



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 7/2018 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

13 de septiembre de 2018

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 7/2018	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	31
8. Previsión de costes	32
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	33
8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad	34
8.4. Coste de los pagos por capacidad	35
8.5. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares	36

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 6/2018 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 7/2018 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 7/2018 se han registrado 7.914,6 millones de euros (M€) de ingresos regulados, mientras que los costes regulados han ascendido a 9.959 M€, registrándose un desajuste provisional de ingresos de 2.044,3 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 7 se ha situado en un **75,82%** 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 7/2018 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 y de los ingresos** por peajes de acceso, éstos se encuentran por encima de los valores esperados para dicha liquidación 7. En particular, la demanda en consumo registrada en la Liquidación 7/2018 (124.399 GWh) ha sido un 1,9% superior al valor promedio observado en años anteriores.

En coherencia con la evolución de la demanda en consumo, en la Liquidación 7/2018 los ingresos por peajes de acceso de consumidores (7.143,6 M€) han resultado un 0,1% superiores (5,9 M€) al valor promedio histórico.

Por el contrario, los ingresos registrados por los peajes de acceso de los generadores han resultado un 1,6% inferiores (1 M€) al valor promedio histórico.

Asimismo, los ingresos registrados por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (6,2 M€) han resultado un 21,4% inferiores (1,7 M€) a los valores esperados en la Liquidación 7/2018.

Por último, en la Liquidación provisional 7/2018 no se han registrado ingresos por aplicación de la Ley 15/2012.

2. En la Liquidación 7/2018 los **costes regulados** han sido 575,5 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 (-321 M€), de la retribución específica de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos del sistema peninsular (en adelante retribución RECORE) (-28,2 M€) y de la retribución de la distribución (- 171,8 M€).

1. Objeto del informe

Este informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 7/2018 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 7/2018 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 7/2018

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 7 de 2018 y el grado de cobertura de los costes, como la previsión de Liquidación 7/2018 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 7/2018 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 7/2018 con costes reconocidos (A)	Liq. 7/2018 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 7/2018 (C)	Diferencia en	Diferencia en
				GWh/miles € (A) - (C)	% % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	124.399	124.399	122.060	2.339	1,9%
Demanda en consumo (GWh)	123.859	123.859	122.060	1.799	1,5%
Autoconsumo (GWh)	540	540	-	540	
A. Ingresos Peajes de Acceso	7.212.968	7.212.968	7.209.342	3.626	0,1%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	7.143.615	7.143.615	7.137.760	5.855	0,1%
Ingresos por cargos de autoconsumo	489	489	-	489	
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	62.629	62.629	63.652	- 1.023	-1,6%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	6.235	6.235	7.929	- 1.694	-21,4%
B. Otros Ingresos Regulados	443.614	443.614	443.803	- 189	0,0%
Regularización ejercicios anteriores a 2017 (Cuadro 3)	- 6.982	- 6.982	-	- 6.982	
Ingresos pagos por capacidad	421.731	421.731	443.803	- 22.072	-5,0%
Ingresos sistema de interrumpibilidad	12.184	12.184	-	- 12.184	
Ingresos por imputación pérdidas	16.681	16.681	-	16.681	
Ingresos por Intereses	-	-	-	-	
C. Ingresos Externos a Peajes	258.053	258.053	258.053	-	0,0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	195.774	195.774	195.774	-	0,0%
Ingresos por CO2 **	62.279	62.279	62.279	-	0,0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1		- 11.851	-	-	
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	7.914.635	7.902.784	7.911.197	3.438	0,0%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	1.453.048	1.453.048	1.480.847	- 27.799	-1,9%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	10.640	10.640	10.715	- 75	-0,7%
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	71	71	72	- 1	-0,8%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	1.442.918	1.442.918	1.470.060	- 27.142	-1,8%
Fondo de titulación	1.081.601	1.081.601	1.107.682	- 26.081	-2,4%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	144.232	144.232	145.293	- 1.061	-0,7%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	55.058	55.058	55.058	-	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	162.027	162.027	162.027	-	0,0%
Correcciones de medidas	- 581	- 581	-	- 581	
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	8.505.896	6.449.736	9.053.641	- 547.745	-6,1%
Transporte	997.498	756.369	1.016.884	- 19.386	-1,9%
Retribución del transporte distribuidoras con más de 100.000 suministros	996.990	755.984	n.d.		
Retribución del transporte distribuidoras con menos de 100.000 suministros	508	385	n.d.		
Distribución y Gestión Comercial	3.022.040	2.291.512	3.193.863	- 171.823	-5,4%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	2.795.493	2.119.729	n.d.		
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	226.547	171.783	n.d.		
Retribución específica RECORE sistema peninsular	4.142.590	3.141.187	4.170.833	- 28.243	-0,7%
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	141.400	107.219	462.376	- 320.976	-69,4%
Retribución adicional SNP	98.571	74.743	n.d.		
Retribución específica RECORE	42.829	32.476	n.d.		
Sistema de Interrumpibilidad	5.304	4.022	4.083	1.221	29,9%
Coste Pagos por Capacidad	197.064	149.427	205.602	- 8.538	-4,2%
Coste Diferencia de Pérdidas **	-	-	-	-	
H. Total Costes (H = F + G)	9.958.944	7.902.784	10.534.488	- 575.544	-5,5%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 2.044.309	-	- 2.623.291	578.982	-22,1%

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 7/2018 con costes reconocidos	Liq. 7/2018 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	3.527	3.527
Demanda en consumo (GWh)	3.507	3.507
Autoconsumo (GWh)	20	20
A. Ingresos Peajes de Acceso	267.175	267.175
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	266.512	266.512
Ingresos por cargos de autoconsumo	4	4
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	568	568
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	91	91
E. Total Ingresos	267.175	267.175
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	5.798	5.798
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	400	400
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	3	3
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	5.434	5.434
Correcciones de medidas	- 39	- 39
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	227.055	172.168
Retribución de distribución empresas con menos de 100.000 suministros	226.547	171.783
Retribución de transporte empresas con menos de 100.000 suministros	508	385
H. Total Costes (H = F + G)	232.853	177.966
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	34.322	89.209

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.

Por último, se indica que en la Liquidación 7/2018 se han registrado -0,3 M€ de ingresos por aplicación de la DT 8ª del Real Decreto 413/2014.

Cuadro 3. Regularización de resultados de ejercicios anteriores a 2018

CONCEPTO	Liquidación nº 7 2018	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	0	0
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	496.749	22.678.174
Ingresos por facturación de cargos de autoconsumo	24.507	100.686
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	490.558	292.831
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	1.011.814	23.071.691
CUOTAS		499.993
Compensación insulares y extrapeninsulares		-4.566
Operador del Sistema		-333
Operador del Mercado		0
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		33.769
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		-2.276
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		225
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		473.173
Cuota compensación por int.y reg.especial		0
Costes transición a la competencia		0
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		0
TOTAL INGRESOS NETOS		22.571.698
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	0	0
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		-5.970.630
TOTAL COSTE ENERGIA	0	-5.970.630
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		28.542.328
Coste Distribución Grupos B y C años Anteriores		6.472.610
Coste ejecución sentencias		29.203.370
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		122.236
Ingresos debidos a inspecciones		29.434
Diferencias		-6.981.983

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en la Liquidación provisional 7/2018 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 7/2018.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 7 se ha situado en un **75,82%** 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 Julio **Formulario C**
 Nº liquidación  7

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA		COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA	
INGRESOS		Transporte	997.498.735,92
Ingresos Brutos a Peajes	7.229.803.119,10	Distribución	3.022.040.711,33
Cuotas a Peajes	-155.442.787,44	Retribución Específica Sistema Peninsular	4.142.589.886,57
Ingresos Orden ITC/1659/2009	6.235.775,14	Retribución Adicional Sistemas No Peninsulares	98.571.213,77
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad	12.183.775,68	Retribución Específica Sistemas No Peninsulares	42.828.965,39
Ingresos Pagos por Capacidad	421.730.704,03	Demanda de Interrumpibilidad	5.303.693,69
Ingresos Diferencia de pérdidas	16.681.477,43	Coste Pagos por Capacidad	197.063.521,52
Ingresos del Tesoro	258.053.726,13		
Pagos Liquidación provisional n+1	-11.850.632,82		
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores	122.235,90		
Ingresos debidos a Inspecciones	29.433,68		
TOTAL INGRESOS (A)	7.777.546.826,83		
COSTES NO AFECTADOS POR CC			
Coste del Régimen Especial sin C.C	-5.970.630,23		
Correcciones de medidas (anterior a 2014)	-580.979,06		
Coste Distribución años anteriores	6.472.610,21		
Déficit Segunda Subasta	55.058.220,00		
Anualidad Déficit 2013	162.027.255,95		
Fondo de Titulización del Déficit	1.081.600.881,40		
Coste Ejecución Sentencias	29.203.369,95		
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B)	1.327.810.728,22		
TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A-B) 	6.449.736.098,61	TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C) 	8.505.896.728,19
COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)			0,758266447937754 

Fuente: CNMC

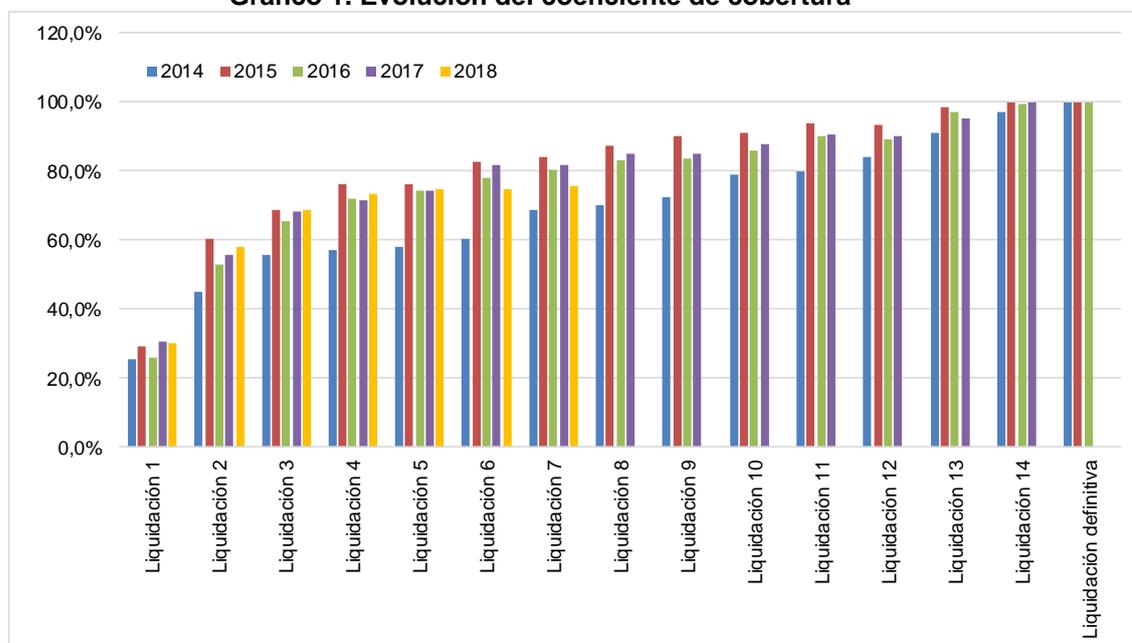
Se indica que, dado que el Coeficiente de Cobertura se define como la relación entre los costes que se pueden realmente pagar con los ingresos disponibles y los que se deberían pagar con cargo a las liquidaciones provisionales, cuanto mayor sean los ingresos en cada liquidación mayor será el coeficiente 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 (+4,07 M€), la previsión del desajuste para el ejercicio 2018 debidamente laminada (-2.623,3 M€) y el desajuste que resulta de la Liquidación 7/2018 (-2.044,3 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 -2.623,3 M€.

En la Liquidación 7/2018 el desajuste registrado es inferior en 579 M€ al esperado para esta liquidación, debido, fundamentalmente, a la menor retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (-321 M€), la menor retribución RECORE peninsular (-28,2 M€) y la menor retribución de la actividad de la distribución (-171,8 M€).

Cuadro 5. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 7/2018

	PREVISIÓN 2018 Orden ETU/1282/2017	Previsión de Liquidación 7/2018	Liquidación 7/2018
Costes regulados (miles €) (A)	17.408.336	10.090.686	9.515.330
Costes de acceso	17.999.102	10.328.886	9.761.880
Otros costes regulados (1)	-590.766	-238.201	-246.550
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	14.002.943	7.209.342	7.212.968
% sobre costes regulados	80%	71%	76%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.409.463	258.053	258.053
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	195.774	195.774
Ingresos subastas CO2	450.000	62.279	62.279
% otros ingresos sobre costes regulados	20%	3%	3%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	4.070	-2.623.291	-2.044.309
% sobre los costes regulados (2)	0,023%	26%	21%

Fuente: CNMC (Liquidación 7/2018 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 7/2018 asciende a 124.399 GWh, de los cuales 123.859 GWh proceden de las redes de transporte y distribución y 540 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, lo que supondría una disminución del 0,09% respecto de la demanda nacional en b.c. registrada en 2017 (268.140 GWh), inferior a la tasa de variación de los últimos doce meses registrada a agosto de 2018 (0,99 %) (véanse Cuadro 6 y Gráfico 2).

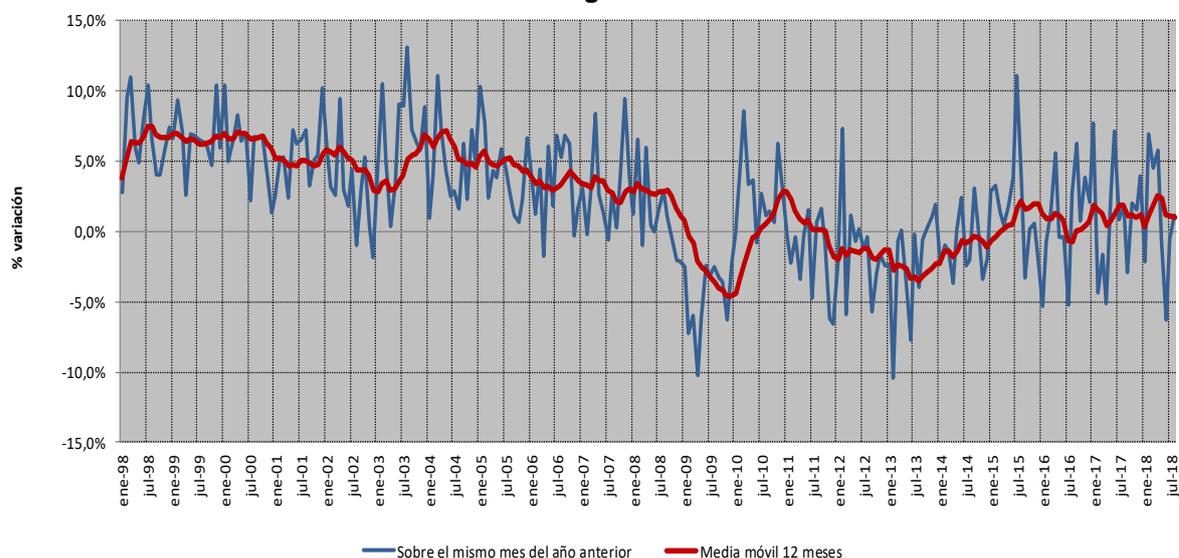
² El rango de variación para cada una de las partidas analizadas se ha definido teniendo en cuenta los valores máximo y mínimo de la relación entre el importe liquidado en la Liquidación objeto de seguimiento y la liquidación 14 (o 12, en su caso, de los ejercicios 2015, 2016 y 2017).

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	22.643	24.372	23.853	7,64	-2,13	7,64	-2,13	1,85	0,29
Febrero	21.966	21.006	22.463	-4,37	6,94	1,72	2,07	1,55	1,20
Marzo	22.679	22.309	23.324	-1,63	4,55	0,59	2,88	1,29	1,72
Abril	21.069	19.987	21.131	-5,14	5,72	-0,77	3,53	0,45	2,57
Mayo	20.940	21.490	21.334	2,63	-0,73	-0,12	2,69	0,69	2,30
Junio	21.525	23.056	21.614	7,11	-6,25	1,07	1,13	1,31	1,17
Julio	23.680	23.889	23.778	0,88	-0,47	1,04	0,89	1,89	1,05
Agosto	22.949	23.366	23.625	1,82	1,11	1,14	0,92	1,81	0,99
Septiembre	22.203	21.549		-2,94		0,69		1,06	
Octubre	21.130	21.553		2,00		0,81		1,16	
Noviembre	21.806	22.133		1,50		0,87		0,98	
Diciembre	22.536	23.430		3,96		1,14		1,14	
Anual	265.127	268.140	181.122						

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- agosto 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 agosto de 2018 registró un aumento del 1,01%, la del Sistema Balear el 1,14%, la del Sistema

Canario el 0,17% y la del Sistema Melillense 0,98%. Por el contrario, en el Sistema Ceutí fue del -1,03%.

La tasa de variación de los últimos doce meses (septiembre 2017 - agosto 2018) corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de la demanda en b.c. del sistema peninsular es del 1,4%, la del sistema balear del 0,5% y la del sistema canario del 0,0%. 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 256.006 GWh, superior en 1,29% 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 (1,29%) 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 (-0,09%) (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	22.622	-2,11	0,20
Febrero	21.287	6,91	1,13
Marzo	22.095	4,58	1,65
Abril	19.964	6,01	2,55
Mayo	20.106	-0,67	2,29
Junio	20.337	-6,32	1,15
Julio	22.286	-0,51	1,04
Agosto	22.096	1,32	1,01
Septiembre	20.806	2,92	1,50
Octubre	20.520	1,33	1,45
Noviembre	21.053	0,49	1,37
Diciembre	22.833	2,94	1,29
Anual	256.006		1,29

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en naranja.

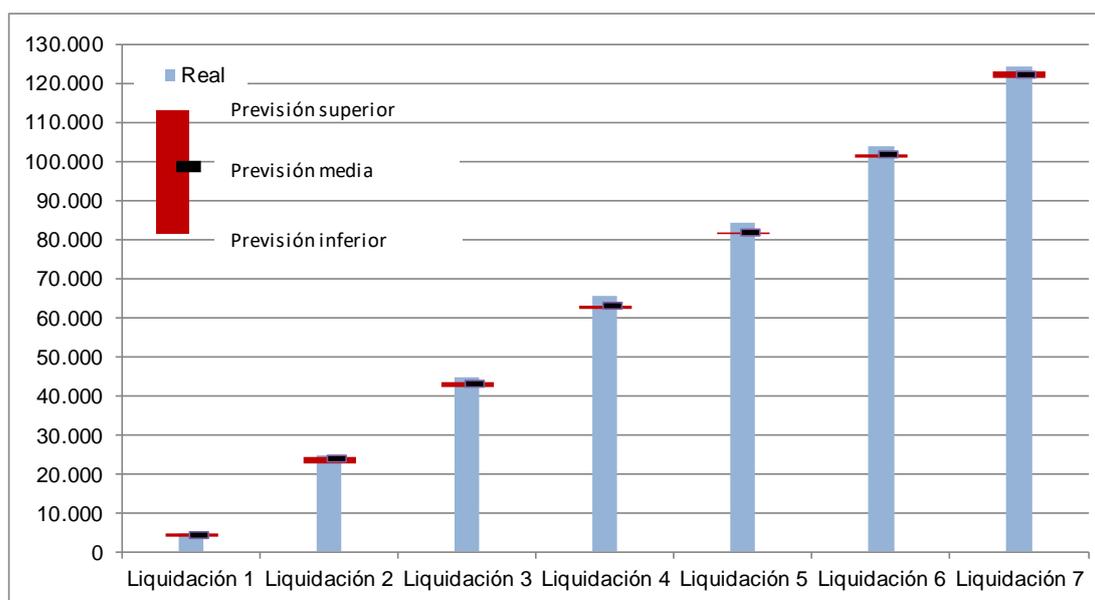
³ La Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no aporta información de la demanda en b.c. desagregada por subsistema.

6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda nacional en consumo⁴ registrada en la Liquidación provisional 7/2018 asciende a 124.399 GWh, cifra un 1,9% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 7 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores⁵.

La demanda en consumo declarada en la Liquidación 7/2018 representaría el 51,5% 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 (50,8%).

Gráfico 3. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en la Liquidación 7/2018 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.

La información disponible en la Liquidación 7/2018 no es significativa para valorar la evolución de la demanda en consumo por grupo de peajes de acceso, debido al decalaje de dos meses entre el momento del consumo y su facturación.

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.

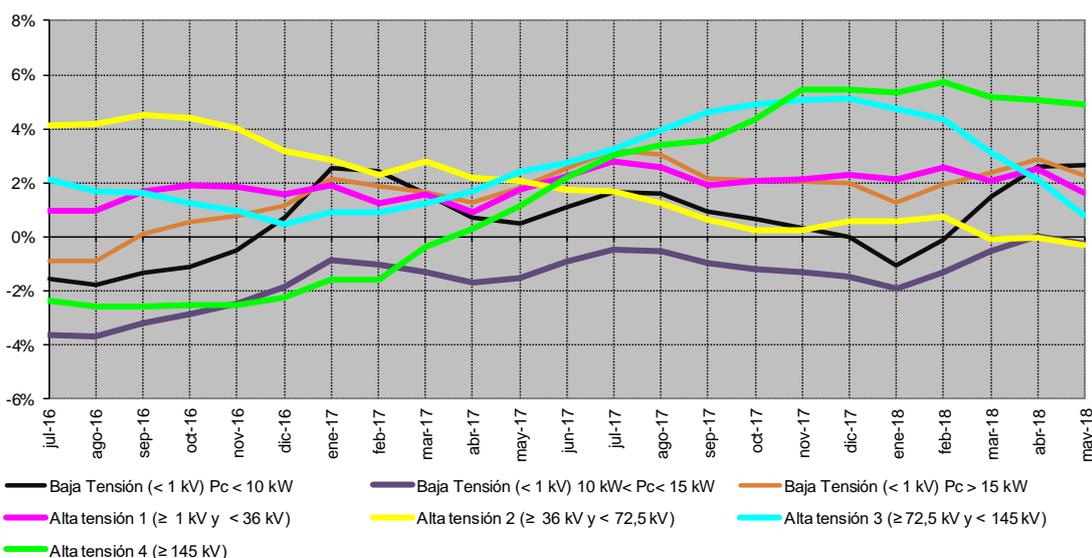
No obstante, a título informativo, en el Cuadro 8 y el Gráfico 4 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta mayo de 2018, último mes con información completa. Se observa que la demanda de todos los grupos tarifarios muestra medias móviles positivas, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW e inferior o igual a 15 kW y los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 36 kV y 72,5 kV (alta tensión NT2).

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

Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

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 excepto 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).

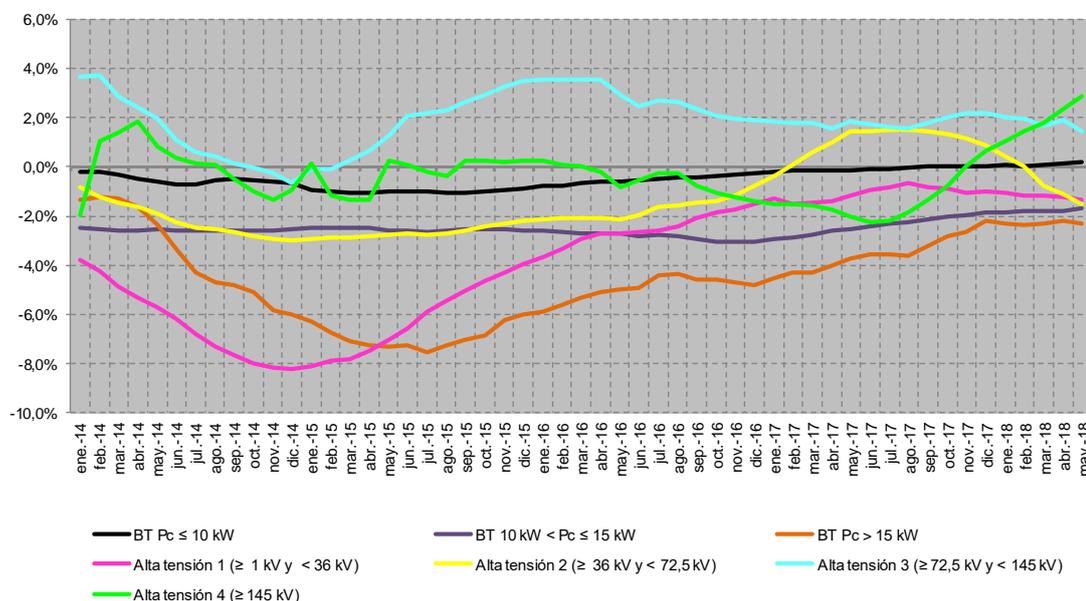
**Cuadro 9. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión.
Tasa de variación anual media de 12 meses.**

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1	Alta tensión 2	Alta tensión 3	Alta tensión 4	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW	(≥ 1 kV y < 36 kV)	(≥ 36 kV y < 72,5 kV)	(≥ 72,5 kV y < 145 kV)	(≥ 145 kV)	
2017	junio	-0,1%	-2,0%	-2,8%	-0,9%	1,3%	2,0%	-0,8%	-0,6%
	julio	-0,1%	-2,0%	-2,6%	-0,8%	1,2%	2,2%	0,0%	-0,5%
	agosto	0,0%	-1,9%	-2,2%	-0,6%	0,9%	2,2%	0,7%	-0,4%
	septiembre	0,0%	-1,8%	-2,3%	-0,8%	0,4%	2,0%	1,1%	-0,4%
	octubre	0,0%	-1,8%	-2,4%	-0,9%	0,0%	2,0%	1,5%	-0,4%
	noviembre	0,0%	-1,8%	-2,3%	-1,1%	-0,8%	1,7%	1,8%	-0,4%
	diciembre	0,0%	-1,8%	-2,2%	-1,0%	-1,1%	1,9%	2,4%	-0,4%
2018	enero	0,1%	-1,7%	-2,3%	-1,1%	-1,5%	1,4%	2,9%	-0,4%
	febrero	0,1%	-1,7%	-2,4%	-1,2%	-2,1%	0,8%	2,9%	-0,5%
	marzo	0,1%	-1,6%	-2,1%	-1,1%	-2,3%	0,3%	3,2%	-0,4%
	abril	0,1%	-1,6%	-1,8%	-1,2%	-2,4%	-0,3%	3,0%	-0,3%
	mayo	0,2%	-1,5%	-1,8%	-1,4%	-2,3%	-0,9%	2,9%	-0,3%

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.

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 mayo 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.

Real 2017 (1) (A)				Previsión 2018 (Orden ETU/1282/2017) (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	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 (junio 2017-mayo 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 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 2018 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y las registradas en los últimos doce meses (junio 2017-mayo 2018) se observa que, con carácter general, para los consumidores de baja tensión y media 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 A, 2.0 DHS, 2.1 DHS, los periodos del 1 al 5 del peaje 6.1 A, el periodo 6 del 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 inferior al consumo registrado en los últimos doce meses, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes 2.1 A, 3.1 A, 6.1 B y 6.3.

Cuadro 11. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2018 y las registradas en los últimos 12 meses (junio 2017-mayo 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	Nº clientes	Potencia Contratada (KW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Consumida (GWh)	
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	28.092.072	137.166	20.165	20.152				70.418	29.089	8.390					107.896
2.0 A	23.364.197	94.171						52.382							52.382
2.0 DHA	3.202.493	14.728						4.687	7.615					12.302	
2.0 DHS	6.756	35						13	12	19				44	
2.1 A	613.307	7.567						5.146						5.146	
2.1 DHA	177.186	2.193						1.052	1.878					2.930	
2.1 DHS	805	10						4	4	3				11	
3.0	727.329	18.463	20.165	20.152				7.133	19.581	8.367				35.081	
Alta tensión	108.544	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	85.323	5.675	6.354	7.547				3.301	6.449	6.255	-	-	-	16.005	
6.1 A	19.336	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	1.210	1.168	1.226	1.231	1.238	1.253	1.702	455	613	353	580	718	2.557	5.276	
6.2	1.615	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	427	1.679	1.861	1.878	1.975	1.993	2.353	666	991	571	981	1.280	6.715	11.204	
6.4	633	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	28.200.616	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 junio 2017-mayo 2018). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (B)						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	27.984.315	137.320	20.277	20.258				71.141	29.596	8.389					109.126
2.0 A	23.090.510	92.668						52.390							52.390
2.0 DHA	3.358.682	16.008						5.414	7.931					13.345	
2.0 DHS	6.191	31						13	12	15				40	
2.1 A	600.538	7.367						5.055						5.055	
2.1 DHA	194.966	2.379						1.155	1.972					3.127	
2.1 DHS	782	9						4	4	3				11	
3.0	732.646	18.857	20.277	20.258				7.108	19.677	8.371				35.156	
Alta tensión	109.421	26.950	28.452	29.657	22.600	22.939	30.964	11.809	17.817	12.455	10.370	14.088	62.326	128.865	
3.1.A	86.140	5.853	6.596	7.385				3.127	6.380	6.218				15.725	
6.1 A	19.314	11.371	11.563	11.708	11.810	11.955	17.476	4.725	5.847	3.194	5.195	7.001	28.075	54.036	
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	1.645	3.083	3.186	3.231	3.248	3.271	4.287	1.306	1.776	960	1.603	2.148	10.218	18.011	
6.3	430	1.723	1.857	1.875	1.952	1.977	2.401	682	972	548	936	1.258	6.407	10.804	
6.4	661	3.734	4.005	4.208	4.336	4.476	5.190	1.514	2.237	1.202	2.091	2.948	15.241	25.234	
Total	28.093.736	164.270	48.729	49.914	22.600	22.939	30.964	82.950	47.413	20.844	10.370	14.088	62.326	237.991	

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (B)						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	107.757	- 154	- 112	- 106				- 723	- 507	1				- 1.230
2.0 A	273.687	1.503						- 8						- 8
2.0 DHA	-156.189	- 1.280						- 728	- 316					- 1.044
2.0 DHS	565	3						- 0	0	4				3
2.1 A	12.768	199						91						91
2.1 DHA	- 17.780	- 186						- 103	- 94					- 197
2.1 DHS	23	1						- 0	- 0	0				- 0
3.0	- 5.316	- 394	- 112	- 106				25	- 97	- 3				- 75
Alta tensión	- 877	- 187	- 197	210	67	- 49	- 460	83	184	349	503	- 62	- 1.043	15
3.1.A	- 817	- 177	- 242	162				175	69	37				281
6.1 A	22	289	235	240	232	229	- 174	- 42	110	239	361	117	- 974	- 191
6.1 B	- 22	- 19	- 19	- 20	- 16	- 8	92	- 1	8	22	34	- 14	172	220
6.2	- 30	- 95	- 85	- 88	- 91	- 89	- 178	- 28	- 7	13	33	- 52	- 189	- 229
6.3	- 2	- 44	4	4	23	17	- 48	- 15	19	22	44	22	308	400
6.4	- 28	- 141	- 90	- 89	- 82	- 197	- 153	- 5	- 15	17	32	-134	- 360	- 466
Total	106.880	- 341	- 310	104	67	- 49	- 460	- 640	- 322	350	503	- 62	- 1.043	- 1.214

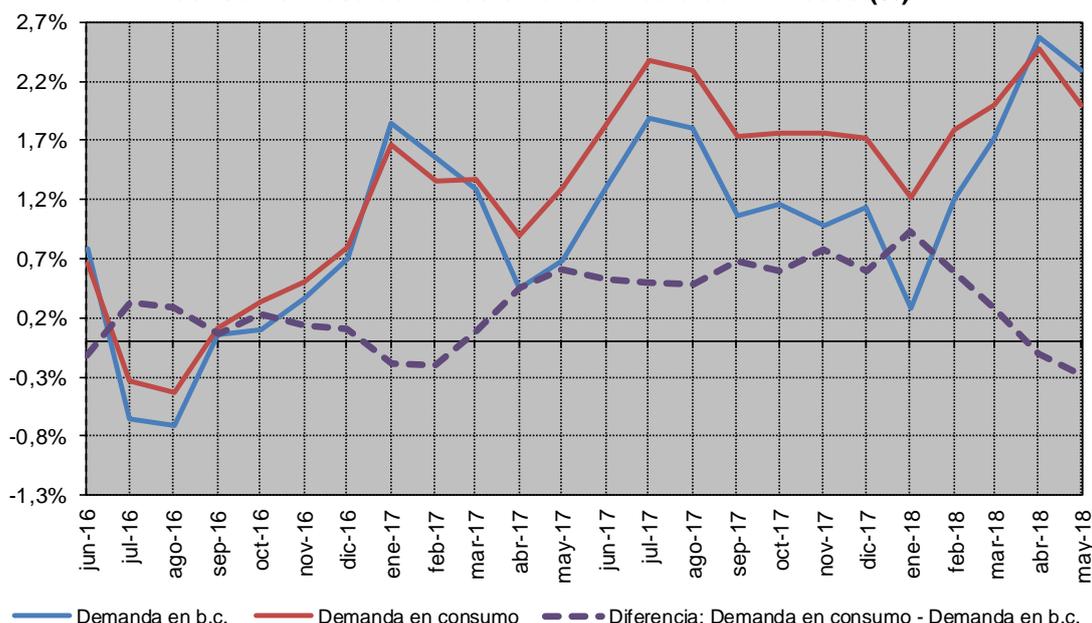
Porcentaje de variación (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (B)						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	0,4%	-0,1%	-0,6%	-0,5%				-1,0%	-1,7%	0,0%				-1,1%
2.0 A	1,2%	1,6%						0,0%						0,0%
2.0 DHA	-4,7%	-8,0%						-13,4%	-4,0%					-7,8%
2.0 DHS	9,1%	10,6%						-2,4%	0,2%	23,8%				8,2%
2.1 A	2,1%	2,7%						1,8%						1,8%
2.1 DHA	-9,1%	-7,8%						-8,9%	-4,8%					-6,3%
2.1 DHS	2,9%	5,9%						-2,7%	-2,1%	3,1%				-0,8%
3.0	-0,7%	-2,1%	-0,6%	-0,5%				0,3%	-0,5%	0,0%				-0,2%
Alta tensión	-0,8%	-0,7%	-0,7%	0,7%	0,3%	-0,2%	-1,5%	0,7%	1,0%	2,8%	4,9%	-0,4%	-1,7%	0,0%
3.1.A	-0,9%	-3,0%	-3,7%	2,2%				5,6%	1,1%	0,6%				1,8%
6.1 A	0,1%	2,5%	2,0%	2,1%	2,0%	1,9%	-1,0%	-0,9%	1,9%	7,5%	6,9%	1,7%	-3,5%	-0,4%
6.1 B	-1,8%	-1,6%	-1,5%	-1,6%	-1,3%	-0,7%	5,7%	-0,1%	1,3%	6,5%	6,3%	-1,9%	7,2%	4,4%
6.2	-1,8%	-3,1%	-2,7%	-2,7%	-2,8%	-2,7%	-4,1%	-2,1%	-0,4%	1,4%	2,1%	-2,4%	-1,9%	-1,3%
6.3	-0,6%	-2,5%	0,2%	0,2%	1,2%	0,8%	-2,0%	-2,3%	2,0%	4,0%	4,7%	1,7%	4,8%	3,7%
6.4	-4,3%	-3,8%	-2,3%	-2,1%	-1,9%	-4,4%	-3,0%	-0,4%	-0,7%	1,4%	1,5%	-4,5%	-2,4%	-1,8%
Total	0,4%	-0,2%	-0,6%	0,2%	0,3%	-0,2%	-1,5%	-0,8%	-0,7%	1,7%	4,9%	-0,4%	-1,7%	-0,5%

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 en abril de 2018 la demanda en b.c. y 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 7/2018 estaban acogidos a autoconsumo 515 suministros, cuyo consumo alcanzó 945 GWh, de los cuales el 42,9% (405 GWh) fue suministrado a través de la red y el 57,1% (540 GWh) se corresponde con autoconsumo (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Nº de suministros y consumo de los consumidores acogidos a autoconsumo. Liquidación 7/2018

Grupo tarifario	Nº suministros promedio	Consumo acumulado Liquidación 7/2018 (MWh)		
		Demanda de la red	Autoconsumo	Total
Baja tensión	299	8.739	2.665	11.404
2.0 A	66	155	85	240
2.0 DHA	104	377	150	527
2.0 DHS	5	23	5	28
2.1 A	10	67	67	135
2.1 DHA	20	186	103	289
2.1 DHS	-	-	-	-
3.0	93	7.931	2.255	10.186
Alta tensión	217	396.170	537.279	933.448
3.1.A	100	11.076	3.755	14.831
6.1 A	80	131.596	205.186	336.782
6.1 B	6	8.938	26.328	35.266
6.2	30	100.044	283.799	383.842
6.3	-	-	-	-
6.4	1	144.515	18.211	162.726
Total	515	404.909	539.944	944.853

Fuente: Base de datos SINCRO

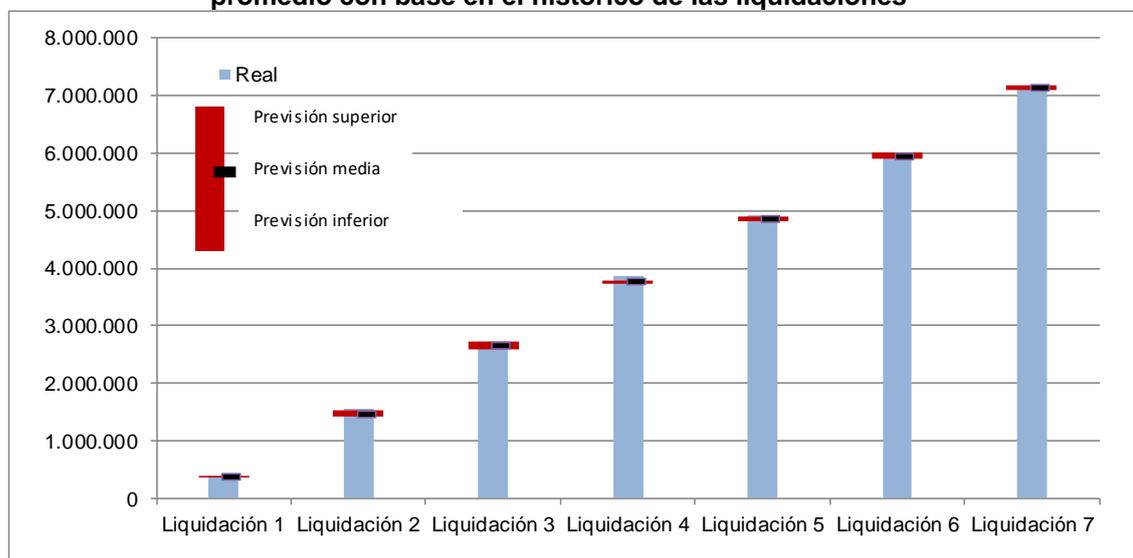
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.

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 7/2018 ascendieron a 7.143,6 M€, cifra un 0,1% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 7 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 7/2018 representan, aproximadamente, el 51,5% 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 7 de 2018 respecto de la previsión de liquidación 7. 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.

La información disponible en la Liquidación 7/2018 no es significativa para valorar los ingresos de peajes de acceso a consumidores desagregados por grupo tarifario, debido a que el último mes con información de consumo completa es mayo de 2018.

No obstante, a efectos ilustrativos, en el Cuadro 13 se compara el resultado de facturar a las variables de facturación previstas por la CNMC correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 para el ejercicio 2018 y a las variables de facturación registradas en los últimos doce meses (junio 2017-mayo 2018) en la base de datos de Liquidaciones. Cabe destacar que las mayores diferencias, en términos absolutos, se registran en los consumidores acogidos a los peajes 2.0 A, 2.0 DHA, 3.0 y 6.1 A.

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 junio 2017-mayo 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	27.984.315	109.126	6.162.748	3.483.218	9.645.966
2.0 A	23.090.510	52.390	3.525.403	2.306.594	5.831.997
2.0 DHA	3.358.682	13.345	608.992	353.329	962.321
2.0 DHS	6.191	40	1.187	882	2.069
2.1 A	600.538	5.055	327.433	289.969	617.402
2.1 DHA	194.966	3.127	105.736	112.155	217.891
2.1 DHS	782	11	419	393	812
3.0	732.646	35.156	1.593.578	419.896	2.013.474
Alta tensión	109.421	128.865	2.502.878	758.076	3.260.954
3.1.A	86.140	15.725	648.807	174.721	823.529
6.1 A	19.314	54.036	1.294.324	387.721	1.682.045
6.1 B	1.232	5.056	107.278	31.257	138.535
6.2	1.645	18.011	198.627	68.964	267.591
6.3	430	10.804	97.953	37.403	135.356
6.4	661	25.234	155.890	58.009	213.899
Total	28.093.736	237.991	8.665.627	4.241.293	12.906.920

Diferencia (A) - (B)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1282/2017 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	107.757	-1.230	-11.281	-50.675	-61.957
2.0 A	273.687	-8	57.187	-350	56.837
2.0 DHA	-156.189	-1.044	-48.684	-45.825	-94.510
2.0 DHS	565	3	126	-17	110
2.1 A	12.768	91	8.865	5.234	14.099
2.1 DHA	-17.780	-197	-8.267	-8.941	-17.208
2.1 DHS	23	-0	25	-9	16
3.0	-5.316	-75	-20.532	-767	-21.300
Alta tensión	-877	15	-5.330	7.621	2.291
3.1.A	-817	281	-17.968	3.675	-14.294
6.1 A	22	-191	24.804	3.819	28.623
6.1 B	-22	220	-914	709	-205
6.2	-30	-229	-5.860	-667	-6.527
6.3	-2	400	-639	662	23
6.4	-28	-466	-4.752	-577	-5.328
Total	106.880	-1.214	-16.611	-43.054	-59.665

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	0,4%	-1,1%	-0,2%	-1,5%	-0,6%
2.0 A	1,2%	0,0%	1,6%	0,0%	1,0%
2.0 DHA	-4,7%	-7,8%	-8,0%	-13,0%	-9,8%
2.0 DHS	9,1%	8,2%	10,6%	-1,9%	5,3%
2.1 A	2,1%	1,8%	2,7%	1,8%	2,3%
2.1 DHA	-9,1%	-6,3%	-7,8%	-8,0%	-7,9%
2.1 DHS	2,9%	-0,8%	5,9%	-2,3%	1,9%
3.0	-0,7%	-0,2%	-1,3%	-0,2%	-1,1%
Alta tensión	-9,3%	6,4%	-8,4%	5,2%	-5,1%
3.1.A	-0,9%	1,8%	-2,8%	2,1%	-1,7%
6.1 A	0,1%	-0,4%	1,9%	1,0%	1,7%
6.1 B	-1,8%	4,4%	-0,9%	2,3%	-0,1%
6.2	-1,8%	-1,3%	-3,0%	-1,0%	-2,4%
6.3	-0,6%	3,7%	-0,7%	1,8%	0,0%
6.4	-4,3%	-1,8%	-3,0%	-1,0%	-2,5%
Total	0,4%	-0,5%	-0,2%	-1,0%	-0,5%

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 7/2018.

Cuadro 14. Nº de suministros y consumo de los consumidores acogidos a autoconsumo. Liquidación 7/2018

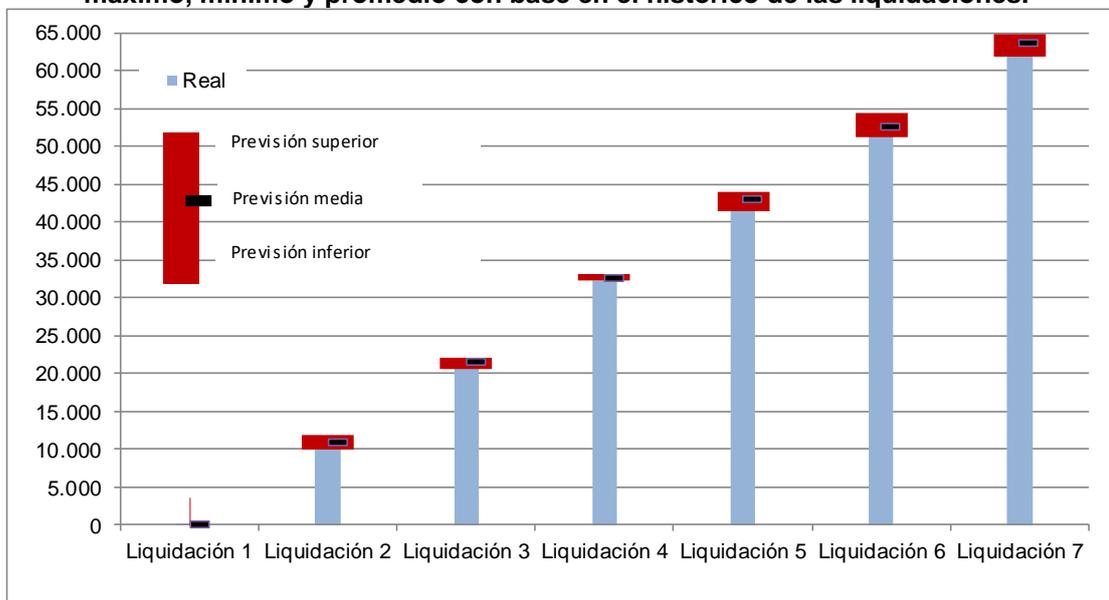
Grupo tarifario	Nº suministros promedio	Facturación acumulada Liquidación 7/2018 (€)		
		Peajes de acceso	Cargos	Total
Baja tensión	299	419.663	40.175	459.838
2.0 A	66	13.381	2.108	15.489
2.0 DHA	104	21.670	1.699	23.369
2.0 DHS	5	1.123	17	1.140
2.1 A	10	6.154	3.538	9.692
2.1 DHA	20	13.014	3.304	16.317
2.1 DHS	-	-	-	-
3.0	93	364.322	29.509	393.831
Alta tensión	217	11.293.894	448.832	11.742.726
3.1.A	100	729.353	37.098	766.451
6.1 A	80	5.826.013	291.405	6.117.417
6.1 B	6	511.998	19.295	531.293
6.2	30	3.124.915	56.945	3.181.860
6.3	-	-	-	-
6.4	1	1.101.615	44.089	1.145.705
Total	515	11.713.558	489.007	12.202.564

Fuente: Base de datos SINCRO

7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos declarados en la Liquidación 7/2018 por este concepto ascienden a 62,6 M€, cifra inferior en un 1,6 % al promedio de la liquidación 7 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 7/2018 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.

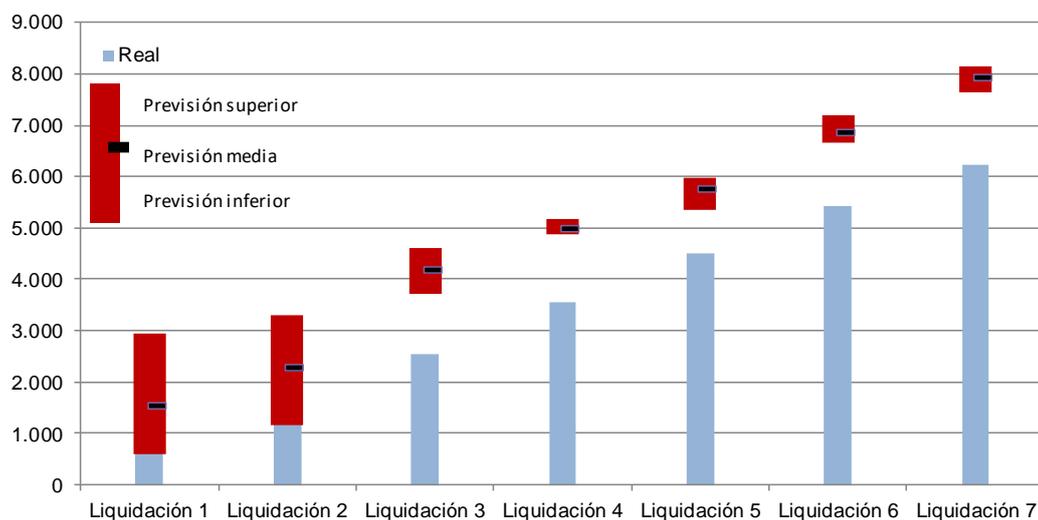


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

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

En la Liquidación 7/2018 se han declarado 6,2 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 (-21,4%), 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 7/2018 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 7 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.

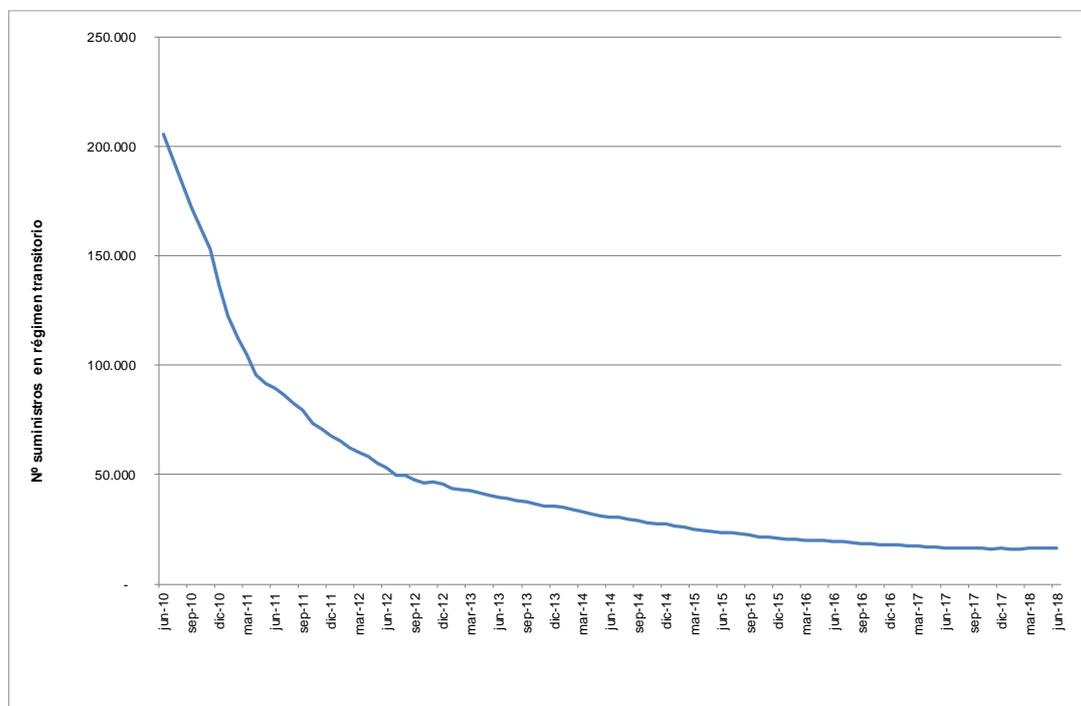
A efectos informativos en el Cuadro 15 y el Gráfico 10 se muestra la evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC que transitoriamente son suministrados por un comercializador de último recurso.

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 – mayo 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

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 junio de 2018



Fuente: CNMC

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

En la Liquidación provisional 7/2018 no se han registrado ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. Los ingresos acumulados por este concepto suponen el 7,6% del importe previsto para el ejercicio 2018 (3.409,5 M€) en la Orden ETU/1282/2017 (véase Cuadro 16).

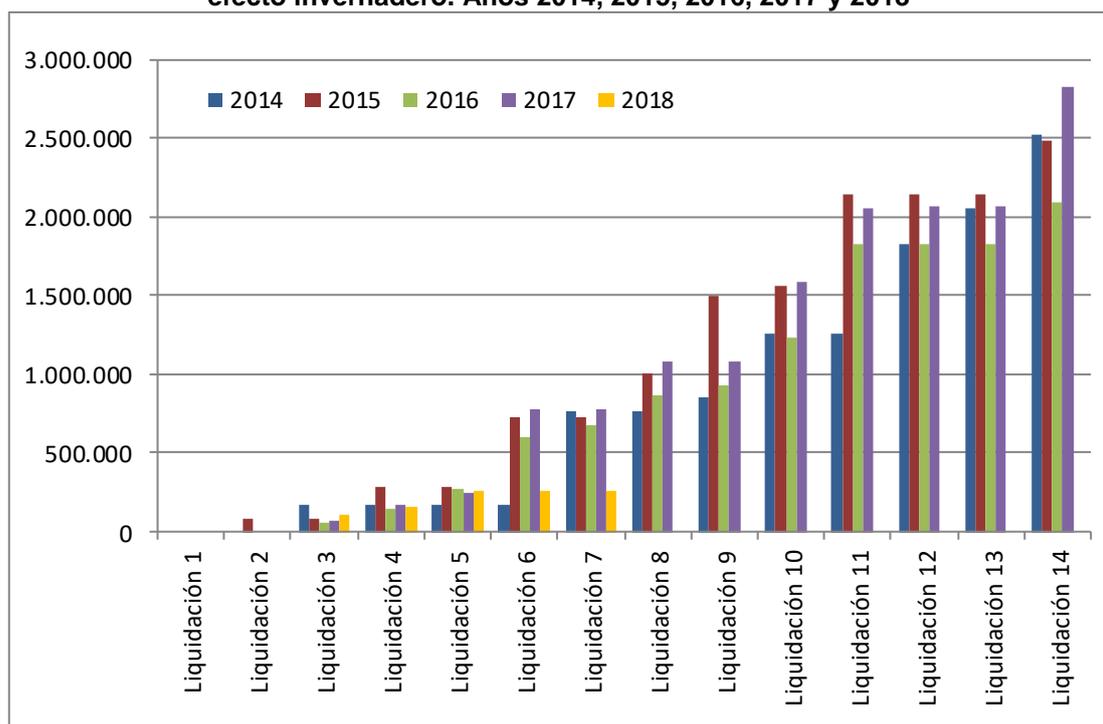
Cuadro 16. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

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
TOTAL	45.521.228,06	0,00	150.252.642,34	62.279.855,73	258.053.726,13

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.

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 7/2018: 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 7/2018 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 junio para el total nacional sin aplicar el coeficiente de cobertura, independientemente de su fuente de financiación.

Cuadro 17. Resultado de la liquidación provisional 7 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	2.199	103,1	5.083	2.196	102,9	65	3	0,3
SOLAR FV	4.622	919	217,9	4.382	877	207,8	240	42	10,1
SOLAR TE	2.299	851	131,6	2.299	851	131,6	-	-	-
EÓLICA	22.657	2.512	123,1	22.450	2.424	121,9	207	88	1,2
HIDRÁULICA	1.573	319	7,6	1.573	319	7,6	-	-	0,0
BIOMASA	729	321	28,2	726	320	28,1	3	1	0,1
RESIDUOS	730	286	10,6	653	256	9,5	77	30	1,0
TRAT.RESIDUOS	515	224	15,3	515	224	15,3	-	-	-
OTRAS TECNOLOGÍAS	5	-	0,01	5	-	0,01	-	-	-
TOTAL	38.278	7.631	637,4	37.686	7.467	624,7	592	164	12,7

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 7/2018 se liquida con cargo al sector eléctrico la totalidad de la retribución específica peninsular (4.142,6 M€) y el 50% de la retribución específica no peninsular (42,8 M€).

La retribución RECORE peninsular registrada en la Liquidación provisional 7/2018 es inferior en un 0,7% al valor previsto para esta liquidación (4.170,8 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 7/2018 se han incluido 5,3 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 7/2018 se ha registrado un ingreso de 12,1 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

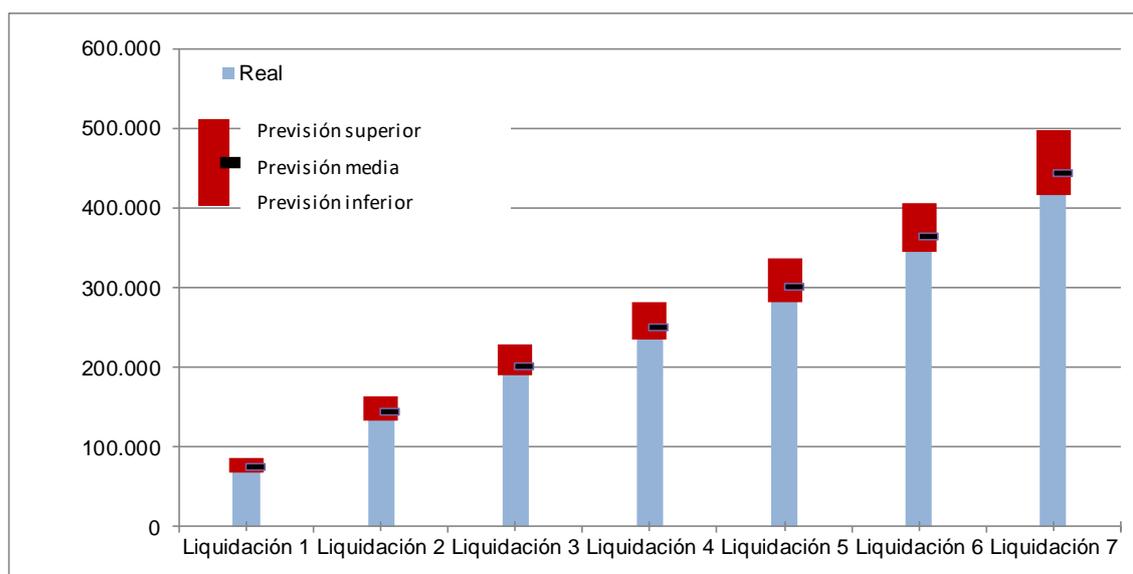
SNP el mismo coste de la energía del mercado del sistema peninsular⁹.

8.4. Coste de los pagos por capacidad

El coste de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación provisional 7/2018 asciende a 197 M€, cifra inferior en 8,5 M€ al valor previsto para la Liquidación 7/2018.

Por otra parte, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 7/2018 (421,7 M€) han resultado un 5% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 7 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 7 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 7/2018 asciende a 170,7 M€, cifra 13,5 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 agosto de 2018.

⁹ Para más información véase Informe de seguimiento de la Liquidación 13/2015.

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 (€)
ago-17	47.346.075	18.594.946	14.280.283	14.470.846
sep-17	48.811.845	17.995.109	13.819.629	16.997.107
oct-17	47.415.823	18.594.946	14.280.253	14.540.624
nov-17	52.238.827	17.860.456	13.819.599	20.558.772
dic-17	67.962.772	18.192.747	14.021.611	35.748.414
ene-18	72.016.649	17.935.824	13.007.143	41.073.682
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	48.056.853	16.710.876	12.724.616	18.621.360
may-18	47.348.589	17.234.703	13.148.770	16.965.116
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

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 julio 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 1.151 GWh en este mes, con un coste total provisional de 152.758.536,43 euros. De esta cantidad, 80.134.522,29 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 SNP correspondientes a julio de 2018

SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Régimen retributivo adicional (€)
Baleares	479.891,94	55.976.842,54	36.071.300,57	19.905.541,97	32.416.002,94	23.560.839,60
Canarias (UNELCO)	632.074,59	88.441.139,42	66.957.510,97	21.483.628,45	37.900.188,70	50.540.950,72
Canarias (COTESA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Canarias (GORONA)	3.716,28	614.010,84	57.862,58	556.148,26	119.871,72	494.139,12
Ceuta	17.164,57	3.904.596,45	2.051.158,53	1.853.437,92	1.047.030,60	2.857.565,85
Melilla	18.202,52	3.821.947,18	2.300.539,18	1.521.408,00	1.140.920,18	2.681.027,00
Total	1.151.049,90	152.758.536,43	107.438.371,83	45.320.164,60	72.624.014,14	80.134.522,29

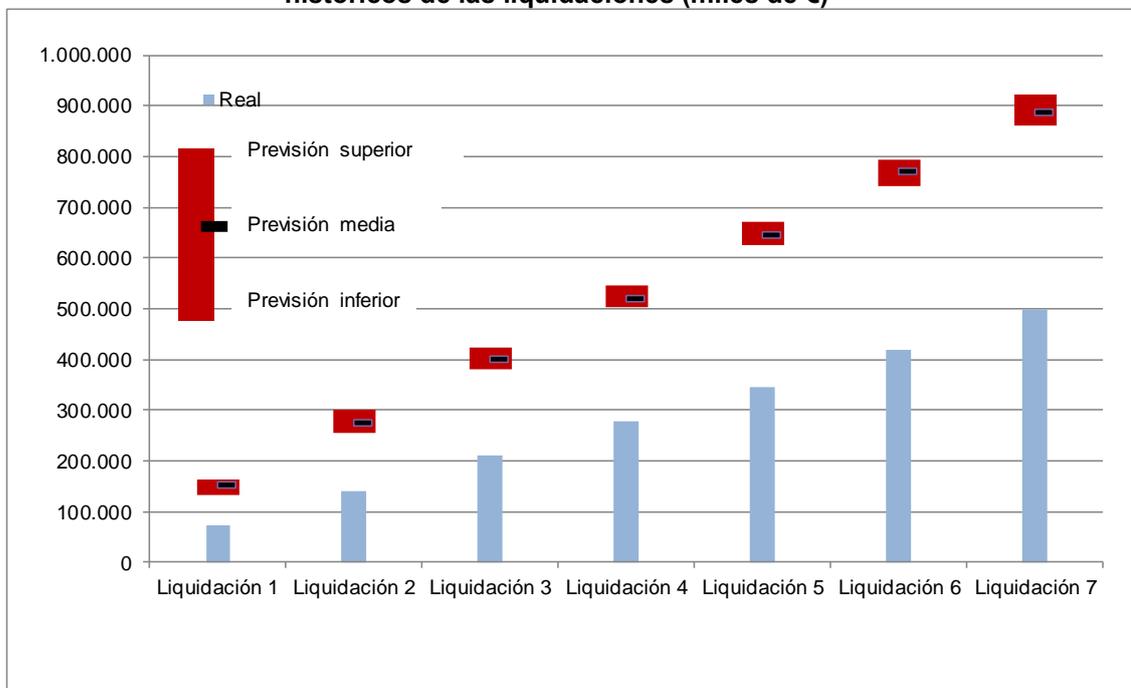
Fuente: Operador del Sistema

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 7/2018 se situaría por debajo (-43,6%) del valor medio del intervalo de variación previsto para esta la Liquidación.

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

Gráfico 13. Evolución del coste total de la compensación extrapeninsular mensualmente. Liquidación provisional 7 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.

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.

