

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 2018 Y 2019

Expediente nº: INF/DE/098/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 7 de noviembre de 2018

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente 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 del ejercicio 2018 y 2019”

El informe se emite en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2.a), 5.3 y 7, de la Ley de creación de la CNMC.

1. Objeto del informe

Esta Comisión tiene que dar cumplimiento a diversas previsiones normativas relacionadas con la determinación de los peajes y cánones.

En particular, los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014¹, de 15 de octubre, establecen que la CNMC deberá remitir con anterioridad al 1 de octubre de cada año una propuesta de retribución de las actividades de distribución, regasificación, transporte y almacenamiento básico de gas, con su correspondiente desagregación por empresa.

Por otra parte, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002², de 28 de octubre, establece que la CNMC debe remitir antes del 1 de noviembre de cada año un informe en el que se determinen las desviaciones previstas entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas por la aplicación del procedimiento de liquidaciones para el ejercicio en curso.

Finalmente, la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009³, de 28 de diciembre, establece que, antes del 1 de diciembre de cada año, la Comisión remitirá una previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural.

Las disposiciones anteriores, implican establecer una previsión de demanda, ingresos y costes para el cierre del ejercicio en curso y para el ejercicio siguiente.

Teniendo en cuenta la disparidad de fechas y la necesidad de que la información proporcionada sea lo más coherente posible, esta Comisión ha optado por agrupar las citadas previsiones en el presente informe.

En consecuencia, el objeto del presente informe es dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002 y la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009.

¹ Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

² Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas

³ Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Para dar cumplimiento a las citadas obligaciones de la CNMC es necesario prever los valores de las distintas variables de facturación que influyen en la determinación de los ingresos y los costes correspondientes al ejercicio 2018 y 2019. En concreto, es necesario realizar previsiones sobre:

- Número de consumidores, caudal contratado y volumen de gas natural demandado, desagregado por peaje y tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario).
- Capacidad contratada y cantidades de gas inyectadas y extraídas de los almacenamientos subterráneos (en adelante AA.SS.).
- Necesidades de regasificación, descarga de buques y almacenamiento de GNL asociadas al escenario de previsión considerado.
- Capacidad contratada en los puntos de entrada al sistema.

Por otra parte, se indica que los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 y para 2019 se han estimado aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1283/2017.

Por último, la previsión de los costes para el cierre del ejercicio 2018 y para 2019 tienen en cuenta la retribución de las distintas actividades establecidas en la Orden ETU/1283/2017, las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas y la metodología de cálculo establecida en los Anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

2. Consideraciones previas

2.1. Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 y para 2019

Como todos los años, el 12 de junio de 2018 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2018 y para 2019, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de peajes y cánones vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

2.2. Previsión conjunta de las variables de facturación asociadas a los contratos de largo y corto plazo

A diferencia de ejercicios anteriores, en los que se realizaba una previsión de las variables de facturación (número de clientes/operaciones, capacidad contratada y volumen demandado) suponiendo que todos los contratos eran de carácter anual y a continuación se estimaba el impacto de los contratos de corto plazo sobre los ingresos del sistema, en este ejercicio se ha realizado una previsión de las distintas variables de facturación por peaje y duración del contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario).

Si bien, el procedimiento de estimación de las citadas variables de facturación resulta más complejo, presenta la ventaja de mejorar la estimación del impacto de la contratación de corto plazo sobre los ingresos del sistema.

2.3. Impacto de las sentencias BBG - BBE

Se indica que si bien en la estimación de la demanda destinada a generación eléctrica se ha tenido en cuenta la totalidad de la demanda, en coherencia con el escenario de cobertura de demanda del “Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2019” aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 23 de octubre de 2018, en la estimación de los ingresos por el término de conducción se ha excluido la capacidad contratada y el volumen asociado a la demanda de gas del ciclo combinado de BBE, teniendo en cuenta las sentencias dictadas tanto por el Tribunal Supremo como por la Audiencia Nacional.

Esto es, las variables de facturación asociadas al ciclo combinado de BBE se han tenido en cuenta en la previsión de la demanda y en la estimación de los ingresos por la aplicación de los peajes de regasificación, pero no en la estimación de los ingresos por el peaje de transporte y distribución.

2.4. Incertidumbre del ejercicio de previsión

El ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes y cánones se basan en determinadas

previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

El ejercicio que se presenta en el presente informe presenta un elevado grado de incertidumbre derivado de diversos aspectos que dificultan la previsión de las variables de facturación. En particular, cabe destacar los siguientes:

Discrepancias entre los agentes sobre la evolución de la demanda

Para la elaboración del escenario de previsión para 2019 se utiliza la información aportada por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), el Operador del Sistema (OS) y por las empresas transportistas y distribuidoras.

En relación con la previsión de funcionamiento de los ciclos combinados el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, 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, establece que:

“Antes del día 31 del mes de octubre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema Gasista y el Operador del Sistema Eléctrico remitirán a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de Energía un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.”

El Gestor Técnico del Sistema proporcionará al Operador del Sistema Eléctrico los escenarios probables de precios del gas natural y el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el Gestor Técnico del Sistema.”

En aplicación de lo anterior, el pasado 30 de agosto de 2018, dichos agentes remitieron la información solicitada. No obstante, adicionalmente el GTS ha remitido un escenario de previsión de producción de ciclos combinados nacionales para el ejercicio 2019, que no coincide con el escenario más probable de previsión contenido en el citado informe conjunto.

Directiva sobre emisiones industriales

La Directiva 2010/75 de Emisiones Industriales (DEI) establece límites máximos de emisión de contaminantes a partir del 1 de enero de 2016. Ante estos nuevos

requisitos medioambientales las alternativas para las plantas de carbón son: i. Realizar inversiones medioambientales, incluyendo el proceso de desnitrificación; ii. No acometer inversiones y ampararse en el Plan Nacional Transitorio (PNT) hasta el 30/06/2020 con una producción equivalente a plena carga inferior al 35%. Después de esa fecha, el funcionamiento de estas plantas de carbón estaría limitado a 1.500h/año.

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, seis centrales de carbón habrían acometido las inversiones en desnitrificación para continuar su funcionamiento más allá de 2020 sumando un total de 4.200 MW (de un total de 9.500 MW de potencia instalada de este tipo de centrales).

Impacto del Real Decreto 335/2018

El Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector de gas natural procedió a modificar el Real Decreto 949/2001, incorporando, la regulación de los nuevos peajes cuyos servicios fueron establecidos en el Real Decreto 984/2015, como los de entrada al punto virtual de balance desde la red de distribución, almacenamiento en el punto virtual de balance y peaje de salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación.

La Disposición transitoria segunda del citado Real Decreto establece que dichos nuevos peajes no serán de aplicación hasta la aprobación de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, de los valores aplicables a los nuevos peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, aspecto que no se ha producido a la emisión del presente informe.

Teniendo en cuenta lo anterior, no se ha considerado demanda alguna para dichos nuevos peajes.

2.5. Evolución de la actividad económica

Evolución de la actividad económica para 2018

De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB del segundo trimestre de 2018 fue del 0,6%, tasa similar a la registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2018 en 2,5%, inferior en tres décimas a la registrada en el primer trimestre de 2018 (2,8%).

Por otra parte, según las previsiones de distintos agentes, para el tercer trimestre y el cuarto trimestre se espera un mantenimiento de la tasa de crecimiento registrada en el segundo trimestre.

Así, el Banco de España señala en su Informe trimestral⁴ que “*Con este trasfondo favorable, se espera que, alentada por la orientación expansiva de las políticas de demanda, la economía continúe registrando crecimientos por encima de su tasa potencial, como manifiestan la persistencia del tono acomodaticio de la política monetaria y, en el corto plazo, las medidas de política presupuestaria recogidas en los Presupuestos Generales del Estado para 2018*”

En este mismo sentido, se sitúan las previsiones de los distintos servicios de análisis. De acuerdo con la información del Panel de previsiones de la economía española elaborado por Funcas⁵, las previsiones de las entidades privadas sitúa las tasas de variación del tercer y cuarto trimestre de 2018 en el 0,6%.

Para el año 2018, se espera que el PIB aumente entre un 2,6% y un 2,8% (Banco de España 2,6%, CE 2,9%, FMI 2,7% y OCDE 2,8%), mientras que las previsiones del Gobierno se sitúan en el 2,6⁶ %.

Evolución de la actividad económica para 2019

Para el año 2019, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,2% y el 2,4% (Banco de España 2,2%; CE 2,4%, FMI 2,2% y OCDE 2,4%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2019 el PIB aumente un 2,3% respecto del 2018, habiéndose producido durante los últimos meses una revisión a la baja del crecimiento esperado, que como señala el Banco de España en su informe trimestral “[...] Ello es consecuencia, principalmente, del empeoramiento de las perspectivas acerca de la evolución de los mercados de exportación de España y, en menor medida, del encarecimiento del petróleo. Por el contrario, la rebaja adicional en el coste de financiación de los agentes privados ejerce un ligero efecto expansivo”.

3. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2018 y para 2019

A continuación, se presenta el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2018 y para 2019, así como las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo y capacidad contratada por punto de entrada al sistema. Los escenarios han sido elaborados teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la información disponible tanto en la base de datos de liquidaciones gasista como en el SL-ATR. En el Anexo I del presente informe se describen detalladamente las hipótesis consideradas en su elaboración.

⁴ Véase http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin_economic/

⁵ Véase Panel de previsiones de la economía española, disponible en <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?Id=1>

⁶ Véase http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/prensa/ficheros/noticias/2018/181015_np_cuadro.pdf

3.1. Previsión de demanda para el cierre de 2018

En el Cuadro 1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada registrada en el ejercicio 2017, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones y la previsión de la CNMC para el cierre del ejercicio 2018. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2018 se mantendrá en los niveles registrados en 2017, motivado fundamentalmente por el descenso de la demanda destinada a generación eléctrica (-19,2%), compensado por un incremento del 5,1% de la demanda convencional (sobre todo del grupo 3, +9,2%) (véase Cuadro 2).

Por el contrario, se espera una reducción de la capacidad contratada del 1,4%, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada de consumidores que utilizan gas para generar electricidad (-8,6%) dado que se prevé para el resto de consumidores un incremento de la misma (+2,1%).

Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre de 2018 (1)

Grupo tarifario	2017 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2018 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	139.568	125	585.559	128.670	127	565.942	-7,8%	1,5%	-3,4%
Grupo 2	123.809	3.561	478.103	128.107	3.665	482.337	3,5%	2,9%	0,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.123	148	121.518	34.925	152	121.021	-0,6%	2,4%	-0,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	88.686	3.413	356.584	93.183	3.513	361.316	5,1%	2,9%	1,3%
Grupo 3	66.872	7.753.544	23.480	73.050	7.859.250	23.694	9,2%	1,4%	0,9%
3.1	11.386	4.656.976	-	12.698	4.790.621	-	11,5%	2,9%	-
3.2	26.601	3.022.264	-	29.213	2.993.109	-	9,8%	-1,0%	-
3.3	1.610	25.064	-	1.693	25.223	-	5,1%	0,6%	-
3.4	22.418	48.952	-	24.338	50.004	-	8,6%	2,1%	-
3.5	4.856	289	23.480	5.109	293	23.694	5,2%	1,4%	0,9%
Grupo interrumpible	82	1	650	125	1	650	52,8%	0,0%	0,0%
Materia prima	5.631	2	20.100	6.044	2	20.100	7,3%	0,0%	0,0%
GNL cliente final	10.461	-	-	10.390	-	-	-0,7%	-	-
Total	346.423	7.757.232	1.107.891	346.387	7.863.044	1.092.723	0,0%	1,4%	-1,4%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Nota: se excluye el volumen y capacidad contratada del ciclo combinado de BBE.

Se indica que la reducción prevista de la demanda destinada a generación eléctrica para 2018, es consecuencia de una reducción del hueco térmico, resultado de las condiciones meteorológicas imperantes en 2018.

Cuadro 2. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para el cierre de 2018 (1)

Volumen (GWh)	2017 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2018 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	72.941	72.258	145.200	58.925	75.789	134.714	-19,2%	4,9%	-7,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	35.123	35.123	-	34.925	34.925	-	-0,6%	-0,6%
4 bar < P ≤ 16 bar	149	88.619	88.768	116	93.191	93.308	-21,7%	5,2%	5,1%
P ≤ 4 bar	-	66.872	66.872	-	73.050	73.050	-	9,2%	9,2%
Total	73.090	262.872	335.962	59.042	276.955	335.997	-19,2%	5,4%	0,0%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Nota: Se excluye el GNL directo a cliente final y el volumen y capacidad contratada del ciclo combinado de BBE.

En el Cuadro 3 se presenta el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para el cierre de 2018.

Cuadro 3. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para el cierre de 2018

	Año 2017 (SIFCO)		Previsión de cierre 2018		% variación previsión de cierre 2018 sobre 2017				
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados			
Regasificación	538.880	163.311	541.976	160.882	0,6%	-1,5%			
Barcelona	178.827	54.520	193.078	58.260	8,0%	6,9%			
Huelva	142.556	43.758	179.708	49.408	26,1%	12,9%			
Cartagena	23.314	7.218	21.922	6.828	-6,0%	-5,4%			
Sagunto	67.552	19.879	8.878	2.954	-86,9%	-85,1%			
Mugardos	34.256	10.480	40.039	12.033	16,9%	14,8%			
Bilbao	92.374	27.455	98.351	31.390	6,5%	14,3%			
Descarga de buques	213	183.968	204	179.273	-4,3%	-2,6%			
Barcelona	74	61.421	78	65.736	4,9%	7,0%			
Huelva	55	50.213	58	53.502	4,7%	6,6%			
Cartagena	13	9.379	12	9.436	-4,1%	0,6%			
Sagunto	27	21.167	6	4.108	-77,9%	-80,6%			
Mugardos	12	11.504	14	13.376	14,9%	16,3%			
Bilbao	32	30.284	36	33.115	14,1%	9,4%			
Trasvase de GNL a buque (Volumenes superiores a 9.000 m3 de GNL)	1	986	7	6.661	578,5%	575,3%			
Puesta en frío	4	80	4	65	0,00%	-18,8%			
Carga en cisternas	37.634	11.440	33.890	11.656	-9,95%	1,9%			
Almacenamiento de GNL	13,99	7.541,146	13,60	7.371,039	-2,8%	-2,3%			
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
	22.948	5.149	7.889	22.256	7.219	8.809	-3,01%	40,2%	11,7%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Finalmente, en el Cuadro 4 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema, previstos para el cierre del ejercicio 2018.

Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el cierre de 2018

Punto de Entrada	Año 2017 (SIFCO)			Previsión de cierre 2018			% variación previsión de cierre 2018 sobre 2017		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
TOTAL	340.423	1.131.663	82,4%	352.782	1.182.018	82%	3,6%	4,4%	-0,8%
Conexión Internacional	179.294	605.966	81,1%	193.736	646.552	82,1%	8,1%	6,7%	1,3%
Tarifa GME	60.457	209.786	79,0%	80.098	240.930	91,1%	32,5%	14,8%	15,4%
MEDGAZ	74.745	236.295	86,7%	78.065	240.937	88,8%	4,4%	2,0%	2,4%
VIP Pirineos	44.077	159.840	75,6%	35.397	164.164	59,1%	-19,7%	2,7%	-21,8%
VIP Ibérico	15	44	91,9%	176	521	92,4%	1082,8%	1077,3%	0,5%
Desde planta de regasificación	160.715	524.341	84,0%	158.303	533.187	81,3%	-1,5%	1,7%	-3,1%
Barcelona	54.533	178.936	83,5%	58.260	193.139	82,6%	6,8%	7,9%	-1,0%
Cartagena	7.218	23.310	84,8%	6.828	22.205	84,2%	-5,4%	-4,7%	-0,7%
Huelva	43.750	142.557	84,1%	49.408	179.680	75,3%	12,9%	26,0%	-10,4%
Bilbao	24.854	77.733	87,6%	28.811	88.685	89,0%	15,9%	14,1%	1,6%
Sagunto	19.912	67.655	80,6%	2.964	8.978	90,5%	-85,1%	-86,7%	12,2%
Mugarodos	10.448	34.150	83,8%	12.033	40.502	81,4%	15,2%	18,6%	-2,9%
Otros	414	1.356	83,6%	743	2.279	89,4%	79,5%	68,0%	6,8%
Marismas	36	104		60	186	88,3%	66,0%	79,1%	
Poseidon	54	341	43,1%	39	234	45,3%	-28,0%	-31,5%	5,0%
Viura	235	677	95,2%	553	1.619	93,6%	135,3%	139,3%	-1,7%
Madrid	89	235	103,9%	91	240	104,3%	2,5%	2,2%	0,3%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Adicionalmente, efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del ejercicio 2018, en el Cuadro 5 se compara el escenario de demanda implícito en la Orden ETU/1283/2017⁷ y el previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio. Se observa que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2018 resulta un 0,3% inferior a la implícita en la Orden ETU/1283/2017, motivado por una reducción de la demanda de los consumidores acogidos al Grupo 1 (-7,6% inferior a la considerada en la Orden), parcialmente compensado por un aumento de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes del Grupo 3 (+9,0% superior al considerado en el Orden, debido a que el año 2018 ha resultado más frío del normal) y de la de los consumidores acogidos a los peajes del Grupo 2 (+2,5% superior).

La reducción de la demanda esperada para el ejercicio 2018, sobre la considerada en la Orden, implica una reducción de las entradas de gas al sistema (-3,9% inferior), del volumen regasificado (-3,5%) y del volumen cargado en cisternas (-2,9%).

Respecto de las previsiones de capacidad facturada⁸, se observa que la previsión para el cierre del ejercicio 2018 de la capacidad facturada es un 15,3%

⁷ De acuerdo con la información aportada en la memoria que acompañó a la Propuesta de Orden finalmente plasmada en la Orden ETU/1283/2017

⁸ La Memoria que acompañó a la propuesta de Orden proporciona información sobre capacidad facturada en lugar de capacidad contratada.

inferior a la inicialmente prevista en la Orden ETU/1977/2016, debiendo destacarse que si bien la demanda de los consumidores acogidos al grupo 1 es un 7,6% inferior a la prevista en la Orden, la capacidad facturada es un 23% inferior.

Cuadro 5. Escenario de demanda previsto en la Orden ETU/1283/2017 para 2018 y escenario previsto por la CNMC para 2018

Previsión 2018 Orden ETU/1283/2017	Previsión Cierre 2018	Diferencia %
------------------------------------	-----------------------	--------------

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal facturado (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	MWh	Caudal facturado (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	MWh	Caudal o Nº buques	Factor carga
Descarga de buques	177.682.214	190		179.273.177	204		0,9%	7,2%	
Carga en cisternas	12.008.177	34.883	94,3%	11.656.417	35.745	89,3%	-2,9%	2,5%	-5,3%
Regasificación	166.651.834	493.196	92,6%	160.881.930	501.921	87,8%	-3,5%	1,8%	-5,1%
Trasvase de GNL a buques	6.451.116	8		6.661.174	7		3,3%	-15,2%	

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	MWh iny/extr	Capacidad contratada
Almc. Subterráneo	16.711.068	25.319.800	15.579.454	21.335.740	-6,8%	-15,7%

3. Almacenamiento GNL

	MWh	MWh	MWh
Almc. GNL	7.361.750	7.371.039	0,1%

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Volumen (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Volumen (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Volumen	Capacidad facturada	Factor carga
Entrada al Sistema	367.016.883	1.110.844.000	90,5%	352.781.996	1.113.148.576	86,8%	-3,9%	0,2%	-4,1%

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad facturada (kWh/día)	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad facturada (kWh/día)	Consumo	Nº clientes	Capacidad facturada
Grupo 1	139.214.814	120	692.229.124	128.670.152	127	533.941.059	-7,6%	5,6%	-22,9%
Firme	139.214.814	120	692.229.124	128.670.152	127	533.941.059	-7,6%	5,6%	-22,9%
Interrompible (A+B)	0	0	0	0	0	0			
Grupo 2	125.044.222	3.728	529.099.336	128.232.725	3.666	494.763.675	2,5%	-1,7%	-6,5%
Firme	124.894.486	3.728	529.099.336	128.107.492	3.665	494.119.137	2,6%	-1,7%	-6,6%
Interrompible (A+B)	149.736	0	0	125.233	1	644.538	-16,4%		
Grupo 3	67.013.654	7.810.722	23.064.091	73.049.824	7.859.250	24.651.244	9,0%	0,6%	6,9%
Materia Prima	5.893.931	2	20.100.000	6.043.903	2	17.956.502	2,5%	0,0%	-10,7%
Total T&D	337.166.621	7.814.572	1.264.492.551	335.996.604	7.863.044	1.071.312.480	-0,3%	0,6%	-15,3%

5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Consumo (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Consumo	Capacidad facturada	Factor carga
Exportaciones	16.551.426	197.333.933	23,0%	16.158.537	131.242.297	33,7%	-2,4%	-33,5%	46,8%

Fuente: 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 2018 y CNMC

Adicionalmente, se indica que se espera una capacidad facturada de entrada al sistema, una capacidad facturada de regasificación y de carga en cisternas superior a la considerada en la Orden (+0,2%, + 1,8%, +2,5% superior, respectivamente).

Por último, se estima para el cierre del ejercicio 2018 que la capacidad facturada de las exportaciones será un 34% inferior a la inicialmente prevista, mientras que la contratada en los AA.SS. será un 15,7% inferior.

3.2. Previsión de demanda para 2019

En el Cuadro 6 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada prevista por la CNMC para 2019. Se estima que la demanda del ejercicio 2019 alcanzará los 342,7 TWh, un 1,1% inferior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2018, justificado, fundamentalmente, por una reducción de la demanda de los grupos 1 y 3, parcialmente compensado por el aumento de la demanda del grupo 2.

Asimismo, se estima una reducción de la capacidad contratada en 2019 del 1,9% sobre la prevista para el cierre de 2018, consecuencia de la contracción del 4,5% de la capacidad contratada del grupo 1, parcialmente compensado por el aumento de la capacidad contratada del grupo 2 (+1%).

Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para 2019

Grupo tarifario	Previsión de cierre 2018 (A)			Previsión 2019 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	128.670	127	565.942	124.452	126	540.386	-3,3%	-0,4%	-4,5%
Grupo 2	128.107	3.665	482.337	131.426	3.734	486.979	2,6%	1,9%	1,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.925	152	121.021	35.226	153	121.400	0,9%	1,2%	0,3%
4 bar < P ≤ 16 bar	93.183	3.513	361.316	96.200	3.580	365.579	3,2%	1,9%	1,2%
Grupo 3	73.050	7.859.250	23.694	70.059	7.983.440	23.694	-4,1%	1,6%	0,0%
3.1	12.698	4.790.621	-	11.716	4.866.778	-	-7,7%	1,6%	
3.2	29.213	2.993.109	-	27.081	3.038.664	-	-7,3%	1,5%	
3.3	1.693	25.223	-	1.740	26.259	-	2,8%	4,1%	
3.4	24.338	50.004	-	24.414	51.440	-	0,3%	2,9%	
3.5	5.109	293	23.694	5.109	299	23.694	0,0%	1,9%	0,0%
Grupo interrumpible	125	1	650	125	1	650	0,0%	0,0%	0,0%
Materia prima	6.044	2	20.100	6.044	2	20.100	0,0%	0,0%	0,0%
GNL cliente final	10.390	-	-	10.600	-	-	2,0%	-	-
Total	346.387	7.863.044	1.092.723	342.707	7.987.303	1.071.809	-1,1%	1,6%	-1,9%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Respecto del escenario de previsión, cabe señalar que está muy condicionado por la evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica. Al respecto se señala que, se estima que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá en 2019 un 8,3% sobre la prevista para el cierre de 2018, mientras que la capacidad contratada de dichos consumidores se reducirá un 7,8%. Por el

Finalmente, en el Cuadro 9 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema previstos para 2019.

Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para 2019

Punto de Entrada	Previsión de cierre 2018			Año 2019			% variación 2019 sobre cierre 2018		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
TOTAL	352.782	1.182.018	81,8%	353.389	1.186.368	81,6%	0,2%	0,4%	-0,2%
Conexión Internacional	193.736	646.552	82,1%	189.892	634.990	81,9%	-2,0%	-1,8%	-0,2%
Tarifa GME	80.098	240.930	91,1%	76.255	229.369	91,1%	-4,8%	-4,8%	0,0%
MEDGAZ	78.065	240.937	88,8%	78.065	240.937	88,8%	0,0%	0,0%	0,0%
VIP Pirineos	35.397	164.164	59,1%	35.397	164.164	59,1%	0,0%	0,0%	0,0%
VIP Ibérico	176	521		176	521		0,0%	0,0%	
Desde planta de regasificación	158.303	533.187	81,3%	162.558	548.500	81,2%	2,7%	2,9%	-0,2%
Barcelona	58.260	193.139	82,6%	59.826	198.267	82,7%	2,7%	2,7%	0,0%
Cartagena	6.828	22.205	84,2%	7.011	22.512	85,3%	2,7%	1,4%	1,3%
Huelva	49.408	179.680	75,3%	50.736	184.538	75,3%	2,7%	2,7%	0,0%
Bilbao	28.811	88.685	89,0%	29.585	92.951	87,2%	2,7%	4,8%	-2,0%
Sagunto	2.964	8.978	90,5%	3.044	9.117	91,5%	2,7%	1,5%	1,1%
Mugardos	12.033	40.502	81,4%	12.356	41.115	82,3%	2,7%	1,5%	1,2%
Otros	743	2.279	89,4%	940	2.877	89,5%	26,4%	26,3%	0,1%
Marismas	60	186	88,3%	60	186	88,3%	0,0%	0,0%	0,0%
Poseidon	39	234	45,3%	39	234	45,3%	0,0%	0,0%	0,0%
Viura	553	1.619	93,6%	750	2.218	92,6%	35,5%	37,0%	-1,1%
Madrid	91	240	104,3%	91	240	104,3%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

4. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2018 y 2019

En este epígrafe se recoge la previsión de ingresos regulados para el cierre del ejercicio 2018 y 2019. Se indica que las capacidades facturadas previstas para los correspondientes peajes para 2018, son el resultado de considerar, para el periodo enero-junio de 2018 las efectivamente facturadas por tipo de contrato, y para el periodo julio-diciembre las resultantes de aplicar a la previsión de las capacidades contratadas asociadas por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diaria e intradiaria) los factores de utilización de capacidad registrados entre enero y junio de 2018. Para el ejercicio 2019, se han mantenido los factores de utilización previstos para cada uno de los tipos de contrato para el ejercicio 2018.

En el Cuadro 10, Cuadro 11 y Cuadro 12 se detallan los factores de utilización de la capacidad contratada utilizados en la actividad de regasificación, en el peaje de reserva de capacidad y en el peaje de transporte y distribución.

Cuadro 10. Utilización de la capacidad contratada en la actividad de regasificación prevista para el cierre de 2018 y 2019

	Cierre 2018	Año 2019
Regasificación	92,6%	92,5%
Barcelona	93,5%	93,5%
Huelva	91,6%	91,7%
Cartagena	80,6%	78,9%
Sagunto	92,2%	92,2%
Mugardos	91,4%	90,2%
Bilbao	95,9%	95,9%
Carga en Cisternas	105,5%	104,8%
Barcelona	105,4%	105,3%
Huelva	100,1%	104,9%
Cartagena	114,0%	104,8%
Sagunto	106,3%	102,7%
Mugardos	105,1%	105,1%
Bilbao	98,3%	104,7%

Fuente: CNMC

Cuadro 11. Utilización de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte considerada para el Cierre de 2018 y 2019.

Punto de entrada	Cierre 2018	Año 2019
Entrada por conexión internacional	96,7%	96,7%
Tarifa GME	99,0%	99,0%
MEDGAZ	97,8%	97,8%
VIP Pirineos	91,9%	91,7%
VIP Ibérico	100,0%	100,0%
Entrada por planta de regasificación	91,0%	92,4%
Barcelona	93,5%	93,5%
Huelva	91,6%	91,7%
Cartagena	79,6%	78,9%
Sagunto	91,2%	92,2%
Mugardos	74,9%	90,2%
Bilbao	94,8%	96,0%
Otros	99,0%	99,2%
Marismas	100,0%	100,0%
Poseidon	85,8%	85,8%
Viura	99,9%	99,9%
Madrid	104,9%	104,9%
Total	94,2%	94,7%

Fuente: CNMC

Cuadro 12. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación

				Año 2018				Año 2019			
Presión	Peaje	Volumen		Demanda destinada a generación eléctrica		Demanda convencional		Demanda destinada a generación eléctrica		Demanda convencional	
				Peninsular	Extra-peninsular	Abastecida desde Plantas Satellite	Abastecida desde la red de Transporte & Distribución	Peninsular	Extra-peninsular	Abastecida desde Plantas Satellite	Abastecida desde la red de Transporte & Distribución
TOTAL GRUPO 1				96,2%			94,8%	96,2%			94,8%
GRUPO 1				96,2%			94,8%	96,2%			94,8%
P>60 bares	1.1	<200.000	MWh	101,4%			97,4%	102,2%			97,5%
	1.2	<1.000.000		101,3%	85,0%		95,6%	103,1%	85,0%		95,6%
	1.3	>1.000.000		95,9%	85,2%		94,5%	95,8%	85,2%		94,5%
TOTAL GRUPO 2							102,4%				102,4%
GRUPO 2							101,5%				101,6%
16<P<60 bares	2.1	<500	MWh				103,7%				103,2%
	2.2	<5.000					113,6%				115,6%
	2.3	<30.000					110,8%				112,4%
	2.4	<100.000					102,5%				102,4%
	2.5	<500.000					99,0%				98,9%
	2.6	>500.000					102,2%				102,2%
GRUPO 2				197,7%			102,6%	192,0%			102,6%
4<P<16 bares	2.1	<500	MWh	100,0%			130,6%	100,0%			128,2%
	2.2	<5.000		115,3%			120,1%	115,6%			119,8%
	2.3	<30.000		192,1%			107,5%	173,4%			107,4%
	2.4	<100.000		415,5%			102,6%	415,5%			102,7%
	2.5	<500.000		298,8%			99,2%	298,8%			99,2%
	2.6	>500.000		515,0%			103,9%	515,0%			103,8%
TOTAL GRUPO 3						104,0%	104,0%			104,0%	104,0%
GRUPO 3											
	3.5	>30.000.000	MWh			104,0%	104,0%			104,0%	104,0%
PEAJE DE MATERIA PRIMA							89,3%				89,3%

Fuente: CNMC

La facturación para cada uno de los tipos de contratos (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) es el resultado de aplicar los coeficientes de corto plazo, establecidos en la Orden ETU/1977/2016, a las variables de facturación previstas para sendos años considerando los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1283/2017⁹ y aplicando el artículo 66.b de la Ley 18/2014¹⁰ para 2019.

En el Anexo II del presente informe se muestran con mayor grado de desagregación los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 y 2019.

⁹ Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, 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 2018.

¹⁰ El artículo 66.b de la Ley 18/2014 establece que la cantidad a recuperar por el 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, se repercutirá de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

4.1. Previsión ingresos para el cierre 2018

En el Cuadro 13 se muestran los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1283/2017. Los ingresos por suministro a tarifa (335 miles de €) se corresponden con la diferencia entre el coste de la energía implícito en la TUR (incluido el margen de comercialización) y el coste real por el suministro de energía a los consumidores acogidos en territorio no peninsular. Los ingresos por venta de condensados (578 miles de €) y desbalances (1.333 miles de €) se corresponden con las previsiones remitidas por las empresas a efectos del cumplimiento de lo establecido en la Orden ITC/2692/2002.

Adicionalmente, se ha incluido el impacto de la ejecución de la Sentencias de la Audiencia Nacional relativas a la devolución de los ingresos por los peajes de transporte facturados al ciclo combinado de BBE por BBG (75.814 miles de €¹¹).

Asimismo, se ha incluido el importe pendiente de devolución (60.000 miles de €) a BBE correspondiente a los peajes de transporte de los ejercicios 2014, 2015 y 2016 que podría hacerse efectivo con cargo al ejercicio 2018.

¹¹ Este importe incluida ya en liquidaciones provisionales del ejercicio 2018 se corresponde con la devolución de los peajes de transporte correspondiente a los ejercicios 2010 (20,9 M€), 2011 (17,2 M€), 2013 (22,7 M€) y 2017 (10,1 M€) y a los intereses correspondientes a los ejercicios 2003 y 2004 (4,8 M€)

Cuadro 13. Ingresos previstos 2018 resultado de facturar las variables de facturación previstas para el cierre de 2018 a los precios de la Orden ETU/1283/2017.

	Ingresos previstos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes al escenario de demanda previsto CNMC (miles €)
Actividad de Regasificación (A)	278.035
Peaje de descarga de buques	13.306
Peaje de carga en sistemas	14.980
Peaje de regasificación	158.125
Almacenamiento GNL	87.170
Trasvase de GNL a buque	4.067
Puesta en frío	388
Almacenamiento Subterráneo (B)	114.150
Transporte y Distribución (C)	2.670.471
Reserva de Capacidad	161.380
Término de conducción	2.476.255
Peajes de exportaciones	32.836
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	3.062.656
Otros Ingresos regulados (E)	- 133.434,13
Suministro a Tarifa	335,47
Venta de Condesados	577,98
Desbalances	1.332,67
Ejecución de Sentencias	- 135.814,35
Ejecución de fianzas	54,73
Ingresos por mecanismos de Sobreventa y Recompra en CI	79,37
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.929.222

Fuente: CNMC

En el Cuadro 14 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos en la Orden ETU/1283/2017¹² y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018.

Se observa que los ingresos por la aplicación de los peajes y cánones de acceso superan en 42 M€ a los previstos en la Orden ETU/1283/2017, motivado por unos ingresos de los peajes de transporte y distribución superiores en 61 M€ a los previstos para el ejercicio (derivado por el desvío en la demanda del Grupo 3 respecto al previsto para el ejercicio, consecuencia de las condiciones climáticas imperantes en 2018), parcialmente compensados por los menores ingresos procedentes de los peajes de regasificación (-5 M€) y almacenamiento subterráneo (-14 M€).

No obstante, teniendo en cuenta el impacto de la ejecución de las sentencias de la Audiencia Nacional relativas a los peajes de transporte facturados al ciclo

¹² Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 según la Orden ETU/1283/2017 son los considerados en la memoria que acompañó a la propuesta de Orden, con la excepción del peaje temporal de materia prima, cuya facturación se ha calculado aplicando los precios establecidos en la citada Orden a las variables de facturación considerada en dicha memoria.

combinado de BBE por BBG, los ingresos regulados previstos para el cierre de 2018 se estiman en 97 M€ inferiores a los considerados en la citada Orden.

Cuadro 14. Ingresos totales previstos en la Orden ETU/1283/2017 y por la CNMC para 2018

Ingresos regulados	Previsión 2018 Orden ETU/1283/2017 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2018 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
I. Regasificación				
Contratos de Largo Plazo (A)	262.536	256.066	- 6.470	-2,5%
Peaje de descarga de buques	14.632	13.306	- 1.326	-9,1%
Peaje de carga en cisternas	13.944	14.349	405	2,9%
Peaje de regasificación	135.402	136.786	1.384	1,0%
Almacenamiento GNL	87.060	87.170	110	0,1%
Puesta en frío	-	388	388	
Trasvase de GNL a buques	11.498	4.067	- 7.430	-64,6%
Impacto de Corto Plazo (B)	20.310	21.969	1.659	8,2%
Total Regasificación (C) = (A) + (B)	282.846	278.035	- 4.811	-1,7%
II. AA.SS				
Contratos de Largo Plazo (D)	128.011	108.034	- 19.977	-15,6%
Contratos de Corto Plazo (E)		6.116	6.116	
Almacenamiento Subterráneo (F) = (D) + (E)	128.011	114.150	- 13.861	-10,8%
III. Transporte y Distribución				
Contratos de Largo Plazo (G)	2.585.529	2.627.767	42.238	1,6%
Reserva de Capacidad	144.605	144.905	300	0,2%
Término de conducción	2.440.923	2.482.861	41.938	1,7%
Consumidores nacionales	2.416.430	2.451.269	34.839	1,4%
Grupo 1	330.977	267.318	- 63.659	-19,2%
Grupo 2	380.597	366.470	- 14.127	-3,7%
Grupo 3	1.689.881	1.803.261	113.380	6,7%
Grupo 4 (interrumpible)	-	291	291	
Materia Prima	14.975	13.929	- 1.046	-7,0%
Consumidores no nacionales	24.494	31.592	7.099	29,0%
Impacto de Corto Plazo (H)	23.779	42.704	18.925	79,6%
Reserva de Capacidad	7.230	16.475	9.244	127,9%
Término de conducción	16.549	26.230	9.681	58,5%
Total Transporte y Distribución (I) = (G) + (H)	2.609.308	2.670.471	61.163	2,3%
Ingresos por peajes de acceso (C) + (F) + (I)	3.020.165	3.062.656	42.492	1,4%
Otros Ingresos regulados (J)	5.900	- 133.434	- 139.334	-2361,6%
Suministro a Tarifa		335		
Venta de Condesados	900	578	- 322	-35,8%
Desbalances	5.000	1.333	- 3.667	-73,3%
Ingresos liquidables por Gas Talón		-	-	
Ejecución de Sentencias		- 135.814	- 135.814	
Ejecución de fianzas		55	55	
Ingresos por mecanismos de Sobreventa y Recompra en CI		79	79	
Ingresos de actividades reguladas (C)+ (F) + (I) + (J)	3.026.065	2.929.222	- 96.843	-3,2%

Fuente: CNMC, Orden ETU/1283/2017 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden

4.2. Previsión de ingresos para 2019

En el Cuadro 15 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2019 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1283/2017 y el artículo 66.b de la Ley 18/2014.

Se indica que como mejor previsión de los ingresos por venta de condensados se ha considerado el importe previsto por las empresas para el cierre del ejercicio 2018. No se han considerado ingresos de penalizaciones por desbalances, ni ingresos derivados de los mecanismos de sobreventa y recompra en las conexiones internacionales, debido a que en el momento de elaboración del presente informe su importe es desconocido o de difícil previsión.

Los ingresos de los peajes de acceso previstos para el ejercicio 2019 se estiman en 2.983 M€, un 2,6% inferiores (80 M€) a los previstos para el cierre del ejercicio 2018. Esta reducción de los ingresos está motivada, fundamentalmente, por la reducción de ingresos de los peajes del Grupo 3 y del Grupo 1, como resultado del menor tamaño de los consumidores domésticos previsto para 2019 (derivado de considerar un año climatológicamente normal) y del menor funcionamiento esperado de los ciclos combinados para 2019.

No obstante, los ingresos regulados previstos para 2019, resultado de incorporar otros ingresos liquidables, se estiman 55 M€ superiores (1,9%) a los previstos para el cierre del ejercicio 2018.

Cuadro 15. Ingresos previstos para 2019 resultado de facturar las variables de facturación previstas a los precios de la Orden ETU/1283/2017, considerando el artículo 66.b de la Ley 18/2014.

Ingresos regulados	Previsión de cierre 2018 (miles €) [1]	Previsión 2019 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
I. Regasificación				
Contratos de Largo Plazo (A)	256.066	260.465	4.399	1,7%
Peaje de descarga de buques	13.306	13.202	- 104	-0,8%
Peaje de carga en cisternas	14.349	14.591	242	1,7%
Peaje de regasificación	136.786	140.246	3.459	2,5%
Almacenamiento GNL	87.170	89.478	2.308	2,6%
Puesta en frío	388	-	- 388	-100,0%
Trasvase de GNL a buques	4.067	2.948	- 1.119	-27,5%
Contratos de Corto Plazo (B)	21.969	17.597	- 4.373	-19,9%
Peaje de regasificación	21.339	16.998	- 4.341	-20,3%
Peaje de carga en cisternas	631	599	- 32	-5,0%
Total Regasificación (C) = (A) + (B)	278.035	278.061	26	0,0%
II. AA.SS				
Contratos de Largo Plazo (D)	108.034	107.753	- 281	-0,3%
Contratos de Corto Plazo (E)	6.116	6.199	83	1,4%
Almacenamiento Subterráneo (F) = (D) + (E)	114.150	113.952	- 198	-0,2%
II. Transporte y Distribución				
Contratos de Largo Plazo (G)	2.627.767	2.551.208	- 76.558	-2,9%
Reserva de Capacidad	144.905	146.298	1.393	1,0%
Término de conducción	2.482.861	2.404.910	- 77.951	-3,1%
Consumidores nacionales	2.451.269	2.373.385	- 77.884	-3,2%
Grupo 1	267.318	256.129	- 11.189	-4,2%
Grupo 2	366.470	371.676	5.206	1,4%
Grupo 3	1.803.261	1.735.397	- 67.864	-3,8%
Grupo 4 (interrumpible)	291	291	- 0	0,0%
Materia Prima	13.929	9.892	- 4.037	-29,0%
Consumidores no nacionales	31.592	31.525	- 67	-0,2%
Impacto de Corto Plazo (H)	42.704	39.785	- 2.920	-6,8%
Reserva de Capacidad	16.475	17.720	1.246	7,6%
Término de conducción	26.230	22.064	- 4.165	-15,9%
Consumidores Nacionales	24.986	20.252	- 4.734	-18,9%
Consumidores No Nacionales	1.244	1.813	569	45,8%
Total Transporte y Distribución (I) = (G) + (H)	2.670.471	2.590.993	- 79.478	-3,0%
Ingresos por peajes de acceso (C) + (F) + (I)	3.062.656	2.983.006	- 79.650	-2,6%
Otros Ingresos regulados (J)	- 133.434	1.197	134.631	-100,9%
Suministro a Tarifa	335	619	-	-
Venta de Condesados	578	578	-	0,0%
Desbalances	1.333	-	- 1.333	-100,0%
Ingresos liquidables por Gas Talón	-	-	-	-
Ejecución de Sentencias	- 135.814	-	-	-
Ejecución de fianzas	55	-	-	-
Ingresos por mecanismos de Sobreventa y Recompra en CI	79	-	- 79	-100,0%
Ingresos de actividades reguladas (C)+ (F) + (I) + (J)	2.929.222	2.984.203	54.981	1,9%

Fuente: CNMC

5. Previsión de costes para el cierre del ejercicio 2018 y 2019

5.1. Previsión de costes para el cierre 2018

En el Cuadro 16 se comparan los costes regulados previstos para 2018 según la Orden ETU/1283/2017 y la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden y la previsión de cierre del ejercicio, elaborada teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC y las siguientes hipótesis.

- La estimación de la retribución de las distintas actividades tiene en cuenta las retribuciones establecidas en la Orden ETU/1283/2017 que se deben recuperar con cargo a los peajes y cánones del ejercicio 2018.

Adicionalmente, se han considerado las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas publicadas y previstas a la fecha de elaboración del presente informe.

- Las retribuciones variables resultan de aplicar, respectivamente, los costes unitarios establecidos en la Orden IET/2736/2015 a los volúmenes de regasificación, carga en cisternas, trasvase de GNL a buques y de puesta en frío de buques previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio (véase epígrafe 3.1).
- La retribución por continuidad de suministro de las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo y transporte se han calculado en coherencia con el escenario de previsión de la CNMC para el cierre del ejercicio 2018.
- La retribución de la distribución incluye los desvíos en el número de clientes y volumen asociados a la retribución implícita en la Orden ETU/1283/2017 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018, por coherencia con la imputación de los desvíos del resto de actividades.

Según dichas hipótesis, los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2018 (2.964 M€) son 83 M€ superiores (2,9%) a los previstos en la Orden ETU/1283/2017 (2.881 M€), consecuencia de la actualización de la retribución por continuidad de suministro y de la retribución a la actividad de distribución (motivado por la actualización del nº de clientes y del volumen).

Los costes regulados que resultan de considerar otros ingresos o costes liquidables del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2018 ascienden a 2.977 M€, importe que supera en 84 M€ a los previstos para el ejercicio en la Orden ETU/1283/2017.

Cuadro 16. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2018 y los costes previstos en la Orden ETU/1283/2017

Costes regulados	Previsión 2018 Orden ETU/1283/2017 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2018 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución de regasificación	402.539	406.519	3.980	1,0%
Retribución disponibilidad	302.492	302.492	-	0,0%
Retribución por continuidad de suministro	71.174	73.290	2.116	3,0%
Retribución variable	28.873	30.738	1.864	6,5%
Retribución de AA.SS	90.455	92.617	2.163	2,4%
Retribución disponibilidad	85.438	87.856	2.418	2,8%
Retribución por continuidad de suministro	5.017	4.762	- 255	-5,1%
Retribución de transporte	817.325	817.647	322	0,0%
Retribución disponibilidad	577.882	577.298	- 584	-0,1%
Retribución por continuidad de suministro	239.443	240.350	906	0,4%
Retribución de distribución	1.354.786	1.430.626	75.840	5,6%
Retribución Distribución	1.354.786	1.430.626	75.840	5,6%
Retribución Específica Distribución	-	-	-	-
Costes de gas de operación	22.960	23.743	783	3,4%
Regasificación	-	-	-	-
AA.SS	3.340	-	- 3.340	-100,0%
Transporte	19.620	-	- 19.620	-100,0%
GTS	23.966	23.966	-	0,0%
Tasa CNMC y MINETUR	4.211	4.022	- 189	-4,5%
Hibernación Musel	23.606	23.606	0	0,0%
Anualidades déficit	103.389	103.838	449	0,4%
Acumulado a 31-dic-2014	79.478	79.478	0	0,0%
Desajustes Temporales 2015	5.463	5.463	0	0,0%
Desajustes Temporales 2016	18.448	18.448	- 0	0,0%
Desajustes Temporales 2017	-	449	449	-
Laudo Paris	33.492	33.492	-	0,0%
Operador del Mercado	3.920	3.920	-	0,0%
Total costes acceso (A)	2.880.649	2.963.996	83.347	2,9%
Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)	12.168	12.874	705	5,8%
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.168	12.168	-	-
Coste liquidable por condensados	-	58	58	-
Tasas e impuestos no deducibles	-	648	648	-
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	2.892.817	2.976.870	84.053	2,9%

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1283/2017 y memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2018.

5.2. Previsión de desvío para el cierre 2018 (Orden ECO/2692/2002)

En el Cuadro 17 se comparan los ingresos y costes de acceso de la Orden ETU/1283/2017 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018. Según el escenario de previsión de la CNMC se produciría un desajuste negativo de 47,6 M€, motivado, por una parte, porque los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 se estiman 97 M€ inferiores a los implícitos en la Orden ETU/1283/2017 y, por otra parte, porque los costes se estiman 84 M€ superiores a los previstos en la citada Orden.

No obstante, la existencia de un déficit o un superávit en 2018 dependerá tanto de si se imputan al ejercicio 2018 los desvíos resultantes en la retribución de la actividad de distribución correspondiente al ejercicio 2018 (76 M€), como de si

finalmente se considera en dicho ejercicio la previsible devolución de los ingresos de peajes de transporte de BBE correspondientes a los ejercicios 2014, 2015 y 2016 (60 M€).

En caso de no considerar la actualización de la retribución de la distribución correspondiente a 2018 y el impacto de las Sentencias de la Audiencia Nacional relativas a los peajes de BBE pendientes, el ejercicio 2018 registraría un superávit de 88 M€.

Al respecto se señala la necesidad de realizar los desarrollos necesarios para establecer la prelación de pago entre los déficits posteriores al año 2014 a los efectos de amortizaciones anticipadas, aspecto no contemplado en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014¹³.

Cuadro 17. Previsión del desvío de ingresos y costes para el cierre de 2018 de la Orden ETU/1283/2017 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema	Previsión 2018 Orden ETU/1283/2017 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2018 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	3.026.065	2.929.222	- 96.843	-3,2%
<i>Ingresos por peajes y cánones</i>	<i>3.020.165</i>	<i>3.062.656</i>	<i>42.492</i>	<i>1,4%</i>
<i>Otros ingresos regulados</i>	<i>5.900</i>	<i>- 133.434</i>	<i>- 139.334</i>	<i>-2361,6%</i>
Costes regulados (B)	2.892.817	2.976.870	84.053	2,9%
<i>Costes de acceso</i>	<i>2.880.649</i>	<i>2.963.996</i>	<i>83.347</i>	<i>2,9%</i>
<i>Otros costes regulados</i>	<i>12.168</i>	<i>12.874</i>	<i>705</i>	<i>5,8%</i>
Desajuste de actividades reguladas (A) - (B)	133.247	- 47.648	- 180.895	-135,8%

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1283/2017 y memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2018.

5.3. Costes previstos para 2019 y propuesta de retribución para las actividades reguladas (Art. 63 y 64 Ley 18/2014 y D.A. 2ª Real Decreto 326/2008)

En el Cuadro 18 se comparan los costes de acceso previstos para 2019 con los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio por la CNMC.

¹³ El artículo 61.3 de la Ley 18/2014 establece que, en caso de registrarse un desajuste positivo, este debería destinarse a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a los posteriores al ejercicio 2014 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, sin que en la citada Ley se establezca una prelación entre los diferentes desajustes posteriores al ejercicio 2014.

Los costes regulados previstos para 2019 ascienden a 2.978 M€, un 0,05% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2018, debido, fundamentalmente, al aumento de la retribución de los almacenamientos subterráneos (motivado de la incorporación de importes pendientes de reconocimiento de gas talón y costes de O&M del periodo 2016-2018), así como de las anualidades para la recuperación de los desajustes correspondientes a ejercicios anteriores, parcialmente compensado por la disminución de la retribución de las actividades de regasificación y transporte.

Cuadro 18. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2018 y 2019

Costes regulados	Previsión CNMC cierre 2018 (miles €) [1]	Previsión CNMC 2019 [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución de regasificación	406.519	394.217	- 12.302	-3,0%
Retribución disponibilidad	302.492	294.940	- 7.552	-2,5%
Retribución por continuidad de suministro	73.290	68.411	- 4.879	-6,7%
Retribución variable	30.738	30.866	128	0,4%
Retribución de AA.SS	92.617	113.366	20.749	22,4%
Retribución disponibilidad	87.856	108.281	20.426	23,2%
Retribución por continuidad de suministro	4.762	5.085	323	6,8%
Retribución de transporte	817.647	804.482	- 13.166	-1,6%
Retribución disponibilidad	577.298	576.573	- 725	-0,1%
Retribución por continuidad de suministro	240.350	227.908	- 12.441	-5,2%
Retribución de distribución	1.430.626	1.430.994	368	0,0%
Costes de gas de operación	23.743	25.429	1.687	7,1%
Retribución GTS	23.966	24.490	524	2,2%
Tasa CNMC y MINETUR	4.022	4.176	154	3,8%
Anualidad Hibernación Musel	23.606	24.551	945	4,0%
Anualidades déficit	103.838	108.014	4.176	4,0%
Acumulado a 31-dic-2014	79.478	78.068	- 1.410	-1,8%
Desajustes Temporales 2015	5.463	5.578	115	2,1%
Desajustes Temporales 2016	18.448	18.507	60	0,3%
Desajustes Temporales 2017	449	4.961	4.512	1005,2%
Desajustes Temporales 2018		899	899	
Lauda Paris	33.492	33.151	- 340	-1,0%
Operador del Mercado	3.920	3.150	- 770	-19,6%
Total costes acceso (A)	2.963.996	2.966.021	2.025	0,07%
Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)	12.874	12.226	- 648	-5,0%
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.168	12.168	-	0,0%
Coste liquidable por condensados	58	58	-	0,0%
Tasas e impuestos no deducibles	648	-	- 648	-100,0%
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	2.976.870	2.978.247	1.377	0,05%

Fuentes: CNMC, Orden IET/1283/2017 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

En los siguientes epígrafes se recoge la propuesta de retribución de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte y distribución conforme a lo establecido en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014 y D.A. 2ª Real Decreto 326/2008.

La Propuesta de retribución de las actividades reguladas del sector gas natural para el año 2019 ha sido calculada de manera homogénea y acorde con las

disposiciones aplicables, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 16.1 y 20.2 del Real Decreto 949/2001, en los Anexos X y XI de la Ley 18/2014.

Además, en la Propuesta se han tenido en cuenta tanto las operaciones societarias de compra venta de activos materializadas hasta la fecha del presente informe, como la información técnica y económica asociada a aquellas instalaciones que han sido incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo, o cuya solicitud de inclusión haya sido informada por esta Comisión.

En el caso de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, los cálculos se han realizado instalación a instalación, tal y como indica el artículo 16.1 del Real Decreto 949/2001, teniendo en cuenta el momento de la puesta en servicio de cada una de estas instalaciones.

Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento utilizados para 2018 han sido, en aplicación del último párrafo del Artículo 60.2 de la Ley 18/2014¹⁴, los publicados en la Orden Ministerial IET/2446/2013, en sus Anexos V, VI y VI, para las actividades de transporte, almacenamiento subterráneo y regasificación (el Anexo III de este documento recopila los valores citados). Todo ello sin perjuicio de que, tal y como dispone el artículo 1.3 de la Orden ETU/1283/2017, las retribuciones por disponibilidad (RD) en vigor a partir del 1 de enero de 2018 devengadas por las actividades de transporte y regasificación tienen carácter provisional hasta que se publiquen los valores unitarios definitivos de inversión y de operación y mantenimiento.

Para determinar la retribución anual que, por cada actividad regulada, le corresponde a cada compañía transportista se ha agregado la retribución de todas las instalaciones de las que son titulares.

Por su parte, la retribución de la actividad de distribución se ha determinado para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, tal y como indica el artículo 20.2 del Real Decreto 949/2001.

En los anexos IV y anexo V se desarrolla con mayor detalle lo recogido en los presentes apartados relativos a la retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte, distribución considerados en el Presupuesto 2018. En el Anexo VI se detalla el análisis realizado y los resultados obtenidos que se indican en el apartado relativo a la retribución del Gestor Técnico del Sistema. En el anexo VII se detalla la estimación de las anualidades para la financiación del desajuste de ejercicios

¹⁴ *“Durante el periodo regulatorio no se podrá modificar la tasa de retribución financiera ni se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, incluyendo los costes unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y cualquier otro precio o tarifa por la prestación de servicios asociados al suministro de gas natural regulado por la Administración General del Estado”*

anteriores. En el Anexo VIII se detalla el cálculo a satisfacer por el Laudo del Arbitraje de Paris.

Finalmente, en los anexos IX, X y XI se recoge el detalle individualizado de la retribución de cada una de las instalaciones consideradas en el cálculo de la retribución de las actividades de Regasificación, Almacenamiento Subterráneo y Transporte.

Los costes de actividades reguladas objeto del presente apartado se formulan sin perjuicio de la posibilidad de revisión de parámetros retributivos prevista en el párrafo segundo del artículo 60.2 de la Ley 18/2104.

5.3.1. Retribución de la actividad de regasificación

En el Cuadro 19 se recogen los cálculos a publicar en el BOE de la actualización de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017 y 2018 por tener una mejor información sobre el volumen de gas regasificado en 2017 (dato reales) y 2018 (previsión cierre), así como el cálculo del nuevo valor de la RCS correspondiente a 2019.

Cuadro 19. Cálculo de la actualización de RCS de 2017 y 2018, y nuevo valor de RCS de 2019 a incluir en el BOE

Actualización del RCS₂₀₁₇ a incluir en BOE

En GWh			2º Cálculo RCS ₂₀₁₇		3º Cálculo RCS ₂₀₁₇	
Gas Regasificado	1º Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato		Tipo Dato		Tipo Dato
2016	132.425,166	Previsión Cierre	142.130,610	Real	142.130,610	Real
2017	137.977,739	Estimación	165.020,589	Previsión Cierre	169.549,077	Real
ΔDT	0,041929896		0,161048903		0,192910362	
RCS₂₀₁₆	60.108.764,13 €		64.514.137,07 €		64.514.137,07 €	
f ^A	0,97		0,97		0,97	
1+ΔDT	1,041929896		1,161048903		1,192910362	
RCS₂₀₁₇	60.750.244,82 €		72.656.946,00 €		74.650.795,12 €	
RCS₂₀₁₇ en O.	60.750.244,82 €		Correc. RCS₂₀₁₇ en O. ETU/1283/2017	11.906.701,18 €	Correc. RCS₂₀₁₇ en Nueva Orden	1.993.849,12 €

Actualización del RCS₂₀₁₈ a incluir en BOE

En GWh			2º Cálculo RCS ₂₀₁₈	
Gas Regasificado	1º Cálculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato		Tipo Dato
2017	165.020,589	Previsión Cierre	169.549,077	Real
2018	166.651,834	Estimación	166.937,920	Previsión Cierre
ΔDT	0,009885099		-0,015400598	
RCS₂₀₁₇	72.656.946,00 €		74.650.795,12 €	
f ^A	0,97		0,97	
1+ΔDT	1,009885099		0,984599402	
RCS₂₀₁₈	71.173.912,10 €		71.296.094,409 €	
RCS₂₀₁₈ en O. ETU/1283/2017	71.173.912,10 €		Correc. RCS₂₀₁₈ en Nueva Orden	122.182,31 €

Calculo RCS₂₀₁₉ a incluir en BOE

En GWh			
Gas Regasificado	1º Cálculo RCS ₂₀₁₉	Tipo Dato	
2018	166.937,920	Previsión Cierre	
2019	165.136,730	Estimación	
ΔDT	-0,010789580		
RCS₂₀₁₈	71.296.094,41 €		
f ^A	0,97		
1+ΔDT	0,989210421		
RCS₂₀₁₉	68.411.034,34 €		
		RCS₂₀₁₉ en Nueva Orden	68.411.034,34 €

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, en el Cuadro 20 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas titulares de activos de regasificación, en concreto se recoge: (1) el reparto entre empresas de la RCS de 2019; (2) las correcciones del reparto de la RCS de 2017 y 2018; y (3) el valor de la Retribución de 2019 por Disponibilidad (RD) -excluidos los costes O&M Variables-, la Retribución Financiera por el gas de Nivel Mínimo de Llenado o gas talón de los tanques (RFNMLL), y la cantidad total a reconocer tras adicionar la RCS 2019 y los pagos asociados a las correcciones descritas.

Cuadro 20. Detalle de la Retribución 2019 por empresa titular de activos de regasificación a publicar en BOE

Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2019

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	1.760.940.984,93	57,20%	39.130.500,92
BBG	458.620.651,91	439.430.858,45	14,27%	9.764.750,64
Reganosa	322.926.239,50	354.290.110,07	11,51%	7.872.807,55
Planta de Regasificación de Sagunto,	628.810.603,48	523.954.250,60	17,02%	11.642.975,24
Total General	3.247.396.584,88	3.078.616.204,06	100%	68.411.034,34

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₇ [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	41.559.124,48	1.760.940.984,93	57,2%	42.699.588,38	1.140.463,90
BBG	439.430.858,45	14,3%	10.370.797,15	439.430.858,45	14,3%	10.655.392,17	284.595,02
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	8.361.431,14	354.290.110,07	11,5%	8.590.885,21	229.454,07
Planta de Regasificación de Sagunto,	523.954.250,60	17,0%	12.365.593,23	523.954.250,60	17,0%	12.704.929,36	339.336,13
Total General	3.078.616.204,06	100%	72.656.946,00	3.078.616.204,06	100%	74.650.795,12	1.993.849,12

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2018

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₈ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	40.710.842,33	1.760.940.984,93	57,2%	40.780.729,52	69.887,19
BBG	439.430.858,45	14,3%	10.159.114,10	439.430.858,45	14,3%	10.176.553,98	17.439,87
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	8.190.762,17	354.290.110,07	11,5%	8.204.823,03	14.060,86
Planta de Regasificación de Sagun	523.954.250,60	17,0%	12.113.193,49	523.954.250,60	17,0%	12.133.987,88	20.794,39
Total General	3.078.616.204,06	100%	71.173.912,10	3.078.616.204,06	100%	71.296.094,41	122.182,31

Retribución por Disponibilidad (RD) 2019 y Retribución Total a reconocer excluidos costes O&M Variables

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019	Retribución Financiera Gas Talón (RF _{NMLL})	RCS 2019	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	169.676.394,55	1.250.379,33	39.130.500,92	210.057.274,80	1.210.351,09	211.267.625,89
BBG	38.215.110,78	192.873,71	9.764.750,64	48.172.735,13	302.034,89	48.474.770,02
Reganosa	29.724.910,81	130.257,76	7.872.807,55	37.727.976,11	243.514,93	37.971.491,05
Planta de Regasificación de Sagun	53.975.958,13	193.693,97	11.642.975,24	65.812.627,34	360.130,52	66.172.757,86
Total	291.592.374,28	1.767.204,76	68.411.034,34	361.770.613,38	2.116.031,43	363.886.644,82

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a las previsiones de retribución por costes variables de operación y mantenimiento y de coste de gas de operación para 2019, el Cuadro 21 recoge los valores a presupuestar de acuerdo con el escenario de gas procesado previsto por esta Comisión.

Cuadro 21. Previsiones de retribución por costes variables de O&M y gas de operación para 2019 a presupuestar según Escenario CNMC

Concepto Retributivo	MWh Previsto	V.Unitario €/MWh	Retribución O&M Variable Prevista €	Retribución COEV Variable Prevista €	Total O&M Variable
Por Regasificación	165.136,73	162	26.752.150,31	722.035,58	27.474.185,89
Por Carga en cisternas	11.885,68	194	2.305.822,09	149.085,03	2.454.907,13
Por Transvase a buques	4.828,00	194	936.632,00		936.632,00
Por Transvase entre buques	0,00	194	0,00		0,00
Por Puesta en Frío Buques	0,00	194	0,00		0,00
Retrib. Variable O&M			29.994.604,40	871.120,62	30.865.725,02

	MWh Previsto		Precio incluido Impuesto Hidrocarburos €/MWh	Importe
	Adquirir	Reconocer		€
Gas de Operación	36.755,30	0,00	24,85	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, en el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución recogidos en este epígrafe, las previsiones, bajo el criterio de devengo, de las retribuciones pendientes de reconocer asociadas a instalaciones y gas talón de regasificación, las previsiones de retribución por costes variables de operación y mantenimiento para 2019, y la previsión de coste de gas de operación para la actividad de regasificación.

Por último, en el Anexo IX se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada.

5.3.2. Retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo

En el Cuadro 22 se recogen los cálculos a publicar en el BOE de la actualización de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017 y 2018 por tener una mejor información sobre el volumen de gas almacenado en 2017 (dato reales) y 2018 (previsión cierre), así como el cálculo del nuevo valor de la RCS correspondiente a 2019.

Cuadro 22. Cálculo de la actualización de RCS de 2017 y 2018, y nuevo valor de RCS de 2019 a incluir en el BOE

Actualización del RCS₂₀₁₇

En GWh

Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
2016	21.707,00	Previsión Cierre
2017	21.924,07	Estimación
ΔDT	0,010000000	

2º Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
21.646,27	Real(1)
25.006,60	Previsión Cierre
0,136663636	

(1) Se aplicó límite inferior de 22TWh

3º Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
21.646,270	Real(1)
25.006,60	Real
0,136663636	

RCS ₂₀₆₅	4.582.712,35 €
f ^A	0,97
1+ΔDT	1,010000000
RCS ₂₀₁₇	4.489.683,29 €
RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1977/2016	4.489.683,29 €

4.644.569,57 €	
0,97	
1,136663636	
5.120.933,93 €	
Correc. RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1283/2017	631.250,65 €

4.644.569,57 €	
0,97	
1,136663636	
5.120.933,93	
Correc. RCS ₂₀₁₇ en Nueva Orden	0,00

Actualización del RCS₂₀₁₈

En GWh

Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato
2017	25.006,600	Previsión Cierre
2018	25.256,666	Estimación
ΔDT	0,010000000	

2º Cálculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato
25.006,60	Real
23.971,89	Previsión
-0,041377476	

RCS ₂₀₁₇	5.120.933,93 €
f ^A	0,97
1+ΔDT	1,010000000
RCS ₂₀₁₈	5.016.978,98 €
RCS ₂₀₁₈ en O. ETU/1283/2017	5.016.978,98 €

5.120.933,93 €	
0,97	
0,958622524	
4.761.771,33 €	
Correc. RCS ₂₀₁₈ en Nueva Orden	-255.207,64 €

Cálculo RCS₂₀₁₉

En GWh

Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₉	Tipo Dato
2018	23.971,890	Previsión Cierre
2019	26.388,841	Estimación
ΔDT	0,100824383	

RCS ₂₀₁₈	4.761.771,33 €
f ^A	0,97
1+ΔDT	1,100824383
RCS ₂₀₁₉	5.084.617,77 €

RCS ₂₀₁₉ en Nueva Orden	5.084.617,77 €
------------------------------------	----------------

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, en el Cuadro 23 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas titulares de activos de regasificación, en concreto se recoge:

- El reparto entre empresas de la RCS de 2019.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2017 y 2018.
- El valor de la Retribución por Disponibilidad (RD) de 2019 excluidos los costes de O&M provisionales, y la cantidad total a reconocer una vez adicionados la RCS 2018 y los pagos únicos asociados a las correcciones descritas.
- Los costes de O&M provisionales de los AASS en servicio.
- La cantidad a minorar durante 30 años en aplicación de la Disposición Adicional 7ª de la Orden ITC/3802/2008¹⁵

Cuadro 23. Detalle de la Retribución 2019 por empresa titular de activos de AASS a publicar en BOE

Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro en 2019

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	616.955.855,66	616.955.855,66	92,0%	4.680.327,53
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	53.293.114,34	8,0%	404.290,24
Total	670.248.970,00	670.248.970,00	100%	5.084.617,77

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2018

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₇ [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	4.602.380,44	616.955.855,66	92,0%	4.383.151,39	-219.229,04
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	8,3%	414.598,54	53.293.114,34	8,0%	378.619,94	-35.978,60
Total	644.889.956,35	100%	5.016.978,98	670.248.970,00	100%	4.761.771,33	-255.207,64

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₇ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	4.697.744,65	616.955.855,66	92,0%	4.713.756,11	16.011,46
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	8,3%	423.189,28	53.293.114,34	8,0%	407.177,82	-16.011,46
Total	644.889.956,35	100%	5.120.933,93	670.248.970,00	100%	5.120.933,93	0,00

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2016

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₆ [3]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	4.260.746,60	616.955.855,66	92,0%	4.275.268,62	14.522,02
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	8,3%	383.822,97	53.293.114,34	8,0%	369.300,94	-14.522,02
Total	644.889.956,35	100%	4.644.569,57	670.248.970,00	100%	4.644.569,57	0,00

¹⁵ La Disposición Adicional 7ª estableció que ENAGAS, S.A., vería minorada durante 30 años la retribución por la actividad de AASS por la parte proporcional de la diferencia que hubo entre la retribución provisional percibida y la definitiva durante los años 2007 y 2008. A día de hoy, está pendiente de devolver 14.811.909 € (21 deducciones de 705.329 € a aplicar hasta 2039)

Cuadro 23. Detalle de la Retribución 2019 por empresa titular de activos de AASS a publicar en BOE (Continuación)

Retribución por Disponibilidad (RD) 2019 y Retribución Total a reconocer excluidos costes O&M

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019 sin Costes O&M	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	RCS 2019	Retribución Anual a Liquidar en 2019	Ajustes a liquidar en 2018 [1]+[2]+[3]+[4]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	52.560.041,96	-705.329,00	4.680.327,53	56.535.040,49	-188.695,56	56.346.344,93
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	4.838.585,33		404.290,24	5.242.875,57	-66.512,08	5.176.363,48
Total	57.398.627,29	-705.329,00	5.084.617,77	61.777.916,06	-255.207,64	61.522.708,41

Retribución Provisional por costes de operación y mantenimiento año 2019

En Euros	RCI O&Min	RCD O&Min	Total Retribución Provisional
AASS Serrablo	3.703.798,73	3.115.459,34	6.819.258,07
AASS Gaviota	416.006,05	18.678.818,23	19.094.824,28
AASS Yela	0,00	4.035.527,67	4.035.527,67
AASS Marismas	5.088,23	1.458.211,13	1.463.299,36
Total	4.124.893,01	27.288.016,37	31.412.909,38

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, en el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución reconocida recogidas en el Cuadro 23, las previsiones, bajo el criterio de devengo, de las retribuciones por costes de inversión pendientes de reconocer asociadas a instalaciones y gas colchón de AASS, las previsiones de retribución por costes de operación y mantenimiento pendientes de reconocer, y la previsión de coste de gas de operación para la actividad de almacenamiento subterráneo.

Por último, en el Anexo X se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada.

5.3.3. Retribución de la actividad de transporte

En el Cuadro 24 se recogen los cálculos a publicar en el BOE de la actualización de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017 y 2018 por tener una mejor información sobre demanda de gas suministrada por la red de transporte en 2017 (dato reales) y 2018 (previsión cierre), así como el cálculo del nuevo valor de la RCS correspondiente a 2019.

Cuadro 24. Cálculo de la actualización de RCS de 2017 y 2018, y nuevo valor de RCS de 2019 a incluir en el BOE

Actualización del RCS ₂₀₁₇		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
2016	308.513,620	Previsión Cierre
2017	314.066,193	Estimación
ΔDT	0,017997822	
RCS ₂₀₁₆	232.856.840,33 €	
f ^Δ	0,97	
1+ΔDT	1,017997822	
RCS ₂₀₁₇	229.936.323,56 €	
RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1977/2016	229.936.323,56 €	

2º Cálculo RCS ₂₀₁₇		Tipo Dato
308.664,547	Real	
333.652,563	Previsión Cierre	
0,080955253		
232.970.755,22 €		
0,97		
1,080955253		
244.276.032,85 €		
Correc. RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1283/2017	14.339.709,29 €	

3º Cálculo RCS ₂₀₁₇		Tipo Dato
308.664,547	Real	
337.388,600	Real	
0,093059127		
232.970.755,22 €		
0,97		
1,093059127		
247.011.285,94 €		
Correc. RCS ₂₀₁₇ en Nueva Orden	2.735.253,09	

Actualización del RCS ₂₀₁₈		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato
2017	333.652,563	Previsión Cierre
2018	337.166,619	Estimación
ΔDT	0,010532081	
RCS ₂₀₁₇	244.276.032,89 €	
f ^Δ	0,97	
1+ΔDT	1,010532081	
RCS ₂₀₁₈	239.443.304,82 €	
RCS ₂₀₁₈ en O. ETU/1283/2017	239.443.304,82 €	

2º Cálculo RCS ₂₀₁₈		Tipo Dato
337.388,600	Real	
334.764,551	Previsión Cierre	
-0,007777526		
247.011.285,94 €		
0,97		
0,992222474		
237.737.444,77 €		
Correc. RCS ₂₀₁₈ en Nueva Orden	-1.705.860,06 €	

Cálculo RCS ₂₀₁₉		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS ₂₀₁₉	Tipo Dato
2018	334.764,551	Previsión Cierre
2019	330.849,633	Estimación
ΔDT	-0,011694544	
RCS ₂₀₁₈	237.737.444,77 €	
f ^Δ	0,97	
1+ΔDT	0,988305456	
RCS ₂₀₁₉	227.908.497,35 €	
RCS ₂₀₁₉ en Nueva Orden	227.908.497,35 €	

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 25 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas titulares de activos de transporte, en concreto se recoge:

- El reparto entre empresas de la RCS de 2019.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018, tanto por los cambios en la demanda indicados antes como por la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones.
- La RD de 2019, la RF_{NMLL} de 2019, y las correcciones de errores de la retribución por disponibilidad de 2018 reconocida por la Orden

ETU/1283/2017¹⁶ y la Resolución de la DGPEyM de 7 de marzo de 2018¹⁷.

- La cantidad total a reconocer una vez adicionados la RD de 2019, la RF_{NMLL} de 2019 y la RCS 2019 y los pagos asociados a las correcciones descritas.

Al objeto de facilitar la aplicación por el Sistema de Liquidaciones, la Retribución Anual y sus componentes (RD, RCS y RFNMLL) se desglosan entre:

- Retribución del año 2019 de activos cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (Instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008).
- Retribución del año 2019 de activos cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes recogidos en el Anexo III del Real Decreto 326/2008 (Instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2008).

Se ha de señalar que, a día de hoy, no hay constancia de la puesta en servicio de nuevas instalaciones desde diciembre de 2017 que deban ser incluidas en el régimen retributivo por la próxima Orden Ministerial con una retribución a cuenta.

¹⁶ La Orden ETU/1283/2017 estableció la retribución 2018 de las empresas Gas Natural Transporte SDG, Redexis Gas, Redexis Infraestructuras y Redexis Gas Murcia considerando el valor de inversión resultante de aplicar valores unitarios en vez del valor de inversión reconocida de algunas instalaciones Las correcciones recogidas han sido las siguientes:

- Posiciones 01, 02, 03, 04 y 05 y ERMs ubicadas en ellas del gasoducto Huerca-Overa-Baza-Guadix de la empresa Redexis Infraestructuras que hace que haya que minorar en 118.865,81 € la retribución publicada en la O. ETU/1283/2017
- ERM de Yeles; Obra lineal del Gasoducto El Burgo de Ebro- La Puebla de Alfinden y su Posición 00; Obra lineal del Gto Arevalo-Sanchidrian, sus Posiciones 01 y 02 y ERM ubicada en la Pos. 02; Posiciones 04 y 05 y ERMs ubicadas en ellas del gasoducto Oliva-Altea de la empresa Redexis Gas que hace que haya que minorar en 22.443,81 € la retribución publicada en la O. ETU/1283/2017
- Posiciones 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08 y 09, y ERMs ubicadas en Pos 03, 05, 07, 08 y 09 del gasoducto Moratalla-Mula de la empresa Redexis Gas Murcia que hace que haya que minorar en 6.422,16 € la retribución publicada en la O. ETU/1283/2017
- Posiciones 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08 y 09 del gasoducto Mariña Lucense de la empresa Gas Natural Transporte SDG que hace que haya que minorar en 141.868,28 € la retribución publicada en la O. ETU/1283/2017

¹⁷ Resolución por la que se incluyen de forma definitiva dos instalaciones de Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A., y que carecía del valor definitivo a retribuir de 2018 (73.449,91 €) por lo que se le estaba liquidando el valor a cuenta (75.952,53 €)

Cuadro 25. Detalle de la Retribución 2019 por la actividad de transporte a publicar en BOE

Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2019

En Euros	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)			Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)			Total RCS 2019
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,65	53,76%	122.527.999,21	2.538.604.619,22	30,10%	68.611.684,08	191.139.683,29
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	127.524.132,16	1,51%	3.446.635,76	124.606.634,59	1,48%	3.367.783,62	6.814.419,38
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.299.597,24	0,02%	35.124,63	58.499.971,33	0,69%	1.581.097,55	1.616.222,19
NEDGIA CEGAS, S.A.	19.223.760,91	0,23%	519.566,77	21.663.111,71	0,26%	585.495,89	1.105.062,67
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.238.746,60	0,01%	33.480,00	35.045.174,49	0,42%	947.177,21	980.657,21
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	13.461.891,93	0,16%	363.838,89	28.067.145,36	0,33%	758.579,77	1.122.418,66
Reganosa	50.514.787,36	0,60%	1.365.279,42	22.198.238,85	0,26%	599.958,95	1.965.238,36
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,35%	787.615,14	39.295.393,61	0,47%	1.062.049,25	5.849.664,39
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	148.981,35	0,00	0,00%	0,00	148.981,35
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,19%	436.091,35	235.316.007,33	2,79%	6.359.961,47	6.796.052,82
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,22%	2.786.836,66	195.840.253,47	2,32%	5.293.037,56	8.079.874,22
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	178.531.140,77	2,12%	4.825.218,60	19.381.921,44	0,23%	523.841,43	5.349.060,03
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00%	0,00	14.571.095,52	0,17%	393.817,69	393.817,69
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00%	0,00	20.251.547,63	0,24%	547.345,10	547.345,10
Total	5.079.181.303,38	60,23%	137.276.667,79	3.353.341.114,57	39,77%	90.631.829,56	227.908.497,35

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2018

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2018 (1)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.072.091.137,87	83,87%	200.813.563,25	7.072.091.137,89	83,87%	199.382.912,14	-1.430.651,11
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	252.130.766,76	2,99%	7.159.307,86	252.130.766,75	2,99%	7.108.302,98	-51.004,88
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.568,57	0,71%	1.698.021,73	59.799.568,57	0,71%	1.685.924,55	-12.097,17
NEDGIA CEGAS, S.A.	40.886.872,62	0,48%	1.160.991,63	40.886.872,62	0,48%	1.152.720,40	-8.271,22
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	36.283.921,09	0,43%	1.030.289,82	36.283.921,08	0,43%	1.022.949,75	-7.340,07
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	41.529.037,29	0,49%	1.179.226,02	41.529.037,29	0,49%	1.170.824,89	-8.401,13
Reganosa	72.713.026,21	0,86%	2.064.702,16	72.713.026,21	0,86%	2.049.992,66	-14.709,51
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.943.278,81	68.436.836,06	0,81%	1.929.434,36	-13.844,45
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	156.521,53	5.512.249,80	0,07%	155.406,42	-1.115,10
Redexis Infraestructuras, S.L.	251.451.211,29	2,98%	7.140.011,75	251.451.211,28	2,98%	7.089.144,34	-50.867,41
Redexis Gas, S.A.	298.952.085,01	3,55%	8.488.809,36	298.952.085,01	3,55%	8.428.332,75	-60.476,62
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	197.913.062,21	2,35%	5.619.784,36	197.913.062,20	2,35%	5.579.747,47	-40.036,89
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.571.095,52	0,17%	413.749,41	14.571.095,52	0,17%	410.801,75	-2.947,66
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	575.047,09	20.251.547,63	0,24%	570.950,29	-4.096,79
Total	8.432.522.417,95	100,00%	239.443.304,78	8.432.522.417,93	100,00%	237.737.444,74	-1.705.860,03

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2017 (2)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.072.091.137,89	83,89%	204.923.139,51	7.072.091.137,89	83,89%	207.217.743,05	2.294.603,54
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	252.130.766,75	2,99%	7.305.820,49	252.130.766,75	2,99%	7.387.626,58	81.806,09
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.568,57	0,71%	1.732.771,14	59.799.568,57	0,71%	1.752.173,64	19.402,51
NEDGIA CEGAS, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.184.750,90	40.886.872,62	0,49%	1.198.017,01	13.266,11
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	36.283.921,08	0,43%	1.051.374,33	36.283.921,08	0,43%	1.063.146,97	11.772,64
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	41.529.037,29	0,49%	1.203.358,46	41.529.037,29	0,49%	1.216.832,93	13.474,47
Reganosa	72.713.026,21	0,86%	2.106.955,53	72.713.026,21	0,86%	2.130.547,93	23.592,39
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.983.047,32	68.436.836,06	0,81%	2.005.252,27	22.204,95
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	159.724,70	5.512.249,80	0,07%	161.513,20	1.788,50
Redexis Infraestructuras, S.L.	251.451.211,28	2,98%	7.286.129,47	251.451.211,28	2,98%	7.367.715,08	81.585,61
Redexis Gas, S.A.	296.626.331,74	3,52%	8.595.137,99	296.626.331,74	3,52%	8.691.381,07	96.243,08
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	197.913.062,20	2,35%	5.734.791,21	197.913.062,20	2,35%	5.799.005,88	64.214,67
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.571.095,52	0,17%	422.216,66	14.571.095,52	0,17%	426.944,38	4.727,72
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	586.815,23	20.251.547,63	0,24%	593.386,02	6.570,80
Total	8.430.196.664,66	100,00%	244.276.032,93	8.430.196.664,66	100,00%	247.011.286,02	2.735.253,09

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 25. Detalle de la Retribución 2019 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

Retribución por Disponibilidad (RD) 2019 y Retribución Total a reconocer

Retribución 2019 de Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2019	Total Retribución Anual	Correcciones RD ₂₀₁₈ [3]
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	250.285.283,17	1.346.113,61	122.527.999,21	374.159.395,99	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.243.795,39	2.659,54	3.446.635,76	12.693.090,69	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	117.485,19	76,11	35.124,63	152.685,94	
NEDGIA CEGAS, S.A.	714.461,56	607,13	519.566,77	1.234.635,46	
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	99.119,59	72,65	33.480,00	132.672,24	
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.204.456,08	544,05	363.838,89	1.568.839,01	
Reganosa	3.703.522,18	16.057,73	1.365.279,42	5.084.859,33	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.725.300,87	5.273,85	787.615,14	2.518.189,87	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	351.733,32	2.451,81	148.981,35	503.166,48	
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.245.667,66	1.384,41	436.091,35	1.683.143,43	
Redexis Gas, S.A.	5.366.442,79	4.947,34	2.786.836,66	8.158.226,78	
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	10.970.356,55	15.047,92	4.825.218,60	15.810.623,08	
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total	285.027.624,36	1.395.236,15	137.276.667,79	423.699.528,30	0,00
Retribución 2019 de Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)					
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2019	Total Retribución Anual	Correcciones RD ₂₀₁₈ [4]
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	215.001.501,34	599.610,44	68.611.684,08	284.212.795,86	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.630.739,64	31.794,38	3.367.783,62	14.030.317,64	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	4.808.656,58	1.609,58	1.581.097,55	6.391.363,71	-141.868,28
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.624.559,35	2.375,75	585.495,89	2.212.431,00	
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	2.631.679,72	1.666,90	947.177,21	3.580.523,83	
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.788.647,40	1.593,79	758.579,77	2.548.820,96	-2.502,62
Reganosa	2.050.134,52	14,52	599.958,95	2.650.107,99	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	3.151.318,54	3.201,63	1.062.049,25	4.216.569,42	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
Redexis Infraestructuras, S.L.	22.476.269,54	21.210,79	6.359.961,47	28.857.441,79	-118.865,81
Redexis Gas, S.A.	13.008.793,09	24.430,37	5.293.037,56	18.326.261,03	-22.443,81
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	1.698.001,25	1.102,19	523.841,43	2.222.944,87	
NEDGIA NAVARRA, S.A.	907.108,99	1.135,74	393.817,69	1.302.062,42	
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.366.396,59	0,00	547.345,10	1.913.741,68	-6.422,16
Total	281.143.806,55	689.746,10	90.631.829,56	372.465.382,21	-292.102,68
Retribución 2019					
En Euros	Activos PEM antes 2008	Activos PEM desde 2008	Ajustes a liquidar en 2017 [1]+[2]+[3]+[4]	Total a Publicar en BOE	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	374.159.395,99	284.212.795,86	863.952,43	659.236.144,29	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	12.693.090,69	14.030.317,64	30.801,21	26.754.209,54	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	152.685,94	6.391.363,71	-134.562,95	6.409.486,70	
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.234.635,46	2.212.431,00	4.994,89	3.452.061,34	
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	132.672,24	3.580.523,83	4.432,58	3.717.628,65	
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.568.839,01	2.548.820,96	2.570,72	4.120.230,69	
Reganosa	5.084.859,33	2.650.107,99	8.882,89	7.743.500,21	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	2.518.189,87	4.216.569,42	8.360,49	6.743.119,79	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	503.166,48	0,00	673,40	503.839,87	
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.683.143,43	28.857.441,79	-88.147,61	30.452.437,61	
Redexis Gas, S.A.	8.158.226,78	18.326.261,03	13.322,65	26.497.810,46	
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	15.810.623,08	2.222.944,87	24.177,78	18.057.745,73	
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	1.302.062,42	1.780,06	1.303.842,48	
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	1.913.741,68	-3.948,16	1.909.793,53	
Total	423.699.528,30	372.465.382,21	737.290,38	796.902.200,88	

Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución reconocida recogidas en el Cuadro 25, las previsiones, bajo el criterio de devengo, de las retribuciones por empresa transportista pendientes de reconocer asociadas a instalaciones y gas de nivel mínimo de llenado de transporte, y la previsión de coste de gas de operación para la actividad de transporte.

Por su parte, en el Anexo XI se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada.

5.3.4. Retribución de la actividad de distribución

El Cuadro 26 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores de retribución anual de 2019, así como los ajustes de los años 2017 y 2018 por los desvíos en las previsiones de demanda y puntos de suministro, los cuales determinan la retribución final a publicar en el BOE.

Cuadro 26. Detalle de la Retribución 2019 por la actividad de distribución a publicar en BOE

En €	Retribución Provisional Año 2019 a Liquidar en 2019	Ajuste Retribución de 2018 a Liquidar en 2018	Ajuste Retribución de 2017 a Liquidar en 2018	Propuesta Retribución CNMC
Nortegas Energía Distribución, S.A.	103.733.576,95	1.177.135,26	-568.428,18	104.342.284,03
Ned España Distribución Gas, S.A.U	70.309.878,71	2.346.192,58	4.116.425,71	76.772.497,00
Redexis Gas, S.A.	94.267.187,96	8.247.208,22	3.555.051,55	106.069.447,72
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	13.116.252,33	460.947,19	236.882,44	13.814.081,96
Tolosa Gas, S.A	751.032,65	15.268,44	29.599,45	795.900,54
Nedgia Catalunya, S.A.	399.284.287,63	7.650.601,06	8.631.714,01	415.566.602,70
Nedgia Andalucía, S.A.	64.390.766,75	1.154.793,21	1.009.282,35	66.554.842,31
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.623.159,48	3.354.947,72	1.458.939,17	53.437.046,37
Nedgia Castilla Y León, S.A.	82.545.832,21	2.631.326,03	797.540,14	85.974.698,38
Cegas, S.A.	123.002.769,36	1.999.706,21	1.417.616,14	126.420.091,72
Nedgia Galicia, S.A.	41.615.595,63	2.317.742,07	1.147.772,99	45.081.110,70
Redexis Gas Murcia, S.A.	17.048.937,10	1.202.533,71	989.331,39	19.240.802,20
Nedgia Navarra, S.A.	35.885.094,25	1.529.310,17	620.807,95	38.035.212,38
Nedgia Rioja, S.A.	16.135.722,34	1.172.933,08	676.553,88	17.985.209,30
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.345.832,48	227.543,72	942.224,63	2.515.600,83
Madrileña Red De Gas, S.A.	142.741.250,65	4.554.286,78	1.035.397,51	148.330.934,94
Nedgia Madrid, S.A.	152.377.314,13	6.362.256,71	2.733.873,27	161.473.444,11
Nedgia Aragon, S.A	7.244.311,18	300.874,15	258.684,20	7.803.869,52
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	16.575.373,59	-116.738,43	161.513,06	16.620.148,22
TOTAL	1.430.994.175,37	46.588.867,88	29.250.781,68	1.506.851.819,59

Fuente: Elaboración Propia

Las retribuciones por empresas han sido determinadas teniendo en cuenta los datos reales de demanda 2017 obtenidos del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) y los escenarios de demanda previstos por esta Comisión para los años 2018 y 2019.

En cuanto a la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de municipios, señalar que para los municipios de reciente gasificación se han considerado:

- 1) En 2016, los valores definitivos utilizados por la Orden ETU/1283/2017
- 2) En 2017, los valores definitivos propuestos por esta Comisión a la Dirección General de Política Energética y Minas conforme a la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015¹⁸ que son recogidos en el Acuerdo de esta Sala adoptado el 17 de octubre de 2018 en el expediente INF/DE/085/18.
- 3) En 2018 y 2019, los puntos de suministro que prevén alcanzar las empresas distribuidoras a finales de 2018 y 2019 de acuerdo con la información facilitada por las distribuidoras para la realización de esta propuesta

El número de puntos de suministro para el resto de municipios se obtienen restando al número total de puntos de suministros, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.

En el Anexo V se recogen los valores de todos los cálculos relacionados con la Retribución de la Actividad de Distribución a publicar en el BOE, así como la previsión de coste por la actividad de suministro a tarifa para 2017 en territorios insulares y la previsión de pagos a efectuar en concepto de retribución específica.

5.3.5. Hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel

La planta de regasificación del Puerto de El Musel está afectada por la Disposición Transitoria Tercera del Real Decreto-Ley 13/2012¹⁹, de 30 de marzo, en lo relativo a la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, y en particular a su puesta en marcha, sin perjuicio de su derecho al cobro de una retribución transitoria, igual a la retribución financiera del inmovilizado, hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones, siendo ésta una retribución no prevista en el régimen general de retribución de la

¹⁸ El apartado segundo de la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, dispone que, entre otros, la CNMC realizará las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014 y propondrá a la DGPEM en su propuesta de retribución, de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

¹⁹ *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*

actividad de regasificación establecido en la ITC 3994/2006, de 29 de diciembre, ni en la Ley 18/2014.

Asimismo, la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, establece que con objeto de que la instalación esté preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine, el Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará la retribución por costes de operación y mantenimiento a percibir.

Mediante Resolución de la DGPEyM de 31 de julio de 2014, se reconoce una retribución financiera transitoria, de carácter provisional, a la planta de regasificación para los años 2012, 2013 y 2014 y se establece un valor bruto de inversión en 381.944.592,90 € para el cálculo de anualidades futuras de retribución financiera transitoria.

Con fecha 9 de julio de 2015, esta Comisión emitió informe sobre la Propuesta de Orden Ministerial (INF/DE/0028/15) que establecía la retribución por costes O&M de la Planta para los años 2013, 2014 y 2015. La misma determinaba el carácter definitivo de la retribución del año 2013 (5.205.681 €) y el carácter provisional de las correspondientes a los años 2014 y 2015 (80% del valor reconocido en 2013) hasta disponer de los valores definitivos una vez conocidas las correspondientes auditorias.

Por su parte, el artículo 3 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, recogió que la retribución provisional a percibir por ENAGAS TRANSPORTE en concepto de costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014, 2015 y 2016 es de 4.164.545 euros (80% del valor reconocido en 2013). Las Órdenes ETU/1977/2016 e ETU/1283/2017 recogieron idéntica cantidad como retribución provisional a percibir en 2017 y 2018 en concepto de costes de O&M.

Atendiendo a lo anterior, se propone reconocer a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., una retribución financiera de 19.440.979,78 € (resultante de aplicar la Tr de 5,09% al Valor Bruto recogido en la Resolución) y una retribución provisional de O&M de 4.164.544,8 € para 2019.

En consecuencia, el Cuadro 27 recoge las cantidades a publicar en el BOE en concepto de retribución por la hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel.

Cuadro 27. Detalle Retribución 2019 por la hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel a publicar en BOE

En Euros	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.
Retribución Anual Provisional	
Retribución Financiera Provisional	19.440.979,78
Retribución O&M Provisional	4.164.544,80
Total	23.605.524,58

Fuente: Elaboración Propia

Señalar que con la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural, queda restablecida la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la Disposición Transitoria Tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

Según la misma, los titulares de las instalaciones afectadas que quieran proceder a la puesta en explotación total o parcial de las instalaciones para la prestación de uno o varios servicios de capacidad, deberán obtener, con carácter previo a la solicitud de acta de puesta en servicio total o parcial, una resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación del servicio de capacidad que corresponda y para el comienzo de la operación de las instalaciones asociadas al mismo.

En caso de ser otorgada la resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación de uno o varios servicios de capacidad por las instalaciones, su respectivo titular podrá solicitar el acta de puesta en servicio de las instalaciones necesarias y a partir del momento en que dispongan del acta de puesta en servicio, los titulares de las referidas instalaciones dejarán de percibir la retribución transitoria prevista en el apartado 2.

5.3.6. Retribución del Gestor Técnico del Sistema-ENAGAS GTS, S.A.U.

Con fecha 23 de junio de 2015, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó la *“Propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema”* (INF/DE/015/15), que fue remitida al Ministerio Energía, Turismo y Agenda Digital en fecha 1 de julio de 2015.

De conformidad con dicha propuesta, la base de retribución a ENAGAS GTS, S.A.U. (ENAGAS GTS en adelante) prevista para el año 2016 es de 22.825.000 euros, pudiendo variar en +/-5%, en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema, en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

El Artículo 5 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, estableció una retribución de 23.966.250 € para 2016, con carácter provisional y mientras no se

disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2445/2014. El Artículo 2 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, mantuvo la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema en 23.966.250 euros para el año 2017. De igual forma, el Artículo 2 de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, ha mantenido nuevamente la retribución provisional del GTS en 23.966.250 euros para 2018.

La Propuesta de metodología aprobada por esta Comisión, incluye un mecanismo de revisión de la retribución de ENAGAS GTS a la mitad del periodo regulatorio establecido, según lo dispuesto con carácter general por la Ley 18/2014 para la retribución del resto de actividades con régimen económico regulado del sector gasista. En esta revisión se podrá considerar la inclusión de nuevos costes asociados a nuevas funciones que la regulación haya podido asignar al Gestor Técnico del Sistema, siempre y cuando éstos estén debidamente justificados, hayan sido prudentemente incurridos, y tenga carácter de coste adicional con respecto a los costes que forman parte de la base de retribución.

En aplicación de la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de junio de 2015 y tras analizar la información aportada por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información efectuado el 12 de junio de 2018, la información reportada a través de la Circular 5/2009, y las cuentas anuales y sus memorias de ENAGAS GTS para los ejercicios de 2015 a 2018, se propone que se incremente en 1.665.000 euros la base de retribución de ENAGAS GTS para el año 2019²⁰, pasando de 22.825.000 euros a 24.490.000 euros (un incremento del 2,2% respecto a la retribución establecida para el GTS en la Orden ETU/1283/2017), pudiendo variar esta cuantía en un +/-5% en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos. El anexo VI describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

5.3.7. Retribución del Operador del Mercado Organizado de Gas – MIBGAS, S.A.

El operador del mercado organizado de gas (MIBGAS, S.A.) es la sociedad responsable de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de gas en el mercado organizado de gas natural.

²⁰ Esta retribución tendrá carácter provisional mientras no se apruebe la metodología de retribución del gestor técnico del sistema.

De acuerdo con la redacción dada por la Ley 8/2015²¹, de 21 de mayo, al apartado 3 del Artículo 65.ter de la Ley 38/1998, “la retribución del operador del mercado organizado de gas será asumida por todos los agentes que operen en dicho mercado en las condiciones que se fijen por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo”.

Por su parte, la Disposición Transitoria Segunda de la citada Ley 8/2015, sobre financiación del operador del mercado, indicó que la retribución del operador del mercado se incluirá entre los costes del sistema gasista a los que hace referencia el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, “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”. Durante dicho periodo transitorio la retribución del operador del mercado será fijada por Orden del Ministro.

Con fecha 9 de mayo de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el “Acuerdo por el que se aprueba la metodología de retribución del operador del mercado organizado del gas” (PDN/DE/004/15), que fue remitida al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, en cumplimiento de lo establecido en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, “por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos”.

De conformidad con esta propuesta de metodología, se propuso que se estableciera una retribución al Operador del Mercado de Gas en 2018 de 2.432.007 €. A esta cantidad, se le añadirían los costes de las medidas de fomento de la liquidez en las que el Operador del Mercado del Gas incurra durante 2018. Asimismo, según la propuesta de la CNMC, se debería incorporar un ajuste de eficiencia, que se calcularía al término del ejercicio.

La Disposición Transitoria Segunda de la Orden ETU/1283/2017, estableció que, con carácter provisional y mientras no se apruebe la metodología de la retribución a la que hacer referencia la Disposición Transitoria Segunda de la Ley 8/2015, la retribución del operador de mercado organizado correspondiente al año 2018 se fija en 3.920.000 €.

Para el año 2019, esta Comisión propone que se establezca una retribución al Operador del Mercado de Gas de 2.432.007 € resultante de aplicar la metodología propuesta por esta Comisión. A esta cantidad, se añadirían los costes de las medidas de fomento de la liquidez en las que el Operador del Mercado del Gas incurra durante 2019. Asimismo, según la propuesta de la

²¹ Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos

CNMC, se debería incorporar un ajuste de eficiencia, que se calcularía al término del ejercicio.

Cabe señalar que se ha estimado el coste de las medidas de fomento de la liquidez en 573.000 euros de acuerdo con los datos del presupuesto 2019 de MIBGAS remitido a la Comisión. Adicionalmente se considera adecuado incluir el coste, neto de los ingresos de los agentes, correspondientes a Trayport para el ejercicio 2019, de acuerdo con la información aportada por MIBGAS. Por consiguiente, la retribución propuesta para 2019 se sitúa en 3.150.007 euros.

5.3.8. Previsión cuota tributaria por Tasa MINETUR/CNMC

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece en su Disposición Adicional Decimocuarta las Tasas, prestaciones patrimoniales e ingresos derivados del ejercicio de las funciones previstas en la citada Ley.

Entre ellas se encuentra la Tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos (Tasa MINETUR/CNMC), definiéndose como hecho imponible la prestación de servicios y realización de actividades por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (hoy Ministerio para la Transición Ecológica) y por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el sector de los hidrocarburos gaseosos, de conformidad con lo establecido en esta Ley y en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

La base imponible de la citada tasa viene constituida por la facturación total derivada de la aplicación de peajes y cánones a que se refiere el artículo 92 de la Ley 34/1998, y el tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar en el Tesoro Público será de 0,140 por ciento

Asumiendo que la facturación prevista en 2019 por peajes y cánones sería de 2.983 millones de € se estima recaudar por la tasa 4.176.208,20 €.

5.3.9. Anualidad 2019 correspondientes al cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Supremo Nº 2278/2016

La Disposición Adicional Primera de la Orden ETU/1283/2017 reconoce un importe de 60.840.922 € a ENAGAS Transporte, S.A.U por las diferencias entre las retribuciones incluidas en la Resolución de 26 de octubre de 2011 para las ampliaciones de las plantas de regasificación de Cartagena y Huelva realizadas en los años 2004 y 2005 y las retribuciones que, según lo dispuesto en la Sentencia del tribunal Supremo 2278/2016, se debieron reconocer, así como los intereses legales devengados.

La citada disposición indica que, al objeto de no afectar el equilibrio financiero del sistema gasista, el cobro de los 60.840.922 € se realizará en 5 anualidades desde el año 2018.

En consecuencia, la anualidad del año 2019 correspondiente a la Sentencia del Tribunal Supremo Nº 2278/2016 es de 12.168.198,40 €.

5.3.10. Anualidades por derechos de cobro por el déficit acumulado a 31/12/2014 y desajustes temporales del periodo 2015-2017 en el sistema gasista

En los ejercicios 2015, 2016 y 2017, las anualidades de los derechos de cobro del sistema gasista (Déficit acumulado a 31/12/2014 y Desajuste 2015), se han venido reconociendo en las sucesivas órdenes de peajes y liquidando, con los tipos de interés propuestos por la CNMC, que se han calculado de forma consistente, aplicando la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014, *“Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista”* (INF/DE/0160/14). Las sucesivas órdenes de peajes han establecido estos tipos de interés como provisionales.

Con fecha 23 de noviembre de 2017, tuvo entrada en el registro de la CNMC la propuesta de Orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*. En adelante, *“Propuesta de orden de tipos de interés”*.

En el artículo 3 de dicha propuesta de Orden, que fue objeto de informe de la CNMC (IPN/CNMC/044/17, de fecha 21 de diciembre de 2017²²), se incluía una fórmula diferente a la empleada por la CNMC en su metodología, para determinar los tipos de interés aplicables en el cómputo de las anualidades correspondientes a los distintos derechos de cobro del déficit del sector gasista. Como resultado de la aplicación de dicha fórmula, la propuesta de Orden contenía tipos de interés distintos a los que había propuesto la CNMC.

La Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, *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 2018*, estableció las anualidades de 2018 correspondientes a los derechos de cobro del sistema

²² *“Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de Orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia”*

gasista, así como la anualidad de 2017 relativa al desajuste del ejercicio 2016, con base en los tipos de interés contenidos en la “Propuesta de orden de tipos de interés”.

Resultando que las anualidades de los derechos de cobro del sistema gasista que se han incluido en las liquidaciones de los ejercicios 2015, 2016 y 2017 fueron calculadas con los tipos de interés propuestos por la CNMC (salvo la anualidad de 2017 correspondiente al desajuste 2016), mientras que las que se han incluido en las liquidaciones de 2018, y en la liquidación de 2017 en el caso del desajuste 2016, han sido calculadas con los tipos de interés contenidos en la “Propuesta de orden de tipos de interés”. De esta forma, resulta que un mismo derecho de cobro se ha liquidado con tipos de interés distintos a lo largo de los sucesivos ejercicios.

Tal y como indicó la CNMC en su informe de fecha 21 de diciembre de 2017, y como se puso asimismo de manifiesto por las empresas en sus alegaciones, la “Propuesta de orden de tipos de interés” contenía ciertas inconsistencias y errores de cómputo en la determinación de los valores numéricos de los tipos de interés, que hacían imprescindible su revisión, incluso aunque se mantenga la fórmula y método propuesto. A fecha actual, aún no se ha publicado en el BOE la correspondiente Orden.

Por los motivos expuestos, dadas las inconsistencias detectadas en la determinación de los valores numéricos de la “Propuesta de orden de tipos de interés”, así como el hecho de que a día de hoy la Orden con los tipos de interés definitivos aún no haya sido publicada, así como que la Orden ETU/1238/2017 no indica expresamente que el tipo de interés empleado para el cálculo de la anualidad del año 2018 (y del año 2017, en el caso del desajuste 2016) deba ser el que se utilice en el cómputo de anualidades futuras, la CNMC propone que las anualidades de los derechos de cobro del sistema gasista en 2019 se calculen con los tipos de interés propuestos por la CNMC.

El siguiente cuadro muestra un resumen de las anualidades de 2019 calculadas con los tipos de interés propuestos por la CNMC.

Cuadro 28. Anualidades para 2019 de los derechos de cobro del sistema gasista

Derecho de Cobro	Tipo de Interés	IPC 31/12/2018 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad 2019 (€)
Déficit acumulado 31/12/2014	1,104%	881.451.921	9.731.229,21	68.336.863,04	78.068.092,25
Desajuste 2015	0,836%	15.787.026	131.979,54	5.446.374,71	5.578.354,25
Desajuste 2016	0,716%	70.482.290	504.653,19	18.002.824,13	18.507.477,32
Desajuste 2017	0,860%	23.371.527	200.995,13	4.760.383,56	4.961.378,69

Derecho de Cobro	Tipo de Interés	IPC 28/11/2019 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad 2019 (€)
Desajuste 2018	0,863%	47.647.792	37.177,03	861.576,51	898.753,53

Fuente: elaboración propia

Para el cálculo de la anualidad de 2018 del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2017, se ha empleado el tipo de interés obtenido de la aplicación de la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014.

Cuadro 29. Anualidad para 2018 del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2017

Derecho de Cobro	Tipo de Interés	IPC 28/11/2018 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad 2018 (€)
Desajuste 2017	0,860%	23.801.918	18.506,81	430.390,84	448.897,65

Fuente: elaboración propia

Si de forma consistente con el resto de ejercicios, se aplicaran los tipos de interés propuestos por la CNMC al cálculo de las anualidades de 2018, y al cálculo de la anualidad de 2017 en el caso del desajuste 2016, resultarían los siguientes valores.

Cuadro 30. Anualidades para 2018 de los derechos de cobro del sistema gasista y anualidad para 2017 del desajuste 2016, calculadas con los tipos de interés propuestos por la CNMC

Derecho de Cobro	Tipo de Interés CNMC	IPC 31/12/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad 2018 con tipo interés CNMC (€)
Déficit acumulado 31/12/2014	1,104%	949.788.784	10.485.668,18	68.336.863,04	78.822.531,22
Desajuste 2015	0,836%	21.233.401	177.511,23	5.446.374,71	5.623.885,94
Desajuste 2016	0,716%	88.485.114	633.553,41	18.002.824,13	18.636.377,54

Derecho de Cobro	Tipo de Interés CNMC	IPC 30/11/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad 2017 con tipo interés CNMC(€)
Desajuste 2016	0,716%	90.014.121	54.738,45	1.529.006,98	1.583.745,43

Fuente: elaboración propia

El Anexo VII describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

5.3.11. Anualidad correspondiente al Laudo del Arbitraje de París

El Artículo 66 de la Ley 18/2014 establece que a los costes del sistema gasista enumerados en el artículo 59.4 de la citada Ley, se les adicionará *“el 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.”*

Y a continuación añade que *“la cantidad total a recaudar por este recargo se cuantifica en 163.790.000 euros, que se recuperarán en un periodo de 5 años. Anualmente, a partir del año 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2019 incluido,*

se recuperarán 32.758.000 euros, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que será aprobado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.”

El derecho de cobro generado por el desvío correspondiente a dicho Laudo al que se refiere el artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, es titularidad de SAGANE, sociedad del grupo GAS NATURAL (actualmente NATURGY ENERGY GROUP).

Para las anualidades de 2015, 2016 y 2017, el tipo de interés provisional aplicable a este derecho de cobro fue de 1,201%²³.

La Disposición Adicional Segunda de la Orden ETU/1283/2017, modificó el tipo de interés aplicable para 2018 estableciéndolo en 1,120%. Dicho tipo de interés era consecuente con la propuesta de Orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014 que tuvo entrada en el registro de la CNMC con fecha 23 de noviembre de 2017.

Tal y como indicó la CNMC en su informe de fecha 21 de diciembre de 2017 (IPN/CNMC/044/17), y como se puso asimismo de manifiesto por las empresas en sus alegaciones, dicha propuesta de Orden contenía ciertas inconsistencias y errores de cómputo en la determinación de los valores numéricos de los tipos de interés, que hacían imprescindible su revisión. A fecha actual, aún no se ha publicado en el BOE la correspondiente Orden por la que se desarrolla dicha metodología de cálculo de los tipos de interés definitivos.

Dadas las inconsistencias detectadas en la determinación de los valores numéricos de la propuesta de Orden, así como el hecho de que a día de hoy la Orden con los tipos de interés definitivos aún no haya sido publicada, así como que la Orden ETU/1283/2017 no indica expresamente que el tipo de interés empleado para el cálculo de la anualidad del año 2018 deba ser utilizado en el cómputo de anualidades futuras, la CNMC propone que la anualidad del año 2019 del derecho de cobro relativo al Laudo de París, se calcule con el tipo de interés del 1,201% que se ha venido aplicando de forma consistente desde la fecha de devengo del derecho de cobro (salvo para el cálculo de la anualidad de 2018).

²³ La CNMC recogió el cálculo de este tipo de interés en el informe “Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016” (INF/DE/083/15), tras aplicar la metodología propuesta en el informe de la CNMC, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14). El tipo de interés provisional del derecho de cobro se estableció para dichos años a través de la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

De este modo, para el cálculo de la anualidad correspondiente al año 2019, se parte de un importe pendiente de cobro de 32.758.000 € a 31/12/2018, y se aplica el tipo de interés del 1,201% propuesto por la CNMC, en base a su metodología de cálculo aprobada en fecha 11 de diciembre de 2014.

Los intereses a satisfacer en 2019, último año de pago, serían 393.423,58 € y, por tanto, el importe total (anualidad e intereses) ascendería a 33.151.423,58 €.

Cuadro 31. Detalle de la Retribución 2019 asociada al Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París a publicar en BOE

En Euros	SAGANE
Anualidad	32.758.000,00
Intereses 2019	393.423,58
Importe 2019	33.151.423,58

Fuente: Elaboración Propia

Puesto que el plazo de recuperación del derecho de cobro es de 5 años y queda éste saldado a fecha 31 de diciembre de 2019, se propone que la anualidad de 2018 también se calcule con el tipo de interés del 1,201%, de forma consistente con el resto de ejercicios. En tal caso, el importe total a liquidar en el año 2018 ascendería a 33.544.847,16 €, en vez de los 33.491.779,20 € que determinó la Orden ETU/1283/2017

El Anexo VIII describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

5.3.12. Resumen de la Propuesta de retribución a publicar en el BOE

Finalmente, en el Cuadro 32 se recoge la Propuesta de Retribución Anual a publicar en la Orden Ministerial (2.862,64 millones de €), desglosada por empresa y actividad regulada, para el año 2019, así como una comparación con los valores de retribución 2018 publicados en la Orden ETU/1283/2017.

Cuadro 32. Propuesta de Retribución para 2019 y comparación con Retribución publicada en O. ETU/1283/2017

Empresa	Propuesta de Orden											Importes a Liquidar en 2019 ya reconocidos en otras OM			Total Propuesta CNMC a Liquidar	Publicada en O. ETU/1283/2017					Diferencias			
	Regasificación	Transporte	Almacenamiento Subterráneo	Gestión Técnica del Sistema	Operación Mercado Organizado de Gas	Distribución		Hibernalción Planta Regasificación n El Musel	Anualidad Sentencia TS Nº 2278/2016	Laudó de Paris	Derechos Cobro Desajuste Temporal 2017		Total	Por Desajuste Temporal 2015 y 2016		Por Deficit Acumulado a 31/12/2014	Total	Derechos Cobro			€	%		
						Año 2018	Devios 2016-2017 a Liquidar en 2017				Pago a liquidar en 2018	Pago a liquidar en 2019						a Liquidar en 2017	a Liquidar en 2018	Por Devio Temporal 2016			Por Devio Temporal 2015 y 2016	Por Deficit Acumulado a 31/12/2014
MIBGAS, S.A.					3.150.007,00						0,00	0,00	3.150.007,00	20.042,64		3.170.049,64	3.920.000,00	1.697,48	19.978,13		3.941.675,61	-771.625,97	-19,6%	
Enagas, S.A.											0,00	0,00	0,00	0,00	4.988,30	4.988,30	0,00	0,00	0,00	0,00	5.078,38	-90,08	-1,8%	
Enagas GTS				24.490.000,00							0,00	0,00	24.490.000,00	0,00		24.490.000,00	23.966.250,00	0,00	0,00	0,00	23.966.250,00	523.750,00	2,2%	
Enagas Transporte, S.A.U.	211.267.625,89	659.236.144,29	86.295.955,11								174.321,84	1.926.667,82	994.674.437,92	9.366.083,29	28.587.288,92	1.032.627.810,13	1.021.494.384,58	613.791,87	9.299.076,99	29.103.532,69	1.060.516.786,13	-27.882.976,00	-2,6%	
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.		26.754.209,54									4.587,25	50.699,96	26.809.496,75	245.616,76	677.041,94	27.732.155,45	27.835.581,75	15.983,61	243.836,47	689.268,31	28.784.670,14	-1.052.514,69	-3,7%	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	66.172.757,86	503.839,87									12.514,93	138.319,56	66.827.432,23	827.581,62	2.825.434,41	70.480.448,26	73.130.200,91	54.037,04	821.620,47	2.876.457,54	76.882.315,96	-6.401.867,70	-8,3%	
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	48.474.770,02										9.187,69	101.545,64	48.585.503,35	458.201,31	1.012.949,82	50.056.654,48	51.518.350,52	29.687,83	454.853,51	1.031.242,19	53.034.134,05	-2.977.479,57	-5,6%	
Total Grupo ENAGAS	325.915.153,77	686.494.193,70	86.295.955,11	24.490.000,00	0,00	0,00	23.605.524,58	12.168.198,40	0,00	0,00	200.611,71	2.217.232,98	1.161.386.870,25	10.897.482,98	33.107.703,39	1.205.392.056,62	1.197.944.767,77	713.500,35	10.819.387,44	33.705.579,11	1.243.183.234,67	-37.791.178,05	-3,0%	
Naturgy/Almacenamientos Andalucía, S.A.			6.749.351,75								1.306,95	14.444,89	6.765.103,59	52.202,58	50.186,28	6.867.492,45	6.287.918,10	3.343,30	51.813,15	51.092,57	6.394.167,12	473.325,33	7,4%	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.		6.409.486,70									1.122,30	12.404,01	6.423.013,01	95.657,51	623.627,66	7.142.298,18	6.779.892,41	3.548,45	94.414,44	634.889,45	7.512.744,75	-370.446,56	-4,9%	
Gas Directo, S.A.											0,00	0,00	0,00	2.565,78	31.217,61	33.783,39	0,00	0,00	2.512,89	31.781,35	34.294,24	-510,85	-1,5%	
Nedgia Catalunya, S.A.	18.087.745,73	3.717.628,65				399.284.287,63	16.282.315,07				66.719,98	737.412,18	434.428.480,45	4.128.931,31	13.350.911,01	453.906.322,80	381.313.567,45	249.979,84	4.093.201,85	15.628.125,56	401.284.674,70	52.621.448,11	13,1%	
Nedgia Andalucía, S.A.						64.390.766,75	2.164.075,56				10.633,12	117.521,05	70.400.625,13	590.317,23	1.787.221,39	72.778.163,75	65.216.396,45	39.195,01	566.198,69	1.819.495,94	67.661.276,07	5.116.887,69	7,6%	
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.		4.120.230,69				48.623.159,48	4.813.886,89				7.659,44	84.654,88	57.649.591,39	384.013,62	1.048.273,40	59.081.478,41	53.118.035,79	24.744,55	381.179,82	1.067.203,65	54.591.163,81	4.490.314,60	8,2%	
Nedgia Castilla y León, S.A.						82.545.832,21	3.428.866,17				12.086,22	133.581,24	86.120.365,84	636.270,24	1.835.596,97	88.592.233,05	76.479.739,99	40.475,32	631.467,35	1.868.745,12	79.020.427,78	9.571.805,27	12,1%	
Cegas, S.A.	3.452.061,34					123.002.769,36	3.417.322,36				20.451,58	226.038,24	130.118.642,88	1.085.980,14	2.838.108,82	134.641.831,84	121.892.722,00	70.751,33	1.077.243,97	2.899.360,82	126.030.078,72	8.011.753,13	6,4%	
Nedgia Galicia, S.A.						41.615.595,63	3.465.515,07				5.833,69	64.476,03	45.151.420,42	331.626,59	862.373,81	46.345.420,62	39.350.246,25	21.776,97	329.263,19	877.946,70	40.579.233,20	5.766.187,42	14,2%	
Nedgia Navarra, S.A.	1.303.842,48					35.885.094,25	2.150.118,13				5.662,82	62.587,49	39.407.305,16	231.738,13	670.486,40	40.309.529,69	41.710.158,79	14.914,35	230.024,32	682.594,39	42.637.691,85	-2.328.162,15	-5,5%	
Nedgia Rioja, S.A.						16.135.722,34	1.849.486,96				2.323,97	25.685,39	18.013.216,66	117.857,51	339.406,97	18.470.493,14	15.208.995,24	7.521,36	116.982,59	345.536,16	15.679.035,35	2.791.457,79	17,8%	
Nedgia Madrid, S.A.						152.377.314,13	9.096.129,98				22.666,62	250.519,62	161.746.630,35	918.435,66	0,00	162.665.066,01	150.608.964,39	77.785,45	915.479,34	0,00	151.602.229,18	11.062.836,83	7,3%	
Nedgia Aragón, S.A.						7.244.311,18	559.558,34				1.012,77	11.193,47	7.816.075,76	0,00	0,00	7.816.075,76	6.679.405,78	0,00	0,00	0,00	6.679.405,78	1.136.669,98	17,0%	
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A.						16.575.373,59	44.774,63				2.583,35	28.552,06	16.651.283,63	0,00	0,00	16.651.283,63	16.703.566,92	0,00	0,00	0,00	16.703.566,92	-52.283,29	-0,3%	
SAGANE											33.151.423,58	0,00	33.151.423,58	0,00	0,00	33.151.423,58	33.491.779,20	0,00	0,00	0,00	33.491.779,20	-340.355,62	-1,0%	
Total Grupo NEDGIA	0,00	37.060.995,60	6.749.351,75	0,00	0,00	987.680.226,55	47.272.049,15	0,00	0,00	0,00	33.151.423,58	1.769.070,55	1.113.843.179,89	8.572.706,30	25.437.410,12	1.147.853.296,31	1.014.941.378,75	554.036,53	8.509.781,57	25.896.771,80	1.049.901.968,65	97.951.327,66	9,3%	
Redexis Infraestructuras, S.L.		30.452.437,61									5.051,70	55.833,24	30.513.322,55	182.337,66	21.666,26	30.717.326,47	32.068.272,71	15.105,22	181.681,41	22.057,52	32.287.116,86	-1.569.790,39	-4,9%	
Redexis Gas, S.A.		26.497.810,46									17.569,87	194.188,50	132.779.016,55	942.145,25	2.907.995,85	136.629.157,65	107.726.257,55	57.964,13	934.629,06	2.960.509,91	111.679.360,65	24.949.797,00	22,3%	
Redexis Gas Murcia, S.A.		1.909.793,53									2.817,20	31.136,74	21.184.549,67	151.565,98	433.767,98	21.769.883,63	16.503.327,18	10.006,49	150.496,82	441.601,18	17.105.431,67	4.664.451,96	27,3%	
Total Grupo REDEXIS	0,00	58.860.041,60	0,00	0,00	0,00	111.316.125,06	13.994.124,87	0,00	0,00	0,00	25.438,77	281.158,48	184.476.888,77	1.276.048,89	3.363.430,09	189.116.367,75	156.297.857,44	83.075,84	1.266.807,29	3.424.168,61	161.071.909,18	28.044.458,57	17,4%	
Nortegas Energía Distribución, S.A.																	30.625.909,80	92.631,44	1.438.612,76	4.335.846,51	36.493.007,51	73.903.328,72	202,5%	
Ned España Distribución Gas, S.A.U.																	133.622.347,03	0,00	0,00	0,00	133.622.347,03	-56.849.850,03	-42,5%	
Tolosa Gas, S.A.																	730.548,84	388,47	6.178,55	20.788,34	757.904,20	66.211,23	8,7%	
Total Grupo NORTEGAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	174.974.488,31	7.116.193,26	0,00	0,00	0,00	28.808,49	318.401,80	182.257.891,86	1.455.693,72	4.279.356,07	187.992.941,65	164.978.805,67	93.019,91	1.444.791,31	4.356.634,85	170.873.251,74	17.119.689,91	10,0%	
Gas Extremadura Transportista, S.L.		6.743.119,79															7.010.258,59	3.973,18	60.727,52	178.342,82	7.253.304,11	-259.965,11	-3,6%	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.																	12.588.737,76	7.263,14	108.572,82	289.231,98	12.993.805,70	1.237.311,68	9,5%	
Total Grupo DICOEIXA	0,00	6.743.119,79	0,00	0,00	0,00	13.116.252,33	697.829,63	0,00	0,00	0,00	3.108,67	34.358,15	20.594.665,57	170.506,95	459.280,87	21.224.456,39	19.598.996,35	11.238,32	169.300,34	467.574,80	20.247.109,81	977.346,57	4,8%	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	37.971.491,05	7.743.850,21															48.559.551,99	31.359,00	479.898,40	1.435.638,91	50.506.448,30	-2.877.379,84	-5,5%	
Ceasfidorca Regional Canaria, S.A.																	929.483,49	91,87	411,79	23.729,99	953.717,14	1.585.707,82	166,3%	
Madridena Red de Gas, S.A.																	145.249.408,49	79.442,20	1.200.903,59	3.673.991,66	150.203.745,94	3.207.309,95	2,1%	
ESCALUGS, S.A.																	0,00	0,00	0,00	6.493.768,70	6.493.768,70	-115.187,66	-1,8%	
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.																	0,00	0,00	0,00	5,80	27,07	32,87	-0,36	-1,1%
Total Grupo	363.886.644,82	796.902.200,88	93.045.306,86	24.490.000,00	3.150.007,00	1.430.994.175,37	75.839.649,56	23.605.524,58	12.168.198,40	33.151.423,58	448.897,67	4.961.378,70	2.862.645.407,42	24.085.831,56	78.068.992,24	2.964.797.321,00	2.752.420.249,65	1.567.461,50	23.911.265,66	79.477.8				

ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019

ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA EN PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019

En el presente anexo se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2018 y 2019.

Se indica que, en la estimación de la demanda destinada a generación eléctrica se ha tenido en cuenta la demanda de gas del ciclo combinado de BBE, en coherencia con el escenario de cobertura de demanda del Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2019 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 23 de octubre de 2018.

No obstante, las variables de facturación asociadas al ciclo combinado de BBE se han tenido en cuenta en la estimación de los ingresos por la aplicación de los peajes de regasificación, pero no en la estimación de los ingresos por el peaje de transporte y distribución, teniendo en cuenta las sentencias dictadas tanto por el Tribunal Supremo como por la Audiencia Nacional.

1. Previsión de demanda para el cierre de 2018

Para realizar la previsión de cierre del ejercicio 2018 se ha contrastado la información sobre el número de clientes, volumen y caudal contratado aportada por el GTS y por las empresas transportistas y distribuidoras con la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Al respecto, se señala que el informe conjunto remitido por REE y el OS en cumplimiento de lo establecido en el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, no incluye escenario de previsión para 2018.

1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.1 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el cierre de 2018, remitida por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares²⁴.

²⁴ A efectos de la desagregación por nivel de presión, se excluye la demanda de BBE

Cuadro I.1. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para 2018

Volumen (MWh)	Año 2017 ⁽¹⁾ (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 17 - jun 18) ⁽¹⁾	Previsión 2018		Tasa de variación respecto 2017	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular						
<i>P > 60 bar</i>	69.589.374	68.113.678	56.790.070	53.794.568	-18,4%	-22,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	148.647	145.137	164.700	159.539	10,8%	7,3%
TOTAL	69.738.021	68.258.814	56.954.770	53.954.106	-18,3%	-22,6%
Sistemas Extrapeninsulares						
<i>P > 60 bar</i>	3.351.916	4.330.664	4.108.835	4.217.177	22,6%	25,8%
TOTAL	3.351.916	4.330.664	4.108.835	4.217.177	22,6%	25,8%
Total						
<i>P > 60 bar</i>	72.941.290	72.444.342	60.898.905	58.011.745	-16,5%	-20,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	148.647	145.137	164.700	159.539	10,8%	7,3%
TOTAL	73.089.937	72.589.479	61.063.605	58.171.283	-16,5%	-20,4%

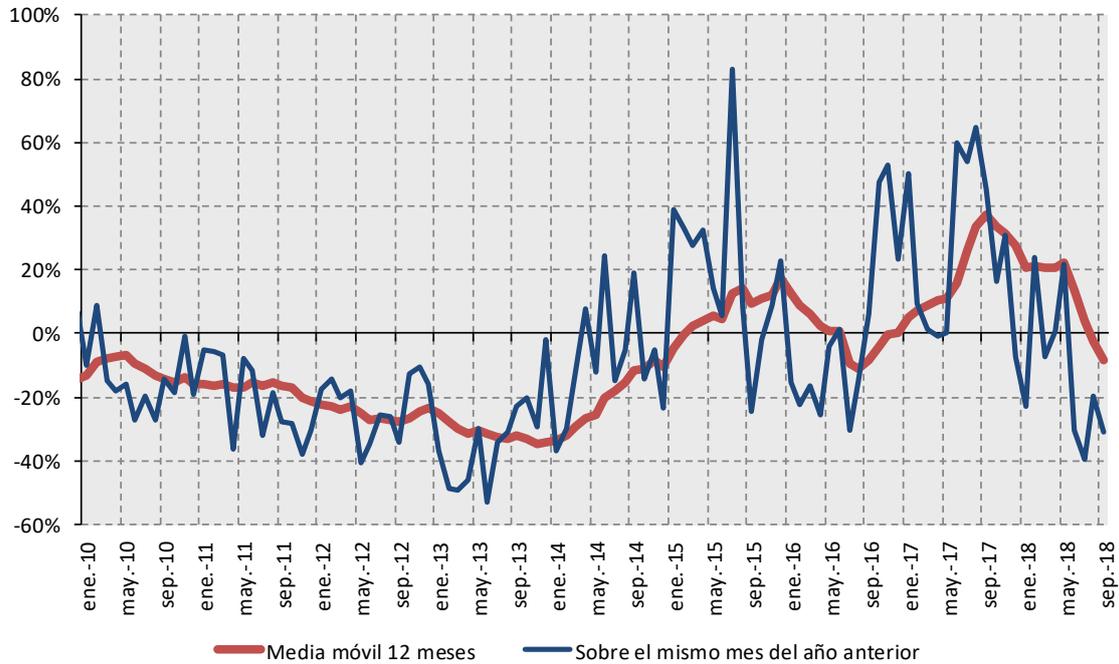
Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Nota (1): Se excluye la demanda de BBG a efectos comparativos.

Se observa que el GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá un 16,5% sobre la registrada en 2017, mientras que las empresas estiman que se reducirá un 20,4%, motivado por una contracción del 18,3% y 22,6%, respectivamente, de la demanda destinada a generación eléctrica del sistema peninsular, parcialmente compensada por el incremento de la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsulares (el GTS estima que la demanda de dichas instalaciones se incrementará un 22,6% y las empresas un 25,8%).

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular entre enero de 2010 y septiembre de 2018. Se observa que la media móvil de 12 meses registra una tendencia decreciente desde octubre de 2017. En septiembre de 2018 la media móvil de 12 meses registró una tasa del -8,5%, mientras que la tasa acumulada a dicho mes fue de -18,3%.

Gráfico I.1. Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular

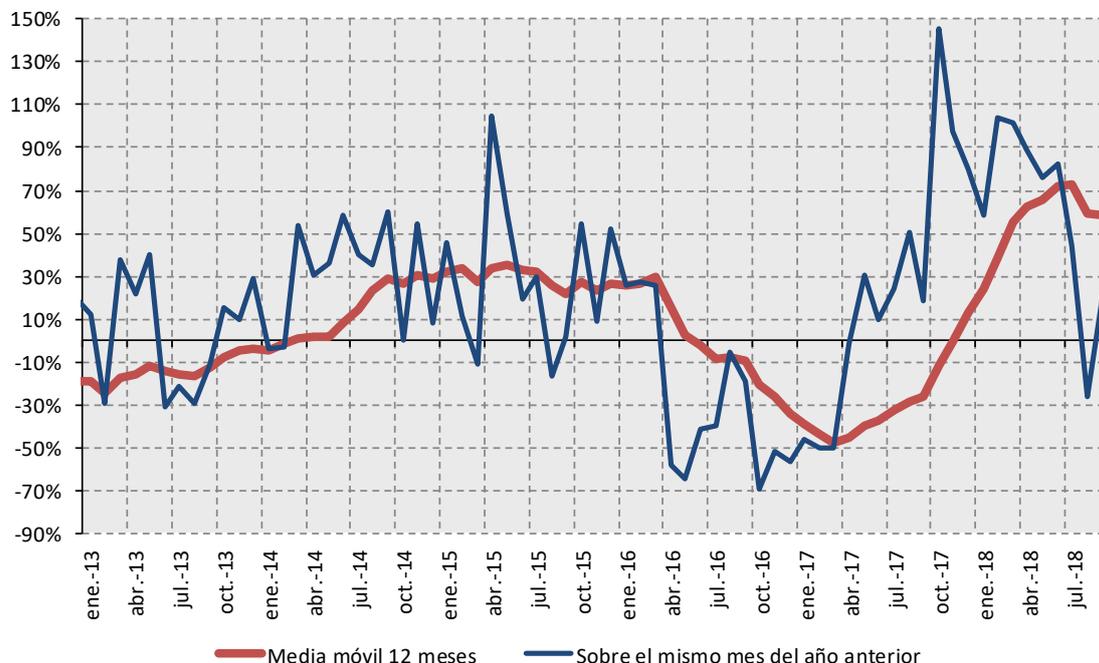


Fuente: GTS

La evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica mediante gas natural en el sistema peninsular está motivada por la reducción del hueco térmico, resultado de las condiciones meteorológicas imperantes en 2018. En particular, se viene registrando un incremento de la producción eléctrica de origen hidráulico (cuya tasa acumulada a septiembre de 2017 ha sido del +79,7%), así como una mayor generación de origen eólico (tasa acumulada a dicho mes del +3,2%).

Por el contrario, en el sistema balear la media móvil de 12 meses a septiembre de 2018 registró una tasa del +58,7%, mientras que la tasa acumulada a dicho mes fue de +47,6% (Véase Gráfico I.2). Dicha evolución está motivada tanto por la reducción de la producción con carbón (cuya tasa acumulada a septiembre de 2017 ha sido del -6,6%), como por el mayor uso del enlace entre la península y Baleares (cuya tasa acumulada a septiembre de 2017 ha sido del +4,2%).

Gráfico I.2. Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica balear



Fuente: GTS

En línea con la previsión de los distintos agentes, la evolución registrada en los últimos meses y las condiciones meteorológicas imperantes, se estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre de 2018 ascenderá a 61,6 TWh, de los cuales 57,3 TWh se corresponden al sistema peninsular y 4,29 TWh al sistema balear.

Se indica que la previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica es coherente con el escenario de cobertura de demanda del Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2019 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 23 de octubre de 2018. Al respecto se indica que dicha previsión incluye la demanda de gas de ciclo combinado de BBG estimada en 2.578 GWh.

En el Cuadro I.2 se muestra la demanda destinada a la generación eléctrica desagregada por sistema y nivel de presión, excluida la demanda de BBE.

Cuadro I.2. Previsión de la CNMC para el cierre de 2018 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

Volumen (MWh)	Año 2017 ⁽¹⁾ (SIFCO)	Previsión CNMC 2018	% variación 2018 sobre 2017
---------------	------------------------------------	------------------------	--------------------------------

Sistema Peninsular

<i>P > 60 bar</i>	69.589.374	54.637.826	-21,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	148.647	116.422	-21,7%
TOTAL	69.738.021	54.754.248	-21,5%

Sistemas Extrapeninsulares

<i>P > 60 bar</i>	3.351.916	4.287.340	27,9%
TOTAL	3.351.916	4.287.340	27,9%

Total

<i>P > 60 bar</i>	72.941.290	58.925.166	-19,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	148.647	116.422	-21,7%
TOTAL	73.089.937	59.041.588	-19,2%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Nota (1): Se excluye la demanda de BBG a efectos comparativos.

La demanda prevista para el sistema peninsular se ha desglosado para cada peaje por mes y tipo de contrato (anual, mensual, trimestral, diario e intradiario) considerando que el volumen de largo plazo se corresponde con el registrado en los últimos doce meses (entre julio de 2017 y junio de 2018) y que el volumen restante se abastece mediante contratos de corto plazo, manteniéndose la misma distribución por tipo de contrato que la registrada en los últimos doce meses (entre julio de 2017 y junio de 2018).

La demanda de gas de las centrales de generación extrapeninsular se estima que se abastece en su totalidad mediante contratos de largo plazo, atendiendo a la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Respecto a la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica, se indica que se dispone de dos fuentes de información. Por una parte, la previsión del GTS, que a su vez se ha elaborado a partir de la información que previamente le han proporcionado las empresas gasistas a éste, y por otra

parte la previsión de las empresas gasistas, que han aportado a la CNMC en respuesta a su solicitud de información. Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC el caudal contratado promedio para el cierre del ejercicio 2018 se reducirá en torno al 11,0% respecto del registrado en 2017, mientras que según la previsión del GTS se reducirá un 9% (véase Cuadro I.3).

Cuadro I.3. Capacidad contratada (1) por las instalaciones que demandan gas natural destinado a la generación eléctrica previsto por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre de 2018

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2017 ⁽¹⁾ (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 17 - jun 18) ⁽¹⁾	Previsión 2018		Tasa de variación respecto 2017	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular						
<i>P > 60 bar</i>	294.438.083	296.870.603	254.433.203	254.433.203	-13,6%	-13,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	358.509	401.403	683.114	542.746	90,5%	51,4%
TOTAL	294.796.592	297.272.006	255.116.318	254.975.949	-13,5%	-13,5%
Sistemas Extrapeninsulares						
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	73.141.810	65.941.600	10,9%	0,0%
TOTAL	65.941.600	65.941.600	73.141.810	65.941.600	10,9%	0,0%
Total						
<i>P > 60 bar</i>	360.379.683	362.812.203	327.575.014	320.374.803	-9,1%	-11,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	358.509	401.403	683.114	542.746	90,5%	51,4%
TOTAL	360.738.192	363.213.606	328.258.128	320.917.549	-9,0%	-11,0%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Nota (1): Se excluye la capacidad contratada por BBG a efectos comparativos.

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada por las centrales de generación, se ha optado por considerar como mejor previsión del caudal para 2018 la resultante de considerar las siguientes hipótesis:

- El caudal contratado por las instalaciones de producción situadas en la península, se ha estimado considerando (i) la demanda prevista de generación eléctrica para 2018, (ii) los tipos de contratos utilizados por los generadores (anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios) y (iii) la evolución del caudal registrado durante los últimos meses.

En particular, se ha considerado:

- Para el periodo enero- junio de 2018, la efectivamente contratada para cada peaje y tipo de contrato.

- Para el periodo julio-diciembre de 2018 se ha mantenido la contratación de largo plazo registrada en junio de 2018 en cada peaje, y se ha estimado la capacidad contratada de los contratos de duración inferior a un año en función del factor de carga registrado para dichos contratos durante los últimos meses.

Como resultado de lo anterior, se estima que el caudal contratado por las instalaciones de generación peninsulares conectadas a presión superior a 60 bar, se reducirá un 10,5% sobre el registrado en 2017, mientras que el de las instalaciones de producción conectadas a presión entre 4 y 16 bar, se incrementará un 4%.

- El caudal contratado por las instalaciones de producción situadas en las Islas Baleares se corresponde con el contratado a junio de 2018, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones, abasteciéndose únicamente mediante contratos de largo plazo.

En el Cuadro I.4 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre de 2018 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio es un 8,6% inferior a la registrada en 2017, pero un 2,8% superior a la prevista por las empresas (capacidad coherente con un escenario de demanda un 1,5% superior al previsto por dichos agentes).

Cuadro I.4. Capacidad contratada por las instalaciones que demandan de gas natural destinado a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre de 2018 (1)

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2017 (SIFCO)	Previsión CNMC 2018	% variación 2018 sobre 2017
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	294.438.083	263.511.907	-10,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	358.509	373.004	4,0%
TOTAL	294.796.592	263.884.911	-10,5%
Sistemas Extrapeninsulares			
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	0,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	-	-	
TOTAL	65.941.600	65.941.600	0,0%
Total			
<i>P > 60 bar</i>	360.379.683	329.453.507	-8,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	358.509	373.004	4,0%
TOTAL	360.738.192	329.826.511	-8,6%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Nota (1): Se excluye la capacidad contratada por BBG a efectos comparativos.

1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.5 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2018.

Se observa que, excluyendo el suministro de GNL directo a cliente final, tanto el GTS como las empresas prevén incrementos de demanda en todos los grupos tarifarios, con la excepción de la de los suministros conectados en redes de diseño comprendidas entre 16 y 60 bar en el escenario de previsión de las empresas. En particular, el GTS estima que la demanda prevista para el cierre de 2018 aumentará un 6% sobre la registrada en 2017, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional aumentará un 4%.

La principal diferencia entre ambas previsiones se registra en la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión inferiores a 4 bar. En concreto, mientras que el GTS estima que la demanda de este colectivo aumentará un 1,8% respecto de la de 2017, las empresas transportistas estiman que aumentará un 11,3%.

Cuadro I.5. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)

	Demanda (GWh)				Tasa de variación s/ año 2017	
	Año 2017 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 17 - jun 18)	GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	72.258.430	74.163.657	77.576.381	73.469.591	7,4%	1,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.122.657	34.689.688	37.037.673	34.924.842	5,5%	-0,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	88.619.207	90.940.547	95.974.433	90.520.459	8,3%	2,1%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.871.659	73.446.232	68.095.823	74.430.154	1,8%	11,3%
TOTAL	262.871.953	273.240.123	278.684.310	273.345.045	6,0%	4,0%
<i>Suministro GNL Directo a cliente final</i>	10.460.803	10.425.028	11.017.992	9.955.136	5,3%	-4,8%
TOTAL	273.332.757	283.665.151	289.702.302	283.300.182	6,0%	3,6%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

Dadas las diferentes características de los consumidores conectados a plantas satélites y a la red de transporte-distribución se analiza de forma separada cada uno de los colectivos.

En el Cuadro I.6 se muestra para los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución la previsión del GTS y de las empresas gasistas para el cierre de 2018 del número de clientes y demanda del grupo 3, así como los registrados en 2016 y 2017, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Según las previsiones del GTS y las empresas el número de suministros aumentará en 2018 (un 0,8% y un 1,2%, respectivamente), si bien las expectativas de crecimiento son superiores en el escenario previsto por las empresas, con incrementos superiores al 1% para los peajes 3.1, 3.2 y 3.4, y superiores al 3% para los peajes 3.3 y 3.5.

Respecto de la demanda, ambos agentes prevén un crecimiento para el cierre del ejercicio, si bien discrepan sobre la intensidad del mismo (un 1,8% el GTS y un 11,3% las empresas distribuidoras).

Como resultado de sus respectivas previsiones, el GTS estima que el tamaño medio de los consumidores se incrementará, en términos medios, un 1% respecto del tamaño medio registrado en ejercicio 2017, mientras que las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, el 10%.

Cuadro I.6. Previsión para el cierre de 2018 del GTS y de las empresas del número de clientes y la demanda del grupo 3, de los suministros conectados a la red de transporte - distribución

	SIFCO		Previsión cierre 2018		Tasas de variación sobre 2017	
	2016	2017	GTS	Empresas	GTS	Empresas
A) Nº Clientes						
Grupo 3	7.563.604	7.632.447	7.693.197	7.720.641	0,8%	1,2%
3.1	4.494.507	4.575.122	4.615.106	4.633.266	0,9%	1,3%
3.2	2.998.479	2.983.947	3.004.089	3.012.326	0,7%	1,0%
3.3	23.554	24.735	24.936	25.495	0,8%	3,1%
3.4	46.788	48.360	48.771	49.255	0,9%	1,9%
3.5	276	282	296	298	4,7%	5,7%
B) Energía (MWh)						
Grupo 3	65.898.144	65.844.879	67.060.581	73.273.259	1,8%	11,3%
3.1	10.841.966	11.204.460	11.451.627	12.538.977	2,2%	11,9%
3.2	26.731.395	26.256.841	27.339.922	29.899.641	4,1%	13,9%
3.3	1.584.145	1.589.521	1.621.945	1.761.387	2,0%	10,8%
3.4	22.136.991	22.063.504	22.440.260	24.183.995	1,7%	9,6%
3.5	4.603.647	4.730.552	4.206.826	4.889.259	-11,1%	3,4%
C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)						
Grupo 3	8.713	8.627	8.717	9.491	1,0%	10,0%
3.1	2.412	2.449	2.481	2.706	1,3%	10,5%
3.2	8.915	8.799	9.101	9.926	3,4%	12,8%
3.3	67.256	64.261	65.045	69.088	1,2%	7,5%
3.4	473.129	456.237	460.111	490.996	0,8%	7,6%
3.5	16.680.718	16.765.733	14.233.688	16.391.041	-15,1%	-2,2%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre de 2018 por el GTS y las empresas gasistas de consumidores conectados a la red de transporte y distribución, con los realmente registrados entre 2011 y 2017, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda de este colectivo a la temperatura y a efectos de facilitar la valoración de las previsiones de los distintos agentes, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2012 y 2013 como cálidos, 2011, 2014, 2015 y 2017 como extremadamente cálido y 2016 como muy cálido.

Adicionalmente, se indica que los inviernos (diciembre-febrero) de los ejercicios 2011-2012 y 2014-2015 fueron fríos; los de los ejercicios 2010-2011 y 2012-2013 y 2017-2018 fueron normales (éste último muy próximo al frío) y los de ejercicios 2013-2014 y 2015-2016 fueron cálidos. El invierno 2016-2017 fue calificado como muy cálido²⁵.

Se observa que, con carácter general, los tamaños medios previstos por el GTS para los consumidores conectados a la red de distribución, excluido el peaje 3.5, se sitúan en la banda media de los registrados en el periodo 2011-2017, mientras que los tamaños previstos por las son superiores en todos los casos a los registrados en el periodo 2011-2017. Respecto del tamaño medio de los consumidores acogidos al peaje 3.5, según la previsión de las empresas se situaría en la banda media de los registrados en el periodo 2011-2017, mientras que según la previsión del GTS, sería inferior a todos los registrados en el periodo 2011-2017.

²⁵ Informes disponibles en:
http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

Gráfico I.3. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2011 y 2017 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre de 2018 de los suministros conectados a la red de transporte-distribución.



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite (véase Cuadro I.7), cabe señalar que tanto el GTS como las empresas estiman incrementos relevantes del número de suministros en todos los peajes, con la excepción del peaje 3.5 y del 3.4 en el escenario del GTS, aunque discrepan, otra vez, en su intensidad (un 2,6% el GTS y un 15% las empresas distribuidoras)

Respecto de la demanda prevista para este colectivo, el GTS estima aumentos superiores al 5% para los consumidores acogidos al peaje 3.1, 3.2 y 3.5 y reducciones del 1,9% y el 8,7% para los peajes 3.3 y 3.4, respectivamente. Por su parte, en línea con el aumento del número de suministros, las empresas estiman incrementos relevantes de la demanda de los consumidores en todos los peajes (entre el 9,8% y el 16,0%).

Como resultado de lo anterior, tanto GTS como empresas esperan para el ejercicio 2018 una reducción significativa del tamaño medio de los clientes del grupo 3 suministrados desde plantas satélites, con la excepción de los acogidos al peaje 3.1, 3.2 y 3.5 según el GTS y 3.1 y 3.5 según las empresas distribuidoras.

Cuadro I.7. Previsión para el cierre de 2018 del número de clientes y la demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas de los suministros abastecidos desde plantas satélites.

SIFCO		Previsión cierre 2018		Tasas de variación sobre 2017	
2016	2017	GTS	Empresas	GTS	Empresas

A) Nº Clientes

Grupo 3	103.480	121.097	124.267	139.249	2,6%	15,0%
3.1	71.706	81.853	84.665	92.820	3,4%	13,4%
3.2	30.950	38.316	38.673	45.380	0,9%	18,4%
3.3	271	328	342	365	4,1%	11,4%
3.4	545	592	582	679	-1,7%	14,6%
3.5	8	7	5	5	-23,5%	-28,2%

B) Energía (MWh)

Grupo 3	841.142	1.026.780	1.035.242	1.156.896	0,8%	12,7%
3.1	153.390	181.806	192.125	210.948	5,7%	16,0%
3.2	276.336	344.193	362.206	395.530	5,2%	14,9%
3.3	17.291	20.508	20.113	22.816	-1,9%	11,3%
3.4	290.208	354.601	323.852	389.588	-8,7%	9,9%
3.5	103.916	125.671	136.946	138.014	9,0%	9,8%

C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)

Grupo 3	8.129	8.479	8.331	8.308	-1,7%	-2,0%
3.1	2.139	2.221	2.269	2.273	2,2%	2,3%
3.2	8.929	8.983	9.366	8.716	4,3%	-3,0%
3.3	63.727	62.492	58.883	62.437	-5,8%	-0,1%
3.4	532.484	598.507	556.214	573.864	-7,1%	-4,1%
3.5	13.336.821	17.892.138	25.483.244	27.357.349	42,4%	52,9%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre de 2018 por el GTS y las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con los realmente registrados entre 2011 y 2017, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Cabe señalar que, en ambos casos los tamaños medios previstos son superiores a los registrados entre 2012-2017 para los peajes 3.1 y 3.5 y al peaje 3.2 en el escenario de previsión del GTS.

Gráfico I.4. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2011 y 2017 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre de 2018 de los suministros abastecidos desde plantas satélite



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Teniendo en cuenta las discrepancias existentes entre las previsiones realizadas por los agentes, la previsión de la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- **Número de Clientes:** se ha considerado entre enero y agosto el número de clientes declarados por las empresas en la base de datos de liquidaciones gasistas, mientras que para el resto del periodo:
 - En el caso de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución, se ha aplicado la media móvil de 12 meses a junio de 2017 al número de suministros del mes anterior.
 - En el caso de los consumidores conectados a plantas satélite, se ha aplicado la tasa acumulada a junio de 2017 al número de suministros del mes anterior.

- **Tamaños medios:** se han estimado teniendo en cuenta:
 - Entre enero-mayo de 2017 los realmente registrados de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas.
 - Para el resto del periodo se han considerado los tamaños medios promedios registrados en el periodo 2016 - 2017. Dicha hipótesis supone considerar que noviembre y diciembre serán meses con una temperatura similar a la media histórica y octubre un mes cálido.

Como resultado de lo anterior, se estima que el número de clientes conectados a redes de presión inferior a 4 bar se incrementará un 1,4% (105.706 clientes), mientras que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 9,2%, (véase Cuadro I.8).

Cabe señalar que, el número de clientes que se prevé se captará en 2018 es similar al previsto por las empresas distribuidoras (106.346 clientes) y superior al previsto por el GTS (63.920 clientes), mientras que el incremento de la demanda es inferior al previsto por las empresas distribuidoras (11,3%) y superior al previsto por el GTS (1,8%).

Cuadro I.8. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar

Peaje	Volumen (MWh)	Año 2017		Prevision cierre 2018		% variación 2018 sobre 2017	
		Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes

I. Conectada a Plantas Satélite

3.1	<5	181.806	81.853	238.716	96.123	31,3%	17,4%
3.2	<50	344.193	38.316	444.515	45.232	29,1%	18,1%
3.3	<100	20.508	328	24.019	362	17,1%	10,3%
3.4	100 < C ≤ 8.000	354.601	592	390.071	619	10,0%	4,5%
3.5	>8.000	125.671	7	134.731	7	7,2%	-7,3%
TOTAL		1.026.780	121.097	1.232.052	142.343	20,0%	17,5%

II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución

3.1	<5	11.204.460	4.575.122	12.458.878	4.694.499	11,2%	2,6%
3.2	<50	26.256.841	2.983.947	28.768.072	2.947.876	9,6%	-1,2%
3.3	<100	1.589.521	24.735	1.668.674	24.861	5,0%	0,5%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.063.504	48.360	23.948.131	49.384	8,5%	2,1%
3.5	>8.000	4.730.552	282	4.974.016	287	5,1%	1,7%
TOTAL		65.844.879	7.632.447	71.817.771	7.716.907	9,1%	1,1%

III. Total

3.1	<5	11.386.267	4.656.976	12.697.594	4.790.621	11,5%	2,9%
3.2	<50	26.601.035	3.022.264	29.212.587	2.993.109	9,8%	-1,0%
3.3	<100	1.610.029	25.064	1.692.694	25.223	5,1%	0,6%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.418.105	48.952	24.338.203	50.004	8,6%	2,1%
3.5	>8.000	4.856.223	289	5.108.746	293	5,2%	1,4%
TOTAL		66.871.659	7.753.544	73.049.824	7.859.250	9,2%	1,4%

Fuente: CNMC

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro I.9 se muestra las previsiones del GTS y de las empresas para la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar.

Cuadro I.9. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar

	Prevision cierre 2018			Tasa de variación sobre 2017		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
GTS						
<i>P > 60 bar</i>	77.576.381	88	248.716.623	7,4%	5,6%	1,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	37.037.673	151	121.010.438	5,5%	0,7%	-0,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	95.974.433	3.512	357.973.023	8,3%	-2,1%	0,3%
TOTAL	210.588.487	3.751	727.700.085	7,4%	-1,8%	0,6%

	Prevision cierre 2018			Tasa de variación sobre 2017		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
Empresas						
<i>P > 60 bar</i>	73.469.591	88	248.770.847	1,7%	5,6%	1,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.924.842	152	121.021.216	-0,6%	0,8%	-0,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	90.520.459	3.512	362.488.910	2,1%	-2,1%	1,6%
TOTAL	198.914.891	3.752	732.280.973	1,5%	-1,8%	1,2%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

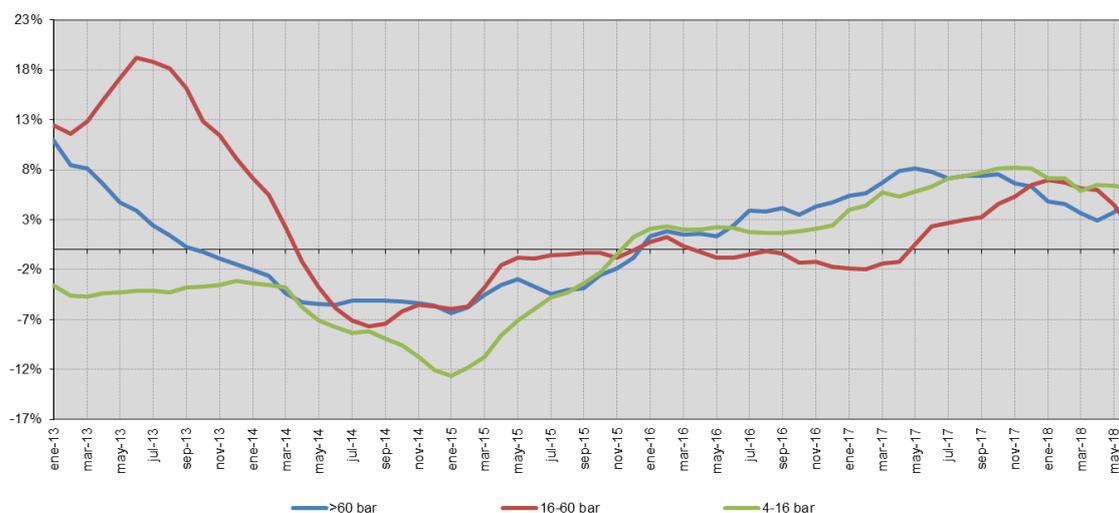
Respecto de la demanda de este colectivo, el GTS estima que aumentará un 7,4% respecto de la registrada en 2017, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que aumentará un 1,5%, en ambos casos con incrementos de la demanda de todos los grupos tarifarios, con la excepción de los consumidores conectados entre 16 bar y 60 bar en el escenario de previsión de las empresas.

Respecto de la capacidad contratada, se indica que la previsión del GTS se corresponde con la información que le ha sido remitida por las empresas, mientras que la previsión de las empresas incorpora la información que éstas han remitido a la CNMC, así como las correcciones solicitadas a las mismas en el proceso de validación de la información.

Según las previsiones de las empresas, la capacidad contratada se incrementará un 1,2%, motivado por el incremento de la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes con presión comprendida entre 4 y 16 bar (+1,6%) y de los conectados a redes de presión de más de 60 bar (+1,4%), parcialmente compensado, la reducción de la capacidad de los consumidores conectados a presión superior entre 16 y 60 bar (-0,4%).

En relación con lo anterior se indica que desde principios de 2015 se ha registrado una recuperación del consumo de la demanda convencional conectada a presión superior a 4 bar, que ha situado la media móvil de 12 meses a julio de 2018, en el 4,8% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en el 2,2% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el 6,2% para los consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar (véase Gráfico I.5).

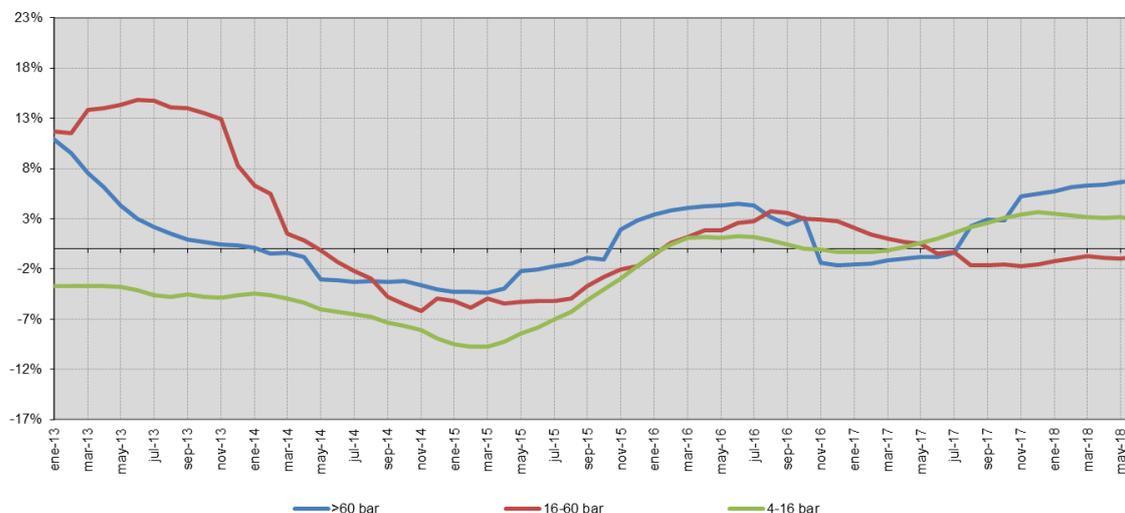
Gráfico I.5. Variación de la demanda convencional por nivel de presión. Media móvil de 12 meses



Fuente: CNMC

Asimismo, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de 12 meses a julio de 2018 de la capacidad contratada se sitúa en el 6,9% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en -0,7% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el 2,8% para los consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar (véase Gráfico I.6).

Gráfico I.6. Variación de la capacidad contratada por nivel de presión. Media móvil de 12 meses



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta, las previsiones aportadas por el GTS, las empresas y la mayor eficiencia en la contratación que se viene registrando durante los últimos meses, la previsión para el cierre de 2018 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- La demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar se corresponde con la resultante de aplicar, para cada peaje, al cierre de 2017 la tasa acumulada registrada a junio de 2018, con la excepción de los consumidores acogidos al peaje de materia prima para los que se ha mantenido el consumo registrado entre julio de 2017 y junio de 2018.
- La demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar resulta de considerar la previsión aportada por las empresas transportistas y distribuidoras.
- La demanda de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar resulta de considerar en cada peaje el promedio de las tasas acumuladas registradas entre abril y junio de 2018.
- La capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio, con carácter general, se ha calculado aplicando los mismos criterios utilizados para estimar la demanda asociada, con la excepción del peaje 1.3 para el cual se considerado que se mantendrá entre julio y diciembre de 2018 la capacidad que se viene registrando durante los últimos meses.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de diseño superior a 4 bar se incrementará un 4,0%, previsión que se sitúa entre la considerada por las empresas transportistas (1,5%) y prevista por el GTS (7,4%). En particular, se

estima que la demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar y la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar aumentarán un 4,9% y un 5,2%, respectivamente, respecto de la registrada en 2017, situándose entre las previsiones remitidas por el GTS y las empresas, mientras que la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar se reducirá un 0,6%.

Demanda convencional prevista para 2018

En el Cuadro I.10 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre de 2018 de la CNMC con el del GTS y el de las empresas transportistas y distribuidoras. Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en 2018 alcanzará los 277 TWh, un 5,4% superior a la registrada en 2017 y un 1,4% superior a la demanda prevista por las empresas, pero un 0,8% inferior a la prevista por el GTS. La capacidad contratada prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017 se incrementará un 2,1% respecto de la registrada en 2017, un 0,8% superior a la capacidad contratada prevista por las empresas transportistas/distribuidoras.

Cuadro I.10. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre de 2018 ⁽¹⁾

GTS	Prevision cierre 2018			Tasa de variación respecto real 2017		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	77.576.381	88	248.716.623	7,4%	5,6%	1,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	37.037.673	151	121.010.438	5,5%	0,7%	-0,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	95.974.433	3.512	357.973.023	8,3%	-2,1%	0,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	68.095.823	7.817.464	31.510.719	1,8%	0,8%	34,2%
TOTAL	278.684.310	7.821.215	759.210.804	6,0%	0,8%	1,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.017.992			5,3%		
TOTAL	289.702.302	7.821.215	759.210.804	6,0%	0,8%	1,6%

Empresas	Prevision cierre 2018			Tasa de variación respecto real 2017		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	73.469.591	88	248.770.847	1,7%	5,6%	1,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.924.842	152	121.021.216	-0,6%	0,8%	-0,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	90.520.459	3.512	362.488.910	2,1%	-2,1%	1,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	74.430.154	7.859.890	24.853.488	11,3%	1,4%	5,9%
TOTAL	273.345.045	7.863.642	757.134.461	4,0%	1,4%	1,3%
<i>GNL directo a cliente final</i>	9.955.136			-4,8%		
TOTAL	283.300.182	7.863.642	757.134.461	3,6%	1,4%	1,3%

CNMC	Prevision cierre 2018			Tasa de variación respecto real 2017		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	75.788.889	88	256.588.231	4,9%	5,6%	4,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.924.842	152	121.021.216	-0,6%	0,8%	-0,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	93.191.461	3.511	361.592.502	5,2%	-2,1%	1,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	73.049.824	7.859.250	23.694.046	9,2%	1,4%	0,9%
TOTAL	276.955.015	7.863.001	762.895.995	5,4%	1,4%	2,1%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.390.013			-0,7%		
TOTAL	287.345.029	7.863.001	762.895.995	5,1%	1,4%	2,1%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Nota: (1) La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar incluye únicamente la del peaje 3.5 en los tres escenarios de previsión.

Por último, se indica que el volumen y el caudal contratado de la demanda convencional se ha distribuido por tipo de contrato (anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios) considerando las siguientes hipótesis:

- El porcentaje de demanda de corto plazo (1,4%) se ha estimado, para cada peaje, proyectando la evolución registrada durante los últimos

meses, de forma que se estima superior a la registrada entre enero y junio de 2018 (0,84% de la demanda fue abastecida mediante contratos de corto plazo), pero inferior a la registrada tanto en 2017 (2,63% de la demanda total de este colectivo) como durante los últimos 12 meses (1,92% de la demanda total de este colectivo).

- Como diferencia entre la demanda prevista para el cierre de 2018 y la demanda prevista de corto plazo para dicho periodo, se obtiene la demanda prevista de largo plazo.
- La demanda prevista de corto plazo se distribuye por mes y tipo de contrato mantenido entre julio y diciembre de 2018, la misma estructura de contratación que la registrada entre julio y diciembre de 2017.

Una vez distribuida la previsión del ejercicio 2018 de la demanda convencional por tipo de contrato, se procede a distribuir la capacidad contratada prevista por dicho ejercicio por tipo de contrato, manteniendo para el periodo julio y diciembre de 2018, la estructura de la contratación registrada entre julio y diciembre de 2017.

1.3. Previsión demanda interrumpible

En el Cuadro I.11 se resumen las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad en el periodo octubre 2017-septiembre 2018 y en el periodo octubre 2018-septiembre 2019, según la información publicada por el GTS.

**Cuadro I.11. Capacidades ofertadas y asignadas por zonas de interrumpibilidad.
(GWh/día)**

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Oct 17 - Sep 18		Oct 18 - Sep 19		Condición
		Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	
1.- Red prelitoral 45 bar	A	2,000	0,650	2,000	0,650	Debido a la saturación del gasoducto Serinyá-Figueres y hasta la construcción del ramal norte del gasoducto Martorell-Figueres y del gasoducto Figueres-Figueres Localizándose 1 GWh/día en las inmediaciones de Beriain (E05), hasta la incorporación del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta, y 2 GWh/día en las inmediaciones de Egües (G03.02), hasta la incorporación de la duplicación Sansoain-Lumbier.
2.-Red de Pamplona	A	3,000		3,000		
TOTAL		5,000	0,650	5,000	0,650	

Fuente: GTS y CNMC.

El GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será 650 MWh/día, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman 535 MWh/día.

Teniendo en cuenta la información anterior, se ha estimado en 650 MWh/día la capacidad interrumpible para el cierre de 2018, resultado de considerar la

capacidad asignada en ambas subastas y estimando el volumen asociado en función del caudal de carga registrado en 2018.

Por último, se indica que las previsiones de consumo, caudal y número de clientes de los peajes interrumpibles previstas para el cierre de 2018, se han descontado de las previsiones de los peajes firmes asociados.

1.4. Demanda nacional

En el Cuadro I.12 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2018, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural se mantendrá en los niveles registrados en 2017, tasa inferior a la media móvil de 12 meses a septiembre de 2017 (3,64%) y a la tasa acumulada registrada en dicho mes (1,66%).

Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2018

	GWh		Tasa de variación
	Año 2017 (SIFCO) ⁽¹⁾	Previsión cierre 2018	% variación 2018 sobre 2017
<i>P > 60 bar</i>	145.199.721	134.714.055	-7,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.122.657	34.924.842	-0,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	88.767.854	93.307.883	5,1%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.871.659	73.049.824	9,2%
TOTAL	335.961.890	335.996.604	0,0%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.460.803	10.390.013	-0,7%
TOTAL	346.422.694	346.386.617	0,0%

Fuente: CNMC

Nota (1): Se excluye la demanda de gas natural de BBG a efectos comparativos.

En el Cuadro I.13 se muestra el escenario de demanda desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2018 desagregado por peaje de acceso.

Prestación			Año 2018														
			Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1			54.637.826	38	263.511.907	4.287.340	3	65.941.600	0	0	0	69.744.986	86	236.488.231	128.670.152	127	565.941.738
GRUPO 1			54.637.826	38	263.511.907	4.287.340	3	65.941.600	0	0	0	69.744.986	86	236.488.231	128.670.152	127	565.941.738
P>60 bares	1.1	<200.000	556.212	29	4.192.786	0	0	0	0	0	0	1.250.265	35	4.601.098	1.806.477	64	8.793.884
	1.2	<1.000.000	3.741.929	4	10.064.962	672.369	1	25.929.600	0	0	0	14.790.394	28	54.619.415	19.204.692	33	90.613.977
	1.3	>1.000.000	50.339.684	5	249.254.159	3.614.971	2	40.012.000	0	0	0	53.704.328	22	177.267.718	107.658.983	30	466.533.877
	TOTAL GRUPO 2			116.422	3	373.004	0	0	0	0	0	127.991.070	3.662	481.963.717	128.107.492	3.665	482.336.722
GRUPO 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	34.924.842	152	121.021.216	34.924.842	152	121.021.216
16<P<60 bares	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.492	7	54.780	1.492	7	54.780
	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94.814	33	421.755	94.814	33	421.755
	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	595.323	38	3.138.922	595.323	38	3.138.922
	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.097.435	22	5.168.364	1.097.435	22	5.168.364
	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.519.911	33	34.713.617	9.519.911	33	34.713.617
	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.615.867	19	77.523.777	23.615.867	19	77.523.777
GRUPO 2			116.422	3	373.004	0	0	0	0	0	0	93.066.228	3.511	360.942.502	93.182.651	3.513	361.315.506
4<P<16 bares	2.1	<500	6	1	19.918	0	0	0	0	0	0	191.990	616	715.438	191.996	617	735.357
	2.2	<5.000	2.179	1	141.616	0	0	0	0	0	0	2.974.479	1.322	9.731.870	2.976.658	1.323	9.873.486
	2.3	<30.000	6.309	0	116.336	0	0	0	0	0	0	13.085.740	994	64.779.055	13.092.049	994	64.895.391
	2.4	<100.000	9.411	0	9.897	0	0	0	0	0	0	19.555.587	364	82.267.777	19.564.998	364	82.277.675
	2.5	<500.000	79.939	0	69.110	0	0	0	0	0	0	43.516.040	199	158.938.780	43.595.979	200	159.007.891
	2.6	>500.000	18.578	0	16.126	0	0	0	0	0	0	13.742.393	16	44.509.581	13.760.971	16	44.525.706
TOTAL INTERRUPTIBLES			0	0	0	0	0	0	0	0	0	125.233	1	650.000	125.233	1	650.000
GRUPO A			0	0	0	0	0	0	0	0	0	125.233	1	650.000	125.233	1	650.000
P>60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x			0	0	0	0	0	1.232.052	142.343	638.887	71.817.771	7.716.907	23.055.159	73.049.824	7.859.250	23.694.046	
GRUPO 3			0	0	0	0	0	1.232.052	142.343	638.887	71.817.771	7.716.907	23.055.159	73.049.824	7.859.250	23.694.046	
P<4 bar (3)	3.1	<5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.2	<50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.3	<100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.4	100 < C <= 8000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5 (4)	>8000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEAJE MATERIA PRIMA			0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.043.903	2	20.100.000	6.043.903	2	20.100.000
P < 60 bar			0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.043.903	2	20.100.000	6.043.903	2	20.100.000
16<P<60 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<16 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suministro GNL Directo a cliente final (5)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GAS DE EMISION			54.754.248	41	263.884.911	4.287.340	3	65.941.600	11.622.066	142.343	638.887	275.722.963	7.720.658	762.257.108	346.386.617	7.863.044	1.092.722.506

Fuente: CNMC

1.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro I.14 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre de 2018 remitidas por el GTS y las empresas transportistas²⁶. Ambos agentes contemplan un incremento sustancial de las exportaciones hacia Francia, del 690,9% en el caso del GTS y del 873,1% en el caso de las empresas transportistas. En relación con las previsiones de exportación con destino a Portugal, el GTS estima una reducción del 13,4% de las exportaciones, mientras que las empresas transportistas estiman un incremento del 2,7%

Cuadro I.14. Previsión de exportaciones para el año 2018 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)

	Año 2017 (MWh)	Año 2018		Tasa de variación 2018 sobre 2017	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
Francia	891.508	7.050.696	8.675.349	690,9%	873,1%
Portugal	8.830.427	7.644.963	9.068.398	-13,4%	2,7%
TOTAL	9.721.935	14.695.660	17.743.747	51,2%	82,5%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Nota: La previsión del GTS incluye el gas destinado al tránsito, por lo que se ha aplicado la tasa de variación prevista por el GTS para 2017 al volumen de exportaciones registrado en 2016 de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

De acuerdo con la información publicada por el GTS en su página web, la media móvil de 12 meses a septiembre de 2017 del volumen de las exportaciones es del -23,3%, mientras que la tasa acumulada a dicha fecha es de -21,6%, si bien las exportaciones a Francia y Portugal presentan un comportamiento muy diferente.

Por una parte, las exportaciones a Francia se están incrementando notablemente, de forma que la media móvil a septiembre de 2018 es del 782% y la tasa acumulada a dicha fecha es del 865,6%, por otra parte, las exportaciones hacia Portugal presentan tanto una media móvil (-23,3% a septiembre de 2018) como una tasa acumulada (-21,6% a septiembre de 2018) negativa.

Atendiendo a la evolución registrada en los últimos meses, se ha considerado

²⁶ Se indica que las previsiones excluyen el gas asociado al antiguo contrato de tránsito, dado que los ingresos asociados a dicho contrato no se incluyen en las liquidaciones del sistema.

como mejor previsión de la capacidad contratada para 2018 a Francia, la cantidad de 127,1 GWh/día, resultante de considerar para el periodo enero-julio de 2018 la realmente contratada en la base de datos de liquidaciones gasistas, y para el resto de meses una contratación, por tipo de contrato, similar a la anterior.

La capacidad contratada de exportaciones con destino a Portugal (21,8 GWh/día) resulta de considerar, para

- Enero-julio de 2018 la efectivamente contratada por los agentes de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas,
- Agosto-septiembre la contratada de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR.
- Para el mes de octubre la información de los contratos anual, trimestral y mensual contratada efectivamente por los agentes de acuerdo con la información del SL-ATR.
- Para los meses de noviembre y diciembre, se ha supuesto la capacidad contratada promedio registrada entre noviembre de 2017 y mayo de 2018, al objeto de no tener en cuenta la capacidad contratada durante el mes de junio de 2018 que fue muy superior a la históricamente contratada. Dicha capacidad se ha distribuido por tipo de contratado, suponiendo la misma capacidad contratada de largo plazo que la contratada durante los últimos meses, y el resto como capacidad contratada mensual.

Una vez estimada la capacidad contratada por conexión internacional y tipo de contrato, se estima el volumen asociado suponiendo para el periodo julio-diciembre el mismo factor de carga, por tipo de contrato, que el registrado entre enero y junio de 2018.

Como resultado de lo anterior, se estima que las exportaciones hacia Francia se incrementarán un 901,84% sobre las registradas en 2018, mientras que las de Portugal se reducirán un 18%, en línea con la evolución reciente registrada y analizada anteriormente.

2. Previsión de demanda 2019

2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En aplicación de lo establecido en el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, el OS y el GTS han remitido un informe conjunto sobre la previsión de demanda de gas natural por las centrales de generación eléctrica que utilizan como combustible gas natural para el año 2019. En particular, el OS ha elaborado los escenarios de cobertura de la demanda por tecnologías, teniendo en cuenta los escenarios de precios de gas natural más probables remitidos por el GTS.

El OS señala, en la información remitida a la CNMC, que en la previsión de la cobertura de la demanda por tecnología se han tenido en cuenta los distintos escenarios de precios del gas aportados por el GTS y un modelo de coordinación hidrotérmica que, teniendo en cuenta la estocasticidad de las aportaciones hidráulicas y del fallo fortuito del equipo térmico, minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico.

Asimismo, indica que se ha considerado un funcionamiento mínimo de las centrales de ciclo combinado por restricciones técnicas zonales que supone una producción mínima de 10.500 GWh y que no se incluye el consumo de gas en las centrales de cogeneración, biomasa y residuos ni el utilizado en el arranque de centrales térmicas de carbón o como combustible de apoyo.

El informe pone de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2019 dependerá:

1. De la relación de precios entre el coste del gas y el coste del carbón, que determinará la competitividad relativa de precios entre el gas natural y el carbón.
2. De la producción hidráulica del año, que dependerá de la hidraulicidad del año y del agua embalsada.

Respecto de la relación de precios entre el coste del gas y el coste del carbón se indica que en el informe conjunto del OS y el GTS se han considerado los siguientes escenarios de precios de gas en frontera²⁷:

- Escenario de bajada progresiva de precios del gas hasta los 18 €/MWh: Reflejaría una situación de una precedencia de la casi totalidad de las centrales de ciclo combinado de gas sobre las de carbón.
- Escenario de precios continuista (23 €/MWh) que supone una precedencia en coste de gran parte de las centrales de carbón, excepto aquellas más alejadas de puerto.
- Escenario alto (28 €/MWh), que supondría una precedencia en coste de la casi totalidad de las centrales de carbón, excepto algunas muy obsoletas y de reducida eficiencia.

Asimismo, se ha considerado, para el carbón de importación, el precio en el mercado spot de referencia en el mercado internacional (API2), incluyéndose, adicionalmente, el coste de descarga en puerto, mermas y transporte desde puerto a central. Para el año 2019 se ha considerado un precio del carbón importado de 89 \$/t en línea con los precios actuales.

²⁷ A los precios de gas en frontera habría que añadir los peajes y cánones de ATR del sistema gasista para determinar el precio de gas suministrado en la central eléctrica.

Finalmente, se ha considerado un precio spot del derecho de emisión de CO₂ de 20 €/t.

Respecto de la producción hidráulica, se indica en el informe que se han considerados tres escenarios de hidraulicidad: seco, medio y húmedo.

En relación con el consumo de gas natural de las instalaciones de generación situadas en Baleares, en el informe se señala que la misma alcanzará los 4,04 TWh, si bien no se detallan las hipótesis utilizadas en su cálculo.

Al respecto cabe señalar que, la previsión de generación con gas natural en el sistema Balear para el ejercicio 2019 coincide con la previsión de cobertura de la demanda eléctrica del escenario central de previsión del OS en el subsistema balear, proporcionado en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2019. Según dicha información, en el escenario de cobertura se han considerado las siguientes hipótesis:

- Los datos técnicos y económicos considerados son los publicados en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Programa de mantenimiento anual del equipo generador (indisponibilidad programada) aprobado por Red Eléctrica, teniendo en cuenta las condiciones y flexibilidad de fechas planteadas por la empresa propietaria.
- La probabilidad de fallo (indisponibilidad fortuita) utilizada para cada grupo generador se ha estimado a partir de los datos registrados por Red Eléctrica en el periodo de 2012-2017, incluyendo los mantenimientos menores de 24 horas.
- Se ha considerado un precio medio de 52,78 €/MWh para la energía aportada por el enlace a corriente continua con la península, que se corresponde con el precio medio del mercado diario del MIBEL para el periodo correspondiente al año móvil de 1-ago-2017 a 31-jul-2018.

Como resultado de lo anterior, en el citado informe conjunto se proporcionan 9 escenarios de previsión de consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares y un escenario de demanda de gas de los ciclos combinados de Baleares (3,7 TWh) para 2018. Según la información aportada en el informe conjunto del OS y el GTS, en el escenario más probable el consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares asciende a 47 TWh, en una situación de pluviosidad media y una situación continuista en los precios del gas.

Adicionalmente, en respuesta a la solicitud de información de la CNMC, el GTS aporta el escenario de previsión de la demanda de gas natural para el ejercicio 2018 adelantado, en cumplimiento del calendario propuesto en el Protocolo de Detalle PD-07. “*Programaciones y nominaciones de infraestructura de transporte*”. En el citado escenario se incluye como mejor previsión de la

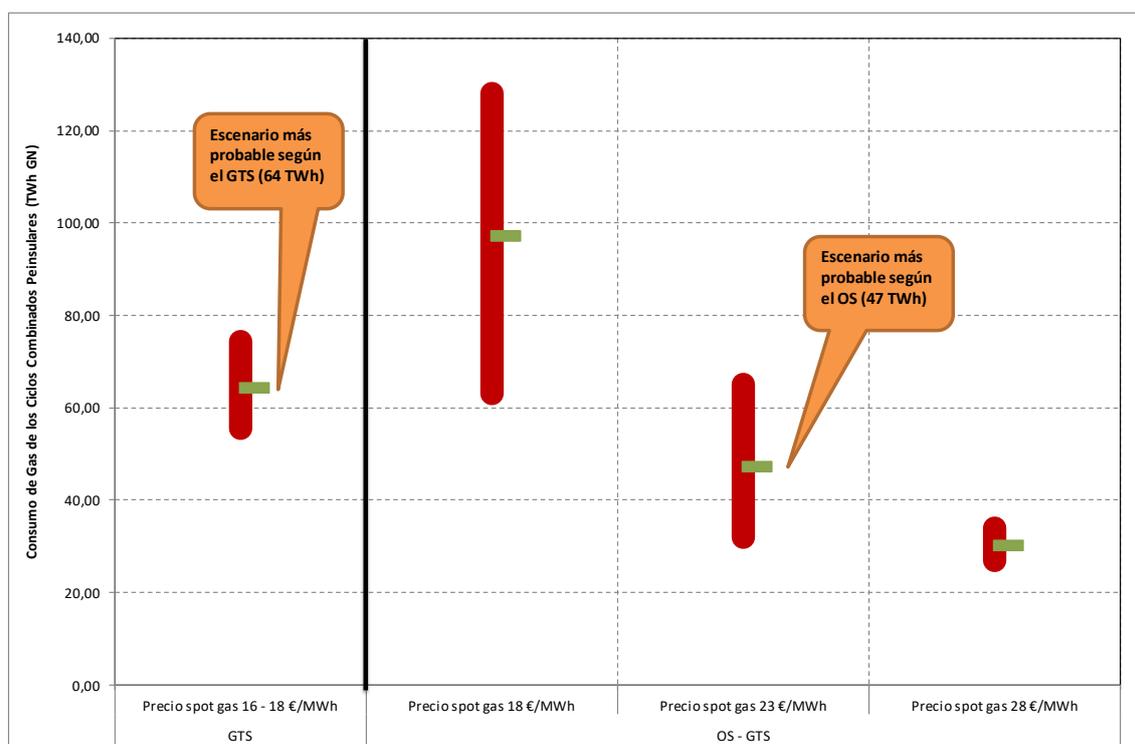
demanda de gas natural de las instalaciones de generación eléctrica nacional de 68 TWh. Según la información aportada por el GTS este escenario se corresponde con un escenario de precios continuista (23 €/MWh) y una pluviosidad media.

Finalmente, se dispone de la previsión de la demanda de los ciclos combinados proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras.

Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular

En el Gráfico I.7 se muestran los escenarios de previsión de los consumos de gas de los ciclos combinados peninsulares según el informe conjunto del OS y el GTS, el previsto por el GTS y los previstos por el OS para 2018.

Gráfico I.7. Consumo de gas de los ciclos combinados peninsulares previsto para 2018



Fuente: GTS y OS

En el Cuadro I.15 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2019 en el informe conjunto del OS y el GTS, con hidráulicidad media y la cobertura registrada en los últimos 12 meses.

Cuadro I.15. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista según el informe conjunto del OS y GTS para el 2019 y la cobertura de la demanda registrada durante los últimos 12 meses (GWh)

	Escenarios de cobertura de la demanda del OS									Últimos 12 meses a	
	Escenarios de precio del gas									Ago 2017 - Jul 2018	Sep 2017 - Ago 2018
	Escenario bajo (Precio del gas 18 €/MWh)			Escenario central (Precio del gas 23 €/MWh)			Escenario alto (Precio del gas: 28 €/MWh)				
	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda		
<i>Hidráulica</i>	18.463	34.759	53.354	21.047	36.856	54.415	22.929	37.885	54.803	31.349	32.315
<i>Nuclear</i>	55.520	55.167	54.723	55.501	55.172	54.732	55.537	55.163	54.618	52.525	52.587
<i>Carbón</i>	9.047	8.820	8.101	38.090	31.552	22.477	51.770	39.232	25.165	35.674	36.236
<i>Fuel - Gas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	0
<i>CCGT'S</i>	63.766	48.424	31.621	32.308	23.679	16.238	17.196	15.246	13.317	31.108	30.357
<i>Renovables, Cogeneración y Residuos</i>	105.667	105.651	105.618	105.667	105.649	105.610	105.667	105.644	105.600	97.043	97.702
Generación	252.463	252.821	253.417	252.613	252.908	253.472	253.099	253.170	253.503	247.698	249.197
<i>Consumos Bombeos</i>	-4.081	-4.439	-5.035	-4.231	-4.526	-5.090	-4.717	-4.788	-5.121	-3.711	-3.579
<i>Enlace Baleares</i>	-1.246	-1.246	-1.246	-1.246	-1.246	-1.246	-1.246	-1.246	-1.246	-1.241	-1.227
<i>Saldo Físico Internacional</i>	11.708	11.708	11.708	11.708	11.708	11.708	11.708	11.708	11.708	10.747	10.153
Demanda	258.844	258.844	258.844	258.844	258.844	258.844	258.844	258.844	258.844	253.493	254.544
Consumo Ciclos	128.000	97.000	63.000	65.000	47.000	32.000	34.000	30.000	27.000	67.125	65.685
Factor eficiencia	49,8%	49,9%	50,2%	49,7%	50,4%	50,7%	50,6%	50,8%	49,3%	46,3%	46,2%

Fuente: GTS, OS y CNMC

Al respecto, se formulan las siguientes observaciones:

1. La demanda prevista para el ejercicio 2019 asciende a 258,8 TWh, un 1,7% superior a la demanda registrada en los últimos 12 meses.

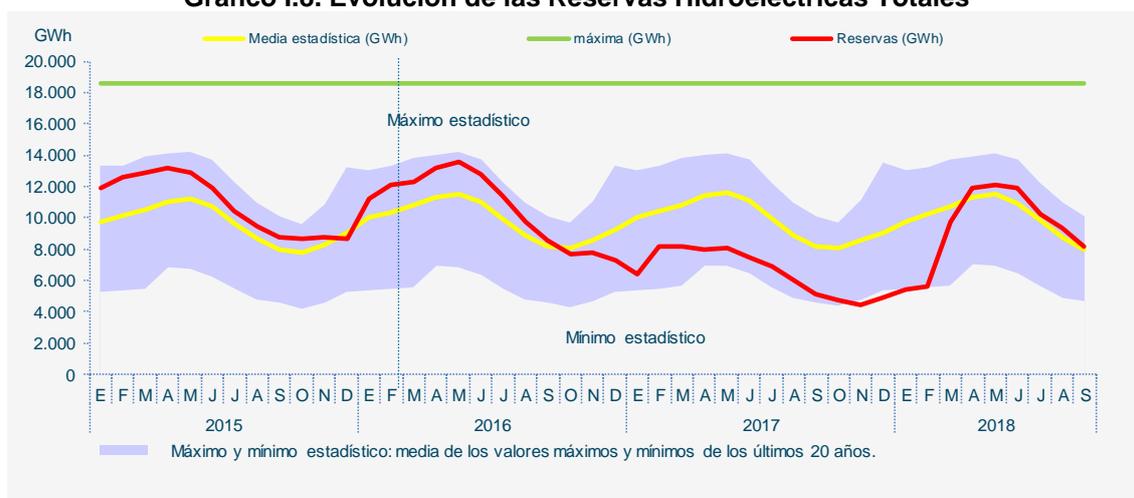
Teniendo en cuenta tanto las previsiones aportadas por los distintos agentes a efectos de la elaboración del informe sobre la propuesta de Orden de revisión de peajes eléctricos para 2019, como la evolución de la demanda y la previsión de evolución económica, esta Comisión estima la demanda en b.c. del sistema peninsular para 2019 en 259,4 TWh, un 0,2% superior a la prevista por el OS en su escenario central.

2. El informe conjunto del OS y el GTS señala como escenario más probable el que corresponde al escenario de precios de gas natural de 23 €/MWh, situación en la que se produce una precedencia en coste de gran parte de las centrales de carbón, excepto aquellas más alejadas del puerto.
3. El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2018 en el informe conjunto del OS y el GTS es del 50%, superior al registrado durante los últimos 12 meses a agosto de 2018 (46,2%).
4. Según se indica en el informe conjunto, el objetivo del modelo utilizado por REE es calcular la cobertura que minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico. En relación con lo anterior REE señala que, en un entorno de competencia perfecta, las ofertas de cada generador serían de precio igual al coste marginal, por lo que la

explotación basada en minimización de costes variables conducirá a los mismos resultados que un mercado perfectamente competitivo.

- En relación con la producción hidráulica prevista en el escenario más probable se indica que las reservas hidroeléctricas totales a agosto de 2018, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran en un nivel muy cercano a la media estadística (véase Gráfico I.8).

Gráfico I.8. Evolución de las Reservas Hidroeléctricas Totales

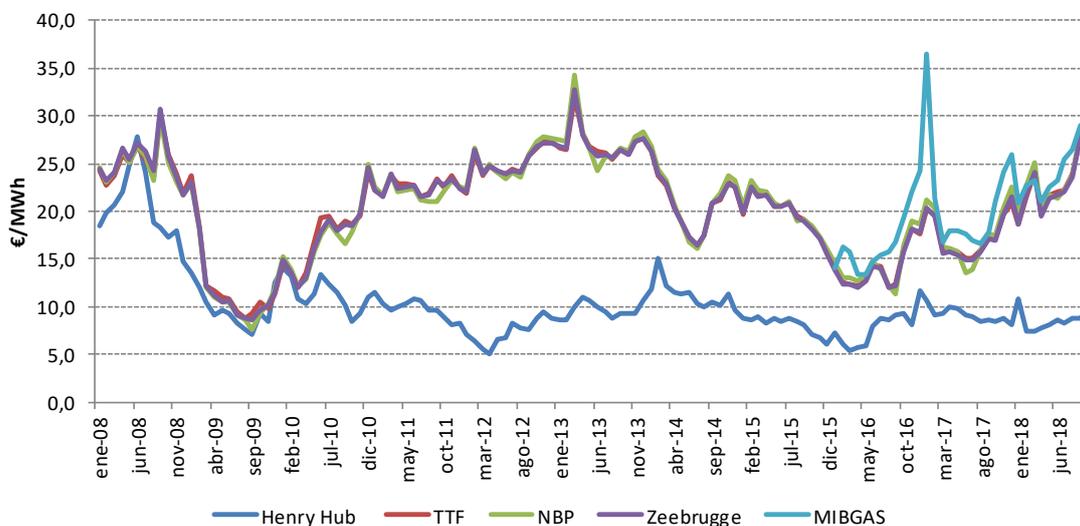


Fuente: REE, Boletín mensual agosto 2018

Cabe señalar que la producción hidroeléctrica considerada en el escenario de más probable (el cual considera una hidraulicidad media) es un 14% superior a la registrada durante los últimos 12 meses a septiembre de 2017 (32.315 GWh).

- En relación con los escenarios de precios considerados, se indica, durante los últimos meses, los precios del gas natural en los mercados spot europeos se han ido incrementado hasta alcanzar los 26-28 €/MWh (véase Gráfico I.9).

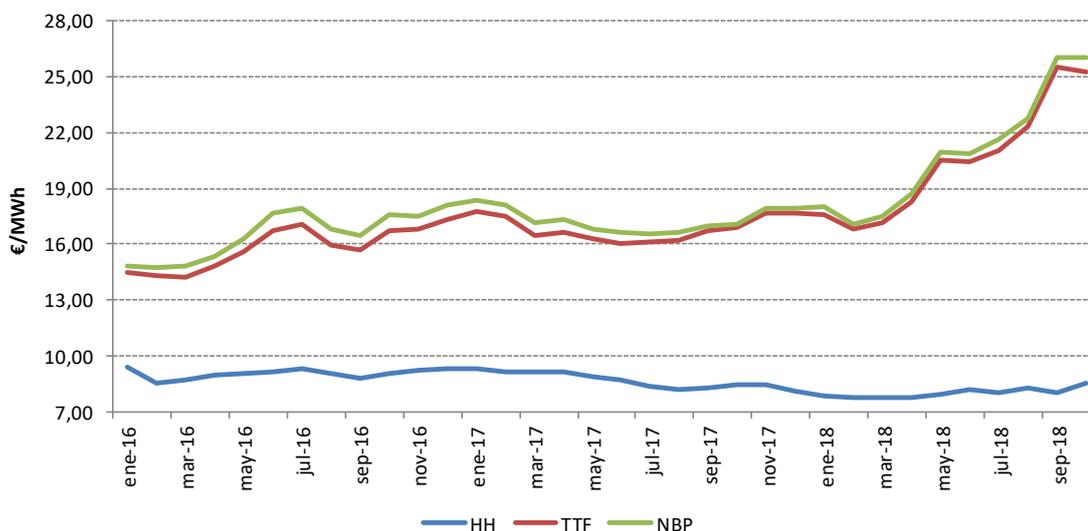
Gráfico I.9. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales



Fuente: Reuters y CNMC.

Por otra parte, la cotización de los contratos a plazo con entrega en 2019 en los mercados europeos se ha incrementado desde enero de 2018 hasta situarse en el entorno de los 25 €/MWh, ligeramente superior al nivel de precios considerado en el escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (véase Gráfico I.10).

Gráfico I.10. Evolución del promedio de las cotizaciones de los contratos con vencimiento en 2019



Fuentes: Reuters y CNMC.

Respecto del precio de referencia del carbón, se observa que la cotización en EEX del contrato a plazo de carbón de calidad API2 con entrega en ARA con vencimiento en 2019 muestra una ligera tendencia creciente situándose en precios cercanos a 11 - 12 €/MWh (97-99 \$/t), ligeramente superior al

contemplado en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (89 \$/t) (véase Gráfico I.11).

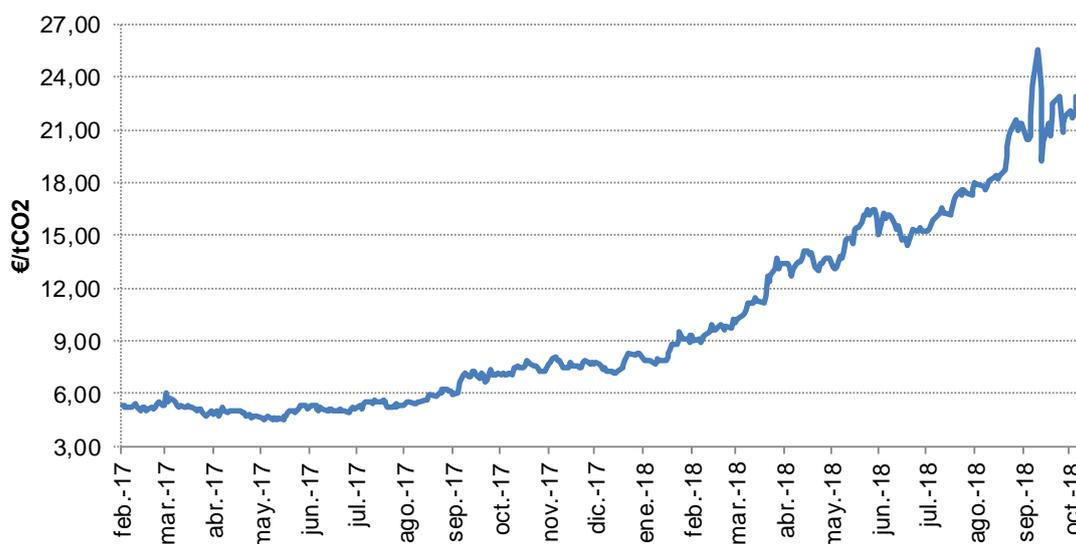
Gráfico I.11. Evolución de los precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Por último, respecto del precio de referencia del CO₂ implícito en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (20 €/t CO₂) se indica que es ligeramente inferior al valor esperado para 2019, teniendo la cotización del contrato EUA Dic-19 (véase Gráfico I.12).

Gráfico I.12. Evolución de la cotización de los derechos de emisión de CO₂ (EUA Dec-19).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ICE

Finalmente, se indica que, según la información remitida por las empresas distribuidoras, la demanda de los ciclos combinados durante el ejercicio 2018 alcanzaría **58,2 TWh**.

Teniendo en cuenta las observaciones formuladas anteriormente, se ha considerado una demanda destinada a la generación eléctrica en el sistema peninsular para 2018 de **52 TWh**, escenario superior al considerado en el informe conjunto del OS y del GTS (47 TWh) pero inferior al previsto por el GTS (64,2 TWh) y coherente con la cobertura de la demanda para el ejercicio 2019 prevista por la CNMC en *“Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2019”*.

La cobertura de la demanda en b.c. prevista para 2019 resulta de considerar la producción RECORE prevista por la CNMC para 2019 y la producción de las centrales hidráulicas, nucleares, el consumo de los bombeos, la energía transitada a través del enlace entre península y baleares y el saldo físico internacional prevista por el OS para el escenario de precios altos del gas (28 €/MWh).

Demanda destinada a la generación eléctrica balear

La previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica balear, está sujeta a varias incertidumbres, tales como la evolución de la actividad económica y los precios de los distintos combustibles que determinaran el orden de mérito económico.

En el informe conjunto del GTS y el OS se estima para 2019 una demanda de gas en el Sistema Balear de **4,04 TWh**, mientras que las empresas gasistas estiman una demanda de gas de la generación eléctrica balear de **4,22 TWh**.

Al respecto, se indica que el consumo de gas de las centrales de generación eléctrica situadas en el territorio balear durante los últimos 12 meses (sep 2017-ago 2018) ha sido de **4,4 TWh**.

Teniendo en cuenta las diferentes previsiones de los agentes y la evolución reciente, se estima que la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear alcanzara los **4,7 TWh** en 2019, valor superior al previsto tanto en el informe conjunto del OS y el GTS como al valor considerado por las empresas y acorde con la cobertura de la demanda prevista por la CNMC en *“Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2019”*.

Demanda destinada a la generación eléctrica a nivel nacional

En el Cuadro I.16 se compara la demanda de gas destinada a la generación eléctrica prevista por el OS y el GTS en condiciones de hidraulicidad media, la prevista por el GTS en su escenario central, la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras y la prevista por la CNMC. La demanda destinada a la generación de electricidad prevista por la CNMC para el ejercicio 2019²⁸ ascendería a **56,7 TWh**, un 17% inferior a la prevista por el GTS (**67,9 TWh**), y un 11% superior al escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (**51 TWh**).

Cuadro I.16. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica. Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2019 (TWh).

		Peninsular	Baleares	Nacional
GTS (Precio spot gas 16-18 €/MWh €/MWh)		64,17	3,79	67,96
OS	<i>Precio spot gas 18 €/MWh</i>	97,00	4,04	101,04
	<i>Precio spot gas 23 €/MWh</i>	47,00	4,04	51,04
	<i>Precio spot gas 28 €/MWh</i>	30,00	4,04	34,04
Empresas		58,19	4,22	62,41
CNMC		52,0	4,7	56,7

Fuente: OS, GTS, información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

La previsión de la demanda de gas natural de las centrales de generación peninsular, descontada la demanda del ciclo combinado de BBE, y extrapeninsular se ha desglosado por peaje de transporte y distribución manteniendo la estructura prevista para el ejercicio 2018.

Una vez obtenida la previsión de la demanda de gas destinada a generación eléctrica peninsular, se ha desagregado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) y mes considerando que la reducción de la demanda prevista para 2019 (-9,7%) afecta en mayor medida a los contratos de corto plazo que a los contratos de duración anual. En particular, se ha supuesto que la tasa de variación de los contratos anuales es la mitad de la variación de la demanda prevista para 2019.

²⁸ Se indica que dicha previsión incluye la demanda de gas de ciclo combinado de BBE, estimada en 2.578 GWh.

La demanda de los contratos de corto plazo se obtiene por diferencia entre la demanda total prevista y la demanda de largo plazo estimada anteriormente. Dicha demanda de corto plazo se distribuye por tipo de contrato de corto plazo (trimestral, mensual, diario e intradiario) y mes mantenido la estructura de los contratos por peaje prevista para 2018.

En el caso de la previsión de la demanda de gas destinada a generación eléctrica extrapeninsular se ha considerado que toda la demanda se abastece mediante contratos de largo plazo.

Caudal contratado por las centrales de generación eléctrica

En el Cuadro I.17 se muestra la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica del GTS y de las empresas gasistas para el ejercicio 2019. Según dicha información, ambos agentes estiman que el caudal contratado promedio se incrementará el 1,4% y el 3,7%, respectivamente, respecto del caudal previsto para el cierre del ejercicio 2018, explicado, fundamentalmente, por un incremento de la capacidad contratada peninsular.

Cuadro I.17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por las empresas transportistas y distribuidoras para 2019 (1)

GTS	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2017 (SIFCO)	Previsión de cierre 2018	Previsión 2019	2018 sobre 2017	2019 sobre 2018
	Peninsular	294.796.592	255.116.318	267.197.481	-13,5%
<i>P > 60 bar</i>	294.438.083	254.433.203	266.489.782	-13,6%	4,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	358.509	683.114	707.699	90,5%	3,6%
Extrapeninsular	65.941.600	73.141.810	65.544.515	10,9%	-10,4%
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	73.141.810	65.544.515	10,9%	-10,4%
TOTAL	360.738.192	328.258.128	332.741.996	-9,0%	1,4%

Empresas	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2017 (SIFCO) ⁽¹⁾	Previsión de cierre 2018	Previsión 2019	2018 sobre 2017	2019 sobre 2018
	Peninsular	294.796.592	254.975.949	266.990.423	-13,5%
<i>P > 60 bar</i>	294.438.083	254.433.203	266.489.782	-13,6%	4,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	358.509	542.746	500.641	51,4%	-7,8%
Extrapeninsular	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
TOTAL	360.738.192	320.917.549	332.932.023	-11,0%	3,7%

Fuente: Información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

Nota (1): Se excluye la capacidad contratada por BBG a efectos comparativos.

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre el funcionamiento de los ciclos combinados, la información proporcionada por el GTS y las empresas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se ha optado por mantener en 2019 el factor de carga previsto para el cierre de 2018 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular. Para las instalaciones de generación eléctrica situadas en territorios no peninsulares se ha considerado, como mejor previsión el caudal previsto para el cierre de 2018 (véase Cuadro I.18).

Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por la CNMC para 2019

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2017 (SIFCO) (1)	Previsión de cierre 2018	Previsión 2019	2018 sobre 2017	2019 sobre 2018
Peninsular	294.796.592	263.884.911	238.292.815	-10,5%	-9,7%
<i>P > 60 bar</i>	294.438.083	263.511.907	237.955.986	-10,5%	-9,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	358.509	373.004	336.830	4,0%	-9,7%
Extrapeninsular	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
TOTAL	360.738.192	329.826.511	304.234.415	-8,6%	-7,8%

Fuente: CNMC

La capacidad contratada por las centrales de generación peninsulares se ha desagregado por tipo de contrato y mes considerando las siguientes hipótesis:

- La capacidad contratada de corto plazo, por peaje, se obtiene aplicando el factor de carga previsto para el cierre de 2018.
- Dicha capacidad contratada prevista se distribuye por mes y tipo de contrato manteniendo la estructura prevista para el cierre de 2018.
- La capacidad contratada de largo plazo se obtiene por diferencia entre la capacidad contratada total y la capacidad contratada de corto plazo.

Se estima que la capacidad contratada por las centrales de generación extrapeninsular se formalizará en su totalidad mediante contratos de largo plazo.

2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.19 se compara la previsión para 2019 de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS y de las empresas gasistas.

Cuadro I.19. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para 2019

GTS	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año 2017 (SIFCO)	Previsión de cierre 2018	Previsión 2019	2018 sobre 2017	2019 sobre 2018
<i>P > 60 bar</i>	72.258.430	77.576.381	77.348.821	7,4%	-0,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.122.657	37.037.673	37.712.541	5,5%	1,8%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	88.619.207	95.974.433	99.072.319	8,3%	3,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.871.659	68.095.823	65.873.507	1,8%	-3,3%
TOTAL	262.871.953	278.684.310	280.007.188	6,0%	0,5%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.460.803	11.017.992	11.400.002	5,3%	3,5%
TOTAL	273.332.757	289.702.302	291.407.190	6,0%	0,6%

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año 2017 (SIFCO)	Previsión de cierre 2018	Previsión 2019	2018 sobre 2017	2019 sobre 2018
<i>P > 60 bar</i>	72.258.430	73.469.591	73.037.753	1,7%	-0,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.122.657	34.924.842	35.453.267	-0,6%	1,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	88.619.207	90.520.459	93.078.832	2,1%	2,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.871.659	74.430.154	73.819.249	11,3%	-0,8%
TOTAL	262.871.953	273.345.045	275.389.100	4,0%	0,7%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.460.803	9.955.136	9.975.009	-4,8%	0,2%
TOTAL	273.332.757	283.300.182	285.364.109	3,6%	0,7%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

Se observa que tanto el GTS como las empresas distribuidoras y transportistas estiman que la demanda se incrementará en 2019 (un 0,6% el GTS y un 0,7% las empresas transportistas y distribuidoras) sobre sus respectivas previsiones de cierre para 2018, motivado por el aumento de la demanda de los consumidores conectados a presión entre 4 y 16 bar (un 3,2% el GTS y un 2,8% las empresas) y entre 16 y 60 bar (un 1,8% el GTS y un 1,5% las empresas), compensado por una reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (un -0,3% el GTS y un -0,6% las empresas) y una reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar (un -3,3% el GTS y un -0,8% las empresas).

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

Como se ha comentado anteriormente, dadas las diferentes características, se analiza de forma separada la evolución de los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución y los suministrados desde plantas satélite.

En el Cuadro I.20 se comparan las previsiones para el 2019 de la demanda del Grupo 3 remitida por el GTS y por las empresas gasistas de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.

Cuadro I.20. Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del grupo 3 y su demanda para 2019 de los consumidores conectados a la red de transporte y distribución.

SIFCO	Previsión cierre 2018		Previsión 2019		Tasas de Variación sobre 2018	
	2017	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS

A) Nº Clientes

Grupo 3	7.632.447	7.693.197	7.720.641	7.769.185	7.833.626	1,0%	1,5%
3.1	4.575.122	4.615.106	4.633.266	4.656.966	4.678.063	0,9%	1,0%
3.2	2.983.947	3.004.089	3.012.326	3.037.273	3.077.677	1,1%	2,2%
3.3	24.735	24.936	25.495	25.130	26.706	0,8%	4,7%
3.4	48.360	48.771	49.255	49.504	50.860	1,5%	3,3%
3.5	282	296	298	312	321	5,7%	7,5%

B) Energía (MWh)

Grupo 3	65.844.879	67.060.581	73.273.259	64.861.276	72.654.321	-3,3%	-0,8%
3.1	11.204.460	11.451.627	12.538.977	10.213.531	11.466.243	-10,8%	-8,6%
3.2	26.256.841	27.339.922	29.899.641	25.851.187	28.983.632	-5,4%	-3,1%
3.3	1.589.521	1.621.945	1.761.387	1.716.913	1.925.455	5,9%	9,3%
3.4	22.063.504	22.440.260	24.183.995	22.624.571	25.335.743	0,8%	4,8%
3.5	4.730.552	4.206.826	4.889.259	4.455.075	4.943.248	5,9%	1,1%

C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)

Grupo 3	8.627	8.717	9.491	8.349	9.275	-4,2%	-2,3%
3.1	2.449	2.481	2.706	2.193	2.451	-11,6%	-9,4%
3.2	8.799	9.101	9.926	8.511	9.417	-6,5%	-5,1%
3.3	64.261	65.045	69.088	68.322	72.099	5,0%	4,4%
3.4	456.237	460.111	490.996	457.021	498.143	-0,7%	1,5%
3.5	16.765.733	14.233.688	16.391.041	14.259.806	15.422.841	0,2%	-5,9%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

El GTS estima que el número de clientes se incrementará un 1% (75.988 clientes), mientras que las empresas estiman que se incrementará un 1,5% (112.986 clientes), en ambos casos respecto de sus cierres previstos para 2018.

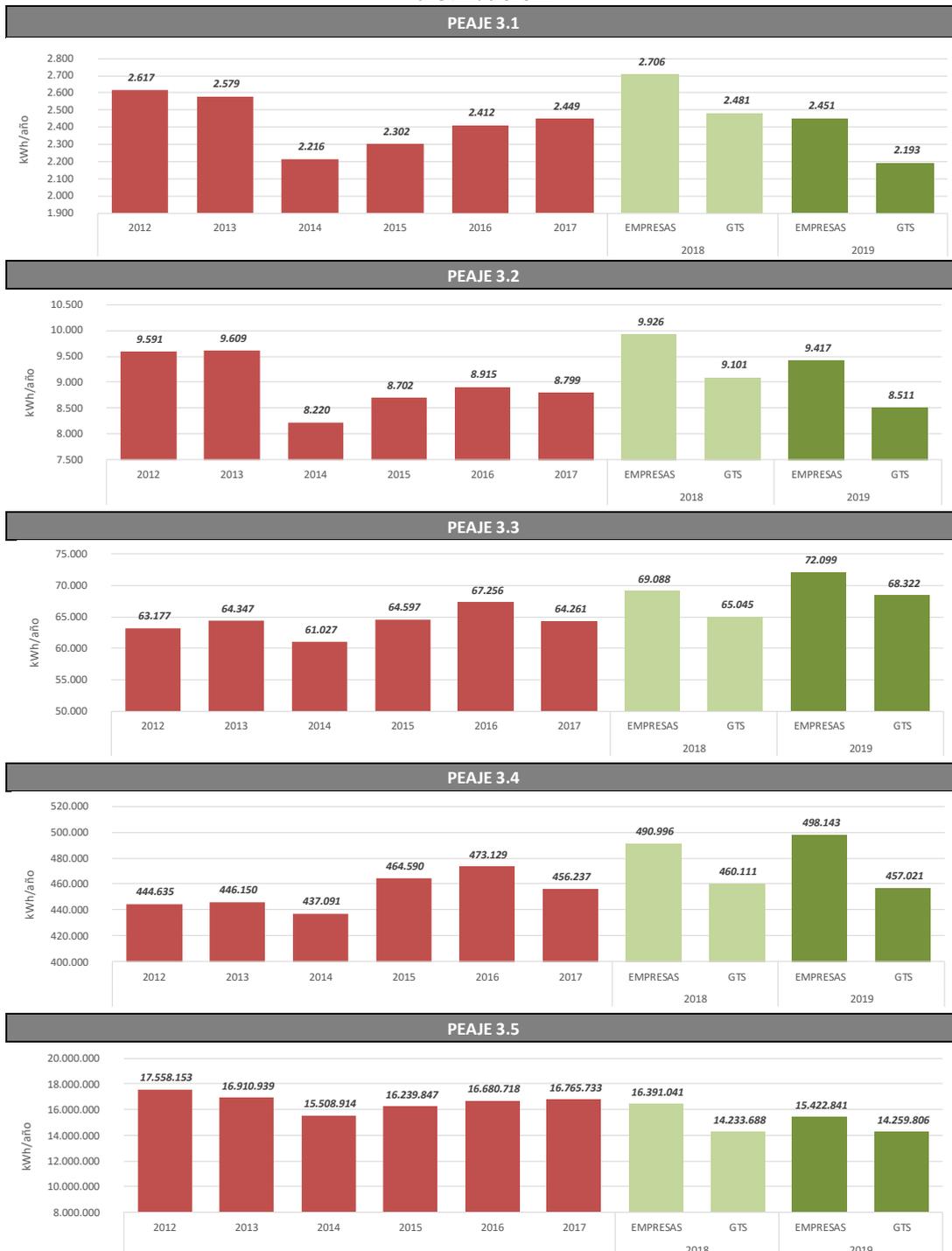
Asimismo, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se reducirá en 2018 un 3,3%, mientras que las empresas distribuidoras estiman que se reducirá un 0,8% sobre la demanda prevista para el cierre de 2018. Ambos agentes, estiman que se reducirá la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 y se incrementará la demanda de los consumidores acogidos al resto de peajes.

Al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que (i) con carácter general, ambos estiman una reducción del tamaño medio de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 y un aumento del tamaño medio de los consumidores acogidos al resto de peajes respecto de los previstos para el cierre de 2018, (ii) los tamaños medios previstos por las empresas distribuidoras son entre un 6% y 11% superiores a los previstos por el GTS y (iii) mientras que el GTS estima que los tamaños medios previstos para 2019 de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 son inferiores a los registrados en 2017 (último año cerrado), las empresas estiman para 2019 tamaños medios superiores.

En el Gráfico I.13 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución registrados entre 2012 y 2017 y los previstos para el cierre de 2018 y 2019 por las empresas distribuidoras y el GTS. Se observa que, las empresas distribuidoras estiman, para los peajes 3.1 y 3.2 tamaños medios superiores a los registrados en el periodo 2014-2017, pero inferiores a los registrados entre 2012-2013, para los peajes 3.3 y 3.5 superiores a los registrados entre 2012 -2017 y para el peaje 3.5 inferiores a los registrados entre 2012- 2017.

Por el contrario, el GTS estima, con carácter general, que el tamaño medio del peaje es inferior a los registrados entre 2012 y 2017, el previsto para el peaje 3.2 es ligeramente superior al valor inferior de la muestra considerada, y el del peaje 3.4 se muy similar al registrado en 2017.

Gráfico I.13. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2012 y 2017 y, previstos para el cierre de 2018 y 2019 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

En el Cuadro I.21 se comparan las previsiones para el 2019 de la demanda del grupo 3 remitida por el GTS y por las empresas gasistas de los consumidores conectados a plantas satélites.

En relación con la previsión de los consumidores conectados a plantas satélite, el GTS espera un aumento del número de consumidores para 2019 del 3,2% (4.012 clientes) respecto de su previsión para el cierre de 2018, mientras que las empresas distribuidoras estiman que el número de consumidores se incrementará un 16,1% (22.458 clientes).

Por otra parte, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 2,2%, mientras que las empresas distribuidoras estiman que se incrementará un 0,7%, en ambos casos, motivado por la reducción de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1, 3.2 y 3.5, compensado por el aumento de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.3 y 3.4. Por el contrario, las empresas estiman que la demanda de este colectivo consumidores aumentará en 2019 un 0,7% motivado porque el aumento de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.3 y 3.4 es superior a la contracción de la demanda de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1, 3.2 y 3.5.

En consecuencia, al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes se observa que (i) los tamaños previstos por las empresas, con carácter general, son inferiores a los previsto por el GTS, con la excepción del peaje 3.3 y que (ii) los tamaños medios previstos por ambos agentes para el año 2019 son inferiores a los previstos para el cierre de 2018, con la excepción del peaje 3.3 en el caso de las empresas.

Cuadro I.21. Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del grupo 3 y su demanda para 2019 de los consumidores conectados a plantas satélites.

SIFCO	Previsión cierre 2018		Previsión 2019		Tasas de Variación sobre 2018	
	2017	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS

A) Nº Clientes

Grupo 3	121.097	124.267	139.249	128.279	161.708	3,2%	16,1%
3.1	81.853	84.665	92.820	87.631	105.264	3,5%	13,4%
3.2	38.316	38.673	45.380	39.693	55.274	2,6%	21,8%
3.3	328	342	365	349	387	2,3%	5,9%
3.4	592	582	679	600	777	3,1%	14,4%
3.5	7	5	5	6	6	2,8%	19,4%

B) Energía (MWh)

Grupo 3	1.026.780	1.035.242	1.156.896	1.012.231	1.164.927	-2,2%	0,7%
3.1	181.806	192.125	210.948	181.257	204.064	-5,7%	-3,3%
3.2	344.193	362.206	395.530	351.974	394.032	-2,8%	-0,4%
3.3	20.508	20.113	22.816	21.803	25.277	8,4%	10,8%
3.4	354.601	323.852	389.588	329.594	410.245	1,8%	5,3%
3.5	125.671	136.946	138.014	127.602	131.309	-6,8%	-4,9%

C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)

Grupo 3	8.479	8.331	8.308	7.891	7.204	-5,3%	-13,3%
3.1	2.221	2.269	2.273	2.068	1.939	-8,9%	-14,7%
3.2	8.983	9.366	8.716	8.867	7.129	-5,3%	-18,2%
3.3	62.492	58.883	62.437	62.404	65.331	6,0%	4,6%
3.4	598.507	556.214	573.864	549.301	528.205	-1,2%	-8,0%
3.5	17.892.138	25.483.244	27.357.349	23.090.178	21.800.958	-9,4%	-20,3%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En el Gráfico I.14 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2012 y 2017 y previstos para el cierre de 2018 y 2019 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a plantas satélite.

Se observa que, con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 3.5, según tanto la previsión de las empresas distribuidoras como del GTS, los tamaños medios previstos de los consumidores para el ejercicio 2019 estarán próximos a los menores tamaños registrados en el periodo 2012-2017.

Gráfico I.14. Tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a plantas satélites registrados entre 2012 y 2017 y previstos para el cierre de 2018 y 2019 por las empresas distribuidoras y el GTS de los consumidores abastecidos mediante plantas satélite



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado por elaborar un escenario de previsión resultado de considerar las siguientes hipótesis:

En el caso de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución se ha considerado como mejor previsión del número de clientes el resultado de considerar lo siguiente:

- El incremento del número de clientes acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 se estima en 110.526, como resultado de proyectar la tendencia prevista para el cierre de 2018, suponiendo que las captaciones de nuevos clientes se producirán en mayor media en el peaje 3.1 que en el 3.2. Se considera que el tamaño medio de estos consumidores se aproximará al promedio registrado entre 2014 y junio 2018.
- El número de clientes acogidos a los peajes 3.3 a 3.5 resulta de aplicar la media móvil de 12 meses a junio de 2018. El tamaño medio de estos suministros se corresponde con el promedio de los tamaños medios registrados en 2016, 2017 y junio 2018.

En consecuencia, se estima que en 2019 el número de clientes suministrado desde las redes de transporte y distribución aumentará un 1,33% (102.393 clientes), ligeramente por encima del incremento previsto por el GTS (1%, 75.988 clientes) e inferior al previsto por las empresas (1,5%, 112.986 clientes), mientras que la demanda de estos consumidores se reducirá un 4,2%, similar a la previsión del GTS (-4,2%) e inferior a la de las empresas (-2,3%).

En el caso de los consumidores conectados a plantas satélite para 2018, las previsiones del número de clientes, tamaños medios y volumen, se han construido de forma similar, si bien se ha considerado un incremento del número de clientes para el peaje 3.1 y 3.2 similar al previsto para el cierre de 2018.

Como resultado, se estima que el número de clientes se incrementará un 14,93% (21.251 clientes) superior al previsto por el GTS (+3,2%, 4.012 clientes) pero inferior al previsto por las empresas distribuidoras (+16,1%, +22.458 clientes).

Adicionalmente, se estima que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se incrementará un 2,0% respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2018, superior tanto a la previsión del GTS (-2,3%) como a la de las empresas distribuidoras (+0,7%).

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 7.983.440 el número de consumidores del grupo 3 para 2019, un 1,6% superior (124.190 clientes) al previsto para el cierre de 2018, cuya demanda se estima en 70.059 GWh, un 4,1% inferior a la prevista para el cierre de 2018 (véase el Cuadro I.22).

Cuadro I.22. Previsión de la CNMC del número de clientes del Grupo 3 y su consumo para 2019

Peaje	Volumen (MWh)	Año 2017		Prevision cierre 2018		Prevision 2019		% variación 2019 sobre 2018	
		Volumen (MWh)	Ciientes	Volumen (MWh)	Ciientes	Volumen (MWh)	Ciientes	Volumen (MWh)	Ciientes
I. Conectada a Plantas Satélite									
3.1	<5	181.806	81.853	238.716	96.123	244.413	110.529	2,4%	15,0%
3.2	<50	344.193	38.316	444.515	45.232	468.690	52.012	5,4%	15,0%
3.3	<100	20.508	328	24.019	362	25.599	399	6,6%	10,3%
3.4	100 < C ≤ 8.000	354.601	592	390.071	619	383.801	648	-1,6%	4,5%
3.5	>8.000	125.671	7	134.731	7	134.731	6	0,0%	-7,5%
TOTAL		1.026.780	121.097	1.232.052	142.343	1.257.233	163.594	2,0%	14,9%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución									
3.1	<5	11.204.460	4.575.122	12.458.878	4.694.499	11.471.941	4.756.249	-7,9%	1,3%
3.2	<50	26.256.841	2.983.947	28.768.072	2.947.876	26.612.328	2.986.652	-7,5%	1,3%
3.3	<100	1.589.521	24.735	1.668.674	24.861	1.713.985	25.860	2,7%	4,0%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.063.504	48.360	23.948.131	49.384	24.029.827	50.792	0,3%	2,9%
3.5	>8.000	4.730.552	282	4.974.016	287	4.974.016	293	0,0%	2,1%
TOTAL		65.844.879	7.632.447	71.817.771	7.716.907	68.802.097	7.819.846	-4,2%	1,3%
III. Total									
3.1	<5	11.386.267	4.656.976	12.697.594	4.790.621	11.716.354	4.866.778	-7,7%	1,6%
3.2	<50	26.601.035	3.022.264	29.212.587	2.993.109	27.081.018	3.038.664	-7,3%	1,5%
3.3	<100	1.610.029	25.064	1.692.694	25.223	1.739.584	26.259	2,8%	4,1%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.418.105	48.952	24.338.203	50.004	24.413.628	51.440	0,3%	2,9%
3.5	>8.000	4.856.223	289	5.108.746	293	5.108.746	299	0,0%	1,9%
TOTAL		66.871.659	7.753.544	73.049.824	7.859.250	70.059.330	7.983.440	-4,1%	1,6%

Fuente: CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro I.23 se resumen las previsiones del GTS y de las empresas transportistas y distribuidoras de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año 2019.

Cuadro I.23. Previsión del GTS y de las Empresas de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para 2019

GTS	Prevision 2019			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2018 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	77.348.821	88	246.942.453	-0,3%	-0,6%	-0,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	37.712.541	153	122.825.154	1,8%	1,2%	1,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	99.072.319	3.585	363.311.783	3,2%	2,1%	1,5%
TOTAL	214.133.681	3.826	733.079.391	1,7%	2,0%	0,7%

Empresas	Prevision 2019			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2018 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	73.037.753	88	246.996.677	-0,6%	-0,6%	-0,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.453.267	153	122.837.776	1,5%	1,2%	1,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	93.078.832	3.579	363.047.873	2,8%	1,9%	0,2%
TOTAL	201.569.851	3.820	732.882.326	1,3%	1,8%	0,1%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Respecto de las previsiones de demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar, tanto el GTS como las empresas estiman que aumentará en 2019 (un 1,7% el GTS y un 1,3% las empresas transportistas y distribuidoras) respecto de su previsión para el cierre del ejercicio 2018, motivado por el incremento de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión entre 4 y 16 bar (+3,2% el GTS y un 2,8% las empresas distribuidoras y transportistas y distribuidoras) y entre 16 y 60 bar (+1,8% el GTS y un 1,5% las empresas), parcialmente compensado por la reducción de la demanda de los consumidores conectados a redes de más de 60 bar (-0,3% en el caso del GTS y del -0,6% en el caso de las empresas).

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada²⁹, cabe señalar que ambos agentes estiman una evolución similar, esto es, un incremento de la capacidad contratada por los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar (+1,5% en el caso del GTS y del +0,2% en el caso de las empresas) y entre 16 y 60 bar (+1,5% en ambos casos), parcialmente compensado por una reducción de la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes de más de 60 bar (-0,7% en ambos casos).

²⁹ La capacidad contratada prevista por el GTS es superior a la prevista por las empresas porque no incluye las correcciones solicitadas por la CNMC a las empresas transportistas y distribuidoras.

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2019 el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,2% y el 2,4% (Banco de España 2,4%; CE 2,4%, FMI 2,2%, OCDE 2,4%, Gobierno 2,4%), lo que implica una desaceleración del crecimiento de entre 3 y 6 décimas respecto del previsto para el ejercicio 2018.

Teniendo en cuenta las previsiones de los distintos agentes, la evolución prevista de la economía y tras analizar la evolución reciente registrada y el impacto de nuevos consumidores conectados a redes de más de 60 bar, se estima que la demanda de los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se incrementará un 0,9%, la de los consumidores conectados a red de entre 16 y 60 bar aumentarán un 0,9% y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar un 3,3%.

En relación con la capacidad contratada prevista para 2018, se ha considerado la misma se incrementará un 0,6%, registrándose únicamente incrementos de caudal en los niveles de presión de entre 4 y 16 bar y entre 16 y 60 bar, inferiores a los incrementos de demanda previstos.

Previsión demanda convencional para 2018

En el Cuadro I.24 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC, el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras. Se observa que, la CNMC estima que la demanda convencional en 2019 aumentará un 0,4% sobre el cierre previsto para 2018 inferior, por tanto, al incremento previsto por el GTS (0,6%) y al previsto por las empresas transportistas y distribuidoras (0,7%).

Cuadro I.24. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribidoras y la CNMC para 2019 ⁽¹⁾.

GTS	Previsión 2019			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2018 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	77.348.821	88	246.942.453	-0,3%	-0,6%	-0,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	37.712.541	153	122.825.154	1,8%	1,2%	1,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	99.072.319	3.585	363.311.783	3,2%	2,1%	1,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	65.873.507	7.897.464	34.286.856	-3,3%	1,0%	8,8%
TOTAL	280.007.188	7.901.290	767.366.246	0,5%	1,0%	1,1%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.400.002			3,5%		
TOTAL	291.407.190	7.901.290	767.366.246	0,6%	1,0%	1,1%

Empresas	Previsión 2019			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2018 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	73.037.753	88	246.996.677	-0,6%	-0,6%	-0,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.453.267	153	122.837.776	1,5%	1,2%	1,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	93.078.832	3.579	363.047.873	2,8%	1,9%	0,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	73.819.249	7.995.334	24.912.069	-0,8%	1,7%	0,2%
TOTAL	275.389.100	7.999.154	757.794.396	0,7%	1,7%	0,1%
<i>GNL directo a cliente final</i>	9.975.009			0,2%		
TOTAL	285.364.109	7.999.154	757.794.396	0,7%	1,7%	0,1%

CNMC	Previsión 2019			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2018 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	76.460.546	88	256.588.231	0,9%	-0,6%	0,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.225.846	153	121.399.931	0,9%	1,2%	0,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	96.220.302	3.578	365.892.265	3,3%	1,9%	1,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	70.059.330	7.983.440	23.694.046	-4,1%	1,6%	0,0%
TOTAL	277.966.025	7.987.259	767.574.474	0,4%	1,6%	0,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.600.139			2,0%		
TOTAL	288.566.164	7.987.259	767.574.474	0,4%	1,6%	0,6%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Nota: (1) La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente, la del peaje 3.5, en los tres escenarios de previsión.

El volumen y capacidad contratada de la demanda convencional se ha distribuido por tipo de contrato (anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios) y mes considerando las siguientes hipótesis:

- La relación entre corto y largo plazo se corresponde con la prevista para el cierre de 2018.
- La demanda prevista de corto plazo se distribuye por mes y tipo de contrato mantenido la misma estructura de contratación que la prevista para el cierre de 2018.
- La demanda de largo plazo se obtiene como diferencia entre la demanda prevista para el cierre de 2019 y la demanda prevista de corto plazo.
- La capacidad contrata se estima considerando el mismo factor de carga que el previsto para dichos contratos en 2018.

2.3. Previsión demanda interrumpible

El GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será de 650 MWh/día, mientras que las empresas distribuidoras y transportistas estiman que será de 535 MWh/día.

En relación con la previsión de la demanda interrumpible, se ha considerado que el consumidor al que se le ha asignado capacidad interrumpible para el periodo octubre 2018-septiembre 2019, tal y como se ha señalado en el punto 1.3 del presente anexo, continuará acogido a las tarifas interrumpibles en el año 2019, dado que la entrada en funcionamiento de los gasoductos asociados es posterior a dicho ejercicio.

En consecuencia, se ha mantenido para el ejercicio 2019, la previsión de capacidad y volumen previsto para el cierre de 2018. Se indica que las variables de facturación interrumpibles previstas para 2019 se han descontado de los peajes firmes asociados para dicho año.

2.4. Demanda nacional

En el Cuadro I.25 se muestra la demanda nacional prevista para el año 2019 por esta Comisión resultado de agregar las previsiones de la demanda destinada a la generación eléctrica, convencional e interrumpible descritas anteriormente.

Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en 2019 un 1,1%, consecuencia de una reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (-3,1%) y la de los consumidores conectados a redes de menos de 4 bar (-4,1%) parcialmente compensado por un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión de entre 4 y 16 bar (+3,2%) y de entre 16 y 60 bar (+0,9%).

Cuadro I.25. Escenario de demanda prevista para 2019

	GWh			Tasa de variación (%)	
	Año 2017 (SIFCO)	Previsión de cierre 2018	Previsión 2019	% variación 2018 sobre 2017	% variación 2019 sobre 2018
<i>P > 60 bar</i>	145.199.721	134.714.055	130.496.256	-7,2%	-3,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.122.657	34.924.842	35.225.846	-0,6%	0,9%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	88.767.854	93.307.883	96.325.434	5,1%	3,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.871.659	73.049.824	70.059.330	9,2%	-4,1%
TOTAL	335.961.890	335.996.604	332.106.866	0,0%	-1,2%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.460.803	10.390.013	10.600.139	-0,7%	2,0%
TOTAL	346.422.694	346.386.617	342.707.005	0,0%	-1,1%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Nota: Se excluye la demanda de BBG

En el Cuadro I.26 se muestra el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2019 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

Cuadro I.26. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el 2019 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor

Prestación		Año 2019														
		Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
		Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)
		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1		49.338.938	38	237.955.986	4.696.771	3	65.941.600	0	0	0	70.416.644	86	236.488.231	124.452.353	126	540.385.817
P>60 bares	GRUPO 1	49.338.938	38	237.955.986	4.696.771	3	65.941.600	0	0	0	70.416.644	86	236.488.231	124.452.353	126	540.385.817
	1.1 <=200.000	502.270	29	3.786.161	0	0	0	0	0	1.244.013	35	4.601.098	1.746.283	64	8.387.259	
	1.2 <1.000.000	3.379.029	4	9.088.841	736.578	1	25.929.600	0	0	14.716.442	28	54.619.415	18.832.050	32	89.637.856	
	1.3 >1.000.000	45.457.639	5	225.080.984	3.960.193	2	40.012.000	0	0	54.456.188	23	177.267.718	103.874.020	30	442.360.702	
TOTAL GRUPO 2		105.132	3	336.830	0	0	0	0	0	131.320.916	3.731	486.642.196	131.426.048	3.734	486.979.026	
16<P<60 bares	GRUPO 2	0	0	0	0	0	0	0	0	35.225.846	153	121.399.931	35.225.846	153	121.399.931	
	2.1 <=500	0	0	0	0	0	0	0	0	1.492	7	54.780	1.492	7	54.780	
	2.2 <=5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	101.783	33	434.155	101.783	33	434.155	
	2.3 <=30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	596.407	38	3.141.208	596.407	38	3.141.208	
	2.4 <=100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	1.047.291	22	5.073.903	1.047.291	22	5.073.903	
	2.5 <=500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	9.574.752	33	34.793.606	9.574.752	33	34.793.606	
	2.6 >500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	23.904.121	20	77.902.278	23.904.121	20	77.902.278	
4<P<16 bares	GRUPO 2	105.132	3	336.830	0	0	0	0	0	96.095.070	3.578	365.242.265	96.200.201	3.580	365.579.025	
	2.1 <=500	5	1	17.987	0	0	0	0	0	191.990	619	715.438	191.995	620	733.425	
	2.2 <=5.000	1.968	1	127.882	0	0	0	0	0	3.027.117	1.354	9.800.759	3.029.085	1.355	9.928.641	
	2.3 <=30.000	5.697	0	105.054	0	0	0	0	0	13.103.675	1.017	64.814.569	13.109.372	1.017	64.919.622	
	2.4 <=100.000	8.498	0	8.938	0	0	0	0	0	19.890.721	370	82.831.724	19.899.220	370	82.840.661	
	2.5 <=500.000	72.187	0	62.408	0	0	0	0	0	44.908.875	202	160.977.588	44.982.061	203	161.039.996	
	2.6 >500.000	16.776	0	14.562	0	0	0	0	0	14.971.692	15	46.102.188	14.988.468	15	46.116.749	
TOTAL INTERRUPTIBLES		0	0	0	0	0	0	0	0	125.233	1	650.000	125.233	1	650.000	
P>60 bares	GRUPO A	0	0	0	0	0	0	0	0	125.233	1	650.000	125.233	1	650.000	
	4.1 <= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.2 <= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.3 > 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.4 C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5 100>=C>=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6 100>=C>=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7 >500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	16<P<60 bares	4.4 C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4.5 100>=C>=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6 100>=C>=500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4.7 >500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares	4.4 C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5 100>=C>=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6 100>=C>=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7 >500	0	0	0	0	0	0	0	0	125.233	1	650.000	125.233	1	650.000	
TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x		0	0	0	0	0	1.257.233	163.594	638.887	68.802.097	7.819.846	23.055.159	70.059.330	7.983.440	23.694.046	
P<=4 bar (3)	GRUPO 3	0	0	0	0	0	1.257.233	163.594	638.887	68.802.097	7.819.846	23.055.159	70.059.330	7.983.440	23.694.046	
	3.1 <=5	0	0	0	0	0	244.413	110.529	0	11.471.941	4.756.249	0	11.716.354	4.866.778	0	
	3.2 <=50	0	0	0	0	0	468.690	50.012	0	26.612.328	2.986.652	0	27.081.018	3.038.664	0	
	3.3 <=100	0	0	0	0	0	25.599	399	0	1.713.985	25.860	0	1.739.584	26.259	0	
	3.4 100 < C <= 30.000	0	0	0	0	0	383.801	648	0	24.029.827	50.792	0	24.413.628	51.440	0	
	3.5 (4) >30.000	0	0	0	0	0	134.731	6	638.887	4.974.016	293	23.055.159	5.108.746	293	23.694.046	
PEAJE DE MATERIA PRIMA		0	0	0	0	0	0	0	0	6.043.903	2	20.100.000	6.043.903	2	20.100.000	
P <= 60 bar		0	0	0	0	0	0	0	0	6.043.903	2	20.100.000	6.043.903	2	20.100.000	
16<P<60 bares		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Suministro GNL Directo a cliente final (5)		0	0	0	0	0	10.600.139	0	0	0	0	0	10.600.139	0	0	
TOTAL GAS DE EMISION		49.444.070	41	238.292.815	4.696.771	3	65.941.600	11.857.372	163.594	638.887	276.708.791	7.823.666	766.935.587	342.707.005	7.987.303	1.071.808.889

Fuente: CNMC

2.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro I.27 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre de 2018 y 2019 remitidas por el GTS y las empresas transportistas³⁰. Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá un 27% en 2019 respecto de su previsión de cierre, mientras que las empresas estiman que se reducirán un 14% respecto de su previsión de cierre de 2018.

A la fecha de realización del presente informe están pendientes de celebrar subastas de capacidad en las interconexiones con entrega en 2019³¹, aspecto que dificulta la realización de la previsión de exportaciones para dicho ejercicio.

Teniendo en cuenta la información disponible, se ha considerado como mejor previsión para 2019 de las exportaciones a Francia el volumen previsto por el GTS para dicho ejercicio, mientras que en el caso de las exportaciones a Portugal se estima una ligera reducción sobre la registrada en 2018.

En cuanto a la capacidad contratada, se ha considerado para las exportaciones a Francia la prevista para el ejercicio 2018, mientras que para la exportación hacia Portugal se ha estimado considerando la capacidad actualmente contratada para el ejercicio 2019 y suponiendo una contratación de corto plazo en el último trimestre, similar a la contratada, actualmente, para los tres trimestres anteriores.

Las previsiones de volumen y capacidad contratada previstas para el ejercicio 2019 se han distribuido por mes y tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) considerado los siguiente:

- La capacidad contratada por mes y tipo de contratado de salida hacia Francia para 2019 se corresponde con la prevista para el ejercicio 2018.
- La capacidad contratada por mes y tipo de contrato de salida hacia Portugal para 2019 se ha estimado manteniendo la contratación de anual prevista para el ejercicio de 2018 y reduciendo de forma homotética la contratación del resto de contratos.
- El volumen de las exportaciones hacia Francia y Portugal en 2019 se ha distribuido por tipo de contrato y mes manteniendo la distribución por tipo de contrato y mes prevista para el cierre de 2018.

³⁰ Se indica que las previsiones excluyen el gas asociado al antiguo contrato de Tránsito, dado que los ingresos asociados a dicho contrato no se incluyen en las liquidaciones del sistema.

³¹ Véase

https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/CapacidadCoordinadaIntraeuropea/O_ferta_de_capacidad

Cuadro I.27. Previsión del GTS y de las empresas transportista de exportaciones para el año 2019 (MWh)

GTS	Previsión cierre 2018	Previsión 2019	Tasa de variación	
			2018 sobre 2017	2019 sobre 2018
Francia	7.050.696	5.076.501	690,9%	-28,0%
Portugal	7.644.963	5.712.098	-13,4%	-25,3%
TOTAL	14.695.660	10.788.599	51,2%	-26,6%

Empresas	Previsión cierre 2018	Previsión 2019	Tasa de variación	
			2018 sobre 2017	2019 sobre 2018
Francia	8.675.349	6.340.450	873,1%	-26,9%
Portugal	9.068.398	8.935.609	2,7%	-1,5%
TOTAL	17.743.747	15.276.060	82,5%	-13,9%

Fuente: GTS, Empresas Distribuidoras y CNMC.

Nota: La previsión del GTS incluye el gas destinado al tránsito por lo que, para calcular el volumen correspondiente al ejercicio 2018 se ha aplicado la tasa de variación prevista para dicho año al volumen de exportaciones registrado en 2017 de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, de forma similar, el volumen correspondiente al ejercicio 2019 se ha calculado aplicando al volumen anterior la tasa de variación prevista para dicho ejercicio.

3. Previsiones de las necesidades de regasificación, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema para el cierre de 2018 y 2019

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre de 2018 y para 2019 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad de entrada al sistema, considerando las siguientes hipótesis.

– Almacenamientos subterráneos

La previsión de la capacidad contratada en los almacenamientos subterráneos tiene en cuenta los productos establecidos en la Orden ETU/1977/2016 (productos de capacidad con horizonte anual, trimestral, mensual y diario) y el procedimiento de asignación de los mismos y se ha estimado teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

- Las capacidades contratadas para el ejercicio 2018 son el resultado de considerar tanto las asignaciones directas como las subastas de capacidad correspondientes al ejercicio 2018. No obstante, a la fecha de elaboración de las previsiones no se ha procedido a subastar la capacidad firme mensual correspondiente a los meses de noviembre y diciembre de 2018, por lo que se ha supuesto la capacidad promedio contratada entre enero y octubre de 2018.
- Para el ejercicio 2019, la capacidad a contratar correspondiente a los productos anuales, trimestrales y diarios se ha estimado considerando que: (i) la capacidad de largo plazo contratada para el periodo enero-marzo de 2019 se corresponde con la realmente asignada, (ii) la capacidad contratada de largo plazo para el periodo abril-diciembre de 2019 registra un incremento respecto de la prevista para el periodo enero-marzo de 2019 equivalente al incremento de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico previsto por el GTS para dicho periodo y (iii) se mantiene la capacidad contratada de los contratos de duración inferior a un año prevista para el cierre del ejercicio 2018.
- No se ha considerado para ningún de los dos ejercicios contratación de productos de horizonte intradiario, ni interrumpibles.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que la capacidad contratada promedio en 2019 será de 22.257 MWh, esto es un 2,6% inferior a la prevista por el GTS para dicho periodo.

Cuadro I.28. Capacidades de AA.SS asignadas previstas para 2018 y 2019

Año 2018						
MES	Capacidad contratada promedio (MWh)					Porcentaje de contratos de CP
	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Total	
Enero	22.193.787	125.350	195.000	0	22.514.137	1,4%
Febrero	22.193.787	125.350	133.000	0	22.452.137	1,2%
Marzo	22.193.787	125.350	75.000	0	22.394.137	0,9%
Abril	21.049.724	0	40.100	0	21.089.824	0,2%
Mayo	21.049.724	0	0	0	21.049.724	0,0%
Junio	21.049.724	0	180.101	0	21.229.825	0,8%
Julio	21.049.724	260.000	103.036	0	21.412.760	1,7%
Agosto	21.049.724	260.000	378.101	0	21.687.825	2,9%
Septiembre	21.049.724	260.000	1.803.101	0	23.112.825	8,9%
Octubre	21.049.724	1.908.036	565.065	0	23.522.825	10,5%
Noviembre	21.049.724	1.908.036	347.250	0	23.305.011	9,7%
Diciembre	21.049.724	1.908.036	347.250	0	23.305.011	9,7%
Total	21.335.740	573.347	347.250	0	22.256.337	4,1%

Año 2019						
MES	Capacidad contratada promedio (MWh)					Porcentaje de contratos de CP
	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Total	
Enero	21.049.724	125.350	195.000	0	21.370.074	1,5%
Febrero	21.049.724	125.350	133.000	0	21.308.074	1,2%
Marzo	21.049.724	125.350	75.000	0	21.250.074	0,9%
Abril	21.461.721	0	40.100	0	21.501.821	0,2%
Mayo	21.461.721	0	0	0	21.461.721	0,0%
Junio	21.461.721	0	180.101	0	21.641.822	0,8%
Julio	21.461.721	260.000	103.036	0	21.824.757	1,7%
Agosto	21.461.721	260.000	378.101	0	22.099.822	2,9%
Septiembre	21.461.721	260.000	1.803.101	0	23.524.822	8,8%
Octubre	21.461.721	1.908.036	565.065	0	23.934.822	10,3%
Noviembre	21.461.721	1.908.036	347.250	0	23.717.007	9,5%
Diciembre	21.461.721	1.908.036	347.250	0	23.717.007	9,5%
Total	21.358.722	573.347	347.250	0	22.279.318	4,1%

Fuente: GTS y CNMC.

Los volúmenes inyectados y extraídos para 2018 se corresponden con los previstos por el GTS, mientras que para el ejercicio 2019 se han calculado reduciendo la previsión del GTS para dicho periodo en la misma proporción que la reducción aplicada a la reserva de capacidad.

– *Entradas a la red de transporte desde yacimientos y conexiones internacionales*

La capacidad contratada para el cierre de 2018 en las entradas desde yacimientos y conexiones internacionales, se ha estimado considerando (i) para el periodo enero-julio de 2018 los valores reales, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, (ii) para los meses de agosto y septiembre la efectivamente contratada por los agentes de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR y (iii) para los meses de octubre a diciembre se ha realizado una previsión por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) considerando tanto las contrataciones para dicho meses formalizadas por los agentes en el momento de elaboración del presente informe, de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR, como la evolución registrada durante los últimos meses.

El volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos y conexiones internacionales se ha estimado considerando (i) para el periodo enero-julio de 2018 los volúmenes por tipo de contrato realmente introducidos en el sistema, (ii) para los meses de agosto y septiembre se ha distribuido los volúmenes introducidos a través de las conexiones internacionales por tipo de contrato en función de la capacidad contratada para cada uno de dichos contratos de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR y (iii) para el resto del periodo una previsión confeccionada atendiendo a los factores de carga registrados y a las capacidades contratadas previstas para dichos meses.

Como consecuencia de lo anterior, se estima como mejor previsión de entradas por gasoducto para el cierre de 2018 la cantidad de 194.479 GWh, esto es un 8,2% superior a la registrada en 2017, incremento superior al previsto por el GTS para dicho ejercicio (+6,8%).

La capacidad contratada para el ejercicio 2019 mantiene las capacidades contratadas previstas para el cierre de 2018, con la excepción de las entradas por Tarifa que se reducen un 4,8%, reducción prevista por el GTS para dicho ejercicio y, Viura para la que se ha considerado la previsión remitida por el GTS.

El volumen previsto de entrada desde las conexiones internacionales y yacimientos para el ejercicio 2019 se ha estimado, de forma similar, manteniendo los volúmenes previstos para el ejercicio 2019, con la excepción de las entradas por Tarifa y Viura para los cuales se ha considerado la tasa de variación prevista por el GTS y la previsión remitida por dicho organismo, respectivamente.

Resultado de lo anterior, se estima que las entradas desde conexiones internacionales y yacimientos se reducirán un 1,9% sobre las previstas para el ejercicio 2018, valor inferior a la reducción prevista por el GTS (-5,5%).

El caudal contratado previsto para 2019 para la entrada por Tarifa se ha distribuido por tipo de contrato manteniendo la contratación a largo plazo prevista para los últimos meses de 2018, durante los 9 primeros meses de 2019 y suponiendo un incremento de dicha contratación para el resto de meses atendiendo a la información histórica disponible, el resto del caudal se ha distribuido por tipo de contrato, manteniendo la estructura prevista para el año 2018. El volumen asociado a dicha entrada mediante contratos de largo plazo se ha estimado considerando el factor de carga previsto para dicho contrato para el cierre de 2018; el volumen restante hasta alcanzar la previsión para el ejercicio 2019 se ha distribuido por tipo de contrato manteniendo la estructura prevista para el cierre de 2018.

El caudal contratado previsto para el ejercicio 2019 para la entrada de Viura se ha distribuido por tipo de contrato manteniendo la estructura de la contratación utilizada en dicho punto de entrada y suponiendo un incremento de la contratación de los contratos de menor duración utilizados típicamente en dicho yacimiento, de forma similar se ha distribuido el volumen asociado a dichos contratos.

– Entradas a la red de transporte desde plantas de GNL

La previsión del gas que se introduce en el sistema para los ejercicios 2018 y 2019 a través de plantas de GNL se ha calculado como la diferencia entre el volumen que puede ser abastecido mediante GN o GNL coherente con el escenario de demanda previsto por la CNMC para dichos años, y el volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos y conexiones internacionales para dichos ejercicios.

Se indica que el volumen que puede ser abastecido mediante GN o GNL se determina sumando a la demanda prevista para el cierre de 2018 y 2019, excluyendo la demanda abastecida mediante plantas satélite e incrementada por las mermas correspondientes, las exportaciones, el saldo inyección-extracción de los almacenamientos subterráneos previsto para cada uno de los ejercicios, las necesidades de gas talón y operación, excluyendo la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima para el ejercicio 2018, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria primera de la Orden ETU/1283/2017³².

³² La Disposición transitoria primera de la Orden IET/1283/2017 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 regasificación.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que el volumen a introducirse en el sistema de transporte desde las plantas de GNL se reducirá un 3,1% en 2018 y un 0,2% en 2019.

Dicho volumen se ha distribuido por planta de regasificación manteniendo para el ejercicio 2018 la misma distribución por planta que la registrada entre octubre de 2017 y septiembre de 2018, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y la información publicada por el GTS en su página web. Para el ejercicio 2019, se ha mantenido la distribución por planta prevista para el cierre de 2018.

La capacidad contratada por planta de GNL y por tipo de contrato para el cierre de 2018, se ha estimado utilizando lo siguiente:

- Para el periodo enero–julio la efectivamente contratada de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas,
- Para los meses de agosto y septiembre la efectivamente contratada de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR.
- Para los meses de octubre–diciembre se ha considerado para los contratos anuales y trimestrales la efectivamente contratada por los agentes de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR, mientras que para el resto de contratos se ha estimado atendiendo a la evolución registrada de la contratación durante los últimos meses.

La capacidad contratada por planta de GNL prevista para 2019 se ha calculado manteniendo los factores de carga previstas para el cierre de 2018 para cada planta. Dicha previsión se ha distribuido por tipo de contrato manteniendo la contratación de largo plazo prevista para el mes de diciembre de 2018 e incrementando y/o reduciendo de forma homotética la contratación del resto de contratos hasta alcanzar la capacidad contratada prevista por planta.

La previsión del volumen introducido en el sistema mediante plantas de GNL en 2018 se ha distribuido por tipo de contrato y planta considerado:

- Para el periodo enero–julio los volúmenes efectivamente facturados por tipo de contrato
- Para los meses de agosto y septiembre se ha distribuido el volumen introducido en cada planta, de acuerdo con la información publicada por el GTS en su página web, de forma proporcional a la estructura de contratación registrada en cada mes de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR.
- Para los meses de octubre–diciembre se ha distribuido el volumen restante por tipo de contrato en función de las capacidades estimadas por tipo de contrato.

La previsión del volumen introducido en el sistema por plantas de GNL en 2019 se ha distribuido por tipo de contrato y planta considerado:

- Para los contratos anuales el factor de carga previsto, para dichos contratos, para el cierre de 2018.
- El volumen restante, a ser abastecido mediante contratos de corto plazo, se ha distribuido por mes y tipo de contrato manteniendo la estructura prevista para el cierre de 2018.

– Regasificación

El volumen a regasificar en cada planta en 2018 y 2019 coincide con el volumen que se introduce en el sistema de transporte en cada planta, con la excepción de la planta de BBG, para el que se ha añadido la demanda de gas prevista para el ciclo de BBE.

Las capacidades contratadas previstas para el ejercicio 2019 en cada planta de regasificación mantienen, en cada una de las plantas, las diferencias existentes entre la capacidad contratada de entrada al sistema y la capacidad contratada de regasificación registradas entre enero y septiembre de 2018 de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR. Para el periodo octubre-diciembre de 2018 se ha considerado la misma capacidad contratada de regasificación que la considerada de entrada al sistema, con la excepción de la planta de BBG para la cual se ha incorporado el caudal contratado previsto para BBE.

Las capacidades contratadas de regasificación previstas para 2019 coinciden con las capacidades contratadas de entrada al sistema para dicho ejercicio, con la excepción de la planta de BBG a la que se ha incorporado una estimación de la capacidad contratada asociada a BBE.

– 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 para el cierre de 2018 y 2019.

La capacidad contratada de carga en cisternas prevista para el cierre de 2018 es el resultado de considerar:

- Para el periodo enero-julio de 2018 las capacidades contratada por tipo de contrato de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- Para los meses de agosto-septiembre las capacidades contratadas por tipo de contrato de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR.
- Para el periodo octubre-diciembre se ha estimado la contratación por tipo de contrato en función tanto de lo efectivamente contratado por

los agentes, a la fecha de elaboración del presente informe, como la evolución de dichas variables.

El volumen de carga en cisterna previsto para el cierre del ejercicio 2018 se ha estimado considerando para el periodo enero-julio los volúmenes por tipo de contrato efectivamente cargados en cisternas, mientras que para el resto de meses se han mantenido los factores de carga, por tipo de contrato, registrados en el periodo anteriormente referido.

El volumen a carga en cisterna en 2019 se distribuye por planta, considerando la misma distribución por planta que la prevista por el GTS para dicho ejercicio. La capacidad contratada por planta resulta de mantener el factor de carga previsto por la CNMC para el cierre de 2018. La distribución de la previsión de volumen y capacidad de cada una de las plantas por tipo de contrato resulta de imponer la estructura prevista para el cierre de 2018.

– Trasvase de planta a buque / puestas en frío

El trasvase de planta a buque y de puesta en frío se estima a partir de la información aportada tanto por el GTS como por las empresas. En particular, el GTS remite el volumen agregado por ambas operaciones previsto para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 y las empresas propietarias de las instalaciones remiten información desagregada por tipo de operación y planta de las variables de facturación.

Teniendo en cuenta la información disponible, se estima las variables de facturación por operaciones de puesta en frío y trasvase de planta a buque de la siguiente manera:

– *Operaciones de puesta en frío*

Las variables de facturación del peaje de puesta en frío para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 se corresponde con la previsión de las empresas propietarias de las instalaciones.

– *Operaciones de trasvase de planta a buque*

El volumen trasvasado de planta a buque resulta de restar a la previsión del GTS para cada uno de los ejercicios (6.726 MWh en 2018 y 4.828 en 2019) el volumen por operaciones de puesta en frío previsto por las empresas en el mismo ejercicio y se distribuye por planta en la misma proporción que resulta de la previsión de las empresas. El número de operaciones resulta del cociente del volumen previsto por planta y el tamaño medio previsto por las empresas transportistas para el cierre de 2018 y 2019.

– Descarga de buques

El volumen que se descarga en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación, carga en

cisterna, trasvase de GNL a buque y puesta en frío para el cierre de 2018 y 2019.

El nº de barcos para 2018 se ha calculado considerando el tamaño medio previsto por las empresas transportistas para dicho año. Para el ejercicio 2019 se ha considerado el mismo tamaño medio.

– Almacenamiento de GNL

El GTS estima que en 2018 el volumen almacenado será de 7.678 GWh/día (14,5 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 7.749 GWh/día (14 veces la capacidad contratada de regasificación).

Para el ejercicio 2019, el GTS estima que el volumen almacenado será de 8.034 GWh/día (15,8 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 7.853 GWh/día (15,5 veces la capacidad contratada de regasificación).

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista, en el periodo agosto de 2017- julio de 2018 el volumen de gas almacenado en planta ha sido de 13,60 veces la capacidad contratada de regasificación. Por tanto, se ha considerado como mejor previsión del almacenamiento de GNL para 2018 la que resulta de considerar el valor anterior, distribuyendo el volumen almacenado por planta en función del volumen almacenado en cada planta en el periodo enero-julio de 2018.

Para el ejercicio 2019 se ha mantenido por planta el número de días almacenados previstos para el cierre de 2018.

En el Cuadro I.29 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para el cierre de 2018 y 2019 y en el Cuadro I.30 se muestra el volumen y las capacidades contratadas por punto de entrada previstos para el cierre del ejercicio 2018 y 2019.

Cuadro I.29. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2018 y 2019

	Año 2018			Año 2019		
Regasificación	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados		Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	
	541.976	160.882		556.326	165.137	
Barcelona	193.078	58.260		198.267	59.826	
Huelva	179.708	49.408		184.538	50.736	
Cartagena	21.922	6.828		22.512	7.011	
Sagunto	8.878	2.964		9.117	3.044	
Mugardos	40.039	12.033		41.115	12.356	
Bilbao	98.351	31.390		100.777	32.164	
Descarga de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
	204	179.273		201	177.031	
Barcelona	78	65.736		75	63.119	
Huelva	58	53.502		58	54.033	
Cartagena	12	9.436		13	9.578	
Sagunto	6	4.108		6	3.867	
Mugardos	14	13.376		14	13.784	
Bilbao	36	33.115		36	32.650	
Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 15.000 m3 de GNL)	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
	7	6.661		5	4.828	
Puesa en frío	Nº de buques	GWh puestos en frío		Nº de buques	GWh puestos en frío	
	4	65		0	0	
Carga en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas		Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	
	33.890	11.656		34.652	11.886	
Almacenamiento de GNL	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	
	13,6	7.371.039		13,6	7.566.193	
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh/día	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh/día	GWh Inyectados	GWh Extraídos
	22.256	7.219	8.809	22.279	7.646	4.169

Fuente: CNMC.

Cuadro I.30. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema prevista para el cierre de 2018 y 2019

Punto de Entrada	2018			2019			Tasa de Variación 2019 s/ 2018		
	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga
	MWh	Qd (MWh/día)	%	MWh	Qd (MWh/día)	%	MWh	Qd (MWh/día)	%
TOTAL	352.781.996	1.182.018	82%	353.389.439	1.186.368	81,6%	0,2%	0,4%	-0,2%
Conexión Internacional	193.735.606	646.552	82,1%	189.891.829	634.990	81,9%	-2,0%	-1,8%	-0,2%
Tarifa GME	80.098.314	240.930	91,1%	76.254.536	229.369	91,1%	-4,8%	-4,8%	0,0%
MEDGAZ	78.064.605	240.937	88,8%	78.064.605	240.937	88,8%	0,0%	0,0%	0,0%
VIP Pirineos	35.396.942	164.164	59,1%	35.396.942	164.164	59,1%	0,0%	0,0%	0,0%
VIP Ibérico	175.746	521	92,4%	175.746	521	92,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Desde planta de regasificación	158.303.089	533.187	81,3%	162.557.890	548.500	81,2%	2,7%	2,9%	-0,2%
Barcelona	58.259.662	193.139	82,6%	59.825.540	198.267	82,7%	2,7%	2,7%	0,0%
Cartagena	6.827.565	22.205	84,2%	7.011.073	22.512	85,3%	2,7%	1,4%	1,3%
Huelva	49.407.549	179.680	75,3%	50.735.504	184.538	75,3%	2,7%	2,7%	0,0%
Bilbao	28.810.994	88.685	89,0%	29.585.363	92.951	87,2%	2,7%	4,8%	-2,0%
Sagunto	2.964.247	8.978	90,5%	3.043.918	9.117	91,5%	2,7%	1,5%	1,1%
Mugardos	12.033.072	40.502	81,4%	12.356.491	41.115	82,3%	2,7%	1,5%	1,2%
Otros	743.301	2.279	89,4%	939.721	2.877	89,5%	26,4%	26,3%	0,1%
Marismas	59.950	186	88,3%	59.950	186	88,3%	0,0%	0,0%	0,0%
Poseidon	38.620	234	45,3%	38.620	234	45,3%	0,0%	0,0%	0,0%
Viura	553.480	1.619	93,6%	749.900	2.218	92,6%	35,5%	37,0%	-1,1%
Madrid	91.251	240	104,3%	91.251	240	104,3%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC.

4. Previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre de 2018 y 2019

En el Cuadro I.31 se resume la previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 considerado en el escenario de previsión de la CNMC para dichos ejercicios.

**Cuadro I.31. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión de cierre 2018 y 2019
(GWh)**

	Año 2018			Año 2019		
	TOTAL	Corto Plazo	%	TOTAL	Corto Plazo	%
Grupo 1	134.714.055	13.273.463	9,9%	130.496.256	10.002.562	7,7%
Grupo 2	128.107.492	3.361.837	2,6%	131.426.048	3.432.972	2,6%
16 < P < 60 bares	34.924.842	470.057	1,3%	35.225.846	471.193	1,3%
4 < P < 16 bares	93.182.651	2.891.780	3,1%	96.200.201	2.961.779	3,1%
Grupo 3	73.049.824	64.241	0,1%	70.059.330	64.241	0,1%
Grupo 4 (Interrumpible)	125.233			125.233		
Total T&D	335.996.604	16.699.541	5,0%	332.106.866	13.499.774	4,1%
Reserva de Capacidad	352.781.996	60.567.982	17,2%	353.389.439	61.417.106	17,4%
Exportaciones	16.158.537	2.043.339	12,6%	12.231.295	1.651.767	13,5%
Regasificación	160.881.930	42.812.683	26,6%	165.136.730	42.619.696	25,8%
Carga en Cisternas	11.656.417	1.136.750	9,8%	11.885.681	1.038.557	8,7%

Fuente: CNMC.

ANEXO II. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019

PREVISION CIERRE 2018

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	172.538.347			144.278	46.588	190.865	0,1106
Peaje de descarga de buques	179.273.177	204		4.751	8.554	13.306	0,0074
Peaje de carga en cisternas	11.656.417	33.890	94,2%	12.899	2.081	14.980	0,1285
Peaje de regasificación	160.881.930	541.976	81,3%	125.744	32.381	158.125	0,0983
Trasvase de GNL a buques	6.661.174	7		597	3.470	4.067	0,0611
Puesta en frío	64.693	4		286	101	388	0,5991

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	15.579.454	22.256	111.344	2.806	114.150	0,7327

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	7.371.039		87.170	87.170	1,1826

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	352.781.996	1.182.018.266	161.380	161.380	0,0457

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	128.670.152	127	565.941.738	287.058	287.058	0,2231
Firme	128.670.152	127	565.941.738	287.058	287.058	0,2231
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	128.232.725	3.666	482.986.722	371.904	371.904	0,2900
Firme	128.107.492	3.665	482.336.722	371.613	371.613	0,2901
Interrumpible (A+B)	125.233	1	650.000	291	291	0,2326
Grupo 3	73.049.824	7.859.250	23.694.046	1.803.363	1.803.363	2,4687
Materia Prima	6.043.903	2	20.100.000	13.929	13.929	0,2305
Peajes de Tránsito Internacional	16.158.537		148.935.457	32.836	32.836	0,2032
Total T&D	352.155.140	7.863.044	1.241.657.963	2.476.255	2.509.091	0,7125

Total Acceso

3.062.656

PREVISION AÑO 2019

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	177.022.411			145.374	43.209	188.584	0,1065
Peaje de descarga de buques	177.031.262	201		4.711	8.490	13.202	0,0075
Peaje de carga en sistemas	11.885.681	34.652	94,0%	13.075	2.116	15.190	0,1278
Peaje de regasificación	165.136.730	556.326	81,3%	127.156	30.087	157.243	0,0952
Trasvase de GNL a buques	4.828.000	5		433	2.515	2.948	0,0611
Puesta en frío	0	0		0	0	0	

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	11.814.611	22.279	111.540	2.412	113.952	0,9645

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	7.566.193		89.478	89.478	1,1826

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	353.389.439	1.186.367.711	164.018	164.018	0,0464

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	124.452.353	126	540.385.817	271.398	271.398	0,2181
Firme	124.452.353	126	540.385.817	271.398	271.398	0,2181
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	131.551.280	3.734	487.629.026	377.136	377.136	0,2867
Firme	131.426.048	3.734	486.979.026	376.845	376.845	0,2867
Interrumpible (A+B)	125.233	1	650.000	291	291	0,2326
Grupo 3	70.059.330	7.983.440	23.694.046	1.735.211	1.735.211	2,4768
Materia Prima	6.043.903	2	20.100.000	9.892	9.892	0,1637
Peajes de Transito Internacional	12.231.295		148.669.648	33.338	33.338	0,2726
Total T&D	344.338.161	7.987.303	1.220.478.537	2.393.637	2.426.975	0,7048

Total Acceso

2.983.006

ANEXO III. VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE INVERSIÓN, Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ANEXO III. VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE INVERSIÓN, Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La Ley 18/2014 establece, en el Artículo 60.2, que “Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán por periodos regulatorios de seis años, teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, la retribución adecuada para estas actividades y el equilibrio económico y financiero del sistema durante el periodo regulatorio.

No obstante, lo anterior cada tres años se podrán ajustar, para el resto del periodo regulatorio, los parámetros retributivos en el caso de que existan variaciones significativas de las partidas ingresos y costes.

Durante el periodo regulatorio no se podrá modificar ni la tasa de retribución financiera ni el coeficiente de eficiencia por mejoras de productividad. No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, incluyendo los costes unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y cualquier otro precio o tarifa por la prestación de servicios asociados al suministro de gas natural regulado por la Administración General del Estado”.

De acuerdo con el Artículo 1.3 de la Orden ETU/1283/2017 indica que “con carácter provisional, los valores unitarios de inversión y los costes fijos y variables de explotación de los activos adscritos a las actividades de transporte y regasificación en vigor desde el 1 de enero de 2018 son los publicados en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, 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” y añade que “una vez aprobados los valores unitarios definitivos mediante orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital se procederá a fijar las retribuciones definitivas que serán incluidas en el régimen de liquidaciones con efectos desde el 1 de enero de 2018”.

A día de hoy, todavía no están aprobados los valores definitivos en vigor desde el 1 de enero de 2018, en consecuencia, los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento utilizados provisionalmente para calcular la retribución 2019 serán los publicados en al Orden Ministerial IET/2446/2013, en sus Anexos V, VI y VII, para el año 2014 para las actividades de transporte, almacenamiento subterráneo y regasificación.

Dichos valores se recogen a continuación.

Cuadro III.1. Valores Unitarios de Inversión para las instalaciones de transporte.

Valores Unitarios de Referencia de Inversión para Instalaciones de la Actividad de Transporte puestas en Marcha en el periodo 2015-2020

Gasoductos		Estaciones de Compresión		Coeficientes Correctores para	
Obra lineal de Gasoductos Transporte Primario		Potencia Instalada ≤ 37.284 kW		Obra Lineal de Gasoducto Transporte Secundario	
€/ (m ³ /pulgada)	24,66	Turbocompresores Gas		0,62	
Posición de Seccionamiento (Tipo S) Simultánea en Gasoducto de Transporte Primario		Término Fijo (€ / E.C.)		Posición Derivación (Tipo D)	
Díametro Obra Lineal		Término Variable (€/kW)		1,52	
€/posición		1.124,13		Posición Trampa de Rascadores (Tipo T) (1)	
6	73.891	Motores Electricos		2,82	
8	138.215	Término Fijo (€ / E.C.)		Posiciones Posteriores Obra Lineal (2)	
10	201.990	2.618.414		1,15	
12	266.039	Término Variable (€/kW)		Posición de Transporte Secundario	
14	330.088	1.841,41		0,62	
16	394.138	Potencia Instalada > 37.284 kW		Estación de Medida	
18	458.186	Turbocompresores Gas		0,86	
20	522.235	Término Fijo (€ / E.C.)		EM de Ultrasonido (3)	
22	586.286	28.144.325		1,32	
24	650.334	Término Variable (€/kW)		ERM/EM Posteriores (4)	
26	714.384	584,63		1,15	
28	778.432	Motores Electricos		Líneas Adicionales en ERM/EM (5)	
30	842.482	Término Fijo (€ / E.C.)		0,31	
32	906.532	22.732.549		ERM/EM/Línea Adicional de Tpte Secundario	
36	1.034.629	Término Variable (€/kW)		0,97	
40	1.162.727	957,67			
42	1.226.776	ERM			
44	1.290.826	Tamaño (G)			
48	1.418.925	€/ERM			
52	1.547.022	65			
		100			
		160			
		250			
		400			
		650			
		1.000			
		1.600			
		2.500			
		4.000			
		6.500			
		Centros de Mantenimiento			
		Precio Máx Auditado (€)			
		1.946.838			

(1) Una posición con trampas de lanzamiento y recepción se considera formada por dos posiciones de Trampa de Rascadores (Tipo T)

(2) Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el Proyecto Inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor, o transportista, al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea

(3) Aplicable a EM equivalentes a un tamaño de G-1000 o superior

(4) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (tipo D), o se transforme una posición de seccionamiento (tipo S) existente en posición de derivación (tipo D)

(5) Aplicable a nuevas líneas construidas sobre ERM/EM existentes y perm después de 5 años

Cuadro III.2. Valores Unitarios de O&M para instalaciones de transporte.

Valores Unitarios de Referencia de O&M de las Instalaciones de la Actividad de Transporte para el periodo 2015-2020

Gasoductos		ERM en un Gasoducto de Transporte Primario		Coeficientes Correctores para	
€/ m / pulg	0,4808	Tamaño (G)		Obra Lineal de Gasoducto Transporte Secundario	
Estaciones de Compresión		€/ERM		0,52	
Turbocompresores Gas		65		Estación de Medida	
Término Fijo (€ / E.C.)	154.771	100		0,75	
Término Variable (€/kW)	62,08	160		ERM/EM/Línea Adicional de Transporte Secundario	
Motores Electricos		250		0,76	
Término Fijo (€ / E.C.)	623.998	400			
Término Variable (€/kWh)	Se abonará la totalidad del coste del suministro eléctrico, excepto IVA	650			
		1.000			
		1.600			
		2.500			
		4.000			
		6.500			

Cuadro III.3. Valores Unitarios de Inversión para las instalaciones de regasificación.

Valores Unitarios de Referencia de Inversión para Instalaciones de la Actividad de Regasificación puestas en Marcha en el periodo 2015-2020			Valores Máximos para Unidades Constructivas No-Estandarizadas ⁽¹⁾ al Construir		
Unidad de Inversión Estandarizada			Unidad de Inversión Estandarizada		
	Valor	unidades		Valor	unidades
Tanque Almacenamiento GNL	458,68	€/m ³ GNL	Nueva Planta ⁽²⁾	172.814,694	€/Planta
Sistema Antorcha /Combustor	10,90	€/kg/h	Ampliación de Tanque ⁽³⁾	193,87	€/m ³ GNL Ampliados
Sistema de Compresión de Boil - Off para emisión directa a red	Valor Unitario E.C. de Transporte		Ampliación de Vaporización ⁽⁴⁾	100,88	€/ (Njm ³ /h Ampliados)
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado Interno planta	396,29	€/ (Njm ³ /h)	Ampliaciones Muelles de Atraque ⁽⁴⁾	Según valor auditado	
Relicudador Boil-Off	1,36	€/kg/h			
Sistema de Bombas Secundarias	3.605,71	€/m ³ GNL/h			
Vaporizadores de Agua de Mar	42,94	€/ (Njm ³ /h)			
Vaporizadores de Combustión Sumergida	24,56	€/ (Njm ³ /h)			
Sistema de Medida y Olorización	Valor Unitario ERWEMs de Transporte				
Cargadero de Cisternas de GNL	1.785.184,61	€/Unidad			

Notas
 (1) Los Caps son el valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, del conjunto de unidades de inversión no-estandarizables realizadas: Obra civil terrestre y marítima, Instalaciones de descarga, Interconexiones de gas/GNL, Orientaciones y Obra Civil Asociada al Almacenamiento de GNL, Sistema de captación de agua, Servicios auxiliares, Suministro eléctrico y los Sistemas de gestión y control
 (2) El Valor Máximo/CAP por nueva Planta es aplicable una sola vez en la vida útil de la Planta Regasificación
 (3) El Valor Máximo/CAP por Ampliación de Tanque, es aplicable a cada Tanque Adicional sobre la configuración original de Planta de Regasificación
 (4) El Valor Máximo/CAP por Ampliación de Vaporización, es aplicable a cada Ampliación Vaporización, incluida la de reserva, sobre la configuración original de la Planta de Regasificación

Cuadro III.4. Valores Unitarios de O&M para las instalaciones de regasificación.

Valores Unitarios de Referencia de O&M para Instalaciones de la Actividad de Regasificación para el periodo 2015-2020					
Valor Unitario de Referencia de O&M Fijo por			Coste de O&M Variables por		
	Valor	unidades		Valor	unidades
Planta Regasificación	1.256.944	€/Planta	kWh Regasificados	0,000162	€/kWh
Tanque Almacenamiento GNL	1.655.619	€/Tanque	kWh cargados en Cisternas de GNL	0,000194	€/kWh
	13,600519	€/m ³ GNL	kWh Trasvasados a/entre Buques de GNL	0,000194	€/kWh
Capacidad de Vaporización Nominal ⁽¹⁾	5,08	€/ (Njm ³ /h)			
Cargadero de Cisternas de GNL	42.972	€/Cargadero			
Resto de Unidades de Inversión	0				

Nota
 (1) Se aplica sólo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir se excluyen los equipos de reserva, de la instalación independientemente de si se tratan de Unidades de Inversión "Vaporizadores de Agua de Mar" o "Vaporizadores de Combustión Sumergida"

ANEXO IV. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, AASS Y TRANSPORTE.

ANEXO IV. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, AASS Y TRANSPORTE.

La retribución por las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo y transporte de una empresa se compone de tres partidas: (1) la retribución de los activos, la más importante ya que representa en torno al 97,7% de la retribución anual y (2) la retribución financiera por el coste del gas de nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL (RFNMLL), que representan tan sólo el 0,4% y (3) la retribución por el coste del gas de operación, que representa prácticamente el 1,9% de la retribución anual.

La Ley 18/2014³³, de 15 de octubre, dedica el Capítulo II del Título II a la sostenibilidad económica del sistema gasista, estableciendo una reforma del sistema retributivo gasista.

En el Anexo XI de la Ley se indica que la retribución de los activos de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo está compuesta por dos partidas: la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) y la Retribución por Disponibilidad (RD)

1. La RCS consiste en una retribución por actividad que se reparte entre cada elemento del inmovilizado, que estuviera en servicio el año anterior, en función del porcentaje que representa el coste de reposición de dicho elemento de inmovilizado sobre el total de la actividad.

El importe que percibe cada elemento de inmovilizado, y por ende cada empresa, se ve afectada por la entrada en servicio de nuevas instalaciones ya que el importe preestablecido (o “bolsa”) para la actividad se repartiría entre más elementos del inmovilizado.

Los importes para cada actividad durante el periodo 2014-2020 son actualizados anualmente aplicando al valor establecido para el año anterior un “factor de eficiencia” de 0,97 y la variación anual, según corresponda, de la demanda nacional excluido el suministro de GNL a través de plantas satélites (transporte), el volumen de gas regasificado en el conjunto de las plantas (regasificación) y el volumen de gas útil almacenado a 1 de noviembre en los AASS³⁴.

Además, cada año, se deben determinar los desvíos incurridos en las retribuciones por RCS de años anteriores como consecuencia de la revisión

³³ Ley de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

³⁴ Para el cálculo de estas variaciones, además se han establecido unos valores máximos y mínimos a considerar, así:

- Para la demanda, el valor inferior es 190 TWh, y el superior 410 TWh.
- Para el gas regasificado, el valor inferior es 50 TWh, y el superior 220 TWh
- Para el gas útil almacenado, el valor inferior es 22 TWh, y el superior 30 TWh.

de las cifras de demanda/gas regasificado/gas almacenado más exactas (estimada, previsión cierre o real).

2. La RD está compuesta por tres conceptos: la Retribución por Amortización de la Inversión (A)³⁵, la Retribución Financiera (RF)³⁶ y la Retribución por Costes de O&M (CO&M). Además, se establece un incentivo a la extensión de la vida útil de los activos consistente en incrementar los costes O&M en función del número de años que exceden sobre la vida útil retributiva.

El importe que percibe cada elemento de inmovilizado, y por ende cada empresa, es función del valor de inversión reconocido, las características técnicas de los activos, los valores unitarios de O&M regulados.

En el caso de la actividad de regasificación, se percibe una retribución por costes variables de O&M en función de magnitudes reales de producción (gas descargado, gas regasificado, gas cargado en cisternas GNL, etc....) a los que se aplica los valores unitarios de O&M regulados.

Por su parte, la RFNMLL, consiste en reconocer una retribución financiera³⁷ por el coste de adquisición del gas necesario para alcanzar el nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL que permita la operación de los mismos.

Por último, en el caso del gas de operación, su retribución se determina en función de las cantidades reales utilizadas en plantas de regasificación, estaciones de compresión y ERM, aplicándoles el precio de adquisición.

En los epígrafes 1, 2 y 3 se presentan, respectivamente, para las actividades de regasificación, AASS y transporte los valores de la RCS, la RD y RFNMLL devengados en 2019, desglosados por empresa, y, en caso de existir, la retribución devengada antes de 2019 pendiente de reconocer así como los ajustes a efectuar en las retribuciones por RCS de 2017 y 2018 como consecuencia de tener cifras más exactas de demanda/gas regasificado/gas almacenado y/o porque se han incluido en el régimen retributivo nuevas instalaciones cuya puesta en servicio es anterior a dichos ejercicios.

³⁵ Para este concepto, se usa el criterio de amortización anual fija para toda la vida útil de la instalación (coste de inversión reconocida / vida útil)

³⁶ Para este concepto, se adopta el valor neto del activo como base para el cálculo, y se le aplica una tasa de retribución (Tr) fija de 5,09% con independencia del tipo activo que sea y de su fecha de puesta en servicio, al menos, durante el periodo 2014-2020.

³⁷ Desde la entrada en vigor de la Ley 18/2014, se les aplica la misma tasa de retribución (Tr) que a los activos de transporte y regasificación (5,09%)

En cualquier caso, los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada en estos epígrafes se recogen en: ANEXO IX (Regasificación), ANEXO X (AASS) y ANEXO XI (Transporte).

Por su parte, en el epígrafe 4 de este Anexo, se estima la retribución por gas de operación para las actividades de regasificación, AASS y transporte.

1. Retribución de los activos de regasificación

1.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.1 se recoge los cálculos de la RCS para 2019 de la actividad de regasificación y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2017 y 2018) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro IV.1. Determinación de la RCS de la actividad de regasificación devengada en 2019 y los ajustes en la RCS de 2017 y 2018 por revisión de las cifras de gas regasificado

Actualización del RCS₂₀₁₇ a incluir en BOE

En GWh

Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato	2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato	3 ^o Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
2016	132.425,166	Previsión Cierre	142.130,610	Real	142.130,610	Real
2017	137.977,739	Estimación	165.020,589	Previsión Cierre	169.549,077	Real
ΔDT	0,041929896		0,161048903		0,192910362	
RCS₂₀₁₆	60.108.764,13 €		64.514.137,07 €		64.514.137,07 €	
f ^A	0,97		0,97		0,97	
1+ΔDT	1,041929896		1,161048903		1,192910362	
RCS₂₀₁₇	60.750.244,82 €		72.656.946,00 €		74.650.795,12 €	
RCS₂₀₁₇ en O.	60.750.244,82 €		Correc. RCS₂₀₁₇ en O. ETU/1283/2017	11.906.701,18 €	Correc. RCS₂₀₁₇ en Nueva Orden	1.993.849,12 €

Actualización del RCS₂₀₁₈ a incluir en BOE

En GWh

Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato	2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato
2017	165.020,589	Previsión Cierre	169.549,077	Real
2018	166.651,834	Estimación	166.937,920	Previsión Cierre
ΔDT	0,009885099		-0,015400598	
RCS₂₀₁₇	72.656.946,00 €		74.650.795,12 €	
f ^A	0,97		0,97	
1+ΔDT	1,009885099		0,984599402	
RCS₂₀₁₈	71.173.912,10 €		71.296.094,409 €	
RCS₂₀₁₈ en O. ETU/1283/2017	71.173.912,10 €		Correc. RCS₂₀₁₈ en Nueva Orden	122.182,31 €

Calculo RCS₂₀₁₉ a incluir en BOE

En GWh

Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₉	Tipo Dato	RCS ₂₀₁₉ en Nueva Orden
2018	166.937,920	Previsión Cierre	68.411.034,34 €
2019	165.136,730	Estimación	
ΔDT	-0,010789580		
RCS₂₀₁₈	71.296.094,41 €		
f ^A	0,97		
1+ΔDT	0,989210421		
RCS₂₀₁₉	68.411.034,34 €		

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.2 se presentan los valores de la RCS devengada para 2018 desglosados por empresa. Por su parte, en el Cuadro IV.3. y en el Cuadro IV.4. se presentan, respectivamente, los ajustes por los desvíos de RCS en 2017 y 2016, como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado.

Cuadro IV.2. RCS devengada en 2019 por la actividad de regasificación, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	1.760.940.984,93	57,20%	39.130.500,92
BBG	458.620.651,91	439.430.858,45	14,27%	9.764.750,64
Reganosa	322.926.239,50	354.290.110,07	11,51%	7.872.807,55
Planta de Regasificación de Sagunto,	628.810.603,48	523.954.250,60	17,02%	11.642.975,24
Total General	3.247.396.584,88	3.078.616.204,06	100%	68.411.034,34

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.3. Ajustes de la RCS devengada en 2018 por la actividad de regasificación, desglosados por empresa

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Ajuste RCS ₂₀₁₈ [2]
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	40.710.842,33	1.760.940.984,93	57,2%	40.780.729,52	69.887,19
BBG	439.430.858,45	14,3%	10.159.114,10	439.430.858,45	14,3%	10.176.553,98	17.439,87
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	8.190.762,17	354.290.110,07	11,5%	8.204.823,03	14.060,86
Planta de Regasificación de Sagun	523.954.250,60	17,0%	12.113.193,49	523.954.250,60	17,0%	12.133.987,88	20.794,39
Total General	3.078.616.204,06	100%	71.173.912,10	3.078.616.204,06	100%	71.296.094,41	122.182,31

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.4. Ajustes de la RCS devengada en 2017 por la actividad de regasificación, desglosados por empresa

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Ajuste RCS ₂₀₁₇ [1]
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	41.559.124,48	1.760.940.984,93	57,2%	42.699.588,38	1.140.463,90
BBG	439.430.858,45	14,3%	10.370.797,15	439.430.858,45	14,3%	10.655.392,17	284.595,02
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	8.361.431,14	354.290.110,07	11,5%	8.590.885,21	229.454,07
Planta de Regasificación de Sagunto,	523.954.250,60	17,0%	12.365.593,23	523.954.250,60	17,0%	12.704.929,36	339.336,13
Total General	3.078.616.204,06	100%	72.656.946,00	3.078.616.204,06	100%	74.650.795,12	1.993.849,12

Fuente: Elaboración Propia

1.2. Retribución por Disponibilidad (RD) y Retribución Financiera de Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL})

En el Cuadro IV.5. se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD fija y sus conceptos retributivos, así como la RF_{NMLL} devengada para 2019 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2018 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2019.

Cuadro IV.5. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2019 por la actividad de regasificación, por empresa y concepto retributivo

En €	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	BBG	Reganosa	Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Total Actividad
VI Bruto	1.837.039.089,99	461.408.304,71	322.926.239,50	628.810.603,48	3.250.184.237,68
Valor Neto a 31/12/2018	536.318.477,41	163.554.415,86	138.603.839,04	238.148.453,69	1.076.625.185,99
Amortización	52.475.887,04	13.036.616,70	11.654.373,86	20.080.220,41	97.247.098,01
Retribución Financiera	26.048.231,17	7.990.154,53	6.924.677,65	11.928.062,32	52.891.125,68
Coste O&M	82.142.643,68	16.538.099,55	10.831.305,70	21.205.675,40	130.717.724,33
COEV	9.009.632,65	650.240,00	314.553,60	762.000,00	10.736.426,25
Retribución Disponibilidad (RD)	169.676.394,55	38.215.110,78	29.724.910,81	53.975.958,13	291.592.374,28
Retribución Financiera Gas Talón	1.250.379,33	192.873,71	130.257,76	193.693,97	1.767.204,76
Total a Retribuir sin RCS	170.926.773,88	38.407.984,49	29.855.168,57	54.169.652,10	293.359.579,04

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte el Cuadro IV.6., agrupa la misma información diferenciando si la retribución está asociada a:

- Instalaciones incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo;
- Instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta;
- Instalaciones puestas en marcha en 2017 que se proponen incluir a cuenta en la Orden;
- Instalaciones cuya inclusión definitiva se está tramitando
- Instalaciones puestas en marcha pendientes de ser incluidas en el Régimen Retributivo.
- Instalaciones previstas poner en servicio hasta finales de 2017 y en 2018

Cuadro IV.6. RD y RFNMLL devengadas en 2018 por la Actividad de regasificación, desglosadas por empresa y estado de inclusión en el régimen retributivo

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2016 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	536.318.477,41	169.676.394,55	1.250.379,33	170.926.773,88
INCLUSION DEFINITIVA	1.837.039.089,99	536.318.477,41	169.676.394,55	1.250.379,33	170.926.773,88
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BBG	461.408.304,71	163.554.415,86	38.215.110,78	334.765,24	38.549.876,02
INCLUSION DEFINITIVA	458.620.651,91	160.766.763,06	38.215.110,78	192.873,71	38.407.984,49
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA	2.787.652,80	2.787.652,80	0,00	141.891,53	141.891,53
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reganosa	322.926.239,50	138.603.839,04	29.724.910,81	130.257,76	29.855.168,57
INCLUSION DEFINITIVA	322.926.239,50	138.603.839,04	29.724.910,81	130.257,76	29.855.168,57
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta de Regasificación de Sagunto,	628.810.603,48	238.148.453,69	53.975.958,13	193.693,97	54.169.652,10
INCLUSION DEFINITIVA	628.810.603,48	238.148.453,69	53.975.958,13	193.693,97	54.169.652,10
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	3.250.184.237,68	1.076.625.185,99	291.592.374,28	1.909.096,29	293.501.470,57
INCLUSION DEFINITIVA	3.247.396.584,88	1.073.837.533,19	291.592.374,28	1.767.204,76	293.359.579,04
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA	2.787.652,80	2.787.652,80	0,00	141.891,53	141.891,53
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Como se indicó al principio, la actividad de regasificación percibe una retribución por costes variables de O&M en función de magnitudes reales de producción. Aunque la retribución final dependerá de las cantidades reales de cada empresa, es posible determinar una previsión de esta retribución para el conjunto de la actividad aplicando los valores unitarios para costes variables de O&M a las cantidades de gas natural previstas regasificar, cargar en cisternas de GNL y trasvasar en 2018.

En el Cuadro IV.7. se muestran los valores obtenidos.

Cuadro IV.7. Previsión de Retribución Anual Variable por O&M desglosada por concepto

Concepto Retributivo	MWh Previsto	V.Unitario €/MWh	Retribución O&M Variable Prevista €	Retribución COEV Variable Prevista €	Total O&M Variable
Por Regasificación	166.517,25	162	26.975.793,77	722.035,58	27.697.829,35
Por Carga en cisternas	12.412,23	194	2.407.973,19	149.085,03	2.557.058,23
Por Transvase a buques	4.828,00	194	936.632,00		936.632,00
Por Transvase entre buques	0,00	194	0,00		0,00
Por Puesta en Frío Buques	0,00	194	0,00		0,00
Retrib. Variable O&M			30.320.398,96	871.120,62	31.191.519,58

Fuente: Elaboración Propia

1.2.1. Previsión de Retribución del periodo 2015-2018 asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo.

A día de hoy, se tiene conocimiento de una partida que hay que presupuestar:

- La retribución financiera (567.566.11 €) de las adquisiciones de gas talón de finales de 2014 pendientes de incluir en el régimen retributivo, y cuyo importe anual sería igual al presupuestado para el año 2019 (141.891,53 €) ya que se les aplica la misma Tr (5,09%) y no hubo adquisiciones adicionales desde entonces.

1.3. Retribución a Publicar en el BOE

De los apartados anteriores se infiere que las necesidades económicas de la actividad de regasificación, excluido el gas de operación, son de 396.332.948,09 €. De dicha cantidad, 392.636.338,40 € serían cantidades devengadas en el año 2019 y 3.696.609,69 € cantidades devengadas con anterioridad.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 363.886.644,82 € ya que sólo recoge (1) la RD fija y la RFNMLL devengada en 2019 de las instalaciones/adquisiciones de gas incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta; (2) la RCS devengada en 2019; y , bajo el epígrafe de ajustes: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2017 y 2018, y (5) , de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

En el siguiente cuadro se recogen los valores resultantes por empresas.

Cuadro IV.8. Retribución Anual de la Actividad de Regasificación a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019	Retribución Financiera Gas Talón (RF _{NMLL})	RCS 2019	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	169.676.394,55	1.250.379,33	39.130.500,92	210.057.274,80	1.210.351,09	211.267.625,89
BBG	38.215.110,78	192.873,71	9.764.750,64	48.172.735,13	302.034,89	48.474.770,02
Reganosa	29.724.910,81	130.257,76	7.872.807,55	37.727.976,11	243.514,93	37.971.491,05
Planta de Regasificación de Sagun	53.975.958,13	193.693,97	11.642.975,24	65.812.627,34	360.130,52	66.172.757,86
Total	291.592.374,28	1.767.204,76	68.411.034,34	361.770.613,38	2.116.031,43	363.886.644,82

Fuente: Elaboración Propia

2. Retribución de los activos de AASS

2.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.9. se recogen los cálculos de la RCS para 2019 de la actividad de AASS y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2017 y 2018) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas almacenado a 1 de noviembre más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro IV.9. Determinación de la RCS de la actividad de AASS devengada en 2019 y los ajustes en la RCS de 2017 y 2018 por revisión de las cifras de nivel de llenado a 1 nov

Actualización del RCS ₂₀₁₇			2º Cálculo		3º Cálculo	
En GWh			RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato	RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato				
	RCS ₂₀₁₇					
2016	21.707,00	Previsión Cierre	21.646,27	Real(1)	21.646,270	Real(1)
2017	21.924,07	Estimación	25.006,60	Previsión Cierre	25.006,60	Real
ΔDT	0,010000000		0,136663636		0,136663636	
			(1) Se aplicó límite inferior de 22TWh			
RCS ₂₀₆₅	4.582.712,35 €		4.644.569,57 €		4.644.569,57 €	
f ^A	0,97		0,97		0,97	
1+ΔDT	1,010000000		1,136663636		1,136663636	
RCS ₂₀₁₇	4.489.683,29 €		5.120.933,93 €		5.120.933,93 €	
RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1977/2016	4.489.683,29 €		Correc. RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1283/2017	631.250,65 €	Correc. RCS ₂₀₁₇ en Nueva Orden	0,00

Actualización del RCS ₂₀₁₈			2º Cálculo	
En GWh			RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato		
	RCS ₂₀₁₈			
2017	25.006,600	Previsión Cierre	25.006,60	Real
2018	25.256,666	Estimación	23.971,89	Previsión
ΔDT	0,010000000		-0,041377476	
RCS ₂₀₁₇	5.120.933,93 €		5.120.933,93 €	
f ^A	0,97		0,97	
1+ΔDT	1,010000000		0,958622524	
RCS ₂₀₁₈	5.016.978,98 €		4.761.771,33 €	
RCS ₂₀₁₈ en O. ETU/1283/2017	5.016.978,98 €		Correc. RCS ₂₀₁₈ en Nueva Orden	-255.207,64 €

Cálculo RCS ₂₀₁₉			
En GWh			
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato	
	RCS ₂₀₁₉		
2018	23.971,890	Previsión Cierre	
2019	26.388,841	Estimación	
ΔDT	0,100824383		
RCS ₂₀₁₈	4.761.771,33 €		
f ^A	0,97		
1+ΔDT	1,100824383		
RCS ₂₀₁₉	5.084.617,77 €		
		RCS ₂₀₁₉ en Nueva Orden	5.084.617,77 €

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.10 y el Cuadro IV.11. se presentan, respectivamente, los valores de la RCS devengada para 2019 y los ajustes por los desvíos de RCS en 2018 y 2017, desglosados por empresa, como consecuencia de la revisión de las cifras de gas almacenado.

Cuadro IV.10. RCS devengada en 2019 por la actividad de AASS, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	616.955.855,66	616.955.855,66	92,0%	4.680.327,53
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	53.293.114,34	8,0%	404.290,24
Total	670.248.970,00	670.248.970,00	100%	5.084.617,77

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.11. Ajustes de la RCS devengada en 2018, 2017 y 2016 por la actividad de AASS, desglosados por empresa

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₇ [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	4.602.380,44	616.955.855,66	92,0%	4.383.151,39	-219.229,04
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	8,3%	414.598,54	53.293.114,34	8,0%	378.619,94	-35.978,60
Total	644.889.956,35	100%	5.016.978,98	670.248.970,00	100%	4.761.771,33	-255.207,64

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₇ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	4.697.744,65	616.955.855,66	92,0%	4.713.756,11	16.011,46
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	8,3%	423.189,28	53.293.114,34	8,0%	407.177,82	-16.011,46
Total	644.889.956,35	100%	5.120.933,93	670.248.970,00	100%	5.120.933,93	0,00

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₆ [3]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	4.260.746,60	616.955.855,66	92,0%	4.275.268,62	14.522,02
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	53.293.114,34	8,3%	383.822,97	53.293.114,34	8,0%	369.300,94	-14.522,02
Total	644.889.956,35	100%	4.644.569,57	670.248.970,00	100%	4.644.569,57	0,00

Fuente: Elaboración Propia

2.2. Retribución por Disponibilidad (RD)

En el siguiente cuadro se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD, y sus conceptos retributivos, devengada para 2019 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2018 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2019, así como la cantidad a minorar en aplicación de la Disposición Adicional 7ª de la Orden ITC/3802/200838.

Cuadro IV.12. RD devengada en 2019 por la actividad de AASS y minoración propuesta por aplicación D.A. 7ª O. ITC/3802/2008, desglosada por empresa y concepto retributivo

En €	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	Total
VI Bruto	656.593.812,66	75.695.114,34	732.288.927,00
Valor Neto a 31/12/2017	371.404.335,99	57.330.883,36	428.735.219,34
Amortización	33.549.142,63	3.060.705,16	36.609.847,79
Retribución Financiera	18.495.986,47	1.777.880,16	20.273.866,63
Coste O&M Provisionales	29.949.610,16	1.572.988,27	31.522.598,42
COEV Provisionales	3.558.656,09	0,00	3.558.656,09
Retrib Disponibilidad (RD)	85.553.395,35	6.411.573,59	91.964.968,94
Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	-705.329,00		-705.329,00
Total a Retribuir sin RCS	84.848.066,35	6.411.573,59	91.259.639,94

Fuente: Elaboración Propia

En relación con los costes de O&M, señalar que, para cada AASS, primero se determina un valor anual provisional que es revisado posteriormente cuando se tienen los costes directos auditados del AASS.

En el siguiente cuadro se recoge la propuesta de retribución provisional de los AASS que se han determinado³⁹ tras analizar la información utilizada por la CNMC en sus trabajos para realizar sus propuestas⁴⁰ de retribución definitiva por costes de O&M para el periodo 2015-2016 y la última información facilitada por los titulares sobre 2017, 2018 y 2019.

³⁸ La Disposición Adicional 7ª estableció que ENAGAS, S.A., vería minorada durante 30 años la retribución por la actividad de almacenamiento subterráneo por la parte proporcional de la diferencia que hubo durante los años 2007 y 2008 entre la retribución provisional percibida por ENAGAS, S.A. y la retribución definitiva de sus instalaciones de almacenamiento subterráneo básico. A día de hoy, la cantidad pendiente de devolver es de 16.927.896 €, correspondientes a 24 deducciones de 705.329 € a aplicar en los ejercicios de 2016 a 2039, ambos incluidos.

³⁹ Aplicando la metodología de cálculo de los costes de operación y mantenimiento establecida en la Disposición Adicional Sexta de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre

⁴⁰ De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC y con lo dispuesto en el apartado tercero de la Disposición Adicional Sexta de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre.

Vista la evolución de los costes directos en los últimos años, se ha optado por asignar provisionalmente en año 2019 un importe equivalente al 90% de últimos costes directos auditados disponibles que corresponden a 2016.

Cuadro IV.13. Propuesta de Retribución Provisional 2019 por O&M para los AASS, desglosada por empresa, instalación, concepto retributivo, y estado inclusión

Empresa	RCI O&Min (Provisional)	RCD O&Min (Provisional)	Total a Retribución Provisional O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.119.804,78	25.829.805,38	29.949.610,16
AASS Serrablo	3.703.798,73	3.115.459,34	6.819.258,07
AASS Gaviota	416.006,05	18.678.818,36	19.094.824,41
AASS Yela	0,00	4.035.527,67	4.035.527,67
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, !	5.088,23	1.567.900,04	1.572.988,27
AASS Marismas	5.088,23	1.567.900,04	1.572.988,27
Inclusión a Cuenta/Provisional	4.124.893,01	27.397.705,41	31.522.598,42

Fuente: Elaboración Propia

A semejanza con la actividad de regasificación, la información sobre la RD, también puede desglosarse teniendo en cuenta el estado de inclusión en el régimen retributivo de los activos:

Cuadro IV. 14. RD devengada en 2019 por la actividad de AASS y minoración propuesta por aplicación D.A. 7ª O. ITC/3802/2008, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo

Empresa	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	656.593.812,66	371.404.335,99	86.363.160,93	-705.329,00	85.657.831,93
INCLUSION DEFINITIVA	616.955.855,66	334.729.419,63	82.509.652,14	-705.329,00	81.804.323,14
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	29.734.638,00	26.865.491,96	2.859.043,14	0,00	2.859.043,14
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	9.903.319,00	9.809.424,40	994.465,65	0,00	994.465,65
Naturgy Almacenamientos Andalucía, S.A	75.695.114,34	57.330.883,36	8.671.935,39	0,00	8.671.935,39
INCLUSION DEFINITIVA	53.293.114,34	34.928.883,36	6.411.573,59	0,00	6.411.573,59
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	22.402.000,00	22.402.000,00	2.260.361,80	0,00	2.260.361,80
Total	732.288.927,00	428.735.219,34	95.035.096,32	-705.329,00	94.329.767,32
INCLUSION DEFINITIVA	670.248.970,00	369.658.302,99	88.921.225,73	-705.329,00	88.215.896,73
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	29.734.638,00	26.865.491,96	2.859.043,14	0,00	2.859.043,14
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	32.305.319,00	32.211.424,40	3.254.827,45	0,00	3.254.827,45

Fuente: Elaboración Propia

2.2.1. Previsión de Retribución del periodo 2015-2018 asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo.

A día de hoy, existen las siguientes partidas que hay que presupuestar:

- El importe asociado por la inclusión definitiva en el régimen retributivo de inversiones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010, que de acuerdo con la información disponible se estima en 99.872 €
- El importe asociado a las adquisiciones de Gas Colchón realizadas en el año 2016 y 2017 para el AASS de Yela, que de acuerdo con la información disponible se estima en 5.557.309,97
- El importe asociado a la O&M de los AASS subterráneos (ajustes sobre retribución provisional, y retribuciones pendientes de reconocer) de los años 2016, 2017 y 2018, que de acuerdo con la información disponible se estima en 21.246.932,79 €
- El importe asociado por Costes de Extensión de Vida útil (COEV) de inversiones realizadas en los AASS de Serrablo y Gaviota que finalizaron su vida útil en 2017 y 2018. De acuerdo con la información disponible se estima en 693.068,35€
- Retribución asociada a actuaciones en los AASS de Gaviota, Serrablo y Marismas previstas poner en servicio a finales de 2018 y durante 2019, que de acuerdo con la información disponible se estima en 3.254.827,45 €.

2.3. Retribución a Publicar en el BOE

De los apartados anteriores se infiere que las necesidades económicas anuales de la actividad de AASS, excluido el gas de operación, son de 123.635.269,11 €. De dicha cantidad, 96.293.293,64 € serían cantidades devengadas en el año 2019 y 27.341.975,46 € cantidades devengadas con anterioridad.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 92.935.617,79 € ya que sólo se recogen (1) los valores provisionales de retribución por O&M, (2) la RD incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta, excluidos los valores provisionales de O&M, (3) la RCS devengada en 2018; y, bajo el epígrafe de ajustes: (4) los ajustes por revisión del RCS de 2016 y 2017 y (5), de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

Los valores provisionales de retribución por O&M son los siguientes:

Cuadro IV.15. Valores de Retribución provisional por O&M a Publicar en el BOE

En Euros	RCI O&Min	RCD O&Min	Total Retribución Provisional
AASS Serrablo	3.703.798,73	3.115.459,34	6.819.258,07
AASS Gaviota	416.006,05	18.678.818,23	19.094.824,28
AASS Yela	0,00	4.035.527,67	4.035.527,67
AASS Marismas	5.088,23	1.458.211,13	1.463.299,36
Total	4.124.893,01	27.288.016,37	31.412.909,38

Fuente: Elaboración Propia

Y el resto de valores de retribución a publicar en el BOE son:

Cuadro IV.16. Retribución Anual de la Actividad de AASS a Publicar en el BOE excluidos los costes de O&M provisionales, desglosada por empresa

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019 sin Costes O&M	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	RCS 2019	Retribución Anual a Liquidar en 2019	Ajustes a liquidar en 2018 [1]+[2]+[3]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	52.560.041,96	-705.329,00	4.680.327,53	56.535.040,49	-188.695,56	56.346.344,93
Naturgy Almacenes Andalucía, S.A	4.838.585,33		404.290,24	5.242.875,57	-66.512,08	5.176.363,48
Total	57.398.627,29	-705.329,00	5.084.617,77	61.777.916,06	-255.207,64	61.522.708,41

Fuente: Elaboración Propia

3. Retribución de los activos de transporte

3.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.17. se recogen los cálculos de la RCS para 2018 de la actividad de transporte así como la actualización de las retribuciones de años anteriores (2017 y 2016) como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro IV.17. Determinación de la RCS de la actividad de transporte devengada en 2019 y los ajustes en la RCS de 2018 y 2017 por revisión de las cifras de demanda

Actualización del RCS₂₀₁₇

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
2016	308.513,620	Previsión Cierre
2017	314.066,193	Estimación
ΔDT	0,017997822	

2º Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
308.664,547	Real
333.652,563	Previsión Cierre
0,080955253	

3º Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
308.664,547	Real
337.388,600	Real
0,093059127	

RCS ₂₀₁₆	232.856.840,33 €
f ^A	0,97
1+ΔDT	1,017997822
RCS ₂₀₁₇	229.936.323,56 €

232.970.755,22 €
0,97
1,080955253
244.276.032,85 €

232.970.755,22 €
0,97
1,093059127
247.011.285,94 €

RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1977/2016	229.936.323,56 €
---	------------------

Correc. RCS ₂₀₁₇ en O. ETU/1283/2017	14.339.709,29 €
---	-----------------

Correc. RCS ₂₀₁₇ en Nueva Orden	2.735.253,09
--	--------------

Actualización del RCS₂₀₁₈

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato
2017	333.652,563	Previsión Cierre
2018	337.166,619	Estimación
ΔDT	0,010532081	

2º Calculo RCS ₂₀₁₈	Tipo Dato
337.388,600	Real
334.764,551	Previsión Cierre
-0,007777526	

RCS ₂₀₁₇	244.276.032,89 €
f ^A	0,97
1+ΔDT	1,010532081
RCS ₂₀₁₈	239.443.304,82 €

247.011.285,94 €
0,97
0,992222474
237.737.444,77 €

RCS ₂₀₁₈ en O. ETU/1283/2017	239.443.304,82 €
---	------------------

Correc. RCS ₂₀₁₈ en Nueva Orden	-1.705.860,06 €
--	-----------------

Calculo RCS₂₀₁₉

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₉	Tipo Dato
2018	334.764,551	Previsión Cierre
2019	330.849,633	Estimación
ΔDT	-0,011694544	

RCS ₂₀₁₈	237.737.444,77 €
f ^A	0,97
1+ΔDT	0,988305456
RCS ₂₀₁₉	227.908.497,35 €

RCS ₂₀₁₉ en Nueva Orden	227.908.497,35 €
------------------------------------	------------------

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.18. se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RCS devengada para 2018 de aquellas instalaciones cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación y aquella cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008.

Por su parte, el Cuadro IV.19., el Cuadro IV.20, recogen los ajustes de la RCS devengada en 2016 y 2017 a liquidar mediante pago único.

Cuadro IV.18. RCS devengada en 2019 por la actividad de transporte, desglosada por empresa

En Euros	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)			Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)			Total RCS 2019
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2019	RCS 2019	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,65	53,76%	122.527.999,21	2.538.604.619,22	30,10%	68.611.684,08	191.139.683,29
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	127.524.132,16	1,51%	3.446.635,76	124.606.634,59	1,48%	3.367.783,62	6.814.419,38
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.299.597,24	0,02%	35.124,63	58.499.971,33	0,69%	1.581.097,55	1.616.222,19
NEDGIA CEGAS, S.A.	19.223.760,91	0,23%	519.566,77	21.663.111,71	0,26%	585.495,89	1.105.062,67
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.238.746,60	0,01%	33.480,00	35.045.174,49	0,42%	947.177,21	980.657,21
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	13.461.891,93	0,16%	363.838,89	28.067.145,36	0,33%	758.579,77	1.122.418,66
Reganosa	50.514.787,36	0,60%	1.365.279,42	22.198.238,85	0,26%	599.958,95	1.965.238,36
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,35%	787.615,14	39.295.393,61	0,47%	1.062.049,25	1.849.664,39
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	148.981,35	0,00	0,00%	0,00	148.981,35
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,19%	436.091,35	235.316.007,33	2,79%	6.359.961,47	6.796.052,82
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,22%	2.786.836,66	195.840.253,47	2,32%	5.293.037,56	8.079.874,22
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	178.531.140,77	2,12%	4.825.218,60	19.381.921,44	0,23%	523.841,43	5.349.060,03
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00%	0,00	14.571.095,52	0,17%	393.817,69	393.817,69
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00%	0,00	20.251.547,63	0,24%	547.345,10	547.345,10
Total	5.079.181.303,38	60,23%	137.276.667,79	3.353.341.114,57	39,77%	90.631.829,56	227.908.497,35

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.19. Ajustes de la RCS devengada en 2018 por la actividad de transporte, desglosados por empresa

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2018 (1)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Valor Reposición	α Reparto RCS 2018	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.072.091.137,87	83,87%	200.813.563,25	7.072.091.137,89	83,87%	199.382.912,14	-1.430.651,11
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	252.130.766,76	2,99%	7.159.307,86	252.130.766,75	2,99%	7.108.302,98	-51.004,88
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.568,57	0,71%	1.698.021,73	59.799.568,57	0,71%	1.685.924,55	-12.097,17
NEDGIA CEGAS, S.A.	40.886.872,62	0,48%	1.160.991,63	40.886.872,62	0,48%	1.152.720,40	-8.271,22
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	36.283.921,09	0,43%	1.030.289,82	36.283.921,08	0,43%	1.022.949,75	-7.340,07
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	41.529.037,29	0,49%	1.179.226,02	41.529.037,29	0,49%	1.170.824,89	-8.401,13
Reganosa	72.713.026,21	0,86%	2.064.702,16	72.713.026,21	0,86%	2.049.992,66	-14.709,51
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.943.278,81	68.436.836,06	0,81%	1.929.434,36	-13.844,45
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	156.521,53	5.512.249,80	0,07%	155.406,42	-1.115,10
Redexis Infraestructuras, S.L.	251.451.211,29	2,98%	7.140.011,75	251.451.211,28	2,98%	7.089.144,34	-50.867,41
Redexis Gas, S.A.	298.952.085,01	3,55%	8.488.809,36	298.952.085,01	3,55%	8.428.332,75	-60.476,62
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	197.913.062,21	2,35%	5.619.784,36	197.913.062,20	2,35%	5.579.747,47	-40.036,89
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.571.095,52	0,17%	413.749,41	14.571.095,52	0,17%	410.801,75	-2.947,66
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	575.047,09	20.251.547,63	0,24%	570.950,29	-4.096,79
Total	8.432.522.417,95	100,00%	239.443.304,78	8.432.522.417,93	100,00%	237.737.444,74	-1.705.860,03

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.20. Ajustes de la RCS devengada en 2017 por la actividad de transporte, desglosados por empresa

En Euros	O ETU/1283/2017			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2017 (2)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.072.091.137,89	83,89%	204.923.139,51	7.072.091.137,89	83,89%	207.217.743,05	2.294.603,54
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	252.130.766,75	2,99%	7.305.820,49	252.130.766,75	2,99%	7.387.626,58	81.806,09
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.568,57	0,71%	1.732.771,14	59.799.568,57	0,71%	1.752.173,64	19.402,51
NEDGIA CEGAS, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.184.750,90	40.886.872,62	0,49%	1.198.017,01	13.266,11
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	36.283.921,08	0,43%	1.051.374,33	36.283.921,08	0,43%	1.063.146,97	11.772,64
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	41.529.037,29	0,49%	1.203.358,46	41.529.037,29	0,49%	1.216.832,93	13.474,47
Reganosa	72.713.026,21	0,86%	2.106.955,53	72.713.026,21	0,86%	2.130.547,93	23.592,39
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.983.047,32	68.436.836,06	0,81%	2.005.252,27	22.204,95
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	159.724,70	5.512.249,80	0,07%	161.513,20	1.788,50
Redexis Infraestructuras, S.L.	251.451.211,28	2,98%	7.286.129,47	251.451.211,28	2,98%	7.367.715,08	81.585,61
Redexis Gas, S.A.	296.626.331,74	3,52%	8.595.137,99	296.626.331,74	3,52%	8.691.381,07	96.243,08
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	197.913.062,20	2,35%	5.734.791,21	197.913.062,20	2,35%	5.799.005,88	64.214,67
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.571.095,52	0,17%	422.216,66	14.571.095,52	0,17%	426.944,38	4.727,72
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	586.815,23	20.251.547,63	0,24%	593.386,02	6.570,80
Total	8.430.196.664,66	100,00%	244.276.032,93	8.430.196.664,66	100,00%	247.011.286,02	2.735.253,09

Fuente: Elaboración Propia

3.2. Retribución por Disponibilidad (RD) y Retribución Financiera de Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}).

En el Cuadro IV.21 se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD y sus conceptos retributivos, así como la RF_{NMLL} devengada para 2018 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2017 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2018.

La misma información (RD y RF_{NMLL}) puede agruparse, ver Cuadro IV.24, en dos grupos en función de la forma en que son liquidadas las retribuciones:

1. Aquellas instalaciones cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (instalaciones puestas en servicio antes de 2008)
2. Aquellas cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008 (instalaciones puestas en servicio con posterioridad).

Además, como en las actividades de regasificación y AASS, es posible diferenciar, en cada agrupación, la retribución asociada a:

- a) Instalaciones incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo;
- b) Instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta;
- c) Instalaciones puestas en marcha en 2018 que se propone incluir a cuenta;

- d) Instalaciones cuya inclusión definitiva se está tramitando⁴¹
- e) Instalaciones puestas en marcha pendientes de ser incluidas en el Régimen Retributivo.
- f) Instalaciones previstas poner en servicio hasta finales de 2018 y en 2019

⁴¹ Estimación a partir de la información contenida en los expedientes tramitados por esta Comisión. En el caso de instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta en el régimen retributivo, sólo se considera el diferencial con la retribución a cuenta ya reconocida.

Cuadro IV.21. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2019 por la actividad de transporte, por empresa y concepto retributivo

En Euros	VI Bruto	Valor Neto a 31/12/2016	Amortización	Retribución Financiera	Coste O&M	COEV	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS, S.A.	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.292.296.399,80	2.925.979.020,46	143.717.552,87	146.177.051,11	175.091.674,04	833.191,80	465.819.469,81	2.629.209,25	468.448.679,06
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.979.308,12	155.227.033,78	6.270.406,02	7.841.906,64	5.845.038,56	98.755,65	20.056.106,87	59.149,38	20.115.256,25
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	48.654.949,07	42.059.862,55	1.248.166,36	2.129.999,31	1.547.976,10	0,00	4.926.141,77	10.847,69	4.936.989,46
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.401.484,08	18.823.106,81	622.870,31	955.113,26	761.037,34	0,00	2.339.020,91	2.982,88	2.342.003,79
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.519.578,97	22.900.364,80	789.239,19	1.163.691,86	777.868,25	0,00	2.730.799,31	1.936,70	2.732.736,01
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.266.164,03	24.804.285,42	886.226,22	1.260.400,29	846.476,97	0,00	2.993.103,48	2.137,84	2.995.241,32
Reganosa	66.133.649,41	48.751.247,79	1.658.153,37	2.459.869,06	1.635.634,27	0,00	5.753.656,70	21.569,45	5.775.226,16
Gas Extremadura Transporte, S.L.	49.434.605,29	38.193.551,71	1.273.591,44	1.933.743,89	1.669.284,08	0,00	4.876.619,41	10.307,89	4.886.927,30
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	4.112.869,33	2.904.259,26	100.717,51	143.542,59	107.473,22	0,00	351.733,32	4.284,21	356.017,53
Redexis Infraestructuras, S.L.	253.735.952,00	213.806.836,29	6.512.904,45	10.831.503,52	7.974.158,40	0,00	25.318.566,38	51.264,45	25.369.830,82
Redexis Gas, S.A.	193.950.420,52	151.065.520,66	5.010.788,24	7.656.597,18	5.707.850,46	0,00	18.375.235,88	32.637,83	18.407.873,71
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	144.723.982,23	56.675.606,45	3.719.907,59	2.862.496,49	6.141.742,52	4.706,55	12.728.853,15	22.291,88	12.751.145,02
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.724.699,74	7.729.684,98	249.376,85	392.305,23	265.426,92	0,00	907.108,99	1.135,74	908.244,73
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.317.023,99	12.478.700,01	367.664,80	632.992,79	365.739,01	0,00	1.366.396,59	2.173,04	1.368.569,63
Total	6.428.703.714,14	3.721.399.080,97	172.427.565,22	186.441.213,22	208.737.380,14	936.654,00	568.542.812,58	2.851.928,22	571.394.740,80

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.22. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2018 por la actividad de transporte, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS, S.A.	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION DEFINITIVA	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.885.484.654,10	1.078.502.393,36	250.675.324,03	1.346.113,61	252.021.437,64	2.406.811.745,70	1.847.476.627,10	215.332.138,87	1.283.095,64	216.615.234,51
INCLUSION DEFINITIVA	2.883.218.208,52	1.077.174.605,11	250.285.283,17	1.346.113,61	251.631.396,78	2.301.512.960,95	1.758.894.647,60	205.501.717,74	599.610,44	206.101.328,19
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86.679.142,39	71.472.237,01	9.499.783,60	0,00	9.499.783,60
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-480.791,12	-352.580,15	-33.972,70	0,00	-33.972,70
PENDIENTE DE INCLUSION	2.266.445,58	1.327.788,25	390.040,86	0,00	390.040,86	15.374.838,00	14.985.470,40	176.617,14	683.485,20	860.102,34
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.725.595,48	2.476.852,24	187.993,09	0,00	187.993,09
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	122.760.972,14	51.639.180,40	9.243.795,39	2.659,54	9.246.454,93	129.218.335,98	103.587.853,38	10.812.311,48	56.489,84	10.868.801,32
INCLUSION DEFINITIVA	122.760.972,14	51.639.180,40	9.243.795,39	2.659,54	9.246.454,93	125.782.869,81	101.447.865,17	10.630.739,64	31.794,38	10.662.534,02
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	2.266.445,58	1.327.788,25	390.040,86	0,00	390.040,86	15.374.838,00	14.985.470,40	176.617,14	683.485,20	860.102,34
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.725.595,48	2.476.852,24	187.993,09	0,00	187.993,09
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.069.779,72	759.584,50	117.485,19	76,11	117.561,31	47.585.169,35	41.300.278,05	4.808.656,58	10.771,58	4.819.428,16
INCLUSION DEFINITIVA	1.069.779,72	759.584,50	117.485,19	76,11	117.561,31	47.405.169,35	41.120.278,05	4.808.656,58	1.609,58	4.810.266,16
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	180.000,00	180.000,00	0,00	9.162,00	9.162,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	7.164.143,37	4.673.041,11	714.461,56	607,13	715.068,69	17.237.340,71	14.150.065,69	1.624.559,35	2.375,75	1.626.935,10
INCLUSION DEFINITIVA	7.164.143,37	4.673.041,11	714.461,56	607,13	715.068,69	17.237.340,71	14.150.065,69	1.624.559,35	2.375,75	1.626.935,10
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	849.966,03	592.778,54	99.119,59	72,65	99.192,24	29.669.612,94	22.307.586,26	2.631.679,72	1.864,05	2.633.543,77
INCLUSION DEFINITIVA	849.966,03	592.778,54	99.119,59	72,65	99.192,24	29.665.739,68	22.303.713,00	2.631.679,72	1.666,90	2.633.346,62
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.873,26	3.873,26	0,00	197,15	197,15
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.22. RD y RFNMLL devengadas en 2018 por la actividad de transporte, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo (cont.)

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	13.730.288,54	8.957.364,82	1.204.456,08	544,05	1.205.000,13	20.535.875,49	15.846.920,61	1.788.647,40	1.593,79	1.790.241,19
INCLUSION DEFINITIVA	13.730.288,54	8.957.364,82	1.204.456,08	544,05	1.205.000,13	20.535.875,49	15.846.920,61	1.788.647,40	1.593,79	1.790.241,19
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reganosa	42.384.531,60	30.740.779,08	3.703.522,18	16.057,73	3.719.579,91	23.749.117,81	18.010.468,71	2.050.134,52	5.511,72	2.055.646,24
INCLUSION DEFINITIVA	42.384.531,60	30.740.779,08	3.703.522,18	16.057,73	3.719.579,91	23.641.117,81	17.902.468,71	2.050.134,52	14,52	2.050.149,04
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108.000,00	108.000,00	0,00	5.497,20	5.497,20
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transporte, S.L.	19.117.253,65	13.135.769,14	1.725.300,87	5.273,85	1.730.574,72	30.317.351,64	25.057.782,57	3.151.318,54	5.034,03	3.156.352,57
INCLUSION DEFINITIVA	19.117.253,65	13.135.769,14	1.725.300,87	5.273,85	1.730.574,72	30.281.351,64	25.021.782,57	3.151.318,54	3.201,63	3.154.520,17
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	4.076.869,33	2.868.259,26	351.733,32	2.451,81	354.185,13	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
INCLUSION DEFINITIVA	4.076.869,33	2.868.259,26	351.733,32	2.451,81	354.185,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	11.120.510,78	6.364.744,27	1.245.667,66	1.384,41	1.247.052,08	242.615.441,22	207.442.092,02	24.072.898,71	49.880,03	24.122.778,75
INCLUSION DEFINITIVA	11.120.510,78	6.364.744,27	1.245.667,66	1.384,41	1.247.052,08	180.755.751,01	148.868.728,86	17.831.546,19	21.210,79	17.852.756,97
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45.384.345,99	42.503.151,63	4.644.723,36	0,00	4.644.723,36
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	563.246,54	563.246,54	0,00	28.669,25	28.669,25
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.912.097,68	15.506.964,99	1.596.629,17	0,00	1.596.629,17
Redexis Gas, S.A.	61.419.432,25	40.670.056,17	5.366.442,79	4.947,34	5.371.390,13	132.530.988,27	110.395.464,49	13.008.793,09	27.690,49	13.036.483,58
INCLUSION DEFINITIVA	61.419.432,25	40.670.056,17	5.366.442,79	4.947,34	5.371.390,13	106.209.358,52	86.556.298,78	10.262.145,48	24.430,37	10.286.575,85
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26.257.580,30	23.775.116,25	2.746.647,62	0,00	2.746.647,62
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64.049,45	64.049,45	0,00	3.260,12	3.260,12
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.22. RD y RFNMLL devengadas en 2018 por la actividad de transporte, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo (cont.)

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	128.007.194,49	43.872.043,16	11.030.851,90	15.047,92	11.045.899,82	16.716.787,74	12.803.563,29	1.698.001,25	7.243,96	1.705.245,20
INCLUSION DEFINITIVA	127.694.054,49	43.736.349,16	10.970.356,55	15.047,92	10.985.404,48	14.239.413,43	10.764.742,75	1.371.648,05	1.102,19	1.372.750,24
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.356.710,96	1.918.157,19	326.353,20	0,00	326.353,20
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	837,81	837,81	0,00	42,64	42,64
PENDIENTE DE INCLUSION	313.140,00	135.694,00	60.495,34	0,00	60.495,34	119.825,54	119.825,54	0,00	6.099,12	6.099,12
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.724.699,74	7.729.684,98	907.108,99	1.135,74	908.244,73
INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.724.699,74	7.729.684,98	907.108,99	1.135,74	908.244,73
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14.317.023,99	12.478.700,01	1.366.396,59	2.173,04	1.368.569,63
INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14.274.331,56	12.436.007,58	1.366.396,59	0,00	1.366.396,59
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	42.692,43	42.692,43	0,00	2.173,04	2.173,04
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA MADRID, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	3.307.638.223,56	1.282.775.993,82	285.478.160,57	1.395.236,15	286.873.396,71	3.121.065.490,58	2.438.623.087,16	283.252.645,09	1.456.692,08	284.709.337,17
INCLUSION DEFINITIVA	3.305.058.637,98	1.281.312.511,56	285.027.624,36	1.395.236,15	286.422.860,51	2.921.265.979,71	2.263.043.204,35	263.926.298,78	689.746,10	264.616.044,88
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	160.677.779,64	139.668.662,09	17.217.507,77	0,00	17.217.507,77
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PRC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-476.080,05	-347.869,08	-33.972,70	239,79	-33.732,91
PENDIENTE DE INCLUSION	2.579.585,58	1.463.482,25	450.536,20	0,00	450.536,20	18.956.665,87	18.275.272,57	358.188,99	766.706,18	1.124.895,17
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20.641.145,41	17.983.817,23	1.784.622,26	0,00	1.784.622,26

Fuente: Elaboración Propia

3.2.1. Retribución a Cuenta asociada a Instalaciones a Incluir en el Régimen Retributivo por la próxima Orden

Se ha de señalar que, a día de hoy, no hay constancia de la puesta en servicio de nuevas instalaciones desde diciembre de 2017 que deban ser incluidas en el régimen retributivo por la próxima Orden Ministerial con una retribución a cuenta.

3.2.2. Previsión de Retribución de años anteriores a 2018 asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo

A día de hoy, existen las siguientes partidas que hay que presupuestar:

- El importe asociado a instalaciones pendientes de incluir en el régimen retributivo que, de acuerdo con la información disponible, se estima en 3.032.268,90 €.
- La retribución financiera de las adquisiciones de gas talón pendientes de incluir en el régimen retributivo que, de acuerdo con la información disponible, se estima en 2.323.704,15€.
- Ajustes en la retribución de O&M de 2012 a 2015 del Gasoducto a las Islas Baleares y la EC de Denia que, de acuerdo con la información disponible, se estima en -365.639,00 €.

3.3. Retribución Total a Publicar en el BOE

De los apartados anteriores se infiere que las necesidades económicas anuales de la actividad de transporte, excluido el gas de operación, son de 805.218.855,64 € para el año 2019. De dicha cantidad, 799.491.231,23 € serían cantidades devengadas en el año 2019 y 5.727.624,41 € cantidades devengadas con anterioridad.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 796.902.200,88 € ya que sólo se recoge (1) la RD y la RFNMLL incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta; (2) la RCS devengada en 2019; y , bajo el epígrafe de ajuste: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2018 y 2017; y, de haberlos, (4) la retribución a cuenta correspondiente a 2019 y 2018 de las instalaciones que vayan a ser incluidas en el Régimen Retributivo por Orden Ministerial; y (5), la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

En el siguiente cuadro se recogen los valores resultantes por empresas.

Cuadro IV.23. Retribución Anual de la Actividad de Transporte a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

Retribución 2019 de Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2019	Total Retribución Anual	Correcciones RD ₂₀₁₈ [3]
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	250.285.283,17	1.346.113,61	122.527.999,21	374.159.395,99	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.243.795,39	2.659,54	3.446.635,76	12.693.090,69	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	117.485,19	76,11	35.124,63	152.685,94	
NEDGIA CEGAS, S.A.	714.461,56	607,13	519.566,77	1.234.635,46	
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	99.119,59	72,65	33.480,00	132.672,24	
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.204.456,08	544,05	363.838,89	1.568.839,01	
Reganosa	3.703.522,18	16.057,73	1.365.279,42	5.084.859,33	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.725.300,87	5.273,85	787.615,14	2.518.189,87	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	351.733,32	2.451,81	148.981,35	503.166,48	
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.245.667,66	1.384,41	436.091,35	1.683.143,43	
Redexis Gas, S.A.	5.366.442,79	4.947,34	2.786.836,66	8.158.226,78	
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	10.970.356,55	15.047,92	4.825.218,60	15.810.623,08	
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total	285.027.624,36	1.395.236,15	137.276.667,79	423.699.528,30	0,00
Retribución 2019 de Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)					
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2019	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2019	Total Retribución Anual	Correcciones RD ₂₀₁₈ [4]
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	215.001.501,34	599.610,44	68.611.684,08	284.212.795,86	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.630.739,64	31.794,38	3.367.783,62	14.030.317,64	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	4.808.656,58	1.609,58	1.581.097,55	6.391.363,71	-141.868,28
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.624.559,35	2.375,75	585.495,89	2.212.431,00	
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	2.631.679,72	1.666,90	947.177,21	3.580.523,83	
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.788.647,40	1.593,79	758.579,77	2.548.820,96	-2.502,62
Reganosa	2.050.134,52	14,52	599.958,95	2.650.107,99	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	3.151.318,54	3.201,63	1.062.049,25	4.216.569,42	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
Redexis Infraestructuras, S.L.	22.476.269,54	21.210,79	6.359.961,47	28.857.441,79	-118.865,81
Redexis Gas, S.A.	13.008.793,09	24.430,37	5.293.037,56	18.326.261,03	-22.443,81
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	1.698.001,25	1.102,19	523.841,43	2.222.944,87	
NEDGIA NAVARRA, S.A.	907.108,99	1.135,74	393.817,69	1.302.062,42	
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.366.396,59	0,00	547.345,10	1.913.741,68	-6.422,16
Total	281.143.806,55	689.746,10	90.631.829,56	372.465.382,21	-292.102,68
Retribución 2019					
En Euros	Activos PEM antes 2008	Activos PEM desde 2008	Ajustes a liquidar en 2017 [1]+[2]+[3]+[4]	Total a Publicar en BOE	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	374.159.395,99	284.212.795,86	863.952,43	659.236.144,29	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	12.693.090,69	14.030.317,64	30.801,21	26.754.209,54	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	152.685,94	6.391.363,71	-134.562,95	6.409.486,70	
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.234.635,46	2.212.431,00	4.994,89	3.452.061,34	
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	132.672,24	3.580.523,83	4.432,58	3.717.628,65	
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.568.839,01	2.548.820,96	2.570,72	4.120.230,69	
Reganosa	5.084.859,33	2.650.107,99	8.882,89	7.743.850,21	
Gas Extremadura Transporte, S.L.	2.518.189,87	4.216.569,42	8.360,49	6.743.119,79	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	503.166,48	0,00	673,40	503.839,87	
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.683.143,43	28.857.441,79	-88.147,61	30.452.437,61	
Redexis Gas, S.A.	8.158.226,78	18.326.261,03	13.322,65	26.497.810,46	
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	15.810.623,08	2.222.944,87	24.177,78	18.057.745,73	
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	1.302.062,42	1.780,06	1.303.842,48	
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	1.913.741,68	-3.948,16	1.909.793,53	
Total	423.699.528,30	372.465.382,21	737.290,38	796.902.200,88	

Fuente: Elaboración Propia

4. Retribución por el coste del gas de operación

El coste de gas de operación se determina en función de las cantidades reales utilizadas en plantas de regasificación, estaciones de compresión y ERM, aplicándoles el precio de adquisición. De acuerdo con la información facilitada por el GTS, serán necesarios:

- 881.615 MWh de gas operación para la actividad de transporte cuyo coste ascendería a 18.192.963 € si se aplica un precio de 24,31⁴² €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).
- 141.704 MWh de gas operación para la actividad de AASS cuyo coste ascendería a 3.092.270 € si se aplica un precio de 24,31 €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).
- 36.755 MWh de gas operación para la actividad de regasificación cuyo coste ascendería a 0 € si se aplican el porcentaje establecido en la Disposición Transitoria Segunda de la Ley 18/2014.

No obstante, el coste final dependerá, tanto de las cantidades reales utilizadas como de la evolución del precio a lo largo del año.

⁴² Precio medio ponderado a 23 de octubre de 2018 de los 328,5 GWh negociados en las 12 transacciones del producto año+1 en MIBGAS

ANEXO V. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO V. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La retribución de la actividad de distribución se compone de tres partidas: (1) la retribución de los activos, la más importante ya que representa en torno al 99,47% de la retribución anual; (2) la retribución por suministro a tarifa de gases manufacturados, que representan tan sólo el 0,1%; y (3) la retribución específica que representa el 0,4%.

La Retribución de los activos de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora según un modelo paramétrico que, partiendo de la retribución del año anterior, se actualiza en función de la variación entre ambos años de ciertas magnitudes de caracterización de la actividad priorizando la extensión y penetración en nuevos municipios.

Por su parte, la retribución por suministro a tarifa de gases manufacturados satisface a las distribuidoras por el ejercicio de la actividad de suministro a tarifa en los territorios insulares y extra-peninsulares donde suministran gases manufacturados porque no disponen de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación.

Por último, la retribución específica de las instalaciones de distribución es una retribución, con carácter limitado en el tiempo, para aquellas instalaciones que permitan la gasificación de nuevos núcleos de población de forma que haga viables las inversiones.

1. Procedimiento de cálculo de la retribución de los activos de distribución

La Retribución de los activos de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas, de acuerdo con el punto primero del Anexo X de la Ley 18/2014 y el artículo 20.2 del Real Decreto 949/2001.

Dicha retribución se determina según un modelo paramétrico que, partiendo de la retribución del año anterior, se actualiza en función de la actividad de cada distribuidora. Para ello, se aplican unos valores unitarios para el periodo 2014-2020 a las variaciones de (1) número de consumidores en redes de presión inferior o igual a 4 bar (diferenciando entre consumidores captados en municipios con gas introducido desde hace más de 5 años y los de menos); (2) demanda en redes de distribución en presión inferior o igual a 4 bar (diferenciando entre consumidores de menos de 50MWh/año y los de más); y (3) demanda en redes de distribución con presión entre 4 y 60 bar.

Al valor obtenido por la fórmula paramétrica, se añadiría la retribución por el extracoste (coste diferencial) del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de

conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación a aquellas distribuidoras que lo tuvieran.

La retribución de la actividad de distribución de años anteriores es actualizada según se tiene mejor información. De hecho, el valor de retribución definitivo de la actividad de distribución para un año cualquiera se obtiene dos años después del primer cálculo, momento en el que se dispone de los datos definitivos de demanda suministrada y puntos de suministro de la actividad para dicho año.

Para calcular la retribución anual de distribución de un “año n” cualquiera (en nuestro caso 2019), el procedimiento es el siguiente:

1. Se recalcula la retribución definitiva del “año n-2” (en nuestro caso 2017) y la nueva retribución provisional del “año n-1” (en nuestro caso 2018), aplicando en los cálculos los valores disponibles más actualizados de número de puntos de suministro y demanda de gas⁴³, de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014, así como el sobrecoste de las empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares.
2. Se determinan los desvíos producidos en la retribución los “años n-1 y n-2” (en nuestro caso 2017 y 2018) con respecto a los valores calculados para la Orden anterior (en nuestro caso, Orden ETU/1283/2018) por la aplicación de la metodología de la Ley 18/2014.
3. Se determina la retribución 2019 de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014, a partir de la retribución recalculada para el año 2018 y con las variaciones de puntos de suministro y de demanda que hayan sido consideradas, así como el sobrecoste de las empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares

2. Cifras de demanda y puntos de suministro de los años 2015, 2016 y 2017

A continuación, se muestran los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de los años 2017, 2018 y 2019.

En el caso del año 2017, se muestra la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO).

⁴³ Cuando se recalcula la retribución del año “n-2”, al tener los valores definitivos de puntos de suministro y demanda, se determina la retribución definitiva de la actividad de distribución de dicho año.

Para los años 2018 y 2019, se han considerado los escenarios de demanda previstos por esta Comisión para los años 2018 y 2019. Dado que estos escenarios difieren ligeramente de los resultantes de agregar las previsiones de demanda de transportistas y distribuidoras, en el cálculo de la retribución por empresa se aplican unos Factores Correctores a las previsiones de demanda realizadas por las distribuidoras

El Cuadro V.1 recoge las previsiones de demanda y las variaciones anuales comunicadas por las compañías reguladas, las previsiones de la CNMC, y el factor corrector que es necesario a aplicar.

Cuadro V.1. Comparación Escenario Demanda CNMC vs Cias Reguladas y Factores Correctores para las demandas de 2018 y 2019

En MWh	Demanda Prevista por Cias Reguladas		Demanda Prevista CNMC		Factor Corrector Demanda para adecuarla a Previsión CNMC	
	Año 2018	Año 2019	Año 2018	Año 2019	Año 2018	Año 2019
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	43.045.096	41.047.970	41.910.181	38.797.372	0,973634	0,945172
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	26.357.786	27.696.721	26.030.897	26.153.212	0,987598	0,944271
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	5.027.272	5.074.557	5.108.746	5.108.746	1,016206	1,006737
Peajes Grupo 2 e Interrump (4bar<P<60 bar)	125.604.839	128.690.410	128.232.725	131.551.280	1,020922	1,022231
Distribuidoras	125.196.483	128.277.154	127.815.826	131.128.837	1,020922	1,022231
Transportistas	408.356	413.256	416.899	422.443	1,020922	1,022231
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (4bar<P<60 bar)	126.766.564	130.055.624	134.714.055	130.496.256	1,062694	1,003388
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	10.603.580	10.412.474	10.390.013	10.600.139	0,979859	1,018023
Demanda Nacional	337.405.136	342.977.758	346.386.617	342.707.005	1,026619	0,999211

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de municipios, señalar que para los municipios de reciente gasificación se han considerado:

- 1) Los valores definitivos de 2016 utilizados por la Orden ETU/1283/2017
- 2) En 2017, los valores definitivos propuestos por esta Comisión a la Dirección General de Política Energética y Minas conforme a la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015⁴⁴ que son recogidos en el Acuerdo de esta Sala adoptado en el expediente INF/DE/085/18.

En 2018 y 2019, los puntos de suministro que prevén alcanzar las empresas distribuidoras a finales de 2018 y 2019 de acuerdo con la información facilitada por las distribuidoras para la realización de esta propuesta

⁴⁴ El apartado segundo de la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, dispone que, entre otros, la CNMC realizará las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014 y propondrá a la DGPEM en su propuesta de retribución, de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

El número de puntos de suministro para el resto de municipios se obtienen restando al número total de puntos de suministros, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.

Cuadro V.2. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2016, 2017 y 2018 según el Anexo X de la Ley 18/2014

	Puntos de Suministro (PS) en Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31/dic conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (CImgrc<4b)					Puntos de Suministro (PS) en Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31/dic conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (CImgrc<4b)				
	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión
Nortegas Energía Distribución, S.A.	524.318	529.981	535.276	539.611	545.399	240	244	246	1.331	1.331
Ned España Distribución Gas, S.A.U	392.628	395.341	396.954	400.937	405.219	0	3	68	94	94
Redexis Gas, S.A.	428.598	444.980	464.805	490.082	518.626	2.698	5.312	10.263	17.459	25.834
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	71.863	72.938	74.139	75.252	76.951	0	0	0	0	0
Tolosa Gas, S.A.	4.892	4.932	4.975	5.059	5.102	0	0	0	0	0
Nedgia Catalunya, S.A.	2.175.203	2.176.895	2.182.620	2.196.899	2.203.699	3.857	6.782	9.501	11.738	17.434
Nedgia Andalucía, S.A.	401.133	402.203	405.756	405.704	404.147	670	1.030	1.072	3.859	6.897
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	235.212	239.924	248.303	255.768	267.882	1.315	3.263	4.540	8.850	11.888
Nedgia Castilla Y León, S.A.	420.598	426.423	433.980	446.739	456.661	102	5.345	7.091	7.434	13.130
Cegas, S.A.	647.066	648.392	650.535	653.556	657.119	3.286	5.130	9.067	12.234	14.133
Nedgia Galicia, S.A.	250.340	254.056	258.762	268.629	283.959	2.697	9.526	15.127	17.632	20.670
Redexis Gas Murcia, S.A.	90.465	93.300	94.296	99.413	108.893	182	388	524	935	1.336
Nedgia Navarra, S.A.	137.815	139.911	144.006	146.483	149.491	474	582	568	1.305	2.444
Nedgia Rioja, S.A.	80.459	82.487	84.735	87.111	90.085	490	1.044	1.538	1.826	1.826
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	55	57	59	66	70	0	0	0	0	0
Madriñeña Red De Gas, S.A.	847.433	853.084	863.969	876.881	877.458	1.378	2.949	3.648	3.762	4.364
Nedgia Madrid, S.A.	879.529	892.736	895.001	904.610	912.707	1.573	2.572	2.909	6.249	8.527
Nedgia Aragon, S.A.	0	1.595	1.645	3.412	3.438	0	0	0	0	2.477
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	7.587.607	7.659.235	7.739.816	7.856.212	7.966.906	18.962	44.170	66.162	94.708	132.385

	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más ($\Delta CI^{MRC_{-6}}$)				Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos ($\Delta CI^{MRC_{-5}}$)				A Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más ($\Delta CI^{MRC_{-6}}$)			Δ Número Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos ($\Delta CI^{MRC_{-5}}$)		
	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2017	Año 2018	Año 2019
	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión
Nortegas Energía Distribución, S.A.	527.149,5	532.628,5	537.444	542.505	242	245	789	1.331	5.479	4.815	5061,5	3	543,5	542,5
Ned España Distribución Gas, S.A.U	393.985	396.148	398.946	403.078	2	36	81	94	2.163	2.798	4132,5	34	45,5	13
Redexis Gas, S.A.	436.789,0	454.892,5	477.443,5	504.354,0	4.005,0	7.787,5	13.861,0	21.646,5	18.103,5	22.551,0	26.910,5	3.782,5	6.073,5	7.785,5
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	72.400,5	73.538,5	74.695,5	76.101,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1.138,0	1.157,0	1.406,0	0,0	0,0	0,0
Tolosa Gas, S.A.	4.912,0	4.953,5	5.017,0	5.080,5	0,0	0,0	0,0	0,0	41,5	63,5	63,5	0,0	0,0	0,0
Nedgia Catalunya, S.A.	2.176.070,0	2.179.757,5	2.189.759,5	2.200.299,0	5.319,5	8.141,5	10.619,5	14.586,0	3.687,5	10.002,0	10.539,5	2.822,0	2.478,0	3.966,5
Nedgia Andalucía, S.A.	401.668,0	403.979,5	405.730,0	404.925,5	850,0	1.051,0	2.465,5	5.378,0	2.311,5	1.750,5	-804,5	201,0	1.414,5	2.912,5
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	237.568,0	244.113,5	252.035,5	261.825,0	2.289,0	3.901,5	6.695,0	10.369,0	6.545,5	7.922,0	9.789,5	1.612,5	2.793,5	3.674,0
Nedgia Castilla Y León, S.A.	423.510,5	430.201,5	440.359,5	451.700,0	2.723,5	6.218,0	7.262,5	10.282,0	6.691,0	10.158,0	11.340,5	3.494,5	1.044,5	3.019,5
Cegas, S.A.	647.729,0	649.463,5	652.045,5	655.337,5	4.208,0	7.098,5	10.650,5	13.183,5	1.734,5	2.582,0	2.890,5	3.552,0	3.552,0	2.533,0
Nedgia Galicia, S.A.	252.198,0	256.409,0	263.695,5	276.294,0	6.111,5	12.326,5	16.379,5	19.151,0	4.211,0	7.286,5	12.598,5	6.215,0	4.053,0	2.771,5
Redexis Gas Murcia, S.A.	91.882,5	93.798,0	96.854,5	104.153,0	285,0	456,0	729,5	1.135,5	1.915,5	3.056,5	7.298,5	171,0	273,5	406,0
Nedgia Navarra, S.A.	138.863,0	141.958,5	145.244,5	147.987,0	528,0	575,0	936,5	1.874,5	3.095,5	3.286,0	2.742,5	47,0	361,5	938,0
Nedgia Rioja, S.A.	81.473,0	83.611,0	85.923,0	88.598,0	767,0	1.291,0	1.682,0	1.826,0	2.138,0	2.312,0	2.675,0	524,0	391,0	144,0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	56,0	58,0	62,5	68,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	4,5	5,5	0,0	0,0	0,0
Madriñeña Red De Gas, S.A.	850.258,5	858.526,5	870.425,0	877.169,5	2.163,5	3.298,5	3.705,0	4.063,0	8.268,0	11.898,5	6.744,5	1.135,0	406,5	358,0
Nedgia Madrid, S.A.	886.132,5	893.868,5	899.805,5	908.658,5	2.072,5	2.740,5	4.579,0	7.388,0	7.736,0	5.937,0	8.853,0	668,0	1.838,5	2.809,0
Nedgia Aragon, S.A.	797,5	1.620,0	2.528,5	3.425,0	0,0	0,0	0,0	1.238,5	822,5	908,5	896,5	0,0	0,0	1.238,5
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.626.272,0	7.699.525,5	7.798.014,0	7.911.559,0	31.566,0	55.166,0	80.435,0	113.546,5	73.253,5	98.488,5	113.545,0	23.600,0	25.269,0	33.111,5

Cuadro V.2. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2016, 2017 y 2018 según el Anexo X de la Ley 18/2014 (cont.)

	Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año				Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año				Δ Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año			Δ Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		
	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2017	Año 2018	Año 2019
	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión
Nortegas Energía Distribución, S.A.	2.723.035	2.767.556	2.860.461	2.719.588	2.037.942	2.045.944	2.096.338	1.926.224	44.520,8	92.905,6	-140.873,8	8.002,2	50.393,9	-170.113,7
Ned España Distribución Gas, S.A.U	1.637.766	1.611.224	1.768.869	1.654.142	1.137.926	1.121.079	1.171.877	1.101.753	-26.542,5	157.645,4	-114.727,4	-16.847,3	50.798,1	-70.124,2
Redexis Gas, S.A.	2.356.370,5	2.305.818,0	2.633.851,8	2.757.072,3	2.249.413,0	2.245.104,7	2.494.019,8	2.543.912,5	-50.552,5	328.033,8	123.220,5	-4.308,3	248.915,1	49.892,7
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	321.561,2	320.692,5	361.171,3	354.119,1	145.734,4	132.991,8	144.994,6	145.109,6	-868,7	40.478,8	-7.052,2	-12.742,6	12.002,9	115,0
Tolosa Gas, S.A	26.622,9	27.564,8	28.365,2	24.651,6	18.454,4	19.075,7	18.782,1	17.684,8	941,9	800,4	-3.713,7	621,3	-293,6	-1.097,3
Nedgia Catalunya, S.A.	10.005.887,7	10.459.900,4	11.081.304,1	10.059.961,3	3.984.431,9	4.133.874,9	4.271.475,3	4.238.286,8	454.012,6	621.403,8	-1.021.342,9	149.443,0	137.600,4	-33.188,5
Nedgia Andalucía, S.A.	956.291,5	963.375,3	1.063.006,7	961.537,3	830.330,3	889.591,3	992.033,8	978.395,4	7.083,8	99.631,4	-101.469,4	59.261,0	102.442,4	-13.638,4
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	1.614.328,9	1.639.087,9	1.918.801,0	1.796.045,4	689.396,5	708.375,9	764.877,6	769.221,8	24.759,0	279.713,1	-122.755,6	18.979,5	56.501,6	4.344,3
Nedgia Castilla Y León, S.A.	3.023.281,1	2.875.073,5	3.365.652,6	3.316.765,0	2.481.038,8	2.366.390,3	2.398.170,3	2.798.546,3	-148.207,6	490.579,1	-114.648,5	31.780,0	400.376,0	0,0
Cegas, S.A.	1.753.303,7	1.894.887,7	2.007.472,9	1.686.774,2	831.656,2	871.054,3	934.551,0	970.572,4	141.584,1	112.585,2	-320.698,7	39.398,0	63.496,7	36.021,5
Nedgia Galicia, S.A.	1.085.128,1	1.107.054,1	1.252.943,6	1.213.329,0	733.321,1	776.686,0	840.959,6	851.528,2	21.926,0	145.889,5	-39.614,6	43.364,9	64.273,6	10.568,6
Redexis Gas Murcia, S.A.	277.595,1	296.008,3	326.923,4	335.227,1	198.996,1	192.691,1	207.894,0	208.226,0	18.413,3	30.915,1	-8.307,7	-6.305,0	15.203,0	331,9
Nedgia Navarra, S.A.	1.002.077,5	971.284,5	1.108.300,7	1.071.300,1	1.214.485,0	1.177.212,0	1.321.354,2	1.354.295,4	-30.793,0	137.016,2	-37.000,7	-37.273,1	144.142,2	32.941,2
Nedgia Rioja, S.A.	538.586,3	524.606,0	600.998,3	587.097,1	440.926,8	417.596,4	466.980,2	494.938,8	-13.980,3	76.392,3	-13.901,1	-23.330,4	49.383,8	27.958,7
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	156,1	163,5	120,7	117,2	36.213,4	36.304,1	41.393,3	43.457,2	7,4	-42,8	-3,5	90,7	5.089,2	2.064,0
Madriñeña Red De Gas, S.A.	5.853.698,2	5.498.824,8	6.204.340,3	5.540.930,7	2.758.648,5	2.672.467,2	3.091.162,0	3.085.080,1	-354.873,4	705.515,5	-663.409,7	-86.181,3	418.694,7	-6.081,9
Nedgia Madrid, S.A.	4.774.146,6	4.685.405,9	5.310.450,8	4.668.310,1	4.251.783,7	4.157.214,6	4.758.369,2	4.612.536,0	-88.740,7	625.045,0	-642.140,8	-94.569,0	601.154,5	-145.833,2
Nedgia Aragon, S.A	15.875,4	16.006,9	17.146,6	50.404,9	10.847,3	14.226,4	15.665,2	13.443,7	131,5	1.139,6	33.258,4	3.379,1	1.438,8	-2.221,4
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	0,0	0,0	0,0	0,0	64.241,3	45.577,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-18.664,1	-45.577,2	0,0	0,0
TOTAL	37.999.093,818	37.964.533,938	41.910.180,835	38.797.371,915	24.143.909,405	24.023.456,508	26.030.896,547	26.153.211,850	-34.559,880	3.945.646,897	-3.112.808,920	-120.452,897	2.007.440,039	122.315,303

	Demanda P<4bar y Cons>80.000MWh/año (peaje3.5)				Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar				Δ Demanda P<4bar y >80.000MWh/año			Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		
	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2017	Año 2018	Año 2019
	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión
Nortegas Energía Distribución, S.A.	296.276	331.652	324.779	335.610	11.126.747	11.605.033	11.924.450	12.048.331	35.376,5	-6.873,0	10.830,6	478.286,4	319.416,4	123.880,9
Ned España Distribución Gas, S.A.U	222.795	236.400	250.464	248.057	5.506.658	6.319.873	7.003.923	7.024.366	13.605,2	14.063,4	-2.406,6	813.214,9	684.049,5	20.443,8
Redexis Gas, S.A.	434.117,0	460.684,3	478.658,6	464.629,8	4.081.325,2	5.425.175,4	6.890.081,6	8.284.397,6	26.567,3	17.974,3	-14.028,8	1.343.850,3	1.464.906,1	1.394.316,0
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	20.341,9	19.773,3	21.098,4	20.901,8	1.417.447,0	1.561.366,6	1.620.524,8	1.729.376,3	-568,7	1.325,1	-196,6	143.919,6	59.158,2	108.851,5
Tolosa Gas, S.A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nedgia Catalunya, S.A.	1.040.973,8	974.877,9	1.070.338,9	1.057.180,0	33.846.567,4	35.280.284,4	35.933.240,6	36.552.129,2	-66.095,9	95.461,0	-13.158,9	1.433.717,0	652.956,3	618.888,6
Nedgia Andalucía, S.A.	215.334,6	228.937,1	241.645,8	286.156,7	5.371.218,1	5.754.547,7	5.597.273,7	5.693.912,0	13.602,5	12.708,7	44.510,9	383.329,6	-157.274,1	96.638,3
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	235.888,7	250.282,9	263.987,2	251.870,6	3.876.127,5	4.105.310,9	4.221.382,6	4.292.296,3	14.394,2	13.704,2	-12.116,6	229.183,4	116.071,7	70.913,7
Nedgia Castilla Y León, S.A.	497.468,3	578.692,9	623.974,1	657.939,8	105.732,3	27.797,7	25.915,4	26.362,9	81.224,6	45.281,2	33.965,7	-77.934,6	-1.882,3	447,4
Cegas, S.A.	177.205,1	215.974,7	217.288,0	224.937,8	20.546.762,1	21.308.527,0	22.015.442,3	22.395.544,3	38.769,6	7.649,9	1.313,2	761.764,8	706.915,3	380.102,0
Nedgia Galicia, S.A.	76.504,1	93.818,7	134.803,2	108.790,7	186.937,4	245.405,9	259.177,0	263.651,8	17.314,6	40.984,6	-26.012,5	58.468,6	13.771,1	4.474,8
Redexis Gas Murcia, S.A.	58.342,8	59.073,8	60.156,7	62.265,7	1.055.533,0	1.634.657,7	1.644.302,4	1.616.816,7	731,0	1.082,9	2.109,0	579.124,8	9.644,7	-27.485,7
Nedgia Navarra, S.A.	176.312,4	186.901,2	190.630,6	183.839,5	4.772.979,1	5.170.941,5	5.289.869,9	5.381.200,8	10.588,8	3.729,4	-6.791,1	397.962,4	118.928,4	91.330,9
Nedgia Rioja, S.A.	87.758,4	92.358,5	96.122,0	88.349,6	288.364,1	636.352,1	658.733,6	670.106,8	4.600,1	3.763,5	-7.772,4	347.988,0	22.381,5	11.373,2
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Madriñeña Red De Gas, S.A.	645.079,6	668.766,9	673.215,4	677.565,2	648.885,3	726.074,4	703.255,9	707.238,3	23.687,2	4.448,6	4.349,8	77.189,1	-22.818,5	3.982,4
Nedgia Madrid, S.A.	377.626,2	400.660,7	461.584,6	440.652,1	2.049.762,1	2.220.712,1	2.357.520,4	2.398.223,6	23.034,4	60.923,9	-20.932,5	170.950,0	136.808,3	40.703,2
Nedgia Aragon, S.A	0,0	0,0	0,0	0,0	5.126.041,5	5.669.023,2	5.704.097,8	5.802.580,5	0,0	0,0	0,0	542.981,7	35.074,6	98.482,6
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	91.278,3	65.047,8	0,0	0,0	14.509.101,9	15.740.545,4	15.966.635,4	16.242.303,3	-26.230,5	-65.047,8	0,0	1.231.443,6	226.090,0	275.667,9
TOTAL	4.669.241,908	4.863.303,094	5.108.746,393	5.108.749,394	114.634.434,663	123.431.628,313	127.815.829,702	131.128.637,117	194.661,150	244.843,319	0,001	8.737.175,450	4.584.197,369	5.113.011,415

Fuente: SIFCO (año 2016 y anteriores) Empresas Distribuidoras (años 2017 y 2018)

3. Extracoste de gases manufacturados de origen distinto al gas natural

Según el Artículo 59.3 de la Ley 18/2014, la Disposición Transitoria Vigésima de la Ley 34/1998, el artículo 24 de la Orden ITC/3993/2006, la Disposición Adicional Cuarta de la Orden ITC/3861/2007 y el artículo 14.1 de la Orden IET/2812/2014, a las empresas distribuidoras que se encuentran suministrando gas manufacturado canalizado – en particular, aire propanado – en los territorios insulares de Baleares y Canarias (Redexis Gas, S.A. y Gasificadora Regional Canaria S.A.) les correspondería recibir una retribución adicional en concepto de extracoste por sus compras de propano hasta la finalización y puesta en servicio de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural.

En el cuadro adjunto se recogen, el extracoste real hasta el año 2017 y las mejores previsiones para el año 2018 y 2019 obtenidas a partir de la información presentada por las empresas⁴⁵. Para determinar las previsiones de 2018 y 2019, se ha proyectado el extracoste real auditado hasta mitad 2018 al año completo 2018, y se ha aplicado el mismo extracoste unitario del año 2018 a la previsión de demanda de 2019.

Cuadro V.3. Evolución y previsión del Extracoste de GLP

		2.014	2.015	2.016	2.017	ene-jun 2018	2.018	2.019
		Real	Real	Real	Real	Real	Previsión	previsión
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.								
Compras propano	(kg)	752.613	1.607.937	2.409.091	2.426.407	1.752.381		
	(MWh)	10.506	22.447	33.631	33.873	24.463	41.514	43.574
Extracoste	(€)	324.362,24	292.945,05	48.195,61	933.526,39	640.739,65	1.087.332,79	1.141.299,20
Extracoste unitario	(€/MWh)	30,872545	13,050638	1,433075	27,559892	26,191945	26,191945	26,191945
		2.014	2.015	ene-may 2016				
		Real	Real	Real				
Redexis Gas, S.A.								
Compras propano	(kg)	471.588	570.120	319.000				
	(MWh)	6.536	7.901	4.421				
Extracoste	(€)	253.589,85	56.633,93	-1.711,81				
Extracoste unitario	(€/MWh)	38,801335	7,167834	-0,387206				

Fuente: Informes Auditorias de KPMG y EY, y Elaboración Propia

4. Cálculo de la retribución de distribución de la actividad

En los cuadros Cuadro V.4, Cuadro V.5 y Cuadro V.6 se recoge la retribución por empresa de los años 2017, 2018 y 2019, respectivamente, en aplicación del nuevo modelo retributivo.

⁴⁵ Valores auditados de las cantidades de propano adquiridas y su coste para el año 2017 y los 6 primeros meses de 2018; y previsiones de demanda para 2018 y 2019 suministrada con gas manufacturado canalizado

Cuadro V.4. Determinación Retribución 2017 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

En Euros	Δ Puntos de Suministro a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2017 Provisional	
	Retribución Año 2016 Definitiva sin Extracoste GLP	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mpc-ab})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mpc-ab})	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mpc-ab})	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mpc-ab})	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año			Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar
		50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh							
Nortegas Energía Distribución, S.A.	102.217.009,2	5.479	3,00	44.521	8.002	513.663	273.950	210	333.906	36.010	642.079		103.503.163
Ned España Distribución Gas, S.A.U	67.959.979,8	2.163	34,00	-26.542	-16.847	826.820	108.150	2.380	-199.068	-75.813	1.033.525		68.829.154
Ex Naturgas Energía Distribución, S.A.	170.176.988,9	7.762	37,00	17.978	-8.845	1.340.483	388.100	2.590	134.836	-39.803	1.675.604		172.338.315
Gas Directo, S.A.													
Redexis Gas, S.A.	80.031.540,3	18.104	3.782,50	-50.552	-4.308	1.370.418	905.175	264.775	-379.144	-19.388	1.713.022		82.515.981
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.299.218,00	1.138	0,00	-869	-12.743	143.351	56.900	0	-6.515	-57.342	179.189		12.471.450
Tolosa Gas, S.A.	760.855,83	42	0,00	942	621	0	2.075	0	7.064	2.796	0		772.791
Nedgia Catalunya, S.A.	392.474.073,85	3.688	2.822,00	454.013	149.443	1.367.621	184.375	197.540	3.405.095	672.494	1.709.526		398.643.104
Nedgia Andalucía, S.A.	62.713.400,89	2.312	201,00	7.084	59.261	396.932	115.575	14.070	53.129	266.675	496.165		63.659.014
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	44.582.433,11	6.546	1.612,50	24.759	18.979	243.578	327.275	112.875	185.692	85.408	304.472		45.598.155
Nedgia Castilla Y León, S.A.	76.875.971,86	6.691	3.494,50	-148.208	-114.649	3.290	334.550	244.615	-1.111.557	-515.918	4.113		75.831.774
Cegas, S.A.	119.497.263,88	1.735	2.890,50	141.584	39.398	800.534	86.725	202.335	1.061.880	177.291	1.000.668		122.026.164
Nedgia Galicia, S.A.	37.868.340,81	4.211	6.215,00	21.926	43.365	75.783	210.550	435.050	164.445	195.142	94.729		38.968.256
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.195.594,11	1.916	171,00	18.413	-6.305	579.856	95.775	11.970	138.099	-28.373	724.820		16.137.886
Nedgia Navarra, S.A.	33.416.637,36	3.096	47,00	-30.793	-37.273	408.551	154.775	3.290	-230.947	-167.729	510.689		33.686.715
Nedgia Rioja, S.A.	14.620.539,39	2.138	524,00	-13.980	-23.330	352.588	106.900	36.680	-104.852	-104.987	440.735		14.995.016
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	171.627,80	2	0,00	7	91	0	100	0	56	408	0	933.526	1.105.718
Madrileña Red De Gas, S.A.	142.026.001,61	8.268	1.135,00	-354.873	-86.181	100.876	413.400	79.450	-2.661.551	-387.816	126.095		139.595.581
Nedgia Madrid, S.A.	149.534.958,80	7.736	668,00	-88.741	-94.569	193.984	386.800	46.760	-665.556	-425.561	242.481		149.119.883
Nedgia Aragon, S.A.	5.909.911,79	823	0,00	132	3.379	542.982	41.125	0	987	15.206	678.727		6.645.956
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	14.812.055,41	0	0,00	0	-18.664	1.205.213	0	0	0	-83.988	1.506.516		16.234.583
TOTAL	1.372.967.414	76.084	23.600	-1.178	-92.330	9.126.041	3.804.175	1.652.000	-8.837	-415.485	11.407.551	933.526	1.390.340.344

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro V.5. Determinación Retribución 2018 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

En Euros	Δ Puntos de Suministro a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2018	
	Retribución Año 2017 Provisional sin Extracoste GLP	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{merc.4b})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{merc.5b})	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{merc.4b})	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{merc.5b})	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año			Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar
							50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh			1,25 €/MWh
Nortegas Energía Distribución, S.A.	103.503.163	4.815	544	92.906	50.394	312.543	240.750	38.045	696.792	226.772	390.679		105.096.202
Ned España Distribución Gas, S.A.U	68.829.154	2.798	46	157.645	50.798	698.113	139.900	3.185	1.182.340	228.591	872.641		71.255.811
Redexis Gas, S.A.	82.515.981	22.551	6.074	328.034	248.915	1.482.880	1.127.550	425.145	2.460.253	1.120.118	1.853.601	0	89.502.648
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.471.450	1.157	0	40.479	12.003	60.483	57.850	0	303.591	54.013	75.604		12.962.508
Tolosa Gas, S.A	772.791	64	0	800	-294	0	3.175	0	6.003	-1.321	0		780.648
Nedgia Catalunya, S.A.	398.643.104	10.002	2.478	621.404	137.600	748.417	500.100	173.460	4.660.528	619.202	935.522		405.531.915
Nedgia Andalucía, S.A.	63.659.014	1.751	1.415	99.631	102.442	-144.565	87.525	99.015	747.235	460.991	-180.707		64.873.074
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.598.155	7.922	2.794	279.713	56.502	129.776	396.100	195.545	2.097.848	254.257	162.220		48.704.126
Nedgia Castilla Y León, S.A.	75.831.774	10.158	1.045	490.579	31.780	43.399	507.900	73.115	3.679.343	143.010	54.249		80.289.390
Cegas, S.A.	122.026.164	2.582	3.552	112.585	63.497	708.229	129.100	248.640	844.389	285.735	885.286		124.419.313
Nedgia Galicia, S.A.	38.968.256	7.287	4.053	145.890	64.274	54.756	364.325	283.710	1.094.171	289.231	68.445		41.068.139
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.137.886	3.057	274	30.915	15.203	10.728	152.825	19.145	231.863	68.413	13.409		16.623.542
Nedgia Navarra, S.A.	33.686.715	3.286	362	137.016	144.142	122.658	164.300	25.305	1.027.622	648.640	153.322		35.705.904
Nedgia Rioja, S.A.	14.995.016	2.312	391	76.392	49.384	26.145	115.600	27.370	572.942	222.227	32.681		15.965.836
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	172.192	5	0	-43	5.089	0	225	0	-321	22.901	0	1.087.333	1.282.330
Madrileña Red De Gas, S.A.	139.595.581	11.899	407	705.516	418.695	-18.370	594.925	28.455	5.291.366	1.884.126	-22.962		147.371.491
Nedgia Madrid, S.A.	149.119.883	5.937	1.839	625.045	601.155	197.732	296.850	128.695	4.687.837	2.705.195	247.165		157.185.626
Nedgia Aragon, S.A	6.645.956	909	0	1.140	1.439	35.075	45.425	0	8.547	6.474	43.843		6.750.246
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	16.234.583	0	0	0	-45.577	161.042	0	0	0	-205.097	201.303		16.230.789
TOTAL	1.389.406.817	98.489	25.269	3.945.647	2.007.440	4.629.041	4.924.425	1.768.830	29.592.352	9.033.480	5.786.301	1.087.333	1.441.599.538

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro V.6. Determinación Retribución 2019 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

En Euros	Retribución Año 2018 Provisional sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2019
		en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mpc-ab})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mpc-ab})	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mpc-ab})	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mpc-ab})	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar		
		50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh							
Nortegas Energía Distribución, S.A.	105.096.202	5.062	543	-140.874	-170.114	134.712	253.075	37.975	-1.056.553	-765.512	168.389		103.733.577
Ned España Distribución Gas, S.A.U	71.255.811	4.133	13	-114.727	-70.124	18.037	206.625	910	-860.455	-315.559	22.547		70.309.879
Redexis Gas, S.A.	89.502.648	26.911	7.786	123.221	49.893	1.380.287	1.345.525	544.985	924.154	224.517	1.725.359	0	94.267.188
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.962.508	1.406	0	-7.052	115	108.655	70.300	0	-52.891	517	135.819		13.116.252
Tolosa Gas, S.A	780.648	64	0	-3.714	-1.097	0	3.175	0	-27.852	-4.938	0		751.033
Nedgia Catalunya, S.A.	405.531.915	10.540	3.967	-1.021.343	-33.189	605.730	526.975	277.655	-7.660.071	-149.348	757.162		399.284.288
Nedgia Andalucía, S.A.	64.873.074	-805	2.913	-101.469	-13.638	141.149	-40.225	203.875	-761.021	-61.373	176.436		64.390.767
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.704.126	9.790	3.674	-122.756	4.344	58.797	489.475	257.180	-920.667	19.549	73.496		48.623.159
Nedgia Castilla Y León, S.A.	80.289.390	11.341	3.020	-48.888	400.376	34.413	567.025	211.365	-366.657	1.801.692	43.016		82.545.832
Cegas, S.A.	124.419.313	3.292	2.533	-320.699	36.021	387.752	164.600	177.310	-2.405.241	162.097	484.690		123.002.769
Nedgia Galicia, S.A.	41.068.139	12.599	2.772	-39.615	10.569	-21.538	629.925	194.005	-297.110	47.559	-26.922		41.615.596
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.623.542	7.299	406	8.304	332	-25.377	364.925	28.420	62.278	1.494	-31.721		17.048.937
Nedgia Navarra, S.A.	35.705.904	2.743	938	-37.001	32.941	84.540	137.125	65.660	-277.505	148.235	105.675		35.885.094
Nedgia Rioja, S.A.	15.965.836	2.675	144	-13.901	27.959	3.601	133.750	10.080	-104.258	125.814	4.501		16.135.722
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	194.997	6	0	-4	2.064	0	275	0	-26	9.288	0	1.141.299	1.345.832
Madriña Red De Gas, S.A.	147.371.491	6.745	358	-663.410	-6.082	8.332	337.225	25.060	-4.975.572	-27.368	10.415		142.741.251
Nedgia Madrid, S.A.	157.185.626	8.853	2.809	-642.141	-145.833	19.771	442.650	196.630	-4.816.056	-656.249	24.713		152.377.314
Nedgia Aragon, S.A	6.750.246	897	1.239	33.258	-2.221	98.483	44.825	86.695	249.438	-9.996	123.103		7.244.311
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	16.230.789	0	0	0	0	275.668	0	0	0	0	344.585		16.575.374
TOTAL	1.440.512.205	113.545	33.112	-3.112.809	122.315	3.313.011	5.677.250	2.317.805	-23.346.067	550.419	4.141.264	1.141.299	1.430.994.175

Fuente: Elaboración Propia

Determinadas las retribuciones de 2017 y 2018 con los datos más actualizados de gas suministrado y puntos de suministro, se calcula la diferencia con las retribuciones calculadas anteriormente para dichos años

Cuadro V.7. Determinación de los ajustes a realizar en la Retribución 2017 y 2018 por Empresa

En Euros	Nueva Retribución Provisional Año 2018	Anterior Retribución Provisional Año 2018	Ajuste Retribución de 2018	Retribución Definitiva Año 2017	Anterior Retribución Provisional Año 2017	Ajuste Retribución de 2017
Nortegas Energía Distribución, S.A.	105.096.202,27	103.919.067,01	1.177.135,26	103.503.163,20	104.071.591,38	-568.428,18
Ned España Distribución Gas, S.A.U	71.255.811,46	68.909.618,88	2.346.192,58	68.829.153,86	64.712.728,15	4.116.425,71
Redexis Gas, S.A.	89.502.647,88	81.255.439,66	8.247.208,22	82.515.980,98	78.960.929,43	3.555.051,55
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.962.507,63	12.501.560,44	460.947,19	12.471.449,59	12.234.567,14	236.882,44
Tolosa Gas, S.A.	780.647,90	765.379,46	15.268,44	772.791,03	743.191,57	29.599,45
Nedgia Catalunya, S.A.	405.531.915,34	397.881.314,28	7.650.601,06	398.643.103,61	390.011.389,60	8.631.714,01
Nedgia Andalucía, S.A.	64.873.073,75	63.718.280,54	1.154.793,21	63.659.014,19	62.649.731,85	1.009.282,35
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.704.125,64	45.349.177,92	3.354.947,72	45.598.154,95	44.139.215,78	1.458.939,17
Nedgia Castilla Y León, S.A.	80.289.390,41	77.658.064,38	2.631.326,03	75.831.773,79	75.034.233,65	797.540,14
Cegas, S.A.	124.419.313,38	122.419.607,17	1.999.706,21	122.026.163,65	120.608.547,51	1.417.616,14
Nedgia Galicia, S.A.	41.068.138,70	38.750.396,63	2.317.742,07	38.968.256,43	37.820.483,44	1.147.772,99
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.623.541,60	15.421.007,89	1.202.533,71	16.137.885,73	15.148.554,34	989.331,39
Nedgia Navarra, S.A.	35.705.904,01	34.176.593,84	1.529.310,17	33.686.715,14	33.065.907,19	620.807,95
Nedgia Rioja, S.A.	15.965.835,71	14.792.902,63	1.172.933,08	14.995.015,55	14.318.461,67	676.553,88
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.282.329,77	1.054.786,06	227.543,72	1.105.718,11	163.493,48	942.224,63
Madrileña Red De Gas, S.A.	147.371.491,16	142.817.204,37	4.554.286,78	139.595.580,79	138.560.183,28	1.035.397,51
Nedgia Madrid, S.A.	157.185.625,92	150.823.369,21	6.362.256,71	149.119.883,06	146.386.009,79	2.733.873,27
Nedgia Aragon, S.A.	6.750.246,44	6.449.372,29	300.874,15	6.645.956,46	6.387.272,26	258.684,20
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	16.230.788,77	16.347.527,20	-116.738,43	16.234.583,41	16.073.070,35	161.513,06
TOTAL	1.441.605.535,95	1.395.010.669,85	46.594.866,10	1.390.346.341,74	1.361.089.561,84	29.256.779,90

Fuente: Elaboración Propia

Determinados los valores anteriores, las retribuciones a publicar en BOE serían:

Cuadro V.8. Retribución a la actividad de distribución a publicar en BOE

En €	Retribución Provisional Año 2019 a Liquidar en 2019	Ajuste Retribución de 2018 a Liquidar en 2018	Ajuste Retribución de 2017 a Liquidar en 2018	Propuesta Retribución CNMC
Nortegas Energía Distribución, S.A.	103.733.576,95	1.177.135,26	-568.428,18	104.342.284,03
Ned España Distribución Gas, S.A.U	70.309.878,71	2.346.192,58	4.116.425,71	76.772.497,00
Redexis Gas, S.A.	94.267.187,96	8.247.208,22	3.555.051,55	106.069.447,72
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	13.116.252,33	460.947,19	236.882,44	13.814.081,96
Tolosa Gas, S.A.	751.032,65	15.268,44	29.599,45	795.900,54
Nedgia Catalunya, S.A.	399.284.287,63	7.650.601,06	8.631.714,01	415.566.602,70
Nedgia Andalucía, S.A.	64.390.766,75	1.154.793,21	1.009.282,35	66.554.842,31
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.623.159,48	3.354.947,72	1.458.939,17	53.437.046,37
Nedgia Castilla Y León, S.A.	82.545.832,21	2.631.326,03	797.540,14	85.974.698,38
Cegas, S.A.	123.002.769,36	1.999.706,21	1.417.616,14	126.420.091,72
Nedgia Galicia, S.A.	41.615.595,63	2.317.742,07	1.147.772,99	45.081.110,70
Redexis Gas Murcia, S.A.	17.048.937,10	1.202.533,71	989.331,39	19.240.802,20
Nedgia Navarra, S.A.	35.885.094,25	1.529.310,17	620.807,95	38.035.212,38
Nedgia Rioja, S.A.	16.135.722,34	1.172.933,08	676.553,88	17.985.209,30
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.345.832,48	227.543,72	942.224,63	2.515.600,83
Madrileña Red De Gas, S.A.	142.741.250,65	4.554.286,78	1.035.397,51	148.330.934,94
Nedgia Madrid, S.A.	152.377.314,13	6.362.256,71	2.733.873,27	161.473.444,11
Nedgia Aragon, S.A.	7.244.311,18	300.874,15	258.684,20	7.803.869,52
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	16.575.373,59	-116.738,43	161.513,06	16.620.148,22
TOTAL	1.430.994.175,37	46.588.867,88	29.250.781,68	1.506.851.819,59

Fuente: Elaboración Propia

5. Coste de la actividad de Suministro a Tarifa de gases manufacturados

El Artículo 22 del Real Decreto 949/2001, estableció que las empresas distribuidoras tenían derecho al reconocimiento de una retribución por la actividad de suministro de gas a tarifa. Dicha retribución satisface los costes en

los que, de acuerdo con el Artículo 21 de la Orden 3993/200646, incurren los distribuidores necesarios para atender a los consumidores a tarifa (los costes propios de suministro, las mermas de gas en las redes de distribución para atender estos suministros y el coste del capital circulante derivado de la financiación entre el pago y el cobro de la materia prima) excluidos los costes correspondientes a los equipos de medida, a las acometidas, a las inspecciones y cualquier otro no estrictamente necesario para el suministro a tarifa.

La Ley 12/2007, por medio de la Disposición Transitoria Cuarta, estableció que a partir del 1 de julio de 2008 la actividad de suministro a tarifa dejaría de estar vigente. No obstante, la citada Ley 12/2007, a través de la modificación del actual artículo 6047 de la Ley 34/1998, sobre Funcionamiento del sistema gasista, y la inclusión de la Disposición Transitoria Vigésima⁴⁸ de la Ley 34/1998, sobre el Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares, reconoce el derecho de las empresas distribuidoras en los territorios insulares y extra-peninsulares al cobro de una retribución por el ejercicio de la actividad de suministro mientras exista el suministro mediante gases manufacturados en dichos territorios.

Por su parte, la Ley 18/2014, en su artículo 59.4, incluye entre los costes a financiar mediante los ingresos del sistema gasista a la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras en los territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación.

La previsión de coste por la actividad de suministro a tarifa para 2017 se estima en 100.000 €, manteniendo así, el criterio adoptado por el MINETUR en presupuestos anteriores.

⁴⁶ Descripción recogida también en las Órdenes Ministeriales sobre aspectos retributivos del sistema gasista publicadas tras el Real Decreto 949/2001.

⁴⁷El nuevo redactado dado por la Ley 12/2007 indica en su apartado cuarto que “Las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en los territorios insulares y extra-peninsulares serán objeto de una regulación reglamentaria singular, previo acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas y atenderá a las especificidades derivadas de su situación territorial”.

⁴⁸ La Disposición indica que “hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras propietarias de las instalaciones para la distribución de gases combustibles en el citado ámbito territorial, podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización con el régimen establecido en la presente disposición transitoria.

[...]

Durante dicho periodo transitorio en el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por transportistas y distribuidores, se tomará en consideración la retribución que corresponda a las citadas empresas por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado”

6. Retribución específica de las instalaciones de distribución

La regulación del sector (Artículo 20.4 del Real Decreto 949/2001) prevé para la actividad de distribución, una retribución específica, con carácter limitado en el tiempo, para aquellas instalaciones que permitan la gasificación de nuevos núcleos de población de forma que haga viables las inversiones.

Este mecanismo complementa a los dos mecanismos retributivos principales previstos en el sector gasista para las actividades de transporte y de distribución, permitiendo que el régimen económico se aproxime a la realidad física de las instalaciones.

Normativamente, el importe máximo para este tipo de actuaciones es de 23.000.000 € por convocatoria, cantidad que puede verse minorada por la retribución reconocida a instalaciones de transporte secundario (RTS) calculada, según la Orden ITC/3354/2010, como la retribución a cuenta correspondiente (anualidad completa del año siguiente al de la puesta en marcha) a las nuevas instalaciones de transporte secundario puestas en marcha en el año n-1, más la retribución de aquellas otras instalaciones de transporte secundario puestas en servicio en años anteriores que no se hubiesen deducido en convocatorias anteriores.

Actualmente están abiertos los procesos para la asignación de retribución específica para las instalaciones cuya construcción se inició en los años 2010 y 2011 (Orden ITC/3520/2009), y para las instalaciones cuya construcción se inicie en los años 2011 y 2012 (Orden ITC/3354/2010). Aunque, a día de hoy, no hay una propuesta de Resolución que asigne dicha retribución, esta Comisión considera que el importe máximo de 23.000.000 € de cada convocatoria se verá reducido por la retribución de las instalaciones de transporte secundario puestas en marcha en años anteriores:

- Por una cifra de 6.873.505,55 € en el caso de las instalaciones de la convocatoria de la Orden ITC/3520/2009
- Por una cifra de 3.670.103,17 € en el caso de las instalaciones de la convocatoria de la Orden ITC/3354/2010

No obstante, visto el tiempo transcurrido desde su publicación, se considera conveniente anular ambas convocatorias en la próxima Orden Ministerial. A este respecto, indicar que la Orden IET/849/2012 ya eliminó la convocatoria prevista por la Orden IET/3587/2011, y que, además, estableció un proceso para establecer qué proyectos mantenían los derechos de cobro, y cuáles no, de todos aquellos que superaron el plazo de finalización de construcción y no habían solicitado el pago de la retribución. De hecho, como resultado del mismo, con fecha 9 de septiembre de 2013, la DGPEM dictó Resolución por la que se establecía la caducidad de proyectos contenidos en las convocatorias anteriores a la Orden ITC/3520/2009 con una Retribución Específica asociada de

29.850.803 € pendiente de cobro, por considerar que habían superado el plazo para la finalización de la construcción del proyecto.

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, y teniendo en cuenta la consideración anterior, el importe de retribución específica asignado en convocatorias anteriores pendiente de pago asciende a 11.011.581 € a repartir entre 30 proyectos.

Durante 2017 y 2018 no se han hecho pagos por este concepto. Se presupuesta que durante 2019 tampoco habrá pagos por este motivo.

En el Cuadro V.9 se recoge información detallada de las cantidades asignadas, pagadas y pendientes de pago por empresa, el estado de los proyectos con retribución específica y los proyectos con retribución específica caducada. A continuación, se muestra una tabla resumen relativa al estado de las cantidades relativas a proyectos asignados:

Cuadro V.9. Cuadro resumen de las magnitudes económicas básicas de la retribución específica de las instalaciones de distribución

CANTIDADES POR PROYECTOS DE RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA ASIGNADOS (€)	
Total asignadas	123.526.055
Efectivamente pagadas	71.918.972
Pendientes de pago	11.011.581
NO incurridas por:	40.595.503
<i>Minoración</i>	<i>5.697.908</i>
<i>Denegación</i>	<i>4.458.793</i>
<i>Desistimiento</i>	<i>588.000</i>
<i>Caducidad</i>	<i>29.850.803</i>

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO VI. RETRIBUCIÓN DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA (ENAGAS GTS, S.A.U.)

ANEXO VI. RETRIBUCIÓN DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA-ENAGAS GTS, S.A.U.

Con fecha 23 de junio de 2015, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó la “Propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema” (INF/DE/015/15), que fue remitida al Ministerio Energía, Turismo y Agenda Digital en fecha 1 de julio de 2015.

La metodología de retribución propuesta consiste en un “*Revenue cap*” en el que se establece una base de retribución a partir de las últimas cuentas anuales auditadas de ENAGAS GTS, que se mantiene constante mientras el Gestor Técnico del Sistema siga desempeñando las mismas funciones. La base de retribución tiene los siguientes componentes:

- Un término de retribución por OPEX, basado en los datos de la contabilidad financiera del gestor técnico del sistema en el año base, detrayendo los gastos de personal activados, las provisiones e indemnizaciones, los otros ingresos de explotación, las subvenciones y no considerando los márgenes de las transacciones intragrupo.
- Atendiendo a la naturaleza del GTS como “*asset-light utility*”, se ha considerado un margen del 5% sobre los OPEX.
- Un término de amortización estándar, basado en la dotación a la amortización del año base, y que se configura como un valor que permitiría recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos, bajo la perspectiva de que la gestión técnica del sistema no es una actividad intensiva en inversión, y que, por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware*, tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar previene de retribuir individualmente inversiones, y desincentiva la sobreinversión.
- Un término de retribución financiera estándar, aplicando la tasa de retribución sobre el valor neto del inmovilizado del gestor técnico del sistema a cierre del año base. La tasa de retribución se establece en el 6,503% **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

De conformidad con dicha propuesta, la base de retribución a ENAGAS GTS, S.A.U. (ENAGAS GTS en adelante) prevista para el año 2016 es de 22.825.000 euros⁴⁹, pudiendo variar en +/-5%, en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema, en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

⁴⁹ Esta base de retribución se distribuye de la siguiente manera:

- Retribución por OPEX de 14,09 millones de euros: 5,43 millones de euros de gastos de personal; 7,98 millones de euros de otros gastos de explotación y 0,67 millones de euros de margen sobre OPEX.
- Retribución por CAPEX de 8,74 millones de euros; 7,15 millones de euros de retribución por amortización y 1,59 millones de euros de retribución financiera.

El Artículo 5 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, estableció una retribución de 23.966.250 € para 2016, con carácter provisional y mientras no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2445/2014. El Artículo 2 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, mantuvo la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema en 23.966.250 euros para el año 2017. De igual forma, el Artículo 2 de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, ha mantenido nuevamente la retribución provisional del GTS en 23.966.250 euros para 2018.

La Propuesta de metodología aprobada por esta Comisión, incluye un mecanismo de revisión de la retribución de ENAGAS GTS a la mitad del periodo regulatorio establecido en general para las actividades reguladas en el sector gasista de la Ley 18/2014. En esta revisión se podrá considerar la inclusión de nuevos costes asociados a nuevas funciones que la regulación haya podido asignar al Gestor Técnico del Sistema, siempre y cuando éstos estén debidamente justificados, hayan sido prudentemente incurridos, y tenga carácter de coste adicional con respecto a los costes que forman parte de la base de retribución.

Con fecha 12 de junio de 2018 el Director de Energía remitió escrito solicitando a ENAGAS GTS la información necesaria a efectos de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 18/2014, Orden ECO/2692/2002 y Orden ITC/3520/2009 incluyendo, entre otra, información de contenido económico-financiero para los ejercicios 2017 (dato de cierre), 2018 (previsión de cierre) y 2019 (estimado) correspondiente a nuevas funciones del Gestor Técnico del Sistema que hayan sido asignadas por la regulación. Con fecha 31 de agosto de 2018 se recibió en esta Comisión escrito de contestación de ENAGAS GTS con la información solicitada. Posteriormente, con fecha 21 de septiembre, se recibió escrito de ENAGAS GTS con información adicional respecto al primer punto de la petición de información.

En el escrito remitido por ENAGAS GTS se señala que entre los ejercicios 2015 y 2018 ha acometido las nuevas funciones asignadas en la regulación a través de la Circular 2/2015⁵⁰, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las

⁵⁰ En particular las funciones asignadas se recogen en los siguientes acuerdos:

- Acuerdo Cuarto. Principios generales: *“El Gestor Técnico del Sistema será el responsable de mantener la red de transporte del sistema gasista dentro de los límites normales de operación. Para ello, el Gestor Técnico del Sistema podrá realizar las acciones de balance descritas en los apartados Séptimo y Octavo de esta Circular. Además, será el responsable de calcular el balance de cada usuario en el área de balance en PVB. Por último, el Gestor Técnico del Sistema también será el encargado de facturar los recargos que puedan derivarse del desbalance individual de los usuarios y del empleo de las acciones de balance”*.
- Acuerdo Quinto. Usuarios con cartera de Balance: *“El Gestor Técnico del Sistema desarrollará el procedimiento de habilitación, suspensión y baja de los usuarios con cartera de balance en PVB”*.

normas de balance en la red de transporte del sistema gasista; y el Real Decreto 984/2015⁵¹, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. En particular, las principales actuaciones realizadas entre 2015 y 2018 de acuerdo con la información de ENAGAS GTS, han sido las siguientes:

- Implementación desde el 1 de noviembre 2015 de nuevos procedimientos para la comercialización de las capacidades disponibles entre TSO's y mecanismos de mercado para gestionar las congestiones contractuales en IP's adyacentes (CAM / CMP) y modificación de la NGTS 03 "Programaciones" y PD 07 "Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte", "PD-04 Mecanismos de comunicación" y PD 17 "Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte". Ampliación horaria de los ciclos de nominación/renominação, siendo el último tres horas antes del fin del día de gas (03:00h-04:00h)
- Desarrollo y puesta en marcha, a partir de 2016, de la plataforma de contratación de la capacidad y acceso a red, y, fundamentalmente, soporte en la propia operación y mantenimiento del mercado organizado de gas.
- Nuevos procedimientos para la contratación de servicios y de productos estándar (Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre) y gestión de garantías de servicios ATR.
- Durante los ejercicios 2016 a 2018, definición e implantación del proceso de provisión de Información intradiaria en el SL-ATR, para dar cobertura a las obligaciones de reporte de información marcadas en la Circular de Balance 2/2015 y del posterior Protocolo de Detalle PD-17 "Provisión de información

-
- Acuerdo Séptimo. Balance operativo y acciones de balance: *"El Gestor Técnico del Sistema desarrollará [...] procedimientos que permitan establecer el estado de la red de transporte. Estos procedimientos formarán parte de las Normas de Gestión Técnica del Sistema [...]"*.

⁵¹ En particular las funciones asignadas se recogen en los siguientes artículos:

- Artículo 5. Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad: *"El Gestor Técnico del Sistema [...] habilitará una plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, con excepción de las interconexiones con otros países de la UE [...]"*.
- Artículo 10. Mercado secundario de capacidad: *"El Gestor Técnico del Sistema llevará un registro de las operaciones realizadas, de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad contratada en el sistema o, en el caso de subarriendo, el titular del derecho de nominación"*.
- Artículo 28. Proceso de notificaciones al Gestor Técnico del Sistema: *"El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de los mecanismos técnicos y operativos necesarios para la recepción de las notificaciones asociadas a las transacciones y contratos provenientes del Operador del Mercado y de otras plataformas que puedan negociar o intermediar productos con entrega en el sistema gasista español"*.
- Artículo 29. Intercambios de información del Operador del Mercado con el Gestor Técnico del Sistema: *"El Operador del Mercado y el Gestor Técnico del Sistema desarrollarán el protocolo de colaboración y los procedimientos necesarios para establecer los mecanismos de coordinación, las responsabilidades, los procesos y medios para el intercambio de información, determinar la información intercambiada y las actuaciones a realizar por ambas entidades para asegurar el correcto funcionamiento del Mercado Organizado de Gas"*.

sobre el balance de gas en las redes de transporte” de la Dirección General de Política Energética y Minas, publicado en la resolución de 23 de diciembre de 2015.

- Implementación completa de la Circular de Balance con las siguientes áreas afectadas:
 - Repartos y Balances, ciclos Semanal, M+1, M+3 y M+15.
 - Liquidaciones PVB, ciclos Semanal, M+1, M+4 y M+16. A partir de octubre de 2016, implantación gradual del proceso de Liquidaciones de desbalances en PVB de acuerdo con la Resolución de la CNMC, del 12 de mayo de 2016, por la que se aprueba la Metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de los desbalances diarios de los usuarios y acciones de balance de compra-venta de productos normalizados.
 - Garantías en PVB.
- Lanzamiento a partir del 2016, de la implantación y gestión del proceso de Habilitación de Usuarios, de acuerdo con la Resolución de la CNMC, así como el nuevo régimen de garantías, de cara a dar cumplimiento a la Circular de Balance 2/2015 y el Real Decreto 984/2015.
- Nuevos mecanismos de asignación de capacidad en AASS y productos conforme la Orden ETU/1977/2016 de 23 de diciembre:
 - Contratación, celebración de subastas.
 - Facturación, nuevos productos.
- Implementación del proceso de Reclamaciones a Repartos, Balances y Liquidaciones en el SL-ATR.
- Adicionalmente, ENAGAS GTS informa que, para responder eficientemente a los horarios normativos establecidos para procesos varios, fuera del horario laboral habitual, y disminuir coste de retenes, se ha creado una “mesa de servicios” en Dispatching, que atiende a los usuarios en los procesos de:
 - Contratación y Garantías
 - Programaciones y nominaciones
 - Repartos y Balances
 - Mercados

De acuerdo con la información aportada por ENAGAS GTS, el desempeño de las nuevas funciones asignadas por la normativa ha supuesto los siguientes gastos operativos:

Cuadro VI.1. Gastos operativos asociados a nuevas funciones, 2015-2019e

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Si se comparan los gastos operativos correspondientes a nuevas funciones remitidos por el GTS en septiembre 2018 con los remitidos el año anterior

(Cuadro VI.2), se observa que en los datos reportados este año se incrementan los gastos de personal (+0,15 M€) correspondientes al ejercicio 2017 y los gastos por servicios exteriores (+0,28 M€). Este incremento también se observa en las previsiones de cierre para 2018 (+0,17 M€ y +0,31 M€ respectivamente). En el caso del incremento de los gastos de personal de 2017, ENAGAS GTS ha informado que se debe a que parte del incremento de plantilla habido en 2016 se produjo con el ejercicio 2016 en curso y por tanto el impacto completo sobre la masa salarial solo se observa a partir de 2017.

Cuadro VI.2. Gastos operativos asociados a nuevas funciones, 2015-2018e

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Adicionalmente, ENAGAS GTS ha informado de su nueva estructura organizativa (ver Figura 1).

Figura 1. Organigrama del GTS

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Por lo que respecta a las cuentas anuales de ENAGAS GTS, la evolución de las partidas “gastos de personal” y “otros gastos de explotación” desde 2014 (ejercicio tomado como base en la elaboración de la metodología) hasta 2017 (últimas cuentas anuales auditadas) ha sido la siguiente:

Cuadro VI.3. Gastos de personal y otros gastos de explotación, 2014-2019e

Miles de euros	2014	2015	2016	2017	2018e	2019e
Gastos de personal	5.677	5.797	7.127	7.924	8.040	8.160
Otros gastos de explotación	11.666	11.743	9.619	9.946	10.000	10.150
Plantilla a final de año	78	86	95	91	91	91

Fuente: CNMC, Circular 5/2009.

Como se observa en el cuadro anterior, los gastos de personal se han incrementado durante el periodo 2014-2017 en casi 2,3 millones de euros⁵². Cabe señalar que el salario medio en 2017 se sitúa en 85.161 euros, cifra algo superior al salario medio observado para el periodo 2008-2014 (82.494 euros) tal y como se recoge en la propuesta de metodología de la CNMC⁵³. En 2018 y 2019 los gastos de personal se incrementan anualmente mientras que la plantilla

⁵² Dentro de los gastos de personal de 2017, una partida de 0,372 millones de euros se corresponde con indemnizaciones que según la memoria de las cuentas anuales de 2017 se deben a que “se ha efectuado un plan de adecuación de la plantilla que ha culminado con el acuerdo de desvinculación de 3 profesionales, de los cuales 1 causará baja durante el primer trimestre de 2018”.

⁵³ Por otra parte, es necesario señalar **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

se mantiene constante en 91 empleados. Esto hace que el salario medio se incremente alcanzando los 89.670 euros en dicho año (+5,3% sobre el salario medio de 2017).

Por lo que respecta a la partida “Otros gastos de explotación”, esta partida, tanto en 2016 como en 2017, se sitúa en valores por debajo de los observados en 2014 y 2015. Para 2018 y 2019 se prevén moderados incrementos motivados, fundamentalmente, por la evolución de los “gastos por servicios corporativos” (ver Cuadro VI.4).

Cuadro VI.4. Otros gastos de explotación, 2014-2019e

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Cabe señalar que en 2017 se observa un incremento de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** en los gastos por servicios exteriores en ENAGAS GTS, mientras que en los gastos operativos asociados a nuevas funciones se produce un incremento de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. De acuerdo con la información aportada por ENAGAS GTS, el incremento de los gastos por servicios exteriores se debe a las nuevas funciones encomendadas al GTS que han requerido un incremento de procesos en el SL-ATR y, en consecuencia, mayor coste de mantenimiento.

Por otra parte, los ingresos de ENAGAS GTS por servicios corporativos y REMIT en 2017 son **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

Por lo que se refiere a la evolución del inmovilizado, el siguiente cuadro muestra la evolución del inmovilizado inmaterial y material para el periodo 2014-2017:

Cuadro VI.5. Evolución del inmovilizado intangible y material, 2014-2017

<i>Miles de euros</i>	2014	2015	2016	2017
Total inmovilizado intangible neto	25.589	24.297	23.307	20.404
Coste	51.326	59.385	68.078	73.811
<i>Investigación y Desarrollo</i>	3.005	3.057	3.139	3.243
<i>Aplicaciones informáticas</i>	46.820	54.314	57.714	62.926
<i>Inmovilizados en curso y anticipos</i>	1.501	2.014	7.225	7.642
Amortización acumulada	25.737	35.088	44.771	53.407
<i>Investigación y Desarrollo</i>	2.867	2.945	3.024	3.068
<i>Aplicaciones informáticas</i>	22.870	32.143	41.747	50.339
Total inmovilizado material neto	-	109	404	421
Coste	-	109	410	441
<i>Terrenos y construcciones</i>	-	-	-	353
<i>Otras instalaciones, utillaje y mobiliario</i>	-	-	87	88
<i>Anticipos e inmovilizaciones en curso</i>	-	109	323	-
Amortización acumulada	-	-	6	20
<i>Terrenos y construcciones</i>	-	-	-	6
<i>Otras instalaciones, utillaje y mobiliario</i>	-	-	6	14
<i>Anticipos e inmovilizaciones en curso</i>	-	-	-	-

Fuente: Memoria de las Cuentas Anuales de ENAGAS GTS 2015, 2016 y 2017.

Como se observa en el cuadro anterior, la práctica totalidad del inmovilizado de ENAGAS GTS se corresponde con inmovilizado intangible (98%), y dentro de este con aplicaciones informáticas (85%).

De acuerdo con la propuesta de metodología de retribución de ENAGAS GTS aprobada por la CNMC, la retribución financiera se obtiene aplicando la tasa de retribución considerada sobre el valor neto del inmovilizado del gestor técnico del sistema a cierre del año base de 2014⁵⁴. Se observa que de 2014 a 2017 el inmovilizado neto de ENAGAS GTS se ha ido reduciendo paulatinamente pasando de 25,6 millones de euros a 20,4 millones de euros. Por otra parte, cabe destacar el incremento de la partida de inmovilizado en curso, que pasa de 1,5 millones de euros en 2014 a 7,2 millones de euros en 2016 y 7,6 millones de euros en 2017. Este incremento se corresponde principalmente con los trabajos de adaptación del SL-ATR a la legislación europea y la agenda digital.

Por lo que se refiere a las inversiones llevadas a cabo en 2017, de acuerdo con la memoria de las cuentas anuales de ENAGAS GTS, las altas en “aplicaciones informáticas” se corresponden principalmente a la plataforma de contratación de capacidad (1,4 millones de euros) y la adaptación a NGTS-03, NGTS-04 PD-07, PD-08 por importe de 1,5 millones de euros.

⁵⁴ Se tomó el inmovilizado sin incluir el inmovilizado en curso y anticipos, al tratarse de inversiones en curso que aún no estaban puestas en explotación.

De acuerdo con la información aportada con ENAGAS GTS, las inversiones realizadas en sistemas en los últimos años y las previsiones a futuro, son las siguientes:

Cuadro VI.6. Inversiones en sistemas, 2014-2021e

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

De acuerdo con la información aportada por ENAGAS GTS, en el año 2018 se han retrasado algunas inversiones planificadas a ejercicios posteriores a la espera de la publicación efectiva de la normativa correspondiente (nuevo modelo de plantas, garantías, etc.). Para los próximos años, ENAGAS GTS prevé un volumen de inversión en línea con la inversión prevista recurrente en el entorno de los **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. En todo caso, se observa que este nivel de inversión recurrente es inferior a las inversiones observadas entre 2014 y 2016.

Por lo que se refiere a la dotación a la amortización del inmovilizado, el cuadro siguiente muestra la evolución de esta partida desde 2016 hasta 2021.

Cuadro VI.7. Amortización de inmovilizado, 2016-2021e

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

La metodología de retribución aprobada por la CNMC en junio de 2015 incluye una retribución por amortización estándar basada en la dotación a la amortización del año base y que se configura como un valor que permite recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos bajo la perspectiva de que la gestión técnica del sistema no es una actividad intensiva en inversión, y que, por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware* tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar considera que se mantendrá un volumen neto de activos fijos, previene de retribuir individualmente inversiones y desincentiva la sobreinversión. De acuerdo con la información aportada por ENAGAS GTS, la dotación a la amortización del inmovilizado prevista en 2018 y 2019 se sitúa en valores similares a los considerados en la metodología de retribución aprobada por la Comisión. Para los años siguientes, se espera un incremento en la dotación a la amortización, si bien es cierto que la partida que resulte dependerá de las inversiones que finalmente se materialicen en los próximos años.

Por último, el siguiente cuadro muestra el resultado del ejercicio de ENAGAS GTS en los últimos años y la previsión de cierre de 2018 y 2019.

Cuadro VI.8. Cuenta de resultados, 2016-2021e

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Como se observa en este cuadro, en los últimos años, el resultado de ENAGAS GTS ha sido negativo (-0,67 M€ en 2016 y -0,62 M€ en 2017). La previsión de cierre de 2018 es de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL], mientras que en 2019 se prevé un resultado negativo por importe de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Con fecha 21 de septiembre de 2018, se ha recibido en la Comisión, escrito de ENAGAS GTS en el que señala que [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]. Con el objetivo de garantizar la sostenibilidad financiera del GTS y como consecuencia de los gastos por nuevas funciones, ENAGAS GTS solicita una retribución de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] para el ejercicio 2019.

De acuerdo con la propuesta de metodología de retribución de ENAGAS GTS aprobada por la CNMC en junio de 2015 se podrá considerar la inclusión de *“nuevos costes asociados a nuevas funciones que la regulación haya podido asignar al gestor técnico del sistema, siempre y cuando éstos estén debidamente justificados, hayan sido prudentemente incurridos, y tengan carácter de coste adicional con respecto a los costes que forman parte de la base de retribución. En particular el GTS deberá aportar la documentación que le sea requerida, que permita contrastar la cuantía del coste incurrido, su naturaleza y relación directa con nuevas funciones, y la información que permita verificar que dichos costes son adicionales a los costes incluidos en la base de retribución (de personal, otros gastos de explotación, amortización, etc.) en los que incurre en el desempeño de las funciones que tiene actualmente asignadas”*.

Por consiguiente, en aplicación de la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de junio de 2015 y tras analizar la información aportada por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información efectuado el 12 de junio de 2018, la información reportada a través de la Circular 5/2009, y las cuentas anuales y sus memorias de ENAGAS GTS para los ejercicios de 2015 a 2017, se propone que se incremente en 1.665.000 euros la base de retribución de ENAGAS GTS para el año 2019⁵⁵, pasando de 22.825.000 euros a 24.490.000 euros (un incremento del 2,2% respecto a la retribución establecida para el GTS en la Orden ETU/1283/2017), pudiendo variar esta cuantía en un +/-5% en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

⁵⁵ Esta retribución tendrá carácter provisional mientras no se apruebe la metodología de retribución del gestor técnico del sistema.

ANEXO VII. ANUALIDADES POR DERECHOS DE COBRO DEL SISTEMA GASISTA

ANEXO VII. ANUALIDADES POR DERECHOS DE COBRO DEL SISTEMA GASISTA

1. ANUALIDAD 2019 CORRESPONDIENTE AL DÉFICIT ACUMULADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2014

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 66, apartado a, reconocía el pago correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, a determinar en la liquidación definitiva de 2014. Asimismo, se establecía que los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit en los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. La cantidad de déficit reconocido, la anualidad correspondiente y el tipo de interés aplicado, deberán ser aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y previo informe favorable de la Comisión Delegada de Asuntos Económicos.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2014, según la cual el importe correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 1.025.052.945,66 €.

Una vez conocido el importe correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, así como la fecha de devengo de intereses en virtud de lo establecido en la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó, en fecha 1 de diciembre de 2016, el "*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). Cabe destacar que este acuerdo se emitió al amparo de lo establecido en el artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. En éste, se propuso un tipo de interés definitivo del 1,104% para la recuperación del derecho de cobro, obtenido a través de la aplicación de la metodología desarrollada por la CNMC en su "*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*" (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014. Asimismo, en el Acuerdo de la CNMC, y a partir del tipo de interés propuesto, se calcularon las anualidades correspondientes para la recuperación del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, entre el 25 de noviembre de 2016 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva) y el 24 de noviembre de 2031, considerándose un perfil de amortización constante.

Posteriormente, el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 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 2017*, reconoció, como tipo de interés provisional para la recuperación del derecho de cobro, el valor de 1,104% propuesto por la CNMC. Adicionalmente, el Anexo II de la Orden recogía las anualidades calculadas por la CNMC en su Acuerdo, de fecha 1 de diciembre de 2016, desde el 25 de noviembre de 2016 hasta el 24 de noviembre de 2031.

Con fecha 23 de noviembre de 2017, tuvo entrada en el registro de la CNMC la propuesta de Orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN). En adelante, *“Propuesta de orden de tipos de interés”*.

En el artículo 3 de dicha propuesta de Orden, que fue objeto de informe de la CNMC (IPN/CNMC/044/17) de fecha 21 de diciembre de 2017 (*“Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de Orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia”*), se incluía una fórmula (diferente a la empleada por la CNMC en su metodología de cálculo de tipos de interés) para determinar los tipos de interés aplicables en el cómputo de las anualidades correspondientes a los distintos derechos de cobro del déficit del sector gasista. Como resultado de la aplicación de dicha fórmula, el Anexo de la propuesta de Orden proponía un tipo de interés a aplicar al derecho de cobro correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 del 1,173%, superior al 1,104% propuesto por la CNMC.

Así, la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, *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 2018*, estableció en su Disposición adicional tercera, la anualidad del año 2018 correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, calculada aplicando un tipo de interés provisional del 1,173%.

En consecuencia de todo lo anterior, las anualidades del derecho de cobro que se han incluido en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector gasista en los ejercicios 2016 y 2017 fueron calculadas con el tipo de interés del 1,104% propuesto por la CNMC, en base a su metodología de cálculo aprobada en diciembre de 2014, mientras que la anualidad que se está liquidando en el ejercicio 2018 ha sido calculada con el tipo de interés del 1,173%, contenido en la propuesta de Orden del MINETAD.

Tal y como indicó la CNMC en su informe de fecha 21 de diciembre de 2017, y como se puso asimismo de manifiesto por las empresas en sus alegaciones, la propuesta de Orden contenía ciertas inconsistencias y errores de cómputo en la determinación de los valores numéricos de los tipos de interés, que hacían imprescindible su revisión. A fecha actual, aún no se ha publicado en el BOE la correspondiente Orden por la que se desarrolla dicha metodología de cálculo de los tipos de interés definitivos.

Cabe destacar, adicionalmente, que la mayoría de titulares del derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 (en particular, ENAGÁS TRANSPORTE, las sociedades del grupo GAS NATURAL, las sociedades del grupo REDEXIS GAS, MADRILEÑA RED DE GAS, NORTEGÁS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN y ESCAL UGS, S.L.) comunicaron a la CNMC en fecha 4 de diciembre de 2017 que habían suscrito un contrato de cesión de sus derechos de cobro con una entidad financiera. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Por lo que no se aprecia que resulte necesario incrementar el tipo de interés propuesto por la CNMC. Cabe indicar que la CNMC ha resuelto que dichas cesiones no resultan eficaces frente al sistema gasista, con lo que las empresas gasistas continúan siendo titulares de los derechos de cobro. Sin embargo, la cesión ha tenido efectos mercantiles entre ambas partes, habiendo satisfecho la entidad financiera el precio de cesión a las empresas gasistas, y habiendo designado éstas una cuenta bancaria de la entidad financiera en la que se ingresa el importe de las liquidaciones destinado a la satisfacción del derecho de cobro⁵⁶.

Por los motivos anteriores, esta Comisión propone que la anualidad del año 2019 del derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, se calcule con el tipo de interés del 1,104% que se ha venido aplicando de forma consistente (salvo para el cálculo de la anualidad de 2018).

Esta propuesta no entra en contradicción con lo establecido en la Orden ETU/1283/2017, dado que ésta únicamente indica que se ha empleado el tipo de interés provisional del 1,173% para el cálculo de la anualidad del año 2018, pero no establece que ese deba ser el tipo de interés a utilizar para el cálculo de las anualidades futuras.

⁵⁶ CDC/DE/002/17, CDC/DE/003/17, CDC/DE/004/17, CDC/DE/005/17, CDC/DE/006/17 y CDC/DE/007/17

Cuadro VII. 1. Cálculo de la anualidad 2019 correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014

Fecha Devengo	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	1,173%	949.788.784	11.141.022,44	68.336.863,04	79.477.885,48
2019	1,104%	881.451.921	9.731.229,21	68.336.863,04	78.068.092,25

Fuente: Elaboración propia

Tal y como se detalla en el Cuadro VII. 1, la anualidad del año 2019 correspondiente al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 78.068.092,25 €.

Si de forma consistente con el resto de ejercicios, se aplicara el tipo de interés del 1,104% para el cálculo de la anualidad de 2018, el importe total a liquidar en dicho año sería de 78.822.531,22 €.

2. ANUALIDAD CORRESPONDIENTE AL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2015

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 61, establece que “se entenderá que se producen desajustes anuales entre ingresos y costes del sistema gasista si la diferencia entre ingresos y costes liquidables de un ejercicio resultase una cantidad negativa”.

Asimismo, dicho artículo añade que la parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites fijados, no se compense por la subida de peajes y cánones, será financiada por los sujetos del sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. Finalmente, se establece que tales sujetos tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en las liquidaciones correspondientes. Por este concepto, se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, 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 de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016, establece que el interés reconocido al eventual desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2015 se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2015.

A este respecto, con fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2015, según la cual el importe correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y gastos del ejercicio 2015 asciende a 27.231.873,55 €.

Posteriormente, en fecha 21 de diciembre de 2016, la CNMC aprobó 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 2017*” (IPN/CNMC/028/16). En el mismo, se propuso un tipo de interés definitivo del 0,836% para la recuperación del derecho de cobro, obtenido a través de la aplicación de la metodología desarrollada por la CNMC en su “*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*” (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014. Asimismo, en dicho informe, y a partir del tipo de interés propuesto, se calcularon las anualidades correspondientes a 2016 y 2017 para la recuperación del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2015, considerándose un perfil de amortización constante.

En relación a lo anterior, el artículo 5 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, *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 2017*, reconoció como tipo de interés provisional para la recuperación del derecho de cobro, el valor de 0,836% propuesto por la CNMC. Adicionalmente, el Anexo II de la Orden recogía las anualidades calculadas por la CNMC en su informe, de 21 de diciembre de 2016, añadiendo además las correspondientes a los años 2018, 2019, 2020 y 2021.

Posteriormente, en el Anexo de la “*Propuesta de Orden de tipos de interés*”, remitida por el MINETAD a esta Comisión el 23 de noviembre de 2017, y objeto de informe por parte de la misma de fecha 21 de diciembre de 2017, se proponía un tipo de interés a aplicar al derecho de cobro correspondiente al desajuste del ejercicio 2015 del 0,080%, como resultado de la aplicación de la fórmula incluida en el artículo 3 de dicha propuesta.

De esta forma, la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, *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 2018*, estableció en su Disposición adicional tercera, la anualidad del año 2018 correspondiente al desajuste entre ingresos y costes del año 2015, calculada aplicando un tipo de interés provisional del 0,080%.

Así, las anualidades del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2015 que se han incluido en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector gasista en los ejercicios 2016 y 2017 fueron calculadas con el tipo de interés del 0,836% propuesto por la CNMC, en base a su metodología de cálculo aprobada en diciembre de 2014, mientras que la anualidad que se está liquidando en el ejercicio 2018 ha sido calculada con el tipo de interés del 0,080%, contenido en la “Propuesta de Orden de tipos de interés”.

Análogamente a lo ya expuesto para otros derechos de cobro, dadas las inconsistencias detectadas en la determinación de los valores numéricos de los tipos de interés de la “Propuesta de Orden de tipos de interés”, así como considerando el hecho de que a día de hoy la Orden con los tipos de interés definitivos aún no haya sido publicada, así como que la Orden ETU/1238/2017 no establece que el tipo de interés empleado para el cálculo de la anualidad del año 2018 deba ser el que se utilice en el cómputo de anualidades futuras, la CNMC propone que la anualidad del año 2019 del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2015, se calcule con el tipo de interés del 0,836% que se ha venido aplicando de forma consistente desde la fecha de devengo del derecho de cobro (salvo para el cálculo de la anualidad de 2018).

Cuadro VII.2. Cálculo de la anualidad 2019 correspondiente al desajuste del ejercicio 2015

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 (€)
2016	0,836%	27.231.873,55	23.077,71	552.098,26	575.175,97

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2017	0,836%	26.679.775,29	223.042,92	5.446.374,71	5.669.417,63
2018	0,080%	21.233.400,58	16.986,72	5.446.374,71	5.463.361,43
2019	0,836%	15.787.025,87	131.979,54	5.446.374,71	5.578.354,25

Fuente: Elaboración propia

Tal y como se muestra en el Cuadro VII.2 la anualidad del año 2019 correspondiente al derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2015 asciende a 5.578.354,25 €.

Si de forma consistente con el resto de ejercicios, se aplicara el tipo de interés del 0,836% para el cálculo de la anualidad de 2018, el importe total a liquidar en dicho año sería de 5.623.885,94 €.

3. ANUALIDAD CORRESPONDIENTE AL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2016

Con fecha 30 de noviembre de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2016, según la cual el importe correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y gastos del ejercicio 2016 asciende a 90.014.120,64 €.

En la *“Propuesta de Orden de tipos de interés”*, remitida por el MITECO a esta Comisión en fecha 23 de noviembre de 2017, no se incluía un valor numérico para el tipo de interés a aplicar al desajuste del ejercicio 2016 basado en la fórmula incluida en el artículo 3 de la misma.

Al resultar necesario proponer un tipo de interés definitivo a aplicar a este desajuste para poder establecer su anualidad correspondiente al año 2018, en el Anexo I del *“Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia”* (IPN/CNMC/044/17), de 21 de diciembre de 2017, esta Comisión realizaba el cálculo del tipo de interés definitivo a aplicar a la recuperación del derecho de cobro, siguiendo la metodología desarrollada en su *“Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista”* (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014, obteniéndose un tipo de interés definitivo del 0,716%.

No obstante, en el Anexo II de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, *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 2018*, se incluían las anualidades correspondientes a los años 2017 y 2018 relativas al desajuste entre ingresos y costes del ejercicio 2016 calculadas, tal y como se aclara en el artículo 7 de la Orden, aplicando un tipo de interés provisional del 0,503%.

A este respecto, esta Comisión ha intentado aplicar la fórmula establecida en el artículo 3 de la propuesta de Orden del MINETAD por la que se desarrolla la metodología de cálculo de los tipos de interés definitivos, con el fin de reproducir el cálculo del tipo de interés aplicable al derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2016, sin que haya sido posible obtener el valor numérico propuesto para el mismo en la Orden ETU/1283/2017 (0,503%).

Por tanto, en vista de lo anterior, dado que a fecha actual la Orden que desarrolla la metodología de cálculo de los tipos de interés definitivos aún no ha sido publicada y que la Orden ETU/1238/2017 no indica expresamente que el tipo de interés empleado para el cálculo de la anualidad en los años 2017 y 2018 deba ser el que se utilice en el cómputo de anualidades futuras, se propone que la

anualidad del año 2019 del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2016, se calcule con el tipo de interés del 0,716%, propuesto por la CNMC, en base a su metodología de cálculo aprobada en diciembre de 2014, con el objetivo además de que la metodología de cálculo propuesta para la obtención de los tipos de interés correspondientes a todos los derechos de cobro que componen el déficit del sector gasista sea consistente.

Cuadro VII.3. Cálculo de la anualidad 2019 correspondiente al desajuste del ejercicio 2016

Fecha Devengo	01/12/2017	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	90.014.120,64	30/11/2017

Año	Tipo de Interés	IPC 30/11/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2017	0,503%	90.014.120,64	38.454,53	1.529.006,98	1.567.461,51

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2018	0,503%	88.485.114	445.080,12	18.002.824,13	18.447.904,25
2019	0,716%	70.482.290	504.653,19	18.002.824,13	18.507.477,32

Fuente: Elaboración propia

Como se indica en el Cuadro VII.3, la anualidad del año 2019 correspondiente al derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2016, calculada de la manera explicada, asciende a 18.507.477,32 €.

Si se aplicara el tipo de interés del 0,716% para el cálculo de las anualidades de 2017 y 2018, el importe total a liquidar en dichos ejercicios sería de 1.583.745,43 € y 18.636.377,54 €, respectivamente.

4. ESTIMACIÓN DE LAS ANUALIDADES 2018 Y 2019 CORRESPONDIENTES AL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2017

4.1. Antecedentes

Tomando en consideración que, a día de hoy, se estima que resulte un desajuste por importe de 23.801.917,79 € en la liquidación definitiva de 2017⁵⁷, es necesario proponer un tipo de interés a aplicar a dicho desajuste. Se ha considerado como fecha estimada para la aprobación de esta liquidación el 28/11/2018. Asimismo, es necesario calcular el importe de las anualidades que habría que liquidar en 2018 y 2019 para la recuperación de dicho desajuste.

⁵⁷ La información relativa al ejercicio 2017 tiene carácter provisional hasta que se produzca la aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio, durante el mes de noviembre de 2018.

4.2. Cálculo del tipo de interés aplicable

En coherencia con la metodología de cálculo del tipo de interés aplicable al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, al derecho de cobro asociado al Laudo de París, y a los desajustes de los ejercicios 2015 y 2016, se propone análogamente para el caso del tipo de interés aplicable al desajuste del ejercicio 2017, el reconocimiento de un tipo de interés fijo durante el plazo establecido para la satisfacción del derecho de cobro (5 años), que puede estimarse como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial. Puesto que el plazo de referencia se debe adaptar al plazo de recuperación del derecho de cobro, se consideran adecuadas las referencias disponibles a 4-5 años.

En el Cuadro VII.4 se muestra la estimación para la liquidación definitiva de 2017 del desajuste correspondiente al ejercicio 2017 que financia cada empresa, según la mejor información disponible a fecha actual, y en el Cuadro VII.5, el importe total financiado por grupo empresarial, así como el porcentaje estimado de financiación del desajuste 2017 que representa cada uno de ellos.

Cuadro VII.4. Estimación del desajuste del ejercicio 2017 financiado por empresa

Empresa	Estimación Desajuste 2017 (€)	Grupo
Grupo Enagas	9.486.303,75	
Enagas Transporte, S.A.U.	9.243.073,73	Enagas
Enagas Transporte del Norte, S.A.	243.230,02	
Grupo Naturgy	8.487.010,27	
Nedgia Catalunya, S.A.	3.537.690,86	Gas Natural
Nedgia Aragón, S.A.	53.700,01	
Nedgia Redes Distribución Gas, S.A.	136.976,81	
Nedgia CEGAS, S.A.	1.084.404,94	
Nedgia Andalucía, S.A.	563.800,21	
Nedgia Castilla-La Mancha, S.A.	406.126,73	
Nedgia Castilla y León, S.A.	640.848,03	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.507,52	
Nedgia Galicia, S.A.	309.319,91	
Nedgia Navarra, S.A.	300.259,75	
Nedgia Rioja, S.A.	123.224,12	
Nedgia Madrid, S.A.	1.201.852,90	
Naturgy Almacenamientos Andalucía, S.A.	69.298,48	
Grupo Redexis Gas	1.348.840,99	
Redexis Gas, S.A.	931.607,74	Redexis Gas
Redexis Infraestructuras, S.L.	267.856,62	
Redexis Gas Murcia, S.A.	149.376,63	
Grupo Nortegas	1.527.513,61	
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.520.614,64	Naturgas
Tolosa Gasa, S.A.	6.898,97	
Grupo Gas Extremadura	164.831,16	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	61.009,91	Gas Extremadura
D.C. Gas Extremadura, S.A.	103.821,25	
Madrileña Red de Gas, S.A.	1.151.668,70	Madrileña Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas)	663.579,80	Enagás (72,5%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa)	484.509,37	Otros
BBG (Bahía de Bizkaia Gas)	487.159,13	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	501,01	Otros
TOTAL	23.801.917,79	-

Fuente: Elaboración propia

Cuadro VII.5. Importe total estimado financiado por grupo empresarial y porcentaje de financiación del desajuste del ejercicio 2017

Grupo	Importe Financiado Estimado (€)	Porcentaje Financiación Desajuste	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	10.210.978,67	43%	43%
Naturgy	8.487.010,27	36%	79%
Nortegas	1.527.513,61	6%	85%
Madrialeña Red de Gas	1.151.668,70	5%	90%
Redexis Gas	1.348.840,99	6%	95%
Gas Extremadura	164.831,16	1%	96%
Otros	911.074,39	4%	100%
TOTAL	23.801.917,79	100%	-

Fuente: Elaboración propia

Análogamente a lo establecido para los desajustes de los ejercicios 2015 y 2016, se considera que el interés reconocido al eventual desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista en 2017 se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2017. Dado que la fecha estimada de aprobación de dicha liquidación definitiva es el 28/11/2018, se ha considerado como fecha de comienzo de devengo de intereses el día 29/11/2018.

Según la metodología propuesta por la CNMC, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14), el cálculo del tipo de interés debería realizarse con los datos disponibles en los 3 meses anteriores a esta fecha de devengo, es decir, del 28 de agosto al 28 de noviembre de 2018. En ausencia de estos datos, se toman como mejor aproximación disponible a fecha actual, los datos de los últimos 3 meses (15 de junio a 15 de septiembre de 2018).

De esta forma, se considera como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 5 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2018.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado para el caso de NATURGY como la media de sus valores de CDS a 5 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2018.

Por su parte, en fecha 17 de agosto de 2017, fue comunicada a la CNMC la adquisición del 100% del capital de NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U. (anteriormente NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.), por parte de un consorcio de inversores compuesto en última instancia por un Fondo de Inversión en infraestructuras asesorado por J.P. MORGAN INVESTMENT MANAGEMENT (59,307%), ABU DHABI INVESTMENT COUNCIL (20,753%), SWISS LIFE HOLDING AG (12,782%) y COVALIS CAPITAL LLP (7,158%). El contrato de compraventa fue firmado el 24 de abril de 2017 y el cierre de la operación, una vez cumplidas las condiciones suspensivas, se ha producido el

27 de julio de 2017. Tras esta operación, NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U. (anteriormente NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.) y sus participadas NED ESPAÑA DISTRIBUCIÓN GAS, S.A. (anteriormente EDP ESPAÑA DISTRIBUCIÓN DE GAS, S.A.U.) y TOLOSA GASA, S.A., dejan de estar vinculadas con el grupo EDP.

Por tanto, tras esta operación, en la actualidad, únicamente el grupo NATURGY dispone de CDS cotizados (representando este grupo, según la estimación realizada, tan sólo un 36% de los tenedores de la deuda relativa al desajuste correspondiente al ejercicio 2017), por lo que se considera necesario utilizar adicionalmente datos de emisiones de deuda de las empresas, tal y como se propone en el informe aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de noviembre de 2014.

Así, para aquellas sociedades de las que no se dispone de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, pero para las que sin embargo se dispone de datos de emisiones de deuda de plazo equivalente, se utiliza la TIR de la emisión como representativa del coste de financiación de la sociedad. Dado que el coste de la emisión de las empresas puede mostrar una alta volatilidad a lo largo del tiempo, es necesario acotar a los últimos meses con respecto a la fecha de cálculo. A estos efectos, se considera adecuado un periodo de 3 meses. Esto posibilita considerar las emisiones que se hayan realizado a lo largo de un periodo cercano a la fecha de cálculo, de forma que la metodología considere el resultado de las mismas.

En los casos en los que no se dispone de CDS cotizados para un determinado grupo de sociedades ni emisiones de bonos de plazo equivalente cercanos a la fecha de cálculo (últimos 3 meses), pero se dispone de datos de emisiones más antiguas, se toma como mejor aproximación del diferencial el valor de la diferencia entre la TIR de la emisión y el IRS a 5 años a la misma fecha, siempre y cuando esta emisión se haya realizado en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo. Dicho diferencial se adiciona al IRS a fecha de cálculo para obtener el coste de financiación, tal y como se aplica el diferencial cuando se calcula a partir de los CDS.

En este sentido, los grupos ENAGÁS, REDEXIS y MADRILEÑA RED DE GAS no han realizado ninguna emisión de deuda en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo. No obstante, dada la elevada representatividad que supone el grupo ENAGÁS (43%) en la financiación del importe total estimado del desajuste correspondiente al ejercicio 2017, se ha considerado en el cálculo su última emisión de deuda, de octubre de 2016 a un plazo de 10 años, por ser la emisión más reciente realizada por el grupo. Por su parte, NORTEGÁS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN ha realizado una emisión de deuda a 5 años el 28 de septiembre de 2017, la cual ha sido tenida en cuenta en el cálculo del coste de financiación.

Posteriormente, el coste de financiación de los grupos de sociedades considerados se ha ponderado por los porcentajes estimados de financiación del desajuste del ejercicio 2017 de cada uno de ellos, con respecto del importe total de dicho déficit financiado por los grupos ENAGAS, NATURGY y NORTEGAS, que son aquellos de los que se dispone de información sobre el coste de financiación estimado, según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación, que sería el tipo de interés reconocido, igual para todos ellos.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro VII.6, según el cual el coste de financiación de las empresas financiadoras del derecho de cobro sería del 0,860%, habiéndose calculado éste a partir de una muestra del 85% de los grupos de sociedades financiadoras. Este coste supone un diferencial de 48 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2018 del bono español a 5 años.

Cuadro VII.6. Cálculo del coste de financiación

Fecha Devengo		29/11/2018			
Grupo	IRS 5Y (%) (media 15/06-15/09 2018)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,285	42,00	Diferencial emisión	50,49%	0,705%
Naturgy	0,285	74,22	CDS Naturgy	41,96%	1,027%
Nortegas	0,285	68,00	Diferencial emisión	7,55%	0,965%
				100%	0,860%

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

4.3. Estimación de las anualidades 2018 y 2019 con cargo al sistema gasista correspondiente al derecho de cobro

El cálculo de las anualidades del derecho de cobro correspondientes a 2018 y 2019 se ha realizado tomando como valor estimado a reconocer, el importe de 23.801.917,79 €, como mejor estimación a fecha actual del importe del desajuste 2017 en la liquidación definitiva de dicho ejercicio.

Para el cálculo de las anualidades, se supone una amortización constante (de forma análoga al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31/12/2014 y los desajustes de los ejercicios 2015 y 2016) y un tipo de interés que corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado en el apartado anterior (0,860%).

Al considerarse como fecha de devengo el 29/11/2018 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2017), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2018, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2018.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro VII.7, según el cual la anualidad correspondiente al año 2018 ascendería a 448.897,65 €, y la de 2019 a 4.961.378,69 €.

Cuadro VII.7. Cálculo de las anualidades 2018 y 2019 correspondientes al desajuste del ejercicio 2017

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

Tipo Interés	0,860%	
Fecha Devengo	29/11/2018	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	23.801.917,79	28/11/2018

Año	Tipo de Interés	IPC 28/11/2018 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2018	0,860%	23.801.918	18.506,81	430.390,84	448.897,65

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2019	0,860%	23.371.527	200.995,13	4.760.383,56	4.961.378,69

Fuente: Elaboración propia

5. ESTIMACIÓN DE LA ANUALIDAD 2019 CORRESPONDIENTE A UN POTENCIAL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2018

Teniendo en cuenta que la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva de 2018 es el 28/11/2019 y que, con la información disponible a fecha actual, se prevé que se produzca un desajuste por importe de 47.405.356,73 € en dicho ejercicio, resulta necesario proponer un tipo de interés a aplicar a dicho desajuste, así como estimar el importe de la anualidad que habría que pagar en 2019 para su recuperación.

Para el cálculo del tipo de interés, se sigue el mismo método que en el caso del desajuste de 2017, salvo que el coste de financiación de los grupos de sociedades se ha ponderado por los porcentajes que supone la retribución prevista de cada uno de ellos para el ejercicio 2018 con respecto a la retribución prevista total correspondiente a los grupos ENAGAS, NATURGY y NORTEGAS, que son aquellos de los que se dispone de datos del coste de financiación estimado según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación, que sería el tipo de interés reconocido, igual para todos ellos.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro VII.8, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 0,863%, habiéndose calculado éste a partir los grupos de sociedades que suponen el 84% de la retribución prevista total para 2018. Este coste supone un diferencial

de 48 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2018 del bono español a 5 años.

Cuadro VII.8. Cálculo del coste de financiación

Fecha Devengo		29/11/2019			
Grupo	IRS 5Y (%) (media 15/06-15/09 2018)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,285	42,00	Diferencial emisión	49,43%	0,705%
Naturgy	0,285	74,22	CDS Naturgy	43,29%	1,027%
Nortegas	0,285	68,00	Diferencial emisión	7,28%	0,965%
				100%	0,863%

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

Por su parte, el cálculo de la anualidad del derecho de cobro correspondiente a 2019 se ha realizado tomando como valor estimado a reconocer, el importe de 47.405.356,73 €, como mejor previsión a fecha actual del importe del desajuste 2018 en la liquidación definitiva de dicho ejercicio.

Para el cálculo de dicha anualidad, se supone una amortización constante (de forma análoga al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31/12/2014 y a los desajustes de los ejercicios 2015, 2016 y 2017) y se toma el tipo de interés calculado, que corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado (0,863%).

Al considerarse como fecha de devengo el 29/11/2019 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2018), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2019, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2019.

Como consecuencia de lo anterior, se obtiene el resultado que se detalla en el Cuadro VII.9, según el cual la anualidad correspondiente al año 2019 ascendería a 894.180,62 €.

Cuadro VII.9. Cálculo de la anualidad correspondiente al desajuste del ejercicio 2018

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

Tipo Interés	0,863%	
Fecha Devengo	29/11/2019	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	47.405.356,73	28/11/2019

Año	Tipo de Interés	IPC 28/11/2019 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2019	0,863%	47.405.357	36.987,87	857.192,75	894.180,62

Fuente: Elaboración propia

ANEXO VIII. ANUALIDAD CORRESPONDIENTE AL LAUDO DEL ARBITRAJE DE GAS NATURAL

ANEXO VIII. ANUALIDAD CORRESPONDIENTE AL LAUDO DEL ARBITRAJE DE GAS NATURAL

La Ley 8/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 66, apartado b, reconoce el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado de tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010.

El derecho de cobro generado por el desvío correspondiente a dicho Laudo al que se refiere el artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, es titularidad de SAGANE, sociedad del grupo GAS NATURAL (actualmente NATURGY ENERGY GROUP).

La cantidad correspondiente a este recargo asciende a 163.790.000 € a recuperar en un periodo de 5 años a partir del año 2015, con una amortización fija de 32.758.000 € anuales y se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes de mercado, que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, la Disposición adicional séptima de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, *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 2016*, reconoce al actual titular del derecho de cobro las siguientes cantidades:

“a) Intereses provisionales de 2015: 1.967.117,90 €. Esta cantidad se liquidará como pago único en la primera liquidación provisional disponible del año 2015.

b) Intereses provisionales de 2016: 1.573.694,32 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único.

c) Amortización de 2016: 32.758.000 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único”.

Adicionalmente, la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1977/2016, de 23 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 2017*, reconoce al titular del derecho de cobro las cantidades de 32.758.000 € y 1.180.271 € en concepto de amortización e intereses provisionales para ese año.

En su informe de *“Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016”* (INF/DE/083/15), la CNMC propuso un tipo de interés definitivo del 1,201% para la recuperación del derecho de cobro, aplicando su metodología propuesta en el *“Informe por el que se*

desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista” (INF/DE/0160/14), de 11 de diciembre de 2014.

Dicho tipo de interés es el mismo que establecen la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, como tipo de interés provisional del derecho de cobro, con el que se han calculado las anualidades correspondientes a los ejercicios 2015, 2016 y 2017.

Posteriormente, en el Anexo de la “Propuesta de Orden de tipos de interés” remitida por el MITECO a esta Comisión el 23 de noviembre de 2017, y objeto de informe por parte de la misma de fecha 21 de diciembre de 2017, se establecía un tipo de interés a aplicar al derecho de cobro correspondiente al Laudo de París del 1,120%, como resultado de la aplicación de la fórmula incluida en el artículo 3 de dicha propuesta.

De esta forma, la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, *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 2018*, estableció en su Disposición adicional segunda, la anualidad del año 2018 correspondiente al derecho de cobro, la cual incluye amortización e intereses, calculados estos últimos mediante la aplicación de un tipo de interés provisional del 1,120%.

En consecuencia, las anualidades del derecho de cobro relativo al Laudo de París que se han incluido en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector gasista en los ejercicios 2015, 2016 y 2017 fueron calculadas con el tipo de interés del 1,201% propuesto por la CNMC, en base a su metodología de cálculo aprobada en diciembre de 2014, mientras que la anualidad que se está liquidando en el ejercicio 2018 ha sido calculada con el tipo de interés del 1,120%, contenido en la propuesta de Orden del MITECO.

De forma análoga a lo indicado en el caso del derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, dadas las inconsistencias detectadas en la determinación de los valores numéricos de la “Propuesta de orden de tipos de interés”, así como el hecho de que a día de hoy la Orden con los tipos de interés definitivos aún no haya sido publicada, así como que la Orden ETU/1238/2017 no indica expresamente que el tipo de interés empleado para el cálculo de la anualidad del año 2018 deba ser el que se utilice en el cómputo de anualidades futuras, la CNMC propone que la anualidad del año 2019 del derecho de cobro relativo al Laudo de París, se calcule con el tipo de interés del 1,201% que se ha venido aplicando de forma consistente desde la fecha de devengo del derecho de cobro (salvo para el cálculo de la anualidad de 2018).

El cálculo de la anualidad correspondiente al ejercicio 2019 toma como valor de partida del derecho de cobro el importe de 163.790.000 €, reconocido en el

apartado b del artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y tiene en cuenta los importes reconocidos en concepto de amortización e intereses en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, y en la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre.

De este modo, para el cálculo de la anualidad correspondiente al año 2019, se parte de un importe pendiente de cobro de 32.758.000 € a 31/12/2018, y se aplica el tipo de interés del 1,201% propuesto por la CNMC, en base a su metodología de cálculo aprobada en fecha 11 de diciembre de 2014.

Los valores resultantes se detallan en el Cuadro VIII.1., según el cual la anualidad correspondiente al año 2019 ascendería a un importe de 33.151.423,58 €.

Cuadro VIII.1. Cálculo de la anualidad 2019 correspondiente al Laudo de París

Fecha Devengo	01/01/2015	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	163.790.000	31/12/2014

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2015	1,201%	163.790.000	1.967.117,90	32.758.000	34.725.117,90
2016	1,201%	131.032.000	1.573.694,32	32.758.000	34.331.694,32
2017	1,201%	98.274.000	1.180.270,74	32.758.000	33.938.270,74
2018	1,120%	65.516.000	733.779,20	32.758.000	33.491.779,20
2019	1,201%	32.758.000	393.423,58	32.758.000	33.151.423,58

Fuente: Elaboración propia

Puesto que el plazo de recuperación del derecho de cobro es de 5 años, quedando éste saldado a fecha 31 de diciembre de 2019, se propone que la anualidad de 2018 también se calcule con el tipo de interés del 1,201%, de forma consistente con el resto de ejercicios. En tal caso, el importe total a liquidar en el año 2018 ascendería a 33.544.847,16 €.

**ANEXO IX. TABLAS DETALLE
RETRIBUCIÓN DE LAS
INSTALACIONES DE
REGASIFICACIÓN
(CONFIDENCIAL)**

**ANEXO X. TABLAS DETALLE
RETRIBUCIÓN DE LOS
ALMACENAMIENTOS
SUBTERRÁNEOS
(CONFIDENCIAL)**

ANEXO XI. TABLAS DETALLE RETRIBUCION DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE

(CONFIDENCIAL)