

# **ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2020-2021, EL AÑO DE GAS 2021-2022 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO**

## **ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2020 2021, EL AÑO DE GAS 2021 2022 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO**

En este anexo se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de las variables de facturación previstas para el cierre del año de gas 2020-2021 y el año de gas 2021-2022, así como las variables de facturación previstas hasta el final del periodo regulatorio.

En primer lugar, se detalla las hipótesis consideradas en la previsión relacionada con la demanda nacional para el cierre del ejercicio 2020-2021 y para el ejercicio 2021-2022.

En segundo lugar, se detallan las hipótesis consideradas en la previsión de capacidad contratada para el cierre del ejercicio 2020-2021 y para el ejercicio 2021-2022.

En tercer lugar, se detallan las hipótesis consideradas en la previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre del ejercicio 2020-2021 y para el ejercicio 2021-2022.

En cuarto lugar, se describe el procedimiento para pasar de capacidades contratadas a capacidades contratadas equivalentes, necesarias para la aplicación de las metodologías recogidas en la Circular 6/2020.

Por último, se incluye una previsión de las variables de facturación para el resto del periodo regulatorio (2022-2023 a 2025-2026) al objeto de poder realizar previsiones en las variaciones de los peajes a lo largo del periodo regulatorio.

### **1. Previsión de demanda nacional para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022**

En el presente epígrafe se describen detalladamente las hipótesis consideradas en la elaboración de las previsiones de número de clientes, volumen y capacidad de los consumidores nacionales para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022.

Se indica que la previsión se ha realizado considerando la estructura de peajes establecida vigentes, por ser coherente con la información histórica disponible por la CNMC.

La previsión de la demanda nacional realizada conforme a la estructura vigente de peajes se ha convertido después a la estructura de peajes de redes locales de la Circular 6/2020, con base en la información individualizada de clientes

correspondiente a los ejercicios 2019 y 2020 disponible en la base de datos de liquidaciones y para el grupo 3 la información aportada por las empresas distribuidoras de la distribución del número de clientes y el consumo por intervalo escalón de consumo.

Adicionalmente, se indica que las capacidades contratadas del Grupo 3 se han estimado aplicando los factores de carga que resultan para cada grupo tarifario, con base en la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2016-2019.

## **1.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2020-2021**

Para realizar la previsión de cierre del año de gas 2020-2021 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.

### **1.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica**

En el Cuadro I.1 se resume la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el cierre del año de gas 2020-2021, remitida por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

**Cuadro I.1. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2020-2021**

Volumen (MWh)	Año Gas 2019-2020 (A) (SIFCO)	Previsión Año Gas 2020-2021 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas

**Sistema Peninsular**

<i>P &gt; 60 bar</i>	89.520.115	76.389.657	72.435.631	-14,7%	-19,1%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	48.114	210.343	195.258	337,2%	305,8%
<b>TOTAL</b>	<b>89.568.228</b>	<b>76.600.000</b>	<b>72.630.888</b>	<b>-14,5%</b>	<b>-18,9%</b>

**Sistemas Extrapeninsulares**

<i>P &gt; 60 bar</i>	6.211.410	7.600.000	6.077.448	22,4%	-2,2%
<b>TOTAL</b>	<b>6.211.410</b>	<b>7.600.000</b>	<b>6.077.448</b>	<b>22,4%</b>	<b>-2,2%</b>

**Total**

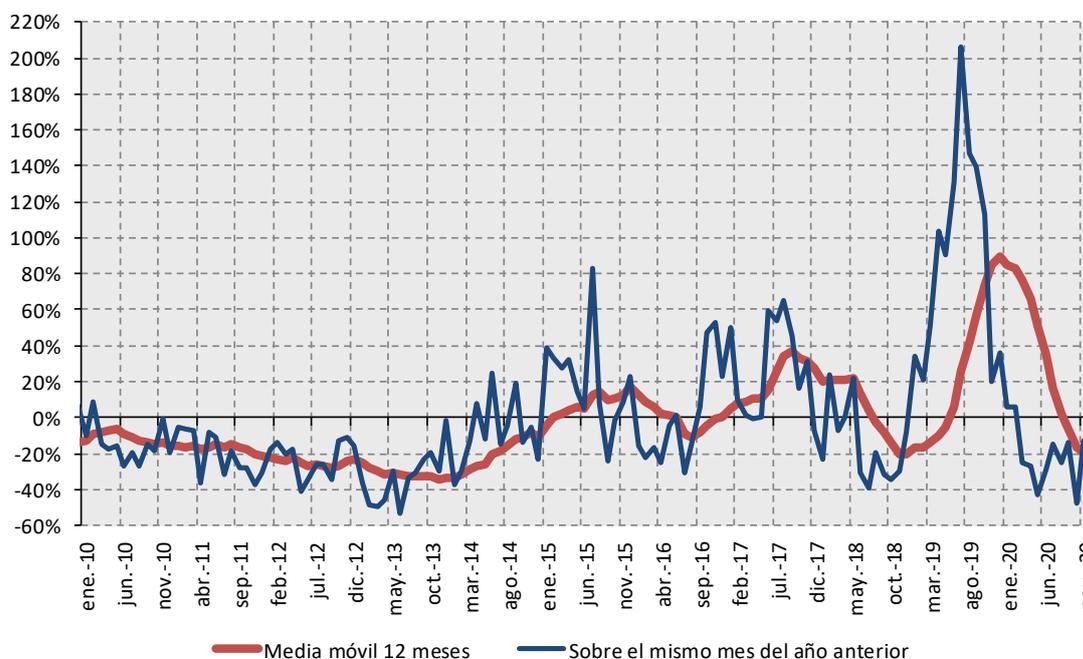
<i>P &gt; 60 bar</i>	95.731.525	83.989.657	78.513.079	-12,3%	-18,0%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	48.114	210.343	195.258	337,2%	305,8%
<b>TOTAL</b>	<b>95.779.638</b>	<b>84.200.000</b>	<b>78.708.337</b>	<b>-12,1%</b>	<b>-17,8%</b>

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

Se observa que el GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá un 12,1% sobre la registrada en el año de gas 2019-2020, mientras que las empresas estiman que se reducirá un 17,8%, motivado por una contracción del 14,5% y 18,9%, respectivamente, de la demanda destinada a generación eléctrica del sistema peninsular, así como por la contracción de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares según los datos aportados por las empresas (-2,2%) y, parcialmente compensada según los datos aportados por el GTS por el incremento de la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsulares (22,4%) .

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular entre enero de 2010 y diciembre de 2020. Se observa que la media móvil de 12 meses registra una tendencia decreciente desde enero de 2020. En diciembre de 2020 la media móvil de 12 meses y la tasa acumulada a dicho mes registraron una tasa del -23%.

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

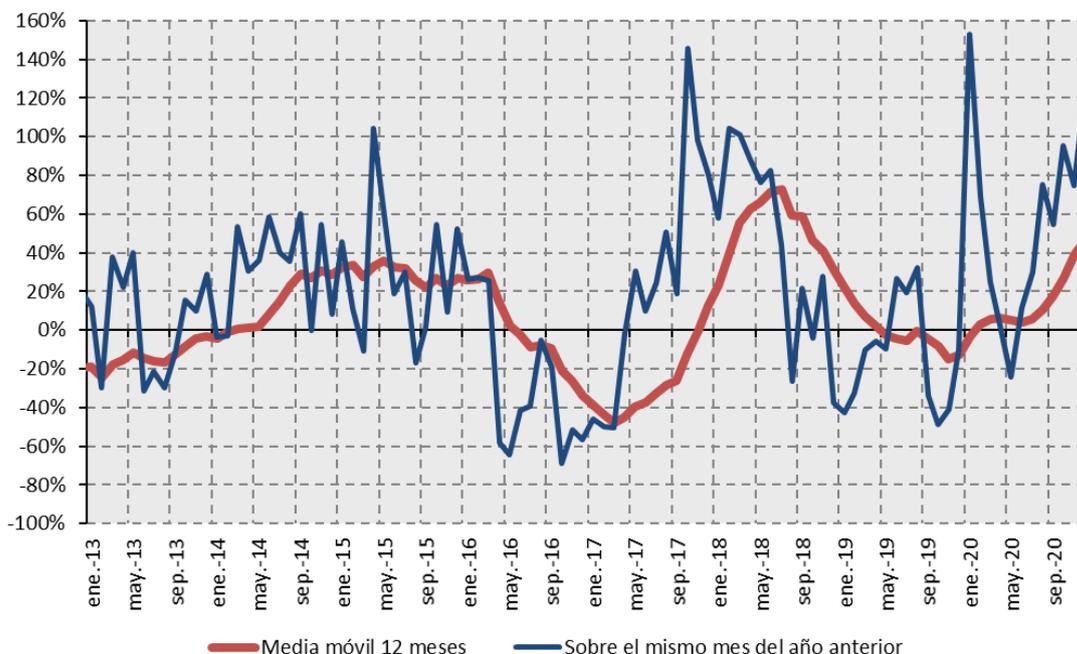


Fuente: GTS

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 la previsión de contracción de la demanda de generación eléctrica como consecuencia de la crisis provocada por la COVID-19, de la previsión de aumento de producción RECORE, y de la producción hidráulica. En particular, la generación eléctrica mediante gas natural ha disminuido un -11,5% en el año de gas 2019-2020 frente al año anterior, consecuencia de la disminución de la generación neta peninsular (-2,7%), acompañada por el aumento de producción eléctrica de origen hidráulico (+42,5 %) y el aumento de la producción RECORE (+5,5%).

Por el contrario, en el sistema balear la media móvil de 12 meses a diciembre de 2020 registró una variación del +46,0%, mientras que la tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior fue de +123,9% (Véase Gráfico I.2). Dicha evolución está principalmente motivada por la reducción de la producción con carbón (cuya media móvil a octubre de 2020 ha sido del -74,6%).

**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, la CNMC estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 alcanzará 73,9 TWh, de los cuales 67 TWh se corresponden al sistema peninsular y 6,9 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 considerado en la elaboración del Informe de respuesta a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2021<sup>1</sup>, considerando una eficiencia de las centrales peninsulares del 44,6% y de las del sistema balear del 39,1%.

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

<sup>1</sup> Disponible <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3317069.pdf>

**Cuadro I.2. Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario**

Volumen (MWh)	Año Gas 2019-2020 (A)	Previsión Año Gas 2020-2021 (B)	% variación (B) sobre (A)
---------------	--------------------------	------------------------------------	---------------------------

**Sistema Peninsular**

<i>P &gt; 60 bar</i>	89.520.115	66.945.211	-25,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	48.114	27.565	-42,7%
<b>TOTAL</b>	<b>89.568.228</b>	<b>66.972.776</b>	<b>-25,2%</b>

**Sistemas Extrapeninsulares**

<i>P &gt; 60 bar</i>	6.211.410	6.949.537	11,9%
<b>TOTAL</b>	<b>6.211.410</b>	<b>6.949.537</b>	<b>11,9%</b>

**Total**

<i>P &gt; 60 bar</i>	95.731.525	73.894.748	-22,8%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	48.114	27.565	-42,7%
<b>TOTAL</b>	<b>95.779.638</b>	<b>73.922.313</b>	<b>-22,8%</b>

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

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 año de gas 2020-2021 se reducirá en torno al 12,6% respecto del registrado en el año de gas 2019-2020, mientras que según la previsión del GTS permanecerá constante (véase Cuadro I.3).

**Cuadro I.3. Capacidad contratada 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 del año de gas 2020-2021**

Capacidad contratada (kWh/día)	Año Gas 2019-2020 (A) (SIFCO)	Previsión Capacidad Contratada Año de Gas 2020-2021 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas

**Sistema Peninsular**

<i>P &gt; 60 bar</i>	316.464.478	292.275.804	265.131.219	-7,6%	-16,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	508.597	1.941.638	941.915	281,8%	85,2%
<b>TOTAL</b>	<b>316.973.075</b>	<b>294.217.442</b>	<b>266.073.133</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-16,1%</b>

**Sistemas Extrapeninsulares**

<i>P &gt; 60 bar</i>	56.050.360	78.853.921	60.024.922	40,7%	7,1%
<b>TOTAL</b>	<b>56.050.360</b>	<b>78.853.921</b>	<b>60.024.922</b>	<b>40,7%</b>	<b>7,1%</b>

**Total**

<i>P &gt; 60 bar</i>	372.514.838	371.129.725	325.156.141	-0,4%	-12,7%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	508.597	1.941.638	941.915	281,8%	85,2%
<b>TOTAL</b>	<b>373.023.435</b>	<b>373.071.363</b>	<b>326.098.056</b>	<b>0,0%</b>	<b>-12,6%</b>

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

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 el cierre del año de gas 2020-2021 la resultante de considerar las siguientes hipótesis:

- El caudal facturado por las instalaciones de producción situadas en la península, se ha estimado considerando (i) la demanda prevista de generación eléctrica para 2020-2021, (ii) los factores de carga registrados en 2019 y (iii) la evolución del caudal registrado durante los últimos meses.

Como resultado de lo anterior, se estima que el caudal facturado por las instalaciones de generación peninsulares conectadas a presión superior a 60 bar, se reducirá un 22,2% sobre el caudal facturado registrado en 2019-2020, y el de las instalaciones de producción conectadas a presión entre 4 y 16 bar un 33,6%.

- El caudal facturado por las instalaciones de producción situadas en las Islas Baleares se corresponde con el facturado a septiembre 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 del año de gas 2020-2021 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio es un 18,8% inferior a la registrada en el año de gas 2019-2020 y un 7,2% y 18,8% inferior al caudal contratado previsto por las empresas y el GTS, respectivamente.

**Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada por las instalaciones que demandan gas natural destinado a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021**

Capacidad contratada (kWh/día)	Año Gas 2019-2020 (A)	Previsión Año Gas 2020-2021 (B)	% variación (B) sobre (A)
<b>Sistema Peninsular</b>			
<i>P &gt; 60 bar</i>	316.464.478	246.363.187	-22,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	508.597	337.858	-33,6%
<b>TOTAL</b>	<b>316.973.075</b>	<b>246.701.045</b>	<b>-22,2%</b>
<b>Sistemas Extrapeninsulares</b>			
<i>P &gt; 60 bar</i>	56.050.360	56.050.360	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>56.050.360</b>	<b>56.050.360</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>			
<i>P &gt; 60 bar</i>	372.514.838	302.413.547	-18,8%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	508.597	337.858	-33,6%
<b>TOTAL</b>	<b>373.023.435</b>	<b>302.751.405</b>	<b>-18,8%</b>

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

### 1.1.2. 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 del año de gas 2020-2021.

Se observa que tanto el GTS como las empresas prevén incrementos en la demanda de los consumidores conectados en redes de presión superior a 16 bar (del 4,8% y el 1,4%, respectivamente), mientras que el GTS estima una reducción de la demanda para los consumidores conectados en redes de presión igual o inferior a 16 bar (-3,6%) y las empresas prevén incrementos de demanda también para este colectivo de consumidores (3,3%). Como resultado de lo anterior, el GTS estima que la demanda prevista para el cierre del año de gas 2020-2021, excluyendo los suministros de GNL directo al cliente final, disminuirá ligeramente, un -0,2% sobre la registrada en el año de gas 2019-2020, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional aumentará un 2,5%.

Cabe señalar que 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 disminuirá un 7% respecto de la del año de gas 2019-2020, las empresas transportistas estiman que aumentará un 5,5%.

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

	Demanda (MWh)			Tasa de variación s/ Año Gas 2019-2020	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO)	Año Gas 2020-2021 (GTS)	Año Gas 2020-2021 (Empresas)	Año Gas 2020-2021 (GTS)	Año Gas 2020-2021 (Empresas)
<i>P &gt; 60 bar</i>	70.580.301	73.517.207	71.343.247	4,2%	1,1%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	33.935.800	36.040.238	34.640.968	6,2%	2,1%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	87.674.130	86.842.555	89.118.418	-0,9%	1,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.439.801	61.760.000	70.089.778	-7,0%	5,5%
<b>TOTAL</b>	<b>258.630.032</b>	<b>258.160.000</b>	<b>265.192.412</b>	<b>-0,2%</b>	<b>2,5%</b>
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	11.057.242	12.240.000	14.108.837	10,7%	27,6%
<b>TOTAL</b>	<b>269.687.274</b>	<b>270.400.000</b>	<b>279.301.249</b>	<b>0,3%</b>	<b>3,6%</b>

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 satélite 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 del año de gas 2020-2021 del número de clientes y demanda del grupo 3, así como los registrados en los años de gas 2018-2019 y 2019-2020, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Respecto del número de clientes tanto las previsiones del GTS como las previsiones de las empresas prevén un incremento de los suministros para el año de gas 2020-21 de un 0,8%, si bien la distribución de estos incrementos por peaje es diferente, siendo las expectativas de crecimiento superiores al 1% para el GTS únicamente para los peajes 3.5 mientras que en el escenario de las empresas los grupos 3.2, 3.3 y 3.5 superarían el umbral de dicho 1%.

Respecto de la demanda, mientras que el GTS estima una disminución de la misma del -7,3%, las previsiones de las empresas estiman un incremento del 5,5% respecto de la demanda registrada en el año 2019-2020. El GTS prevé disminuciones de demanda en todos los grupos tarifarios mientras que las empresas estiman crecimientos para cada uno de dichos grupos tarifarios.

Como resultado de sus respectivas previsiones, el GTS estima que el tamaño medio de los consumidores disminuirá, en términos medios, un 8,1% respecto del tamaño medio registrado en el año de gas 2019-2020, mientras que las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, el 4,7%.

**Cuadro I.6. Previsión para el cierre del año de gas 2020-2021 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 Año Gas 2020-2021		Tasas de variación sobre Año Gas 2019-2020	
Año Gas 2018-2019	Año Gas 2019-2020	GTS	Empresas	GTS	Empresas

**A) Nº clientes**

Grupo 3	7.746.696	7.774.613	7.839.593	7.833.506	0,8%	0,8%
3.1	4.569.427	4.503.853	4.542.221	4.510.825	0,9%	0,2%
3.2	3.101.913	3.194.037	3.220.109	3.245.176	0,8%	1,6%
3.3	24.767	25.018	25.186	25.456	0,7%	1,7%
3.4	50.294	51.401	51.767	51.742	0,7%	0,7%
3.5	296	304	310	307	2,2%	1,2%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	68.765.063	65.174.919	60.400.000	68.784.717	-7,3%	5,5%
3.1	11.240.801	10.319.089	9.499.206	10.876.289	-7,9%	5,4%
3.2	27.660.794	27.346.227	25.293.618	28.837.587	-7,5%	5,5%
3.3	1.660.843	1.417.929	1.308.654	1.634.307	-7,7%	15,3%
3.4	23.380.086	21.436.456	19.970.955	22.547.319	-6,8%	5,2%
3.5	4.822.539	4.655.218	4.327.566	4.889.215	-7,0%	5,0%

**C) Consumo por cliente (kWh/cliente)**

Grupo 3	8.877	8.383	7.704	8.781	-8,1%	4,7%
3.1	2.460	2.291	2.091	2.411	-8,7%	5,2%
3.2	8.917	8.562	7.855	8.886	-8,3%	3,8%
3.3	67.060	56.676	51.959	64.202	-8,3%	13,3%
3.4	464.872	417.040	385.788	435.767	-7,5%	4,5%
3.5	16.291.668	15.332.526	13.945.229	15.905.161	-9,0%	3,7%

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

En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 por el GTS y las empresas gasistas de consumidores conectados a la red de transporte y distribución, con los realmente registrados entre los años de gas 2014-2015 y 2019-2020, 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 2013 y 2018 como cálidos, 2014, 2015, 2017 y 2020 como extremadamente cálidos y 2016 y 2019 como muy cálidos.

Adicionalmente, se indica que el invierno (diciembre-febrero) del ejercicio 2014-2015 fue frío; el del ejercicio 2017-2018 fue normal, pero muy próximo al frío, y los de los ejercicios 2013-2014, 2015-2016 y 2018-2019 fueron cálidos. Los inviernos de los ejercicios 2016-2017 y 2019-2020 fueron calificados como muy cálidos<sup>2</sup>.

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 por debajo de la media de los registrados en el periodo 2014 a 2020, mientras que los tamaños previstos por las empresas son superiores a la media de los registrados en dicho período con la excepción del tamaño de los consumidores acogidos al peaje 3.4. Respecto del tamaño medio de los consumidores acogidos al peaje 3.5, según la previsión de las empresas se situaría en la banda baja de los registrados en el periodo 2014-2020, mientras que según la previsión del GTS, sería muy inferior a todos los registrados en el periodo 2014-2020.

---

<sup>2</sup> Informes disponibles en:  
[http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia\\_clima/resumenes?w=0&datos=0](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 2014 y 2020 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2020-2021 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), el GTS estima un crecimiento del número de suministros del 0,7% para el año de gas 2020-2021, motivado, fundamentalmente, por el incremento del número de suministros de los peajes 3.1 y 3.2. Por el contrario, las empresas, prevén una disminución del número de suministros del -0,9%, con reducciones en todos los peajes, a excepción del peaje 3.5.

Respecto de la demanda prevista para este colectivo, el GTS estima aumentos superiores al 6% para todos los consumidores excepto los acogidos al peaje 3.4, que experimenta un incremento del 2,6%. Por su parte, las empresas estiman incrementos relevantes de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1, 3.3 y 3.4 (entre 6,5% y 18,1%) y reducciones en la demanda de los consumidores de los peajes 3.2 y 3.5.

Como resultado de lo anterior, tanto GTS como empresas esperan para el año de gas 2020-2021 un incremento del tamaño medio de los clientes del grupo 3 suministrados desde plantas satélites, con la excepción de los acogidos al peaje 3.5 según el escenario propuesto por las empresas distribuidoras.

**Cuadro I.7. Previsión para el cierre del año de gas 2020-2021 del número de clientes y la demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas de los suministros abastecidos desde plantas satélite.**

SIFCO		Previsión cierre Año Gas 2020-2021		Tasas de variación sobre Año Gas 2019-2020	
Año Gas 2018-2019	Año Gas 2019-2020	GTS	Empresas	GTS	Empresas

**A) Nº clientes**

Grupo 3	148.764	163.135	164.300	161.699	0,7%	-0,9%
3.1	100.532	107.354	108.472	107.084	1,0%	-0,3%
3.2	47.064	54.447	54.559	53.304	0,2%	-2,1%
3.3	418	497	486	478	-2,2%	-3,7%
3.4	741	829	775	823	-6,6%	-0,7%
3.5	9	9	9	10	5,6%	15,7%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	1.275.860	1.264.882	1.360.000	1.305.061	7,5%	3,2%
3.1	266.882	227.239	246.196	268.379	8,3%	18,1%
3.2	434.478	503.812	552.786	494.695	9,7%	-1,8%
3.3	26.466	26.251	28.053	29.142	6,9%	11,0%
3.4	439.716	373.301	383.186	397.571	2,6%	6,5%
3.5	108.318	134.278	149.779	115.273	11,5%	-14,2%

**C) Consumo por cliente (kWh/cliente)**

Grupo 3	8.576	7.754	8.278	8.071	6,8%	4,1%
3.1	2.655	2.117	2.270	2.506	7,2%	18,4%
3.2	9.232	9.253	10.132	9.281	9,5%	0,3%
3.3	63.340	52.820	57.715	60.913	9,3%	15,3%
3.4	593.476	450.302	494.663	482.971	9,9%	7,3%
3.5	11.605.542	15.644.084	16.517.405	11.609.347	5,6%	-25,8%

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

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 por el GTS y las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con los realmente registrados entre 2014 y 2020, 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 valores medios registrados entre 2014-2020 para los peajes 3.1 y 3.2 e inferiores para el resto de peajes.

**Gráfico I.4. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2014 y 2020 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2020-2021 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:** para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución se ha estimado que la captación de clientes se situará, aproximadamente, en el promedio de las captaciones de los ejercicios 2019 y 2020, con la excepción de los acogidos al peaje 3.3 para los que se ha tomado la previsión de las empresas.

La previsión del número de consumidores suministrados desde plantas satélite se corresponde con la previsión de las empresas.

- **Tamaños medios:** para los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 se ha estimado el tamaño medio como el promedio de los tamaños medios registrados en de los años de gas 2015-2016 a 2019-2020. Para los consumidores acogidos a los peajes 3.3 y 3.4 el tamaño medio se corresponde con el registrado en 2020, suponiendo que se recupera el 30% de la demanda perdida como consecuencia de la crisis sanitaria. La previsión de los consumidores acogidos al peaje 3.5 se ha estimado teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos meses, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones.
- **Efecto Filomena:** se estimado el impacto en la demanda del episodio meteorológico de fuertes nevadas ocasionadas por la borrasca Filomena y de la posterior ola de frío, en 2.854 GWh. El impacto se ha distribuido entre los peajes 3.1, 3.2 y 3.3 proporcionalmente a la previsión inicial de demanda de estos peajes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que el número de clientes conectados a redes de presión inferior a 4 bar se incrementará un 0,4% (35.162 clientes), mientras que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 8,0%, (véase Cuadro I.8).

Cabe señalar que, el número de clientes que se prevé se captará en 2020-2021 es inferior al previsto por las empresas distribuidoras (57.457 clientes) y al previsto por el GTS (66.145 clientes), mientras que el incremento de la demanda previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio (8,0%) es superior al previsto por las empresas distribuidoras (5,5%) y superior al previsto por el GTS (-7,0%).

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

		Año Gas 2019-2020 (A)		Prevision cierre 2020-2021 (B)		% variación (B) sobre (A)	
Peaje	Volumen (MWh)	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
<b>I. Conectada a Plantas Satélite</b>							
3.1	<5	227.239	107.354	271.302	107.084	19,4%	-0,3%
3.2	<50	503.812	54.447	526.693	53.304	4,5%	-2,1%
3.3	<100	26.251	497	28.509	478	8,6%	-3,7%
3.4	100 < C ≤ 8.000	373.301	829	403.894	823	8,2%	-0,7%
3.5	>8.000	134.278	9	134.278	10	0,0%	15,7%
<b>TOTAL</b>		<b>1.264.882</b>	<b>163.135</b>	<b>1.364.677</b>	<b>161.699</b>	<b>7,9%</b>	<b>-0,9%</b>
<b>II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución</b>							
3.1	<5	10.319.089	4.503.853	11.522.141	4.505.649	11,7%	0,0%
3.2	<50	27.346.227	3.194.037	30.149.866	3.227.241	10,3%	1,0%
3.3	<100	1.417.929	25.018	1.610.896	25.476	13,6%	1,8%
3.4	100 < C ≤ 8.000	21.436.456	51.401	22.589.465	52.534	5,4%	2,2%
3.5	>8.000	4.655.218	304	4.538.838	311	-2,5%	2,5%
<b>TOTAL</b>		<b>65.174.919</b>	<b>7.774.613</b>	<b>70.411.206</b>	<b>7.811.211</b>	<b>8,0%</b>	<b>0,5%</b>
<b>III. Total</b>							
3.1	<5	10.546.328	4.611.206	11.793.443	4.612.733	11,8%	0,0%
3.2	<50	27.850.039	3.248.484	30.676.559	3.280.545	10,1%	1,0%
3.3	<100	1.444.180	25.515	1.639.405	25.955	13,5%	1,7%
3.4	100 < C ≤ 8.000	21.809.757	52.230	22.993.360	53.357	5,4%	2,2%
3.5	>8.000	4.789.497	312	4.673.116	321	-2,4%	2,9%
<b>TOTAL</b>		<b>66.439.801</b>	<b>7.937.748</b>	<b>71.775.883</b>	<b>7.972.910</b>	<b>8,0%</b>	<b>0,4%</b>

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 del GTS y de las empresas**

SIFCO	Año Gas 2019-2020			Previsión cierre Año Gas 2020-2021			Tasa de variación sobre Año Gas 2019-2020		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	70.580.301	85	241.681.829	73.517.207	91	254.985.716	4,2%	7,1%	5,5%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	33.935.800	154	121.884.816	36.040.238	184	130.717.657	6,2%	19,2%	7,2%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	87.674.130	3.626	359.609.101	86.842.555	3.607	361.090.959	-0,9%	-0,5%	0,4%
<b>TOTAL</b>	<b>192.190.231</b>	<b>3.865</b>	<b>723.175.746</b>	<b>196.400.000</b>	<b>3.882</b>	<b>746.794.332</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,4%</b>	<b>3,3%</b>

Empresas	Previsión cierre Año Gas 2020-2021			Tasa de variación sobre Año Gas 2019-2020		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	71.343.247	85	259.559.387	1,1%	0,1%	7,4%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	34.640.968	153	124.889.717	2,1%	-1,2%	2,5%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	89.118.418	3.627	354.695.313	1,6%	0,0%	-1,4%
<b>TOTAL</b>	<b>195.102.633</b>	<b>3.865</b>	<b>739.144.417</b>	<b>1,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>2,2%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

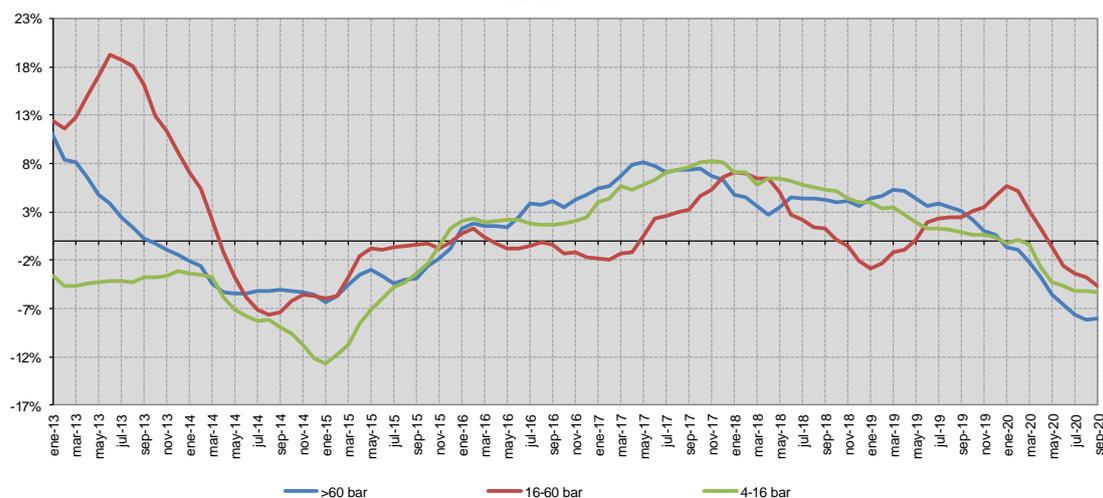
Respecto de la demanda de este colectivo, el GTS estima que aumentará un 2,2% respecto de la registrada en el año de gas 2019-2020, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que aumentará un 1,5%, en ambos casos con incrementos de la demanda de todos los grupos tarifarios, con la excepción de los consumidores conectados entre 4 bar y 16 bar en el escenario de previsión del GTS.

Por lo que respecta a la capacidad contratada, el GTS prevé un aumento medio del 3,3%, con incrementos en todos los niveles de tensión. Según las previsiones de las empresas, la capacidad contratada se incrementará un 2,2%, justificado por el incremento de la capacidad contratada de los consumidores

conectados a redes de presión de más de 60 bar (+7,4%) y de los consumidores conectados a redes de presión comprendida entre 16 y 60 bar (+2,5%), parcialmente compensado por la reducción de la capacidad de los consumidores conectados a presión entre 4 y 16 bar (-1,4%).

En relación con lo anterior se indica que desde principios de 2020 se ha registrado un descenso del **consumo** de la demanda convencional conectada a presión superior a 60 bar y entre 4 y 16 bar, y en el caso de la demanda convencional conectada a presión entre 16 y 60 bar desde mayo de 2020, que ha situado en el -6,2% la media móvil de 12 meses a septiembre de 2020 de la demanda convencional conectada a presión superior a 4 bar. Diferenciando por niveles de presión este descenso es del -8,1% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, del -5,3% para los consumidores conectados a presión entre 4 y 16 bar y del -4,7% para los consumidores conectados a redes entre 16 y 60 bar (véase Gráfico I.5).

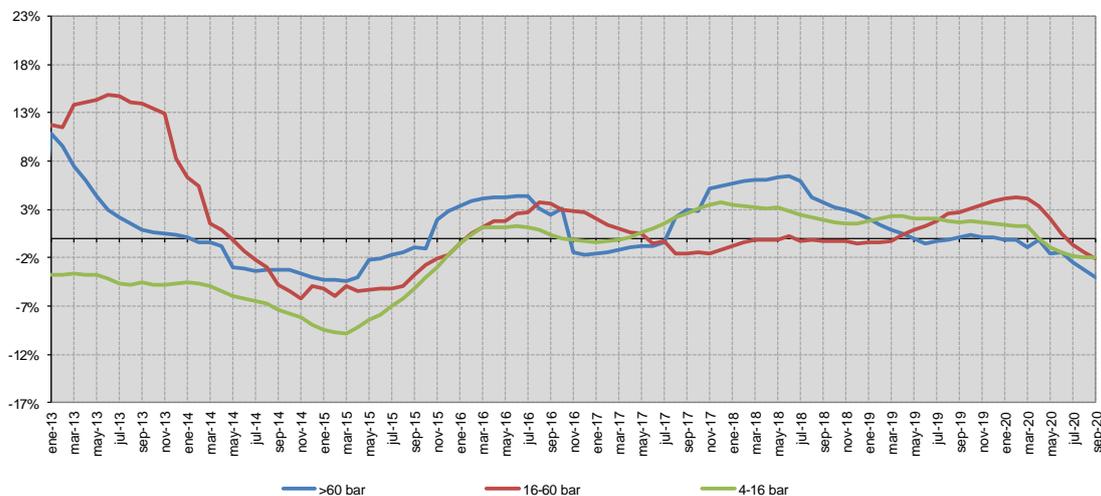
**Gráfico I.5. Variación de la demanda convencional por nivel de presión. Media móvil de 12 meses**



Fuente: CNMC

Asimismo, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de 12 meses a septiembre de 2020 de la **capacidad contratada** se sitúa en el -4,0% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en -2,1% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el -2,0% 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 del año de gas 2020-2021 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- El volumen total de la demanda de los consumidores industriales para el cierre del ejercicio 2020-2021 se ha estimado teniendo en cuenta la demanda real registrada entre octubre de 2020 y febrero de 2021 y se ha estimado la demanda del resto del periodo, esto es de marzo a septiembre de 2021, considerando que se produce una recuperación del 30% de la demanda perdida como consecuencia de la crisis sanitaria en el mismo periodo del año anterior.
- El volumen total de la demanda de los consumidores industriales se ha desagregado por peaje de acceso teniendo en cuenta el volumen perdido en cada peaje como consecuencia de la crisis sanitaria, con la excepción de la demanda de los consumidores acogidos al peaje 1.1 y de los acogidos a los peajes 2.1 y 2.5 conectados a la red de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar, para los que se ha tenido la evolución registrada en los últimos meses según la información disponible en la base de datos de liquidaciones<sup>3</sup>.
- La capacidad contratada para los consumidores industriales se ha estimado suponiendo que la recuperación de la demanda del ejercicio 2020-2021 se

<sup>3</sup> Para este colectivo de consumidores la información disponible muestra una evolución favorable de la demanda.

traslada parcialmente al caudal contratado (esto es, el caudal previsto para el cierre del ejercicio experimenta variaciones inferiores a las previstas para la demanda), lo que implica la mejora del factor de carga (que pasa del 80,9% registrado en 2019-2020 hasta el 81,8% estimado para el ejercicio 2020-2021).

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 1,4%, previsión inferior a la considerada tanto por las empresas transportistas (1,5%) como por el GTS (2,2%). En particular, se estima que la demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar y la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar aumentarán un 1,8%, un 1,5% y un 1,1%, respectivamente, respecto de la registrada en el año de gas 2019-2020, situándose entre las previsiones remitidas por el GTS y las empresas excepto para los consumidores conectados a redes de presión entre 16 y 60 bar en las que la previsión se sitúa por debajo de la realizada tanto por la empresas como por el GTS.

**Cuadro I.10. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar**

SIFCO	Año Gas 2019-2020		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	70.580.301	85	241.681.829
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	33.935.800	154	121.884.816
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	87.674.130	3.626	359.609.101
<b>TOTAL</b>	<b>192.190.231</b>	<b>3.865</b>	<b>723.175.746</b>

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2020-2021			Tasa de variación sobre Año Gas 2019-2020		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	71.853.133	85	226.698.585	1,8%	0,0%	-6,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	34.429.143	154	121.091.796	1,5%	0,0%	-0,7%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	88.652.066	3.626	358.279.078	1,1%	0,0%	-0,4%
<b>TOTAL</b>	<b>194.934.342</b>	<b>3.865</b>	<b>706.069.459</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-2,4%</b>

Fuente: CNMC

*Demanda convencional prevista para el cierre del año de gas 2020-2021*

En el Cuadro I.11 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2020-2021 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 el año de gas 2020-2021 alcanzará los 266,7 TWh, un 3,1% superior a la registrada en el año de gas 2019-2020 y también superior a la demanda prevista por las empresas y por el GTS. Por el contrario, la capacidad prevista por la CNMC para el cierre año de gas 2020-2021 es un -2,4% inferior que la capacidad contratada registrada en el año de gas 2019-2020 y, asimismo, inferior a la prevista por las empresas y por el GTS.

**Cuadro I.11. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2020-2021 <sup>(1)</sup>**

GTS	Previsión cierre Año Gas 2020-2021			Tasa de variación respecto Año Gas 2019-2020		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P &gt; 60 bar</i>	73.517.207	91	254.985.716	4,2%	7,1%	5,5%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	36.040.238	184	130.717.657	6,2%	19,2%	7,2%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	86.842.555	3.607	361.090.959	-0,9%	-0,5%	0,4%
<i>P ≤ 4 bar</i>	61.760.000	8.003.893	31.786.560	-7,0%	0,8%	34,2%
<b>TOTAL</b>	<b>258.160.000</b>	<b>8.007.775</b>	<b>778.580.892</b>	<b>-0,2%</b>	<b>0,8%</b>	<b>4,2%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	12.240.000			10,7%		
<b>TOTAL</b>	<b>270.400.000</b>	<b>8.007.775</b>	<b>778.580.892</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,8%</b>	<b>4,2%</b>

Empresas	Previsión cierre Año Gas 2020-2021			Tasa de variación respecto Año Gas 2019-2020		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P &gt; 60 bar</i>	71.343.247	85	259.559.387	1,1%	0,1%	7,4%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	34.640.968	153	124.889.717	2,1%	-1,2%	2,5%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	89.118.418	3.627	354.695.313	1,6%	0,0%	-1,4%
<i>P ≤ 4 bar</i>	70.089.778	7.995.205	33.927.078	5,5%	0,7%	43,2%
<b>TOTAL</b>	<b>265.192.412</b>	<b>7.999.069</b>	<b>773.071.495</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,7%</b>	<b>3,5%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	14.108.837			27,6%		
<b>TOTAL</b>	<b>279.301.249</b>	<b>7.999.069</b>	<b>773.071.495</b>	<b>3,6%</b>	<b>0,7%</b>	<b>3,5%</b>

CNMC	Previsión cierre Año Gas 2020-2021			Tasa de variación respecto Año Gas 2019-2020		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P &gt; 60 bar</i>	71.853.133	85	226.698.585	1,8%	0,0%	-6,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	34.429.143	154	121.091.796	1,5%	0,0%	-0,7%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	88.652.066	3.626	358.279.078	1,1%	0,0%	-0,4%
<i>P ≤ 4 bar</i>	71.775.883	7.972.910	22.630.652	8,0%	0,4%	-4,5%
<b>TOTAL</b>	<b>266.710.225</b>	<b>7.976.775</b>	<b>728.700.111</b>	<b>3,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-2,4%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.223.831			1,5%		
<b>TOTAL</b>	<b>277.934.056</b>	<b>7.976.775</b>	<b>728.700.111</b>	<b>3,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-2,4%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

### 1.1.3. Demanda nacional

Finalmente, en el Cuadro I.12 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica

y convencional. Se estima que la demanda de gas natural sufrirá una disminución del 3,7% con respecto a los valores registrados para el año de gas 2019-2020.

**Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021**

	MWh		Tasa de variación
	Año Gas 2019-2020 (A) (SIFCO)	Previsión cierre Año Gas 2020-2021 (B)	% variación (B) sobre (A)
<i>P &gt; 60 bar</i>	166.311.826	145.747.881	-12,4%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	33.935.800	34.429.143	1,5%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	87.722.244	88.679.631	1,1%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.439.801	71.775.883	8,0%
<b>TOTAL</b>	<b>354.409.671</b>	<b>340.632.538</b>	<b>-3,9%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.057.242	11.223.831	1,5%
<b>TOTAL</b>	<b>365.466.913</b>	<b>351.856.369</b>	<b>-3,7%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.13 se muestra el escenario de demanda desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor y en el Cuadro I.14 se muestra la misma información según la estructura de peajes de la Circular 6/2020.

**Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021 desagregado por peaje de acceso.**

Presión		Peaje	Volumen	Año Gas 2020-2021														
				Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
				Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada
				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)
<b>TOTAL GRUPO 1</b>				<b>66.945.211</b>	<b>35</b>	<b>246.363.187</b>	<b>6.949.537</b>	<b>3</b>	<b>56.050.360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>71.853.133</b>	<b>85</b>	<b>226.698.585</b>	<b>145.747.881</b>	<b>123</b>	<b>529.112.132</b>
P<=60 bares	<b>GRUPO 1</b>			<b>66.945.211</b>	<b>35</b>	<b>246.363.187</b>	<b>6.949.537</b>	<b>3</b>	<b>56.050.360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>71.853.133</b>	<b>85</b>	<b>226.698.585</b>	<b>145.747.881</b>	<b>123</b>	<b>529.112.132</b>
	1.1	<200.000	MWh	904.148	26	4.469.461	0	0	0	0	0	0	1.170.001	37	4.954.877	2.074.149	63	9.424.338
	1.2	<1.000.000	MWh	2.651.836	4	5.960.846	2.083.893	1	22.040.169	0	0	0	14.933.205	26	48.617.579	19.668.934	30	76.618.586
	1.3	>1.000.000	MWh	63.389.226	5	235.932.880	4.865.644	2	34.010.200	0	0	0	55.749.928	22	173.126.128	124.004.798	30	443.069.209
<b>TOTAL GRUPO 2</b>				<b>27.565</b>	<b>3</b>	<b>337.858</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>123.081.209</b>	<b>3.780</b>	<b>479.370.874</b>	<b>123.108.774</b>	<b>3.783</b>	<b>479.708.732</b>
16<P<=60 bares	<b>GRUPO 2</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>34.429.143</b>	<b>154</b>	<b>121.091.796</b>	<b>34.429.143</b>	<b>154</b>	<b>121.091.796</b>
	2.1	<500	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.405	9	9.633	1.405	9	9.633
	2.2	<5.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81.583	33	421.440	81.583	33	421.440
	2.3	<30.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	476.798	40	2.874.715	476.798	40	2.874.715
	2.4	<100.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.006.546	20	4.490.566	1.006.546	20	4.490.566
	2.5	<500.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.826.633	35	35.312.514	9.826.633	35	35.312.514
2.6	>500.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.036.187	18	77.982.927	23.036.187	18	77.982.927	
4<P<=16 bares	<b>GRUPO 2</b>			<b>27.565</b>	<b>3</b>	<b>337.858</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>88.652.066</b>	<b>3.628</b>	<b>358.279.078</b>	<b>88.679.631</b>	<b>3.628</b>	<b>358.616.936</b>
	2.1	<900	MWh	6	1	529	0	0	0	0	0	0	128.939	639	955.732	128.945	639	955.732
	2.2	<5.000	MWh	3.540	1	207.782	0	0	0	0	0	0	2.906.683	1.380	13.021.674	2.810.223	1.381	13.229.456
	2.3	<30.000	MWh	1.869	1	32.071	0	0	0	0	0	0	12.588.101	1.009	69.293.579	12.589.970	1.010	69.325.650
	2.4	<100.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.446.643	366	79.179.189	18.446.643	366	79.179.189
	2.5	<500.000	MWh	22.151	0	97.476	0	0	0	0	0	0	43.042.619	218	156.745.911	43.064.770	219	156.843.387
2.6	>500.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.639.080	14	39.083.522	11.639.080	14	39.083.522	
<b>TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.364.677</b>	<b>161.699</b>	<b>8.894.466</b>	<b>70.411.206</b>	<b>7.811.211</b>	<b>452.780.521</b>	<b>71.775.883</b>	<b>7.972.910</b>	<b>461.674.987</b>
P<4 bar (3)	<b>GRUPO 3</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.364.677</b>	<b>161.699</b>	<b>8.894.466</b>	<b>70.411.206</b>	<b>7.811.211</b>	<b>452.780.521</b>	<b>71.775.883</b>	<b>7.972.910</b>	<b>461.674.987</b>	
	3.1	=5	MWh	0	0	0	0	0	271.302	107.084	1.753.493	11.522.141	4.505.649	73.310.353	11.783.443	4.612.733	75.063.843	
	3.2	<50	MWh	0	0	0	0	0	526.693	53.304	3.896.373	30.149.866	3.227.241	216.933.647	30.676.559	3.280.545	220.830.020	
	3.3	<100	MWh	0	0	0	0	0	28.509	478	175.693	1.610.896	25.476	9.371.301	1.639.405	9.546.994		
	3.4	100 < C <= 8000	MWh	0	0	0	0	0	403.894	823	2.510.376	22.589.465	52.534	131.093.102	22.993.360	53.357	133.603.478	
	3.5 (4)	>8000	MWh	0	0	0	0	0	134.278	10	558.534	4.538.838	311	22.072.118	4.673.116	321	22.630.652	
<b>Suministro GNL Directo a cliente final (5)</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.223.831</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.223.831</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>TOTAL GAS DE EMISIÓN</b>				<b>66.972.776</b>	<b>38</b>	<b>246.701.045</b>	<b>6.949.537</b>	<b>3</b>	<b>56.050.360</b>	<b>12.588.506</b>	<b>161.699</b>	<b>8.894.466</b>	<b>265.345.548</b>	<b>7.815.076</b>	<b>1.158.849.980</b>	<b>351.856.369</b>	<b>7.976.816</b>	<b>1.470.495.850</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.14. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2020-2021 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor según la estructura de la Circular 6/2020**

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				TOTAL			
			Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)
			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)	
	<b>P&gt;60 bar</b>		66.945.211	35	286.451.350	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	0	0	0	0	71.853.133	85	227.477.951	87%	145.747.881	123	569.979.661	70%
	RL.1 <3.000	kWh	0	1	4.456	0%	0	0	0	0	0	0	0	2	1	56	12%	2	2	4.513	0%	
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	2	91	72%	24	2	91	72%		
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165	4	887	66%	165	4	887	66%		
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	831	10	3.976	57%	831	10	3.976	57%		
	RL.5 <1.500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.262	1	28.753	12%	1.262	1	28.753	12%		
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.187	1	11.551	76%	3.187	1	11.551	76%		
	RL.7 <15.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.983	2	138.979	31%	15.983	2	138.979	31%		
	RL.8 <50.000.000		24.438	1	135.473	49%	0	0	0	0	0	0	175.631	6	872.369	55%	200.070	7	1.007.848	54%		
	RL.9 <150.000.000		192.351	2	1.287.122	43%	0	0	0	0	0	0	639.018	7	2.787.855	63%	831.367	9	4.074.977	56%		
	RL.10 <500.000.000		990.504	4	4.184.899	65%	0	0	0	0	0	0	4.318.768	13	15.187.097	78%	5.309.272	17	19.371.996	75%		
	RL.11 >500.000.000		65.737.917	27	280.839.394	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	0	0	0	66.698.363	38	208.446.538	88%	139.385.817	68	545.336.292	70%	
	<b>P&lt;60 bar</b>		27.565	3	564.388	13%	0	0	0	1.364.677	161.699	8.894.466	42%	193.492.415	7.814.991	939.150.914	56%	194.884.657	7.976.693	948.609.768	56%	
	<b>16-60 Bar</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34.429.143	154	123.498.754	76%	34.429.143	154	123.498.754	76%		
	RL.1 <3.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.5 <1.500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.7 <15.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.8 <50.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.9 <150.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.10 <500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.11 >500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	<b>4-16 Bar</b>		27.565	3	564.388	13%	0	0	0	0	0	0	88.652.066	3.626	362.871.639	67%	88.679.631	3.626	363.436.029	67%		
	RL.1 <3.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	55	92.724	0%	31	55	92.724	0%		
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	238	21	17.796	4%	238	21	17.796	4%		
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.411	72	76.578	9%	2.411	72	76.578	9%		
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62.263	358	629.340	27%	62.263	358	629.340	27%		
	RL.5 <1.500.000		1.325	1	153.299	2%	0	0	0	0	0	0	629.383	757	3.643.837	47%	630.708	758	3.797.137	46%		
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.456.368	796	12.072.203	56%	2.456.368	796	12.072.203	56%		
	RL.7 <15.000.000		7.873	1	261.086	8%	0	0	0	0	0	0	5.778.161	645	33.852.815	47%	5.786.034	646	34.113.902	46%		
	RL.8 <50.000.000		18.367	1	150.003	34%	0	0	0	0	0	0	14.830.895	533	73.697.868	55%	14.849.262	534	73.847.871	55%		
	RL.9 <150.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22.516.570	257	92.810.674	66%	22.516.570	257	92.810.674	66%		
	RL.10 <500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32.063.687	120	111.844.471	79%	32.063.687	120	111.844.471	79%		
	RL.11 >500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.312.060	11	34.133.332	83%	10.312.060	11	34.133.332	83%		
	<b>&lt;4 Bar</b>		0	0	0	0	0	0	0	1.364.677	161.699	8.894.466	42%	70.411.206	7.811.211	452.780.521	43%	71.775.883	7.972.910	461.674.987	43%	
	RL.1 <3.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	271.302	107.084	1.753.490	42%	11.522.146	4.505.652	73.317.254	43%	11.793.448	4.612.736	75.070.744	43%	
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	348.654	44.098	2.579.273	37%	22.146.102	2.830.643	159.345.141	38%	22.494.756	2.874.741	161.924.413	38%	
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	178.039	9.206	1.317.100	37%	8.003.754	396.538	57.598.606	38%	8.181.804	405.804	58.905.607	38%	
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	118.512	948	735.101	44%	7.600.586	56.317	44.141.595	47%	7.719.098	57.265	44.876.696	47%	
	RL.5 <1.500.000		0	0	0	0	0	0	0	174.008	294	1.081.535	44%	12.768.092	20.215	74.112.100	47%	12.942.100	20.508	75.193.635	47%	
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	120.370	53	748.154	44%	3.262.425	1.383	19.001.412	47%	3.382.796	1.437	19.749.566	47%	
	RL.7 <15.000.000		0	0	0	0	0	0	0	61.061	11	310.950	54%	2.537.580	303	13.964.365	50%	2.598.621	314	14.274.415	50%	
	RL.8 <50.000.000		0	0	0	0	0	0	0	92.730	5	369.762	69%	2.235.827	36	13.125.877	60%	2.298.667	100	10.488.740	60%	
	RL.9 <150.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	RL.10 <500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	RL.11 >500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	<b>TOTAL</b>		66.972.776	38	287.015.739	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	1.364.677	161.699	8.894.466	42%	265.345.548	7.815.076	1.166.628.865	62%	340.632.538	7.976.816	1.518.589.430	61%
	<b>GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL</b>									11.223.831								11.223.831	0	0	0	
	<b>TOTAL SISTEMA</b>		66.972.776	38	287.015.739	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	12.588.508	161.699	8.894.466	38%	265.345.548	7.815.076	1.166.628.865	62%	351.856.369	7.976.816	1.518.589.430	63%

Fuente: CNMC

## 1.2. Previsión de demanda 2021-2022

### 1.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.15 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2021-2022, remitida por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

**Cuadro I.15. Previsión de la demanda (MWh) destinada a generación eléctrica del GTS y de las empresas para el año de gas 2021-2022**

	Previsión Año Gas 2020-2021 (A)		Previsión Año Gas 2021-2022 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
<b>Sistema Peninsular</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	76.389.657	72.435.631	74.095.973	70.739.014	-3,0%	-2,3%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-	-	-
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	210.343	195.258	204.027	195.258	-3,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>76.600.000</b>	<b>72.630.888</b>	<b>74.300.000</b>	<b>70.934.272</b>	<b>-3,0%</b>	<b>-2,3%</b>
<b>Sistemas Extrapeninsulares</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	7.600.000	6.077.448	7.700.000	6.077.448	1,3%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>7.600.000</b>	<b>6.077.448</b>	<b>7.700.000</b>	<b>6.077.448</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	83.989.657	78.513.079	81.795.973	76.816.462	-2,6%	-2,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-	-	-
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	210.343	195.258	204.027	195.258	-3,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>84.200.000</b>	<b>78.708.337</b>	<b>82.000.000</b>	<b>77.011.720</b>	<b>-2,6%</b>	<b>-2,2%</b>

Fuente: GTS y empresas

Se observa que el GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá un 2,6% sobre su previsión para el año de gas 2020-2021, mientras que las empresas estiman que se reducirá un 2,2%, motivado por una contracción del 3% y 2,3%, respectivamente, de la demanda destinada a generación eléctrica del sistema peninsular, compensada parcialmente por un incremento de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares según los datos aportados por el GTS (1,3%), mientras que según la previsión de las

empresas la demanda de las instalaciones extrapeninsulares se mantendrá constante en el ejercicio 2021-2022.

Adicionalmente, la CNMC dispone de la previsión de la demanda eléctrica para el periodo 2020-2025 y su correspondiente cobertura proporcionada por el Operador del Sistema con objeto de la elaboración de los escenarios de previsión para la Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

Teniendo en cuenta las diferentes previsiones de los agentes y la evolución reciente, se estima que la demanda en el sistema peninsular para el año de gas 2021-2022 será de **58,2 TWh**, escenario inferior a los considerados tanto por el GTS (74,3 TWh) como por las empresas (70,9 TWh).

Por otra parte, se estima que la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear alcanzará los **7,0 TWh** en el año de gas 2021-2022, valor inferior al previsto por el GTS (7,7 TWh) pero superior al valor previsto por las empresas (6,1 TWh)

En coherencia con el escenario de cobertura de demanda considerado en la elaboración Resolución de 18 de marzo de 2021<sup>4</sup>, estas previsiones se han realizado teniendo en cuenta el escenario de cobertura de la demanda eléctrica para el año 2021 (3/12) y las previsiones realizadas por el OS para el año 2022 (9/12), considerando una eficiencia de las centrales peninsulares del 44% y de las del sistema balear del 39,1%.

En el Cuadro I.16 se muestra la demanda destinada a la generación eléctrica desagregada por sistema y nivel de presión. La demanda destinada a la generación de electricidad prevista por la CNMC para el año de gas 2021-2022 ascendería a **65,3 TWh**, un 20% inferior a la prevista por el GTS (**82,0 TWh**), y un 15% inferior a la prevista por las empresas (**77,0 TWh**).

---

<sup>4</sup> Para mayor información véase la Memoria que acompaña a la Resolución, disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3414440\\_6.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3414440_6.pdf)

**Cuadro I.16. Previsión de la CNMC para el año de gas 2021-2022 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario**

Volumen (MWh)	Previsión Año Gas 2020-2021 (A)	Previsión Año Gas 2021-2022 (B)	% variación (B) sobre (A)
---------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------

**Sistema Peninsular**

<i>P &gt; 60 bar</i>	66.945.211	58.218.642	-13,0%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	27.565	23.969	-13,0%
<b>TOTAL</b>	<b>66.972.776</b>	<b>58.242.611</b>	<b>-13,0%</b>

**Sistemas Extrapeninsulares**

<i>P &gt; 60 bar</i>	6.949.537	7.024.767	1,1%
<b>TOTAL</b>	<b>6.949.537</b>	<b>7.024.767</b>	<b>1,1%</b>

**Total**

<i>P &gt; 60 bar</i>	73.894.748	65.243.408	-11,7%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	27.565	23.969	-13,0%
<b>TOTAL</b>	<b>73.922.313</b>	<b>65.267.378</b>	<b>-11,7%</b>

Fuente: CNMC.

Respecto de la capacidad contratada por las centrales de generación eléctrica, en el Cuadro I.17 se muestra la previsión del GTS y de las empresas gasistas para el año de gas 2021-2022. Según dicha información, ambos agentes estiman que el caudal contratado promedio se reducirá el 2,1% y el 2,0%, respectivamente, respecto de sus previsiones para el cierre del año de gas 2020-2021, explicado, fundamentalmente, por la reducción de la capacidad contratada peninsular.

**Cuadro I.17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2021-2022**

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO) (A)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
<b>Peninsular</b>	<b>357.483.665</b>	<b>294.217.442</b>	<b>285.383.237</b>	<b>-17,7%</b>	<b>-3,0%</b>
P > 60 bar	357.084.287	292.275.804	283.499.899	-18,1%	-3,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	399.379	1.941.638	1.883.338	386,2%	-3,0%
<b>Extrapeninsular</b>	<b>65.941.600</b>	<b>78.853.921</b>	<b>79.891.472</b>	<b>19,6%</b>	<b>1,3%</b>
P > 60 bar	65.941.600	78.853.921	79.891.472	19,6%	1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>423.425.265</b>	<b>373.071.363</b>	<b>365.274.709</b>	<b>-11,9%</b>	<b>-2,1%</b>

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO) (A)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
<b>Peninsular</b>	<b>357.483.665</b>	<b>266.073.133</b>	<b>259.639.480</b>	<b>-25,6%</b>	<b>-2,4%</b>
P > 60 bar	357.084.287	265.131.219	258.697.565	-25,8%	-2,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	399.379	941.915	941.915	135,8%	0,0%
<b>Extrapeninsular</b>	<b>65.941.600</b>	<b>60.024.922</b>	<b>60.024.922</b>	<b>-9,0%</b>	<b>0,0%</b>
P > 60 bar	65.941.600	60.024.922	60.024.922	-9,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>423.425.265</b>	<b>326.098.056</b>	<b>319.664.402</b>	<b>-23,0%</b>	<b>-2,0%</b>

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

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 2021-2022 el factor de carga previsto para el cierre del año de gas 2020-2021 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular y mantener la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 para las instalaciones de generación eléctrica situadas en territorios no peninsulares (véase Cuadro I.18).

**Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el Año de Gas 2021-2022**

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO) (A)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
<b>Peninsular</b>	<b>357.483.665</b>	<b>246.701.045</b>	<b>214.542.379</b>	<b>-31,0%</b>	<b>-13,0%</b>
P > 60 bar	357.084.287	246.363.187	214.248.787	-31,0%	-13,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	399.379	337.858	293.593	-15,4%	-13,1%
<b>Extrapeninsular</b>	<b>65.941.600</b>	<b>56.050.360</b>	<b>56.050.360</b>	<b>-15,0%</b>	<b>0,0%</b>
P > 60 bar	65.941.600	56.050.360	56.050.360	-15,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>423.425.265</b>	<b>302.751.405</b>	<b>270.592.739</b>	<b>-28,5%</b>	<b>-10,6%</b>

Fuente: CNMC

### 1.2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.19 se compara la previsión para el año de gas 2021-2022 de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS y de las empresas gasistas. Se observa que tanto el GTS como las empresas distribuidoras y transportistas estiman que la demanda convencional aumentará en el año de gas 2021-2022 (un 4,9% el GTS y un 4,3% las empresas transportistas y distribuidoras) sobre sus respectivas previsiones de cierre para el año de gas 2020-2021, motivado, en el caso del GTS, por el aumento del 7,9% de la demanda de los consumidores conectados a presión superior 60 bar, entre 16 y 60 bar y entre 4 y 16 bar, compensada parcialmente por el descenso de la demanda de un 4,9% de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar. Por su parte, las empresas estiman un crecimiento de la demanda en todos los segmentos, del 4% para los clientes conectados a redes de presión superior a 60 bar y entre 16 y 60 bar, un crecimiento del 5,8% para los consumidores conectados a redes de presión entre 4 y 16 bar y del 2,7% para consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar.

**Cuadro I.19. Previsión del GTS y de la empresa de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2021-2022**

GTS	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO) (A)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
	P > 60 bar	70.580.301	73.517.207	79.332.617	4,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	33.935.800	36.040.238	38.891.118	6,2%	7,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.674.130	86.842.555	93.712.035	-0,9%	7,9%
P ≤ 4 bar	66.439.801	61.760.000	58.760.217	-7,0%	-4,9%
<b>TOTAL</b>	<b>258.630.032</b>	<b>258.160.000</b>	<b>270.695.987</b>	<b>-0,2%</b>	<b>4,9%</b>
GNL directo a cliente final	11.768.856	12.240.000	13.676.546	4,0%	11,7%
<b>TOTAL</b>	<b>270.398.888</b>	<b>270.400.000</b>	<b>284.372.533</b>	<b>0,0%</b>	<b>5,2%</b>

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO) (A)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
	P > 60 bar	70.580.301	71.343.247	74.194.245	1,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	33.935.800	34.640.968	36.024.799	2,1%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.674.130	89.118.418	94.280.478	1,6%	5,8%
P ≤ 4 bar	66.439.801	70.089.778	72.001.731	5,5%	2,7%
<b>TOTAL</b>	<b>258.630.032</b>	<b>265.192.412</b>	<b>276.501.254</b>	<b>2,5%</b>	<b>4,3%</b>
GNL directo a cliente final	11.768.856	14.108.837	14.961.295	19,9%	6,0%
<b>TOTAL</b>	<b>270.398.888</b>	<b>279.301.249</b>	<b>291.462.548</b>	<b>3,3%</b>	<b>4,4%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

### *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 año de gas 2021-2022 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 el año de gas 2021-2022 de los consumidores suministrados desde la red de transporte y distribución.**

SIFCO	Previsión cierre Año Gas 2020-2021 (A)		Previsión Año Gas 2021-2022 (B)		Tasas de Variación (B) sobre (A)	
	Año Gas 2019-2020	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS

**A) Nº clientes**

Grupo 3	7.774.613	7.839.593	7.833.506	7.898.352	7.899.437	0,7%	0,8%
3.1	4.503.853	4.542.221	4.510.825	4.576.266	4.531.598	0,7%	0,5%
3.2	3.194.037	3.220.109	3.245.176	3.244.244	3.288.043	0,7%	1,3%
3.3	25.018	25.186	25.456	25.375	26.374	0,7%	3,6%
3.4	51.401	51.767	51.742	52.155	53.103	0,7%	2,6%
3.5	304	310	307	313	318	0,7%	3,5%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	65.174.919	60.400.000	68.784.717	57.240.601	70.622.486	-5,2%	2,7%
3.1	10.319.089	9.499.206	10.876.289	9.002.323	10.978.341	-5,2%	0,9%
3.2	27.346.227	25.293.618	28.837.587	23.970.561	29.272.526	-5,2%	1,5%
3.3	1.417.929	1.308.654	1.634.307	1.240.201	1.729.892	-5,2%	5,8%
3.4	21.436.456	19.970.955	22.547.319	18.926.315	23.452.420	-5,2%	4,0%
3.5	4.655.218	4.327.566	4.889.215	4.101.200	5.189.307	-5,2%	6,1%

**C) Consumo por cliente (kWh/cliente)**

Grupo 3	8.383	7.704	8.781	7.247	8.940	-5,9%	1,8%
3.1	2.291	2.091	2.411	1.967	2.423	-5,9%	0,5%
3.2	8.562	7.855	8.886	7.389	8.903	-5,9%	0,2%
3.3	56.676	51.959	64.202	48.875	65.591	-5,9%	2,2%
3.4	417.040	385.788	435.767	362.888	441.636	-5,9%	1,3%
3.5	15.332.526	13.945.229	15.905.161	13.117.464	16.302.867	-5,9%	2,5%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

El GTS estima que el número de clientes se incrementará un 0,7% (58.759 clientes), mientras que las empresas estiman que se incrementará un 0,8% (65.931 clientes), en ambos casos respecto de sus respectivas previsiones de cierre para el año de gas 2020-2021.

Respecto de la previsión de consumo, el GTS prevé una contracción de la demanda de dichos consumidores del 5,2% en todos los grupos tarifarios, mientras que las empresas distribuidoras estiman que, en términos medios, aumentará en un 2,7%, si bien prevé crecimientos inferiores para los consumidores típicamente domésticos (esto es, acogidos a los peajes 3.1 y 3.2).

Al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que mientras el GTS estima una reducción del tamaño medio de todos los consumidores del 5,9% respecto de los previstos para el cierre del año de gas 2020-2021, las empresas distribuidoras estiman que los tamaños medios aumentarán un 1,8% con incrementos entre el 0,2% para los clientes acogidos al peaje 3.2 y el 2,5% de incremento previsto para los clientes acogidos al peaje 3.5.

En el Gráfico I.7 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución registrados entre 2015 y 2020 y los previstos para el cierre de los años de gas 2020-2021 y 2021-2022 por las empresas distribuidoras y el GTS. Se observa que, las empresas transportistas-distribuidoras estiman, para todos los peajes, excepto para el peaje 3.4, tamaños medio por encima del promedio de los registrados en el periodo 2014-2015 a 2019-2020.

Por el contrario, el GTS estima, con carácter general, que el tamaño medio del peaje es sensiblemente inferior al promedio de los registrados entre 2014-2015 y 2019-2020.

**Gráfico I.7. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2015 y 2020 y, previstos para el año de gas 2021-2022 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

Análogamente, en el Cuadro I.21 se comparan las previsiones para el año de gas 2021-2022 de la demanda del grupo 3 remitida por el GTS y por las empresas gasistas de los consumidores conectados a plantas satélite.

En relación con la previsión del número de consumidores suministrados desde plantas satélite, el GTS espera un aumento del 0,7% (1.232 clientes) respecto de su previsión para el cierre del año de gas 2020-2021, mientras que las empresas distribuidoras estiman que el número de consumidores se incrementará un 2,4% (3.954 clientes).

Por otra parte, tanto el GTS como las empresas distribuidoras prevén un aumento relevante de la demanda de dichos consumidores. En particular, el GTS estima un incremento del 11,7% en la demanda de todos los consumidores, mientras que las empresas esperan un aumento del 5,7% con aumentos de consumo superiores a la media de los suministros acogidos a los peajes 3.3 y 3.4, que experimentan incrementos del 15,1% y 12,7% respectivamente, e inferiores para el resto de clientes.

En consecuencia, los tamaños medios por cliente que resultan de las previsiones de las empresas son inferiores a los que resultan de las previsiones del GTS y, en todo caso, superiores a los previstos para el cierre del año de gas 2020-2021, con la excepción de los peajes 3.1 y 3.2 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 el año de gas 2021-2022 de los consumidores conectados a plantas satélite.**

SIFCO	Previsión cierre Año Gas 2020-2021 (A)		Previsión Año Gas 2021-2022 (B)		Tasas de Variación (B) sobre (A)	
	Año Gas 2019-2020	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS

**A) Nº clientes**

Grupo 3	163.135	164.300	161.699	165.532	165.653	0,7%	2,4%
3.1	107.354	108.472	107.084	109.285	109.553	0,7%	2,3%
3.2	54.447	54.559	53.304	54.968	54.707	0,7%	2,6%
3.3	497	486	478	490	529	0,7%	10,5%
3.4	829	775	823	780	854	0,7%	3,7%
3.5	9	9	10	9	10	0,7%	0,0%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	1.264.882	1.360.000	1.305.061	1.519.616	1.379.244	11,7%	5,7%
3.1	227.239	246.196	268.379	275.091	273.236	11,7%	1,8%
3.2	503.812	552.786	494.695	617.663	507.332	11,7%	2,6%
3.3	26.251	28.053	29.142	31.345	33.539	11,7%	15,1%
3.4	373.301	383.186	397.571	428.158	447.973	11,7%	12,7%
3.5	134.278	149.779	115.273	167.358	117.164	11,7%	1,6%

**C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)**

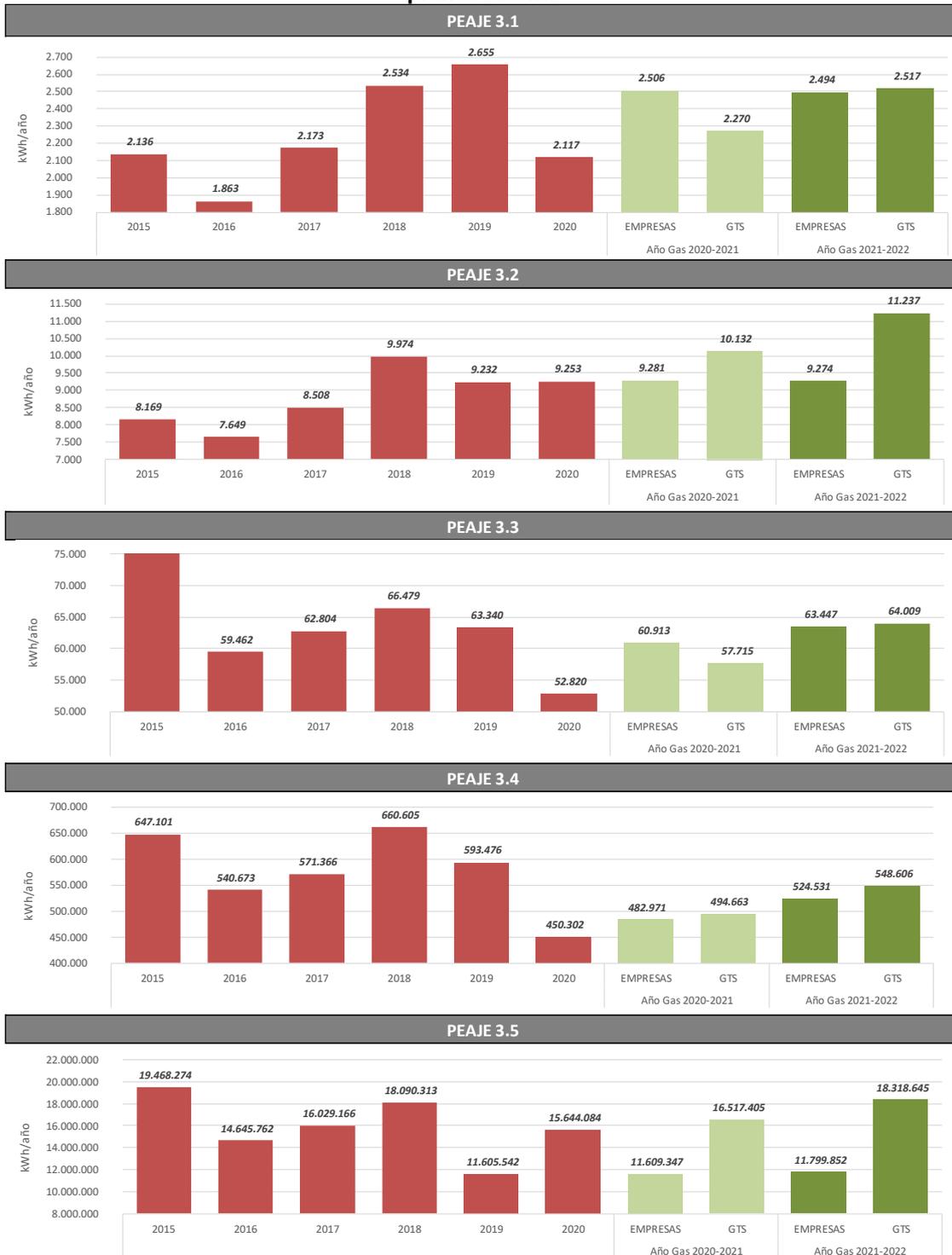
Grupo 3	7.754	8.278	8.071	9.180	8.326	10,9%	3,2%
3.1	2.117	2.270	2.506	2.517	2.494	10,9%	-0,5%
3.2	9.253	10.132	9.281	11.237	9.274	10,9%	-0,1%
3.3	52.820	57.715	60.913	64.009	63.447	10,9%	4,2%
3.4	450.302	494.663	482.971	548.606	524.531	10,9%	8,6%
3.5	15.644.084	16.517.405	11.609.347	18.318.645	11.799.852	10,9%	1,6%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En el Gráfico I.8 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2014-2015 y 2019-2020 y previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a plantas satélite.

Se observa que, según la previsión de las empresas distribuidoras, los tamaños medios previstos de los consumidores para el año de gas 2021-2022, serán superiores a la media registrada en los años 2014-2015 a 2019-2020 en el caso de los peajes 3.1 y 3.2, en línea con la media para el peaje 3.3, por debajo de la media en el peaje 3.4 y 3.5. las previsiones del GTS estiman tamaños medios superiores a al promedio registrado en los años 2014-2015 a 2019-2020 para todos los peajes excepto el 3.4.

**Gráfico I.8. Tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a plantas satélite registrados entre 2015 y 2020 y previstos para el año de gas 2021-2022 por las empresas distribuidoras y el GTS de los consumidores abastecidos mediante planta 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 se estima en 45.000, como resultado de proyectar la tendencia prevista para el cierre de 2020-2021, suponiendo que las captaciones de nuevos clientes se producirán en la distribución implícita en las previsiones de las empresas.
- El tamaño medio de estos consumidores se corresponderá a los tamaños medios considerados para el año de gas 2020-2021 sin tener en cuenta el efecto del episodio meteorológico de fuertes nevadas ocasionadas por la borrasca Filomena y posterior ola de frío, salvo para los peajes 3.1 y 3.2, que se estima que adicionalmente se reducirán un 0,5% como consecuencia de una mejora en eficiencia energética.

En consecuencia, se estima que en el año de gas 2021-2022 el número de clientes suministrados desde las redes de transporte y distribución aumentará un 0,6% (45.000 clientes), inferior al incremento previsto el GTS (0,7%, 58.759 clientes) e inferior al previsto por las empresas (0,8%, 65.931 clientes), mientras que la demanda de estos consumidores se reducirá un 3%, previsión superior a la previsión del GTS (-5,2%) e inferior a la previsión de las empresas (+2,7%).

En el caso de los consumidores conectados a plantas satélite para el año de gas 2021-2022, las previsiones del número de clientes, tamaños medios y volumen, se han construido de forma similar. Como resultado, se estima que el número de clientes se incrementará un 2,4% (3.954 clientes) superior al previsto por el GTS (+0,7%, 1.232 clientes) e igual al previsto por las empresas distribuidoras (+2,4%, 3.954 clientes).

Adicionalmente, se estima que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se reducirá en un -6,8% respecto de la previsión de cierre del año de gas 2020-2021, sustancialmente inferior a la previsión del GTS (+11,7% de incremento) así como al incremento previsto por las empresas distribuidoras (+5,7%).

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 8.021.864 el número de consumidores del grupo 3 para el año de gas 2021-2022, un 0,6% superior (48.954 clientes) al previsto para el cierre del año de gas 2020-2021, cuya demanda se estima en 69.548 GWh, un 3,1% inferior a la prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 (véase el Cuadro I.22).

**Cuadro I.22. Previsión de la CNMC del número de clientes del Grupo 3 y su consumo para el año de gas 2021-2022**

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2019-2020		Previsión cierre Año Gas 2020-2021 (A)		Previsión Año Gas 2021-2022 (B)		% variación (B) sobre (A)		
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	
<b>I. Conectada a Plantas Satélite</b>										
3.1	< 5	227.239	107.354	271.302	107.084	260.720	109.553	-3,9%	2,3%	
3.2	< 50	503.812	54.447	526.693	53.304	475.631	54.707	-9,7%	2,6%	
3.3	< 100	26.251	497	28.509	478	31.263	529	9,7%	10,5%	
3.4	100 < C ≤ 8.000	373.301	829	403.894	823	367.238	854	-9,1%	3,7%	
3.5	> 8.000	134.278	9	134.278	10	136.482	10	1,6%	0,0%	
<b>TOTAL</b>		<b>1.264.882</b>	<b>163.135</b>	<b>1.364.677</b>	<b>161.699</b>	<b>1.271.334</b>	<b>165.653</b>	<b>-6,8%</b>	<b>2,4%</b>	
<b>II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución</b>										
3.1	< 5	10.319.089	4.503.853	11.522.141	4.505.649	10.756.486	4.519.827	-6,6%	0,3%	
3.2	< 50	27.346.227	3.194.037	30.149.866	3.227.241	28.312.466	3.256.499	-6,1%	0,9%	
3.3	< 100	1.417.929	25.018	1.610.896	25.476	1.543.728	26.103	-4,2%	2,5%	
3.4	100 < C ≤ 8.000	21.436.456	51.401	22.589.465	52.534	22.989.118	53.463	1,8%	1,8%	
3.5	> 8.000	4.655.218	304	4.538.838	311	4.675.003	319	3,0%	2,4%	
<b>TOTAL</b>		<b>65.174.919</b>	<b>7.774.613</b>	<b>70.411.206</b>	<b>7.811.211</b>	<b>68.276.801</b>	<b>7.856.211</b>	<b>-3,0%</b>	<b>0,6%</b>	
<b>III. Total</b>										
3.1	< 5	10.546.328	4.611.206	11.793.443	4.612.733	11.017.206	4.629.380	-6,6%	0,4%	
3.2	< 50	27.850.039	3.248.484	30.676.559	3.280.545	28.788.097	3.311.206	-6,2%	0,9%	
3.3	< 100	1.444.180	25.515	1.639.405	25.955	1.574.990	26.631	-3,9%	2,6%	
3.4	100 < C ≤ 8.000	21.809.757	52.230	22.993.360	53.357	23.356.356	54.317	1,6%	1,8%	
3.5	> 8.000	4.789.497	312	4.673.116	321	4.811.485	329	3,0%	2,3%	
<b>TOTAL</b>		<b>66.439.801</b>	<b>7.937.748</b>	<b>71.775.883</b>	<b>7.972.910</b>	<b>69.548.134</b>	<b>8.021.864</b>	<b>-3,1%</b>	<b>0,6%</b>	

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 de gas 2021-2022.

**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 el año de gas 2021-2022**

GTS	Prevision Año Gas 2021-2022			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2020-2021 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
P > 60 bar	79.332.617	91	275.155.773	7,9%	0,0%	7,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	38.891.118	184	141.057.777	7,9%	0,0%	7,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	93.712.035	3.607	389.654.227	7,9%	0,0%	7,9%
<b>TOTAL</b>	<b>211.935.770</b>	<b>3.882</b>	<b>805.867.777</b>	<b>7,9%</b>	<b>0,0%</b>	<b>7,9%</b>

Empresas	Prevision Año Gas 2021-2022			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2020-2021 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
P > 60 bar	74.194.245	85	268.582.334	4,0%	-0,1%	3,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	36.024.799	153	129.817.195	4,0%	0,0%	3,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	94.280.478	3.781	371.686.836	5,8%	4,3%	4,8%
<b>TOTAL</b>	<b>204.499.523</b>	<b>4.019</b>	<b>770.086.366</b>	<b>4,8%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,2%</b>

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 el año de gas 2021-2022 (un 7,9% el GTS y un 4,8% las empresas transportistas y distribuidoras) respecto de su previsión para el cierre del año de gas 2020-2021, motivado por el incremento de un 4% de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión superior a 60 bar y entre 16 y 60 bar y de un 5,8% de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar, según las empresas transportistas y distribuidoras. Por lo que se refiere al GTS su previsión de crecimiento de la demanda es de un 7,9% en todos los niveles de presión.

Respecto a las provisiones relativas a la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar, tanto el GTS como las empresas transportistas estiman que aumentará en el año de gas 2021-2022 en un 7,9% y 4,2% respectivamente. Mientras que el GTS prevé un crecimiento uniforme del 7,9% independientemente del nivel de presión, las empresas transportistas prevén un incremento de la capacidad contratada del 3,5% de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, un incremento del 3,9% de la capacidad contratada por los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar y, por último, un incremento del 4,8% de la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar.

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2021 el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 5,6% y el 6,5% (CE 5,6%, OCDE 5,7%, FMI 6,4%, Banco de España<sup>5</sup> 6%; Gobierno 6,5%) y para el año 2022 el intervalo de variación se encuentra entre el 4,7% y el 7% (FMI 4,7%, OCDE 4,8%, CE 5,3%, Banco de España 7%).

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 4,8%, la de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar aumentarán un 4,0% y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar un 3,0%.

En relación con la capacidad contratada prevista para el año de gas 2021-2022, se ha considerado que la misma se incrementará un 2,4%, registrándose incrementos de caudal de 4,4% en los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar, del 1,5% en el nivel de presión de entre 16 y 60 bar y del 1,4% entre 4 y 16 bar.

**Cuadro I.24. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año de gas 2021-2022**

	Prevision Año Gas 2021-2022			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2020-2021 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	75.325.434	85	236.600.500	4,8%	0,0%	4,4%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	35.813.104	156	122.947.633	4,0%	1,0%	1,5%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	91.341.390	3.636	363.344.507	3,0%	0,3%	1,4%
<b>TOTAL</b>	<b>202.479.928</b>	<b>3.877</b>	<b>722.892.641</b>	<b>3,9%</b>	<b>0,3%</b>	<b>2,4%</b>

Fuente: CNMC

### Previsión demanda convencional para el año de gas 2021-2022

En el Cuadro I.25 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC, el GTS y las empresas transportistas y distribidoras. Se observa que, la CNMC estima que la demanda convencional en el año de gas 2021-2022 alcanzará 283,9 TWh, similar a la prevista por el GTS (284,3 TWh) e inferior a la prevista por las empresas transportistas y distribidoras (291,5 TWh).

<sup>5</sup> En el escenario central

**Cuadro I.25. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2021-2022 <sup>(1)</sup>.**

GTS	Previsión Año Gas 2021-2022			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2020-2021 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
P > 60 bar	79.332.617	91	275.155.773	7,9%	0,0%	7,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	38.891.118	184	141.057.777	7,9%	0,0%	7,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	93.712.035	3.607	389.654.227	7,9%	0,0%	7,9%
P ≤ 4 bar	58.760.217	8.063.884	30.238.288	-4,9%	0,7%	-4,9%
<b>TOTAL</b>	<b>270.695.987</b>	<b>8.067.766</b>	<b>836.106.065</b>	<b>4,9%</b>	<b>0,7%</b>	<b>7,4%</b>
GNL directo a cliente final	13.676.546			11,7%		
<b>TOTAL</b>	<b>284.372.533</b>	<b>8.067.766</b>	<b>836.106.065</b>	<b>5,2%</b>	<b>0,7%</b>	<b>7,4%</b>

Empresas	Previsión Año Gas 2021-2022			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2020-2021 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
P > 60 bar	74.194.245	85	268.582.334	4,0%	-0,1%	3,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	36.024.799	153	129.817.195	4,0%	0,0%	3,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	94.280.478	3.781	371.686.836	5,8%	4,3%	4,8%
P ≤ 4 bar	72.001.731	8.065.090	34.802.756	2,7%	0,9%	2,6%
<b>TOTAL</b>	<b>276.501.254</b>	<b>8.069.109</b>	<b>804.889.122</b>	<b>4,3%</b>	<b>0,9%</b>	<b>4,1%</b>
GNL directo a cliente final	14.961.295			6,0%		
<b>TOTAL</b>	<b>291.462.548</b>	<b>8.069.109</b>	<b>804.889.122</b>	<b>4,4%</b>	<b>0,9%</b>	<b>4,1%</b>

CNMC	Previsión Año Gas 2021-2022			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2020-2021 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
P > 60 bar	75.325.434	85	236.600.500	4,8%	0,0%	4,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.813.104	156	122.947.633	4,0%	1,0%	1,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.341.390	3.636	363.344.507	3,0%	0,3%	1,4%
P ≤ 4 bar	69.548.134	8.021.864	22.734.282	-3,1%	0,6%	0,5%
<b>TOTAL</b>	<b>272.028.062</b>	<b>8.025.741</b>	<b>745.626.922</b>	<b>2,0%</b>	<b>0,6%</b>	<b>2,3%</b>
GNL directo a cliente final	11.901.976			6,0%		
<b>TOTAL</b>	<b>283.930.038</b>	<b>8.025.741</b>	<b>745.626.922</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,6%</b>	<b>2,3%</b>

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.

### 1.2.3. Demanda nacional

En el Cuadro I.26 se muestra la demanda nacional prevista para el año de gas 2021-2022 por esta Comisión resultado de agregar las previsiones de la demanda destinada a la generación eléctrica y convencional descritas anteriormente. Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en el año de gas 2021-2022 un 0,8% respecto de la prevista para el cierre del ejercicio 2020-2021, motivado por la una reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (-3,6%) y la de los consumidores conectados a redes de menos de 4 bar (-3,1%), parcialmente compensado por un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión de entre 16 y 60 bar (+4%) y de entre 4 y 16 bar (+3%).

**Cuadro I.26. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2021-2022**

	MWh			Tasa de variación (%)	
	Año Gas 2019-2020 (A) (SIFCO)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (B)
P > 60 bar	166.311.826	145.747.881	140.568.842	-12,4%	-3,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	33.935.800	34.429.143	35.813.104	1,5%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.722.244	88.679.631	91.365.359	1,1%	3,0%
P ≤ 4 bar	66.439.801	71.775.883	69.548.134	8,0%	-3,1%
<b>TOTAL</b>	<b>354.409.671</b>	<b>340.632.538</b>	<b>337.295.440</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-1,0%</b>
GNL directo a cliente final	11.057.242	11.223.831	11.901.976	1,5%	6,0%
<b>TOTAL</b>	<b>365.466.913</b>	<b>351.856.369</b>	<b>349.197.415</b>	<b>-3,7%</b>	<b>-0,8%</b>

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

En el Cuadro I.27 se muestra el escenario de demanda previsto para el año de gas 2021-2022 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor según la estructura de peajes vigentes y en el Cuadro I.28 se muestra la misma información según la estructura de peajes de la Circular 6/2020.

**Cuadro I.27. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2021-2022 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor**

Prestación	Peaje	Volumen	Año Gas 2021-2022															
			Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL			
			Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	
			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)	
<b>TOTAL GRUPO 1</b>			<b>58.218.642</b>	<b>35</b>	<b>214.248.787</b>	<b>7.024.767</b>	<b>3</b>	<b>56.050.360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>75.325.434</b>	<b>85</b>	<b>236.600.500</b>	<b>140.568.842</b>	<b>123</b>	<b>506.899.647</b>	
P<=60 bares	<b>GRUPO 1</b>			<b>58.218.642</b>	<b>35</b>	<b>214.248.787</b>	<b>7.024.767</b>	<b>3</b>	<b>56.050.360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>75.325.434</b>	<b>85</b>	<b>236.600.500</b>	<b>140.568.842</b>	<b>123</b>	<b>506.899.647</b>
	1.1	<=200.000	MWh	796.289	26	3.896.849	0	0	0	0	0	0	1.206.101	37	5.029.200	1.991.390	63	8.916.049
	1.2	<1.000.000	MWh	2.306.159	4	5.183.827	2.106.451	1	22.040.168	0	0	0	15.739.877	26	50.686.372	20.152.487	30	77.910.358
	1.3	>1.000.000	MWh	55.126.193	5	205.178.111	4.918.315	2	34.010.200	0	0	0	58.380.456	22	180.884.929	118.424.965	30	420.073.239
<b>TOTAL GRUPO 2</b>			<b>23.969</b>	<b>3</b>	<b>293.593</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>127.154.494</b>	<b>3.792</b>	<b>486.292.140</b>	<b>127.178.463</b>	<b>3.795</b>	<b>486.585.733</b>	
16<P<=60 bares	<b>GRUPO 2</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>35.813.104</b>	<b>156</b>	<b>122.947.633</b>	<b>35.813.104</b>	<b>156</b>	<b>122.947.633</b>
	2.1	<=500	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.433	9	9.434	1.433	9	9.434
	2.2	<=5.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87.222	33	421.500	87.222	33	421.500
	2.3	<=30.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499.613	40	2.973.940	499.613	40	2.973.940
	2.4	<=100.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.039.072	20	4.613.763	1.039.072	20	4.613.763
	2.5	<=500.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.121.432	36	35.665.639	10.121.432	36	35.665.639
2.6	>500.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.064.330	18	79.263.357	24.064.330	18	79.263.357	
4<P<=16 bares	<b>GRUPO 2</b>			<b>23.969</b>	<b>3</b>	<b>293.593</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>91.341.390</b>	<b>3.636</b>	<b>363.344.507</b>	<b>91.365.359</b>	<b>3.639</b>	<b>363.636.100</b>
	2.1	<=500	MWh	0	1	236	0	0	0	0	0	0	138.969	641	998.333	138.971	641	998.569
	2.2	<=5.000	MWh	3.078	1	180.697	0	0	0	0	0	0	2.886.837	1.384	13.170.253	2.889.915	1.385	13.350.949
	2.3	<=30.000	MWh	1.625	1	27.890	0	0	0	0	0	0	12.947.132	1.012	69.690.435	12.948.757	1.013	69.718.326
	2.4	<=100.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.070.275	367	80.752.627	19.070.275	367	80.752.627
	2.5	<=500.000	MWh	19.263	0	84.770	0	0	0	0	0	0	44.096.203	219	159.074.928	44.115.467	219	159.159.698
2.6	>500.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.201.975	14	39.657.931	12.201.975	14	39.657.931	
<b>TOTAL INTERRUPTIBLES</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
4<P<=16 bares	<b>GRUPO A</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
	P<=60 bares	4.1	<= 200	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4.2	<= 1000	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4.3	> 1000	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4.4	C<=30	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	16<P<=60 bares	4.5	100>=C>=30	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4.6	100>=C>=500	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4.7	>500	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.8		>500	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<=16 bares	4.4	C<=30	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100>=C>=30	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100>=C>=500	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
P<=4 bar (3)	<b>GRUPO 3</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
	3.1	<=5	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	3.2	<=50	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	3.3	<=100	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	3.4	100 < C <= 30.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3.5 (4)	>=30.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>Suministro GNL Directo a cliente final (5)</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>TOTAL GAS DE EMISION</b>			<b>58.242.611</b>	<b>38</b>	<b>214.542.379</b>	<b>7.024.767</b>	<b>3</b>	<b>56.050.360</b>	<b>13.173.309</b>	<b>165.653</b>	<b>8.246.625</b>	<b>270.756.728</b>	<b>7.860.088</b>	<b>1.160.171.925</b>	<b>349.197.415</b>	<b>8.025.782</b>	<b>1.439.011.289</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro I.28. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2021-2022 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor según la estructura de la Circular 6/2020**

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				TOTAL			
			Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)
			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)	
<b>P&gt;60 bar</b>			58.218.642	35	216.306.530	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	0	0	0	0	75.325.434	85	236.859.296	87%	140.568.842	123	509.216.185	76%
RL1	<3.000	0	1	1.948	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	57	12%	3	2	2.005	0%	
RL2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	2	92	73%	25	2	92	73%	
RL3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	4	698	67%	170	4	698	67%		
RL4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	856	10	4.030	58%	856	10	4.030	58%		
RL5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.300	1	29.185	12%	1.300	1	29.185	12%		
RL6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.282	1	11.724	77%	3.282	1	11.724	77%		
RL7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.542	2	93.467	48%	16.542	2	93.467	48%		
RL8	<50.000.000	21.253	1	64.643	90%	0	0	0	0	180.970	6	862.862	57%	202.222	7	927.305	69%					
RL9	<150.000.000	167.277	2	830.936	55%	0	0	0	0	659.401	7	2.837.835	64%	826.678	9	3.668.773	63%					
RL10	<500.000.000	861.388	4	3.022.554	78%	0	0	0	0	4.543.118	13	15.796.208	79%	5.404.507	17	18.818.762	79%					
RL11	>500.000.000	57.168.724	27	212.386.447	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	69.919.768	38	217.223.337	88%	134.113.259	68	485.660.145	76%					
<b>P&lt;60 bar</b>			23.969	3	366.884	18%	0	0	0	0	1.271.334	165.653	8.246.625	42%	195.431.295	7.860.003	927.943.092	58%	196.726.597	8.025.659	936.456.601	58%
<b>16-60 Bar</b>			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.813.104	156	124.156.111	79%	35.813.104	156	124.156.111	79%	
RL1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0%	0	1	0	0%		
RL2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RL3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RL4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	406	3	2.881	39%	406	3	2.881	39%	
RL5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.936	11	48.158	68%	11.936	11	48.158	68%	
RL6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81.077	27	473.843	47%	81.077	27	473.843	47%	
RL7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	271.732	28	1.727.993	43%	271.732	28	1.727.993	43%	
RL8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	757.723	25	3.725.572	56%	757.723	25	3.725.572	56%	
RL9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.495.250	14	6.429.544	64%	1.495.250	14	6.429.544	64%	
RL10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.450.965	28	32.403.256	80%	9.450.965	28	32.403.256	80%	
RL11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.744.015	18	79.344.863	82%	23.744.015	18	79.344.863	82%	
<b>4-16 Bar</b>			23.969	3	366.884	18%	0	0	0	0	0	0	0	91.341.390	3.636	366.407.697	68%	91.365.359	3.639	366.774.581	68%	
RL1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	55	96.234	0%	33	55	96.234	0%	
RL2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	254	21	18.364	4%	254	21	18.364	4%	
RL3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.584	72	77.378	9%	2.584	72	77.378	9%	
RL4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66.743	359	643.858	28%	66.743	359	643.858	28%	
RL5	<1.500.000	1.152	1	133.316	2%	0	0	0	0	650.012	760	3.675.926	48%	651.164	761	3.809.242	47%					
RL6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	2.527.122	798	12.101.242	57%	2.527.122	798	12.101.242	57%					
RL7	<15.000.000	6.847	1	157.940	12%	0	0	0	0	5.943.600	647	33.875.447	45%	5.950.447	648	34.033.387	48%					
RL8	<50.000.000	15.970	1	75.628	58%	0	0	0	0	15.295.095	534	74.380.324	56%	15.311.065	535	74.455.952	56%					
RL9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	23.170.411	258	93.623.547	68%	23.170.411	258	93.623.547	68%					
RL10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	32.887.354	120	113.280.179	80%	32.887.354	120	113.280.179	80%					
RL11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	10.798.181	11	34.635.199	85%	10.798.181	11	34.635.199	85%					
<b>&lt;4 Bar</b>			0	0	0	0	0	0	0	1.271.334	165.653	8.246.625	42%	68.276.801	7.856.211	437.279.284	43%	69.548.134	8.021.864	445.525.909	43%	
RL1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	260.720	109.553	1.685.097	42%	10.756.491	4.519.831	68.445.953	43%	11.017.211	4.629.384	70.131.049	43%	
RL2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	314.853	45.259	2.329.218	37%	20.796.469	2.856.305	149.634.288	38%	21.111.321	2.901.564	151.963.507	38%	
RL3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	160.779	3.448	1.189.410	37%	7.515.997	400.194	54.078.933	38%	7.676.776	409.642	55.268.344	38%	
RL4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	113.097	1.016	701.299	44%	7.639.390	57.489	44.366.184	47%	7.752.488	58.505	45.067.483	47%	
RL5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	158.215	305	983.377	44%	12.994.006	20.572	75.424.363	47%	13.152.222	20.877	76.407.741	47%	
RL6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	109.446	55	680.253	44%	3.320.544	1.408	19.336.971	47%	3.429.990	1.463	20.017.224	47%	
RL7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	59.972	12	296.243	55%	2.606.256	309	14.309.172	50%	2.866.229	321	14.605.415	50%	
RL8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	94.251	5	381.728	68%	2.272.115	37	10.460.166	60%	2.366.367	102	10.841.893	60%	
RL9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	375.531	6	1.223.253	84%	375.531	6	1.223.253	84%	
RL10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RL11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>TOTAL</b>			58.242.611	38	216.673.414	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	1.271.334	165.653	8.246.625	42%	270.756.728	7.860.088	1.164.702.388	64%	337.295.440	8.025.782	1.445.672.787	64%
<b>GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL</b>										11.901.976									11.901.976	0	0	
<b>TOTAL SISTEMA</b>			58.242.611	38	216.673.414	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	13.173.309	165.653	8.246.625	43%	270.756.728	7.860.088	1.164.702.388	64%	349.197.415	8.025.782	1.445.672.787	66%

Fuente: CNMC

## 2. Previsiones de la capacidad contratada y volumen por punto de entrada y de salida de la red de transporte para el cierre de ejercicio 2020-2021 y 2021-2022

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se ha estimado la capacidad contratada por punto de entrada y de salida de la red de transporte.

### 2.1. Capacidad contratada y volumen previstos en cada punto de entrada

#### 2.1.1. Entradas a la red de transporte desde los almacenamientos subterráneos

En el caso de la entrada desde los **almacenamientos subterráneos** (en adelante, AA.SS.), el volumen previsto de entrada para el cierre del ejercicio 2020-2021 y para el ejercicio 2021-2022 se corresponde con la previsión del volumen de gas extraído facilitada por el GTS para sendos ejercicios.

La capacidad contratada por punto de entrada a la red de transporte desde los almacenamientos subterráneos se ha estimado con las siguientes hipótesis:

- Se considera que el perfil de extracción se corresponde con el perfil promedio de los registrados en los últimos 4 años de gas<sup>6</sup>.
- Se considera que únicamente se realizan contratos diarios, ya que son los que minimizan la facturación de peajes dados los multiplicadores aplicables a cada ejercicio.

#### 2.1.2. Entradas a la red de transporte desde yacimientos y conexiones internacionales

La capacidad contratada para el cierre del año de gas 2020-2021 en las entradas desde yacimientos y conexiones internacionales, se ha estimado considerando (i) para el periodo octubre y noviembre de 2020 los valores reales, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, (ii) para los meses de diciembre de 2020 a septiembre de 2021 la efectivamente contratada por los agentes de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR y (iii) la evolución registrada durante los últimos meses.

El volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos y conexiones internacionales se ha estimado considerando (i) los factores de carga implícitos en las previsiones facilitadas por el GTS, (ii) los factores de carga de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y (iii)

---

<sup>6</sup> Se han tomado los perfiles de los años de gas 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019 y 2019-2020

los volúmenes considerados por el GTS y las empresas transportistas-distribuidores. Adicionalmente se ha tenido en cuenta que las entradas de gas natural por Tarifa destinadas al tránsito de gas natural con destino a Portugal se incorporan a partir de enero de 2021 como consecuencia de la aplicación de la disposición adicional quinta de la Circular 9/2019 de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

Como consecuencia de lo anterior, se estima como mejor previsión de entradas por gasoducto para el cierre de 2020-2021 la cantidad de 139.388 GWh, esto es un 13,6% superior a la registrada en 2019-2020, incremento superior al previsto por el GTS para dicho ejercicio (+8,9%).

La capacidad contratada para el año de gas 2021-2022 mantiene las capacidades contratadas previstas para el año de gas 2020-2021.

El volumen previsto de entrada desde las conexiones internacionales y yacimientos para el año de gas 2021-2022 se ha estimado, de forma similar, manteniendo los volúmenes previstos para el ejercicio 2020-2021, con la excepción de las entradas por Tarifa que se ven incrementadas como consecuencia, tal y como se ha mencionado, de la incorporación del tránsito durante todo el año de gas.

Resultado de lo anterior, se estima que las entradas desde conexiones internacionales y yacimientos se incrementarán un 2,4% sobre las previstas para el ejercicio 2020-2021, mientras que el GTS prevé una reducción del -1,6%.

Adicionalmente, en el caso de los puntos de interconexión virtuales con Francia y Portugal se hace necesaria la desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista por punto físico, lo que se hace en función de las capacidades técnicas de cada uno de los puntos físicos que integran los citados puntos virtuales, de acuerdo con la información aportada por el GTS (véase Cuadro I.29).

**Cuadro I.29. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico**

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatiou	Total
Capacidad contratada técnica (1)	55	25	80	165	60	225
% sobre total (B)	69%	31%	100%	73%	27%	100%

Previsión de cierre del año de gas 2020-2021	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatiou	Total
Capacidad (kWh/día) (B)			10.911.468			174.946.238
Volumen (MWh) (C)			2.305.692			31.204.692
<b>Desagregación por punto físico</b>						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	7.501.634	3.409.834	10.911.468	128.293.908	46.652.330	174.946.238
Volumen (MWh) (A) * (C)	1.585.163	720.529	2.305.692	22.883.441	8.321.251	31.204.692

Previsión de año de gas 2021-2022	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatiou	Total
Capacidad (kWh) (D)			10.911.468			174.946.238
Volumen (MWh) (E)			2.305.692			31.204.692
<b>Desagregación por punto físico</b>						
Capacidad (kWh/día) (A) * (D)	7.501.634	3.409.834	10.911.468	128.293.908	46.652.330	174.946.238
Volumen (MWh) (A) * (E)	1.585.163	720.529	2.305.692	22.883.441	8.321.251	31.204.692

Fuente: GTS y CNMC

(1) La capacidad técnica de Irún/Biriatiou incluye la capacidad coordinada y no coordinada

### 2.1.3. Entradas a la red de transporte desde plantas de GNL

La previsión del gas que se introduce en el sistema para los años de gas 2020-2021 y 2021-2022 a través de plantas de GNL se ha calculado como la diferencia entre el volumen que debe ser abastecido, 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 2020-2021 y 2021-2022, excluyendo la demanda abastecida mediante plantas satélite y las inyecciones de biogás en las redes locales 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.

En cuanto a la estimación de inyecciones de biogás en las redes locales se ha considerado la previsión facilitada por las empresas distribuidoras-transportistas, que suponen unas inyecciones de 77.923MWh en el año de gas 2020-2021 y 349.913 MWh en 2021-2022.

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 11,4% en 2020-2021 y un 3,9% en 2021-2022.

Dicho volumen se ha distribuido por planta de regasificación manteniendo para la misma distribución por planta que la prevista por el GTS para ambos ejercicios.

La capacidad contratada por planta de GNL se ha estimado considerando los factores de carga de la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y considerando un incremento del 3% en el factor de carga motivado por mejora de eficiencia en la contratación de la capacidad de regasificación, aplicándose el mismo factor de carga a todas las plantas de regasificación.

La capacidad contratada por planta de GNL prevista para 2021-2022 se ha calculado manteniendo los factores de carga previstas para el año de gas 2020-2021.

#### **2.1.4. Entradas a la red de transporte**

En el Cuadro I.30 se muestran las previsiones del volumen y las capacidades contratadas por punto de entrada previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 y el año de gas 2021-2022.

**Cuadro I.30. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 y el año de gas 2021-2022**

Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>138.934.168</b>	<b>581.557.840</b>	<b>65,5%</b>	<b>142.324.758</b>	<b>581.557.840</b>	<b>67,0%</b>	<b>2,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>2,4%</b>
Tarifa GME	42.301.414	175.158.882	66,2%	45.692.004	175.158.882	71,5%	8,0%	0,0%	8,0%
MEDGAZ	63.122.370	220.541.251	78,4%	63.122.370	220.541.251	78,4%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Biriattou	8.321.251	46.652.330	48,9%	8.321.251	46.652.330	48,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	22.883.441	128.293.908	48,9%	22.883.441	128.293.908	48,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	1.585.163	7.501.634	57,9%	1.585.163	7.501.634	57,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Tuy	720.529	3.409.834	57,9%	720.529	3.409.834	57,9%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>215.560.842</b>	<b>666.749.039</b>	<b>88,6%</b>	<b>207.046.634</b>	<b>640.413.829</b>	<b>88,6%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>0,0%</b>
Barcelona	38.812.183	120.049.567	88,6%	37.279.182	115.307.857	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Cartagena	38.930.731	120.416.248	88,6%	37.393.048	115.660.055	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Huelva	47.839.692	147.972.464	88,6%	45.950.123	142.127.858	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Bilbao	48.313.048	149.436.597	88,6%	46.404.783	143.534.160	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Sagunto	18.812.676	58.189.295	88,6%	18.069.614	55.890.939	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Mugaridos	22.852.511	70.684.867	88,6%	21.949.884	67.892.961	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>11.037.005</b>	<b>33.020.031</b>	<b>91,6%</b>	<b>12.714.609</b>	<b>38.862.359</b>	<b>89,6%</b>	<b>15,2%</b>	<b>17,7%</b>	<b>-2,1%</b>
Serrablo	3.265.078	9.567.884	93,5%	3.573.623	10.995.182	89,0%	9,4%	14,9%	-4,8%
Gaviota	3.963.034	12.492.230	86,9%	5.510.461	16.828.713	89,7%	39,0%	34,7%	3,2%
Yela	3.448.840	9.823.076	96,2%	3.260.328	9.869.450	90,5%	-5,5%	0,5%	-5,9%
Marismas	360.052	1.136.840	86,8%	370.196	1.169.015	86,8%	2,8%	2,8%	0,0%
<b>Otros</b>	<b>454.715</b>	<b>2.154.755</b>	<b>57,8%</b>	<b>454.715</b>	<b>2.154.755</b>	<b>57,8%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
Marismas	7.665	21.000	100,0%	7.665	21.000	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Poseidon	58.084	437.308	36,4%	58.084	437.308	36,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Viura	314.634	1.401.699	61,5%	314.634	1.401.699	61,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Madrid	74.332	294.749	69,1%	74.332	294.749	69,1%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>365.986.729</b>	<b>1.283.481.664</b>	<b>78%</b>	<b>362.540.715</b>	<b>1.262.988.784</b>	<b>78,6%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>0,7%</b>

Fuente: CNMC

## 2.2. Capacidad contratada y volumen previstos por punto de salida de la red de transporte

Análogamente a la previsión de la capacidad y el volumen contratado por punto de entrada, la capacidad contratada prevista y el volumen por puntos de salida de la red de transporte se ha estimado partiendo de la previsión de capacidad contratada por punto de salida para año de gas 2021-2022, con las siguientes hipótesis.

### 2.2.1. Salidas desde la red de transporte hacia los almacenamientos subterráneos

El volumen previsto de salida hacia los AA.SS para el cierre del ejercicio 2020-2021 y para el ejercicio 2021-2022 se corresponde con la previsión del volumen de gas inyectado facilitada por el GTS para sendos ejercicios.

Asimismo, de forma similar a la previsión de capacidad contratada de entrada, se ha estimado la capacidad prevista de salida suponiendo que el perfil de inyección se corresponde con el realmente registrado en los últimos cuatro años de gas. Se indica que con las hipótesis anteriores la contratación de capacidad que minimiza la facturación del peaje de salida de la red de transporte hacia el almacenamiento subterráneo es la diaria.

## 2.2.2. Salidas desde la red de transporte hacia las conexiones internacionales

En el Cuadro I.31 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2020-2021 remitidas por el GTS y las empresas transportistas. Ambos agentes contemplan una disminución de las exportaciones hacia Francia, del -53,6% en el caso del GTS y del -96,9% en el caso de las empresas transportistas. En relación con las previsiones de exportación con destino a Portugal ambos agentes prevén un incremento de las exportaciones hacia Portugal, del 90,8% en el caso del GTS y del 140,6% en el caso de las empresas transportistas.

**Cuadro I.31. Previsión de exportaciones para el año de gas 2020-2021 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)**

SIFCO	Año Gas 2019-2020			
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)		
Francia	33.878.738	127.441.396		
Portugal	1.769.225	8.009.260		
<b>TOTAL</b>	<b>35.647.963</b>	<b>135.450.656</b>		

GTS	Prevision cierre Año Gas 2020-2021		Tasa de variación sobre Año Gas 2019-2020	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada
Francia	15.713.005	17.228.559	-53,6%	-86,5%
Portugal	3.375.816	24.843.169	90,8%	210,2%
<b>TOTAL</b>	<b>19.088.821</b>	<b>42.071.727</b>	<b>-46,5%</b>	<b>-68,9%</b>

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2020-2021		Tasa de variación sobre Año Gas 2019-2020	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada
Francia	1.041.417	17.228.559	-96,9%	-86,5%
Portugal	4.256.017	24.843.169	140,6%	210,2%
<b>TOTAL</b>	<b>5.297.434</b>	<b>42.071.727</b>	<b>-85,1%</b>	<b>-68,9%</b>

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Nota: Las previsiones de exportaciones hacia Portugal del GTS y de las empresas incluyen el gas destinado al tránsito mientras la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas del año de gas 2019-2020 no lo incluye.

Atendiendo a la evolución registrada en los últimos meses, se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada para 2020-2021 a Francia, la cantidad de 124,8 GWh/día, resultante de considerar para el promedio de la capacidad realmente contratada en septiembre y octubre de 2020, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. La capacidad contratada de exportaciones con destino a Portugal (24,8 GWh/día) resulta de considerar previsiones facilitadas por el GTS y las empresas transportistas.

Una vez estimada la capacidad contratada por conexión internacional, se estima el volumen asociado suponiendo se mantiene el mismo factor de carga anual registrado en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Como resultado de lo anterior, se estima que las exportaciones hacia Francia se reducirán un 73,0% sobre las registradas en 2019-2020, mientras que las de Portugal se incrementarán un 149,4%, como consecuencia de incluir en la previsión el tránsito a partir de enero de 2021 en aplicación de la disposición adicional quinta de la Circular 9/2019 de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado (véase Cuadro I.32).

**Cuadro I.32. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el año de gas 2020-2021**

SIFCO	Año Gas 2019-2020		Tasa de variación sobre año de gas 2019-2020	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)
Francia	33.878.738	127.441.396	-73,0%	-2,1%
Portugal	1.769.225	8.009.260	149,4%	210,2%
<b>TOTAL</b>	<b>35.647.963</b>	<b>135.450.656</b>	<b>-62,0%</b>	<b>10,5%</b>

CNMC	Prevision de cierre 2020-2021		Tasa de variación sobre año de gas 2019-2020	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)
Francia	9.132.812	124.799.837	-73,0%	-2,1%
Portugal	4.412.060	24.843.169	149,4%	210,2%
<b>TOTAL</b>	<b>13.544.872</b>	<b>149.643.005</b>	<b>-62,0%</b>	<b>10,5%</b>

Fuente: CNMC

Nota: La previsión la CNMC para Portugal incluye el gas destinado al tránsito mientras la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas del año de gas 2019-2020 no lo incluye.

En el Cuadro I.33 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2020-2021 y el año de gas 2021-2022 remitidas por el GTS y las empresas transportistas. Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá un 4,4% en el año de gas 2021-2022 respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2020-2021 derivada por la contracción de las exportaciones hacia Portugal, mientras que las empresas estiman que el volumen de exportaciones se mantendrá constante respecto de su previsión de cierre del año de gas 2020-2021.

**Cuadro I.33. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2021-2022 (MWh)**

	Previsión cierre Año Gas 2020-2021 (A)		Previsión año Gas 2021-2022 (B)		Tasa de variación (B) sobre (A)	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada
<b>GTS</b>						
Francia	15.713.005	17.228.559	16.985.727	17.782.438	8,1%	3,2%
Portugal	3.375.816	24.843.169	1.266.268	25.641.849	-62,5%	3,2%
<b>TOTAL</b>	<b>19.088.821</b>	<b>42.071.727</b>	<b>18.251.995</b>	<b>43.424.287</b>	<b>-4,4%</b>	<b>3,2%</b>
<b>Empresas</b>						
Francia	1.041.417	17.228.559	1.041.417	17.228.559	0,0%	0,0%
Portugal	4.256.017	24.843.169	4.256.017	24.843.169	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>5.297.434</b>	<b>42.071.727</b>	<b>5.297.434</b>	<b>42.071.727</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

Fuente: GTS, Empresas Distribuidoras y CNMC.

Teniendo en cuenta la información disponible, se ha considerado como mejor previsión para el año de gas 2021-2022 mantener las previsiones de 2020-2021 de las exportaciones a Francia y a Portugal.

**Cuadro I.34. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2021-2022**

	Previsión cierre Año Gas 2020-2021 (A)		Previsión año Gas 2021-2022 (B)		Tasa de variación (B) sobre (A)	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada
Francia	9.132.812	124.799.837	9.132.812	124.799.837	0,0%	0,0%
Portugal	4.412.060	24.843.169	4.412.060	24.843.169	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>13.544.872</b>	<b>149.643.005</b>	<b>13.544.872</b>	<b>149.643.005</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

Fuente: CNMC.

Con objeto de aplicar la metodología de la Circular 6/2020, en los puntos de interconexión virtuales con Francia y Portugal se han desagregado el volumen y las capacidades contratadas por punto de salida en función de las capacidades

técnicas de cada uno de los puntos físicos que integran los citados puntos virtuales, de acuerdo con la información aportada por el GTS (Cuadro I.35).

**Cuadro I.35. Capacidad contratada prevista por los puntos de salida de los VIP por punto físico**

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad contratada técnica (1)	134	10	144	165	60	225
% sobre total (A)	93%	7%	100%	73%	27%	100%

Previsión de cierre del año de gas 2020-2021	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (B)			24.843.169			124.799.837
Volumen (MWh) (C)			4.412.060			9.132.812
<b>Desagregación por punto físico</b>						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	23.117.949	1.725.220	24.843.169	116.133.181	8.666.655	124.799.837
Volumen (MWh) (A) * (C)	4.105.667	306.393	4.412.060	8.498.589	634.223	9.132.812

Previsión de año de gas 2021-2022	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (D)			24.843.169			124.799.837
Volumen (MWh) (E)			4.412.060			9.132.812
<b>Desagregación por punto físico</b>						
Capacidad (kWh) (A) * (D)	23.117.949	1.725.220	24.843.169	91.519.880	33.279.956	124.799.837
Volumen (MWh) (A) * (E)	4.105.667	306.393	4.412.060	6.697.396	2.435.417	9.132.812

Fuente: GTS y CNMC

### 2.2.3. Salidas desde la red de transporte hacia las plantas de regasificación

En relación con la **salida hacia las plantas de regasificación** (licuefacción virtual) se ha desagregado la previsión remitida por el GTS por planta de regasificación en función de la previsión de entrada desde dichas plantas.

### 2.2.4. Salidas desde la red de transporte hacia los consumidores nacionales

En el caso de las **salidas hacia consumidores nacionales**, dado que los comercializadores no contratan capacidad de salida en los puntos de interconexión de la red troncal con la red no troncal/secundaria o con la red de distribución, se ha desagregado la capacidad de salida prevista, excluidos los consumidores suministrados desde plantas satélites<sup>7</sup>, para el ejercicio por punto de salida en función de la información disponible por la CNMC.

En particular, se dispone de la siguiente información:

<sup>7</sup> Conforme al artículo 92 de la Ley 34/1998, los consumidores suministrados desde una planta satélite sólo deberán sufragar el coste de las redes de presión diseño que son utilizadas para su suministro.

- Información individualizada sobre la ubicación del punto de suministro y las variables de facturación de consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar y de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar con teled medida instalada (consumo anual superior a 5 GWh), en la base de datos de liquidaciones del sector gasista (SIFCO).
- Demanda desagregada por municipio y peaje de acceso, en SIFCO.
- Demanda diaria por punto de salida del año de gas 2018-2019 proporcionada por el GTS.
- Relación de CUPS de aquellos suministros con teled medida instalada por punto de salida proporcionada por el GTS.
- Relación entre punto de salida de la red de transporte y municipio, remitida por el GTS.

Teniendo en cuenta la información anterior, la capacidad contratada prevista en cada punto de salida de la red de transporte se ha estimado como la agregación de la capacidad de los CUPS asociados a este punto de salida y de la capacidad del resto de consumidores abastecidos desde ese punto de salida.

La capacidad **contratada de los CUPS asociados a un punto de salida** de la red de transporte se corresponde con la capacidad contratada de los consumidores con teled medida instalada en el último año de gas disponible (2018-2019).

La **capacidad contratada prevista para el resto de consumidores** abastecidos desde ese punto de salida se estima a partir de la capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar y acogidos a los peajes 3.1 a 3.4<sup>8</sup>, para lo que se ha procedido de la siguiente manera:

1<sup>o</sup> Se ha estimado el factor de carga de cada uno de los grupos tarifarios, como la relación entre el volumen diario máximo demandado y el consumo anual registrado, considerando las curvas de carga de dichos consumidores para los cuatro últimos años de gas (2016-2017, 2017-2018, 2018-2019 y 2019-2020) (véase Cuadro I.36).

---

<sup>8</sup> Ello implica obviar en la estimación a los consumidores sin teled medida instalada, cuya capacidad contratada representa el 0,5% de la capacidad contratada por los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar y los acogidos al peaje 3.5.

**Cuadro I.36. Factores de carga considerados para los peajes 3.1 a 3.4**

Peaje	Factor de carga (%)
3.1	43,06%
3.2	38,08%
3.3	47,09%
3.4	47,21%

Fuente: CNMC

- 2º Se ha estimado la capacidad contratada por peaje de acceso y municipio como resultado de aplicar el factor de carga del peaje correspondiente a la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje en cada uno de los municipios abastecidos desde la red de transporte, de acuerdo con la información disponible en SIFCO.
- 3º La capacidad contratada se ha asignado por punto de salida en función de relación municipio-punto de entrega de la red de transporte remita por el GTS.

Se indica que cuando un municipio es abastecido desde más de un punto de la red de transporte simultáneamente, la demanda asociada a dichos municipios se ha distribuido por punto de salida en función de la demanda registrada en el año de gas 2018-2019, de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

Finalmente, una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2018-2019 desagregada por punto de salida de la red de transporte, nivel de presión (presión > 60 bar, entre 4-16 bar, entre 16-60 bar y < 4 bar) y tipo de consumidor (destinado a generación eléctrica o convencional), la capacidad contratada del año de gas 2020-2021 de los consumidores nacionales conectados a la red transporte-distribución desglosada por nivel de presión y tipo de consumidor se distribuye por punto de salida proporcionalmente a la capacidad registrada en el año 2018-2019.

### **2.2.5. Capacidad y volumen desagregado por punto de salida de la red de transporte**

En el Cuadro I.37 se muestran las previsiones del volumen y las capacidades contratadas por punto de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 y el año de gas 2021-2022, con la excepción de la salida nacional para la que, a efectos de presentación, se han agregado los puntos de salida por presión de la red a la que están conectados los consumidores.

**Cuadro I.37. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 y el año de gas 2021-2022**

Puntos de salida	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Tasa de Variación 2022 s/ 2021		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>13.544.872</b>	<b>149.643.005</b>	<b>24,8%</b>	<b>13.544.872</b>	<b>149.643.005</b>	<b>24,8%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
Tarifa GME	-	-		-	-				
CI Biriattou	2.435.417	33.279.956	20,0%	2.435.417	33.279.956	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	6.697.396	91.519.880	20,0%	6.697.396	91.519.880	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	4.105.667	23.117.949	48,7%	4.105.667	23.117.949	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Tuy	306.393	1.725.220	48,7%	306.393	1.725.220	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.825.000</b>	<b>5.737.542</b>	<b>87,1%</b>	<b>1.825.000</b>	<b>5.431.027</b>	<b>92,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-5,3%</b>	<b>5,6%</b>
Barcelona	328.595	1.033.057	87,1%	328.595	977.868	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Cartagena	329.599	1.036.212	87,1%	329.599	980.855	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Huelva	405.025	1.273.340	87,1%	405.025	1.205.315	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Bilbao	409.032	1.285.939	87,1%	409.032	1.217.241	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Sagunto	159.274	500.733	87,1%	159.274	473.983	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Mugardos	193.476	608.261	87,1%	193.476	575.766	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
<b>Desde A.A.S.S.</b>	<b>12.177.995</b>	<b>32.868.152</b>	<b>101,5%</b>	<b>12.298.122</b>	<b>37.146.961</b>	<b>90,7%</b>	<b>1,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>-10,6%</b>
Serrablo	3.801.379	10.074.494	103,4%	3.872.157	11.672.087	90,9%	1,9%	15,9%	-12,1%
Gaviota	3.950.652	10.689.222	101,3%	4.042.770	12.213.416	90,7%	2,3%	14,3%	-10,4%
Yela	3.587.470	9.584.356	102,5%	3.527.951	10.665.858	90,7%	-1,7%	11,2%	-11,5%
Marismas	838.494	2.520.081	91,2%	855.243	2.605.600	89,9%	2,0%	3,4%	-1,4%
<b>Salida nacional</b>	<b>339.267.861</b>	<b>1.461.601.385</b>	<b>63,6%</b>	<b>336.024.106</b>	<b>1.430.764.664</b>	<b>64,3%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>1,2%</b>
P > 60 bar	145.747.881	529.112.132	72,8%	140.568.842	506.899.647	76,0%	3,7%	-4,2%	4,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.429.143	121.091.796	77,9%	35.813.104	122.947.633	79,8%	4,0%	1,5%	2,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	88.679.631	358.616.936	69,8%	91.365.359	363.638.100	68,8%	3,0%	1,4%	-1,4%
P ≤ 4 bar	70.411.206	452.780.521	42,6%	68.276.801	437.279.284	42,8%	-3,0%	-3,4%	0,4%
<b>TOTAL</b>	<b>366.815.728</b>	<b>1.649.850.085</b>	<b>60,9%</b>	<b>363.692.100</b>	<b>1.622.985.657</b>	<b>61,4%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>0,8%</b>

Fuente: GTS y CNMC

### 3. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2020-2021 y 2021-2022

Teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022, la previsión de entradas y salidas a la red de transporte por las conexiones internacionales, yacimientos y almacenamientos subterráneos, así como la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se estiman las variables de facturación de la actividad de regasificación con las siguientes hipótesis.

- *Regasificación*

La previsión de la capacidad contratada y el volumen de regasificación para los años de gas 2020-2021 y 2021-2022 coincide con las previsiones del volumen que se introduce en el sistema de transporte en cada planta y capacidad contratada.

- *Carga en cisternas*

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, además de las exportaciones a través de cisternas y los suministros de cisternas destinadas a bunkering y gas vehicular determinan la previsión de carga en cisternas para los años de gas 2020-2021 y 2021-2022.

En cuanto a las previsiones de la demanda de cisternas destinadas a bunkering y gas vehicular y a las exportaciones se han considerado las previsiones facilitadas por las empresas transportistas.

El volumen de carga en cisterna se distribuye por planta, considerando la misma distribución por planta que la prevista por el GTS para ambos ejercicios

La capacidad contratada de carga en cisternas prevista para el año de gas 2020-2021 se ha calculado empleando unos factores de carga por planta de regasificación considerando los factores de carga implícitos en las previsiones del GTS y los registrados en los últimos 12 meses disponibles en la base de datos de liquidaciones gasistas. Para el año de gas 2021-2022 se han mantenido los mismos factores de carga que los considerados para 2020-2021.

- *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 año de gas 2020-2021 y 2021-2022.

El nº de barcos para ambos ejercicios se ha calculado considerando el tamaño medio previsto por las empresas transportistas para dichos años. La distribución por tamaño de buque se ha realizado aplicando la misma distribución que la indicada por las empresas transportistas.

- *Trasvase de planta a buque / trasvase buque a buque / puestas en frío*

Las previsiones del volumen trasvasado de planta a buque para 2020-2021 se corresponde con la información disponible de los últimos 12 meses. El número de operaciones se corresponden con la información aportada tanto por el GTS y por las empresas. En las previsiones para 2021-2022 se ha considerado el número de operaciones aportado tanto por el GTS y por las empresas y el tamaño medio de las previsiones de 2020-2021.

Las previsiones de buque a buque y de puesta en frío se corresponden con la información aportada tanto por el GTS y por las empresas.

- *Licuefacción virtual*

Como se ha indicado, la previsión de licuefacción virtual de los años de gas 2020-2021 y 2021-2022 se corresponde con la previsión facilitada por el GTS.

- *Almacenamiento de GNL*

Para el año de gas 2020-2021 se estima que el volumen almacenado será de 3.160.189 GWh/año, este valor se ha estimado la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Respecto a la capacidad contratada se ha calculado aplicando el factor de carga registrado en los últimos meses en la base de datos de liquidaciones del sistema gasista, lo que supone una previsión de 13.144 GWh/día.

Para el año de gas 2021-2022 se ha considerado la variación de las previsiones de regasificación, carga en cisternas y trasvases y se ha mantenido el factor de carga considerado para el año de gas 2020-2021. En consecuencia, se ha previsto un volumen de 3.055.899 GWh/año y una capacidad de 12.719 GWh/día

A modo de resumen, en el Cuadro I.38 presentan las variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre del año de gas 2020-2021 y el año de gas 2021-2022.

**Cuadro I.38. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para los años de gas 2020-2021 y 2021-2022**

	Año Gas 2020-2021		Año Gas 2021-2022	
	Caudal contratado (kWh/día)/mes	MWh regasificados	Caudal contratado (kWh/día)/mes	MWh regasificados
<b>Regasificación</b>	666.749.039	215.560.842	640.413.829	207.046.634
Barcelona	120.049.567	38.812.183	115.307.857	37.279.182
Huelva	147.972.464	47.839.692	142.127.858	45.950.123
Cartagena	120.416.248	38.930.731	115.660.055	37.393.048
Sagunto	58.189.295	18.812.676	55.890.939	18.069.614
Mugardos	70.684.867	22.852.511	67.892.961	21.949.884
Bilbao	149.436.597	48.313.048	143.534.160	46.404.783
<b>Descarga de buques</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh descargados de buques</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh descargados de buques</b>
S ≤ 40.000 m3	241	230.414.956	233	222.495.186
M: 40.000 - 75.000 m3	1	83.593	1	35.053
L: 75.000 - 150.000 m3	4	2.061.107	6	2.697.267
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	93	81.590.133	96	84.349.086
XXL > 216.000 m3	140	141.974.516	128	130.314.165
	3	4.705.607	3	5.099.615
<b>Trasvase de GNL a buque</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh trasvasados de GNL a buque</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh trasvasados de GNL a buque</b>
	24	1.911.210	36	2.866.815
<b>Trasvase de buque a buque</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh trasvasados de buque a buque</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh trasvasados de buque a buque</b>
	1	142.048	0	0
<b>Puesta en frío</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh puestos en frío</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>MWh puestos en frío</b>
	1	3.091	0	0
<b>Carga en cisternas</b>	<b>Caudal (kWh/día)/mes</b>	<b>MWh cargados en cisternas</b>	<b>Caudal (kWh/día)/mes</b>	<b>MWh cargados en cisternas</b>
	52.792.454	13.891.161	52.093.770	14.473.937
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>Caudal (kWh/día)/mes</b>	<b>Volumen de gas almacenado (MWh)</b>	<b>Caudal (kWh/día)/mes</b>	<b>Volumen de gas almacenado (MWh)</b>
	13.153.732.624	3.160.189.085	12.749.136.970	3.062.984.831
<b>Licuefacción Virtual</b>	<b>Caudal (kWh/día)/mes</b>	<b>Volumen Licuefacción Virtual (MWh)</b>	<b>Caudal (kWh/día)/mes</b>	<b>Volumen Licuefacción Virtual (MWh)</b>
	5.737.542	1.825.000	5.431.027	1.825.000

Fuente: CNMC.

#### 4. Capacidad contratada equivalente

El artículo 4 de la Circular 6/2020 establece que, al objeto de incorporar el impacto de los contratos de corto plazo, la variable a tener en cuenta en el cálculo de los peajes es la capacidad contratada equivalente, esto es, el resultado de multiplicar la capacidad contratada por su multiplicador correspondiente teniendo en cuenta la duración de cada contrato.

Matemáticamente la capacidad contratada equivalente, se define como:

$$Q_{s,n} = \sum_{i=1}^m \frac{Q_{s,i,n}^d \times D_i^d}{D} \times M_d$$

Siendo:

- $m$ : número de contratos
- $Q_{s,n}$ : capacidad contratada equivalente prevista para el servicio  $s$  en el periodo tarifario  $n$
- $Q_{s,i,n}^d$ : capacidad contratada prevista correspondiente al servicio  $s$  del contrato o agrupación de contratos  $i$  con duración  $d$  en el periodo tarifario  $n$ .
- $D_i^d$ : duración en días del tipo de contrato  $i$ , excepto para el producto intradiario que se calculará en horas
- $D$ : número de días del año, que tomará el valor de 365 o 366 en los años bisiestos. En el caso de los productos intradiarios la duración del contrato se establece en horas, por lo que  $D$  tomará el valor de 8.760 o 8.784 en lugar de por 365 o 366, respectivamente.
- $M_d$ : multiplicador de corto plazo aplicable a los contratos con duración  $d$ .

Por el contrario, la capacidad contratada analizada en secciones anteriores se define como:

$$Q_{s,n} = \sum_{i=1}^m \frac{Q_{s,i,n}^d \times D_i^d}{D}$$

En consecuencia, se puede calcular la capacidad contratada equivalente como el resultado de multiplicar la capacidad contratada prevista para cada peaje, detallada en los epígrafes anteriores, por un coeficiente medio, que recoja tanto la estructura de contratación como los multiplicadores aplicables.

A los efectos anteriores, se han analizado los coeficientes que resultarían de considerar para los seis últimos años de gas de cada peaje los multiplicadores vigentes y los multiplicadores de la propuesta de Resolución conforme a la metodología establecida en la Circular 6/2020, determinando que, con carácter general, el coeficiente medio más representativo es el que resulta para el año de gas 2019-2020.

Cabe señalar que dado que los multiplicadores que se aplican en la previsión de cierre del ejercicio 2020-2021 difieren de los que se aplican al ejercicio 2021-2022, el coeficiente empleado para convertir la capacidad contratada en capacidad equivalente es diferente para ambos ejercicios.

En los siguientes se muestran las previsiones de capacidades contratadas y equivalentes calculadas conforme a dichas hipótesis para las entradas y salidas para los años de gas 2020-2021 y 2021-2022.

**Cuadro I.39. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2020-2021 con multiplicadores vigentes**

Punto de entrada	Capacidad contratada año de gas 2020-2021 (MWh/día)	Coefficiente equivalente	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	175.159	1,08	189.977
CI Medgaz	220.541	1,04	229.672
CI Biriadou	46.652	1,12	52.253
CI Larrau	128.294	1,12	143.696
CI Badajoz	7.502	1,29	9.681
CI Tuy	3.410	1,29	4.401
PR Barcelona	120.050	1,05	126.343
PR Cartagena	120.416	1,05	126.729
PR Huelva	147.972	1,05	155.729
PR Bilbao	149.437	1,05	157.270
PR Sagunto	58.189	1,05	61.240
PR Mugaros	70.685	1,05	74.390
Yac. Poseidón	437	1,42	620
Yac. Viura	1.402	1,07	1.497
Yac. Marismas	21	1,42	30
PB Madrid	295	1,17	344
AS Serrablo	9.568	3,96	37.890
AS Gaviota	12.492	4,05	50.652
AS Marismas	1.137	4,07	4.632
AS Yela	9.823	3,72	36.566
<b>TOTAL</b>	<b>1.283.482</b>	<b>1,14</b>	<b>1.463.612</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.40. Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2020-2021 con multiplicadores vigentes**

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2020-2021 (MWh/día)	Coefficiente equivalente	Capacidad contratada equivalente. Año Gas 2020-2021 (MWh/día)
<b>Conexión Internacional (*)</b>	<b>149.643</b>	<b>1,05</b>	<b>157.075</b>
CI Biriattou	33.280	1,05	34.948
CI Larrau	91.520	1,05	96.106
CI Badajoz	23.118	1,05	24.215
CI Tuy	1.725	1,05	1.807
<b>Planta de regasificación</b>	<b>5.738</b>	<b>1,00</b>	<b>5.738</b>
PR Barcelona	1.033	1,00	1.033
PR Cartagena	1.036	1,00	1.036
PR Huelva	1.273	1,00	1.273
PR Bilbao	1.286	1,00	1.286
PR Sagunto	501	1,00	501
PR Mugaridos	608	1,00	608
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>32.868</b>	<b>2,56</b>	<b>84.138</b>
AS Serrablo	10.074	2,51	25.285
AS Gaviota	10.689	2,59	27.680
AS Marismas	2.520	2,64	6.648
AS Yela	9.584	2,56	24.526
<b>Salida nacional</b>	<b>1.470.496</b>	<b>1,03</b>	<b>1.518.589</b>
P > 60 bar	529.112	1,08	569.980
16 bar < P ≤ 60 bar	121.092	1,02	123.499
4 bar < P ≤ 16 bar	358.617	1,01	363.436
P ≤ 4 bar	452.781	1,00	452.781
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.894	1,00	8.894
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>1.653.007</b>	<b>1,07</b>	<b>1.765.541</b>

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

**Cuadro I.41. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2021-2022 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020.**

Punto de entrada	Capacidad contratada prevista Año Gas 2021-2022 (MWh/día)	Coefficiente equivalente	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	175.159	1,06	186.168
CI Medgaz	220.541	1,02	224.308
CI Biriadou	46.652	1,06	49.610
CI Larrau	128.294	1,06	136.426
CI Badajoz	7.502	1,13	8.477
CI Tuy	3.410	1,13	3.853
PR Barcelona	115.308	1,02	118.027
PR Cartagena	115.660	1,02	118.388
PR Huelva	142.128	1,02	145.480
PR Bilbao	143.534	1,02	146.919
PR Sagunto	55.891	1,02	57.209
PR Mugardos	67.893	1,02	69.494
Yac. Poseidón	437	1,30	569
Yac. Viura	1.402	1,08	1.508
Yac. Marismas	21	1,30	27
PB Madrid	295	1,14	336
AS Serrablo	10.995	1,60	17.592
AS Gaviota	16.829	1,60	26.926
AS Marismas	1.169	1,60	1.870
AS Yela	9.869	1,60	15.791
<b>TOTAL</b>	<b>1.262.989</b>	<b>1,05</b>	<b>1.328.979</b>

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

**Cuadro I.42. Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2021-2022 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020.**

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2021-2022 (MWh/día)	Coefficiente equivalente	Capacidad contratada equivalente. Año Gas 2021-2022 (MWh/día)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>149.643</b>	<b>1,03</b>	<b>154.633</b>
CI Biriadou	91.520	1,03	94.102
CI Larrau	33.280	1,03	34.219
CI Badajoz	23.118	1,06	24.485
CI Tuy	1.725	1,06	1.827
<b>Planta de regasificación</b>	<b>5.431</b>	<b>1,00</b>	<b>5.431</b>
PR Barcelona	978	1,00	978
PR Cartagena	981	1,00	981
PR Huelva	1.205	1,00	1.205
PR Bilbao	1.217	1,00	1.217
PR Sagunto	474	1,00	474
PR Mugarodos	576	1,00	576
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>37.147</b>	<b>1,60</b>	<b>59.435</b>
AS Serrablo	11.672	1,60	18.675
AS Gaviota	12.213	1,60	19.541
AS Marismas	2.606	1,60	4.169
AS Yela	10.656	1,60	17.049
<b>Salida nacional</b>	<b>1.439.011</b>	<b>1,00</b>	<b>1.445.673</b>
P > 60 bar	506.900	1,00	509.216
16 bar < P ≤ 60 bar	122.948	1,01	124.156
4 bar < P ≤ 16 bar	363.638	1,01	366.775
P ≤ 4 bar	437.279	1,00	437.279
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.247	1,00	8.247
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>1.631.232</b>	<b>1,02</b>	<b>1.665.172</b>

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

**Cuadro I.43. Escenario de regasificación y almacenamiento de GNL asociado a la demanda prevista para el año de gas 2020-2021 con multiplicadores vigentes**

	Previsión Año Gas 2020-2021		
	Capacidad facturada prevista (MWh/día)	Coefficiente equivalente	Capacidad facturada equivalente (MWh/día)
<b>Regasificación</b>	<b>666.749</b>	<b>1,05</b>	<b>698.322</b>
Barcelona	120.050	1,05	125.734
Huelva	147.972	1,05	154.979
Cartagena	120.416	1,05	126.118
Sagunto	58.189	1,05	60.945
Mugardos	70.685	1,05	74.032
Bilbao	149.437	1,05	156.513
<b>Carga en cisternas</b>	<b>52.792</b>	<b>1,02</b>	<b>54.056</b>
Barcelona	16.713	1,02	17.113
Huelva	10.635	1,02	10.890
Cartagena	10.358	1,02	10.605
Sagunto	5.485	1,02	5.617
Mugardos	4.411	1,02	4.517
Bilbao	5.190	1,02	5.314
<b>Licuefacción Virtual</b>	<b>5.738</b>	<b>1,00</b>	<b>5.738</b>
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>13.153.733</b>	<b>1,08</b>	<b>14.157.746</b>

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

**Cuadro I.44. Escenario de regasificación y almacenamiento de GNL asociado a la demanda prevista para el año de gas 2021-2022 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020**

<b>Previsión Año Gas 2021-2022</b>			
	<b>Capacidad contratada prevista (MWh/día)</b>	<b>Coefficiente equivalente</b>	<b>Capacidad contratada equivalente (MWh/día)</b>
<b>Regasificación</b>	<b>640.414</b>	<b>1,05</b>	<b>670.410</b>
Barcelona	115.308	1,05	120.709
Huelva	142.128	1,05	148.785
Cartagena	115.660	1,05	121.077
Sagunto	55.891	1,05	58.509
Mugardos	67.893	1,05	71.073
Bilbao	143.534	1,05	150.257
<b>Carga en cisternas</b>	<b>52.094</b>	<b>1,02</b>	<b>53.341</b>
Barcelona	16.238	1,02	16.626
Huelva	11.227	1,02	11.496
Cartagena	10.101	1,02	10.343
Sagunto	5.063	1,02	5.184
Mugardos	4.620	1,02	4.731
Bilbao	4.844	1,02	4.960
<b>Licuefacción Virtual</b>	<b>5.431</b>	<b>1,00</b>	<b>5.431</b>
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>12.749.137</b>	<b>1,08</b>	<b>13.722.268</b>

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

## 5. Escenario previsto para el periodo 2022-2023 al 2025-2026

### Demanda en consumidor final

El escenario de demanda para el periodo 2022-2023 al 2025-2026 elaborado por la CNMC, presentado según la estructura vigente, se resume en el Cuadro I.45.

**Cuadro I.45. Demanda en consumidor final. 2020- 2026**

GWh	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>Demanda Total</b>	<b>351.856</b>	<b>349.197</b>	<b>345.450</b>	<b>340.662</b>	<b>337.526</b>	<b>331.099</b>
<b>Demanda generación eléctrica</b>	<b>73.922</b>	<b>65.267</b>	<b>55.782</b>	<b>46.040</b>	<b>38.997</b>	<b>29.023</b>
<b><i>Demanda Convencional</i></b>	<b>277.934</b>	<b>283.930</b>	<b>289.668</b>	<b>294.622</b>	<b>298.529</b>	<b>302.075</b>
<b><i>Industrial</i></b>	<b>194.934</b>	<b>202.480</b>	<b>207.177</b>	<b>211.253</b>	<b>214.513</b>	<b>217.578</b>
P > 60 bar	71.853	75.325	75.836	76.489	76.590	76.626
16 < P ≤ 60 bar	34.429	35.813	35.970	36.131	36.134	36.135
4 < P ≤ 16 bar	88.652	91.341	95.371	98.633	101.788	104.817
<b><i>Doméstica</i></b>	<b>71.776</b>	<b>69.548</b>	<b>70.313</b>	<b>70.951</b>	<b>71.407</b>	<b>71.708</b>
<b><i>GNL directo a cliente final</i></b>	<b>11.224</b>	<b>11.902</b>	<b>12.178</b>	<b>12.418</b>	<b>12.609</b>	<b>12.789</b>

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Demanda Total</b>	<b>-3,7%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-1,9%</b>
<b>Demanda generación eléctrica</b>	<b>-22,8%</b>	<b>-11,7%</b>	<b>-14,5%</b>	<b>-17,5%</b>	<b>-15,3%</b>	<b>-25,6%</b>
<b><i>Demanda Convencional</i></b>	<b>3,1%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,2%</b>
<b><i>Industrial</i></b>	<b>1,4%</b>	<b>3,9%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,4%</b>
P > 60 bar	1,8%	4,8%	0,7%	0,9%	0,1%	0,0%
16 < P ≤ 60 bar	1,5%	4,0%	0,4%	0,4%	0,0%	0,0%
4 < P ≤ 16 bar	1,1%	3,0%	4,4%	3,4%	3,2%	3,0%
<b><i>Doméstica</i></b>	<b>8,0%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,4%</b>
<b><i>GNL directo a cliente final</i></b>	<b>1,5%</b>	<b>6,0%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,4%</b>

Fuente: CNMC

A continuación, se presenta el escenario de demanda para el periodo 2022-2023 al 2025-2026 elaborado por la CNMC, presentado según la estructura de la Circular 6/2020, y que se resume en el Cuadro I.46.

**Cuadro I.46. Demanda en consumidor final. 2020- 2026 con estructura de la Circular 6/2020**

			Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Año Gas 2022-2023		
			Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente
			MWh	Nº	Qd (kW/día)	MWh	Nº	Qd (kW/día)	MWh	Nº	Qd (kW/día)
<b>P&gt;60 bar</b>			<b>145.747.881</b>	<b>123</b>	<b>569.979.661</b>	<b>140.568.842</b>	<b>123</b>	<b>509.216.185</b>	<b>131.598.191</b>	<b>124</b>	<b>477.173.012</b>
RL1	C ≤ 5.000	kWh	2	2	4.513	3	2	2.005	3	2	1.112
RL2	5.000 < C ≤ 15.000		24	2	91	25	2	92	25	2	96
RL3	15.000 < C ≤ 50.000		165	4	687	170	4	698	171	4	729
RL4	50.000 < C ≤ 300.000		831	10	3.976	856	10	4.030	862	10	4.212
RL5	300.000 < C ≤ 1.500.000		1.262	1	28.753	1.300	1	29.185	1.309	1	30.501
RL6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		3.187	1	11.551	3.282	1	11.724	3.334	1	12.252
RL7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		15.883	2	138.979	16.542	2	93.467	15.654	2	96.347
RL8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		200.070	7	1.007.848	202.222	7	927.305	199.963	7	968.751
RL9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		831.367	9	4.074.977	826.678	9	3.668.773	803.704	9	3.734.988
RL10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		5.309.272	17	19.371.996	5.404.507	17	18.818.762	5.293.987	17	19.053.943
RL11	C > 500.000.000		139.385.817	68	545.336.292	134.113.259	68	485.660.145	125.278.210	69	453.270.080
<b>P&lt;60 bar</b>			<b>193.519.980</b>	<b>7.814.994</b>	<b>939.715.303</b>	<b>195.455.264</b>	<b>7.860.006</b>	<b>928.209.976</b>	<b>200.304.947</b>	<b>7.876.343</b>	<b>960.757.907</b>
<b>16-60 Bar</b>			<b>34.429.143</b>	<b>154</b>	<b>123.498.754</b>	<b>35.813.104</b>	<b>156</b>	<b>124.156.111</b>	<b>35.969.529</b>	<b>157</b>	<b>129.013.196</b>
RL1	C ≤ 5.000	kWh	0	1	0	0	1	0	0	1	0
RL2	5.000 < C ≤ 15.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL3	15.000 < C ≤ 50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL4	50.000 < C ≤ 300.000		398	3	2.942	406	3	2.881	408	3	3.256
RL5	300.000 < C ≤ 1.500.000		11.209	11	48.250	11.936	11	48.158	11.999	11	52.007
RL6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		76.132	27	470.243	81.077	27	473.843	81.431	27	502.928
RL7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		259.160	28	1.683.956	271.732	28	1.727.993	272.918	29	1.771.689
RL8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		730.858	25	3.662.368	757.723	25	3.725.572	761.033	25	3.816.955
RL9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		1.448.982	14	6.806.697	1.495.250	14	6.429.544	1.501.781	14	6.610.927
RL10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		9.165.018	28	32.059.451	9.450.965	28	32.403.256	9.492.245	29	33.372.031
RL11	C > 500.000.000		22.737.385	18	78.764.846	23.744.015	18	79.344.863	23.847.724	18	82.883.401
<b>4-16 Bar</b>			<b>88.679.631</b>	<b>3.628</b>	<b>363.436.028</b>	<b>91.365.359</b>	<b>3.639</b>	<b>366.774.581</b>	<b>95.391.273</b>	<b>3.676</b>	<b>390.414.616</b>
RL1	C ≤ 5.000	kWh	31	55	92.724	33	55	96.234	35	56	109.731
RL2	5.000 < C ≤ 15.000		238	21	17.796	254	21	18.364	266	21	20.674
RL3	15.000 < C ≤ 50.000		2.411	72	76.578	2.584	72	77.378	2.698	73	87.224
RL4	50.000 < C ≤ 300.000		62.263	358	629.340	66.743	359	643.858	69.688	363	728.127
RL5	300.000 < C ≤ 1.500.000		630.708	758	3.797.137	651.164	761	3.809.242	679.653	768	3.957.947
RL6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		2.456.368	796	12.072.203	2.527.122	798	12.101.242	2.638.615	806	12.951.987
RL7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		5.786.034	646	34.113.902	5.950.447	648	34.033.387	6.211.546	655	36.412.465
RL8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		14.849.262	534	73.847.871	15.311.065	535	74.455.952	15.983.241	541	79.535.886
RL9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		22.516.570	257	92.810.674	23.170.411	258	93.623.547	24.192.655	261	99.296.669
RL10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		32.063.887	120	111.844.471	32.887.354	120	113.280.179	34.338.296	122	119.844.201
RL11	C > 500.000.000		10.312.060	11	34.133.332	10.798.181	11	34.635.199	11.274.580	11	37.469.705
<b>&lt;4 Bar</b>			<b>70.411.206</b>	<b>7.811.211</b>	<b>452.780.521</b>	<b>68.276.801</b>	<b>7.856.211</b>	<b>437.279.284</b>	<b>68.944.145</b>	<b>7.872.510</b>	<b>441.330.095</b>
RL1	C ≤ 5.000	kWh	11.522.146	4.505.652	73.317.254	10.756.491	4.519.831	68.445.953	10.738.763	4.512.377	68.333.232
RL2	5.000 < C ≤ 15.000		22.146.102	2.830.643	159.345.141	20.796.469	2.856.305	149.634.289	20.940.267	2.876.055	150.668.940
RL3	15.000 < C ≤ 50.000		8.003.764	396.598	57.588.506	7.515.997	400.194	54.078.933	7.567.966	402.961	54.452.864
RL4	50.000 < C ≤ 300.000		7.600.586	56.317	44.141.595	7.639.390	57.489	44.366.184	7.760.378	58.355	45.068.809
RL5	300.000 < C ≤ 1.500.000		12.768.092	20.215	74.112.100	12.994.006	20.572	75.424.363	13.207.922	20.911	76.666.094
RL6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		3.262.425	1.383	19.001.412	3.320.544	1.408	19.336.971	3.375.303	1.431	19.656.043
RL7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		2.537.560	303	13.964.365	2.606.256	309	14.309.172	2.654.812	315	14.575.213
RL8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		2.205.937	95	10.125.977	2.272.115	97	10.460.166	2.315.965	99	10.662.039
RL9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		364.594	6	1.184.172	375.531	6	1.223.253	382.779	6	1.246.861
RL10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11	C > 500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN</b>			<b>339.267.861</b>	<b>7.815.117</b>	<b>1.509.694.964</b>	<b>336.024.106</b>	<b>7.860.129</b>	<b>1.437.426.162</b>	<b>331.903.138</b>	<b>7.876.467</b>	<b>1.437.930.920</b>
<b>PLANTA SATÉLITE &lt;4 Bar</b>			<b>1.364.677</b>	<b>161.699</b>	<b>8.894.466</b>	<b>1.271.334</b>	<b>165.653</b>	<b>8.246.625</b>	<b>1.369.002</b>	<b>169.035</b>	<b>8.973.407</b>
RL1	C ≤ 5.000	kWh	271.302	107.084	1.753.490	260.720	109.553	1.685.097	265.208	111.439	1.714.107
RL2	5.000 < C ≤ 15.000		348.654	44.098	2.579.273	314.853	45.259	2.329.218	331.239	46.390	2.450.444
RL3	15.000 < C ≤ 50.000		178.039	9.206	1.317.100	160.779	9.448	1.189.410	169.147	9.684	1.251.314
RL4	50.000 < C ≤ 300.000		118.512	948	735.101	113.097	1.016	701.299	131.156	1.104	813.279
RL5	300.000 < C ≤ 1.500.000		174.008	294	1.081.535	158.215	305	983.377	183.516	339	1.140.629
RL6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		120.370	53	748.154	109.446	55	680.253	126.947	61	789.033
RL7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		61.061	11	310.050	59.972	12	296.243	64.272	13	352.858
RL8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		92.730	5	369.762	94.251	5	381.728	97.516	5	461.741
RL9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11	C > 500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GNL DIRECTO CLIENTE FINAL</b>			<b>11.223.831</b>			<b>11.901.976</b>			<b>12.178.089</b>		
<b>TOTAL SISTEMA</b>			<b>351.856.369</b>	<b>7.976.816</b>	<b>1.518.589.430</b>	<b>349.197.415</b>	<b>8.025.782</b>	<b>1.445.672.787</b>	<b>345.450.229</b>	<b>8.045.502</b>	<b>1.446.904.326</b>

Fuente: CNMC

	Año Gas 2023-2024			Año Gas 2024-2025			Año Gas 2025-2026		
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>P&gt;60 bar</b>	<b>122.512.539</b>	<b>125</b>	<b>442.914.749</b>	<b>115.574.810</b>	<b>125</b>	<b>416.513.741</b>	<b>105.638.010</b>	<b>126</b>	<b>397.728.014</b>
RL1 C ≤ 5.000	3	2	901	3	2	746	3	2	636
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	25	2	97	25	2	97	25	2	97
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	172	4	735	172	4	736	173	4	737
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	869	10	4.248	870	10	4.254	871	10	4.256
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	1.320	1	30.763	1.322	1	30.804	1.322	1	30.818
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.333	1	12.358	3.337	1	12.374	3.339	1	12.380
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16.797	2	97.176	16.820	2	97.305	16.827	2	97.350
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	197.965	7	962.953	195.588	7	954.197	193.818	7	947.568
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	781.358	9	3.604.926	761.611	9	3.494.489	747.324	9	3.414.959
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	5.188.853	17	18.627.423	5.088.716	17	18.232.750	5.015.687	17	17.945.792
RL11 C > 500.000.000	116.321.843	69	419.573.169	109.506.347	70	393.685.990	99.658.620	70	375.273.421
<b>P&lt;60 bar</b>	<b>204.333.420</b>	<b>7.891.184</b>	<b>978.367.163</b>	<b>207.919.028</b>	<b>7.901.574</b>	<b>992.884.620</b>	<b>211.219.880</b>	<b>7.909.581</b>	<b>1.007.942.440</b>
<b>16-60 Bar</b>	<b>36.131.344</b>	<b>159</b>	<b>129.593.584</b>	<b>36.133.991</b>	<b>161</b>	<b>129.603.080</b>	<b>36.134.909</b>	<b>162</b>	<b>129.606.371</b>
RL1 C ≤ 5.000	0	1	1	0	1	1	0	1	1
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	410	3	3.271	410	3	3.271	410	3	3.271
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	12.043	11	52.241	12.043	11	52.245	12.044	12	52.246
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	81.797	28	505.191	81.803	28	505.228	81.805	28	505.241
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	274.146	29	1.779.669	274.166	29	1.779.790	274.173	29	1.779.835
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	764.456	25	3.834.127	764.512	26	3.834.408	764.532	26	3.834.505
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.508.537	14	6.640.668	1.508.647	14	6.641.154	1.508.686	15	6.641.323
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	9.534.948	29	33.522.161	9.535.646	29	33.524.617	9.535.889	29	33.525.468
RL11 C > 500.000.000	23.955.007	19	83.256.266	23.956.762	19	83.262.366	23.957.371	19	83.264.481
<b>4-16 Bar</b>	<b>98.649.058</b>	<b>3.712</b>	<b>403.749.735</b>	<b>101.801.201</b>	<b>3.749</b>	<b>416.652.084</b>	<b>104.828.022</b>	<b>3.787</b>	<b>429.041.185</b>
RL1 C ≤ 5.000	36	57	113.484	37	57	117.114	38	58	120.599
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	275	21	21.381	284	22	22.065	292	22	22.722
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	2.790	73	90.207	2.879	74	93.093	2.965	75	95.863
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	72.071	367	753.030	74.377	370	777.118	76.590	374	800.243
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	702.672	776	4.091.655	724.982	784	4.221.317	746.436	791	4.346.057
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.728.859	814	13.394.960	2.816.151	822	13.823.441	2.899.951	830	14.234.786
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.422.644	661	37.648.680	6.627.102	668	38.846.262	6.823.596	674	39.997.398
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	16.526.751	546	82.249.390	17.053.102	551	84.875.455	17.558.899	557	87.397.557
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.020.071	263	102.692.727	25.820.420	266	105.977.691	26.588.759	269	109.131.271
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	35.512.704	123	123.943.008	36.648.695	124	127.907.732	37.739.251	125	131.713.885
RL11 C > 500.000.000	11.660.184	11	38.751.212	12.033.173	11	39.990.796	12.391.245	11	41.180.803
<b>&lt;4 Bar</b>	<b>69.553.018</b>	<b>7.887.312</b>	<b>445.023.844</b>	<b>69.983.836</b>	<b>7.897.664</b>	<b>446.629.456</b>	<b>70.256.950</b>	<b>7.905.631</b>	<b>449.294.884</b>
RL1 C ≤ 5.000	10.722.772	4.505.662	68.231.674	10.711.421	4.500.893	68.159.230	10.707.381	4.499.195	68.133.898
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	21.070.474	2.893.939	151.605.803	21.161.929	2.906.500	152.263.838	21.220.478	2.914.541	152.685.113
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	7.615.024	405.467	54.791.453	7.648.077	407.227	55.029.271	7.669.237	408.353	55.181.524
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	7.870.952	59.145	45.710.961	7.949.370	59.705	46.165.824	7.998.037	60.054	46.448.997
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	13.403.532	21.221	77.801.569	13.542.331	21.440	78.606.095	13.628.356	21.576	79.106.624
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.425.378	1.452	19.947.822	3.460.909	1.467	20.143.299	3.482.935	1.477	20.283.215
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2.699.301	320	14.818.962	2.730.914	324	14.516.560	2.750.720	326	15.100.660
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.356.163	100	10.847.098	2.384.739	102	10.515.603	2.402.691	102	11.061.301
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	389.423	6	1.268.503	394.146	6	1.229.736	397.113	6	1.293.552
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN</b>	<b>326.845.958</b>	<b>7.891.308</b>	<b>1.421.281.912</b>	<b>323.493.837</b>	<b>7.901.699</b>	<b>1.409.398.361</b>	<b>316.857.890</b>	<b>7.909.707</b>	<b>1.405.670.454</b>
<b>PLANTA SATÉLITE &lt;4 Bar</b>	<b>1.398.281</b>	<b>171.593</b>	<b>9.162.334</b>	<b>1.423.200</b>	<b>173.964</b>	<b>9.323.672</b>	<b>1.451.389</b>	<b>177.186</b>	<b>9.507.770</b>
RL1 C ≤ 5.000	268.579	112.856	1.735.893	271.868	114.238	1.757.153	276.738	116.284	1.788.628
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	337.753	47.302	2.498.630	343.413	48.095	2.540.502	350.169	49.041	2.590.478
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	172.473	9.875	1.275.920	175.363	10.040	1.297.302	178.813	10.238	1.322.822
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	134.487	1.131	833.939	137.211	1.153	850.828	139.981	1.176	868.008
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	188.330	348	1.170.555	192.255	355	1.194.946	196.209	363	1.219.525
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	130.278	63	809.734	132.993	64	826.607	135.728	66	843.609
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	66.066	13	362.670	67.520	13	370.626	68.957	13	378.495
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	100.315	5	474.994	102.578	5	485.709	104.795	6	496.205
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GNL DIRECTO CLIENTE FINAL</b>	<b>12.417.659</b>			<b>12.609.265</b>			<b>12.789.438</b>		
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>340.661.899</b>	<b>8.062.901</b>	<b>1.430.444.246</b>	<b>337.526.303</b>	<b>8.075.663</b>	<b>1.418.722.033</b>	<b>331.098.717</b>	<b>8.086.893</b>	<b>1.415.178.224</b>

Fuente: CNMC

Las previsiones para el periodo 2022-2023 a 2025-2026 se han confeccionado considerando las siguientes hipótesis:

- Demanda destinada a la generación eléctrica: se ha diferenciado entre los ciclos combinados situados en la Península, Baleares, y Canarias.

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos situados en la Península, se prevén fuertes reducciones anuales a lo largo de periodo considerado (-16,4%, -20,1%, -18,5% y -16%) debido fundamentalmente al incremento previsto de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en dicho ejercicio, en línea con las previsiones facilitadas por el Operador del Sistema eléctrico.

Respecto a la demanda de gas natural de los ciclos situados en Baleares, se prevén unos incrementos anuales moderados en los años de gas 2022-2023 (1%), 2023-2024 (0,4%) y 2024-2025 (2%). Para el año de gas 2025-2026 se prevé no obstante un descenso de 67,3% debido a que se ha previsto que entre en funcionamiento un nuevo refuerzo del enlace peninsular. Estas previsiones se han realizado conforme a información facilitada por el Operador del Sistema eléctrico.

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos combinados situados en las Islas Canarias, no se ha considerado que entren en funcionamiento las plantas de regasificación en el archipiélago a lo largo del periodo considerado.

- Demanda convencional industrial: Las tasas de variación consideradas para la el periodo 2022-2023 a 2025-2026 se corresponden con las tasas implícitas en las previsiones facilitadas por las empresas transportistas-distribuidoras. Así, partiendo de una tasa de crecimiento del 3,9% en año de gas 2021-2022, se prevé una disminución de la tasa de crecimiento anual a lo largo de periodo, partiendo de un 2,3% para 2022-2023, y disminuyendo progresivamente hasta situarse en 2025-2026 en un valor de 1,4%.
- Demanda del grupo 3: La demanda del grupo 3 resulta del producto del número de consumidores previstos para cada año, por el consumo medio estimado para dicho año, diferenciado entre los consumidores conectados a plantas satélite y los conectados a la red de transporte – distribución.

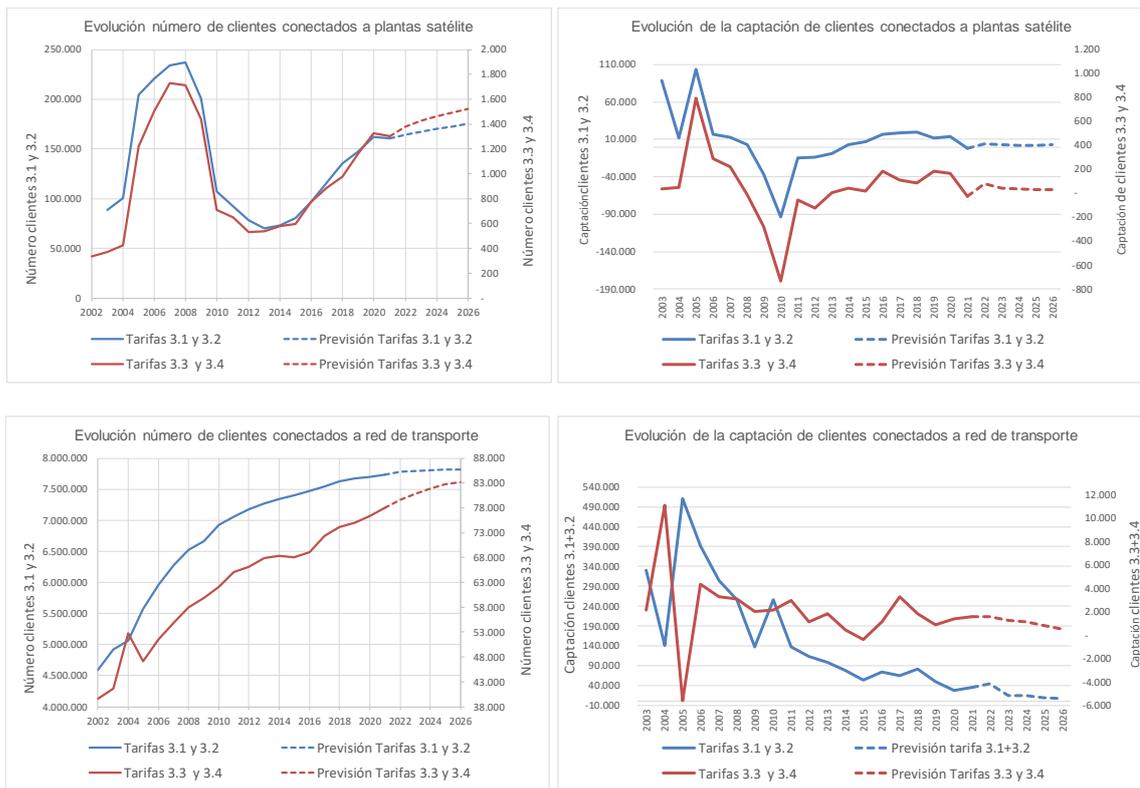
El aumento del número consumidores previsto es consecuencia de la tasa de crecimiento vegetativo y de la conversión prevista a gas natural de las redes de GLP adquiridas a REPSOL BUTANO, S.A. y de CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U. en 2015-2017 por varias distribuidoras de gas natural. Si bien existe un alto grado de incertidumbre, se ha estimado que se convertirán un total de 176.129 puntos de suministro, de los cuales se considera que se han convertido en torno a un 85% y el resto gradualmente hasta 2026. Se ha

considerado que el 65,7% de dichos puntos de suministro estarán conectados a la red de transporte y distribución, mientras que el 34,3% restante se suministrarán desde plantas satélite.

Respecto a la tasa de crecimiento vegetativo, se han considerado tasas decrecientes del 0,21% para 2022-2023 y se van reduciendo progresivamente hasta el 0,1% en 2025-2026 propias de un mercado maduro.

En el Gráfico I. 9 se muestra la evolución del número y captación de consumidores de los grupos 3.1 y 3.2 y de 3.3 y 3.4, suministrados desde la red de transporte-distribución y desde plantas satélite, indicando la previsión para el periodo analizado.

**Gráfico I. 9. Evolución del número y captación de clientes de las tarifas 3.1 y 3.2 y 3.3 y 3.4 suministrados desde la red de transporte – distribución y desde plantas satélite**



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

En consecuencia, el número final de consumidores del grupo 3 se incrementa en el año de gas 2021-2022 en un 0,6%, en 2022-2023 en un 0,2%, en 2023-2024 en un 0,2%, en 2024-2025 en un 0,2% y en 2025-2026 en un 0,1%.

Los tamaños medios de los consumidores del grupo 3 conectados a plantas satélite y de los conectados a la red de transporte – distribución se han mantenido para los años de gas de 2022-2023 a 2025-2026, si bien como

consecuencia del mayor incremento previsto de consumidores conectados a plantas satélite que de consumidores conectados a transporte distribución, se estima se experimentarán unos incrementos en los años de gas 2022-2023 a 2025-2026 entre 0,9% y 0,3%.

En el Cuadro I.47 se indica el número de consumidores totales suministrados a presiones inferiores de 4 bar, los tamaños medios y demanda resultantes previstos para el periodo 2019-2020 a 2025-2026.

**Cuadro I.47. Previsión de demanda Grupo 3 2019-2020 a 2025-2026**

	Previsiones Grupo 3 para el periodo 2020-2026						Tasa de variación sobre el año de gas anterior						
	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>Número de consumidores</b>	7.937.748	7.972.910	8.021.864	8.041.455	8.058.813	8.071.535	8.082.724	0,4%	0,6%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%
3.1	4.611.206	4.612.733	4.629.380	4.623.813	4.618.514	4.615.127	4.615.475	0,0%	0,4%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%
3.2	3.248.484	3.280.545	3.311.206	3.335.085	3.356.577	3.371.856	3.382.168	1,0%	0,9%	0,7%	0,6%	0,5%	0,3%
3.3	25.515	25.955	26.631	26.996	27.326	27.562	27.713	1,7%	2,6%	1,4%	1,2%	0,9%	0,6%
3.4	52.230	53.357	54.317	55.226	56.055	56.645	57.019	2,2%	1,8%	1,7%	1,5%	1,1%	0,7%
3.5	312	321	329	335	341	345	348	2,9%	2,3%	2,0%	1,8%	1,2%	0,8%
<b>Tamaño medio (MWh/año)</b>	8,37	9,00	8,67	8,74	8,80	8,85	8,87	7,6%	-3,7%	0,9%	0,7%	0,5%	0,3%
3.1	2,29	2,56	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	11,8%	-6,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.2	8,57	9,35	8,69	8,70	8,70	8,70	8,70	9,1%	-7,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.3	56,60	63,16	59,14	59,29	59,29	59,29	59,30	11,6%	-6,4%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
3.4	417,57	430,93	430,00	430,84	430,84	430,85	430,85	3,2%	-0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
3.5	15.341,09	14.548,29	14.639,73	14.639,32	14.639,02	14.638,73	14.638,34	-5,2%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Consumo (MWh)</b>	66.439.801	71.775.883	69.548.134	70.313.148	70.951.300	71.407.036	71.708.339	8,0%	-3,1%	1,1%	0,9%	0,6%	0,4%
3.1	10.546.328	11.793.443	11.017.206	11.003.957	10.991.346	10.983.285	10.984.115	11,8%	-6,6%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%
3.2	27.850.039	30.676.559	28.788.097	29.008.619	29.195.724	29.328.781	29.418.697	10,1%	-6,2%	0,8%	0,6%	0,5%	0,3%
3.3	1.444.180	1.639.405	1.574.990	1.600.601	1.620.254	1.634.254	1.643.291	13,5%	-3,9%	1,6%	1,2%	0,9%	0,6%
3.4	21.809.757	22.993.360	23.356.356	23.793.534	24.150.778	24.405.445	24.566.816	5,4%	1,6%	1,9%	1,5%	1,1%	0,7%
3.5	4.789.497	4.673.116	4.811.485	4.906.436	4.993.198	5.055.271	5.095.419	-2,4%	3,0%	2,0%	1,8%	1,2%	0,8%

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

- **GNL directo a cliente final:** se estima que la demanda de GNL directo a cliente final, sin incluir las exportaciones y el destinado a bunkering experimentará las mismas tasas de crecimiento que para el conjunto de la demanda industrial, de modo que en el año de gas 2022-2023 crecerá un 2,3%, un 2,0% en 2023-2024, un 1,5% en 2024-2025, y un 1,4% en 2025-2026.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda disminuya a lo largo del periodo 2022-2026, con una tasa del -1,1% en el año de gas 2022-2023, -1,4% en 2023-2024, -0,9% en 2024-2025 y finalmente -1,9% en 2025-2026.

En relación a la previsión de la capacidad, se ha estimado la capacidad contratada equivalente que contratarán los agentes, manteniendo el factor de carga por peaje y tipo de consumidor (generación eléctrica, conectado a planta satélite y resto) de la previsión del año de gas 2021-2022 a lo largo del resto del periodo regulatorio, y considerando que la distribución implícita

en los productos de corto y largo plazo y la utilización media se mantiene. Por tanto, la previsión para el periodo 2022-2026 parte de la estimación de las capacidades contratadas equivalentes en el año de gas 2021-2022 determinadas con los multiplicadores de los contratos de corto plazo propuestos conforme a la metodología de la Circular 6/2020.

En relación a las **exportaciones**, las capacidades contratadas equivalentes en las conexiones internacionales con Portugal y Francia previstas para Portugal se ha tomado la previsión facilitada por el GTS, mientras que para Francia se ha mantenido la previsión de 2021-2022 a lo largo del periodo.

Por su parte, la estimación de la contratación en las entradas y salidas desde los **almacenamientos subterráneos** se ha realizado con base en las previsiones de inyección y extracción proporcionadas por el GTS. La previsión de capacidad equivalente de entrada y salida al sistema desde almacenamiento subterráneos se ha realizado manteniendo el factor de carga resultante de la previsión de 2021-2022 para todo el periodo.

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

- La demanda prevista de gas a introducir en el sistema en el horizonte de previsión es el resultado de sumar a la demanda prevista para cada uno de los años incrementada por las mermas correspondientes<sup>9</sup>, el saldo inyección-extracción previsto para cada ejercicio, excluyendo la demanda de los clientes conectados a una planta satélite y excluyendo la previsión de inyección de biogás en la red de distribución.
- Una vez determinado el volumen de gas a introducir en el sistema, se determina la previsión del caudal equivalente aplicando para cada punto de entrada el factor de carga (73%) y la utilización (93%) de la capacidad contratada previstas para 2021-2022, y considerando que se mantiene el esquema de contratación de productos anuales y de corto plazo previsto para 2021-2022 al aplicar los multiplicadores propuestos.
- Se han considerado 6 nuevos puntos de entrada de inyección de biogás en la red de transporte conforme a las previsiones facilitadas por el GTS.
- Para el resto de entradas GN se ha considerado como mejor previsión para el periodo 2022-2023 a 2025-2026 el volumen previsto para 2021-2022 para cada punto de entrada, si bien la incertidumbre es elevada en relación a la posible evolución de los precios del GNL con el consiguiente impacto en las entradas de gas natural.

---

<sup>9</sup>Se han considerado las mermas establecidas en la Orden IET/2446/2013.

Además, se han considerado como inyección de biogás en distribución la previsión facilitada por las empresas transportistas-distribuidoras (véase Cuadro I.48).

**Cuadro I.48. Previsión de inyección de biogás a la red de distribución. 2020 – 2026**

	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(GWh)	78	350	1.003	1.764	2.186	2.486

Fuente: Empresas

Así el volumen previsto de entrada de GN incluyendo las inyecciones en distribución se incrementan desde 143.129 GWh en 2021-2022 hasta 145.843 GWh en 2025-2026. Las necesidades de regasificación globales se obtienen por diferencia y considerando para determinar el volumen de GNL las necesidades de GNL a cliente final (incluidas exportaciones de cisternas y bunkering).

- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se determina la previsión de la capacidad equivalente de regasificación, manteniendo el factor de carga implícito en la previsión de la capacidad contratada equivalente previsto para 2021-2022 (84%), lo que implica considerar que se mantiene la distribución implícita en los productos de corto y largo plazo y aplicar los multiplicadores propuestos calculados conforme a la metodología de la Circular 6/2020. Dicha previsión se ha distribuido por planta de regasificación considerando que se implanta el esquema de Tanque Virtual de Balance en 2020-2021, lo que supone que el almacenamiento, regasificación y licuefacción virtual se convierten en servicios no localizados. Con ello, se prevé que progresivamente los porcentajes de distribución por planta converjan progresivamente hasta alcanzar la distribución que se corresponde con los porcentajes de capacidad de regasificación de cada planta sobre el total nacional en el año 2024-2025.

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución y de las cargas de GNL a buque suministradas a través de cisternas, determina la previsión de **carga en cisternas**, considerando además las cisternas destinadas a bunkering, las cisternas con destino a otros países, y una vez excluidos los consumidores abastecidos por aire propanado en las Islas Canarias.

La capacidad contratada equivalente de carga en cisternas se estima manteniendo el factor de carga previsto para 2021-2022 (76,1%) y considerando que se mantiene el esquema de contratación de productos anuales y de corto plazo previsto para 2021-2022 y aplicar los multiplicadores propuestos.

En relación al número de cisternas, se estima que se mantienen los tamaños medios de las cisternas previstos para 2021-2022 para cada planta de regasificación.

El volumen de **almacenamiento de GNL** se ha previsto considerando que varía en la misma proporción que el volumen de regasificación, carga en cisternas, trasvases y puesta en frío. En la previsión de la capacidad equivalente, se ha mantenido el factor de carga de la previsión de 2021-2022 para todo el periodo.

Respecto al **trasvase de GNL de planta a buque**, se ha supuesto que a lo largo del periodo se irá aumentando progresivamente el número de cargas de GNL debido al desarrollo del bunkering de GNL, hasta alcanzar cargas a 109 buques en el año de gas 2025-2026 de 5.606 m<sup>3</sup> de GNL de tamaño medio.

Respecto al número de cargas de **puesta en frío** en el horizonte 2022-2023 a 2025-2026, se han mantenido las estimaciones de 2021-2022, no previéndose ninguna operado a lo largo del periodo, en línea con las previsiones facilitadas por el GTS.

El volumen de **GNL a descargar** en cada subsistema se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación y la previsión de trasvase de GNL a buque. El número de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los buques por planta de regasificación previstos para 2021-2022.

A la hora de realizar dichas previsiones, no se ha considerado la entrada en funcionamiento de la planta del Musel ni se ha considerado que entren en funcionamiento las plantas de regasificación de Canarias.

En relación con al nuevo servicio de **licuefacción virtual**, se ha considerado la previsión de capacidad contratada facilitada por el GTS.

En el Cuadro I.49 se muestran las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de entrada al sistema, en el Cuadro I.50. las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de salida y en el Cuadro I.51 el escenario de regasificación y almacenamiento de GNL previstos para el periodo 2020-2026.

**Cuadro I.49. Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada**

Punto de entrada	Año Gas 2020-2021		Año Gas 2021-2022		Año Gas 2022-2023		Año Gas 2023-2024		Año Gas 2024-2025		Año Gas 2025-2026	
	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)										
CI Tarifa	189.977	42.301	186.168	45.692	205.204	45.692	205.204	45.692	205.204	45.692	205.204	45.692
CI Medgaz	229.672	63.122	224.308	63.122	229.672	63.122	229.672	63.122	229.672	63.122	229.672	63.122
CI Biriadou	195.950	31.205	186.036	31.205	195.950	31.205	195.950	31.205	195.950	31.205	195.950	31.205
CI Larrau												
CI Badajoz	14.082	2.306	12.330	2.306	14.082	2.306	14.082	2.306	14.082	2.306	14.082	2.306
CI Tuy												
PR Barcelona	126.343	38.812	118.027	37.279	149.886	46.045	161.461	49.600	173.976	53.445	167.592	51.484
PR Cartagena	126.729	38.931	118.388	37.393	121.922	37.454	120.589	37.045	120.445	37.000	116.025	35.643
PR Huelva	155.729	47.840	145.480	45.950	142.368	43.735	137.335	42.189	133.828	41.111	128.917	39.603
PR Bilbao	157.270	48.313	146.919	46.405	105.804	32.503	83.427	25.629	62.922	19.329	60.613	18.620
PR Sagunto	61.240	18.813	57.209	18.070	75.222	23.108	82.004	25.191	89.218	27.408	85.945	26.402
PR Mugardos	74.390	22.853	69.494	21.950	53.762	16.515	44.869	13.784	36.829	11.314	35.478	10.899
Yac.Poseidón	620	58	569	58	620	58	620	58	620	58	620	58
Yac.Viura	1.497	315	1.508	315	1.497	315	1.497	315	1.497	315	1.497	315
Yac. Marismas	30	8	27	8	30	8	30	8	30	8	30	8
PB Madrid	344	74	336	74	344	74	344	74	344	74	344	74
BIO Jana	-	-	-	-	118	22	118	43	118	43	118	43
BIO Medina Sidonia	-	-	-	-	310	57	310	113	310	113	310	113
BIO Tudela	-	-	-	-	419	13	419	153	419	153	419	153
BIO Mascarague	-	-	-	-	-	-	236	7	236	86	236	86
BIO Sagunto	-	-	-	-	192	35	192	70	192	70	192	70
BIO Sevilla	-	-	-	-	310	57	310	113	310	113	310	113
AS Serrablo	37.890	3.265	17.592	3.574	20.496	4.164	20.783	4.233	20.954	4.256	20.973	4.260
AS Gaviota	50.652	3.963	26.926	5.510	21.241	4.347	21.538	4.420	21.715	4.444	21.734	4.448
AS Marismas	4.632	360	1.870	370	4.646	920	4.711	935	4.750	940	4.754	941
AS Yela	36.566	3.449	15.791	3.260	18.373	3.793	18.630	3.857	18.783	3.878	18.800	3.882
<b>TOTAL</b>	<b>1.463.612</b>	<b>365.987</b>	<b>1.328.979</b>	<b>362.541</b>	<b>1.362.466</b>	<b>355.546</b>	<b>1.344.326</b>	<b>350.161</b>	<b>1.332.400</b>	<b>346.484</b>	<b>1.309.811</b>	<b>339.538</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.50. Previsión año de gas 2020-2021 a 2025-2026 de las salidas con estructura de la Circular 6/2020**

	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Año Gas 2022-2023			Año Gas 2023-2024			Año Gas 2024-2025			Año Gas 2025-2026		
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente															
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)															
<b>P&gt;60 bar</b>	<b>145.747.881</b>	<b>123</b>	<b>569.979.661</b>	<b>140.566.842</b>	<b>123</b>	<b>509.216.185</b>	<b>131.596.191</b>	<b>124</b>	<b>477.173.012</b>	<b>122.512.539</b>	<b>125</b>	<b>442.914.748</b>	<b>115.574.810</b>	<b>125</b>	<b>416.513.744</b>	<b>105.638.010</b>	<b>126</b>	<b>397.726.014</b>
RL1 C ≤ 5.000	2	2	4.513	3	2	2.005	3	2	1.112	3	2	901	3	2	746	3	2	636
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	24	2	91	25	2	92	25	2	96	25	2	97	25	2	97	25	2	97
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	165	4	687	170	4	698	171	4	729	172	4	735	172	4	736	173	4	737
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	831	10	3.976	856	10	4.030	862	10	4.219	869	10	4.248	870	10	4.254	871	10	4.256
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	1.262	1	28.753	1.300	1	29.185	1.309	1	30.501	1.320	1	30.763	1.322	1	30.804	1.322	1	30.818
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.187	1	11.551	3.282	1	11.724	3.304	1	12.252	3.333	1	12.358	3.337	1	12.374	3.339	1	12.380
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	15.883	2	138.979	16.542	2	93.467	16.654	2	96.347	16.797	2	97.176	16.820	2	97.305	16.827	2	97.350
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	200.070	7	1.007.848	202.222	7	927.305	199.963	7	968.751	197.965	7	962.953	195.588	7	954.197	193.818	7	947.568
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	831.367	9	4.074.977	826.678	9	3.668.773	803.704	9	3.734.988	781.358	9	3.604.926	761.611	9	3.494.489	747.324	9	3.414.959
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	5.309.272	17	19.371.996	5.404.507	17	18.818.762	5.293.987	17	19.053.943	5.188.853	17	18.627.423	5.088.716	17	18.232.750	5.015.687	17	17.945.792
RL11 C > 500.000.000	139.385.817	68	545.336.292	134.113.259	68	485.660.145	125.278.210	69	453.270.080	116.321.843	69	419.573.169	109.506.347	70	383.685.990	99.658.620	70	375.273.421
<b>P&lt;60 bar</b>	<b>193.519.980</b>	<b>7.814.994</b>	<b>939.715.303</b>	<b>195.455.264</b>	<b>7.860.006</b>	<b>928.209.976</b>	<b>200.304.947</b>	<b>7.876.343</b>	<b>960.757.907</b>	<b>204.333.420</b>	<b>7.891.184</b>	<b>978.367.163</b>	<b>207.919.028</b>	<b>7.901.574</b>	<b>992.884.626</b>	<b>211.219.880</b>	<b>7.909.581</b>	<b>1.007.942.440</b>
<b>16-60 Bar</b>	<b>34.429.143</b>	<b>154</b>	<b>123.498.754</b>	<b>35.813.104</b>	<b>156</b>	<b>124.156.111</b>	<b>35.969.529</b>	<b>157</b>	<b>129.013.196</b>	<b>36.131.344</b>	<b>159</b>	<b>129.593.584</b>	<b>36.133.991</b>	<b>161</b>	<b>129.603.080</b>	<b>36.134.909</b>	<b>162</b>	<b>129.606.371</b>
RL1 C ≤ 5.000	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	398	3	2.942	406	3	2.881	408	3	3.256	410	3	3.271	410	3	3.271	410	3	3.271
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	11.209	11	48.250	11.936	11	48.158	11.989	11	52.007	12.043	11	52.241	12.043	11	52.245	12.044	11	52.246
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	76.132	27	470.243	81.077	27	473.643	81.431	27	502.928	81.797	28	505.191	81.803	28	505.228	81.805	28	505.241
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	259.180	28	1.683.956	271.732	28	1.727.993	272.918	29	1.771.689	274.146	29	1.773.659	274.165	29	1.779.790	274.173	29	1.779.835
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	730.858	25	3.662.368	757.723	25	3.725.572	761.033	25	3.816.955	764.456	25	3.834.127	764.512	26	3.834.408	764.532	26	3.834.505
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.448.982	14	6.806.697	1.493.250	14	6.429.544	1.501.781	14	6.610.927	1.508.537	14	6.640.688	1.508.647	14	6.641.154	1.508.682	15	6.641.323
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	9.165.018	28	32.059.451	9.450.965	28	32.403.256	9.492.245	29	33.372.031	9.534.948	29	33.522.161	9.535.646	29	33.524.617	9.535.889	29	33.525.468
RL11 C > 500.000.000	22.737.385	18	78.764.846	23.744.015	18	79.344.863	23.947.724	18	82.863.401	23.955.007	19	83.256.268	23.956.762	19	83.262.366	23.957.371	19	83.264.481
<b>4-16 Bar</b>	<b>88.679.631</b>	<b>3.628</b>	<b>363.436.028</b>	<b>91.365.359</b>	<b>3.639</b>	<b>366.774.581</b>	<b>95.391.273</b>	<b>3.676</b>	<b>390.414.616</b>	<b>98.649.058</b>	<b>3.712</b>	<b>403.749.735</b>	<b>101.801.201</b>	<b>3.749</b>	<b>416.652.084</b>	<b>104.828.022</b>	<b>3.787</b>	<b>429.041.185</b>
RL1 C ≤ 5.000	31	55	92.724	33	55	96.234	35	56	109.731	36	57	113.484	37	57	117.114	38	58	120.599
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	238	21	17.796	254	21	18.364	266	21	20.674	275	21	21.381	284	22	22.065	292	22	22.722
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	2.411	72	76.578	2.584	72	77.378	2.698	73	87.224	2.790	73	90.207	2.879	74	93.093	2.965	75	95.863
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	62.263	358	629.340	66.743	359	643.858	69.688	363	728.127	72.071	367	753.030	74.377	370	777.118	76.590	374	800.243
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	630.708	758	3.797.137	651.164	761	3.809.242	679.653	768	3.957.947	702.672	776	4.091.655	724.982	784	4.221.317	746.436	791	4.346.057
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.456.368	796	12.072.203	2.527.122	798	12.101.242	2.638.615	806	12.951.987	2.728.859	814	13.394.960	2.816.151	822	13.823.441	2.899.951	830	14.234.786
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.786.034	646	34.113.902	5.950.447	648	34.033.387	6.211.546	655	36.412.465	6.422.644	661	37.648.860	6.627.102	668	38.846.262	6.823.596	674	39.397.398
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	14.849.262	534	73.847.871	15.311.065	535	74.455.952	15.983.241	541	79.535.886	16.526.751	546	82.249.390	17.053.102	551	84.875.455	17.558.899	557	87.397.557
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	22.516.570	257	92.810.674	23.170.411	258	93.623.547	24.192.655	261	99.296.669	25.020.071	263	102.692.727	25.820.420	266	105.977.691	26.588.759	269	109.131.271
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	32.063.687	120	111.844.471	32.887.354	120	113.280.179	34.338.296	122	119.844.201	35.512.704	123	123.943.008	36.648.695	124	127.907.732	37.739.251	125	131.713.885
RL11 C > 500.000.000	10.312.060	11	34.133.332	10.798.181	11	34.635.199	11.274.580	11	37.469.705	11.660.184	11	38.751.212	12.033.173	11	39.990.796	12.391.245	11	41.180.803
<b>&lt;4 Bar</b>	<b>70.411.206</b>	<b>7.811.211</b>	<b>452.780.521</b>	<b>68.276.801</b>	<b>7.856.211</b>	<b>437.279.284</b>	<b>68.944.145</b>	<b>7.872.510</b>	<b>441.330.095</b>	<b>69.553.018</b>	<b>7.887.312</b>	<b>445.023.844</b>	<b>69.983.836</b>	<b>7.897.664</b>	<b>446.629.456</b>	<b>70.256.590</b>	<b>7.905.631</b>	<b>449.294.884</b>
RL1 C ≤ 5.000	11.522.146	4.505.652	73.317.254	10.756.491	4.519.831	68.445.953	10.738.753	4.512.377	68.333.232	10.722.772	4.505.662	68.231.674	10.711.421	4.500.893	68.159.230	10.707.381	4.499.195	68.133.898
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	22.146.102	2.830.643	159.345.141	20.796.469	2.856.305	149.634.289	20.940.267	2.876.055	150.668.940	21.070.474	2.893.939	151.605.803	21.161.929	2.906.500	152.263.838	21.220.478	2.914.541	152.685.113
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	8.003.764	396.598	57.588.506	7.515.997	400.194	54.078.933	7.567.966	402.961	54.452.864	7.615.024	405.467	54.791.453	7.648.077	407.227	55.029.271	7.669.237	408.353	55.181.524
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	7.600.586	56.317	44.141.595	7.639.390	57.489	44.366.184	7.760.378	58.355	45.068.809	7.870.952	59.145	45.710.961	7.949.370	59.705	46.165.824	7.998.037	60.054	46.448.997
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	12.768.092	20.215	74.112.100	12.994.006	20.572	75.424.363	13.207.922	20.911	76.666.094	13.403.532	21.221	77.801.569	13.542.331	21.440	78.606.095	13.628.356	21.576	79.106.624
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.262.425	1.383	19.001.412	3.200.544	1.408	19.339.971	3.375.303	1.431	19.656.043	3.425.378	1.452	19.947.822	3.460.909	1.467	20.143.299	3.482.935	1.477	20.283.215
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2.537.560	303	13.964.365	2.606.256	309	14.309.172	2.654.812	315	14.575.213	2.699.301	320	14.818.962	2.730.914	324	14.516.560	2.759.720	326	15.100.660
RL8 15.000.0																		

	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Año Gas 2022-2023			Año Gas 2023-2024			Año Gas 2024-2025			Año Gas 2025-2026		
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente															
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)															
<b>PLANTA SATELITE &lt;4 Bar</b>	<b>1.364.677</b>	<b>161.699</b>	<b>8.894.466</b>	<b>1.271.334</b>	<b>165.653</b>	<b>8.246.625</b>	<b>1.369.002</b>	<b>169.035</b>	<b>8.973.407</b>	<b>1.398.281</b>	<b>171.593</b>	<b>9.162.334</b>	<b>1.423.200</b>	<b>173.964</b>	<b>9.323.672</b>	<b>1.451.389</b>	<b>177.186</b>	<b>9.507.770</b>
RL.1 C ≤ 5.000	271.302	107.084	1.753.490	260.720	109.553	1.685.097	265.208	111.439	1.714.107	268.579	112.856	1.735.893	271.868	114.238	1.757.153	276.738	116.284	1.788.628
RL.2 5.000 < C ≤ 15.000	348.654	44.098	2.579.273	314.853	45.259	2.329.218	331.239	46.390	2.450.444	337.753	47.302	2.498.630	343.413	48.095	2.540.502	350.169	49.041	2.590.478
RL.3 15.000 < C ≤ 50.000	178.039	9.206	1.317.100	160.779	9.448	1.189.410	169.147	9.684	1.251.314	172.473	9.875	1.275.920	175.363	10.040	1.297.302	178.813	10.238	1.322.822
RL.4 50.000 < C ≤ 300.000	118.512	948	735.101	113.097	1.016	701.299	131.156	1.104	813.279	134.487	1.131	833.939	137.211	1.153	850.828	139.981	1.176	868.008
RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000	174.008	294	1.081.535	158.215	305	983.377	183.516	339	1.140.629	188.330	348	1.170.555	192.255	355	1.194.946	196.209	363	1.219.525
RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	120.370	53	748.154	109.446	55	680.253	126.947	61	789.033	130.278	63	809.734	132.993	64	826.607	135.728	66	843.609
RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	61.061	11	310.050	59.972	12	296.243	64.272	13	352.858	66.066	13	362.670	67.520	13	370.626	68.957	13	378.495
RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	92.730	5	369.762	94.251	5	381.728	97.516	5	461.741	100.315	5	474.994	102.578	5	485.709	104.795	6	496.205
RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.11 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GNL DIRECTO CLIENTE FINAL</b>	<b>11.223.831</b>			<b>11.901.976</b>			<b>0</b>			<b>0</b>			<b>0</b>			<b>0</b>		
<b>CONEXIONES INTERNACIONALES</b>	<b>13.544.872</b>		<b>157.075.401</b>	<b>13.544.872</b>		<b>154.632.772</b>	<b>10.454.108</b>		<b>154.632.772</b>	<b>10.475.351</b>		<b>143.289.138</b>	<b>10.483.049</b>		<b>148.898.433</b>	<b>10.483.049</b>		<b>155.246.328</b>
VIP Pirineos	9.132.812		131.053.496	9.132.812		128.320.385	9.132.812		128.320.385	9.132.812		128.428.807	9.132.812		128.783.915	9.132.812		129.030.768
VIP Ibérico	4.412.060		26.021.905	4.412.060		26.312.388	1.321.296		26.312.388	1.342.539		14.860.331	1.350.237		20.114.518	1.350.237		26.215.560
<b>PLANTAS DE REGASIFICACIÓN</b>	<b>1.825.000</b>		<b>5.737.542</b>	<b>1.825.000</b>		<b>5.431.027</b>	<b>1.900.395</b>		<b>5.206.562</b>	<b>1.951.072</b>		<b>5.345.404</b>	<b>1.976.411</b>		<b>5.414.825</b>	<b>1.981.479</b>		<b>5.428.709</b>
PR BARCELONA	328.595		1.033.057	328.595		977.888	342.170		937.453	351.295		962.451	355.857		974.951	356.789		977.450
PR CARTAGENA	329.599		1.036.212	329.599		980.855	343.215		940.316	352.368		965.391	356.844		977.929	357.859		980.436
PR HUELVA	405.025		1.273.340	405.025		1.205.315	421.757		1.155.499	433.004		1.186.312	438.627		1.201.719	439.752		1.204.800
PR BILBAO	409.032		1.285.939	409.032		1.217.241	425.930		1.166.932	437.288		1.198.050	442.967		1.213.610	444.103		1.215.721
PR SAGUNTO	159.274		500.733	159.274		473.983	165.854		454.393	170.276		466.510	172.488		472.569	172.930		473.781
PR MUGARDOS	193.476		608.201	193.476		575.786	201.469		551.970	206.841		566.689	209.528		574.048	210.065		575.520
<b>ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS</b>	<b>12.177.995</b>		<b>84.138.331</b>	<b>12.298.122</b>		<b>59.435.137</b>	<b>12.857.710</b>		<b>62.139.551</b>	<b>13.026.403</b>		<b>62.782.812</b>	<b>13.061.141</b>		<b>63.122.704</b>	<b>13.064.781</b>		<b>63.140.298</b>
Serrablo	3.801.379		25.284.992	3.872.157		18.675.339	4.048.348		19.525.103	4.101.462		19.727.224	4.112.400		19.834.023	4.113.546		19.839.551
Gaviota	3.950.652		27.679.501	4.042.770		19.541.465	4.226.724		20.430.639	4.282.178		20.642.135	4.293.598		20.753.887	4.294.795		20.759.671
Yela	3.587.470		24.526.332	3.527.951		17.049.373	3.688.480		17.825.152	3.736.873		18.009.676	3.746.838		18.107.177	3.747.882		18.112.223
Marismas	838.494		6.647.505	855.243		4.168.961	894.158		4.358.656	905.889		4.403.777	908.305		4.427.618	908.558		4.428.852
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>379.404.235</b>	<b>7.976.816</b>	<b>1.765.540.703</b>	<b>376.865.409</b>	<b>8.025.782</b>	<b>1.665.171.723</b>	<b>358.484.353</b>	<b>8.045.502</b>	<b>1.668.883.212</b>	<b>353.697.066</b>	<b>8.062.901</b>	<b>1.641.861.600</b>	<b>350.437.639</b>	<b>8.075.663</b>	<b>1.636.157.995</b>	<b>343.838.589</b>	<b>8.086.893</b>	<b>1.638.993.559</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.51. Previsión de la actividad de regasificación Año de Gas 2020-2021 a 2025-2026**

		Año Gas 2020-2021	Año Gas 2021-2022	Año Gas 2022-2023	Año Gas 2023-2024	Año Gas 2024-2025	Año Gas 2025-2026
<b>Descarga de Buques</b>							
<b>Numero Barcos</b>		<b>241</b>	<b>233</b>	<b>227</b>	<b>222</b>	<b>219</b>	<b>212</b>
≤ 40.000 m3 de GNL	nº	1	1	1	1	1	1
40.000 m3 de GNL < T ≤ 75.000 m3 de GNL		4	6	5	5	5	4
75.000 m3 de GNL < T ≤ 150.000 m3 de GNL		93	96	90	88	87	84
150.000 m3 de GNL < T ≤ 216.000 m3 de GNL		140	128	128	125	123	120
T > 216.000 m3 de GNL		3	3	3	3	3	3
<b>Volumen (MWh)</b>		<b>230.414.956</b>	<b>222.495.186</b>	<b>217.228.664</b>	<b>212.097.246</b>	<b>208.912.202</b>	<b>202.486.312</b>
≤ 40.000 m3 de GNL	(MWh)	83.593	35.053	56.516	55.181	54.352	52.681
40.000 m3 de GNL < T ≤ 75.000 m3 de GNL		2.061.107	2.697.267	2.288.287	2.234.233	2.200.682	2.132.991
75.000 m3 de GNL < T ≤ 150.000 m3 de GNL		81.590.133	84.349.086	79.636.688	77.755.494	76.587.848	74.232.097
150.000 m3 de GNL < T ≤ 216.000 m3 de GNL		141.974.516	130.314.165	130.539.563	127.455.932	125.541.939	121.680.419
T > 216.000 m3 de GNL		4.705.607	5.099.615	4.707.609	4.596.405	4.527.381	4.388.124
<b>Tiempo medio operación de descarga (Horas)</b>		<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>
≤ 40.000 m3 de GNL	nº	12	12	12	12	12	12
40.000 m3 de GNL < T ≤ 75.000 m3 de GNL		12	12	12	12	12	12
75.000 m3 de GNL < T ≤ 150.000 m3 de GNL		16	16	16	16	16	16
150.000 m3 de GNL < T ≤ 216.000 m3 de GNL		18	18	18	18	18	18
T > 216.000 m3 de GNL		28	28	28	28	28	28
<b>Regasificación</b>							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	698.322	670.410	641.902	622.831	610.501	588.099
Volumen	(MWh)	215.560.842	207.046.634	199.360.285	193.437.288	189.607.758	182.650.272
<b>Carga en cisterna</b>							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	54.056	53.341	54.991	56.117	56.984	57.767
Número	nº	47.890	49.892	51.436	52.489	53.300	54.032
Volumen	(MWh)	13.891.161	14.473.937	14.921.608	15.227.350	15.462.439	15.674.868
<b>Trasvase de planta a buque</b>							
Numero Barcos	nº	24	36	37	43	48	52
Volumen	(MWh)	1.911.210	2.866.815	2.925.050	3.411.400	3.821.116	4.140.925
<b>Trasvase de buque a buque</b>							
Numero Barcos	nº	0	0	0	0	0	0
Volumen	(MWh)	0	0	0	0	0	0
<b>Puesta en frío</b>							
Numero Barcos	nº	1	0	0	0	0	0
Volumen	(MWh)	3.091	0	0	0	0	0
<b>Almacenamiento de GNL</b>							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	14.157.746	13.722.268	13.283.153	12.969.375	12.774.616	12.381.684
Volumen	(MWh)	3.160.189.085	3.062.984.831	2.964.968.681	2.894.929.610	2.851.456.739	2.763.749.335
<b>Licuefacción Virtual</b>							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	5.738	5.431	5.207	5.345	5.415	5.429
Volumen	(MWh)	1.825.000	1.825.000	1.900.395	1.951.072	1.976.411	1.981.479

Fuente: CNMC