



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE
ORDEN POR LA QUE SE APRUEBA LA
PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS
DIFERENTES PARTIDAS DE INGRESOS Y
COSTES DEL SISTEMA DE GAS NATURAL
PARA EL PERIODO 2017-2022**

IPN/CNMC/027/16

20 de diciembre de 2016

Índice

1. Antecedentes	3
2. Contenido de la propuesta de Orden	4
3. Consideraciones previas	4
3.1. Sobre la publicidad del escenario de previsión	4
3.2. Sobre la diferencias existentes en el ejercicio de previsión para 2017	5
4. Consideraciones sobre las previsiones de demanda	6
4.1. Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden	6
4.2. Escenario de demanda previsto por la CNMC para el periodo	11
4.3. Comparación de escenarios de previsión	17
5. Sobre la evolución de los costes	22
5.1. Sobre los costes de las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte y distribución.	22
5.2. Sobre los derechos de cobro del sistema gasista	26
5.3. Retribución del GTS	31
5.4. Retribución del Operador del Mercado Organizado de Gas	31
6. Sobre la evolución de los ingresos	32
7. Sobre la sostenibilidad del sistema	38
ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, TÉRMINOS DE FACTURACIÓN Y FACTURACIÓN DEL ESCENARIO DE LA CNMC. AÑOS 2016 A 2021	40

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE APRUEBA LA PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENTES PARTIDAS DE INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA DE GAS NATURAL PARA EL PERIODO 2017-2022

Expediente núm.: IPN/CNMC/027/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Barcelona, a 20 de diciembre de 2016

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la “*Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema de gas natural para el periodo 2017-2022*”:

1. Antecedentes

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, tal y como se recoge en su Exposición de motivos, tiene como finalidad, entre otros aspectos, la asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

A estos efectos, la Ley consagra el capítulo II del Título III a la sostenibilidad económica y financiera del sistema. En particular, en el citado capítulo se definen los ingresos y costes del sistema, se establecen restricciones tasadas a los desajustes que puedan producir y se define un mecanismo para la revisión automática de los peajes y cánones en caso de que se superen determinados límites. Adicionalmente, se introduce la obligación, con carácter anual, de aprobar mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital) previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una

previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema gasista para los seis siguientes años.

El 2 de diciembre de 2016 se ha recibido en la Comisión la propuesta de “Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasista y la retribución de las actividades reguladas para el 2017” (en adelante propuesta de Orden de peajes) y la propuesta de “Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingreso y costes del sistema de gas natural para el periodo 2017-2022” (en adelante propuesta de Orden) a efectos de que sean emitidos los informes preceptivos por procedimiento de urgencia.

En cumplimiento de lo establecido en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y de los mandatos establecidos en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, y en el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, relativos a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio de Energía, Industria y Turismo) de la propuesta de retribución para 2017 de las actividades reguladas del sector de gas natural, la previsión del desvío del ejercicio 2016 y la previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración para establecer para 2017 la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de último recurso y los peajes de acceso del gas natural, esta Sala remitió, el pasado 10 de noviembre de 2016, Informe de previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 (en adelante, Informe de previsión CNMC).

2. Contenido de la propuesta de Orden

La Orden consta de una exposición de motivos y un apartado único, además de un anexo, que contiene, en formato de tabla, las cuantías que corresponden a la demanda prevista para el periodo 2017–2022, diferenciando entre Convencional y Ciclos Combinados, y los costes e ingresos previstos, desagregados por actividad, para dicho periodo.

3. Consideraciones previas

3.1. Sobre la publicidad del escenario de previsión

Dentro de las mejores prácticas regulatorias se encuentra publicar la evolución prevista de los peajes y cánones para el resto del periodo regulatorio, al objeto de que todos los agentes puedan conocer las mejores previsiones al respecto y adecuar sus decisiones a dichos escenarios de previsión. Lo anterior, implica determinar tanto los costes de las actividades reguladas como los ingresos regulados y de sus variables de facturación, para dicho periodo.

En este sentido el artículo 30 del Reglamento¹ (UE) .../... de la Comisión por el que se establece un código sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas (en adelante Código de tarifas), aprobado en Comitología el pasado 30 de septiembre de 2016, establece que entre las obligaciones de la Autoridad Reguladora Nacional se encuentra hacer público la senda de tarifas de transporte aplicables al resto del periodo regulatorio.

Si bien, el 23 de marzo de 2015 tuvo entrada en la Comisión un escrito del Secretario de Estado adjuntando la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema de gas natural para el periodo 2015-2020, junto con la correspondiente Memoria justificativa, sobre el que la Sala de Supervisión Regulatoria emitió el correspondiente informe el 2 de junio de 2015 y, el 23 de noviembre de 2015, tuvo entrada la propuesta de Orden correspondiente al periodo 2016-2021, sobre el que la Sala de Supervisión Regulatoria emitió el correspondiente informe el 15 de diciembre de 2015, dichas Ordenes ni fueron publicadas en el BOE, ni se encuentran disponibles en el Portal de Transparencia, ni en la página web ministerial.

Se considera imprescindible que publique la Orden objeto del presente informe, incluyendo con el mayor detalle posible el ejercicio de previsión, de forma que todos los agentes pueden tener en cuenta en sus decisiones la mejor previsión sobre la evolución futura tanto de los peajes y cánones, como de los costes e ingresos asociados. Dicha obligación, es si cabe más necesaria teniendo en cuenta que el Real Decreto 984/2015 establece la posibilidad de realizar subastas para horizontes superiores al año.

3.2. Sobre la diferencias existentes en el ejercicio de previsión para 2017

Como se ha comentado anteriormente, junto con la Orden objeto del presente informe se ha recibido la propuesta de "*Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2017*", reflejándose en ambas propuestas de Ordenes un escenario de previsión para 2017.

Teniendo en cuenta la coherencia existente entre las previsiones para el ejercicio 2017 de demanda, ingresos y costes contenidas en las citadas órdenes, se remite a las consideraciones realizadas sobre dicho escenario de previsión en el informe sobre la propuesta de Orden de peajes.

Por tanto, se advierte de una posible sobrevaloración de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2017 y de diversas erratas en el procedimiento de facturación, por lo que se valoraría positivamente que se

¹ El Código de Red aprobado en Comitología se encuentra disponible en: <http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=search.documentdetail&2/8ylMPJazM32hquYBd73uZReW8oCf3mPKV0HLc8sLTVqHZGdlwy2rS97ztb5t8b>

reconsideraran ambos aspectos en la Orden de peajes que finalmente se publique y coherentemente en la propuesta de Orden que ahora se informa.

En cualquier caso, se debe tener en cuenta que unas diferencias tan importantes como las existentes entre el escenario para 2017 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 10 de noviembre de 2016 y el contenido en dichas ordenes, desvirtúan considerablemente la comparación de las variables de previsión para el periodo 2018-2022.

4. Consideraciones sobre las previsiones de demanda

4.1. Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

En el Cuadro 1 se resume el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden por tipo de consumidor, mientras que en el Cuadro 2 se resume dicho escenario de previsión por grupo tarifario.

El escenario considerado en la propuesta de Orden se caracteriza por un incremento de la demanda comprendido entre el 0,6% y el 0,8% durante todo el periodo, con la excepción del año 2017 que registra un incremento del 5,1%. Cabe señalar que, la propuesta de Orden presenta unas previsiones de demanda inferiores a las consideradas en la *Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema de gas natural para el periodo 2016-2021*, informada por esta Sala el pasado 15 de diciembre de 2015. En particular, el aumento de demanda previsto para el periodo 2018 - 2021 (entre 0,6% y 0,8%) en la propuesta de Orden que ahora se informa es inferior al considerado en la propuesta de Orden correspondiente al periodo 2016-2021 (entre el 1,1% y el 2,7%). No obstante, se indica que el incremento previsto para 2017 en la propuesta de Orden (5,1%) es muy superior al considerado para dicho ejercicio en la orden correspondiente al periodo 2016-2021 (1,8%).

Cuadro 1. Demanda en consumidor final por tipo de consumidor. 2016 - 2022

	Previsión de demanda (TWh)							% variación sobre año anterior					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Generación Eléctrica	n.d	60	60	60	60	60	60		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Convencional	n.d	266	269	271	274	276	278		1,3%	0,7%	1,1%	0,7%	0,7%
Demanda Industrial	n.d	198	201	203	205	207	209		1,4%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Doméstica	66	67	68	68	69	69	69	2,3%	1,2%	0,0%	1,5%	0,0%	0,0%
Total	309	325	328	331	333	335	337	5,1%	0,8%	0,9%	0,6%	0,6%	0,6%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cuadro 2. Demanda en consumidor final por grupo tarifario. 2016 - 2022

	Previsión de demanda (GWh)							% variación sobre año anterior					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Grupo 1	109.411	116.593	117.331	118.055	118.766	119.463	120.146	6,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Grupo 2	117.245	124.383	125.876	127.341	128.779	130.189	131.572	6,1%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%
Grupo 3	65.622	67.196	67.980	68.420	68.854	68.719	68.584	2,4%	1,2%	0,6%	0,6%	-0,2%	-0,2%
3.1	10.823	11.095	11.342	11.531	11.718	11.758	11.797	2,5%	2,2%	1,7%	1,6%	0,3%	0,3%
3.2	26.412	27.361	27.642	27.784	27.923	27.626	27.332	3,6%	1,0%	0,5%	0,5%	-1,1%	-1,1%
3.3	1.610	1.624	1.632	1.632	1.632	1.632	1.631	0,9%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.4	22.185	22.394	22.642	22.775	22.906	23.036	23.163	0,9%	1,1%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
3.5	4.592	4.722	4.722	4.699	4.675	4.668	4.660	2,8%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,2%	-0,2%
Materia prima	5.894	5.893	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	298.172	314.066	317.080	319.710	322.292	324.265	326.196	5,3%	1,0%	0,8%	0,8%	0,6%	0,6%
GNL a cliente final	n.d	11.030	11.030	11.030	11.030	11.030	11.030		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	n.d	325.096	328.111	330.740	333.322	335.295	337.226		0,9%	0,8%	0,8%	0,6%	0,6%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden en la previsión de la demanda se han considerado las siguientes hipótesis:

- **Demanda destinada a generación eléctrica**

- En la península se estima un aumento nulo de la demanda para todo el periodo.
- No se considera la utilización del gas natural para la generación del combustible en todo el periodo de previsión en los sistemas no peninsulares.

En relación con lo anterior, se entiende que el comentario relativo a que no se considera generación en sistemas extrapeninsulares se refiere, exclusivamente, a las Islas Canarias, dado que en el sistema balear la generación eléctrica mediante gas natural se utiliza desde el año 2010.

- **Demanda convencional de los consumidores industriales**

En la propuesta de Orden, según la Memoria que le acompaña, se prevé que la demanda convencional de los consumidores industriales aumentará el 6% en 2017, principalmente para clientes conectados al grupo 2 (6,1%), según se señala en la citada memoria “*confiando en una mayor tasa de recuperación del sector industrial y de un incremento de demanda por parte de cogeneraciones*”. A partir de dicho año se considera un incremento del 1,20% para 2018, y se aplica un factor de eficiencia del 0,97 a partir de dicho año.

Respecto de la proyección anterior, según se indica en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden *“El incremento entre 2018 y 2017 se estima algo menor que en el escenario 2016-2021 al confiar en que parte de incremento de consumo se adelanta al año 2017”*.

- **Demanda de los consumidores conectados a presión igual o inferior a 4 bar**

Según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la previsión del número de clientes y el volumen de los peajes del grupo 3 se estima en función del incremento de clientes y del consumo medio, tomando como punto de partida la previsión para el ejercicio 2017 de la Orden de peajes.

A partir del 2018 se considera que gradualmente y hasta 2020, 330.870 puntos de suministro serán abastecidos mediante gas natural, consecuencia de la transformación de puntos de suministro de GLP canalizado vendido a empresas distribuidoras de gas natural. Para los ejercicios 2021 y 2022 se considera la misma variación de clientes que para el ejercicio 2017.

En relación con el consumo medio, para el ejercicio 2018 se mantienen los previstos para 2017 y a partir de dicho año una reducción del 0,5% como consecuencia de las medidas de eficiencia energética implantadas en los edificios.

En el Cuadro 3 se recoge la previsión del número de clientes y volumen de consumo previsto en la propuesta de Orden. Se observa que, como resultado de las hipótesis consideradas, el consumo del grupo 3 se incrementa un 3,1% en 2017, mostrando a partir de dicho año una senda decreciente que alcanza el -0,2% en 2022.

Cuadro 3. Previsión del número de consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar y su volumen de consumo para el periodo 2016-2022

	Previsiones Grupo 3 para el periodo 2016-2022							Tasa de variación sobre el año anterior						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Número de consumidores	7.706.544	7.751.074	7.885.974	8.020.874	8.155.774	8.180.384	8.204.995	1,9%	0,6%	1,7%	1,7%	1,7%	0,3%	0,3%
3.1	4.591.932	4.622.996	4.725.830	4.828.664	4.931.498	4.973.294	5.015.090	2,6%	0,7%	2,2%	2,2%	2,1%	0,8%	0,8%
3.2	3.042.366	3.057.058	3.088.486	3.119.914	3.151.342	3.133.518	3.115.694	0,9%	0,5%	1,0%	1,0%	1,0%	-0,6%	-0,6%
3.3	23.850	23.714	23.832	23.950	24.068	24.186	24.303	4,0%	-0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
3.4	48.121	47.030	47.550	48.070	48.590	49.110	49.630	5,0%	-2,3%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
3.5	275	276	276	276	276	277	278	2,3%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%
Tamaño medio (MWh/año)	8,52	8,67	8,62	8,53	8,44	8,40	8,36	1,1%	1,8%	-0,6%	-1,0%	-1,0%	-0,5%	-0,5%
3.1	2,36	2,40	2,40	2,39	2,38	2,36	2,35	2,2%	1,8%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
3.2	8,68	8,95	8,95	8,91	8,86	8,82	8,77	-0,5%	3,1%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
3.3	67,50	68,48	68,48	68,14	67,80	67,46	67,12	4,0%	1,5%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
3.4	461,03	476,17	476,17	473,79	471,42	469,06	466,71	0,0%	3,3%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
3.5	16.698,18	17.109,61	17.109,61	17.024,06	16.938,94	16.854,25	16.769,98	2,1%	2,5%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Consumo (MWh)	65.622.024	67.196.258	67.980.028	68.419.976	68.853.828	68.718.876	68.583.553	3,1%	2,4%	1,2%	0,6%	0,6%	-0,2%	-0,2%
3.1	10.823.160	11.095.190	11.341.993	11.530.851	11.717.537	11.757.762	11.797.293	4,9%	2,5%	2,2%	1,7%	1,6%	0,3%	0,3%
3.2	26.411.863	27.360.669	27.641.948	27.783.610	27.923.165	27.626.406	27.331.917	0,4%	3,6%	1,0%	0,5%	0,5%	-1,1%	-1,1%
3.3	1.609.913	1.624.021	1.632.102	1.631.982	1.631.823	1.631.599	1.631.336	8,1%	0,9%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.4	22.185.088	22.394.125	22.641.732	22.774.892	22.906.155	23.035.536	23.163.050	5,0%	0,9%	1,1%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
3.5	4.592.000	4.722.253	4.722.253	4.698.641	4.675.148	4.667.573	4.659.957	4,4%	2,8%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,2%	-0,2%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, a partir de 2017 todo incremento de demanda será cubierto mediante GNL, manteniéndose constante el GN (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Cobertura de la demanda nacional para el periodo 2016- 2022

TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
GN	187,1	187,1	187,1	187,1	187,1	187,1	187,1
GNL	122,1	138,0	141,6	144,7	147,9	150,4	152,9
Total	309,2	325,1	328,7	331,8	335,0	337,5	340,0
% GNL	39,5%	42,4%	43,1%	43,6%	44,1%	44,6%	45,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Respecto de las previsiones de demanda de la propuesta de Orden, se señala que tal y como se indica en el informe sobre la propuesta de Orden de peajes, el escenario previsto para 2017 es muy superior al previsto por la CNMC para dicho ejercicio, existiendo un riesgo de sobrevaloración del escenario de demanda, que afectaría, en consecuencia, al resto del periodo de previsión.

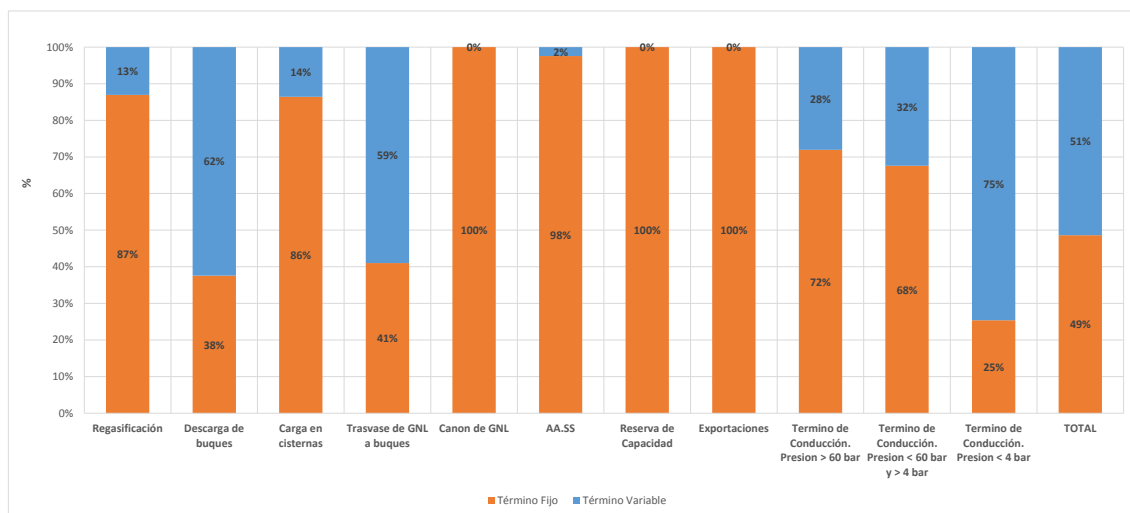
Asimismo, se considera que el escenario de previsión debería proporcionar, con el mayor detalle posible, la información sobre todas las variables que influyen en la determinación de los ingresos previstos para el escenario de previsión, al objeto de que cualquier agente pudiera replicar y/o realizar escenarios alternativos de previsión.

En particular, como ya se señaló en el Informe de proyecciones 2015-2020 y el informe sobre las proyecciones 2016-2021, sería deseable disponer de información sobre las siguientes variables:

- Estimación de la capacidad contratada y/o facturada de los consumidores industriales.
- Estimación de la capacidad contratada y/o facturada de entrada al sistema.
- Estimación de la capacidad contratada y/o facturada de salida por las conexiones internacionales.
- Escenario de regasificación considerado, lo que implica determinar:
 - o Capacidad contratada y volumen regasificado
 - o Capacidad contratada y volumen cargado en cisternas
 - o Previsión de descarga de GNL por planta de regasificación

En este sentido, se señala la importancia de la facturación del término fijo en el escenario de previsión. A modo de ejemplo, en el Gráfico 1 se muestra la distribución de los ingresos entre los atribuibles al Término Fijo y al Término Variable en el escenario de previsión para 2017 considerado en la propuesta de Orden de peajes para 2017. Se observa que, la facturación del término fijo supone el 42% de la facturación total de sistema, si bien varios peajes y cánones no tienen facturación por término variable o esta es residual.

Gráfico 1. Distribución de los ingresos entre los atribuibles al Término Fijo y al Término Variable en el escenario de previsión para 2017 considerado en la propuesta de Orden de peajes para 2017.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

4.2. Escenario de demanda previsto por la CNMC para el periodo

Demanda en consumidor final

Esta Sala, al objeto de valorar la propuesta de Orden, ha procedido a confeccionar un escenario de demanda para el periodo 2017-2022, que se resume en el Cuadro 5. En particular, las previsiones de los ejercicios 2016 y 2017 se corresponden con las contenidas en el Informe de previsiones de la CNMC, aprobado por esta Sala el pasado 10 de noviembre de 2016, mientras que las previsiones para el periodo 2018-2022 se han confeccionado considerando las siguientes hipótesis:

- Demanda destinada a la generación eléctrica: se ha diferenciado entre los ciclos combinados situados por una parte, en la península y baleares, y por otra parte en Canarias.

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos situados en la península y baleares, para el ejercicio 2018 y 2019, se ha mantenido en los niveles previstos para 2017, y a partir de 2020, se ha considerado una reducción de la demanda del -0,1% para 2020 – 2021 y del -0,2% para 2022.

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos combinados situados en las Islas Canarias, se ha considerado que la planta de GNL de Tenerife se pone en funcionamiento en 2020 y en 2021 la planta de Las Palmas.

- Demanda convencional industrial: Se ha estimado una tasa de variación decreciente que partiendo de una tasa de variación del 0,9% en 2018 alcanza el 0,7% en 2022.

Dichas previsiones son consecuencia de un mantenimiento de la demanda de los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar, un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión entre 4-16 bar decreciente que alcanza el 1,1% en 2022, y un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar, igualmente decreciente, que alcanza el 0,5% en 2022.

En relación con la previsión de la demanda interrumpible se ha mantenido la previsión del ejercicio 2017 en el periodo 2018 – 2021.

- Demanda del grupo 3: La demanda del grupo 3 resulta del producto del número de consumidores previstos para cada año, por el consumo medio estimado para dicho año, diferenciado entre los consumidores conectados a plantas satélite y los conectados a la red de transporte – distribución.

En relación con los consumidores conectados a la red de transporte y distribución, se ha mantenido para el periodo de previsión el incremento del número de consumidores previsto para el ejercicio 2017, esto es, un 1,1% para los peajes 3.1 y 3.2, un 0,8% para los peajes 3.3 y 3.4, y un mantenimiento del número de consumidores acogido al peaje 3.5.

En relación con los consumidores conectados a plantas satélite, se ha considerado para el periodo 2018-2019 un incremento del número de consumidores superior al previsto para los consumidores conectados a la red de transporte y distribución, consecuencia de la transformación de puntos de suministro de GLP a gas natural. En particular, se ha estimado que el número de consumidores conectados a plantas satélite se incrementa un 3,9% en 2018 y un 1,9% en 2019, para a partir de dicho ejercicio considerar el mismo incremento que el aplicado a los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.

Respecto de los tamaños medios, y partiendo de los previstos para el ejercicio 2017, se ha supuesto una reducción de los mismos, consecuencia de la mayor penetración de calderas de condensación y bajo NOx, que presentan un mayor grado de eficiencia. En particular, atendiendo al parque de calderas actualmente existentes, al previsible incremento de la penetración de calderas de condensación y a la reducción del consumo de gas que dicho tipos de calderas presentan sobre las actualmente instaladas, se estima que los tamaños medios previstos para el ejercicio 2017 se reducirán anualmente entre un 1,4% y un 1,6%.

En relación con la demanda del grupo 3 situada en las Islas Canarias se estima que en 2021 se convierte a gas natural el 5% de las instalaciones de aire propanado y el 20% en 2022.

- GNL directo a cliente final y materia prima: se considera un crecimiento de la demanda del 1%.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda se incrementará entre el 0,5% y el 0,4% en 2018 y 2019, respectivamente, y entre el 0,9% y el 1,6% entre 2020 y 2022.

Las **capacidades contratadas** por peaje y tipo de consumidor (generación eléctrica, conectado a planta satélite y resto) se han estimado manteniendo los factores de carga implícitos en el escenario de previsión de la CNMC para 2017.

Finalmente y una vez estimadas las capacidades contratadas, las **capacidades facturadas** se han estimado multiplicando dichas capacidades por la utilización media prevista para 2017.

Cuadro 5. Demanda en consumidor final. 2016 - 2022

GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda Total	308.918	313.685	315.099	316.463	319.840	325.060	328.132
Demanda generación eléctrica	52.166	55.801	55.801	55.780	57.927	61.921	63.916
<i>Demanda Convencional</i>	<i>256.752</i>	<i>257.884</i>	<i>259.298</i>	<i>260.684</i>	<i>261.913</i>	<i>263.140</i>	<i>264.217</i>
Industrial	174.518	175.718	177.215	178.728	180.114	181.514	182.781
P > 60 bar	60.547	60.850	61.276	61.705	62.075	62.448	62.760
16 < P ≤ 60 bar	33.310	33.310	33.310	33.310	33.310	33.310	33.310
4 < P ≤ 16 bar	80.660	81.558	82.629	83.713	84.729	85.756	86.711
Doméstica	65.310	64.903	64.648	64.345	64.013	63.662	63.293
<i>GNL directo a cliente final</i>	<i>11.030</i>	<i>11.251</i>	<i>11.363</i>	<i>11.477</i>	<i>11.592</i>	<i>11.708</i>	<i>11.825</i>
<i>Materia Prima</i>	<i>5.894</i>	<i>6.012</i>	<i>6.072</i>	<i>6.133</i>	<i>6.194</i>	<i>6.256</i>	<i>6.318</i>

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda Total	-1,6%	1,5%	0,5%	0,4%	1,1%	1,6%	0,9%
Demanda generación eléctrica	-14,7%	7,0%	0,0%	0,0%	3,8%	6,9%	3,2%
<i>Demanda Convencional</i>	<i>1,6%</i>	<i>0,4%</i>	<i>0,5%</i>	<i>0,5%</i>	<i>0,5%</i>	<i>0,5%</i>	<i>0,4%</i>
Industrial	1,0%	0,7%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,7%
P > 60 bar	2,2%	0,5%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,5%
16 < P ≤ 60 bar	-0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4 < P ≤ 16 bar	0,8%	1,1%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%
Doméstica	2,6%	-0,6%	-0,4%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	<i>3,2%</i>	<i>2,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>
<i>Materia Prima</i>	<i>4,6%</i>	<i>2,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>

Fuente: CNMC

Exportaciones

Las capacidades contratadas de exportación en las conexiones internacionales con Portugal y Francia previstas para 2017 se mantienen durante todo el periodo (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Capacidad contratada de exportación en las conexiones internacionales con Portugal y Francia. 2016 - 2022

GWh/día	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TOTAL	153.286	153.286	153.284	153.284	153.284	153.284	153.284
<i>Portugal</i>	26.856	26.856	26.856	26.856	26.856	26.856	26.856
<i>Francia</i>	126.430	126.430	126.428	126.428	126.428	126.428	126.428

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TOTAL	26,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Portugal</i>	-11,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Francia</i>	39,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC

Almacenamientos Subterráneos

En el Cuadro 7 se resumen la capacidad facturada y volúmenes inyectados y extraídos en los AA.SS. 2016-2022. Se estima que entre el 2018 – 2022 se incrementará progresivamente la contratación de capacidad en los AA.SS si bien, no se alcanzará la capacidad máxima de almacenamiento disponible en el horizonte de previsión.

Cuadro 7. Capacidad facturada y volúmenes inyectados y extraídos en los AA.SS. 2016 - 2022

AA.SS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Capacidad facturada (GWh/mes)	22.520	21.774	21.992	22.432	22.993	23.683	24.512
Inyección (GWh)	6.540	9.388	9.778	9.974	10.223	10.530	10.898
Extracción (GWh)	7.426	5.534	8.956	9.136	9.364	9.645	9.983

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Capacidad contratada	-12,4%	-3,3%	1,0%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%
Inyección	5,4%	43,5%	4,2%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%
Extracción	-15,2%	-25,5%	61,8%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%

Fuente: CNMC

Entrada al Sistema

Las necesidades de regasificación y almacenamiento de GNL se determinan de forma separada para el sistema Peninsular-Balear, por una parte, y para el Sistema Canario, por otra parte, con las siguientes hipótesis:

- La demanda prevista de gas a introducir en el sistema en el horizonte de previsión es el resultado de sumar a la demanda prevista para cada uno de los años incrementada por las mermas correspondientes², el saldo inyección-extracción previsto para cada ejercicio, excluyendo la demanda de los clientes conectados a una planta satélite y la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima hasta el año 2018, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria segunda de la propuesta de Orden³.
 - Una vez determinado el volumen de gas a introducir en el sistema, se determina la previsión del caudal contratado asociado aplicando el factor de carga previsto para 2017 (89,7%). El caudal facturado se calcula manteniendo la utilización de la capacidad contratada prevista para 2017 (93,9%).
 - Se ha considerado como mejor previsión de las entradas por GN para el periodo 2018-2022 el volumen previsto para 2017 (194.631 GWh), obteniéndose por diferencia las necesidades de regasificación globales.
 - Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se determina la previsión del caudal facturado de regasificación, manteniendo el factor de carga previsto para 2017 (95,4%), y la utilización de la capacidad contratada prevista para dicho año (93,1%).
- Carga en cisternas

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de carga en cisternas, una vez excluidos los consumidores abastecidos por aire propanado en las Islas Canarias.

La capacidad contratada de carga en cisternas se estima manteniendo el factor de carga previsto para 2017 (81,2%) y la utilización de la capacidad contratada prevista para dicho año (92,6%).
 - Trasvase de planta a buque y puesta en frío

Por prudencia tarifaria, se ha considerado que en el horizonte 2017- 2022 no se realizará ninguna operación de trasvase de planta a buque y de puesta en frío.
 - Descarga de buques

El volumen de GNL a descargar en cada subsistema se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación y la previsión de trasvase de GNL a buque. Dicha previsión se ha distribuido por

² Se han considerado las mermas establecidas en la Orden IET/2446/2013.

³ La Disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden establece que el peaje temporal de materia prima incluye el término de reserva de capacidad, el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, por lo que con objeto de no considerar dos veces la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje temporal no se ha considerado dicha demanda a la hora de estimar las necesidades de gas a introducir en el sistema.

planta de regasificación aplicando los porcentajes de distribución de la cantidad descargada por planta previstos para 2017. El número de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los buques por planta de regasificación previstos para dicho ejercicio.

A la hora de realizar dichas previsiones, no se ha considerado la entrada en funcionamiento de la planta del Musel.

En relación con las descargas de GNL en las plantas de Canarias, se indica que se ha considerado el mismo tamaño medio de descarga que el previsto para las instalaciones situadas en el territorio peninsular.

- Almacenamiento de GNL

El volumen de almacenamiento de GNL experimentó un importante crecimiento en 2014, situándose el número de días almacenados sobre la capacidad de regasificación en 24,71 días, para a partir de dicho año registrar una tendencia decreciente, estimándose que en 2017 el nº de días almacenados se situara sobre los 14,68 días.

Para el horizonte de previsión, se estima que el volumen almacenado en 2018 volverá a situarse en los niveles registrados en 2015 – 2016, lo que implicará, teniendo en cuenta la evolución de la capacidad contratada de regasificación, que el nº de días almacenado se situó en 17 días. A partir de dicho año, se estima una tendencia decreciente que alcanzará los 14,20 días en 2022.

En el Cuadro 8 se muestra la previsión de capacidad contratada de entrada al sistema y en el Cuadro 9 se detallan las previsiones de las distintas variables asociadas a la actividad de regasificación para el periodo 2016-2022.

Cuadro 8. Previsión de la capacidad contratada de entrada al sistema. 2016 - 2022

Entrada al Sistema	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Porcentaje de GNL %	39,9%	38,6%	38,2%	39,6%	40,2%	41,2%	41,7%
Reserva de Capacidad							
Capacidad contratada MWh/día	1.045.598	968.094	961.915	984.388	994.449	1.010.165	1.019.322
Factor de carga %	81,8%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%

Fuente: CNMC

Cuadro 9. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación. 2016 - 2022

Regasificación		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Regasificación								
Volumen	GWh	124.484	122.325	120.303	127.660	130.954	136.100	139.098
Capacidad contratada	MWh/día	411.369	351.264	345.455	366.584	376.042	390.817	399.427
Factor de carga	%	82,9%	95,4%	95,4%	95,4%	95,4%	95,4%	95,4%
Carga en Cisternas								
Volumen	GWh	11.955	12.286	12.364	12.475	12.586	12.697	12.810
Capacidad contratada	MWh/día	40.222	41.448	41.713	42.084	42.459	42.836	43.217
Factor de carga	%	81,4%	81,2%	81,2%	81,2%	81,2%	81,2%	81,2%
Almacenamiento de GNL								
Volumen almacenado	GWh/año	2.226.591	1.882.715	2.145.983	2.085.096	2.037.931	2.089.670	2.070.899
Nº días capacidad contratada	Nº días	14,83	14,68	17,02	15,58	14,85	14,65	14,20
Descarga de buques								
Volumen descargado	GWh/año	138.646	135.463	132.680	140.149	143.554	148.812	151.923
Barcelona		35.946	31.115	30.476	32.191	32.469	32.742	32.976
Huelva		30.356	39.014	38.213	40.364	40.712	41.054	41.348
Cartagena		12.478	9.697	9.497	10.032	10.118	10.204	10.277
Bilbao		17.781	17.272	16.917	17.870	18.024	18.175	18.306
Sagunto		27.649	26.175	25.637	27.080	27.314	27.543	27.741
Mugardos		14.435	12.190	11.940	12.612	12.721	12.828	12.919
Canarias		0	0	0	0	2.197	6.266	8.357
Nº buques		178	170	167	176	178	179	181
Barcelona		45	42	41	43	44	44	44
Huelva		36	45	44	47	47	47	48
Cartagena		14	12	12	13	13	13	13
Bilbao		23	20	19	20	20	21	21
Sagunto		45	38	38	40	40	40	41
Mugardos		15	13	13	14	14	14	14
Canarias		0	0	0	0	3	8	10
Trasvase de GNL a buques (Volumen > 9.000 m3 GNL)								
Volumen trasvado	GWh	1.330	0	0	0	0	0	0
Nº buques		2	0	0	0	0	0	0
Puesta en frío								
Volumen	GWh	25	0	0	0	0	0	0
Nº buques		2	0	0	0	0	0	0

Fuente: CNMC

4.3. Comparación de escenarios de previsión

Demanda destinada a generación eléctrica

En el Gráfico 2 se compara la demanda destinada a generación eléctrica para el periodo comprendido entre 2016 y 2022 consideradas en la propuesta de Orden y las resultantes del escenario de previsión de la CNMC. Se observa, que las mayores diferencias entre ambos escenarios son consecuencia de la diferente previsión para el ejercicio 2017 y de las hipótesis asociadas a la

conversión a gas natural de los ciclos combinados situados en las Islas Canarias.

En cualquier caso, la demanda destinada a generación eléctrica considerada en la propuesta de Orden es superior a la prevista por esta Sala para el periodo 2017 – 2020, e inferior para el periodo 2021 - 2022.

Gráfico 2. Demanda destinada a generación eléctrica. Propuesta de Orden vs CNMC.



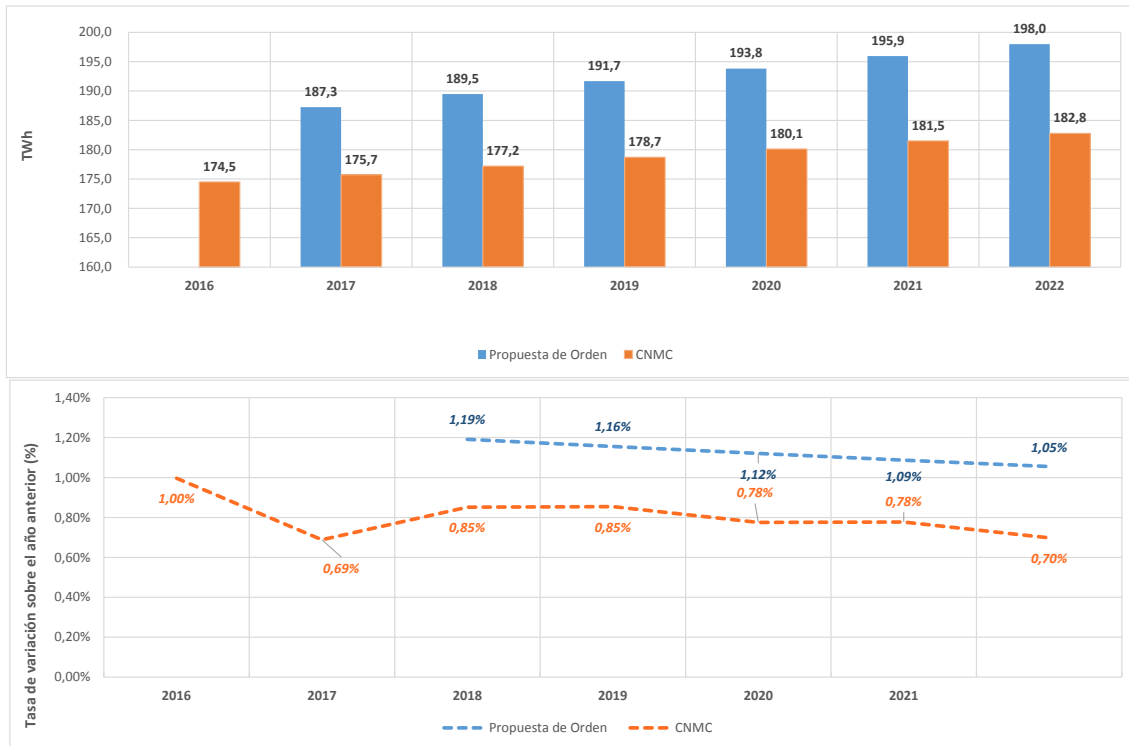
Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Demanda convencional

En el Gráfico 3 se compara la previsión de la demanda convencional de los consumidores industriales (grupos 1, 2 e interrumpibles) de la propuesta de Orden y de la CNMC.

Se observa que la demanda prevista para dichos consumidores considerada en la propuesta de Orden es entre un 6,6% y un 8,3% superior a la prevista por esta Sala para el horizonte de previsión, consecuencia de que en 2017 la demanda considerada en la propuesta de Orden (187,3 TWh) es muy superior a la prevista por la CNMC (175,7 TWh) y que las tasas de variación previstas para el periodo 2018-2022 son también superiores a las previstas por esta Sala.

Gráfico 3. Demanda convencional de los consumidores industriales. Propuesta de Orden vs CNMC.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

En relación con la demanda de los consumidores conectados a presión igual o inferior a 4 bar, se observa que, si bien el número de consumidores previsto para 2017 es similar:

1. La propuesta de Orden presenta para los años 2018 – 2020 incrementos del número de consumidores superiores a los previstos por la CNMC, para dicho periodo, consecuencia de la diferente previsión sobre el impacto de la transformación de puntos de suministro de GLP a gas natural (véase Gráfico 4).

Así mientras, que en la propuesta de Orden se estima que el número de consumidores se incrementará en el periodo 2018 – 2020 en 404.700 clientes, el escenario de previsión de la CNMC únicamente considera en dicho periodo un incremento de 252.832 consumidores, considerando en todo el horizonte de previsión un incremento de 423.492 consumidores.

2. La propuesta de Orden estima que como consecuencia de las medidas de eficiencia energética implantadas en los edificios a partir del año 2019, los tamaños medios de los consumidores del grupo 3 se reducirán un 0,5% anualmente. En el escenario de la CNMC se estima que la reducción de los tamaños medios se situará entre un 1,4% y un

1,6%, por encima de la contracción considerada en la propuesta de Orden.

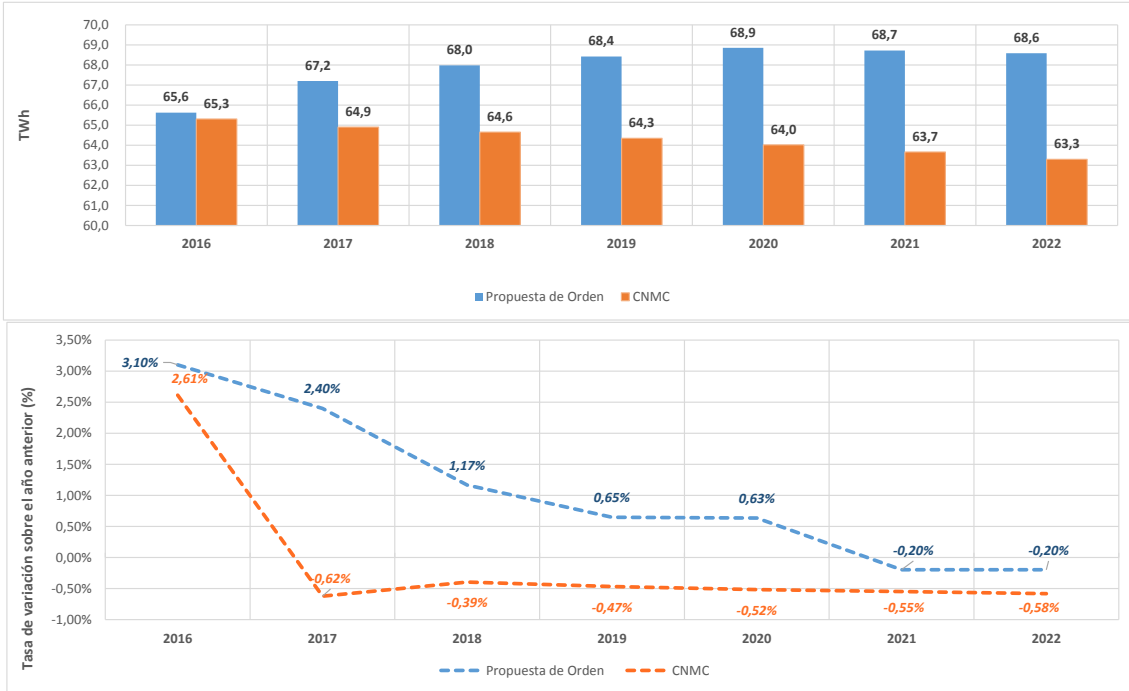
- Como consecuencia de lo anterior la demanda de los consumidores domésticos de la propuesta de Orden será un 3,5% superior a la considera en el escenario de previsión de la CNMC en 2017 y un 8,4% superior en 2022 (véase Gráfico 5).

Gráfico 4. Número de consumidores conectados a presión igual o inferior a 4 bar. Propuesta de Orden vs CNMC.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

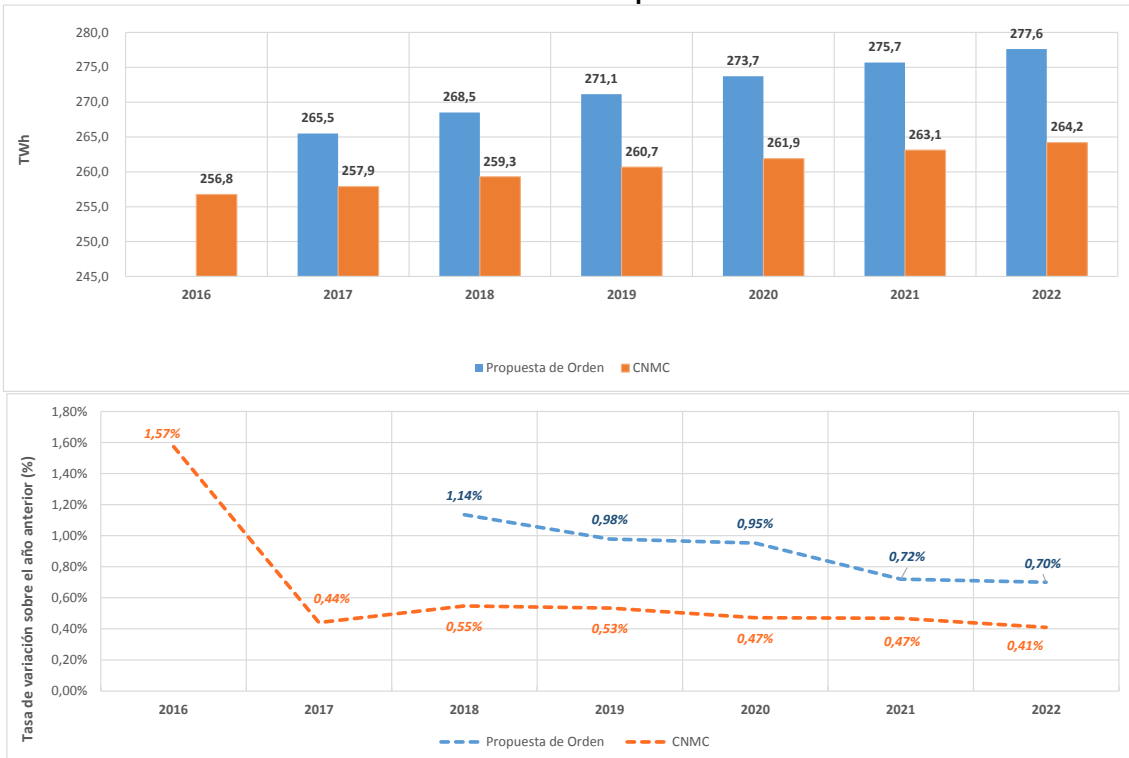
Gráfico 5. Demanda convencional conectada a presión igual o inferior a 4 bar. Propuesta de Orden vs CNMC.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

En consecuencia, la demanda convencional considerada en la propuesta de Orden es entre un 3% y un 5,1% superior a la considerada por esta Sala, tal y como se observa en el Gráfico 6.

Gráfico 6. Demanda convencional. Propuesta de Orden vs CNMC.



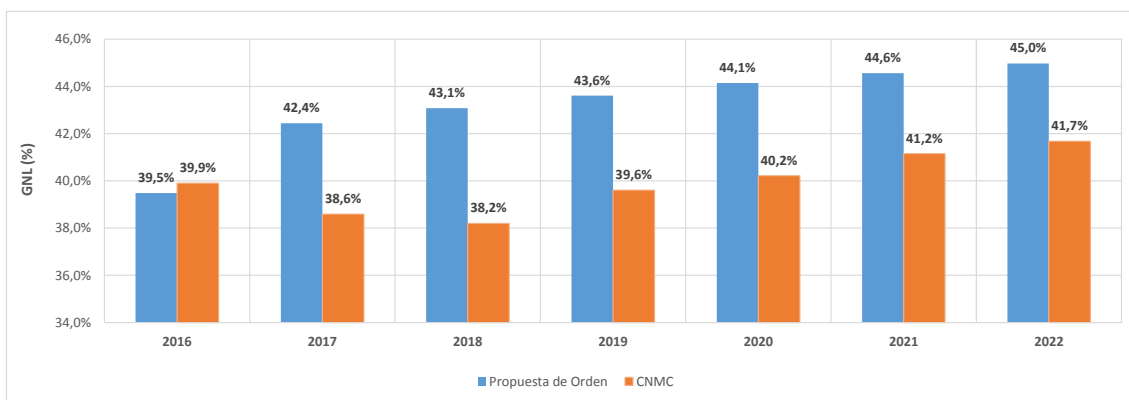
Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Nota: Incluye Materia prima y GNL directo a cliente final

Reparto GN - GNL

En el Gráfico 7 se comparan los porcentajes de la demanda abastecida mediante GNL de la propuesta de Orden y de la CNMC en el horizonte de previsión. Se observa que el porcentaje de demanda abastecido mediante GNL considerado en la propuesta de Orden es superior al previsto por la CNMC, consecuencia de la diferente previsión de evolución de la demanda, dado que la hipótesis utilizada en ambos casos es la misma (mantenimiento de las entradas de GN en los valores previsto para 2017).

Gráfico 7. Porcentaje de la demanda total abastecida mediante GNL.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

5. Sobre la evolución de los costes

5.1. Sobre los costes de las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte y distribución.

La Propuesta de Orden establece un escenario de evolución de los costes del sistema gasista asociado a su previsión de demanda y de acuerdo con las siguientes hipótesis sobre costes recogidas en la memoria que acompaña a la Propuesta de Orden:

1. Con carácter general, se utilizan las fórmulas de la Ley 18/2014 y valores unitarios incluidos en la Orden ITC/2446/2014.
2. En la retribución de la actividad de transporte se estima un incremento anual de la retribución por nuevas inversiones de aproximadamente 5 Millones de €/año, lo que supone, según la Propuesta *“un valor de inversión anual aproximado de 50 Millones de € en activos con un periodo de amortización de 40 años y con unos OPEX que representan el 25% de la retribución de la inversión”*.
3. En la retribución de la actividad de regasificación no se considera la entrada en servicio de las inversiones previstas en las plantas de

regasificación de las Islas Canarias. La retribución prevista incluye la retribución por la hibernación de la planta de El Musel

4. En la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo la retribución devengada entre 2012 y 2014 por el AASS de Yela, considera las nuevas inversiones en gas colchón para el almacenamiento de Yela.

Además se adicionan las cantidades resultantes de aplicar lo dispuesto en el Real Decreto-ley 13/2014 sobre los derechos de cobro con cargo al sistema gasista asociados a la hibernación de Castor.

5. En la retribución de la actividad de distribución se tiene en cuenta el escenario de demanda considerado por la Propuesta para los peajes tipo 2 y tipo 3, en particular se considera la transformación a gas natural en el periodo 2018-2020 de 330.870 nuevos puntos de suministro procedentes de antiguas redes de GLP canalizado, y un menor consumo unitario consecuencia de las medidas de eficiencia energética implantadas en los edificios
6. En relación con otros costes del Sistema, la Propuesta considera:
 - a. 23 Millones de €/año en concepto de Retribución del GTS en 2016, que se incrementan en el resto del periodo en 2 Millones de € como consecuencia del establecimiento de una retribución por incentivos.
 - b. 4 Millones de €/año en concepto de Retribución del Operador del Mercado hasta 2019
 - c. La Tasa de la CNMC/MINETUR es el 0,14% de los ingresos.
 - d. El tipo de interés a las cantidades asociadas al Laudo de Sagane es un 1,2%
 - e. El déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 1.025 Millones de € teniendo en cuenta las retribuciones pendientes de reconocer. El tipo de interés a aplicar por financiarlo es del 1,2%.
 - f. Cabe destacar que para 2018 la Propuesta prevé aplicar los nuevos costes de operación y mantenimiento de plantas de regasificación y gasoductos, lo que se estima que podría reducir los costes del sistema y, por tanto, reducir el desajuste

Se considera que las hipótesis adoptadas por la Propuesta permiten establecer una referencia de evolución de costes que, en todo caso, tal y como indica la Memoria *“se irán concretando en cada uno de los ejercicios”* y *“no puede, por tanto, tomarse como válidas las hipótesis adoptadas en la presente orden en cada orden de peajes y retribuciones”*. De hecho, se coincide con la percepción de la Propuesta cuando indica que *“A la hora de valorar el contenido de la presente orden, debe considerarse que se trata de un ejercicio de prospectiva y que, por tanto, ha contado con el análisis de diferentes hipótesis, todas ellas sujetas a una determinada incertidumbre.”*

Por tanto, en línea con lo anterior, se considera que lo relevante en este tipo de previsiones es poner de manifiesto las tendencias de comportamiento en la sostenibilidad económica del sistema, junto con su orden de magnitud.

La previsión de la CNMC de evolución de los costes del Sistema Gasista entre 2016 y 2022 se recoge en el cuadro siguiente. Para su cálculo se ha tomado el escenario de demanda previsto en el epígrafe 4.2, la información disponible en la CNMC y las hipótesis de partida de la Propuesta de Orden, salvo en lo relativo a:

- La “Propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema” de la CNMC (INF/DE/015/15) establecía una retribución base con una retribución por incentivos que podría variar en +/- 5% la base de retribución. Se ha tomado como retribución base el valor de 23,9 Millones de € contemplado en la Propuesta de Orden de peajes.
- Las adquisiciones de gas de operación:
 - En 2017 se utilizan las previsiones de la Propuesta de Orden de peajes y retribución de 2017,
 - Para el resto de años se han utilizado un precio de 20 €/MWh y unas adquisiciones de 850 GWh para transporte, 450 GWh para regasificación y 300 GWh para AASS
- En la retribución de distribución, se han considerado dos pagos adicionales de 5 millones de € en 2017 y 2018 correspondiente a la posible máxima retribución específica pendiente de cobro

Cuadro 10. Previsión de la CNMC de la evolución costes 2017-2022

Millones de €	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Regasificación (1)	452,4	414,7	399,5	393,1	385,2	382,1	382,1
Almacenamiento Subterráneo (2)	216,0	196,6	200,9	200,9	192,7	191,9	191,8
Transporte	827,7	827,4	804,7	789,9	774,1	756,2	751,9
Distribución (3)	1.340,4	1.322,7	1.390,5	1.394,1	1.402,4	1.410,7	1.418,8
Gas de Operación	14,1	28,0	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
Gestión Técnica del Sistema	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Operador del Mercado de Gas	3,0	3,0	3,0	3,0	-	-	-
Anualidad Déficit Acumulado a 31/12/2014	7,9	79,6	78,8	78,1	77,3	76,6	75,6
Anualidad Laudo de París	34,3	33,9	33,5	33,2	-	-	-
Desjustes Temporales 2015-2020 según art. 61 RD- ley 8/2014	0,5	9,0	46,2	45,8	45,5	39,5	-
Tasa Minetur/ CNMC	4,1	3,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3
Otros	18,4	0,2	-	-	-	-	-
TOTAL COSTES	2.942,7	2.942,9	3.009,0	2.989,9	2.929,0	2.908,8	2.872,1

Fuente: CNMC y propuesta de Orden

Notas:

- (1) Incluye retribución por Hibernación Planta de Regasificación del Musel
- (2) Incluye retribución por Hibernación AA.SS Castor
- (3) Incluye los ajustes por desvíos en la retribución de la distribución de 2015 y 2016 (-34,1 M€ y -23,4 M€, respectivamente)

En relación con esta previsión, se deben realizar las siguientes indicaciones:

1. Para determinar los costes asociados a nuevas inversiones en almacenamiento, se han considerado los costes asociados a la ampliación del almacenamiento de Marismas, así como el gas colchón del almacenamiento de Yela pendiente de inyección, valorándolo a un precio estimado de 20 €/MWh.
2. Para determinar los costes asociados a nuevas inversiones en transporte, se ha considerado el coste de inversión a valores unitarios de las instalaciones previstas poner en servicio en 2016 según la información facilitada por los transportistas con motivo de la Propuesta de la CNMC de Retribución de 2017.

Para el resto de años, se ha tenido en cuenta el coste de inversión a valores unitarios asociado a todos aquellos gasoductos recogidos en la Planificación 2008-2016 pendientes de ponerse en servicio que no fueron reclasificados por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, con categoría R⁴, así como un importe de 7 millones de €/año para instalaciones complementarias o imprevistos.

3. El déficit acumulado a 31 de diciembre de 2016, se ha elaborado considerando el valor propuesto por la CNMC en su informe de propuesta de retribución y peajes 2017 de 195,5 millones de € con un tipo de interés de 0,658%

Comparando los escenarios de costes de la CNMC y de la Propuesta, se observa que no hay diferencias significativas en las tendencias de evolución de los costes y que éstas se corresponden principalmente a diferencias en los escenarios de demanda considerados que, en cada caso, determinan unas retribuciones diferentes en el RCS, los costes variables de O&M regasificación y la retribución de la distribución.

Cuadro 11. Comparación del evolución costes sistema gasista previstos por CNMC y MINETUR

Millones de €	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Previsión CNMC	2.943	3.009	2.990	2.929	2.909	2.872
Previsión Propuesta Orden	2.940	3.003	2.977	2.924	2.884	2.865
Diferencia (M€)	3	6	13	5	25	7
Diferencia (%)	0,10%	0,20%	0,43%	0,17%	0,86%	0,25%

Fuente: CNMC y propuesta de Orden

⁴ Según la Orden ITC/2906/2010, son las infraestructuras recogidas en la Planificación 2008/16 cuya necesidad no se justifica pero que serán reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación

5.2. Sobre los derechos de cobro del sistema gasista

Dentro de la proyección de costes del sistema gasista para el periodo 2017-2022, se deben incluir las anualidades correspondientes a las siguientes categorías de derechos de cobro:

- Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 (en adelante, Déficit acumulado 2014).
- Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010 (en adelante, Laudo de SAGANE).
- Compensación por la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de Castor. Este derecho de cobro, cuya anualidad es constante y asciende a 80.664.724,96 €, estaría incluido dentro de los costes de los almacenamientos subterráneos, si bien la memoria de la propuesta de Orden no lo indica expresamente.
- Desajuste temporal entre ingresos y gastos del año 2015 (en adelante, Desajuste 2015).
- Estimación del desajuste temporal entre ingresos y gastos del año 2016 (en adelante, Desajuste 2016).

Tipos de interés considerados

La memoria que acompaña la propuesta de Orden considera como tipo de interés para el Déficit acumulado 2014, un tipo fijo del 1,2%, y para la anualidad del Laudo de SAGANE, un tipo fijo del 1,2%.

El tipo de interés relativo al Laudo de SAGANE coincide con el calculado por la CNMC (1,201%) en el *“Acuerdo por el que se emite informe sobre las previsiones de demanda, de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre de los ejercicios 2016 y 2017”* (INF/DE/096/16), aplicando la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14).

En lo que respecta al tipo de interés a aplicar en el caso el Déficit acumulado 2014, el valor incluido en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden no coincide con el calculado por la CNMC, aplicando la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14), considerando los datos disponibles entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016, según el cálculo que consta en el *“Acuerdo por el que se emite informe sobre las previsiones de demanda, de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre de los ejercicios 2016 y 2017”* (INF/DE/096/16), que fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 3 de noviembre de 2016, y que ascendía al 1,121%. En cualquier caso, se considera necesario sustituir este tipo de interés por el que consta en el cuadro 4 del informe INF/DE/150/16, siendo el tipo de interés definitivo que la CNMC propone al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, reconocer a los titulares del derecho de cobro del Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, el 1,104%.

Por otra parte, la propuesta de Orden no incluye en su proyección de costes para el período 2017-2022 las anualidades relativas al Desajuste 2015 ni a la estimación del Desajuste 2016.

En este sentido, se considera necesario incluir la proyección correspondiente a dichas anualidades, utilizándose los tipos de interés propuestos por la CNMC en el *“Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2017”*.

Según dicho informe, se propone que se proyecte la anualidad para el Desajuste 2015 considerando un tipo de interés fijo del 0,836%, y la correspondiente a la estimación del Desajuste 2016, empleando un tipo de interés fijo del 0,832%.

Anualidad Déficit acumulado 2014

La anualidad considerada en la propuesta de Orden para el periodo 2017-2022 relativa al Déficit acumulado 2014, parte de una cifra de déficit acumulado hasta 2014 de 1.025 millones €. Dicha cantidad coincide con la resultante de la liquidación definitiva de 2014, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en fecha 24 de noviembre de 2016, y se recuperará desde el 25 de noviembre de 2016 (día siguiente al de aprobación de la liquidación definitiva de 2014) durante un periodo de 15 años, con un tipo de interés fijo del 1,104%.

La proyección considerada por la CNMC para el periodo 2017-2022 se ha tomado del cuadro 5 del *“Acuerdo por el que se calcula y se propone al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la anualidad y el tipo de interés a aplicar para recuperar la cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014”* (INF/DE/150/16), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 1 de diciembre de 2016, en el que se calculan las anualidades correspondientes al Déficit acumulado 2014 hasta la completa satisfacción del derecho de cobro el 24 de noviembre del año 2031, considerándose un perfil de amortización constante.

El resultado de la proyección es el siguiente:

Cuadro 12. Anualidad Déficit acumulado 2014

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	1,104%	
Fecha Devengo	25/11/2016	25/11/2016
Plazo (años)	15	
Importe Derecho (€)	1.025.052.945,66	24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	1,104%	1.025.052.946	1.147.160,62	6.927.298,45	8.074.459,07

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	1,104%	1.018.125.647	11.240.107,15	68.336.863,04	79.576.970,19
2018	1,104%	949.788.784	10.485.668,18	68.336.863,04	78.822.531,22
2019	1,104%	881.451.921	9.731.229,21	68.336.863,04	78.068.092,25
2020	1,104%	813.115.058	8.976.790,24	68.336.863,04	77.313.653,29
2021	1,104%	744.778.195	8.222.351,27	68.336.863,04	76.559.214,32
2022	1,104%	676.441.332	7.467.912,31	68.336.863,04	75.804.775,35
2023	1,104%	608.104.469	6.713.473,34	68.336.863,04	75.050.336,38
2024	1,104%	539.767.606	5.959.034,37	68.336.863,04	74.295.897,41
2025	1,104%	471.430.743	5.204.595,40	68.336.863,04	73.541.458,45
2026	1,104%	403.093.880	4.450.156,43	68.336.863,04	72.787.019,48
2027	1,104%	334.757.017	3.695.717,47	68.336.863,04	72.032.580,51
2028	1,104%	266.420.154	2.941.278,50	68.336.863,04	71.278.141,54
2029	1,104%	198.083.291	2.186.839,53	68.336.863,04	70.523.702,57
2030	1,104%	129.746.428	1.432.400,56	68.336.863,04	69.769.263,61
2031	1,104%	61.409.565	609.236,72	61.409.564,60	62.018.801,32

Fuente: CNMC

Anualidad Laudo de Sagane

Considerando un tipo de interés fijo del 1,201%, la proyección de las anualidades correspondientes es la que se muestra a continuación:

Cuadro 13. Anualidad Laudo Sagane

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	1,201%	98.274.000	1.180.270,74	32.758.000	33.938.270,74
2018	1,201%	65.516.000	786.847,16	32.758.000	33.544.847,16
2019	1,201%	32.758.000	393.423,58	32.758.000	33.151.423,58
2020	1,201%	0	-	-	-
2021	1,201%	0	-	-	-
2022	1,201%	0	-	-	-

Fuente: CNMC

Las anualidades consideradas en la propuesta de Orden para el periodo 2017-2022 relativas al Laudo de SAGANE no coinciden con las calculadas por esta Sala, puesto que en la memoria de la propuesta de Orden se incluye una anualidad de 33 millones € en el ejercicio 2020, cuando el derecho de cobro

quedará satisfecho en fecha 31 de diciembre de 2019, y en el año 2019 la anualidad asciende a un importe de 33 de millones €, en lugar de a 34 millones €, como se indica en la memoria.

Desajuste 2015

En fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha aprobado la liquidación definitiva de 2015, en la que se ha obtenido un desajuste correspondiente al ejercicio 2015 de 27.231.873,55 €. Los sujetos financiadores de dicho desajuste tendrán derecho a recuperar las aportaciones realizadas durante los cinco años siguientes, según se establece en el artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*.

Por otra parte, conforme al punto 1 de la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso a terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016*, el interés reconocido al Desajuste 2015 “*se devengará desde el día siguiente de la aprobación de la liquidación definitiva de 2015*”.

En consecuencia, considerándose el tipo de interés definitivo del 0,836%, calculado en el “*Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2017*” y un perfil de amortización constante a largo del periodo de recuperación del derecho de cobro, la proyección de las anualidades correspondientes al periodo 2017-2022 es la que se muestra a continuación. El derecho de cobro quedará satisfecho en fecha 24 de noviembre de 2021.

Cuadro 14. Anualidad Déficit 2015

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	0,836%	
Fecha Devengo	25/11/2016	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	27.231.873,55	24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	0,836%	27.231.873,55	23.077,71	552.098,26	575.175,97

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,836%	26.679.775,29	223.042,92	5.446.374,71	5.669.417,63
2018	0,836%	21.233.400,58	177.511,23	5.446.374,71	5.623.885,94
2019	0,836%	15.787.025,87	131.979,54	5.446.374,71	5.578.354,25
2020	0,836%	10.340.651,16	86.447,84	5.446.374,71	5.532.822,55
2021	0,836%	4.894.276,45	36.768,49	4.894.276,45	4.931.044,94
2022	0,836%	-	-	-	-

Fuente: CNMC

Estimación Desajuste 2016

Si bien la propuesta de Orden no incluye una proyección de las anualidades correspondientes al Desajuste 2016, tomando en consideración que, según la información disponible en la memoria que acompaña a la “*Propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2017*”, se estima un desajuste en el ejercicio 2016 por importe de 180.243.149,00 €, esta Sala considera necesario realizar una proyección de las anualidades asociadas a la estimación del Desajuste 2016 en el periodo 2017-2022.

El cálculo de las anualidades provisionales del derecho de cobro correspondiente al potencial Desajuste 2016, se ha realizado considerando como fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva de 2016, el 30 de noviembre de 2017. Los sujetos financiadores de dicho desajuste tendrán derecho a recuperar las aportaciones realizadas durante los cinco años siguientes, según se establece en el artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*.

De este modo, considerándose el tipo de interés provisional del 0,832%, calculado en el “*Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2017*” y un perfil de amortización constante a largo del periodo de recuperación del derecho de cobro, la proyección de las anualidades correspondientes al periodo 2017-2022 es la que se muestra a continuación. El derecho de cobro quedaría satisfecho en fecha 30 de noviembre de 2022.

Cuadro 15. Anualidad Déficit 2016

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	0,832%
Fecha Devengo	01/12/2017
Plazo (años)	5
Importe Derecho (€)	180.243.149,00

30/11/2017

Año	Tipo de Interés	IPC 30/11/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,832%	180.243.149	127.365,24	3.061.664,45	3.189.029,69

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2018	0,832%	177.181.484,55	1.474.149,95	36.048.629,80	37.522.779,75
2019	0,832%	141.132.854,75	1.174.225,35	36.048.629,80	37.222.855,15
2020	0,832%	105.084.224,95	874.300,75	36.048.629,80	36.922.930,55
2021	0,832%	69.035.595,15	574.376,15	36.048.629,80	36.623.005,95
2022	0,832%	32.986.965,35	251.141,97	32.986.965,35	33.238.107,32

Fuente: CNMC

5.3. Retribución del GTS

En la propuesta de Orden, se ha considerado para 2017 una retribución para el GTS de 24 millones €, y para el periodo 2018-2022, un importe de 23 millones €. Asimismo, en la memoria de la propuesta de Orden se indica que *“Como mejor estimación se considera que los 23 M€ de retribución de 2016, se incrementan en 2 M€ como consecuencia de los incentivos establecidos en la propuesta de metodología presentada por la CNMC en el informe INF/DE/0189/14, de 1 de julio de 2015”*.

En relación con lo anterior, se señala que la *“Propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema”* (INF/DE/015/15), que fue aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 23 de junio de 2015, y remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital) en fecha 1 de julio de 2015, contempla una base de retribución de 22.825.000 €

Adicionalmente, la propuesta de la CNMC contempla que el término de retribución por incentivos podría ascender al +/- 5% de la base de retribución, con lo que la retribución total estaría en el rango comprendido entre 21.683.750 € y 23.966.250 €.

5.4. Retribución del Operador del Mercado Organizado de Gas

En el anexo de la propuesta de Orden, figura un importe de 4 millones € en concepto de retribución del Operador del Mercado Organizado de Gas para los años 2017, 2018 y 2019. A partir de 2020, se asume que el mercado organizado de gas natural habrá alcanzado las condiciones de liquidez necesaria, con lo que no se han proyectado costes para el periodo 2020-2022, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria Segunda de la Ley 8/2015⁵. Cabe señalar que en el borrador de Orden de proyecciones para el periodo 2016-2021, remitida a esta Sala el 23 de noviembre de 2015, se asumía que en 2019 el mercado organizado de gas natural alcanzaría las condiciones de liquidez necesarias. Por consiguiente, el borrador de Orden objeto de este informe, prevé un retraso de 1 año en alcanzar dicho nivel de liquidez.

Por lo que se refiere a la retribución prevista para el Operador del Mercado Organizado de Gas, esta Sala se remite al *“Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades*

⁵ La Disposición Transitoria Segunda de la Ley 8/2015 establece que hasta que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determine que se han alcanzado las condiciones suficientes de liquidez en el mercado organizado de gas, se incluirán entre los costes del sistema gasista a los que hace referencia el artículo 59 de la Ley 18/2014, la parte correspondiente de la retribución del operador del mercado.

reguladas para el año 2017". No se considera, en ningún caso, que deba proyectarse para el periodo 2017-2019 una cantidad superior a la retribución anual transitoria de 2.980.000 € que establece la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre.

6. Sobre la evolución de los ingresos

En el Cuadro 16 se muestran los ingresos regulados previstos para el periodo 2016-2022 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Se indica que se ha detectado una incoherencia en relación con los ingresos asociados al peaje temporal de materia prima. Así, mientras que en el cuadro que resume todos los ingresos previstos para el horizonte de previsión (página 7 de la memoria) se considera que se mantendrán en todo el horizonte los ingresos previstos para 2017, en el página 9 se señala que el ingreso por dicho concepto es creciente hasta su desaparición total en diciembre de 2018. Teniendo en cuenta lo anterior, se han considerado los ingresos por dicho concepto de la página 9 al ser coherentes con la normativa vigente.

Según dichas previsiones los ingresos aumentarán drásticamente en el 2017 (7,3%), para incrementarse entre un 1,1% y un 1,5% entre 2018 y 2020, y un 0,1% para el resto del periodo considerado.

La propuesta de Orden no realiza una determinación de los ingresos de forma coherente con el esquema que anualmente se utiliza para determinar las variaciones de los peajes y cánones, ni con las previsiones establecidas en la Ley 18/2014.

Al respecto se indica que, en primer lugar, el artículo 59.5 establece que "*Los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista*".

En segundo lugar, el artículo 61 establece en relación con los desajustes temporales entre ingresos y costes:

- Los sujetos del sistema de liquidación tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.
- Si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase una cantidad positiva, esta cantidad se destinará a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a las referidas a las posteriores al año 2014 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014.

En tercer lugar, cabe destacar que el párrafo segundo del artículo 61.3 establece que "*En todo caso, mientras existan anualidades pendientes de*

amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja”.

Finalmente, el artículo 66.b establece el procedimiento de imputación del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010. Dicha cantidad se debe repercutir de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

No obstante, en la propuesta de Orden los ingresos no son el resultado de aplicar los peajes y cánones resultantes de las anteriores consideraciones, a las variables de facturación previstas, sino que se vinculan a la evolución de la demanda, olvidándose por tanto del impacto de la previsible variación del término fijo sobre los ingresos, o estableciéndose otras hipótesis que no se justifican.

Así, por ejemplo, los ingresos de regasificación, descarga de GNL y almacenamiento de GNL se calculan considerando que un 75% de la variación de la demanda asociada se traduce en variación de ingresos, no justificándose el valor considerado, si bien, como se ha señalado anteriormente, la facturación del término fijo del peaje de regasificación representa el 88% de los ingresos de dicho peaje.

Esta Sala considera que los ingresos previstos para cada uno de los años del horizonte de previsión deberían ser el resultado de aplicar las consideraciones establecidas en la Ley 18/2014, lo que implica determinar los peajes y cánones de cada uno de los años del horizonte de previsión, y aplicar los mismos a las variables de facturación previstas.

Adicionalmente, y en relación a las erratas existentes en el procedimiento de facturación correspondiente al ejercicio 2017, se remite a las consideraciones incluidas en el informe sobre la propuesta de Orden de peajes.

Cuadro 16. Previsión de ingresos por peajes y cánones. 2016 - 2022

	Previsión de ingresos (M€)							% variación sobre año anterior					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022
I. Regasificación													
(A). Contratos de Largo Plazo	204	230	236	247	257	259	260	12,7%	2,5%	4,7%	4,0%	0,8%	0,4%
Peaje de descarga de buques	10	11	12	12	12	12	12	13,0%	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Peaje de carga en cisternas	15	15	15	15	15	15	15	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Peaje de regasificación	108	122	124	126	128	129	130	13,0%	1,3%	1,6%	1,6%	0,8%	0,8%
Almacenamiento GNL	69	78	79	81	82	83	83	13,0%	1,0%	2,5%	1,2%	1,2%	0,0%
Trasvase de GNL a buques	1	3	6	13	20	20	20	106,1%	100,7%	116,7%	53,8%	0,0%	0,0%
(B). Contratos de Largo Plazo	9	17	17	17	17	17	17	97,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
(C) Total Regasificación (A) + (B)	213	247	254	264	274	276	278	16,2%	2,8%	3,9%	3,8%	0,7%	0,7%
II. AA.SS													
(D) Canon de AA.SS	110	131	132	133	135	136	137	19,0%	1,1%	0,8%	1,5%	0,7%	0,7%
III. Transporte y Distribución													
(E) Contratos de Largo Plazo	2.416	2.538	2.573	2.596	2.617	2.618	2.620	5,0%	1,4%	0,9%	0,8%	0,1%	0,1%
Reserva de Capacidad ⁽¹⁾	129	152	153	154	155	156	157	17,9%	0,9%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
Término de conducción	2.287	2.386	2.420	2.442	2.462	2.462	2.463	4,3%	1,4%	0,9%	0,8%	0,0%	0,0%
Consumidores nacionales	2.266	2.359	2.393	2.415	2.435	2.436	2.436	4,1%	1,4%	0,9%	0,8%	0,0%	0,0%
Grupo 1	239	263	268	269	271	273	274	10,1%	1,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Grupo 2	351	386	384	388	393	397	401	9,9%	-0,5%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%
Grupo 3	1.662	1.696	1.727	1.741	1.755	1.749	1.744	2,0%	1,8%	0,8%	0,8%	-0,3%	-0,3%
3.1	456	465	480	488	495	497	499	2,0%	3,1%	1,7%	1,6%	0,3%	0,3%
3.2	803	826	837	841	845	836	828	2,8%	1,4%	0,5%	0,5%	-1,1%	-1,1%
3.3	41	42	42	42	42	42	42	0,3%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.4	335	337	342	344	346	348	350	0,5%	1,4%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
3.5	26	26	26	26	26	26	26	2,8%	-1,8%	-0,5%	-0,5%	-0,2%	-0,2%
Materia prima	13	14	15	17	17	17	17	7,2%	10,0%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Consumidores no nacionales	21	27	27	27	27	27	27	25,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
(F). Contratos de Corto Plazo - Término de Conducción	2	26	26	26	26	26	26	989,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
(G) Total Transporte y Distribución (E) + (F)	2.418	2.564	2.599	2.622	2.643	2.645	2.646	6,0%	1,4%	0,9%	0,8%	0,1%	0,1%
IV. Otros Ingresos													
(H). Otros Ingresos	5	5	5	5	5	5	5	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Venta de Condesados	1	1	1	1	1	1	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Desbalances	4	4	4	4	4	4	4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
(I). Ingresos de actividades reguladas (C)+ (D) + (G) + (H)	2.746	2.947	2.990	3.024	3.057	3.062	3.066	7,3%	1,5%	1,1%	1,1%	0,1%	0,1%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se ha procedido a estimar los ingresos resultantes para el escenario de previsión de la CNMC considerando las siguientes hipótesis:

En primer lugar, para la determinación de los ingresos resultantes para el año 2017, se han aplicado los peajes considerados en la propuesta de Orden de peajes correspondiente al ejercicio 2017.

Para los años posteriores se ha considerado lo siguiente:

- Hasta 2018, los términos del peaje temporal de materia prima se han calculado aplicando lo establecido en la disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden. A partir del 2019 se han considerado los peajes generales.
- En aplicación de lo establecido en el artículo 66 de la Ley 18/2014, entre 2018 y 2019 se ha distribuido el coste del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, previsto por la CNMC para dicho ejercicio.
- Los peajes aplicables a los consumidores conectados a plantas satélite se han calculado aplicando los coeficientes “C” establecidos en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2445/2014, adicionándoles, posteriormente, el recargo asociado al Laudo.
- Se ha considerado como mejor previsión del saldo asociado a la venta de condesados el previsto para 2017.
- Se ha procedido a ajustar los ingresos como consecuencia de la contratación a corto plazo que realizan los comercializadores y consumidores finales de los peajes de transporte y distribución y regasificación, manteniendo los valores previstos para 2017.
- No se han considerado ingresos asociados al desbalance de GNL en planta, ingresos por desbalances en plantas, AOC y EO, ingresos liquidables gas talón e ingresos liquidables por subastas.
- Para cada año, se ha calculado el incremento de peajes necesario para dar cumplimiento al principio de sostenibilidad establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, teniendo en cuenta que no son posibles reducciones de peajes y cánones mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, es decir, mientras se devengue la anualidad para la financiación del desajuste correspondiente al ejercicio 2014 o posteriores.

Teniendo en cuenta el objeto de la propuesta de Orden y la ausencia de una metodología de asignación a la fecha de elaboración del presente informe, se ha considerado un incremento homotético para todos los peajes y cánones. No obstante, se debe tener en cuenta que los peajes del grupo 3 vienen determinados tanto por el citado incremento homotético como por la variación de la anualidad destinada al pago del laudo.

Para calcular dicho incremento de peajes se ha considerado la previsión de la CNMC de la evolución de costes 2017-2022

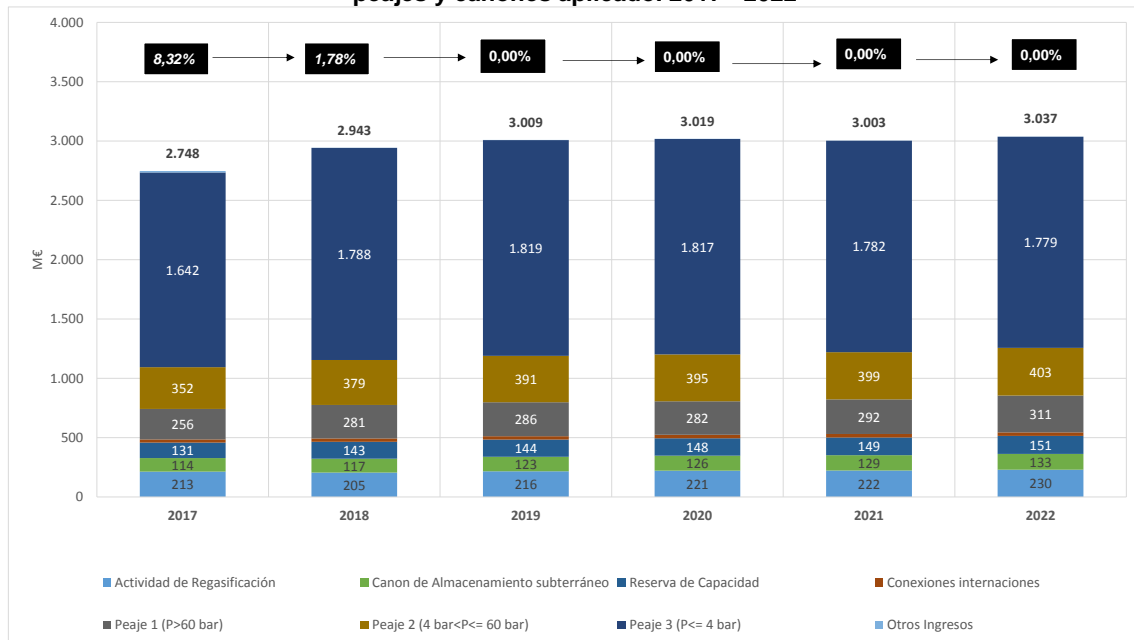
En el Gráfico 8 y el Cuadro 17 se muestran los ingresos estimados para el periodo 2017-2022 teniendo en cuenta las variables de facturación. En el Anexo I se recogen, con mayor detalle, las previsiones de las variables de facturación, términos de facturación y facturación de acceso resultante para el escenario de la CNMC para el horizonte de previsión (2017-2022).

Atendiendo al escenario de demanda de la CNMC se estima un incremento de peajes para los ejercicios 2017 y 2018, no siendo necesarios incrementos adicionales de los peajes y cánones en los años siguientes, produciéndose

superávit de las actividades reguladas, que se destinarían a la amortización anticipada del déficit de las actividades reguladas de los ejercicios 2014, 2015 y 2016.

En cualquier caso, se hace constar la dificultad de las predicciones de demanda de gas a largo plazo por factores tales como la variabilidad de los consumos por la climatología, el efecto de la renta o de la eficiencia energética sobre la demanda, la actividad de recarga de buques en función de precios y demanda internacionales, la incertidumbre del impacto de la modificación de la retribución de la distribución gasista sobre la captación de clientes y, las existentes sobre el impacto del Real Decreto 984/2015.

Gráfico 8. Ingresos por peajes y cánones previstos bajo el escenario de la CNMC, e incremento de peajes y cánones aplicado. 2017 - 2022



Fuente: CNMC

Cuadro 17. Ingresos por peajes y cánones previstos bajo el escenario de la CNMC. 2016-2022

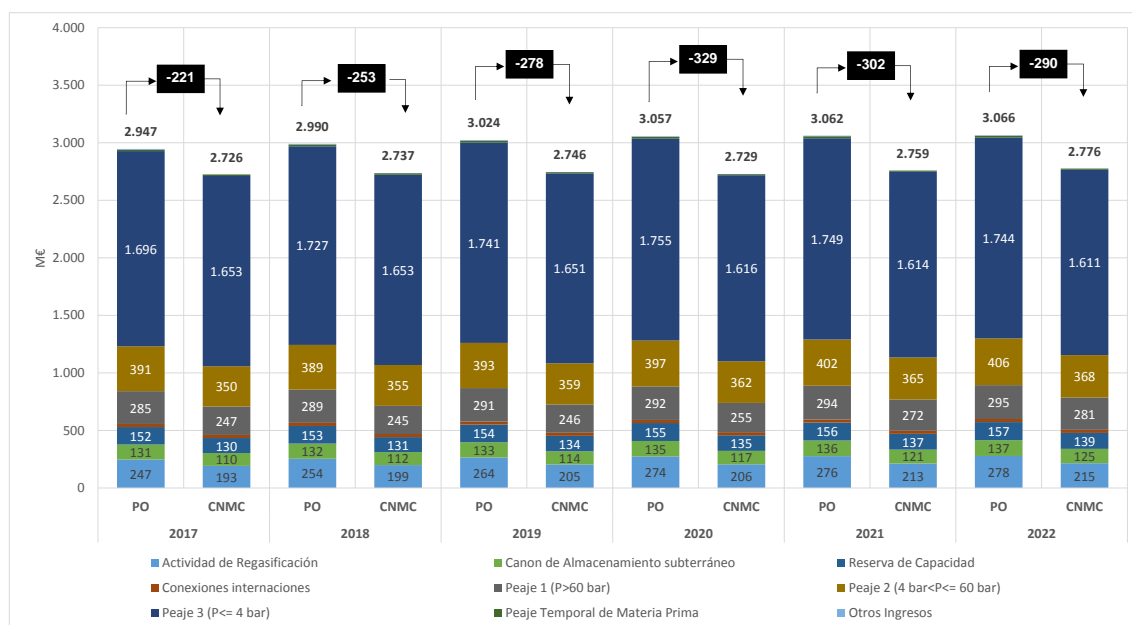
miles de €								Tasa de variación sobre el año anterior					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Regasificación	205.985	192.985	204.004	208.733	209.580	216.287	218.511	-6,3%	5,7%	2,3%	0,4%	3,2%	1,0%
Peaje de regasificación	104.411	98.748	98.848	104.894	107.600	111.828	114.291	-5,4%	0,1%	6,1%	2,6%	3,9%	2,2%
Peaje de descarga de buques	11.892	12.790	12.751	13.469	13.790	14.284	14.578	7,6%	-0,3%	5,6%	2,4%	3,6%	2,1%
Peaje de carga de cisternas	14.925	15.374	15.748	15.889	15.393	15.530	15.668	3,0%	2,4%	0,9%	-3,1%	0,9%	0,9%
Trasvase de GNL a buques	2.433	-	-	-	-	-	-	-100,0%					
Puesta en frío	182	-	-	-	-	-	-	-100,0%					
Canon de almacenamiento GNL	72.142	66.073	76.657	74.482	72.797	74.645	73.974	-8,4%	16,0%	-2,8%	-2,3%	2,5%	-0,9%
Almacenamiento subterráneo	113.637	117.327	122.972	125.977	129.127	133.000	137.656	3,2%	4,8%	2,4%	2,5%	3,0%	3,5%
Transporte y Distribución	2.386.372	2.585.530	2.635.740	2.636.729	2.616.265	2.638.664	2.650.112	8,3%	1,9%	0,0%	-0,8%	0,9%	0,4%
Entrada a la red de transporte	125.882	127.394	128.840	131.850	133.197	135.302	136.529	1,2%	1,1%	2,3%	1,0%	1,6%	0,9%
Por conexiones internacionales	32.393	35.087	35.713	35.713	35.713	35.713	35.713	8,3%	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Salida nacional	2.228.096	2.423.049	2.471.187	2.469.166	2.447.355	2.467.649	2.477.870	8,7%	2,0%	-0,1%	-0,9%	0,8%	0,4%
Peaje 1 (P>60 bar)	225.782	247.036	250.040	250.833	260.696	279.740	289.383	9,4%	1,2%	0,3%	3,9%	7,3%	3,4%
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	93.009	97.507	100.870	100.866	100.857	100.844	100.827	4,8%	3,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	255.015	277.156	285.685	289.433	292.940	296.581	299.906	8,7%	3,1%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%
Peaje 3 (P<= 4 bar)	1.654.291	1.801.351	1.834.591	1.828.034	1.792.861	1.790.483	1.787.754	8,9%	1,8%	-0,4%	-1,9%	-0,1%	-0,2%
Total Ingresos	2.705.993	2.895.842	2.962.716	2.971.439	2.954.972	2.987.951	3.006.279	7,0%	2,3%	0,3%	-0,6%	1,1%	0,6%
Otros Ingresos	41.744	47.101	46.319	47.566	48.266	49.033	49.536	12,8%	-1,7%	2,7%	1,5%	1,6%	1,0%
Ingresos CP	29.173	46.127	45.344	46.592	47.291	48.059	48.562	58,1%	-1,7%	2,8%	1,5%	1,6%	1,0%
Ingresos por desbalance	3.989	-	-	-	-	-	-	-100,0%					
Ingresos venta de Condesados	975	975	975	975	975	975	975	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ingresos liquidables gas talón	6.130	-	-	-	-	-	-	-100,0%					
Ajuste resultados anteriores CNE	1.478	-	-	-	-	-	-	-100,0%					
Total Ingresos Peajes y cánones	2.747.737	2.942.943	3.009.034	3.019.006	3.003.237	3.036.984	3.055.815	7,1%	2,2%	0,3%	-0,5%	1,1%	0,6%

Fuente: CNMC

A efectos de valorar el escenario de ingresos de la propuesta de Orden, en el Gráfico 9 se muestran los ingresos previstos por la CNMC para el periodo de previsión en el caso de considerar que no hay incrementos de peajes y cánones durante el periodo⁶ y los considerados en la propuesta de Orden, así como la diferencia entre ambos escenarios.

Se observa que, los ingresos previstos por la CNMC son inferiores a los ingresos previstos en la propuesta de Orden durante todo el periodo, registrándose la diferencia más relevante en el ejercicio 2020.

Gráfico 9. Ingresos por peajes y cánones considerados en la propuesta de Orden y previstos por la CNMC. 2016 – 2022



Fuente: CNMC

7. Sobre la sostenibilidad del sistema

En el Cuadro 18 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden para el periodo 2017-2022⁷.

Se indica que se ha detectado una errata tanto en el anexo de la propuesta de Orden, como en el cuadro incluido en el punto 5 de la memoria que acompaña

⁶ Se aplican durante todo el periodo de previsión los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2445/2014, con la excepción del peaje de materia prima, para el que se aplica lo establecido en la disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden, y el peaje del grupo 3, que se modifica a efectos de incorporar el recargo destinado a la recuperación del coste del laudo.

⁷ No se ha considerado para el ejercicio 2020 la anualidad considerada en la propuesta de Orden del Laudo de París, atendiendo a lo establecido en la Ley 18/2014.

a la propuesta de Orden. En particular, en dichos cuadros para el ejercicio 2018 se han incluidos los ingresos correspondientes al 2017, y así sucesivamente.

Se observa que, según el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los ingresos del sistema serían suficientes para cubrir los costes de previstos, con la excepción del ejercicio 2018 para el que se registraría un déficit de 13 millones de €.

Cuadro 18. Escenario de ingresos y costes del periodo 2017-2022 según la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costes regulados (M€) (A)	2.940	3.003	2.977	2.924	2.884	2.865
Ingresos regulados (M€) (B)	2.947	2.990	3.024	3.057	3.062	3.066
Desajuste (M€) (B) - (A)	7	- 13	47	133	178	201

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En el Cuadro 19 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos por la CNMC para el periodo 2017-2022.

Cuadro 19. Escenario de ingresos y costes del periodo 2016-2021 de la CNMC

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costes regulados (M€) (A)	2.943	3.009	2.990	2.929	2.909	2.872
Ingresos regulados (M€) (B)	2.943	3.009	3.019	3.003	3.037	3.056
Desajuste (M€) (B) - (A)	0	0	29	74	128	184

Fuente: CNMC

**ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE
FACTURACIÓN, TÉRMINOS DE FACTURACIÓN Y
FACTURACIÓN DEL ESCENARIO DE LA CNMC. AÑOS
2017 A 2022**

