos normativos

En la Liquidación provisional 9/2018 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 9/2018

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/1282/2017.

Cuadro 0. Previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2018

CONCEPTO	PREVISIÓN 2018 Orden ETU/1282/2017	
	GWh en consumo (1)	Miles de €
A. Ingresos Peajes de Acceso		14.002.943
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad (2)	241.568	13.859.943
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica		131.000
Ingresos art. 17 RD 216/2014		12.000
B. Otros Ingresos Regulados		682.550
Ingresos pagos por capacidad		682.550
Ingresos imputación pérdidas		-
C. Ingresos Externos a Peajes		3.409.463
Ingresos Ley Medidas Fiscales		2.959.463
Ingresos por CO2		450.000
D. Total Ingresos (D = A + B + C)		18.094.956
E. Costes		18.351.562
Transporte		1.743.230
Retribución del transporte		n.d.
Incentivo disponibilidad del transporte		n.d.
Distribución y Gestión Comercial		5.475.194
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%)		20.807
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		139
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos (RECORE) sistema peninsular		7.150.000
Retribución Sistemas No Peninsulares (SNP)		780.077
Retribución adicional SNP		n.d.
Retribución específica SNP		n.d.
Sistema de interrupibilidad SNP		7.000
Coste Pagos por Capacidad		352.460
Incentivo a la Inversión		n.d.
Incentivo a la Disponibilidad		n.d.
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.822.655
Fondo de titulación		2.168.382
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005		282.127
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		94.386
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		277.761
Diferencia de pérdidas		
Desajuste ejercicio (déficit +)/superávit(-)		
F. Déficit / Superávit de actividades reguladas (G = D- E)		- 256.606
G. Otros costes liquidables ("-"= coste/"+" = ingreso)		260.676
Liquidación definitiva TNP ejercicio 2015		303.176
Reliquidaciones DT8ª RD 413/2014		- 2.500
Fondo para contingencias		- 40.000
H. Déficit/superávit de Liquidaciones (H = F + G)		4.070

Fuentes: Orden ETU/1282/2017 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 2015 al 2017.

En el Cuadro 1 se muestra tanto el resultado de la liquidación provisional 9 de 2018 y el grado de cobertura de los costes, como la previsión de Liquidación 9/2018 del escenario de demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1282/2017, 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/1282/2017, 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 9/2018 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 9/2018 con costes reconocidos (A)	Liq. 9/2018 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 9/2018 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	167.541	167.541	164.848	2.693	1,6%
Demanda en consumo (GWh)	166.742	166.742	164.848	1.894	1,1%
Autoconsumo (GWh)	799	799	-	799	
A. Ingresos Peajes de Acceso	9.629.597	9.629.597	9.666.232	- 36.635	-0,4%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	9.536.917	9.536.917	9.570.094	- 33.177	-0,3%
Ingresos por cargos de autoconsumo	603	603	-	603	
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	84.055	84.055	86.100	- 2.045	-2,4%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	8.021	8.021	10.038	- 2.017	-20,1%
B. Otros Ingresos Regulados	544.923	544.923	530.654	14.269	2,7%
Regularización ejercicios anteriores a 2017 (Cuadro 3)	- 10.581	- 10.581	-	- 10.581	
Ingresos pagos por capacidad	518.399	518.399	530.654	- 12.255	-2,3%
Ingresos sistema de interrumplabilidad	15.331	15.331	-	15.331	
Ingresos por imputación pérdidas	21.773	21.773	-	21.773	
Ingresos por Intereses	-	-	-	-	
C. Ingresos Externos a Peajes	1.169.898	1.169.898	1.169.898	-	0,0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	881.102	881.102	881.102	-	0,0%
Ingresos por CO2 **	288.797	288.797	288.797	-	0,0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1	- 12.580	- 12.580	-	- 12.580	
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	11.331.838	11.331.838	11.366.784	- 34.947	-0,3%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	1.916.324	1.916.324	1.957.456	- 41.133	-2,1%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	14.202	14.202	14.367	- 165	-1,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	94	94	96	- 2	-1,6%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	1.902.773	1.902.773	1.942.993	- 40.220	-2,1%
Fondo de titulación	1.431.135	1.431.135	1.469.079	- 37.944	-2,6%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	192.528	192.528	194.804	- 2.276	-1,2%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	70.789	70.789	70.789	-	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	208.321	208.321	208.321	-	0,0%
Correcciones de medidas	- 746	- 746	-	- 746	
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	10.970.428	9.415.514	11.644.462	- 674.034	-5,8%
Transporte	1.282.498	1.100.721	1.307.423	- 24.924	-1,9%
Retribución del transporte distribuidoras con más de 100.000 suministros	1.281.845	1.100.160	n.d.		
Retribución del transporte distribuidoras con menos de 100.000 suministros	654	561	n.d.		
Distribución y Gestión Comercial	3.885.481	3.334.765	4.106.396	- 220.915	-5,4%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	3.594.206	3.084.774	n.d.		
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	291.275	249.991	n.d.		
Retribución específica RECORE sistema peninsular	5.360.729	4.600.916	5.362.500	- 1.771	0,0%
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	204.688	175.676	598.549	- 393.861	-65,8%
Retribución adicional SNP	149.420	128.242	n.d.		
Retribución específica RECORE	55.268	47.434	n.d.		
Sistema de Interrumplabilidad	6.822	5.855	5.250	1.572	29,9%
Coste Pagos por Capacidad	230.209	197.580	264.345	- 34.136	-12,9%
Coste Diferencia de Pérdidas **	-	-	-	-	
H. Total Costes (H = F + G)	12.886.752	11.331.838	13.601.918	- 715.167	-5,3%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 1.554.914	-	- 2.235.134	680.220	-30,4%

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 9/2018 con costes reconocidos	Liq. 9/2018 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	4.627	4.627
Demanda en consumo (GWh)	4.601	4.601
Autoconsumo (GWh)	26	26
A. Ingresos Peajes de Acceso	347.439	347.439
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	346.647	346.647
Ingresos por cargos de autoconsumo	5	5
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	676	676
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	112	112
E. Total Ingresos	347.439	347.439
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	7.537	7.537
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	520	520
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	3	3
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	7.068	7.068
Correcciones de medidas	- 54	- 54
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	291.929	250.552
Retribución de distribución empresas con menos de 100.000 suministros	291.275	249.991
Retribución de transporte empresas con menos de 100.000 suministros	654	561
H. Total Costes (H = F + G)	299.466	258.089
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	47.973	89.350

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 2018

CONCEPTO	Liquidación nº 9 2018	
	MWh	€
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	568.451	20.750.346
Ingresos por facturación de cargos de autoconsumo	25.399	103.031
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	593.422	344.338
TOTAL INGRESOS BRUTOS	1.187.271	21.197.715
CUOTAS		447.225
Compensación insulares y extrapeninsulares		-5.164
Operador del Sistema		-368
Operador del Mercado		0
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		30.925
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		-13.120
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		206
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		434.745
TOTAL INGRESOS NETOS		20.750.490
Coste régimen especial		-4.750.681
TOTAL COSTE ENERGIA	0	-4.750.681
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		25.501.170
Coste Distribución Grupos B y C años Anteriores		6.472.610
Coste ejecución sentencias		29.786.133
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		146.641
Ingresos debidos a inspecciones		30.301
Diferencias		-10.580.631

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en la Liquidación provisional 9/2018 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 9/2018.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 9 se ha situado en un **85,83%** 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 2018
Desde Enero
Hasta Septiembre
Formulario C
Nº liquidación 9

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA		COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA	
INGRESOS			
Ingresos Brutos a Peajes	9.642.773.020,71	Transporte	1.282.498.374,75
Cuotas a Peajes	-207.271.765,26	Distribución	3.885.480.914,66
Ingresos Orden ITC/1659/2009	8.021.462,99	Retribución Específica Sistema Peninsular	5.360.729.010,02
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad	15.330.898,72	Retribución Adicional Sistemas No Peninsulares	149.420.399,15
Ingresos Pagos por Capacidad	518.398.925,46	Retribución Específica Sistemas No Peninsulares	55.267.837,03
Ingresos Diferencia de pérdidas	21.773.436,48	Demanda de Interrumpibilidad	6.822.083,87
Ingresos del Tesoro	1.169.898.339,28	Coste Pagos por Capacidad	230.209.401,32
Pagos Liquidación provisional n+1	-12.579.990,81		
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores	146.641,49		
Ingresos debidos a Inspecciones	30.300,80		
COSTES NO AFECTADOS POR CC			
Coste del Régimen Especial sin C.C	-4.750.680,78		
Correcciones de medidas (anterior a 2014)	-745.519,82		
Coste Distribución años anteriores	6.472.610,21		
Déficit Segunda Subasta	70.789.140,00		
Anualidad Déficit 2013	208.320.757,66		
Fondo de Titulización del Déficit	1.431.134.727,54		
Coste Ejecución Sentencias	29.786.133,09		
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B)	1.741.007.167,90		
TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A-B)	9.415.514.101,96	TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C)	10.970.428.020,80
COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)			0,858263149268937

Fuente: CNMC

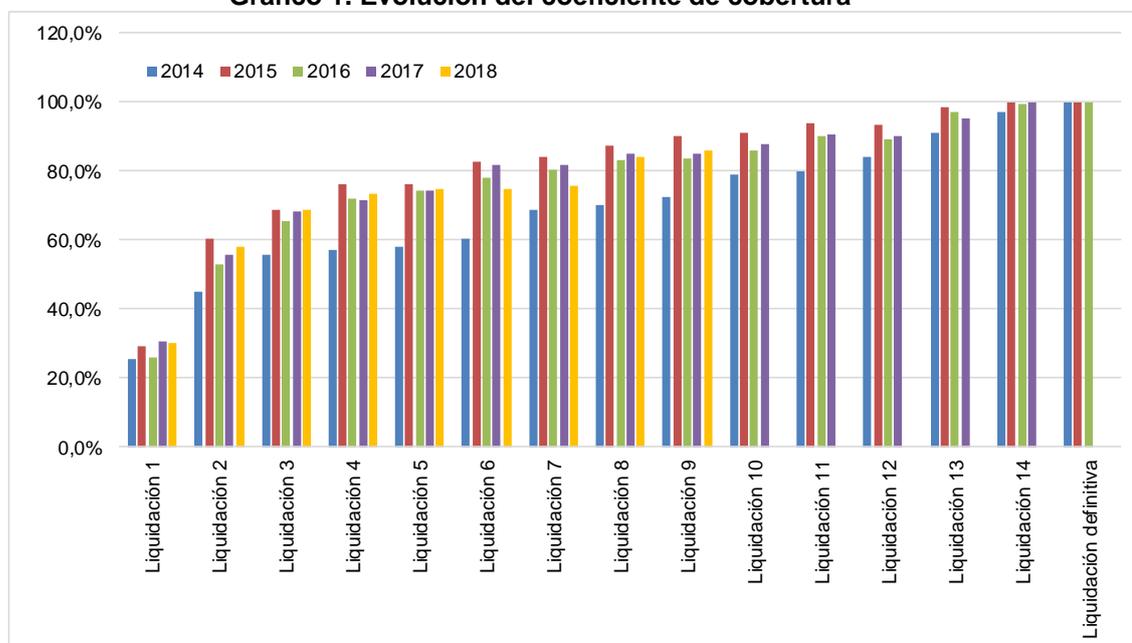
Se indica que, dado que el Coeficiente de Cobertura se define como la relación entre los costes que se pueden realmente pagar con los ingresos disponibles y los que se deberían pagar con cargo a las liquidaciones provisionales, cuanto mayor sean los ingresos en cada liquidación mayor será el coeficiente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

Respecto a los ingresos se indica, por una parte, que los ingresos por peajes de acceso correspondientes a un mes sólo pueden considerarse definitivos cuando se hayan facturado ese mes y los dos meses siguientes y, por otra parte, que en los primeros meses del año los ingresos del Tesoro por la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética son reducidos debido a los diferentes devengos del impuesto.

Respecto de los costes cabe señalar que, con carácter general, se liquidan en doce partes iguales¹.

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

Gráfico 1. Evolución del coeficiente de cobertura



Fuente: CNMC

¹ Únicamente se periodifican aquellos costes regulados cuyo importe depende de la estacionalidad de la demanda.

5. Análisis de los desvíos

En el Cuadro 5 se muestra la previsión del desajuste para el ejercicio 2018, en términos anuales de la Orden ETU/1282/2017 (+4,1 M€), la previsión del desajuste para el ejercicio 2018 debidamente laminada (-2.235,1 M€) y el desajuste que resulta de la Liquidación 9/2018 (-1.554,9 M€).

Como se ha mencionado, un ejercicio con suficiencia tarifaria, como el previsto en la Orden ETU/1282/2017, 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 2018 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 -2.235,1 M€.

En la Liquidación 9/2018 el desajuste registrado es inferior en (-680,2 M€) al esperado para esta liquidación, debido, fundamentalmente, a la menor retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (-393,9 M€) y de la retribución de la actividad de la distribución (-220,9 M€).

Cuadro 5. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 9/2018

	PREVISIÓN 2018 Orden ETU/1282/2017	Previsión de Liquidación 9/2018	Liquidación 9/2018
Costes regulados (miles €) (A)	17.408.336	13.071.264	12.354.409
Costes de acceso	17.999.102	13.337.573	12.656.542
Otros costes regulados (1)	-590.766	-266.309	-302.133
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	14.002.943	9.666.232	9.629.597
% sobre costes regulados	80%	74%	78%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.409.463	1.169.898	1.169.898
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	881.102	881.102
Ingresos subastas CO2	450.000	288.797	288.797
% otros ingresos sobre costes regulados	20%	9%	9%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	4.070	-2.235.134	-1.554.914
% sobre los costes regulados (2)	0,023%	17%	13%

Fuente: CNMC (Liquidación 9/2018 y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017)

(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad y regularización de ejercicios anteriores a 2018.

(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/1282/2017. 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 del consumo nacional

El consumo nacional puede ser abastecido bien a través de la red de transporte o distribución bien autogenerado por el propio consumidor. En términos del Real Decreto 900/2015, se denomina **demanda** a la energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución y **autoconsumo** al consumo proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o de un productor con el que se comparten instalaciones de conexión a la red o conectados a través de una línea directa.

Se indica que según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ETU/1282/2017, en 2018 la totalidad del consumo nacional del ejercicio 2018 es suministrado a través de la red de transporte o distribución.

El consumo nacional registrado en la Liquidación provisional 9/2018 asciende a 167.541 GWh, de los cuales 166.742 GWh proceden de las redes de transporte y distribución y 799 GWh corresponden a autoconsumo.

En los epígrafes siguientes se realiza un análisis de los desvíos de la demanda en barras de central, la demanda en consumo y el autoconsumo respecto de los implícitos en la Orden ETU/1282/2017.

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

La demanda nacional en b.c. prevista para el ejercicio 2018 según el escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017 asciende a 267.890 GWh, demanda similar a la registrada en 2017 (267.866 GWh) e inferior a la registrada en los últimos doce meses (269.834 GWh), con una tasa de variación de los últimos doce meses a octubre de 2018 del 1,19 % (véanse Cuadro 6 y Gráfico 2).

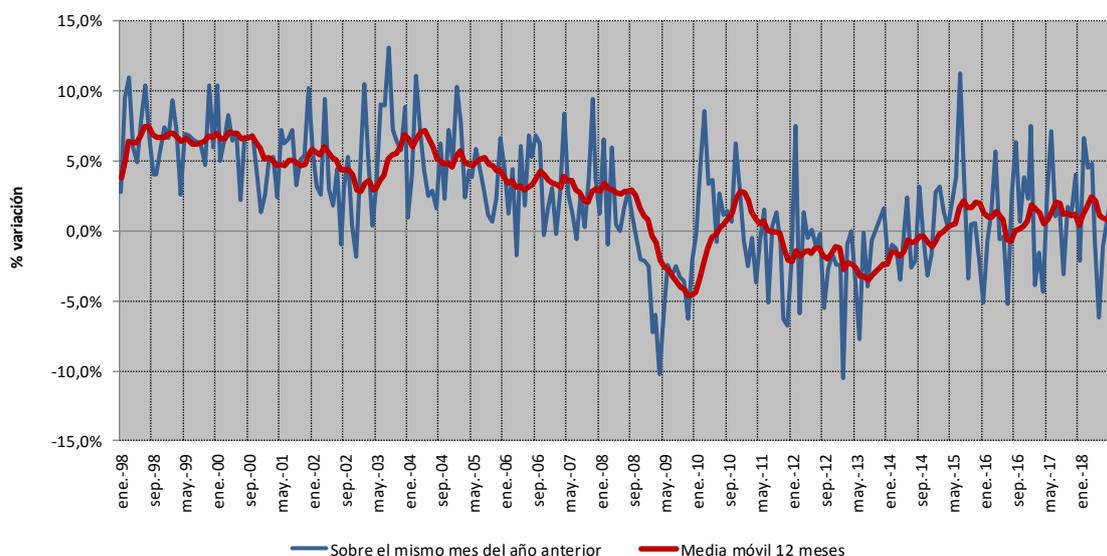
² El rango de variación para cada una de las partidas analizadas se ha definido teniendo en cuenta los valores máximo y mínimo de la relación entre el importe liquidado en la Liquidación objeto de seguimiento y la liquidación 14 (o 12, en su caso, de los ejercicios 2015, 2016 y 2017).

Cuadro 6. 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	
	2016	2017	2018	17 s/ 16	18 s/ 17	17 s/ 16	18 s/ 17	17 s/ 16	18 s/ 17
Enero	22.633	24.338	23.818	7,53	-2,14	7,53	-2,14	1,83	0,37
Febrero	21.910	21.051	22.447	-3,92	6,63	1,90	1,93	1,56	1,22
Marzo	22.630	22.265	23.271	-1,61	4,52	0,72	2,78	1,31	1,73
Abril	21.036	20.114	21.081	-4,38	4,81	-0,50	3,24	0,52	2,46
Mayo	20.894	21.449	21.293	2,66	-0,73	0,10	2,46	0,78	2,18
Junio	21.490	23.024	21.597	7,14	-6,20	1,26	0,96	1,40	1,06
Julio	23.643	23.898	23.646	1,08	-1,05	1,23	0,65	2,01	0,87
Agosto	22.907	23.322	23.496	1,81	0,75	1,31	0,66	1,94	0,77
Septiembre	22.163	21.476	22.033	-3,10	2,60	0,82	0,87	1,17	1,24
Octubre	21.092	21.459	21.682	1,74	1,04	0,91	0,88	1,25	1,19
Noviembre	21.769	22.074		1,40		0,95		1,06	
Diciembre	22.498	23.395		3,99		1,21		1,21	
Anual	264.666	267.866	224.365						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y Balance de Energía para 2018.

**Gráfico 2. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%).
Enero de 1998- octubre de 2018**



Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y Balance de Energía para 2018.

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 2018 registró un aumento del 1,21%, la del Sistema Balear el 2,43%, la del sistema Ceutí el 1,60% y la del Sistema Melillense 2,21%. Por el contrario, en el Sistema Canario fue del -0,41%.

La tasa de variación de los últimos doce meses (noviembre 2017 - octubre 2018) corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de la demanda en b.c. del sistema peninsular es del 1,6%, la del sistema balear del 1,3% y la del sistema canario del -0,6%. No se dispone de la demanda en b.c. corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de los sistemas de Ceuta y Melilla.

Según la información publicada en la web de REE sobre previsiones mensuales del Operador del Sistema (disponible en <https://www.esios.ree.es/es/analisis/461>) la demanda en b.c. del sistema peninsular prevista para 2018 ascendería a 255.348 GWh, superior en 1,13% a la registrada para el ejercicio 2017. Se observa que la tasa de variación de la demanda peninsular en b.c. prevista por el operador del sistema para 2018 (1,13%) es superior a la tasa de variación que resulta de comparar la demanda nacional en b.c. prevista en la Orden ETU/1282/2017³ y la demanda registrada en 2017 (0,01%) (véase Cuadro 7).

Cuadro 7. Previsión mensual del Sistema de Información del Operador del Sistema (esios) para 2018 de la demanda en b.c. peninsular

Mes	GWh	2018	
		% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	22.589	-2,12	0,29
Febrero	21.273	6,58	1,15
Marzo	22.045	4,54	1,67
Abril	19.919	5,04	2,43
Mayo	20.070	-0,67	2,17
Junio	20.323	-6,26	1,03
Julio	22.165	-1,11	0,85
Agosto	21.971	0,93	0,79
Septiembre	20.653	2,52	1,26
Octubre	20.391	1,14	1,21
Noviembre	21.008	0,55	1,15
Diciembre	22.939	3,56	1,13
Anual	255.348		1,13

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en naranja.

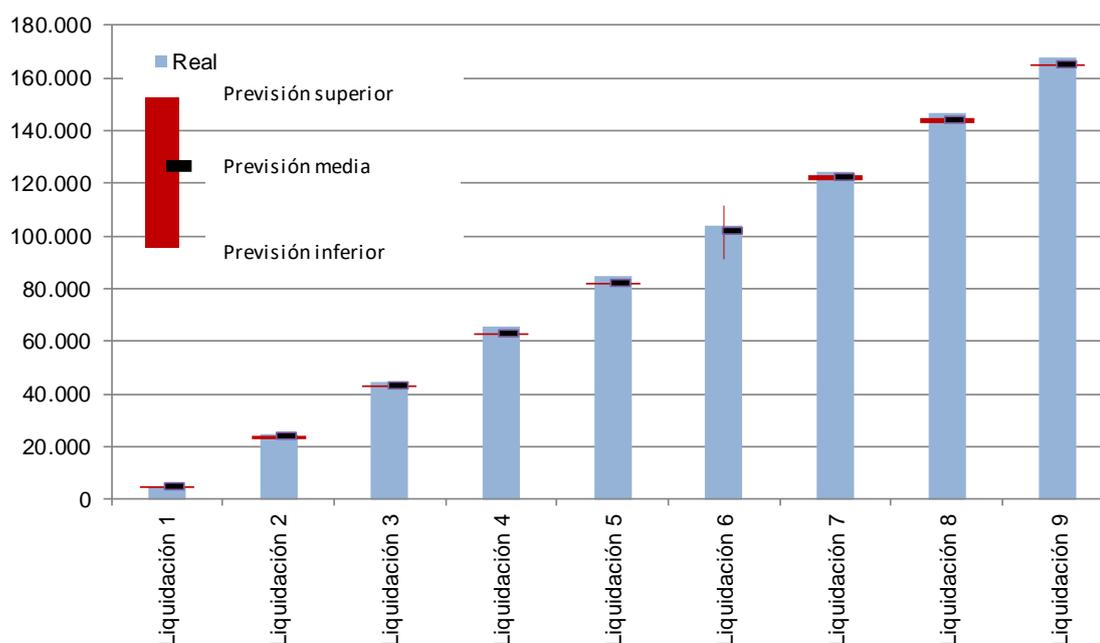
³ La Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no aporta información de la demanda en b.c. desagregada por subsistema.

6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda nacional en consumo⁴ registrada en la Liquidación provisional 9/2018 asciende a 167.541 GWh, cifra un 1,6% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 9 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores⁵.

La demanda en consumo declarada en la Liquidación 9/2018 representaría el 69,4% de la demanda prevista para el ejercicio 2018, valor superior al promedio registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2015 a 2017 (68,2%).

Gráfico 3. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en la Liquidación 9/2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

En el Cuadro 8 y el Gráfico 4 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta julio de 2018, último mes con información completa. Se observa que la demanda de todos los grupos

⁴ La demanda nacional en consumo incluye la energía suministrada a través de la red de transporte y el autoconsumo

⁵ 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 2015, 2016 y 2017.

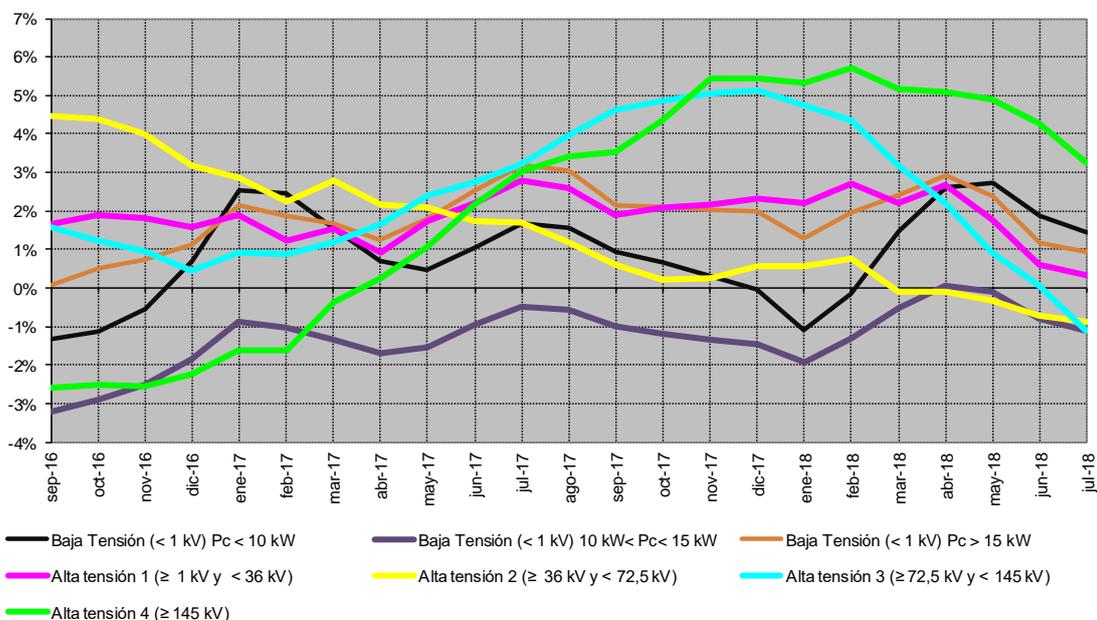
tarifarios muestra medias móviles positivas, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW e inferior o igual a 15 kW y los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 36 kV y 145 kV (alta tensión NT2 y NT3).

Cuadro 8. 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					
2017	agosto	1,6%	-0,6%	3,1%	2,6%	1,2%	4,0%	3,4%	2,3%
	septiembre	0,9%	-1,0%	2,2%	1,9%	0,6%	4,6%	3,5%	1,8%
	octubre	0,7%	-1,2%	2,1%	2,1%	0,2%	4,9%	4,3%	1,8%
	noviembre	0,3%	-1,3%	2,0%	2,2%	0,2%	5,1%	5,4%	1,8%
	diciembre	0,0%	-1,5%	2,0%	2,3%	0,6%	5,1%	5,4%	1,8%
2018	enero	-1,1%	-1,9%	1,3%	2,2%	0,6%	4,8%	5,3%	1,3%
	febrero	-0,1%	-1,3%	1,9%	2,7%	0,8%	4,4%	5,7%	1,9%
	marzo	1,5%	-0,5%	2,4%	2,2%	-0,1%	3,2%	5,2%	2,1%
	abril	2,6%	0,1%	2,9%	2,7%	-0,1%	2,2%	5,1%	2,6%
	mayo	2,7%	-0,1%	2,4%	1,8%	-0,3%	0,9%	4,9%	2,2%
	junio	1,9%	-0,8%	1,2%	0,6%	-0,7%	0,1%	4,3%	1,2%
	julio	1,4%	-1,1%	0,9%	0,4%	-0,9%	-1,1%	3,3%	0,8%

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 9 y en el 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 la potencia facturada de los consumidores presenta tasas móviles negativas, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y los conectados en alta tensión NT4 (redes con tensión superior o igual a 145 kV).

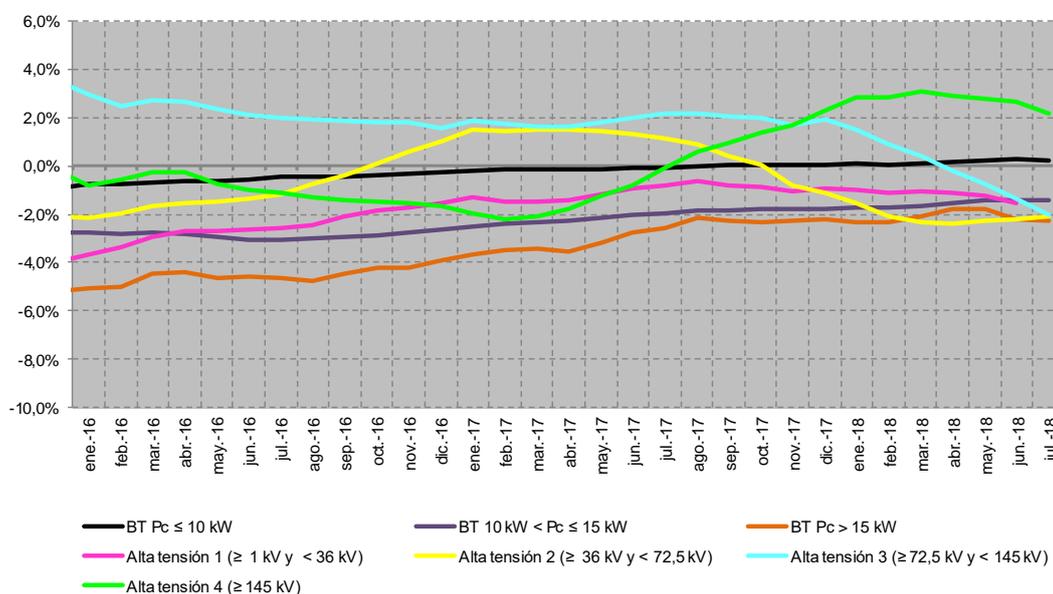
Cuadro 9. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.

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					
2017	agosto	0,0%	-1,9%	-2,2%	-0,6%	0,9%	2,2%	0,6%	-0,4%
	septiembre	0,0%	-1,8%	-2,3%	-0,8%	0,4%	2,0%	1,0%	-0,4%
	octubre	0,0%	-1,8%	-2,3%	-0,9%	0,0%	2,0%	1,4%	-0,4%
	noviembre	0,0%	-1,8%	-2,3%	-1,0%	-0,8%	1,7%	1,7%	-0,4%
	diciembre	0,0%	-1,8%	-2,2%	-0,9%	-1,1%	1,9%	2,3%	-0,4%
2018	enero	0,1%	-1,7%	-2,3%	-1,0%	-1,5%	1,5%	2,8%	-0,4%
	febrero	0,1%	-1,7%	-2,4%	-1,1%	-2,1%	0,9%	2,9%	-0,4%
	marzo	0,1%	-1,6%	-2,1%	-1,1%	-2,3%	0,4%	3,1%	-0,4%
	abril	0,2%	-1,5%	-1,8%	-1,1%	-2,4%	-0,2%	2,9%	-0,3%
	mayo	0,2%	-1,4%	-1,8%	-1,2%	-2,3%	-0,7%	2,8%	-0,3%
	junio	0,3%	-1,4%	-2,2%	-1,6%	-2,2%	-1,4%	2,6%	-0,3%
	julio	0,2%	-1,4%	-2,2%	-1,7%	-2,1%	-2,0%	2,2%	-0,4%

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 10 se compara el número de clientes, la potencia facturada y la demanda por grupo tarifario registrada en 2017⁶ y la correspondiente previsión para 2018 de la Orden ETU/1282/2017, según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

Al comparar la tasa de variación de la previsión de la demanda para el ejercicio 2018 respecto del ejercicio 2017 con la evolución registrada en la media móvil de los últimos doce meses, se observa que, con carácter general, la demanda prevista para los consumidores presenta tasas de variación inferiores excepto para los conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW e inferior o igual a 15 kW.

Respecto de la previsión de la potencia facturada para el ejercicio 2018 se observa que, la tasa de variación respecto del ejercicio 2017 de la potencia contratada de los consumidores es superior a la media móvil registrada hasta julio de 2018, salvo para los consumidores conectados en alta tensión NT4 (peaje 6.4).

⁶ Se indica que las variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2017 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.

Cuadro 10. Comparación del número de clientes, potencia facturada y consumo, desagregado por grupo tarifario, registrados en la Liquidación 14/2017 con las previstas para el ejercicio 2018, según la Memoria de la Orden ETU/1282/2017.

Peaje	Real 2017 (1) (A)			Previsión 2018 (Orden ETU/1282/2017) (2) (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia	Consumo
Baja tensión	29.030.438	143.568	111.495	29.383.450	145.273	111.363	1,2%	1,2%	-0,1%
2.0 A	24.611.511	99.184	55.081	24.480.860	98.479	54.168	-0,5%	-0,7%	-1,7%
2.0 DHA	2.828.737	13.815	11.800	3.310.305	15.762	12.597	17,0%	14,1%	6,8%
2.0 DHS	5.819	29	39	6.809	36	43	17,0%	22,1%	10,4%
2.1 A	643.930	7.925	5.406	640.548	7.981	5.362	-0,5%	0,7%	-0,8%
2.1 DHA	186.652	2.291	3.085	186.549	2.294	3.046	-0,1%	0,1%	-1,2%
2.1 DHS	766	9	11	806	10	10	5,2%	3,9%	-1,6%
3.0	753.023	20.315	36.074	757.573	20.711	36.137	0,6%	1,9%	0,2%
Alta tensión	111.541	29.091	130.574	112.501	29.386	129.786	0,9%	1,0%	-0,6%
3.1.A	88.020	6.379	16.138	88.410	6.227	16.277	0,4%	-2,4%	0,9%
6.1 A	19.632	12.221	54.975	20.201	12.637	54.566	2,9%	3,4%	-0,7%
6.1 B	1.179	1.191	5.104	1.200	1.216	5.169	1,8%	2,1%	1,3%
6.2	1.626	3.219	18.017	1.626	3.237	17.855	0,0%	0,6%	-0,9%
6.3	436	1.905	11.271	430	1.927	11.061	-1,5%	1,2%	-1,9%
6.4	647	4.019	24.979	633	3.986	24.654	-2,2%	-0,8%	-1,3%
TTS	1	157	91	1	156	205	0,0%	-0,4%	125,5%
Total	29.141.979	172.659	242.069	29.495.951	174.659	241.149	1,2%	1,2%	-0,4%

Fuente: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden.

Notas:

- (1) Variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2017, 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) 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 11 se comparan las variables de facturación previstas por la CNMC⁷ correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes⁸ con la información declarada por las mismas en la base de datos de liquidaciones correspondiente a los últimos doce meses (agosto 2017-julio 2018), 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:

⁷ 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 2018 en la Orden ETU/1282/2017 son superiores a las previstas por la CNMC en todos los periodos horarios con la excepción de la potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión acogidos a los peajes 2.0A DHS, 2.1 A DHA, 2.1 A DHS y los periodos 1 y 2 del peaje 3.1 A, mientras que el consumo por peaje de acceso y periodo horario previsto para 2018 es inferior al previsto por la CNMC en todos los peajes con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 2.1 A y 6.1 B.

⁸ 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 2018 (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 2018 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y las registradas en los últimos doce meses (agosto 2017-julio 2018) se observa que, con carácter general, para los consumidores de baja tensión la potencia contratada en los últimos doce meses es inferior a la potencia contratada prevista para el ejercicio 2018 con la excepción del peaje 2.0 DHA, 2.1 DHA y 3.0. Para los consumidores de media y alta tensión la potencia contratada en los últimos doce meses es superior a la potencia contratada prevista para el ejercicio 2018 excepto en el periodo 3 del peaje 3.1 A, los periodos del 1 al 5 del peaje 6.1 A, el peaje 6.1 B y los periodos del 2 al 5 del peaje 6.3.

Respecto del consumo por periodo horario, se observa que, con carácter general, el consumo previsto por periodo para el ejercicio 2018 es superior al consumo registrado en los últimos doce meses, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia inferior a 15 kW y acogidos a peajes con discriminación horaria, excepto el periodo 3 del peaje 2.0 DHS, el periodo 1 y 6 del peaje 6.1A, el periodo 5 del peaje 6.1B, el periodo 1, 2, 5 y 6 del peaje 6.2 y del peaje 6.4 y el periodo 1 del peaje 6.3.

Cuadro 11. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2018 y las registradas en los últimos 12 meses (agosto 2017-julio 2018) según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2018. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)

Peaje	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	137.166	20.165	20.152				70.418	29.089	8.390				107.896
2.0 A	94.171						52.382						52.382
2.0 DHA	14.728						4.687	7.615					12.302
2.0 DHS	35						13	12	19				44
2.1 A	7.567						5.146						5.146
2.1 DHA	2.193						1.052	1.878					2.930
2.1 DHS	10						4	4	3				11
3.0	18.463	20.165	20.152				7.133	19.581	8.367				35.081
Alta tensión	26.763	28.255	29.867	22.667	22.890	30.503	11.893	18.002	12.804	10.873	14.026	61.283	128.880
3.1.A	5.675	6.354	7.547				3.301	6.449	6.255				16.005
6.1 A	11.660	11.798	11.948	12.042	12.183	17.303	4.682	5.957	3.433	5.555	7.117	27.101	53.845
6.1 B	1.168	1.226	1.231	1.238	1.253	1.702	455	613	353	580	718	2.557	5.276
6.2	2.988	3.101	3.143	3.158	3.182	4.109	1.279	1.769	974	1.635	2.096	10.028	17.782
6.3	1.679	1.861	1.878	1.975	1.993	2.353	666	991	571	981	1.280	6.715	11.204
6.4	3.592	3.915	4.120	4.254	4.279	5.036	1.509	2.222	1.219	2.122	2.814	14.882	24.768
Total	163.929	48.419	50.018	22.667	22.890	30.503	82.310	47.091	21.193	10.873	14.026	61.283	236.776

(Últimos 12 meses agosto 2017-julio 2018). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	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	137.272	20.207	20.236				70.310	29.894	8.361				108.566
2.0 A	91.412						51.288						51.288
2.0 DHA	17.347						5.801	8.272					14.073
2.0 DHS	32						14	12	15				41
2.1 A	7.257						4.930						4.930
2.1 DHA	2.474						1.198	2.008					3.207
2.1 DHS	9						4	4	3				11
3.0	18.741	20.207	20.236				7.075	19.598	8.343				35.016
Alta tensión	26.849	28.324	29.554	22.521	22.858	30.918	11.758	17.715	12.347	10.300	14.115	62.007	128.241
3.1.A	5.797	6.539	7.356				3.101	6.320	6.145				15.566
6.1 A	11.453	11.644	11.789	11.885	12.020	17.504	4.730	5.858	3.170	5.160	7.029	27.938	53.886
6.1 B	1.072	1.130	1.135	1.144	1.157	1.563	432	582	323	530	725	2.402	4.994
6.2	3.075	3.178	3.223	3.241	3.262	4.273	1.297	1.777	955	1.590	2.148	10.150	17.917
6.3	1.714	1.837	1.855	1.932	1.959	2.402	680	953	546	930	1.263	6.316	10.687
6.4	3.739	3.995	4.197	4.320	4.460	5.175	1.518	2.225	1.208	2.090	2.950	15.201	25.191
Total	164.121	48.531	49.790	22.521	22.858	30.918	82.069	47.609	20.708	10.300	14.115	62.007	236.806

Diferencia (A) - (B)

Peaje	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	-106	-42	-85				107	-805	28				-669
2.0 A	2.759						1.094						1.094
2.0 DHA	-2.619						-1.114	-657					-1.772
2.0 DHS	3						-1	0	3				3
2.1 A	310						217						217
2.1 DHA	-281						-147	-130					-276
2.1 DHS	0						0	0	0				0
3.0	-278	-42	-85				58	-17	25				65
Alta tensión	-87	-70	313	146	32	-414	134	287	457	574	-89	-724	639
3.1.A	-122	-185	192				200	129	110				440
6.1 A	207	154	159	157	163	-201	-48	99	262	395	88	-838	-41
6.1 B	96	96	96	94	95	139	23	31	30	50	-7	155	282
6.2	-87	-77	-80	-83	-80	-164	-18	-8	19	45	-52	-121	-135
6.3	-35	24	24	43	34	-49	-14	38	25	51	17	399	517
6.4	-146	-81	-77	-66	-180	-139	-9	-3	11	33	-136	-319	-423
Total	-192	-112	228	146	32	-414	242	-518	485	574	-89	-724	-30

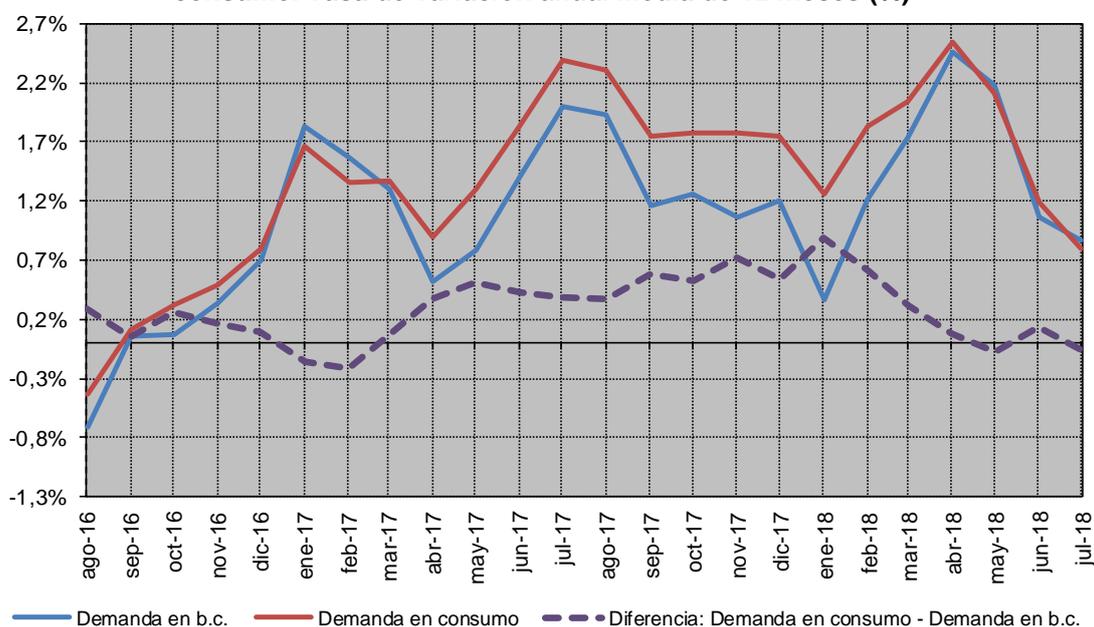
Porcentaje de variación (A) sobre (B)

Peaje	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	-0,1%	-0,2%	-0,4%				0,2%	-2,7%	0,3%				-0,6%
2.0 A	3,0%						2,1%						2,1%
2.0 DHA	-15,1%						-19,2%	-7,9%					-12,6%
2.0 DHS	8,0%						-3,9%	-1,1%	22,6%				6,9%
2.1 A	4,3%						4,4%						4,4%
2.1 DHA	-11,4%						-12,2%	-6,5%					-8,6%
2.1 DHS	5,2%						-2,5%	-2,5%	2,4%				-1,1%
3.0	-1,5%	-0,2%	-0,4%				0,8%	-0,1%	0,3%				0,2%
Alta tensión	-0,3%	-0,2%	1,1%	0,6%	0,1%	-1,3%	1,1%	1,6%	3,7%	5,6%	-0,6%	-1,2%	0,5%
3.1.A	-2,1%	-2,8%	2,6%				6,5%	2,0%	1,8%				2,8%
6.1 A	1,8%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	-1,2%	-1,0%	1,7%	8,3%	7,7%	1,3%	-3,0%	-0,1%
6.1 B	9,0%	8,5%	8,4%	8,2%	8,2%	8,9%	5,3%	5,4%	9,3%	9,4%	-1,0%	6,4%	5,7%
6.2	-2,8%	-2,4%	-2,5%	-2,6%	-2,5%	-3,8%	-1,4%	-0,5%	2,0%	2,9%	-2,4%	-1,2%	-0,8%
6.3	-2,0%	1,3%	1,3%	2,2%	1,8%	-2,0%	-2,0%	4,0%	4,6%	5,5%	1,4%	6,3%	4,8%
6.4	-3,9%	-2,0%	-1,8%	-1,5%	-4,0%	-2,7%	-0,6%	-0,1%	0,9%	1,6%	-4,6%	-2,1%	-1,7%
Total	-0,1%	-0,2%	0,5%	0,6%	0,1%	-1,3%	0,3%	-1,1%	2,3%	5,6%	-0,6%	-1,2%	0,0%

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. Se observa que entre marzo de 2017 y marzo de 2018 la demanda en consumo ha registrado tasas de variación superiores a las de la demanda en barras de central y que desde abril de 2018 la demanda en barras de central y demanda en consumo presentan tasas de variación similares.

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

6.3. Previsión del autoconsumo

Como se ha indicado, según la Memoria que acompañó a la Orden ETU/1282/2017 todo el consumo nacional sería suministrado a través de las redes de transporte o distribución, siendo nula la previsión de autoconsumo.

Según la información disponible en la Base de datos de Liquidaciones del sector eléctrico, en la Liquidación 9/2018 estaban acogidos a autoconsumo 577 suministros, cuyo consumo alcanzó 1.395 GWh, de los cuales el 42,7% (596 GWh) fue suministrado a través de la red y el 57,3% (799 GWh) se corresponde con autoconsumo (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Nº de suministros y consumo de los consumidores acogidos a autoconsumo. Liquidación 9/2018

Grupo tarifario	Nº suministros promedio	Consumo acumulado Liquidación 9/2018 (MWh)		
		Demanda de la red	Autoconsumo	Total
Baja tensión	346	12.341	3.995	16.336
2.0 A	73	243	104	347
2.0 DHA	130	529	234	763
2.0 DHS	5	34	7	41
2.1 A	11	98	148	246
2.1 DHA	23	246	140	386
2.1 DHS	-	-	-	-
3.0	104	11.190	3.362	14.553
Alta tensión	231	583.472	795.171	1.378.643
3.1.A	107	16.951	6.662	23.612
6.1 A	86	193.506	287.088	480.594
6.1 B	6	12.190	36.004	48.194
6.2	31	165.009	435.567	600.576
6.3	-	-	-	-
6.4	1	195.816	29.850	225.666
Total	577	595.812	799.166	1.394.979

Fuente: Base de datos SINCRO

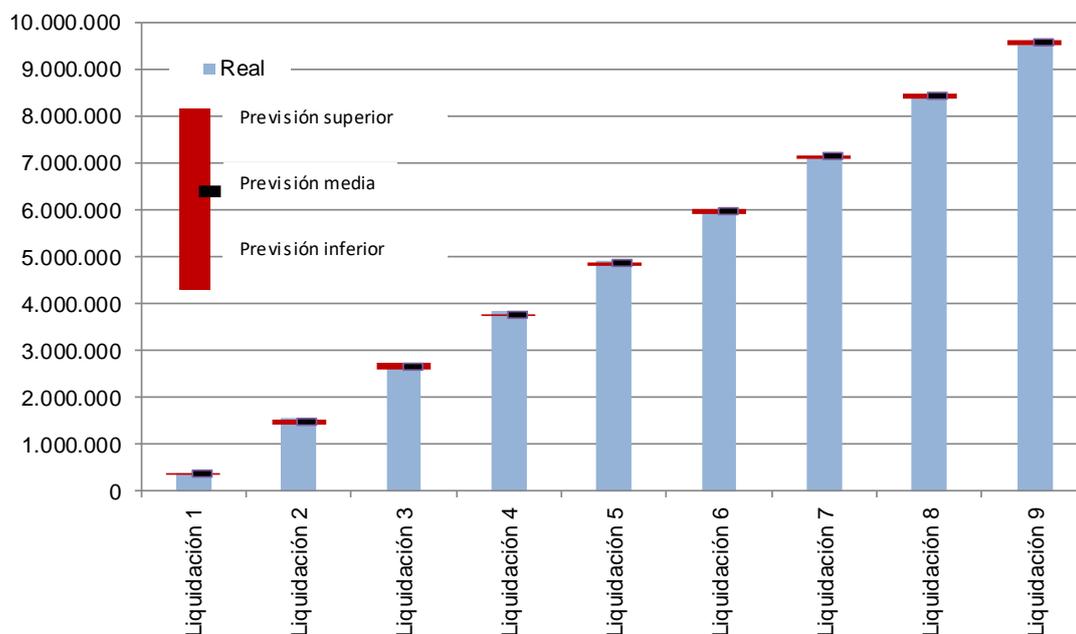
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.

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

Los ingresos por peajes de acceso de consumidores registrados en la Liquidación 9/2018 ascendieron a 9.536,9 M€, cifra similar al valor promedio registrado en la Liquidación 9 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 7).

Del mismo modo que se indicó respecto de la demanda en consumo, los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 9/2018 representan, aproximadamente, el 68,8% de los ingresos previstos para la liquidación provisional 14.

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de consumidores (miles €) registrados en la liquidación provisional 9 de 2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

A efectos de valorar posibles desvíos, 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 2018 y a las variables de facturación registradas en los últimos doce meses (agosto 2017-julio 2018) en la base de datos de Liquidaciones. Se observa que los ingresos por peajes de acceso de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes previstos para el ejercicio 2018 son un 0,1% (14,3 M€) inferiores a los que resultan de facturar las variables registradas en los últimos doce meses, registrándose las mayores diferencias, en términos absolutos, en los peajes 2.0 A, 2.0 DHA, 2.1 A, 2.1 DHA, 3.0 y 6.1 A. Al respecto cabe señalar que, las diferencias registradas en los peajes de baja tensión sin y con discriminación horaria se compensan entre sí, lo que es indicativo de que el trasvase de consumidores de baja tensión hacia peajes con discriminación horaria está resultando superior al inicialmente previsto para el ejercicio.

Cuadro 13. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2018 y las registradas en los últimos 12 meses correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2018. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)						
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Previsión CNMC 2018 (miles €)			
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación	
Baja tensión	28.092.072	107.896	6.151.467	3.432.542	9.584.010	
2.0 A	23.364.197	52.382	3.582.590	2.306.244	5.888.834	
2.0 DHA	3.202.493	12.302	560.307	307.504	867.811	
2.0 DHS	6.756	44	1.314	865	2.178	
2.1 A	613.307	5.146	336.298	295.203	631.501	
2.1 DHA	177.186	2.930	97.470	103.214	200.684	
2.1 DHS	805	11	444	384	828	
3.0	727.329	35.081	1.573.046	419.129	1.992.174	
Alta tensión	108.544	128.880	2.497.549	765.696	3.263.245	
3.1.A	85.323	16.005	630.839	178.396	809.235	
6.1 A	19.336	53.845	1.319.128	391.540	1.710.669	
6.1 B	1.210	5.276	106.364	31.966	138.329	
6.2	1.615	17.782	192.766	68.297	261.063	
6.3	427	11.204	97.313	38.065	135.379	
6.4	633	24.768	151.138	57.432	208.570	
Total	28.200.616	236.776	8.649.016	4.198.239	12.847.255	

Últimos 12 meses agosto 2017-julio 2018). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)						
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1282/2017 (miles €)			
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación	
Baja tensión	28.013.595	108.566	6.158.453	3.454.191	9.612.644	
2.0 A	22.809.499	51.288	3.477.626	2.258.074	5.735.700	
2.0 DHA	3.667.841	14.073	659.933	378.065	1.037.998	
2.0 DHS	6.331	41	1.216	895	2.111	
2.1 A	591.596	4.930	322.527	282.762	605.289	
2.1 DHA	202.863	3.207	109.956	115.854	225.810	
2.1 DHS	786	11	422	393	814	
3.0	734.681	35.016	1.586.773	418.149	2.004.922	
Alta tensión	109.362	128.241	2.494.542	754.340	3.248.882	
3.1.A	86.062	15.566	643.179	173.016	816.196	
6.1 A	19.456	53.886	1.302.455	387.463	1.689.918	
6.1 B	1.108	4.994	97.934	30.227	128.161	
6.2	1.643	17.917	198.126	68.672	266.798	
6.3	430	10.687	97.206	37.028	134.235	
6.4	664	25.191	155.642	57.933	213.575	
Total	28.122.958	236.806	8.652.995	4.208.531	12.861.526	

Diferencia (A) - (B)						
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1282/2017 (miles €)			
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación	
Baja tensión	78.476	-669	-6.985	-21.649	-28.634	
2.0 A	554.698	1.094	104.964	48.170	153.134	
2.0 DHA	-465.348	-1.772	-99.626	-70.561	-170.187	
2.0 DHS	425	3	97	-30	67	
2.1 A	21.711	217	13.770	12.441	26.212	
2.1 DHA	-25.677	-276	-12.486	-12.640	-25.126	
2.1 DHS	19	-0	22	-9	13	
3.0	-7.351	65	-13.727	979	-12.748	
Alta tensión	-818	639	3.006	11.357	14.363	
3.1.A	-740	440	-12.340	5.380	-6.961	
6.1 A	-120	-41	16.673	4.078	20.751	
6.1 B	102	282	8.429	1.739	10.168	
6.2	-28	-135	-5.360	-375	-5.735	
6.3	-3	517	107	1.037	1.144	
6.4	-31	-423	-4.504	-501	-5.005	
Total	77.658	-30	-3.979	-10.292	-14.271	

Diferencia (A) sobre (B)						
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1282/2017 (miles €)			
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación	
Baja tensión	0,3%	-0,6%	-0,1%	-0,6%	-0,3%	
2.0 A	2,4%	2,1%	3,0%	2,1%	2,7%	
2.0 DHA	-12,7%	-12,6%	-15,1%	-18,7%	-16,4%	
2.0 DHS	6,7%	6,9%	8,0%	-3,3%	3,2%	
2.1 A	3,7%	4,4%	4,3%	4,4%	4,3%	
2.1 DHA	-12,7%	-8,6%	-11,4%	-10,9%	-11,1%	
2.1 DHS	2,4%	-1,1%	5,2%	-2,2%	1,6%	
3.0	-1,0%	0,2%	-0,9%	0,2%	-0,6%	
Alta tensión	0,8%	10,8%	2,5%	11,3%	4,7%	
3.1.A	-0,9%	2,8%	-1,9%	3,1%	-0,9%	
6.1 A	-0,6%	-0,1%	1,3%	1,1%	1,2%	
6.1 B	9,2%	5,7%	8,6%	5,8%	7,9%	
6.2	-1,7%	-0,8%	-2,7%	-0,5%	-2,1%	
6.3	-0,6%	4,8%	0,1%	2,8%	0,9%	
6.4	-4,7%	-1,7%	-2,9%	-0,9%	-2,3%	
Total	0,3%	0,0%	0,0%	-0,2%	-0,1%	

Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico

Finalmente, a efectos informativos en el Cuadro 14 se muestra la facturación por peajes de acceso y cargos de los consumidores acogidos a autoconsumo, según la información registrada en la Liquidación 9/2018.

Cuadro 14. Nº de suministros y consumo de los consumidores acogidos a autoconsumo. Liquidación 9/2018

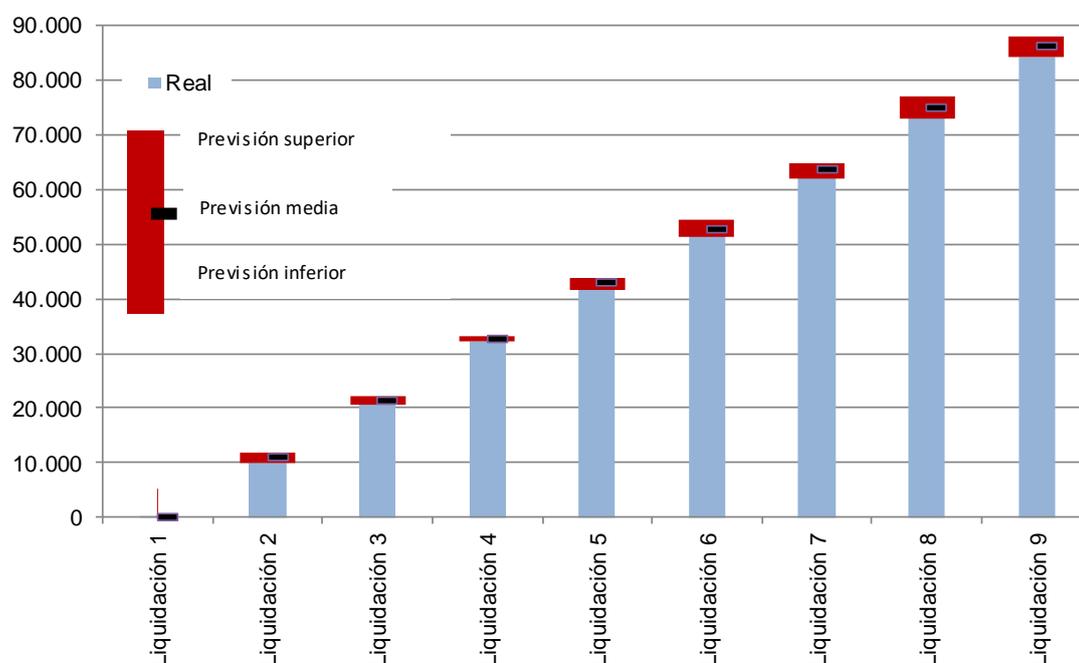
Grupo tarifario	Nº suministros promedio	Facturación acumulada Liquidación 9/2018 (€)		
		Peajes de acceso	Cargos	Total
Baja tensión	346	590.871	60.864	651.735
2.0 A	73	21.351	2.288	23.639
2.0 DHA	130	33.069	2.039	35.108
2.0 DHS	5	1.640	34	1.675
2.1 A	11	7.907	6.634	14.541
2.1 DHA	23	18.396	4.339	22.735
2.1 DHS	-	-	-	-
3.0	104	508.508	45.529	554.037
Alta tensión	231	16.412.100	542.278	16.954.378
3.1.A	107	1.069.009	68.135	1.137.143
6.1 A	86	8.171.045	362.881	8.533.926
6.1 B	6	647.851	14.102	661.954
6.2	31	5.012.878	97.161	5.110.039
6.3	-	-	-	-
6.4	1	1.511.316	0	1.511.316
Total	577	17.002.971	603.142	17.606.113

Fuente: Base de datos SINCRO

7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos declarados en la Liquidación 9/2018 por este concepto ascienden a 84,1 M€, cifra inferior en un 2,4 % al promedio de la liquidación 9 de los años 2015, 2016 y 2017.

Gráfico 8. Comparación de los ingresos (miles €) por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en la Liquidación 9/2018 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.

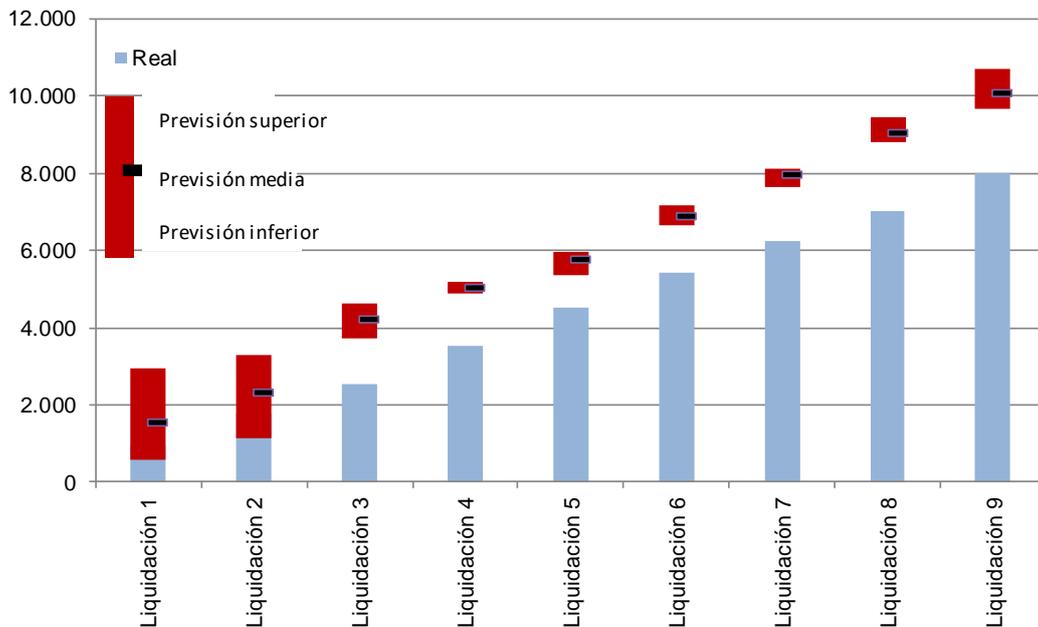


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

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

En la Liquidación 9/2018 se han declarado 8,0 M€ en concepto de ingresos derivados de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, importe que estaría por debajo del valor medio definido (-20,1%), teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2015, 2016 y 2017.

Gráfico 9. Comparación de los ingresos (miles €) por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 registrados en la Liquidación 9/2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

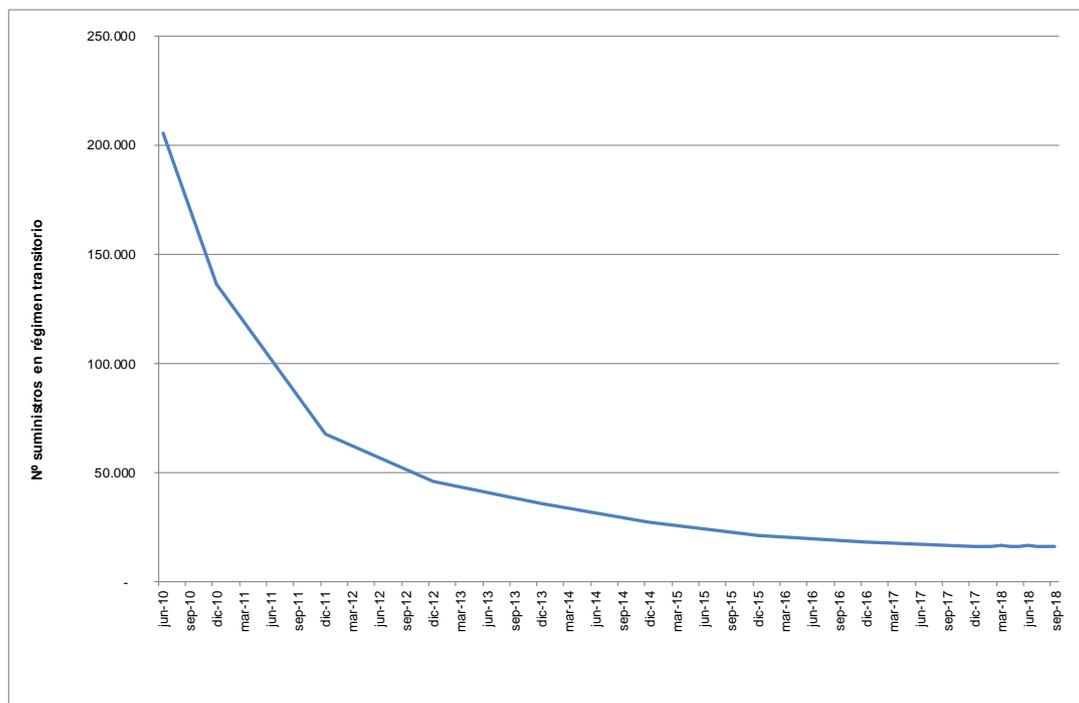
A efectos informativos en el Cuadro 15 y el Gráfico 10 se muestra la evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC que transitoriamente son suministrados por un comercializador de último recurso.

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 2018

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
dic-17	94	68	142	1.760	464	1.877	84	11.782	-	-	16.271
ene-18	67	72	143	1.917	454	1.832	77	11.470	-	-	16.032
feb-18	66	76	229	1.967	460	1.822	76	11.414	-	-	16.110
mar-18	57	178	253	2.423	443	1.796	75	11.376	-	-	16.601
abr-18	58	118	177	2.450	429	1.758	71	11.270	-	-	16.331
may-18	55	131	179	2.603	423	1.750	70	11.152	-	-	16.362
jun-18	88	185	197	2.801	400	1.704	70	11.048	-	-	16.493
jul-18	72	200	202	2.620	381	1.701	69	11.111	-	-	16.356
ago-18	61	106	208	2.605	380	1.648	68	11.123	-	-	16.199
sep-18	68	104	200	2.656	376	1.627	68	10.975	-	-	16.074

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 2018



Fuente: CNMC

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

En la Liquidación provisional 9/2018 se han registrado 276.887,4 miles de € de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. Los ingresos acumulados por este concepto suponen el 34,3% del importe previsto para el ejercicio 2018⁹ (3.409,5 M€) en la Orden ETU/1282/2017 (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

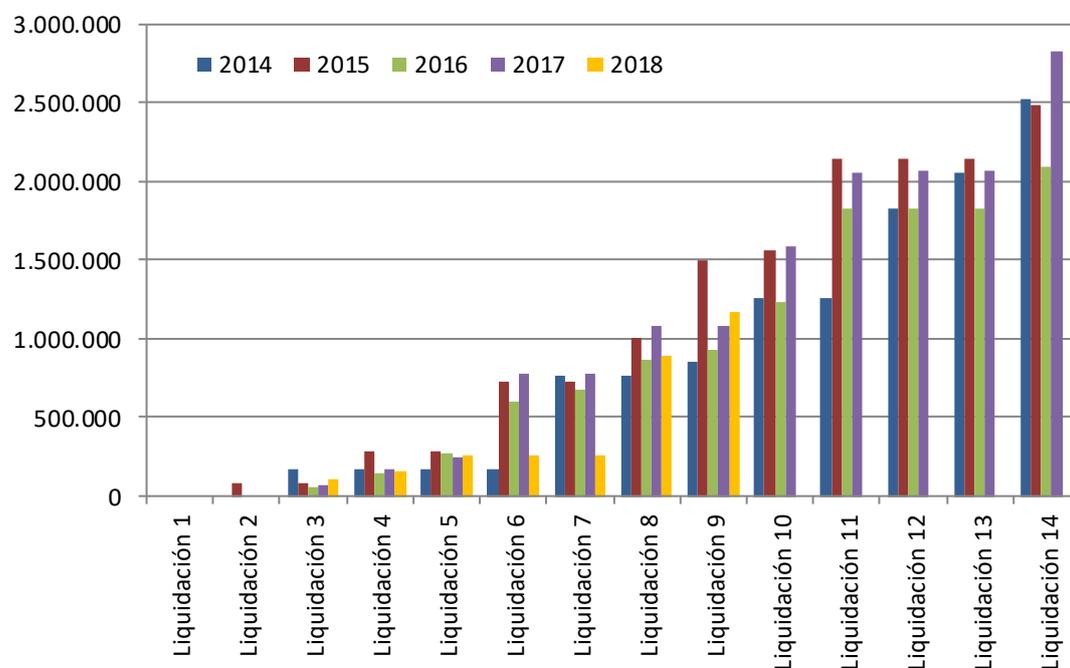
Liquidación	Tributos y cánones	Canon hidráulico	Impuesto especial hidrocarburos	Subastas derechos de emisión (90 % recaudado)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 3/2018	0,00	0,00	49.260.239,63	62.279.855,73	111.540.095,36
Liquidación 4/2018	-4.735.763,60	0,00	52.548.431,99	0,00	47.812.668,39
Liquidación 5/2018	50.256.991,66	0,00	48.443.970,72	0,00	98.700.962,38
Liquidación 6/2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 7/2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 8/2018	490.589.323,64	0,00	72.297.535,87	72.070.361,87	634.957.221,38
Liquidación 9/2018	52.992.644,46	0,00	69.448.164,66	154.446.582,65	276.887.391,77
TOTAL	589.103.196,16	0,00	291.998.342,87	288.796.800,25	1.169.898.339,28

Fuente: CNMC

A efectos informativos, 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, 2017 y 2018.

⁹ Al respecto se indica que la Ley 6/2018, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018 establece en 2,654 M€ y 369 M€ la cantidad máxima de crédito previsto para los tributos y subastas de derecho de emisión, respectivamente, si bien la Disposición adicional centésima trigésima prevé la posibilidad de ampliación de crédito

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, 2017 y 2018



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018).

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 9/2018: 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 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/1282/2017, independientemente de la fuente de financiación.

8.1. Retribución del transporte y la distribución

La Disposición transitoria tercera de la Orden ETU/1282/2017 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 5.174.362 miles de € de la retribución del transporte y la distribución respectivamente.

No obstante, según el escándalo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017, la retribución del transporte asciende a 1.743.230 miles de € y la retribución a la distribución a 5.475.194 miles de €.

En consecuencia, en la Liquidación 9/2018 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 septiembre 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 2018 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	5.148	2.153	101,3	5.083	2.151	101,1	65	2	0,2
SOLAR FV	4.623	707	212,0	4.383	674	202,2	240	33	9,8
SOLAR TE	2.299	461	112,9	2.299	461	112,9	-	-	-
EÓLICA	22.657	2.388	123,2	22.450	2.340	122,1	207	48	1,1
HIDRÁULICA	1.589	229	7,8	1.589	229	7,8	-	-	0,0
BIOMASA	731	312	27,6	728	312	27,6	3	-	0,1
RESIDUOS	730	274	10,4	653	246	9,4	77	28	1,0
TRAT.RESIDUOS	486	233	15,6	486	233	15,6	-	-	-
OTRAS TECNOLOGÍAS	5	-	0,01	5	-	0,01	-	-	-
TOTAL	38.268	6.757	610,8	37.676	6.646	598,6	592	111	12,3

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 9/2018 se liquida con cargo al sector eléctrico la totalidad de la retribución específica peninsular (5.360,7 M€) y el 50% de la retribución específica no peninsular (55,3 M€).

La retribución RECORE peninsular registrada en la Liquidación provisional 9/2018 es inferior en un 0,03% al valor previsto para esta liquidación (5.362,5 M€). La Memoria que acompañó a la Orden ETU/1282/2017 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 9/2018 se han incluido 6,8 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.

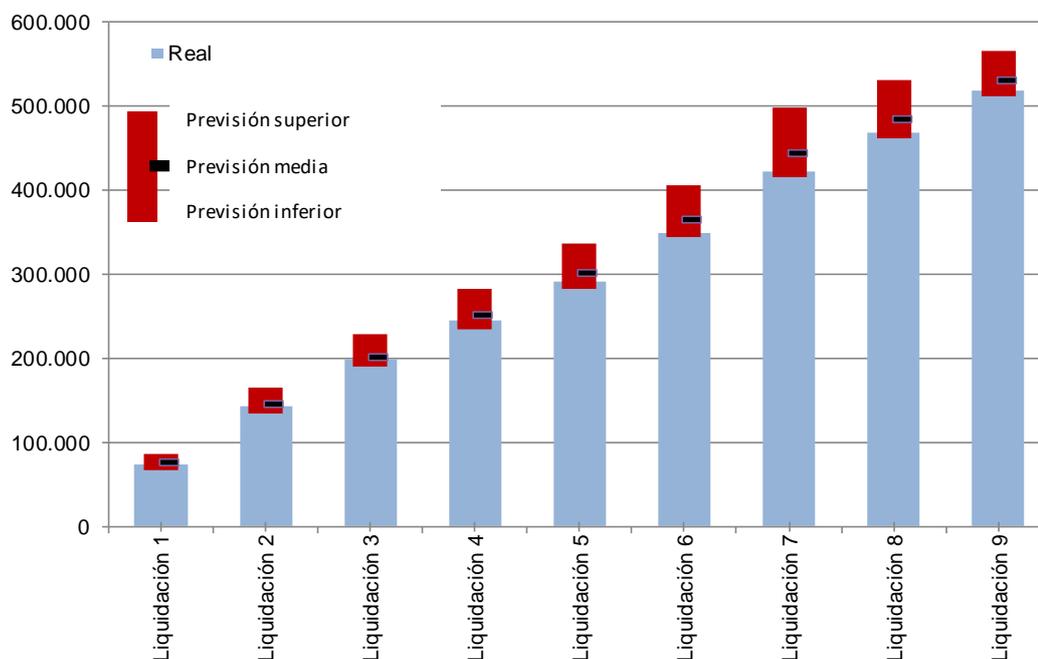
Adicionalmente, cabe señalar que en la liquidación 9/2018 se ha registrado un ingreso de 15,3 M€ por la diferencia entre el coste asociado al servicio de interrumpibilidad prestado por los proveedores del servicio en los sistemas no peninsulares (SNP) y los ingresos que resultan de aplicar a la demanda de los SNP el mismo coste de la energía del mercado del sistema peninsular.

8.4. Coste de los pagos por capacidad

El coste de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación provisional 9/2018 asciende a 230,2 M€, cifra inferior en 34,1 M€ al valor previsto para la Liquidación 9/2018.

Por otra parte, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 9/2018 (518,4 M€) han resultado un 2,3% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 9 de ejercicios 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 2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

Por último, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 9/2018 asciende a 288,2 M€, cifra 21,9 M€ superior a la prevista para esta liquidación.

Para mayor información se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el Informe del Operador del Sistema Peninsular del mes de septiembre de 2018.

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-17	47.422.474	18.594.946	14.280.253	14.547.275
nov-17	52.238.827	17.860.456	13.819.599	20.558.772
dic-17	68.138.777	18.192.747	14.021.611	35.924.418
ene-18	72.183.809	17.935.824	13.321.446	40.926.539
feb-18	67.596.633	16.200.099	11.876.309	39.520.226
mar-18	56.074.724	17.504.908	13.148.770	25.421.045
abr-18	47.873.441	16.710.876	13.028.781	18.133.784
may-18	46.754.330	17.234.703	13.463.073	16.056.554
jun-18	57.834.504	16.461.861	12.263.930	29.108.713
jul-18	72.986.165	17.010.589		55.975.576
ago-18	48.096.697	16.797.772		31.298.924
sep-18	50.136.145	16.206.480		33.929.665

Fuente: Operador del Sistema

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 2018. 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 1.160 GWh en este mes, con un coste total provisional de 154.392.592 euros. De esta cantidad, 77.056.260,76 euros corresponden a la compensación extrapeninsular.

Cuadro 19. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SNP correspondientes a septiembre de 2018

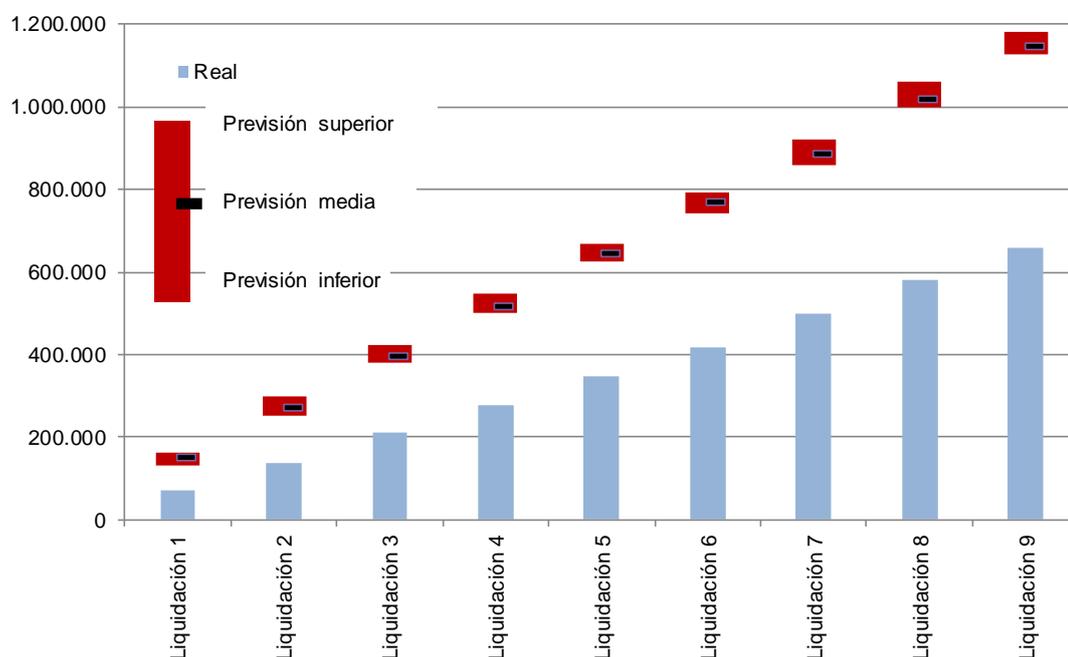
SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Régimen retributivo adicional (€)
Baleares	432.954,53	50.844.574,01	31.303.731,01	19.540.843,00	28.762.956,64	22.081.617,37
Canarias (UNELCO)	688.268,66	95.250.082,97	75.004.911,98	20.245.170,99	46.156.021,06	49.094.061,91
Canarias (COTESA)	201,97	21.323,78	21.411,24	0,00	13.134,30	8.189,48
Canarias (GORONA)	2.168,42	555.983,21	33.762,26	522.220,95	137.794,36	418.188,85
Ceuta	18.075,44	3.884.865,49	2.161.537,24	1.723.328,25	1.113.198,73	2.771.666,76
Melilla	18.579,56	3.835.762,54	2.334.536,19	1.501.226,35	1.153.226,15	2.682.536,39
Total	1.160.248,58	154.392.592,00	110.859.889,92	43.532.789,54	77.336.331,24	77.056.260,76

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. Se indica que según el escandallo de costes de la Orden ETU/1282/2017, 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/1282/2017 (1.560,1 M€) el 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular prevista por la CNMC (67 M€)¹⁰.

Bajo estas premisas, la retribución adicional de los SNP registrada en la liquidación 9/2018 se situaría por debajo (-42,5%) del valor medio del intervalo de variación previsto para esta la Liquidación.

Gráfico 13. Evolución del coste total de la compensación extrapeninsular mensualmente. Liquidación provisional 9 de 2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

¹⁰ Informe disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1880908_3.pdf

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 2015, 2016 y 2017. En el cuadro inferior se muestra la previsión anual de la Orden ETU/1282/2017 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 cuya laminación se establece conforme al Anexo I del RD 437/2010.

Cuadro 20. Periodificación de la demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1282/2017

Previsión anual:	241.568	13.859.943	131.000	12.000	20.807	139	282.127	682.550	780.077
------------------	---------	------------	---------	--------	--------	-----	---------	---------	---------

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%	2,6%	0,1%	12,9%	2,6%	2,6%	2,6%	11,1%	10,0%
Liquidación 2	9,7%	10,6%	8,3%	19,2%	10,6%	10,6%	10,6%	21,3%	18,3%
Liquidación 3	17,8%	19,1%	16,4%	35,0%	19,1%	19,1%	19,1%	29,7%	26,6%
Liquidación 4	25,9%	27,1%	24,9%	41,7%	27,1%	27,1%	27,1%	36,9%	34,7%
Liquidación 5	33,8%	35,1%	32,9%	48,0%	35,1%	35,1%	35,1%	44,2%	43,1%
Liquidación 6	42,0%	43,0%	40,2%	57,1%	43,0%	43,0%	43,0%	53,5%	51,5%
Liquidación 7	50,5%	51,5%	48,6%	66,1%	51,5%	51,5%	51,5%	65,0%	59,3%
Liquidación 8	59,6%	60,8%	57,3%	75,4%	60,8%	60,8%	60,8%	71,2%	68,3%
Liquidación 9	68,2%	69,0%	65,7%	83,7%	69,0%	69,0%	69,0%	77,7%	76,7%
Liquidación 10	76,6%	77,2%	73,4%	88,9%	77,2%	77,2%	77,2%	84,0%	85,2%
Liquidación 11	84,8%	85,1%	81,5%	95,0%	85,1%	85,1%	85,1%	91,0%	92,9%
Liquidación 12	93,0%	93,2%	89,7%	100,0%	93,2%	93,2%	93,2%	100,0%	100,0%
Liquidación 13	99,6%	99,5%	98,9%	100,0%	99,5%	99,5%	99,5%	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	4.317	360.950	133	1.544	542	4	7.347	75.960	77.979
Liquidación 2	23.544	1.470.061	10.924	2.305	2.207	15	29.924	145.182	142.942
Liquidación 3	42.926	2.644.941	21.502	4.194	3.971	27	53.839	202.532	207.754
Liquidación 4	62.685	3.759.971	32.653	5.000	5.645	38	76.536	251.790	270.825
Liquidación 5	81.707	4.859.625	43.058	5.758	7.295	49	98.920	301.818	336.333
Liquidación 6	101.414	5.956.319	52.640	6.854	8.942	60	121.244	365.170	401.568
Liquidación 7	122.060	7.137.760	63.652	7.929	10.715	72	145.293	443.803	462.376
Liquidación 8	144.003	8.423.095	75.033	9.042	12.645	84	171.457	485.724	532.656
Liquidación 9	164.848	9.570.094	86.100	10.038	14.367	96	194.804	530.654	598.549
Liquidación 10	184.929	10.695.536	96.207	10.665	16.056	107	217.713	573.576	664.727
Liquidación 11	204.747	11.800.987	106.757	11.395	17.716	118	240.216	620.993	725.016
Liquidación 12	224.638	12.921.519	117.445	12.000	19.398	130	263.025	682.550	780.077
Liquidación 13	240.622	13.784.480	129.527	12.001	20.694	138	280.591	682.550	780.077
Liquidación 14	241.568	13.859.943	131.000	12.000	20.807	139	282.127	682.550	780.077

Fuente: Liquidaciones provisionales de los ejercicios 2015, 2016 y 2017

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 2015, 2016 y 2017.

