

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022, EL AÑO DE GAS 2023 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

RAP/DE/019/21

7 de abril de 2022

www.cnmc.es

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022, EL AÑO DE GAS 2023 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| 1. CONSIDERACIONES PREVIAS | 7 |
| 1.1. Información disponible para confeccionar las previsiones | 7 |
| 1.2. Incertidumbre del ejercicio de previsión | 8 |
| 2. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023..... | 9 |
| 2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2022 | 9 |
| 2.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica | 9 |
| 2.1.2. Previsión de demanda 2023..... | 37 |
| 2.2. Previsiones de la capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada y de salida de la red de transporte para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023 | 59 |
| 2.2.1. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos en cada punto de entrada..... | 59 |
| 2.2.2. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos por punto de salida de la red de transporte | 64 |
| 2.3. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2022 y 2023 | 73 |
| 2.3.1. Regasificación | 74 |
| 2.3.2. Carga en cisternas..... | 74 |
| 2.3.3. Descarga de buques | 74 |
| 2.3.4. Traslado de planta a buque / traslado buque a buque / puestas en frío | 75 |
| 2.3.5. Licuefacción virtual | 75 |
| 2.3.6. Almacenamiento de GNL | 75 |
| 2.4. Escenario previsto para el periodo comprendido entre los años de gas 2024 al 2026..... | 77 |

ÍNDICE DE CUADROS

| | |
|---|-----------|
| Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2022..... | 10 |
| Cuadro I.2 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2022 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión..... | 13 |
| Cuadro I.3. Capacidad contratada equivalente 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 2022..... | 14 |
| Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada equivalente por las instalaciones que demandan gas natural destinado a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 | 16 |
| Cuadro I.5. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) | 17 |
| Cuadro I.6. Previsión para el cierre del año de gas 2022 del GTS y de las empresas del número de clientes y la demanda, conectados a la red de transporte - distribución a presión inferior o igual a 4 bar | 19 |
| Cuadro I.7. Previsión para el cierre del año de gas 2022 del GTS y de las empresas del número de clientes y la demanda, de los suministros abastecidos desde plantas satélite..... | 23 |
| Cuadro I.8. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar | 28 |
| 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..... | 30 |
| Cuadro I.10. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar | 33 |
| Cuadro I.11. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2022 | 34 |
| Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 | 35 |

| | |
|--|-----------|
| Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 desagregado por grupo tarifario. | 36 |
| Cuadro I.14. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica del GTS y de las empresas para el año de gas 2023. | 37 |
| Cuadro I.15. Previsión de la CNMC para el año de gas 2023 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario | 39 |
| Cuadro I.16. 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 2023. | 40 |
| Cuadro I.17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2023 | 41 |
| Cuadro I.18. Previsión del GTS y de la empresa de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2023. | 42 |
| Cuadro I.19 Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del y demanda para el año de gas 2023 de los consumidores suministrados desde la red de presión inferior o igual a 4 bar de transporte y distribución. | 43 |
| 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 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a la red de transporte-distribución. | 45 |
| 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 2023 de los consumidores conectados a plantas satélite. | 47 |
| Gráfico I.8. Tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a plantas satélites entre los años de gas 2018 y 2021 y previstos para el año de gas 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS. | 49 |
| Cuadro I.21. Previsión de la CNMC del número de clientes suministrados a presión inferior o igual a 4 bar y consumo para el año de gas 2023 | 52 |
| Cuadro I.22. 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 2023. | 53 |

| | |
|---|-----------|
| Cuadro I.23. 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 2023 | 55 |
| Cuadro I.24. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2023..... | 56 |
| Cuadro I.25. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2023 | 57 |
| Cuadro I.26. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2023 desagregado por nivel de presión, grupo tarifario y tipo de consumidor | 58 |
| Cuadro I.27. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico..... | 62 |
| Cuadro I.28. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes | 63 |
| Cuadro I.29. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2023 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020 | 63 |
| Cuadro I.30. Volumen y capacidad contratada equivalente por punto de entrada al sistema prevista para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023 | 64 |
| Cuadro I.31. Previsión de exportaciones para el año de gas 2022 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)..... | 66 |
| Cuadro I.32. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el año de gas 2022..... | 67 |
| Cuadro I.33. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2023 (MWh)..... | 68 |
| Cuadro I.34. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2023..... | 69 |
| Cuadro I.36. Capacidad contratada prevista por los puntos de salida de los VIP por punto físico..... | 71 |

ÍNDICE DE GRÁFICOS

| | |
|---|-----------|
| Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular | 11 |
|---|-----------|

| | |
|--|-----------|
| Gráfico I.2. Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica balear..... | 12 |
| Gráfico I.3 Consumo medios por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución a P< 4 para los años de gas 2018 y 2021 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2022..... | 21 |
| Gráfico I.4. Tamaños medios (kWh/año) por peaje de acceso registrados entre 2014 y 2020 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2022 de los suministros abastecidos desde plantas satélite..... | 25 |
| Gráfico I.5. Variación sobre el mismo mes del año anterior, y media móvil de 12 meses de la demanda industrial. | 32 |

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022, EL AÑO DE GAS 2023 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 2022 y el año de gas 2023, así como las variables de facturación previstas hasta el final del periodo regulatorio.

En primer lugar, se realizan una serie de consideraciones previas tanto sobre la información disponible para confeccionar las previsiones de las variables de facturación como sobre las incertidumbres existentes en el ejercicio de previsión. En segundo lugar, se detallan las hipótesis consideradas en la previsión de las variables de facturación de los peajes para los ejercicios 2022 y 2023. Por último, se incluye una previsión de la evolución de estas variables hasta el final del periodo regulatorio.

1. CONSIDERACIONES PREVIAS

1.1. Información disponible para confeccionar las previsiones

De acuerdo a lo establecido en el artículo 38 de la Circular 6/2020¹, el Gestor Técnico del Sistema, las empresas transportistas, las empresas distribuidoras y las empresas propietarias de instalaciones de regasificación remitieron a la CNMC la información establecida en dicho artículo, el pasado 10 de diciembre de 2021.

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

¹ Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-8556>)

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

1.2. Incertidumbre del ejercicio de previsión

Todo ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes se basan en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

No obstante, la previsión de las variables de facturación para los años de gas 2022 y 2023 presenta incertidumbres adicionales a las existentes en todo ejercicio de previsión.

En primer lugar, de acuerdo con lo establecido en la Circular 6/2020, la nueva estructura de peajes de redes locales se aplica a partir de 1 de octubre de 2021, lo que determina, por una parte, la necesidad de convertir la información histórica a la nueva estructura y, por otra parte, que no se disponga de un periodo de tiempo lo suficientemente extenso para analizar los cambios que dicha Circular pudiera estar introduciendo en el comportamiento de los consumidores.

En segundo lugar, tanto la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo², como la disposición adicional quinta del Real decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre³ han introducido diversas medidas de flexibilización de contratos de suministro de gas natural. En particular, dichos reales decretos ley permiten la modificación del caudal diario contratado en los puntos de salida, puntos de entrada o de carga de cisternas, la aplicación de un peaje correspondiente a un consumo anual inferior y la suspensión temporal de suministro. No se dispone a la fecha de elaboración de la presente resolución de la información necesaria para valorar el impacto de dichas medidas sobre la liquidación de las actividades reguladas de dicho ejercicio.

² Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>)

³ Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096>)

Finalmente, la escalada en el coste del gas natural y la guerra en Ucrania introducen elementos adicionales de incertidumbre sobre el funcionamiento del sector de gas natural en los años de gas 2022 y 2023 y, en consecuencia, sobre las variables de facturación de difícil cuantificación en el momento de elaboración de la presente resolución.

2. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022 Y PARA EL AÑO DE GAS 2023

En el presente epígrafe se describen detalladamente las hipótesis consideradas en la elaboración de las previsiones de las variables de facturación (número de clientes, volumen y capacidad) para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023.

La previsión se ha realizado considerando la estructura de peajes de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta tanto la información disponible en la base de datos de liquidaciones, como la información disponible en la plataforma de contratación SL-ATR y la información proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2021, desagregada por grupo tarifario y tipo de contrato.

2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2022

2.1.1. 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 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.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2022

| Volumen (MWh) | Año Gas 2021 (A) | Previsión Año Gas 2022 (B) | | Tasa de variación (B) respecto (A) | |
|-----------------------------------|-------------------|----------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------|
| | | GTS | Empresas | GTS | Empresas |
| Sistema Peninsular | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 70.145.829 | 86.056.466 | 76.910.492 | 22,7% | 9,6% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | - | | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 217.328 | 265.141 | 205.947 | 22,0% | -5,2% |
| TOTAL | 70.363.158 | 86.321.606 | 77.116.438 | 22,7% | 9,6% |
| Sistemas Extrapeninsulares | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 8.153.419 | 10.420.192 | 8.153.419 | 27,8% | 0,0% |
| TOTAL | 8.153.419 | 10.420.192 | 8.153.419 | 27,8% | 0,0% |
| Total | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 78.299.249 | 96.476.657 | 85.063.911 | 23,2% | 8,6% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | - | | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 217.328 | 265.141 | 205.947 | 22,0% | -5,2% |
| TOTAL | 78.516.577 | 96.741.798 | 85.269.858 | 23,2% | 8,6% |

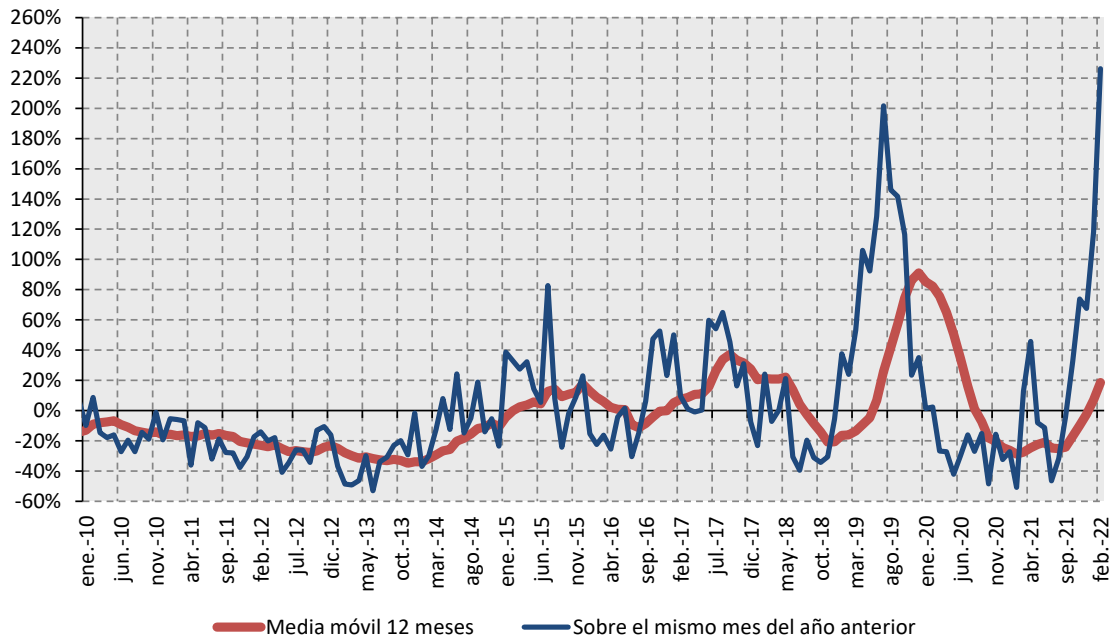
Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Se observa que el GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica se incrementará un 23,2% sobre la registrada en el año de gas 2021, mientras que las empresas estiman que se incrementará un 8,6%, motivado por un incremento del 22,7% y 9,6%, respectivamente, de la demanda destinada a generación eléctrica del sistema peninsular, así como por un incremento de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares según los datos aportados por el GTS (27,8%), mientras que las empresas estiman que la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsulares permanecerá igual que en el año de gas 2021.

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular entre enero de 2010 y febrero de 2022. Se observa que la media móvil de 12 meses registra una tendencia creciente desde septiembre de 2021. En febrero de 2022 la media móvil de 12 meses registró

una tasa del 18,4%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue del +86,8%.

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

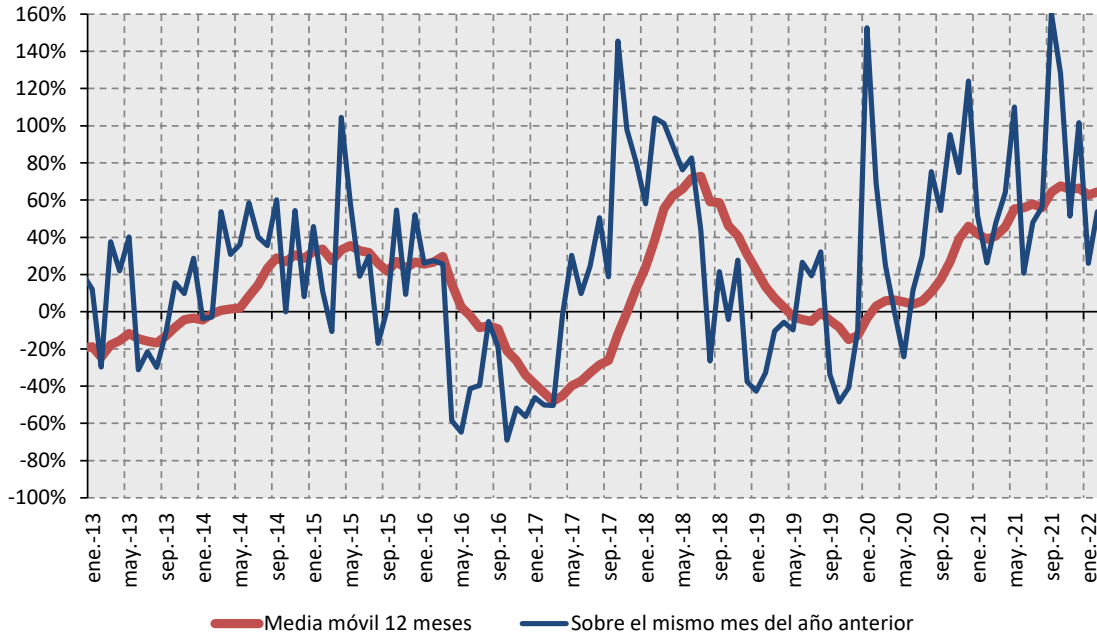


Fuente: GTS

La evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica mediante gas natural en el sistema peninsular está motivada por el aumento del hueco térmico, resultado de la recuperación de la demanda de generación eléctrica como consecuencia de la recuperación de la crisis provocada por la COVID-19, de la previsión de aumento de producción RECORE, y de la reducción de la producción hidráulica. En particular, la generación eléctrica mediante gas natural disminuyó un 24,2% en el año de gas 2021 frente al año anterior, no obstante, la media móvil de 12 meses se ha ido incrementando hasta situarse en febrero de 2022 en un +18,4% como consecuencia de los motivos indicados.

Por el contrario, en el sistema balear la media móvil de 12 meses a febrero de 2022 registró una variación del +64,4%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue de +64,5% (Véase Gráfico I.2). Dicha evolución está principalmente motivada por la reducción de la producción con carbón y por el funcionamiento del enlace peninsular.

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 la reserva hídrica actual⁴, la CNMC estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre del año de gas 2022 alcanzará 92,3 TWh, de los cuales 84,3 TWh se corresponden al sistema peninsular y 8,0 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 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, si bien en la cobertura de la demanda se ha tenido en cuenta una reducción en la producción hidráulica, y una eficiencia de las centrales peninsulares del 45,6% y de las del sistema balear del 45%.

⁴ Según el Boletín Hidrológico semanal publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de 22 de febrero de 2022 (<http://portal.miteco.gob.es/BoleHWeb/>), la reserva hídrica española está al 44,3 por ciento de su capacidad total, y por debajo de la media de los últimos 10 años (30%).

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

Cuadro I.2 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2022 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión

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

Sistema Peninsular

| | | | |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|--------------|
| <i>P > 60 bar</i> | 70.145.829 | 84.032.200 | 19,8% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 217.328 | 260.352 | 19,8% |
| TOTAL | 70.363.158 | 84.292.552 | 19,8% |

Sistemas Extrapeninsulares

| | | | |
|----------------------|------------------|------------------|--------------|
| <i>P > 60 bar</i> | 8.153.419 | 8.007.590 | -1,8% |
| TOTAL | 8.153.419 | 8.007.590 | -1,8% |

Total

| | | | |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|--------------|
| <i>P > 60 bar</i> | 78.299.249 | 92.039.790 | 17,5% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 217.328 | 260.352 | 19,8% |
| TOTAL | 78.516.577 | 92.300.142 | 17,6% |

Fuente: CNMC

Respecto a la previsión de capacidad contratada equivalente⁵ de 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

⁵ Véase artículo 4 de la Circular 6/2020 Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-8556>)

la CNMC en respuesta a su solicitud de información. Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC la capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 se reducirá en torno al 1,2% respecto de la registrada en el año de gas 2021, mientras que según la previsión del GTS se incrementará un 21,4%⁶ (véase Cuadro I.3).

Cuadro I.3. Capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación eléctrica previsto por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2022

| Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Año Gas 2021 (A) | Previsión Capacidad contratada equivalente Año de Gas 2022 (B) | | Tasa de variación (B) respecto (A) | |
|--|--------------------|--|--------------------|------------------------------------|--------------|
| | | GTS | Empresas | GTS | Empresas |
| Sistema Peninsular | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 399.016.338 | 486.799.933 | 395.875.287 | 22,0% | -0,8% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | - | | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 862.230 | 1.051.920 | 670.000 | 22,0% | -22,3% |
| TOTAL | 399.878.568 | 487.851.853 | 396.545.287 | 22,0% | -0,8% |
| Sistemas Extrapeninsulares | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 65.941.600 | 77.864.355 | 63.823.242 | 18,1% | -3,2% |
| TOTAL | 65.941.600 | 77.864.355 | 63.823.242 | 18,1% | -3,2% |
| Total | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 464.957.938 | 564.664.288 | 459.698.529 | 21,4% | -1,1% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | - | | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 862.230 | 1.051.920 | 670.000 | 22,0% | -22,3% |
| TOTAL | 465.820.168 | 565.716.208 | 460.368.529 | 21,4% | -1,2% |

Fuente: GTS y empresas

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada equivalente por las centrales de generación, se ha optado por considerar como mejor previsión de la capacidad contratada

⁶ Se indica que la previsión del GTS podría estar sobreestimada al considerar los multiplicadores de corto plazo de 2021.

equivalente para el cierre del año de gas 2022 la resultante de considerar las siguientes hipótesis:

- La capacidad contratada por las instalaciones de producción situadas en la península se ha estimado considerando (i) la demanda prevista de generación eléctrica para 2022, (ii) un factor de carga del 73%, superior al registrado en el año de gas 2021 (63%), consecuencia de la evolución registrada durante los últimos meses, y (iii) la evolución de la capacidad contratada durante los últimos meses a enero de 2022 según la información disponible en el SL-ATR.
- La capacidad contratada equivalente se ha calculado distribuyendo los contratos en productos de corto plazo considerando la última información disponible a enero de 2022, lo que implica un 62% de contratos anuales, un 2% trimestrales, un 14% mensual, un 19% diarios y un 3% intradiarios.
- Como resultado de lo anterior, se estima que la capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación peninsulares conectadas a presión superior a 60 bar, se reduce un 1% sobre la capacidad contratada equivalente del año de gas 2021 como consecuencia del incremento del factor de carga y la disminución de los multiplicadores aplicables a los contratados de corto plazo. Respecto a la capacidad contratada equivalente de las instalaciones de producción conectadas a presión entre 4 y 16 bar se prevé un incremento del 20,7% sobre la del año de gas 2021, consecuencia de un incremento tanto de funcionamiento como de la utilización de productos de corto plazo.
- La capacidad contratada equivalente por las instalaciones de producción situadas en las Islas Baleares se corresponde con la capacidad contratada en el año de gas 2021, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones, abasteciéndose únicamente mediante contratos de duración indefinida.

En el Cuadro I.4 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2022 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2022 es un 0,8% inferior a la registrada en el año de gas 2021 y un 18,3% inferior a la prevista por el GTS, pero un 0,4% superior a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras.

Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2022

| Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Año Gas 2021 (A) | Previsión Año Gas 2022 (B) | % variación (B) sobre (A) |
|--|--------------------|----------------------------|---------------------------|
| Sistema Peninsular | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 399.016.338 | 395.013.550 | -1,0% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 862.230 | 1.040.980 | 20,7% |
| TOTAL | 399.878.568 | 396.054.529 | -1,0% |
| Sistemas Extrapeninsulares | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 65.941.600 | 65.941.600 | 0,0% |
| TOTAL | 65.941.600 | 65.941.600 | 0,0% |
| Total | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 464.957.938 | 460.955.150 | -0,9% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 862.230 | 1.040.980 | 20,7% |
| TOTAL | 465.820.168 | 461.996.129 | -0,8% |

Fuente: Empresas y CNMC

2.1.2. 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 2022.

Se observa que el GTS prevé incrementos en la demanda de los consumidores conectados en redes de presión superior a 4 bar (del 0,3%) y de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar (0,1%), mientras que las empresas prevén una reducción de la demanda para los consumidores conectados en redes de presión superiores a 4 bar (1,4%) y un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual 4 bar (1,4%).

Como resultado de lo anterior, el GTS estima que la demanda prevista para el cierre del año de gas 2022, excluyendo los suministros de GNL directo al cliente final, aumentará ligeramente, un 0,2% sobre la registrada en el año de gas 2021, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional disminuirá un 0,6%.

Cabe señalar que la principal diferencia entre ambas previsiones se registra en la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión superior a 60 bar. En concreto, mientras que el GTS estima que la demanda de este colectivo se incrementará un 1,1% respecto de la del año de gas 2021, las empresas transportistas estiman que disminuirá un 1,3%.

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

| | Demanda (MWh) | | | Tasa de variación s/ Año Gas 2021 | |
|---|--------------------|--------------------|-------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| | Año Gas 2021 | Año Gas 2022 (GTS) | Año Gas 2022 (Empresas) | Año Gas 2022 (GTS) | Año Gas 2022 (Empresas) |
| <i>P > 60 bar</i> | 70.000.736 | 70.745.022 | 69.075.035 | 1,1% | -1,3% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | 34.964.329 | 34.981.200 | 34.026.423 | 0,0% | -2,7% |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 97.747.800 | 97.604.035 | 96.753.923 | -0,1% | -1,0% |
| <i>P ≤ 4 bar</i> | 70.945.522 | 71.004.439 | 71.912.688 | 0,1% | 1,4% |
| TOTAL | 273.658.388 | 274.334.697 | 271.768.070 | 0,2% | -0,7% |
| <i>Suministro GNL directo a cliente final</i> | 11.113.757 | 13.564.412 | 11.222.483 | 22,1% | 1,0% |
| TOTAL | 284.772.145 | 287.899.109 | 282.990.552 | 1,1% | -0,6% |

Fuente: GTS y empresas

2.1.2.1. Demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual 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 compara, para los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución a presión inferior o igual a 4 bar las previsiones del número de clientes y su energía consumida para el GTS y las empresas distribuidoras para el año de gas 2022, con la información remitida para las empresas gasistas para el año 2021, y con la información disponible en SIFCO para el año de gas 2020 una vez convertida a la estructura de la Circular 6/2020.

Respecto del número de clientes las previsiones del GTS suponen una disminución de los suministros para el año de gas 2022 de un 0,1%, mientras que las empresas prevén un incremento del 0,7%. En cuanto a la distribución de estos incrementos por grupo tarifario, las empresas prevén mayores incrementos para RL.2, RL.3 y RL.4, mientras que para el GTS las expectativas de crecimiento para el GTS se concentran en el RL.2, RL.5 y RL.6.

Respecto de la demanda, las previsiones de las empresas suponen incrementos de demanda de la demanda respecto de la registrada en el año de gas 2021 de un 1,3% mientras que las del GTS una reducción del 0,4%. En relación con los grupos tarifarios de menor tamaño que no tienen la obligación de contratar capacidad, el GTS prevé reducciones de demanda en los grupos tarifarios RL.4 y RL.6, mientras que las empresas estiman crecimientos para todos los grupos tarifarios salvo el RL.1. Respecto a los grupos tarifarios de mayor tamaño el GTS prevé reducciones en todos los grupos, mientras que las empresas prevén reducciones para el RL.7 y RL.9 e incrementos para el RL.8.

Como resultado de sus respectivas previsiones, el GTS estima que el tamaño medio de los consumidores se reducirá, en términos medios, un 0,3% respecto del tamaño medio registrado en el año de gas 2021, mientras que las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, el 0,6%. Cabe señalar que, por grupo tarifario, las previsiones de las empresas arrojan disminuciones de los tamaños medios RL.1, RL.2, RL.3 y RL.7 e incrementos para RL.4, RL.5, RL.6 y RL.8, mientras que por el contrario las previsiones del GTS implican incrementos de los tamaños medios de RL.1, RL.2, RL.3 y RL.4 y, reducciones del resto.

Cuadro I.6. Previsión del GTS y de las empresas del número de clientes y la demanda de los consumidores conectados a la red de transporte - distribución a presión inferior o igual a 4 bar, para el cierre del año de gas 2022

| SIFCO | | Empresas | | Previsión cierre Año Gas 2022 | | Tasas de variación sobre Año Gas 2021 | |
|--------------|--------------|----------|----------|-------------------------------|----------|---------------------------------------|--|
| Año Gas 2020 | Año Gas 2021 | GTS | Empresas | GTS | Empresas | | |

A) Nº clientes

| <i>P < 4 bar</i> | 7.774.359 | 7.811.610 | 7.805.889 | 7.869.269 | -0,1% | 0,7% |
|---------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|--------|
| RL.1 | 4.503.856 | 4.588.905 | 4.584.476 | 4.554.033 | -0,1% | -0,8% |
| RL.2 | 2.801.519 | 2.769.759 | 2.773.525 | 2.853.143 | 0,1% | 3,0% |
| RL.3 | 392.518 | 377.178 | 372.149 | 384.709 | -1,3% | 2,0% |
| RL.4 | 54.898 | 54.110 | 53.507 | 55.661 | -1,1% | 2,9% |
| RL.5 | 19.593 | 19.726 | 20.043 | 19.837 | 1,6% | 0,6% |
| RL.6 | 1.452 | 1.372 | 1.656 | 1.384 | 20,7% | 0,8% |
| RL.7 | 425 | 440 | 420 | 378 | -4,6% | -14,1% |
| RL.8 | 93 | 115 | 109 | 120 | -5,6% | 4,4% |
| RL.9 | 6 | 5 | 5 | 5 | -14,7% | -0,5% |
| RL.10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| RL.11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |

B) Energía (MWh)

| <i>P < 4 bar</i> | 64.922.882 | 69.645.166 | 69.359.213 | 70.547.405 | -0,4% | 1,3% |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|--------|--------|
| RL.1 | 10.214.154 | 11.594.036 | 11.890.304 | 11.449.878 | 2,6% | -1,2% |
| RL.2 | 19.996.617 | 21.069.183 | 21.831.252 | 21.469.419 | 3,6% | 1,9% |
| RL.3 | 7.226.925 | 7.189.275 | 7.225.552 | 7.268.474 | 0,5% | 1,1% |
| RL.4 | 6.746.079 | 7.252.905 | 7.246.540 | 7.668.933 | -0,1% | 5,7% |
| RL.5 | 11.401.618 | 12.701.007 | 12.795.338 | 12.944.178 | 0,7% | 1,9% |
| RL.6 | 3.366.812 | 3.137.010 | 2.956.348 | 3.260.990 | -5,8% | 4,0% |
| RL.7 | 3.338.163 | 3.522.603 | 3.186.968 | 2.928.266 | -9,5% | -16,9% |
| RL.8 | 2.258.573 | 2.815.028 | 1.944.943 | 3.194.864 | -30,9% | 13,5% |
| RL.9 | 373.942 | 364.120 | 281.969 | 362.403 | -22,6% | -0,5% |
| RL.10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| RL.11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

| P < 4 bar | 8.351 | 8.916 | 8.885 | 8.965 | -0,3% | 0,6% |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| RL.1 | 2.268 | 2.527 | 2.594 | 2.514 | 2,7% | -0,5% |
| RL.2 | 7.138 | 7.607 | 7.871 | 7.525 | 3,5% | -1,1% |
| RL.3 | 18.412 | 19.061 | 19.416 | 18.893 | 1,9% | -0,9% |
| RL.4 | 122.883 | 134.040 | 135.431 | 137.780 | 1,0% | 2,8% |
| RL.5 | 581.916 | 643.873 | 638.395 | 652.528 | -0,9% | 1,3% |
| RL.6 | 2.318.967 | 2.286.221 | 1.785.411 | 2.357.041 | -21,9% | 3,1% |
| RL.7 | 7.861.969 | 8.008.636 | 7.591.794 | 7.753.843 | -5,2% | -3,2% |
| RL.8 | 24.395.027 | 24.478.504 | 17.913.727 | 26.615.772 | -26,8% | 8,7% |
| RL.9 | 65.989.807 | 67.852.616 | 61.627.240 | 67.863.738 | -9,2% | 0,0% |
| RL.10 | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | |

Fuente: GTS, empresas y CNMC

En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos de los consumidores en los peajes RL.1 a RL.6 para el cierre del año de gas 2022 por el GTS y las empresas gasistas de este colectivo de consumidores, con los correspondientes valores de los años de gas 2018 y 2021, calculados de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y la información aportada por las empresas, ubicando a los consumidores de acuerdo con la estructura de la Circular 6/2020.

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 el año 2018 como cálido, 2020 como extremadamente cálido y, los años 2019 y 2021 como muy cálidos. Adicionalmente, se indica que el invierno (diciembre-febrero) de 2017-2018 fue normal, pero muy próximo al frío, el de 2018-2019 y 2020-2021 fueron cálidos, 2019-2020 fue muy cálido.⁷

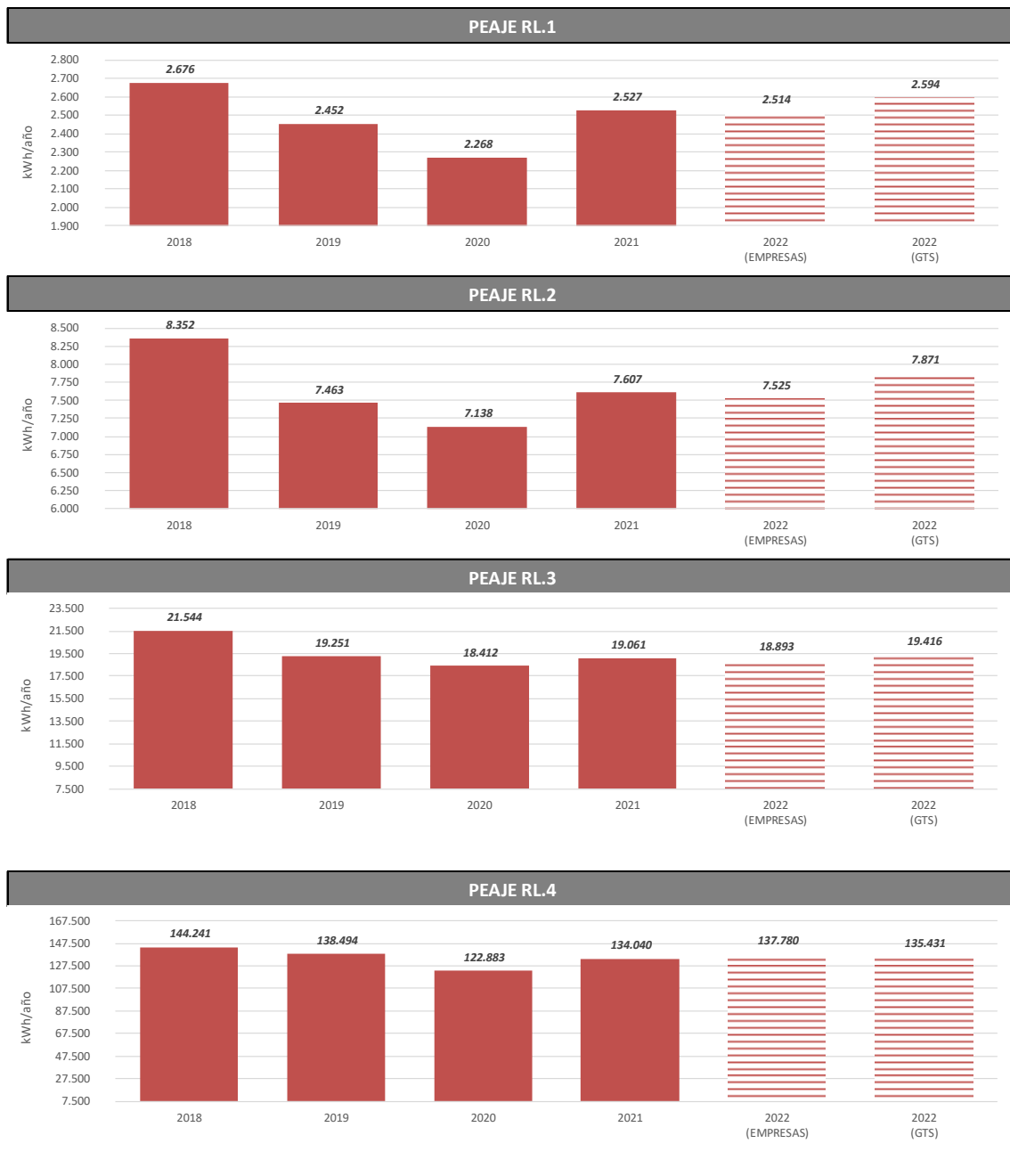
Se observa que, con carácter general, los tamaños medios previstos por el GTS para estos consumidores son ligeramente superiores al consumo promedio registrado en el periodo 2018 a 2021 con la excepción de los grupos tarifarios

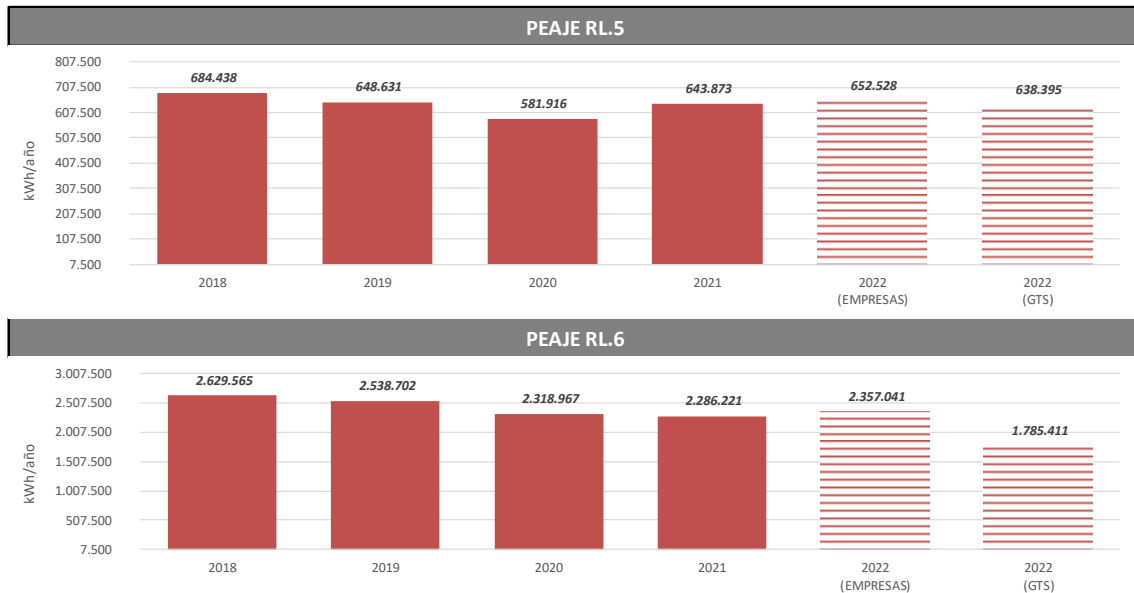
⁷ Los resúmenes climatológicos están disponibles en:

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

RL3, RL.5 y RL.6, mientras que los tamaños previstos por las empresas son inferiores al consumo promedio registrado en dicho periodo, con la excepción del tamaño de los grupos RL.1, RL.4 y RL.5.

Gráfico I.3 Consumo medios por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución a P< 4 para los años de gas 2018 y 2021 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2022.





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

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite de distribución (véase Cuadro I.7), el GTS estima un crecimiento del número de suministros del 1,7% para el año de gas 2022, motivado, fundamentalmente, por el incremento del número de suministros del RL.1, RL.3 y RL.6. Las empresas por su parte prevén un aumento del número de suministros del 2,9%, con incrementos para todos los grupos tarifarios.

Respecto de la demanda prevista para este colectivo, el GTS estima aumentos para todos los consumidores excepto para el grupo RL.6, mientras que las empresas estiman incrementos de la demanda para todos los grupos tarifarios. Cabe destacar, que el incremento de demanda previsto para este colectivo para el año de gas 2022 (+26,5%), es muy superior al previsto por las empresas (+5,0%).

Como resultado de lo anterior, el GTS espera para el año de gas 2022 un incremento del tamaño medio de los clientes suministrados desde plantas satélites, con la excepción del grupo tarifario RL.6, mientras que según el escenario propuesto por las empresas distribuidoras los tamaños medios disminuyen para todos los grupos tarifarios con la excepción de RL.4, RL.6, RL.7 y RL.8.

Cuadro I.7. Previsión del número de clientes y del volumen de consumo de los suministros abastecidos desde plantas satélite de distribución por el GTS y las empresas distribuidoras para el año 2022.

| SIFCO | | Empresas | | Previsión cierre Año Gas 2022 | | Tasas de variación sobre Año Gas 2021 | |
|--------------|--------------|----------|----------|-------------------------------|----------|---------------------------------------|----------|
| Año Gas 2020 | Año Gas 2021 | GTS | Empresas | GTS | Empresas | GTS | Empresas |

A) Nº clientes

| P < 4 bar | 162.797 | 162.522 | 165.300 | 167.165 | 1,7% | 2,9% |
|---------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------|-------------|
| RL.1 | 107.382 | 110.137 | 112.465 | 113.395 | 2,1% | 3,0% |
| RL.2 | 44.748 | 41.946 | 41.671 | 43.016 | -0,7% | 2,6% |
| RL.3 | 9.350 | 9.060 | 9.815 | 9.310 | 8,3% | 2,8% |
| RL.4 | 953 | 1.089 | 1.021 | 1.120 | -6,2% | 2,9% |
| RL.5 | 285 | 236 | 220 | 257 | -6,5% | 9,2% |
| RL.6 | 62 | 34 | 88 | 43 | 160,4% | 27,5% |
| RL.7 | 12 | 17 | 15 | 18 | -10,3% | 7,1% |
| RL.8 | 4 | 5 | 5 | 5 | -8,4% | 0,0% |
| RL.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| RL.10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| RL.11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |

B) Energía (MWh)

| P < 4 bar | 1.260.480 | 1.300.356 | 1.645.226 | 1.365.283 | 26,5% | 5,0% |
|---------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--------------|-------------|
| RL.1 | 225.685 | 238.767 | 251.532 | 243.749 | 5,3% | 2,1% |
| RL.2 | 332.590 | 318.158 | 373.920 | 322.837 | 17,5% | 1,5% |
| RL.3 | 169.847 | 159.633 | 191.036 | 163.172 | 19,7% | 2,2% |
| RL.4 | 97.621 | 142.182 | 144.461 | 149.207 | 1,6% | 4,9% |
| RL.5 | 140.267 | 134.189 | 233.124 | 145.166 | 73,7% | 8,2% |
| RL.6 | 133.264 | 61.523 | 7.023 | 80.635 | -88,6% | 31,1% |
| RL.7 | 68.476 | 89.977 | 187.153 | 104.095 | 108,0% | 15,7% |
| RL.8 | 92.730 | 155.928 | 256.977 | 156.422 | 64,8% | 0,3% |
| RL.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| RL.10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| RL.11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

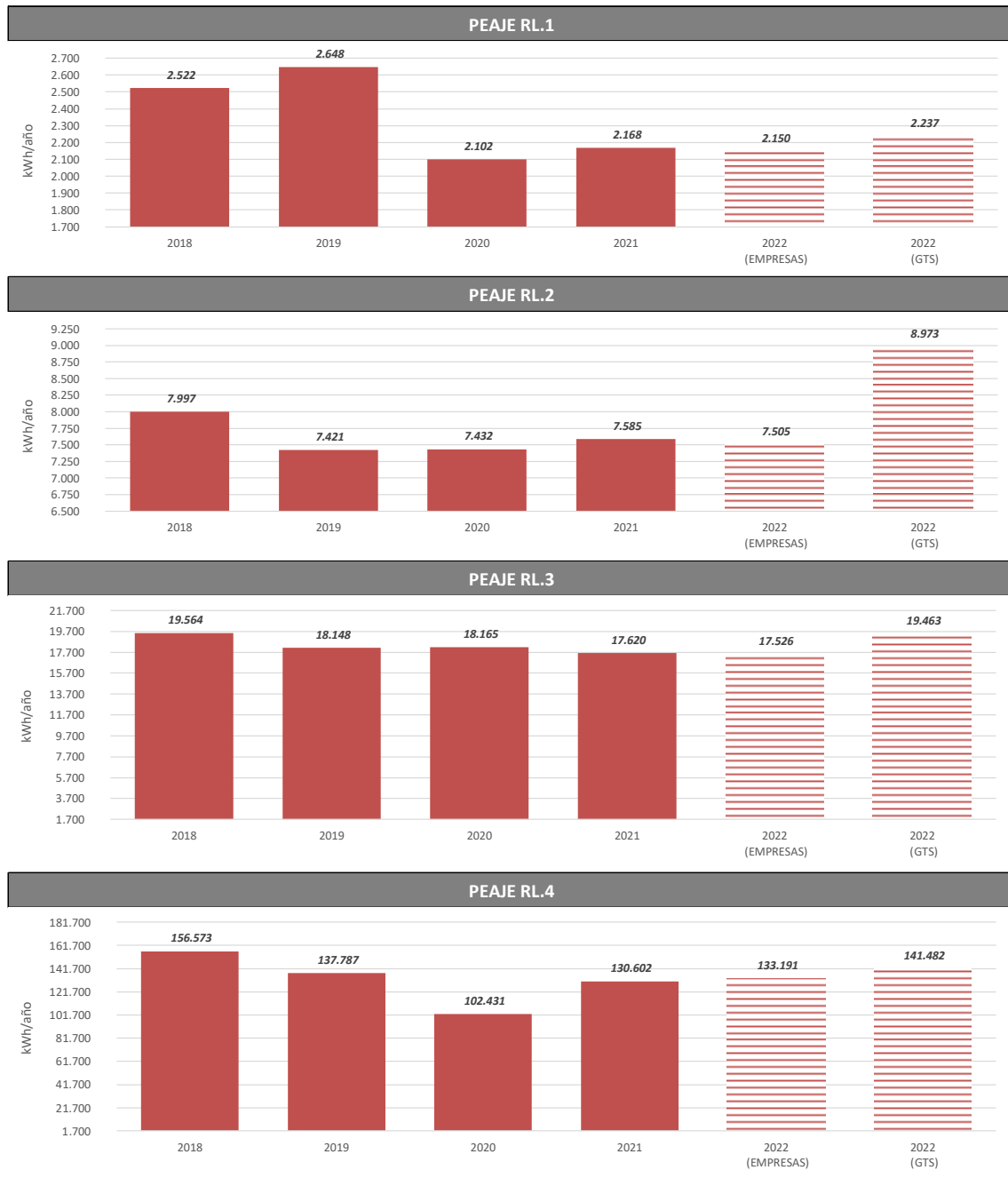
| P < 4 bar | 7.743 | 8.001 | 9.953 | 8.167 | 24,4% | 2,1% |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| RL.1 | 2.102 | 2.168 | 2.237 | 2.150 | 3,2% | -0,8% |
| RL.2 | 7.432 | 7.585 | 8.973 | 7.505 | 18,3% | -1,1% |
| RL.3 | 18.165 | 17.620 | 19.463 | 17.526 | 10,5% | -0,5% |
| RL.4 | 102.431 | 130.602 | 141.482 | 133.191 | 8,3% | 2,0% |
| RL.5 | 491.974 | 569.521 | 1.057.898 | 564.261 | 85,8% | -0,9% |
| RL.6 | 2.138.637 | 1.819.832 | 79.781 | 1.871.347 | -95,6% | 2,8% |
| RL.7 | 5.611.764 | 5.305.238 | 12.296.259 | 5.730.487 | 131,8% | 8,0% |
| RL.8 | 23.182.427 | 29.546.028 | 53.162.096 | 29.639.533 | 79,9% | 0,3% |
| RL.9 | | | | | | |
| RL.10 | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | |

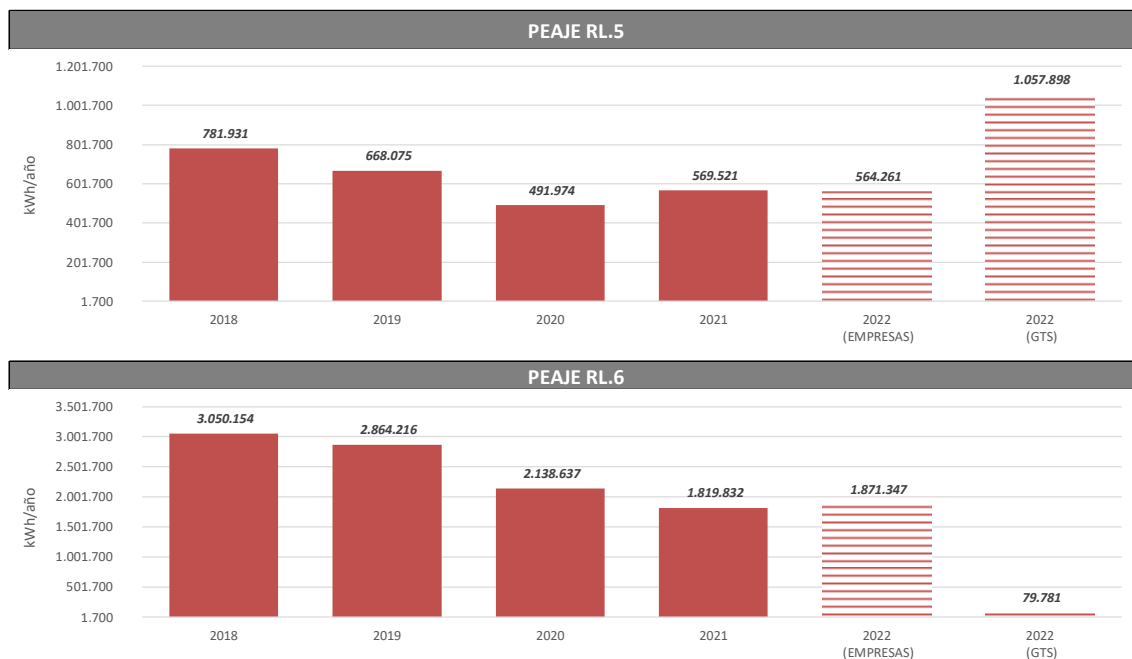
Fuente: GTS y empresas

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2022 por el GTS y las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con los correspondientes valores de los años de gas 2018 y 2021, calculados de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y la información aportada por las empresas, ubicando a los consumidores de acuerdo con la estructura de la Circular 6/2020 para los grupos tarifarios RL.1 a RL.6.

Cabe señalar que, los tamaños medios previstos por las empresas son inferiores a los valores medios registrados en los años de gas 2018 a 2021 con la excepción del peaje RL.4. El GTS en cambio considera tamaños medios superiores al consumo promedio registrado en los años de gas 2018 a 2021 para RL.2, RL.3, RL.4 y RL.5.

Gráfico I.4. Tamaños medios (kWh/año) por peaje de acceso registrados entre 2014 y 2020 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2022 de los suministros abastecidos desde plantas satélite





Fuente: GTS y empresas

Teniendo en cuenta las discrepancias existentes entre las previsiones realizadas por los agentes, la previsión de la demanda de los consumidores del grupo tarifario RL.1 a RL.6 conectados en redes de presión de diseño inferior o igual a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- **Número de clientes:** para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución como para los suministrados desde plantas satélite se ha considerado la captación de clientes que prevén las empresas.
- **Tamaños medios:** para los consumidores conectados a transporte-distribución y acogidos a los peajes RL.1 a RL.4 se ha estimado que los tamaños medios serán en torno a un 3% inferiores a los registrados en el año de gas 2021 a la vista de que las temperaturas registradas en los primeros meses del invierno son más cálidas que las registradas en el invierno del año de gas 2021 (diciembre 2020 fue considerado normal vs diciembre de 2021 que ha sido muy cálido y enero 2021 fue frío vs enero de 2022 que ha sido cálido). Para los consumidores acogidos a los peajes RL.5 y RL.6 se ha considerado el tamaño medio registrado en el año de gas 2021. Respecto a los tamaños medios de los consumidores suministrados desde planta satélite, se han tomado los valores previstos por las empresas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que el número de clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar en los grupos RL.1 a RL.6 se incrementará en el año de gas 2022 un 0,8% (62.358 clientes), mientras que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 0,6% (véase Cuadro I.8).

Para los consumidores de mayor tamaño con obligación de contratar capacidad (RL.7 y superior) se han considerado las previsiones de demanda de las empresas y unas tasas de crecimiento similares a las consideradas para la demanda industrial (véase epígrafe siguiente). En cuanto a la previsión de capacidad contratada equivalente se han considerado unos factores de carga similares a los del 2021 y que estos consumidores mantienen la misma estructura de contratación que la registrada en dicho año. En cuanto al número de clientes se han aplicado las tasas de crecimiento implícitas en las previsiones de las empresas, a los datos disponibles en la base de datos de liquidaciones del sector gasista para el año de gas 2021.

En consecuencia, para el conjunto de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar, si bien el número de clientes que se prevé se captará en 2022 es similar al de las empresas (62.327 vs 62.302 previsto por las empresas) y superior al previsto por el GTS (-2.943 clientes), la variación de la demanda prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio (-1,5%) es inferior al previsto por las empresas distribuidoras (-1,2%) y superior al previsto por el GTS (-12,9%).

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

| Peaje | Volumen (MWh) | Año Gas 2021 (A) | | Previsión cierre 2022 (B) | | % variación (B) sobre (A) | |
|---|-------------------------------|---------------------|------------------|------------------------------|------------------|---------------------------|-------------|
| | | Volumen (MWh) | Clientes | Volumen (MWh) | Clientes | Volumen (MWh) | Clientes |
| I. Conectada a Plantas Satélite | | | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 238.767 | 110.137 | 243.749 | 113.395 | 2,1% | 3,0% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 318.158 | 41.946 | 322.837 | 43.016 | 1,5% | 2,6% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 159.633 | 9.060 | 163.172 | 9.310 | 2,2% | 2,8% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 142.182 | 1.089 | 149.207 | 1.120 | 4,9% | 2,9% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 134.189 | 236 | 145.166 | 257 | 8,2% | 9,2% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 61.523 | 34 | 80.635 | 43 | 31,1% | 27,5% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 89.977 | 17 | 74.796 | 18 | -16,9% | 7,1% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 155.928 | 5 | 151.746 | 5 | -2,7% | 0,0% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | | | | |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | | | | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | | | | |
| TOTAL | | 1.300.356 | 162.522 | 1.331.308 | 167.165 | 2,4% | 2,9% |
| II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución | | | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 11.594.036 | 4.588.905 | 11.160.753 | 4.554.033 | -3,7% | -0,8% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.069.183 | 2.769.759 | 21.052.373 | 2.853.143 | -0,1% | 3,0% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.189.275 | 377.178 | 7.112.837 | 384.709 | -1,1% | 2,0% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.252.905 | 54.110 | 7.236.939 | 55.661 | -0,2% | 2,9% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 12.701.007 | 19.726 | 12.772.500 | 19.837 | 0,6% | 0,6% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.137.010 | 1.372 | 3.163.009 | 1.384 | 0,8% | 0,8% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 3.522.603 | 440 | 2.928.266 | 408 | -16,9% | -7,2% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.815.028 | 115 | 2.739.516 | 115 | -2,7% | 0,1% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 364.120 | 5 | 362.403 | 5 | -0,5% | -0,5% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | | | | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | | | | |
| TOTAL | | 69.645.166 | 7.811.610 | 68.528.597 | 7.869.295 | -1,6% | 0,7% |

| Peaje | Volumen (MWh) | Año Gas 2021 (A) | | Prevision cierre 2022 (B) | | % variación (B) sobre (A) | |
|-------------------|-------------------------------|-------------------|------------------|---------------------------|------------------|---------------------------|-------------|
| | | Volumen (MWh) | Clientes | Volumen (MWh) | Clientes | Volumen (MWh) | Clientes |
| III. Total | | | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 11.832.802 | 4.699.042 | 11.404.502 | 4.667.428 | -3,6% | -0,7% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.387.341 | 2.811.705 | 21.375.211 | 2.896.159 | -0,1% | 3,0% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.348.908 | 386.237 | 7.276.009 | 394.019 | -1,0% | 2,0% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.395.087 | 55.199 | 7.386.147 | 56.781 | -0,1% | 2,9% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 12.835.196 | 19.962 | 12.917.665 | 20.094 | 0,6% | 0,7% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.198.533 | 1.406 | 3.243.644 | 1.427 | 1,4% | 1,5% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 3.612.580 | 457 | 3.003.062 | 426 | -16,9% | -6,7% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.970.956 | 120 | 2.891.261 | 120 | -2,7% | 0,0% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 364.120 | 5 | 362.403 | 5 | -0,5% | -0,5% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | | | | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | | | | |
| TOTAL | | 70.945.522 | 7.974.132 | 69.859.905 | 8.036.459 | -1,5% | 0,8% |

Fuente: CNMC

2.1.2.2. 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 distribuidoras-transportistas.

| Año Gas 2021 | | | |
|-------------------------------|----------------------|--------------|--|
| Datos Empresas | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| | <i>P > 60 bar</i> | 70.000.736 | 84 |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | 34.964.329 | 159 | 123.063.594 |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 97.747.800 | 3.672 | 378.012.032 |
| TOTAL | 202.712.866 | 3.915 | 739.395.394 |

| GTS | Prevision cierre Año Gas 2022 | | | Tasa de variación sobre Año Gas 2021 | | |
|-------------------------------|-------------------------------|--------------|--|--------------------------------------|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| <i>P > 60 bar</i> | 70.745.022 | 89 | 237.128.169 | 1,1% | 6,0% | -0,5% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | 34.981.200 | 159 | 122.448.276 | 0,0% | 0,0% | -0,5% |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 97.604.035 | 3.667 | 376.121.972 | -0,1% | -0,2% | -0,5% |
| TOTAL | 203.330.258 | 3.914 | 735.698.417 | 0,3% | 0,0% | -0,5% |

| Empresas | Prevision cierre Año Gas 2022 | | | Tasa de variación sobre Año Gas 2021 | | |
|-------------------------------|-------------------------------|--------------|--|--------------------------------------|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| <i>P > 60 bar</i> | 69.075.035 | 84 | 232.581.923 | -1,3% | 0,0% | -2,4% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | 34.026.423 | 158 | 119.235.477 | -2,7% | -0,7% | -3,1% |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 96.753.923 | 3.685 | 372.257.209 | -1,0% | 0,3% | -1,5% |
| TOTAL | 199.855.381 | 3.927 | 724.074.610 | -1,4% | 0,3% | -2,1% |

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Respecto de la demanda de este colectivo, el GTS estima que aumentará un 0,3% respecto de la registrada en el año de gas 2021, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (1,1%), un mantenimiento de la demanda de los consumidores conectados a presión comprendida entre 16 y 60 bar, y una reducción (0,1%) de la demanda de los consumidores conectados entre 4 y 16 bar. Por su parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de estos consumidores se reducirá un 1,4%, consecuencia de una reducción de la

demanda de todos los niveles de presión (presión > 60 bar -1,3%, presión 16-60 bar, -2,7% y presión 4-16 bar -1,0%).

Por lo que respecta a la capacidad contratada equivalente, tanto el GTS como las empresas prevén una reducción de la capacidad de todos los niveles de presión, si bien discrepan sobre su valor (el GTS en media un 0,5% y las empresas un 2,1%). En particular, según las previsiones de las empresas, la capacidad contratada equivalente de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar se reducirá un 2,4%, la de los consumidores conectados a redes de presión comprendida entre 16 y 60 bar un 3,1% y la de los consumidores conectados a presión entre 4 y 16 bar un 1,5%, mientras que el GTS estima que la capacidad se reducirá un 0,5% en todos los niveles de presión.

En el Gráfico I.5 se muestra la evolución de la media móvil de 12 meses y la variación sobre el mismo mes del año anterior de la demanda industrial transportada hasta febrero de 2022 según la información que publica el GTS. Se observa que desde junio de 2021 la media móvil de 12 meses presenta datos positivos consecuencia de la recuperación de la actividad tras la crisis provocada por la COVID-19. No obstante la tasa acumulada durante el año de gas a febrero de 2022 se sitúa en el -3,5%, lo que podría determinar una moderación del ritmo de crecimiento registrado en los últimos meses.

Gráfico I.5. Variación sobre el mismo mes del año anterior, y media móvil de 12 meses de la demanda industrial.



Fuente: GTS

Teniendo en cuenta, las previsiones aportadas por el GTS, las empresas, la mayor eficiencia en la contratación que se viene registrando durante los últimos meses, los multiplicadores de corto plazo de 2022, la previsión para el cierre del año de gas 2022 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

En lo que respecta al volumen total de la demanda de los consumidores industriales para el cierre del ejercicio 2022 se han considerado las tasas de variación por nivel de presión previstas por las empresas, que se han desagregado por grupo tarifario teniendo en cuenta la información aportada por las empresas para el ejercicio 2021.

La capacidad contratada para los consumidores industriales se ha estimado suponiendo unos factores de carga similares a los del año de gas 2021. Finalmente, la capacidad contratada equivalente se ha estimado considerando que este colectivo de consumidores mantiene la estructura de contratación de productos de corto plazo registrada en 2021, lo que implica considerar que el 98,8% de la capacidad contratada se corresponde a contratos anuales o

indefinidos, el 0,1% trimestrales, el 0,9% mensuales, un 0,2% diarios y un 0,0% intradiarios.

Como previsión del número de consumidores, se ha considerado el valor aportado por las empresas transportistas y distribuidoras.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de diseño superior a 4 bar se reducirá un 1,4%, inferior a la previsión del GTS (+0,3%), mientras que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 1,3%, valor intermedio entre la reducción prevista por el GTS (-0,5%) y por las empresas (-2,1%).

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

| Datos Empresas | Año Gas 2021 | | | Prevision cierre Año Gas 2022 | | | Tasa de variación sobre Año Gas 2021 | | |
|-------------------------------|--------------------|--------------|--|-------------------------------|--------------|--|--------------------------------------|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| <i>P > 60 bar</i> | 70.000.736 | 84 | 238.319.768 | 69.075.035 | 84 | 233.776.754 | -1,3% | 0,0% | -1,9% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | 34.964.329 | 159 | 123.063.594 | 34.026.423 | 158 | 119.270.118 | -2,7% | -0,7% | -3,1% |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 97.747.800 | 3.672 | 378.012.032 | 96.753.923 | 3.685 | 376.771.878 | -1,0% | 0,3% | -0,3% |
| TOTAL | 202.712.866 | 3.915 | 739.395.394 | 199.855.381 | 3.927 | 729.818.750 | -1,4% | 0,3% | -1,3% |

Fuente: CNMC

2.1.2.3. Demanda convencional prevista para el cierre del año de gas 2022

En el Cuadro I.11 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2022 previsto por la CNMC con el remitido por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras. Según el

escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en el año de gas 2022 alcanzará los 282,0 TWh, un 1,2% inferior a la registrada en el año de gas 2021 y también inferior a la demanda prevista por las empresas y por el GTS. Por el contrario, la capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el cierre año de gas 2022 es un 1,7% inferior a la registrada en el año de gas 2021, e igualmente inferior a la prevista por las empresas y por el GTS.

Se indica que en la previsión de la demanda de GNL a cliente final (plantas satélite monoclientes) se han realizado considerando la información facilitada por las empresas.

Cuadro I.11. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2022⁸

| GTS | Previsión cierre Año Gas 2022 | | | Tasa de variación respecto Año Gas 2021 | | | Año Gas 2021 | | |
|-----------------------------|-------------------------------|------------------|--|---|-------------|--|--------------------|------------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 70.745.022 | 89 | 237.128.169 | 1,1% | 6,0% | -0,5% | 70.000.736 | 84 | 238.319.768 |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.981.200 | 159 | 122.448.276 | 0,0% | 0,0% | -0,5% | 34.964.329 | 159 | 123.063.594 |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 97.604.035 | 3.667 | 376.121.972 | -0,1% | -0,2% | -0,5% | 97.747.800 | 3.672 | 378.012.032 |
| P ≤ 4 bar | 71.004.439 | 7.971.189 | 38.346.945 | 0,1% | 0,0% | 26,7% | 70.945.522 | 7.974.132 | 30.267.137 |
| TOTAL | 274.334.697 | 7.975.104 | 774.045.362 | 0,2% | 0,0% | 0,6% | 273.658.388 | 7.978.047 | 769.662.532 |
| GNL directo a cliente final | 13.564.412 | | | 14,7% | | | 11.830.291 | | |
| TOTAL | 287.899.109 | 7.975.104 | 774.045.362 | 0,8% | 0,0% | 0,6% | 285.488.680 | 7.978.047 | 769.662.532 |

| Empresas | Previsión cierre Año Gas 2022 | | | Tasa de variación respecto Año Gas 2021 | | |
|-----------------------------|-------------------------------|------------------|--|---|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 69.075.035 | 84 | 232.581.923 | -1,3% | 0,0% | -2,4% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.026.423 | 158 | 119.235.477 | -2,7% | -0,7% | -3,1% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 96.753.923 | 3.685 | 372.257.209 | -1,0% | 0,3% | -1,5% |
| P ≤ 4 bar | 71.912.688 | 8.036.434 | 38.876.206 | 1,4% | 0,8% | 28,4% |
| TOTAL | 271.768.070 | 8.040.361 | 762.950.816 | -0,7% | 0,8% | -0,9% |
| GNL directo a cliente final | 11.222.483 | | | -5,1% | | |
| TOTAL | 282.990.552 | 8.040.361 | 762.950.816 | -0,9% | 0,8% | -0,9% |

| CNMC | Previsión cierre Año Gas 2022 | | | Tasa de variación respecto Año Gas 2021 | | |
|-----------------------------|-------------------------------|------------------|--|---|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 69.075.035 | 84 | 233.776.754 | -1,3% | 0,0% | -1,9% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.026.423 | 158 | 119.270.118 | -2,7% | -0,7% | -3,1% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 96.753.923 | 3.685 | 376.771.878 | -1,0% | 0,3% | -0,3% |
| P ≤ 4 bar | 69.859.905 | 8.036.459 | 26.590.545 | -1,5% | 0,8% | -12,1% |
| TOTAL | 269.715.286 | 8.040.386 | 756.409.295 | -1,4% | 0,8% | -1,7% |
| GNL directo a cliente final | 12.321.932 | | | 4,2% | | |
| TOTAL | 282.037.218 | 8.040.386 | 756.409.295 | -1,2% | 0,8% | -1,7% |

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

⁸ La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente los grupos tarifarios RL.7 y superiores, en los tres escenarios de previsión

2.1.3. 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 2022, 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 un incremento del 2,8% con respecto a los valores registrados en el año de gas 2021.

Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022

| | MWh | | Tasa de variación |
|------------------------------------|---------------------|---|------------------------------|
| | Año Gas 2021 (A) | Previsión cierre Año Gas 2022 (B) | % variación (B) sobre (A) |
| <i>P > 60 bar</i> | 148.299.985 | 161.114.825 | 8,6% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | 34.964.329 | 34.026.423 | -2,7% |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 97.965.129 | 97.014.275 | -1,0% |
| <i>P ≤ 4 bar</i> | 70.945.522 | 69.859.905 | -1,5% |
| TOTAL | 352.174.965 | 362.015.428 | 2,8% |
| <i>GNL directo a cliente final</i> | 11.830.291 | 12.321.932 | 4,2% |
| TOTAL | 364.005.257 | 374.337.360 | 2,8% |

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.13 se muestra el escenario de demanda desagregado por grupo tarifario y tipo de consumidor. Se indica que para los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar que no tienen la obligación de contratar capacidad, se ha estimado la capacidad contratada equivalente en función del factor de carga previsto para dicho ejercicio. En particular, como mejor previsión del factor de carga de cada uno de los grupos tarifarios, se ha considerado los factores de carga resultantes de las curvas de carga estimadas para el último año con información disponible (año de gas 2021). Adicionalmente, se ha considerado que se abastecen únicamente mediante contratos de duración anual.

Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 desagregado por grupo tarifario.

| Grupo tarifario | 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) | |
| P>60 bar | | 84.032.200 | 35 | 395.013.550 | 73% | 8.007.590 | 3 | 65.941.600 | 33% | 0 | 0 | 0 | 0 | 69.075.035 | 84 | 233.776.754 | 81% | 161.114.825 | 122 | 694.731.904 | 72% |
| RL.1 | <3.000 | 0 | 1 | 1.504 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.504 | 0% |
| RL.2 | <15.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 2 | 89 | 66% | 21 | 2 | 89 | 66% |
| RL.3 | <50.000 | 13 | 1 | 1.096 | 4% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 274 | 6 | 1.088 | 69% | 287 | 7 | 2.184 | 40% | |
| RL.4 | <300.000 | 300 | 1 | 34.441 | 3% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 1.055 | 9 | 4.368 | 66% | 1.356 | 10 | 38.809 | 12% | |
| 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 | 5.602 | 2 | 38.930 | 39% | 5.602 | 2 | 38.930 | 39% | |
| RL.7 | <15.000.000 | 9.257 | 1 | 41.337 | 77% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 7.970 | 1 | 36.511 | 60% | 17.227 | 2 | 77.848 | 68% | |
| RL.8 | <50.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 219.119 | 5 | 1.000.543 | 60% | 219.119 | 5 | 1.000.543 | 60% | |
| RL.9 | <150.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 669.007 | 8 | 2.975.339 | 65% | 669.007 | 8 | 2.975.339 | 65% | |
| RL.10 | <500.000.000 | 461.614 | 3 | 2.084.661 | 76% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 3.982.945 | 13 | 14.626.358 | 75% | 4.444.559 | 16 | 16.711.019 | 75% | |
| RL.11 | >500.000.000 | 83.561.016 | 28 | 392.850.511 | 73% | 8.007.590 | 3 | 65.941.600 | 33% | 0 | 0 | 0 | 64.189.041 | 38 | 215.093.528 | 82% | 155.757.647 | 69 | 673.885.639 | 72% | |
| 16-60 bar | | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| RL.1 | <3.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 31% | 0 | 0 | 1 | 31% | |
| 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 | 83% | 0 | 0 | 0 | 83% | |
| RL.4 | <300.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 364 | 3 | 2.590 | 38% | 364 | 3 | 2.590 | 38% | |
| RL.5 | <1.500.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 8.832 | 9 | 72.531 | 33% | 8.832 | 9 | 72.531 | 33% | |
| RL.6 | <5.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 83.724 | 30 | 465.530 | 49% | 83.724 | 30 | 465.530 | 49% | |
| RL.7 | <15.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 250.952 | 27 | 1.450.168 | 48% | 250.952 | 27 | 1.450.168 | 48% | |
| RL.8 | <50.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 676.260 | 25 | 3.288.356 | 57% | 676.260 | 25 | 3.288.356 | 57% | |
| RL.9 | <150.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 1.653.102 | 16 | 6.789.866 | 67% | 1.653.102 | 16 | 6.789.866 | 67% | |
| RL.10 | <500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 8.151.730 | 28 | 28.576.851 | 78% | 8.151.730 | 28 | 28.576.851 | 78% | |
| RL.11 | >500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 23.201.459 | 18 | 78.624.225 | 81% | 23.201.459 | 18 | 78.624.225 | 81% | |
| 4-16 bar | | 260.352 | 1 | 1.040.980 | 86% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| RL.1 | <3.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 | 597 | 70 | 151.657 | 1% | 597 | 70 | 151.657 | 1% |
| RL.2 | <15.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 255 | 27 | 18.290 | 4% | 255 | 27 | 18.290 | 4% | |
| RL.3 | <50.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 2.537 | 72 | 49.552 | 14% | 2.537 | 72 | 49.552 | 14% | |
| RL.4 | <300.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 52.023 | 348 | 431.932 | 34% | 52.023 | 348 | 431.932 | 34% | |
| RL.5 | <1.500.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 604.465 | 729 | 2.616.391 | 64% | 604.465 | 729 | 2.616.391 | 64% | |
| RL.6 | <5.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 2.486.975 | 812 | 8.954.333 | 77% | 2.486.975 | 812 | 8.954.333 | 77% | |
| RL.7 | <15.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 5.739.705 | 673 | 30.712.363 | 52% | 5.739.705 | 673 | 30.712.363 | 52% | |
| RL.8 | <50.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 14.828.542 | 528 | 73.310.840 | 56% | 14.828.542 | 528 | 73.310.840 | 56% | |
| RL.9 | <150.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 24.165.824 | 273 | 92.195.367 | 73% | 24.165.824 | 273 | 92.195.367 | 73% | |
| RL.10 | <500.000.000 | 260.352 | 1 | 1.040.980 | 86% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 35.556.019 | 139 | 124.264.331 | 79% | 35.556.019 | 140 | 125.305.311 | 79% | |
| RL.11 | >500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 13.316.980 | 15 | 44.066.822 | 83% | 13.316.980 | 15 | 44.066.822 | 83% | |
| <4 bar | | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 1.331.308 | 167.165 | 8.437.867 | 43% | 68.528.597 | 7.869.295 | 481.651.576 | 39% | 69.859.905 | 8.036.459 | 490.089.444 | 39% |
| RL.1 | <3.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 243.749 | 113.395 | 1.650.102 | 40% | 11.160.753 | 4.554.033 | 81.637.838 | 37% | 11.404.502 | 4.667.428 | 83.287.940 | 38% |
| RL.2 | <15.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 322.837 | 43.016 | 2.639.716 | 34% | 21.052.373 | 2.853.143 | 172.648.343 | 33% | 21.375.211 | 2.896.159 | 175.288.059 | 33% |
| RL.3 | <50.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 163.172 | 9.310 | 1.334.194 | 34% | 7.112.837 | 384.709 | 58.331.647 | 33% | 7.276.009 | 394.019 | 59.665.840 | 33% |
| RL.4 | <300.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 149.207 | 1.120 | 701.624 | 58% | 7.236.939 | 55.661 | 47.678.575 | 42% | 7.386.147 | 55.781 | 48.380.199 | 42% |
| RL.5 | <1.500.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 145.166 | 257 | 881.853 | 58% | 12.772.509 | 19.837 | 77.622.555 | 45% | 12.917.665 | 20.094 | 78.444.409 | 45% |
| RL.6 | <5.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 80.635 | 43 | 378.748 | 58% | 3.163.009 | 1.384 | 18.053.704 | 48% | 3.243.644 | 1.427 | 18.432.452 | 48% |
| RL.7 | <15.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 74.796 | 18 | 412.029 | 54% | 2.928.266 | 408 | 12.791.280 | 63% | 3.003.062 | 426 | 13.203.308 | 63% |
| RL.8 | <50.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 151.746 | 5 | 639.602 | 65% | 2.739.516 | 115 | 11.563.943 | 65% | 2.891.261 | 120 | 12.203.545 | 65% |
| RL.9 | <150.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 362.403 | 5 | 1.183.691 | 84% | 362.403 | 5 | 1.183.691 | 84% | |
| 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 | |
| TOTAL | | 84.292.552 | 36 | 396.054.529 | 73% | 8.007.590 | 3 | 65.941.600 | 33% | 1.331.308 | 167.165 | 8.437.867 | 43% | 268.383.978 | 7.873.222 | 1.211.470.326 | 61% | 362.015.428 | 8.040.425 | 1.681.904.323 | 62% |
| GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL | | | | | | | | | | 12.321.932 | | | | | | | | 12.321.932 | | | |
| TOTAL SISTEMA | | 84.292.552 | 36 | 396.054.529 | 73% | 8.007.590 | 3 | 65.941.600 | 33% | 13.653.240 | 167.165 | 8.437.867 | 44% | 268.383.978 | 7.873.222 | 1.211.470.326 | 61% | 374.337.360 | 8.040.425 | 1.681.904.323 | 61% |

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de demanda 2023

2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.14 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2023, remitidas por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

Cuadro I.14. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2023

| | Previsión Año Gas 2022 (A) (MWh) | | Previsión Año Gas 2023 (B) (MWh) | | Tasa de variación (B) respecto (A) (%) | |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------------------------|-------------------|---|-------------|
| | GTS | Empresas | GTS | Empresas | GTS | Empresas |
| Sistema Peninsular | | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 86.056.466 | 76.910.492 | 78.139.271 | 80.882.159 | -9,2% | 5,2% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | - | - | | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 265.141 | 205.947 | 240.748 | 205.947 | -9,2% | 0,0% |
| TOTAL | 86.321.606 | 77.116.438 | 78.380.019 | 81.088.106 | -9,2% | 5,2% |
| Sistemas Extrapeninsulares | | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 10.420.192 | 8.153.419 | 9.461.534 | 8.153.419 | -9,2% | 0,0% |
| TOTAL | 10.420.192 | 8.153.419 | 9.461.534 | 8.153.419 | -9,2% | 0,0% |
| Total | | | | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 96.476.657 | 85.063.911 | 87.600.805 | 89.035.578 | -9,2% | 4,7% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | - | - | | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 265.141 | 205.947 | 240.748 | 205.947 | -9,2% | 0,0% |
| TOTAL | 96.741.798 | 85.269.858 | 87.841.553 | 89.241.525 | -9,2% | 4,7% |

Fuente: GTS y empresas

Se observa que el GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica de las instalaciones peninsulares y no peninsulares se reducirá un 9,2% sobre su previsión para el año de gas 2022. Por otra parte, las empresas transportistas estiman que dicha demanda se incrementará un 4,7%, consecuencia de un incremento del 5,2% de la demanda del sistema peninsular y un mantenimiento de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares.

Adicionalmente, la CNMC dispone de la previsión de la demanda eléctrica para el periodo 2022-2026 y su correspondiente cobertura proporcionada por el Operador del Sistema con objeto de la elaboración de los escenarios de previsión para la Resolución de 16 de diciembre 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 enero de 2022.

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 2023 será de 71,0 TWh, escenario inferior a los considerados tanto por el GTS (78,3 TWh) como por las empresas (81,1 TWh).

Respecto a la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear, se estima que alcanzará los 8,0 TWh en el año de gas 2023, valor inferior al previsto tanto por el GTS (9,5 TWh) como por las empresas (8,2 TWh).

En coherencia con el escenario de cobertura de demanda considerado en la elaboración Resolución de 16 de diciembre de 2021, estas previsiones se han realizado teniendo en cuenta el escenario de cobertura de la demanda eléctrica para el año 2022 (3/12) y las previsiones realizadas por el OS para el año 2023 (9/12), si bien se ha actualizado la previsión producción hidráulica y el funcionamiento del enlace eléctrico teniendo en cuenta la última información disponible. Asimismo, se ha considerado una eficiencia del 45%, tanto para las centrales peninsulares como para las del sistema balear.

En el Cuadro I.15 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 2023 ascendería a 79,0 TWh, un 10,1% inferior a la prevista por el GTS (87,8 TWh), y un 11,5% inferior a la prevista por las empresas (89,2 TWh).

Cuadro I.15. Previsión de la CNMC para el año de gas 2023 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

| Volumen (MWh) | Previsión Año Gas 2022 (A) | Previsión Año Gas 2023 (B) | % variación (B) sobre (A) |
|-----------------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| Sistema Peninsular | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 84.032.200 | 70.760.432 | -15,8% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 260.352 | 219.233 | -15,8% |
| TOTAL | 84.292.552 | 70.979.664 | -15,8% |
| Sistemas Extrapeninsulares | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 8.007.590 | 8.007.590 | 0,0% |
| TOTAL | 8.007.590 | 8.007.590 | 0,0% |
| Total | | | |
| <i>P > 60 bar</i> | 92.039.790 | 78.768.022 | -14,4% |
| <i>16 bar < P ≤ 60 bar</i> | - | - | |
| <i>4 bar < P ≤ 16 bar</i> | 260.352 | 219.233 | -15,8% |
| TOTAL | 92.300.142 | 78.987.254 | -14,4% |

Fuente: CNMC.

Respecto de la capacidad contratada equivalente de las centrales de generación eléctrica, en el Cuadro I.16 se muestra la previsión del GTS y de las empresas gasistas para el año de gas 2023. Según dicha información, el GTS estima que la capacidad contratada equivalente se reducirá el 9,2%, mientras que las empresas prevén que se incrementará un 4,5%, respecto de sus previsiones para el cierre del año de gas 2022. Cabe señalar que mientras que el GTS prevé la misma reducción en ambos subsistemas, las empresas transportistas estiman que la capacidad contratada equivalente de las instalaciones peninsulares se incrementará un 5,2% y, un mantenimiento de la de las instalaciones no peninsulares.

Cuadro I.16. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2023

| GTS | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | | | Tasa de variación | |
|------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------|--------------------|---------------|
| | Año Gas 2021 (A) | Previsión de cierre Año Gas 2022 (B) | Previsión Año Gas 2023 (C) | (B) sobre (A) | (C) sobre (B) |
| | Peninsular | 399.878.568 | 487.851.853 | 442.969.482 | 22,0% |
| P > 60 bar | 399.016.338 | 486.799.933 | 442.014.339 | 22,0% | -9,2% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | - | - | - | | |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 862.230 | 1.051.920 | 955.143 | 22,0% | -9,2% |
| Extrapeninsular | 65.941.600 | 77.864.355 | 70.700.835 | 18,1% | -9,2% |
| P > 60 bar | 65.941.600 | 77.864.355 | 70.700.835 | 18,1% | -9,2% |
| TOTAL | 465.820.168 | 565.716.208 | 513.670.317 | 21,4% | -9,2% |

| Empresas | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | | | Tasa de variación | |
|------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------|--------------------|---------------|
| | Año Gas 2021 (A) | Previsión de cierre Año Gas 2022 (B) | Previsión Año Gas 2023 (C) | (B) sobre (A) | (C) sobre (B) |
| | Peninsular | 399.878.568 | 396.545.287 | 417.122.234 | -0,8% |
| P > 60 bar | 399.016.338 | 395.875.287 | 416.452.234 | -0,8% | 5,2% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | - | - | - | | |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 862.230 | 670.000 | 670.000 | -22,3% | 0,0% |
| Extrapeninsular | 65.941.600 | 63.823.242 | 63.823.242 | -3,2% | 0,0% |
| P > 60 bar | 65.941.600 | 63.823.242 | 63.823.242 | -3,2% | 0,0% |
| TOTAL | 465.820.168 | 460.368.529 | 480.945.476 | -1,2% | 4,5% |

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, empresas transportistas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se ha optado por mantener en 2023 el factor de carga previsto para el cierre del año de gas 2022 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular y para las instalaciones de generación eléctrica situadas en territorios no peninsulares mantener la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2022, manteniendo, en ambos casos, el mismo esquema de contratación que el previsto para 2022 (véase Cuadro I.17).

Por tanto, se estima que la capacidad contratada equivalente destinada a generación eléctrica se reducirá en el año de gas 2023 un 13,5%, sobre la prevista para el cierre del 2022, valor inferior al previsto tanto por las empresas (-9,2%) como por el GTS (+4,5%), y coherente con la reducción de demanda prevista por la CNMC para dicho ejercicio (-14,4%).

Cuadro I.17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2023

| | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | | | Tasa de variación | |
|------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------|-------------------|---------------|
| | Año Gas 2021 (A) | Previsión de cierre Año Gas 2022 (B) | Previsión Año Gas 2023 (C) | (B) sobre (A) | (C) sobre (B) |
| Peninsular | 399.878.568 | 396.054.529 | 333.545.994 | -1,0% | -15,8% |
| P > 60 bar | 399.016.338 | 395.013.550 | 332.669.423 | -1,0% | -15,8% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | - | - | - | | |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 862.230 | 1.040.980 | 876.571 | 20,7% | -15,8% |
| Extrapeninsular | 65.941.600 | 65.941.600 | 65.941.600 | 0,0% | 0,0% |
| P > 60 bar | 65.941.600 | 65.941.600 | 65.941.600 | 0,0% | 0,0% |
| TOTAL | 465.820.168 | 461.996.129 | 399.487.594 | -0,8% | -13,5% |

Fuente: CNMC

2.2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.18 se compara la previsión para el año de gas 2023 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 2023 (un 2,0% el GTS y un 2,7% las empresas transportistas y distribuidoras) sobre sus respectivas previsiones de cierre para el año de gas 2022.

En particular, ambos agentes estiman un incremento de la demanda de todos los niveles de presión, si bien, en el caso de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar el GTS estima un incremento del 1,9% para todos los niveles de presión, mientras que las empresas transportista estiman un incremento del 2,6% para los clientes conectados a redes de presión superior a 60 bar, del 3,4% para redes entre 16 y 60 bar, del 3,1% para redes de presión entre 4 y 16 bar.

En el caso de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar, mientras que el GTS estima un incremento de la demanda del 2,0%, las empresas estiman un crecimiento del 1,3%.

Cuadro I.18. Previsión del GTS y de la empresa de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2023

| GTS | Volumen (MWh) | | | Tasa de variación | |
|-----------------------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------------|-------------------|---------------|
| | Año Gas 2021 (A) | Previsión de cierre Año Gas 2022 (B) | Previsión Año Gas 2023 (C) | (B) sobre (A) | (C) sobre (B) |
| | P > 60 bar | 70.000.736 | 70.745.022 | 72.089.178 | 1,1% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.964.329 | 34.981.200 | 35.645.843 | 0,0% | 1,9% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 97.747.800 | 97.604.035 | 99.458.512 | -0,1% | 1,9% |
| P ≤ 4 bar | 70.945.522 | 71.004.439 | 72.414.646 | 0,1% | 2,0% |
| TOTAL | 273.658.388 | 274.334.697 | 279.608.179 | 0,2% | 1,9% |
| GNL directo a cliente final | 11.830.291 | 13.564.412 | 14.058.828 | 14,7% | 3,6% |
| TOTAL | 285.488.680 | 287.899.109 | 293.667.007 | 0,8% | 2,0% |

| Empresas | Volumen (MWh) | | | Tasa de variación | |
|-----------------------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------------|-------------------|---------------|
| | Año Gas 2021 (A) | Previsión de cierre Año Gas 2022 (B) | Previsión Año Gas 2023 (C) | (B) sobre (A) | (C) sobre (B) |
| | P > 60 bar | 70.000.736 | 69.075.035 | 70.884.573 | -1,3% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.964.329 | 34.026.423 | 35.186.703 | -2,7% | 3,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 97.747.800 | 96.753.923 | 99.792.347 | -1,0% | 3,1% |
| P ≤ 4 bar | 70.945.522 | 71.912.688 | 72.878.411 | 1,4% | 1,3% |
| TOTAL | 273.658.388 | 271.768.070 | 278.742.034 | -0,7% | 2,6% |
| GNL directo a cliente final | 11.830.291 | 11.222.483 | 11.931.713 | -5,1% | 6,3% |
| TOTAL | 285.488.680 | 282.990.552 | 290.673.747 | -0,9% | 2,7% |

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

2.2.2.1. Demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual 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.19 se comparan las previsiones para el año de gas 2023 de la demanda de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte – distribución del GTS y de las empresas distribuidoras.

Cuadro I.19 Previsión del GTS y de las empresas distribuidoras para el año de gas 2023 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución.

| Año Gas 2021 | Previsión cierre Año Gas 2022 (A) | | Previsión Año Gas 2023 (B) | | Tasas de Variación (B) sobre (A) | |
|--------------|-----------------------------------|----------|----------------------------|----------|----------------------------------|----------|
| | GTS | Empresas | GTS | Empresas | GTS | Empresas |

A) Nº clientes

| P < 4 bar | 7.811.610 | 7.805.889 | 7.869.269 | 7.954.196 | 7.928.313 | 1,9% | 0,8% |
|---------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------|-------------|
| RL.1 | 4.588.905 | 4.584.476 | 4.554.033 | 4.671.581 | 4.585.052 | 1,9% | 0,7% |
| RL.2 | 2.769.759 | 2.773.525 | 2.853.143 | 2.826.221 | 2.877.560 | 1,9% | 0,9% |
| RL.3 | 377.178 | 372.149 | 384.709 | 379.220 | 387.379 | 1,9% | 0,7% |
| RL.4 | 54.110 | 53.507 | 55.661 | 54.523 | 56.425 | 1,9% | 1,4% |
| RL.5 | 19.726 | 20.043 | 19.837 | 20.423 | 19.974 | 1,9% | 0,7% |
| RL.6 | 1.372 | 1.656 | 1.384 | 1.687 | 1.397 | 1,9% | 0,9% |
| RL.7 | 440 | 420 | 378 | 427 | 393 | 1,7% | 4,2% |
| RL.8 | 115 | 109 | 120 | 110 | 128 | 1,3% | 6,2% |
| RL.9 | 5 | 5 | 5 | 4 | 6 | -12,6% | 5,3% |
| RL.10 | | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | | |

B) Energía (MWh)

| P < 4 bar | 69.645.166 | 69.359.213 | 70.547.405 | 70.677.038 | 71.477.739 | 1,9% | 1,3% |
|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------|-------------|
| RL.1 | 11.594.036 | 11.890.304 | 11.449.878 | 12.116.219 | 11.518.628 | 1,9% | 0,6% |
| RL.2 | 21.069.183 | 21.831.252 | 21.469.419 | 22.246.045 | 21.654.667 | 1,9% | 0,9% |
| RL.3 | 7.189.275 | 7.225.552 | 7.268.474 | 7.362.837 | 7.326.210 | 1,9% | 0,8% |
| RL.4 | 7.252.905 | 7.246.540 | 7.668.933 | 7.384.224 | 7.812.774 | 1,9% | 1,9% |
| RL.5 | 12.701.007 | 12.795.338 | 12.944.178 | 13.038.449 | 13.186.616 | 1,9% | 1,9% |
| RL.6 | 3.137.010 | 2.956.348 | 3.260.990 | 3.012.519 | 3.348.384 | 1,9% | 2,7% |
| RL.7 | 3.522.603 | 3.186.968 | 2.928.266 | 3.247.521 | 2.995.733 | 1,9% | 2,3% |
| RL.8 | 2.815.028 | 1.944.943 | 3.194.864 | 1.981.896 | 3.260.653 | 1,9% | 2,1% |
| RL.9 | 364.120 | 281.969 | 362.403 | 287.326 | 374.075 | 1,9% | 3,2% |
| RL.10 | | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | | |

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

| P < 4 bar | 8.916 | 8.885 | 8.965 | 8.886 | 9.016 | 0,0% | 0,6% |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| RL.1 | 2.527 | 2.594 | 2.514 | 2.594 | 2.512 | 0,0% | -0,1% |
| RL.2 | 7.607 | 7.871 | 7.525 | 7.871 | 7.525 | 0,0% | 0,01% |
| RL.3 | 19.061 | 19.416 | 18.893 | 19.416 | 18.912 | 0,0% | 0,1% |
| RL.4 | 134.040 | 135.431 | 137.780 | 135.433 | 138.463 | 0,0% | 0,5% |
| RL.5 | 643.873 | 638.395 | 652.528 | 638.420 | 660.179 | 0,0% | 1,2% |
| RL.6 | 2.286.221 | 1.785.411 | 2.357.041 | 1.785.725 | 2.397.591 | 0,0% | 1,7% |
| RL.7 | 8.008.636 | 7.591.794 | 7.753.843 | 7.605.435 | 7.616.235 | 0,2% | -1,8% |
| RL.8 | 24.478.504 | 17.913.727 | 26.615.772 | 18.017.241 | 25.566.734 | 0,6% | -3,9% |
| RL.9 | 67.852.616 | 61.627.240 | 67.863.738 | 71.831.610 | 66.520.512 | 16,6% | -2,0% |
| RL.10 | | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | | |

Fuente: GTS y empresas gasistas

El GTS estima que el número de clientes se incrementará un 1,9% (148.307 clientes), mientras que las empresas estiman que se incrementará un 0,8% (59.044 clientes), en ambos casos respecto de sus respectivas previsiones de cierre para el año de gas 2022.

Respecto de la previsión de consumo, el GTS prevé un incremento de la demanda de dichos consumidores del 1,9% en todos los grupos tarifarios, mientras que las empresas distribuidoras estiman que, en términos medios, aumentará en un 1,3%, si bien prevé crecimientos inferiores para los consumidores típicamente domésticos (esto es, grupos tarifario RL.1, RL.2 y RL.3).

Al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que mientras el GTS estima que los tamaños medios de los consumidores de menor volumen de consumo que no tienen la obligación de contratar capacidad se mantendrán, en términos generales, iguales que los previstos para el cierre del año de gas 2022⁹, las empresas distribuidoras estiman que los tamaños medios se incrementaran para los grupos tarifarios RL.2 a RL.6 entre un 0,01% y un 1,7%, y se reducirán para el resto entre un -0,1% y un 3,9%.

En el Gráfico I.6 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución registrados entre los años de gas 2018 y 2021 y los previstos para los años de gas 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS. Se observa que, tanto las empresas transportistas-distribuidoras como el GTS estiman, para los grupos tarifarios RL.1 y RL.4 tamaños medios superiores a los registrados en los años de gas 2018-2021. Adicionalmente las empresas estiman un tamaño medio superior a los registrados en dicho periodo para el grupo tarifario RL.5 y el GTS para el RL.2.

⁹ El GTS estima que el tamaño medio del grupo tarifario RL.9 se incrementará un 16,6%.

Gráfico I.6. Tamaños medios por peaje de acceso y peaje registrados entre 2015 y 2020 y, previstos para el año de gas 2022 y 2023 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. 20 se comparan las previsiones para el año de gas 2023 de la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite de distribución remitida por el GTS y por las empresas gasistas.

En relación con la previsión del número de consumidores suministrados desde plantas satélite, el GTS espera que se mantenga el número de consumidores previsto el cierre del año de gas 2022, mientras que las empresas distribuidoras estiman que el número de consumidores se incremente en un 2,4% (3.985 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 5,6% de la demanda de todos los grupos tarifarios, mientras que las empresas esperan un aumento promedio del 2,6% con incrementos superiores a la media en el caso de los grupos tarifarios RL.3, RL.5 y RL.6 (incrementos del 2,7%, 4,8% y 7,9% respectivamente), e inferiores para el resto (RL.1 +2,0%, RL.2 +1,9%, RL.7 +2.3% y RL.8 +0,2%), a excepción de la demanda del grupo tarifario RL.4 que se incrementa en el mismo porcentaje que la media (2,6%).

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 2022, con la excepción del grupo tarifario RL.1 en el caso de las empresas distribuidoras y del RL.4 en el caso del GTS.

Cuadro I. 20. Previsión del GTS y de las empresas de los consumidores conectados a plantas satélite para el año de gas 2023.

| | Año Gas 2021 | Previsión cierre Año Gas 2022 (A) | | Previsión Año Gas 2023 (B) | | Tasas de Variación (B) sobre (A) | |
|---|------------------|-----------------------------------|------------------|----------------------------|------------------|----------------------------------|-------------|
| | | GTS | Empresas | GTS | Empresas | GTS | Empresas |
| A) Nº clientes | | | | | | | |
| P < 4 bar | 162.522 | 165.300 | 167.165 | 165.300 | 171.150 | 0,0% | 2,4% |
| RL.1 | 110.137 | 112.465 | 113.395 | 112.851 | 116.360 | 0,3% | 2,6% |
| RL.2 | 41.946 | 41.671 | 43.016 | 41.292 | 43.777 | -0,9% | 1,8% |
| RL.3 | 9.060 | 9.815 | 9.310 | 9.734 | 9.527 | -0,8% | 2,3% |
| RL.4 | 1.089 | 1.021 | 1.120 | 1.084 | 1.148 | 6,1% | 2,5% |
| RL.5 | 236 | 220 | 257 | 227 | 269 | 2,9% | 4,5% |
| RL.6 | 34 | 88 | 43 | 92 | 45 | 4,6% | 5,3% |
| RL.7 | 17 | 15 | 18 | 15 | 18 | 1,0% | 1,6% |
| RL.8 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0,7% | 0,0% |
| RL.9 | | | | | | | |
| RL.10 | | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | | |
| B) Energía (MWh) | | | | | | | |
| P < 4 bar | 1.300.356 | 1.645.226 | 1.365.283 | 1.737.608 | 1.400.671 | 5,6% | 2,6% |
| RL.1 | 238.767 | 251.532 | 243.749 | 265.656 | 248.511 | 5,6% | 2,0% |
| RL.2 | 318.158 | 373.920 | 322.837 | 394.917 | 329.131 | 5,6% | 1,9% |
| RL.3 | 159.633 | 191.036 | 163.172 | 201.763 | 167.523 | 5,6% | 2,7% |
| RL.4 | 142.182 | 144.461 | 149.207 | 152.572 | 153.101 | 5,6% | 2,6% |
| RL.5 | 134.189 | 233.124 | 145.166 | 246.214 | 152.140 | 5,6% | 4,8% |
| RL.6 | 61.523 | 7.023 | 80.635 | 7.418 | 87.031 | 5,6% | 7,9% |
| RL.7 | 89.977 | 187.153 | 104.095 | 197.662 | 106.487 | 5,6% | 2,3% |
| RL.8 | 155.928 | 256.977 | 156.422 | 271.407 | 156.747 | 5,6% | 0,2% |
| RL.9 | | | | | | | |
| RL.10 | | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | | |
| C) Consumo por Cliente (kWh/cliente) | | | | | | | |
| P < 4 bar | 8.001 | 9.953 | 8.167 | 10.512 | 8.184 | 5,6% | 0,2% |
| RL.1 | 2.168 | 2.237 | 2.150 | 2.354 | 2.136 | 5,3% | -0,6% |
| RL.2 | 7.585 | 8.973 | 7.505 | 9.564 | 7.518 | 6,6% | 0,2% |
| RL.3 | 17.620 | 19.463 | 17.526 | 20.728 | 17.584 | 6,5% | 0,3% |
| RL.4 | 130.602 | 141.482 | 133.191 | 140.787 | 133.347 | -0,5% | 0,1% |
| RL.5 | 569.521 | 1.057.898 | 564.261 | 1.085.515 | 565.893 | 2,6% | 0,3% |
| RL.6 | 1.819.832 | 79.781 | 1.871.347 | 80.585 | 1.918.689 | 1,0% | 2,5% |
| RL.7 | 5.305.238 | 12.296.259 | 5.730.487 | 12.857.155 | 5.771.706 | 4,6% | 0,7% |
| RL.8 | 29.546.028 | 53.162.096 | 29.639.533 | 55.780.698 | 29.701.223 | 4,9% | 0,2% |
| RL.9 | | | | | | | |
| RL.10 | | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | | |

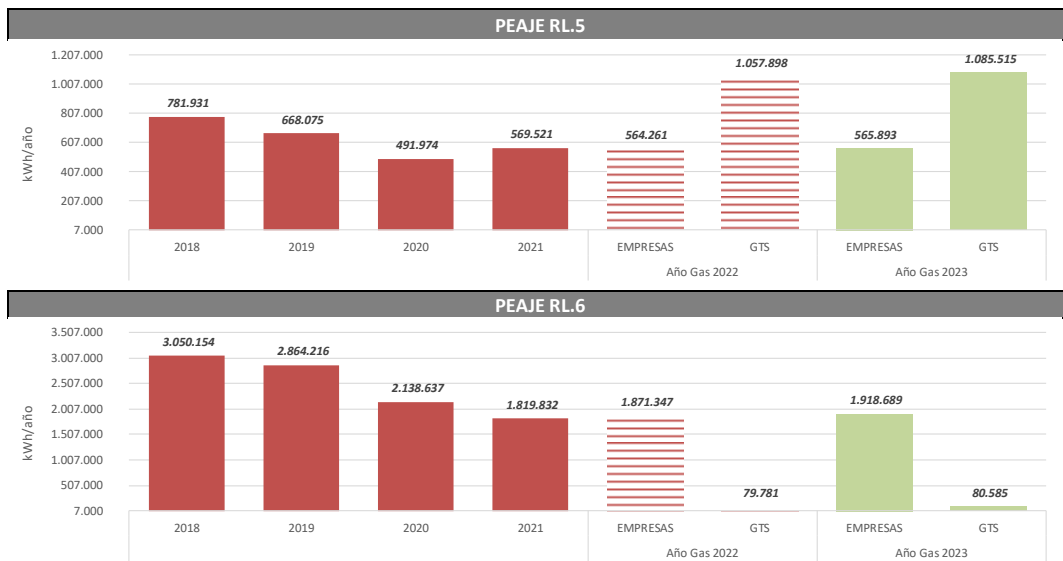
Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En el Gráfico I.7 se comparan los tamaños medios para los consumidores abastecidos desde plantas satélite de distribución por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre los años de gas 2018 y 2021 y previstos para 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS.

Se observa que, según la previsión de las empresas distribuidoras, los tamaños medios previstos de los consumidores para el año de gas 2023, son inferiores a la media registrada en los años de gas 2018 a 2021 con la excepción del grupo tarifario RL.4. Por otra parte, el GTS estima tamaños medios superiores al promedio registrado en los años 2018 a 2021 para todos los grupos tarifarios excepto el RL.1 y el RL.6.

Gráfico I.7. Tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores abastecidos desde plantas satélites de distribución entre los años de gas 2018 y 2021 y previstos para el año de gas 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS.





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 las siguientes hipótesis:

- El incremento del número de clientes se estima en 59.045, como resultado de considerar las captaciones previstas por las empresas.
- El tamaño medio de estos consumidores que no tienen la obligación de contratar capacidad se corresponde con los tamaños medios considerados para el año de gas 2022.
- Para los consumidores con obligación de contratar capacidad se ha estimado que tendrán un crecimiento de la demanda de un 2,7% y, que se mantendrán los factores de carga y la estructura de contratación prevista para 2022.

En consecuencia, se estima que en el año de gas 2023 el número de clientes suministrados desde las redes de transporte y distribución aumentará un 0,8% (59.045 clientes), valor inferior al incremento previsto el GTS (1,9%, 148.307 clientes) y similar al previsto por las empresas (0,8%, 59.044 clientes), mientras que la demanda de estos consumidores se incrementará un 1,1%, valor inferior al incremento previsto por el GTS (1,9%) y las empresas (+1,3%).

En el caso de los **consumidores conectados a plantas satélite** para el año de gas 2023, 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% (3.985 clientes) valor superior al previsto por el GTS (+0,0%, 0 clientes) e igual al incremento previsto por las empresas distribuidoras (+2,4%, 3.985 clientes).

Adicionalmente, se estima que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se incrementará en un 2,5% respecto de la previsión de cierre del año de gas 2022, valor inferior al incremento previsto por el GTS (+5,6%) y las empresas distribuidoras (+2,6%).

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 8.099.489 el número de consumidores suministrados a presión inferior a 4 bar para el año de gas 2023, un 0,8% superior (63.030 clientes) al previsto para el cierre del año de gas 2022, cuya demanda se estima en 70.665 GWh, un 1,2% superior a la prevista para el cierre del año de gas 2022 (véase el Cuadro I.21).

Cuadro I.21. Previsión de la CNMC del número de clientes suministrados a presión inferior o igual a 4 bar y su consumo para el año de gas 2023

| Peaje | Volumen (MWh) | Año Gas 2021 | | Prevision cierre Año Gas 2022 (A) | | Prevision Año Gas 2023 (B) | | % variación (B) sobre (A) | |
|---|-------------------------------|-------------------|------------------|-----------------------------------|------------------|----------------------------|------------------|---------------------------|-------------|
| | | Volumen (MWh) | Clientes | Volumen (MWh) | Clientes | Volumen (MWh) | Clientes | Volumen (MWh) | Clientes |
| I. Conectada a Plantas Satélite | | | | | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 238.767 | 110.137 | 243.749 | 113.395 | 248.511 | 116.360 | 2,0% | 2,6% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 318.158 | 41.946 | 322.837 | 43.016 | 329.131 | 43.777 | 1,9% | 1,8% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 159.633 | 9.060 | 163.172 | 9.310 | 167.523 | 9.527 | 2,7% | 2,3% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 142.182 | 1.089 | 149.207 | 1.120 | 153.101 | 1.148 | 2,6% | 2,5% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 134.189 | 236 | 145.166 | 257 | 152.140 | 269 | 4,8% | 4,5% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 61.523 | 34 | 80.635 | 43 | 87.031 | 45 | 7,9% | 5,3% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 89.977 | 17 | 74.796 | 18 | 74.796 | 18 | 0,0% | 1,6% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 155.928 | 5 | 151.746 | 5 | 151.746 | 5 | 0,0% | 0,0% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | | | | | | |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | | | | | | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | | | | | | |
| TOTAL | | 1.300.356 | 162.522 | 1.331.308 | 167.165 | 1.363.978 | 171.150 | 2,5% | 2,4% |
| II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución | | | | | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 11.594.036 | 4.588.905 | 11.160.753 | 4.554.033 | 11.236.772 | 4.585.052 | 0,7% | 0,7% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.069.183 | 2.769.759 | 21.052.373 | 2.853.143 | 21.232.534 | 2.877.560 | 0,9% | 0,9% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.189.275 | 377.178 | 7.112.837 | 384.709 | 7.162.209 | 387.379 | 0,7% | 0,7% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.252.905 | 54.110 | 7.236.939 | 55.661 | 7.336.348 | 56.425 | 1,4% | 1,4% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 12.701.007 | 19.726 | 12.772.500 | 19.837 | 12.860.919 | 19.974 | 0,7% | 0,7% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.137.010 | 1.372 | 3.163.009 | 1.384 | 3.279.153 | 1.397 | 3,7% | 0,9% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 3.522.603 | 440 | 2.928.266 | 408 | 3.007.419 | 425 | 2,7% | 4,2% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.815.028 | 115 | 2.739.516 | 115 | 2.813.567 | 122 | 2,7% | 6,2% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 364.120 | 5 | 362.403 | 5 | 372.199 | 5 | 2,7% | 0,0% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | | | | | | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | | | | | | |
| TOTAL | | 69.645.166 | 7.811.610 | 68.528.597 | 7.869.295 | 69.301.120 | 7.928.339 | 1,1% | 0,8% |
| III. Total | | | | | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 11.832.802 | 4.699.042 | 11.404.502 | 4.667.428 | 11.485.283 | 4.701.412 | 0,7% | 0,7% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.387.341 | 2.811.705 | 21.375.211 | 2.896.159 | 21.561.665 | 2.921.336 | 0,9% | 0,9% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.348.908 | 386.237 | 7.276.009 | 394.019 | 7.329.732 | 396.906 | 0,7% | 0,7% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.395.087 | 55.199 | 7.386.147 | 56.781 | 7.489.450 | 57.573 | 1,4% | 1,4% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 12.835.196 | 19.962 | 12.917.665 | 20.094 | 13.013.059 | 20.243 | 0,7% | 0,7% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.198.533 | 1.406 | 3.243.644 | 1.427 | 3.366.184 | 1.442 | 3,8% | 1,1% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 3.612.580 | 457 | 3.003.062 | 426 | 3.082.215 | 443 | 2,6% | 4,0% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.970.956 | 120 | 2.891.261 | 120 | 2.965.312 | 128 | 2,6% | 6,0% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 364.120 | 5 | 362.403 | 5 | 372.199 | 5 | 2,7% | 0,0% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| TOTAL | | 70.945.522 | 7.974.132 | 69.859.905 | 8.036.459 | 70.665.099 | 8.099.489 | 1,2% | 0,8% |

Fuente: CNMC.

2.2.2.2. Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro I.22 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 2023.

Cuadro I.22. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar del GTS y de las empresas transportistas-distribuidoras para el año de gas 2023

| GTS | Prevision Año Gas 2023 | | | Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 del GTS | | |
|---------------------|------------------------|--------------|--|--|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 72.089.178 | 89 | 241.633.604 | 1,9% | 0,0% | 1,9% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.645.843 | 158 | 124.774.794 | 1,9% | -0,5% | 1,9% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 99.458.512 | 3.730 | 383.268.289 | 1,9% | 1,7% | 1,9% |
| TOTAL | 207.193.532 | 3.977 | 749.676.687 | 1,9% | 1,6% | 1,9% |

| Empresas | Prevision Año Gas 2023 | | | Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de las empresas | | |
|---------------------|------------------------|--------------|--|--|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 70.884.573 | 84 | 238.720.685 | 2,6% | 0,0% | 2,6% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.186.703 | 161 | 123.249.198 | 3,4% | 2,0% | 3,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 99.792.347 | 3.834 | 381.831.250 | 3,1% | 4,0% | 2,6% |
| TOTAL | 205.863.623 | 4.079 | 743.801.132 | 3,0% | 3,9% | 2,7% |

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 la misma aumentará en el año de gas 2023 (un 1,9% el GTS y un 3,0% las empresas transportistas y distribuidoras). No obstante, mientras que el GTS estima un crecimiento de la demanda del 1,9% en todos los niveles de presión, las empresas transportistas y distribuidoras estiman un incremento de un 2,6% de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión superior a 60 bar, del 3,4% para los conectados a redes de presión entre 16 y 60 bar y de un 3,1% de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada equivalente, tanto el GTS como las empresas transportistas estiman que aumentará en el año de gas 2023 en un 1,9% y 2,7% respectivamente. No obstante, mientras que el GTS prevé un crecimiento uniforme del 1,9% independientemente del nivel de presión, las empresas transportistas prevén un incremento de la capacidad contratada equivalente del 2,6% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, del 3,4% para los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar y, por último, un incremento del 2,6% para los consumidores conectados a redes conectados a redes entre 4 y 16 bar.

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2022 el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 4,8% y el 7% (Funcas 4,8%, Banco de España 5,4%, FMI 6,4%, OCDE 5,5%, Comisión Europea 5,6%, FMI 5,8%, Gobierno 7%) y para el año 2023 el intervalo de variación se encuentra entre el 3,8% y el 4,4% (FMI 3,8%, Banco de España 3,9%, Comisión Europea 4,4%). Sin embargo, es necesario destacar que todas estas previsiones, a excepción de la de Funcas, que se corresponde con el panel de previsiones de marzo de 2022, son anteriores al inicio del conflicto bélico entre la Federación de Rusia y Ucrania. La OCDE ha realizado una primera estimación a mediados de marzo de 2022 en la que prevé que el conflicto impactará en la eurozona restando 1,4 puntos al PIB. La OCDE no desagrega esta previsión por países.

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 2,6%, la de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar aumentarán un 3,4% y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar un 3,1%.

En relación con la capacidad contratada equivalente prevista para el año de gas 2023, se ha considerado que la misma se incrementará un 3,0%, registrándose incrementos del 2,6% para los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar, del 3,4% para los conectados en el nivel de presión de entre 16 y 60 bar y del 3,1% para el nivel de presión de entre 4 y 16 bar. Se indica que en la elaboración de esta previsión se ha considerado que se mantiene la estructura de contratación prevista para el año de gas 2022 y se han tenido en cuenta los multiplicadores determinados para el año de gas 2023 conforme a la metodología establecida en la Circular 6/2020.

Cuadro I.23. 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 2023

| | Previsión Año Gas 2023 | | | Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de la CNMC | | |
|---------------------|------------------------|--------------|--|---|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 70.884.573 | 84 | 239.900.933 | 2,6% | 0,0% | 2,6% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.186.703 | 161 | 123.339.289 | 3,4% | 2,0% | 3,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 99.792.347 | 3.834 | 388.609.107 | 3,1% | 4,0% | 3,1% |
| TOTAL | 205.863.623 | 4.079 | 751.849.329 | 3,0% | 3,9% | 3,0% |

Fuente: CNMC

2.2.2.3. Previsión demanda convencional para el año de gas 2023

En el Cuadro I.24 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC, el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2023. Se observa que, la CNMC estima que la demanda convencional en dicho año alcanzará 289,1 TWh, valor inferior al previsto por el GTS (293,7 TWh) e inferior al previsto por las empresas transportistas y distribuidoras (290,7 TWh).

Cuadro I.24. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2023¹⁰.

| GTS | Previsión Año Gas 2023 | | | Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 del GTS | | |
|-----------------------------|------------------------|------------------|--|--|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 72.089.178 | 89 | 241.633.604 | 1,9% | 0,0% | 1,9% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.645.843 | 158 | 124.774.794 | 1,9% | -0,5% | 1,9% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 99.458.512 | 3.730 | 383.268.289 | 1,9% | 1,7% | 1,9% |
| P ≤ 4 bar | 72.414.646 | 8.119.496 | 39.173.575 | 2,0% | 1,9% | 2,2% |
| TOTAL | 279.608.179 | 8.123.473 | 788.850.262 | 1,9% | 1,9% | 1,9% |
| GNL directo a cliente final | 14.058.828 | | | 3,6% | | |
| TOTAL | 293.667.007 | 8.123.473 | 788.850.262 | 2,0% | 1,9% | 1,9% |

| Empresas | Previsión Año Gas 2023 | | | Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de las empresas | | |
|-----------------------------|------------------------|------------------|--|--|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 70.884.573 | 84 | 238.720.685 | 2,6% | 0,0% | 2,6% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.186.703 | 161 | 123.249.198 | 3,4% | 2,0% | 3,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 99.792.347 | 3.834 | 381.831.250 | 3,1% | 4,0% | 2,6% |
| P ≤ 4 bar | 72.878.411 | 8.099.463 | 39.798.886 | 1,3% | 0,8% | 2,4% |
| TOTAL | 278.742.034 | 8.103.542 | 783.600.018 | 2,6% | 0,8% | 2,7% |
| GNL directo a cliente final | 11.931.713 | | | 6,3% | | |
| TOTAL | 290.673.747 | 8.103.542 | 783.600.018 | 2,7% | 0,8% | 2,7% |

| CNMC | Previsión Año Gas 2023 | | | Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de la CNMC | | |
|-----------------------------|------------------------|------------------|--|---|-------------|--|
| | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| P > 60 bar | 70.884.573 | 84 | 239.900.933 | 2,6% | 0,0% | 2,6% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.186.703 | 161 | 123.339.289 | 3,4% | 2,0% | 3,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 99.792.347 | 3.834 | 388.609.107 | 3,1% | 4,0% | 3,1% |
| P ≤ 4 bar | 70.665.099 | 8.099.489 | 27.280.878 | 1,2% | 0,8% | 2,6% |
| TOTAL | 276.528.722 | 8.103.568 | 779.130.206 | 2,5% | 0,8% | 3,0% |
| GNL directo a cliente final | 12.605.802 | | | 2,3% | | |
| TOTAL | 289.134.524 | 8.103.568 | 779.130.206 | 2,5% | 0,8% | 3,0% |

¹⁰ La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente los grupos tarifarios RL.7 y superiores, en los tres escenarios de previsión.

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

2.2.3. Demanda nacional

En el Cuadro I.25 se muestra la demanda nacional prevista para el año de gas 2023 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 un 1,7% respecto de la prevista para el cierre del ejercicio 2022, motivado por la reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (-7,1%) parcialmente compensado por el incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión comprendida entre 16 y 60 bar (+3,4%), entre 4 y 16 bar (+3,1%), e inferior a 4 bar (+1,2%) y del GNL directo a cliente final (+2,3%).

Cuadro I.25. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2023

| | MWh | | | Tasa de variación (%) | |
|-----------------------------|---------------------|---|----------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| | Año Gas 2021 (A) | Previsión de cierre Año Gas 2022 (B) | Previsión Año Gas 2023 (C) | % variación (B) sobre (A) | % variación (C) sobre (B) |
| P > 60 bar | 148.299.985 | 161.114.825 | 149.652.595 | 8,6% | -7,1% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.964.329 | 34.026.423 | 35.186.703 | -2,7% | 3,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 97.965.129 | 97.014.275 | 100.011.580 | -1,0% | 3,1% |
| P ≤ 4 bar | 70.945.522 | 69.859.905 | 70.665.099 | -1,5% | 1,2% |
| TOTAL | 352.174.965 | 362.015.428 | 355.515.977 | 2,8% | -1,8% |
| GNL directo a cliente final | 11.830.291 | 12.321.932 | 12.605.802 | 4,2% | 2,3% |
| TOTAL | 364.005.257 | 374.337.360 | 368.121.778 | 2,8% | -1,7% |

Fuente: empresas y CNMC

En el Cuadro I.26 se muestra el escenario de demanda previsto para el año de gas 2023 desagregado por grupo tarifario, nivel de presión y tipo de consumidor.

2.3. Previsiones de la capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada y de salida de la red de transporte para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se ha estimado la capacidad contratada equivalente por punto de entrada y de salida de la red de transporte.

2.3.1. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos en cada punto de entrada

2.3.1.1. 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 año de gas 2022 y para el año de gas 2023 se corresponde con la previsión del volumen de gas extraído facilitada por el GTS para sendos ejercicios.

La capacidad contratada equivalente 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.
- 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.

2.3.1.2. Entradas a la red de transporte desde yacimientos, puntos de inyección de biogás en transporte y conexiones internacionales

La capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 en las entradas desde yacimientos, puntos de inyección de biogás en la red de transporte y conexiones internacionales, se ha estimado considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2021 y enero de 2022 la capacidad realmente contratada por los agentes para cada uno de los productos (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) según la información disponible en el SL-

ATR y (ii) la evolución registrada durante los últimos meses a enero de 2022, para el resto del periodo.

El volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos, puntos de inyección de biogás en la red de transporte y conexiones internacionales se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones facilitadas por el GTS y por las empresas transportistas. Asimismo, se ha considerado que en el año de gas 2022 deja de entrar gas natural a través del punto de Tarifa, tal y como han considerado tanto el GTS como las empresas en sus previsiones.

Como consecuencia de lo anterior, se estima como mejor previsión de entradas en forma de gas natural para el cierre de 2022 la cantidad de 152.204 GWh, esto es un -20,8% inferior a la registrada en 2021, pero superior al valor previsto por el GTS para dicho ejercicio (-38%).

El volumen y la capacidad contratada prevista por punto de entrada desde las conexiones internacionales, puntos de inyección de biogás en transporte troncal y yacimientos para el año de gas 2023 se ha estimado, de forma similar, considerando la información proporcionada por las empresas transportistas y el GTS.

La capacidad contratada prevista se ha desglosado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) en función de la información disponible en el SL-ATR para los últimos 12 meses.

Resultado de lo anterior, se estima que las entradas desde conexiones internacionales y yacimientos se incrementarán un 3,1% sobre las previstas para el año de gas 2022, mientras que el GTS prevé un aumento del 1,5% respecto de sus previsiones del año de gas 2022.

2.3.1.3. 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 2022 y 2023 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, puntos de inyección de biogás 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 2022 y 2023, 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 y 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 158 GWh en el año de gas 2022 y 618 GWh en 2023.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que el volumen a introducirse en el sistema de transporte desde las plantas de GNL se incrementará un 38,5% en el año de gas 2022 y se reducirá un 6,3% en el año de gas 2023.

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

La capacidad contratada para 2022 y 2023 se ha estimado aplicando el factor de carga registrado en el año de gas 2021 para todas las plantas a las previsiones anteriores. Dicha capacidad contratada se ha desglosado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) en función de la información disponible en el SL-ATR para los últimos 12 meses.

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.27).

En el Cuadro I.28 y en el Cuadro I.29 se muestra, para cada punto de entrada la capacidad contratada, desglosada por tipo de contrato, y la capacidad contratada equivalente correspondiente para los años de gas 2022 y 2023 respectivamente.

Cuadro I.27. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico¹¹

| | VIP Ibérico (GWh/d) | | | VIP Pirineos (GWh/d) | | |
|----------------------------------|---------------------|-----|-------|----------------------|---------------|-------|
| | Badajoz | Tuy | Total | Larrau | Irún/Biriatou | 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 2022 | VIP Ibérico (GWh/d) | | | VIP Pirineos (GWh/d) | | |
|--|---------------------|-----------|------------|----------------------|---------------|-------------|
| | Badajoz | Tuy | Total | Larrau | Irún/Biriatou | Total |
| Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (B) | | | 24.218.133 | | | 215.694.453 |
| Volumen (MWh) (C) | | | 5.080.749 | | | 42.108.669 |
| Desagregación por punto físico | | | | | | |
| Capacidad (kWh) (A) * (B) | 16.649.966 | 7.568.167 | 24.218.133 | 158.175.932 | 57.518.521 | 215.694.453 |
| Volumen (MWh) (A) * (C) | 3.493.015 | 1.587.734 | 5.080.749 | 30.879.690 | 11.228.978 | 42.108.669 |

| Previsión de año de gas 2023 | VIP Ibérico (GWh/d) | | | VIP Pirineos (GWh/d) | | |
|---------------------------------------|---------------------|-----------|------------|----------------------|---------------|-------------|
| | Badajoz | Tuy | Total | Larrau | Irún/Biriatou | Total |
| Capacidad (kWh) (D) | | | 20.626.430 | | | 214.772.185 |
| Volumen (MWh) (E) | | | 5.549.086 | | | 44.613.440 |
| Desagregación por punto físico | | | | | | |
| Capacidad (kWh/día) (A) * (D) | 14.180.671 | 6.445.759 | 20.626.430 | 157.499.602 | 57.272.583 | 214.772.185 |
| Volumen (MWh) (A) * (E) | 3.814.997 | 1.734.089 | 5.549.086 | 32.716.522 | 11.896.917 | 44.613.440 |

Fuente: GTS y CNMC

¹¹ La capacidad técnica de Irún/Biriatou incluye la capacidad coordinada y no coordinada

Cuadro I.28. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes

| Punto de entrada | Capacidad contratada promedio año de gas 2022 (MWh/día) | Anual | Trimestral | Mensual | Diaria | Intradiaria | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) |
|------------------|---|----------------|---------------|----------------|----------------|--------------|--|
| CI Tarifa | 28.407 | 21.677 | - | 3.652 | 3.078 | - | 31.350 |
| CI Medgaz | 319.821 | 282.999 | 16.933 | 18.829 | 889 | 170 | 330.257 |
| CI Biriadou | 51.056 | 41.679 | 3.844 | 3.798 | 955 | 781 | 57.519 |
| CI Larrau | 140.405 | 114.616 | 10.571 | 10.444 | 2.627 | 2.147 | 158.176 |
| CI Badajoz | 12.225 | 5.500 | - | 4.451 | 1.890 | 383 | 16.650 |
| CI Tuy | 5.557 | 2.500 | - | 2.023 | 859 | 174 | 7.568 |
| PR Barcelona | 108.284 | 77.769 | 2.680 | 14.797 | 12.457 | 580 | 123.692 |
| PR Cartagena | 113.814 | 81.741 | 2.817 | 15.553 | 13.093 | 610 | 130.008 |
| PR Huelva | 150.819 | 108.318 | 3.733 | 20.610 | 17.351 | 808 | 172.279 |
| PR Bilbao | 173.064 | 124.294 | 4.283 | 23.650 | 19.910 | 927 | 197.689 |
| PR Sagunto | 92.020 | 66.089 | 2.278 | 12.575 | 10.586 | 493 | 105.114 |
| PR Mugaridos | 83.467 | 59.946 | 2.066 | 11.406 | 9.602 | 447 | 95.344 |
| Yac.Marismas | - | - | - | - | - | - | - |
| Yac.Aznalcázar | 105 | - | - | 100 | 4 | 0 | 140 |
| Yac. Poseidón | - | - | - | - | - | - | - |
| Yac.Viura | 142 | 60 | - | 76 | 6 | - | 168 |
| PB Madrid | 468 | 439 | - | - | 24 | 5 | 509 |
| PB La Galera | - | - | - | - | - | - | - |
| AS Serrablo | 7.577 | - | - | - | 7.577 | - | 12.123 |
| AS Gaviota | 10.270 | - | - | - | 10.270 | - | 16.431 |
| AS Yela | 8.105 | - | - | - | 8.105 | - | 12.967 |
| AS Marismas | 83 | - | - | - | 83 | - | 133 |
| TOTAL | 1.305.688 | 987.628 | 49.204 | 141.963 | 119.368 | 7.526 | 1.468.118 |

Fuente: CNMC

Cuadro I.29. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2023 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020

| Punto de entrada | Capacidad contratada promedio año de gas 2023 (MWh/día) | Anual | Trimestral | Mensual | Diaria | Intradiaria | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) |
|------------------|---|----------------|---------------|----------------|----------------|--------------|--|
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - |
| CI Medgaz | 338.845 | 299.833 | 17.940 | 19.949 | 942 | 180 | 349.736 |
| CI Biriadou | 53.135 | 44.179 | 4.985 | 2.834 | 727 | 410 | 57.273 |
| CI Larrau | 146.121 | 121.493 | 13.708 | 7.794 | 1.998 | 1.128 | 157.500 |
| CI Badajoz | 13.352 | 12.031 | 689 | - | 542 | 89 | 14.181 |
| CI Tuy | 6.069 | 5.469 | 313 | - | 246 | 41 | 6.446 |
| PR Barcelona | 101.495 | 72.893 | 2.512 | 13.869 | 11.676 | 544 | 114.551 |
| PR Cartagena | 106.678 | 76.616 | 2.640 | 14.578 | 12.273 | 571 | 120.401 |
| PR Huelva | 141.363 | 101.527 | 3.499 | 19.318 | 16.263 | 757 | 159.549 |
| PR Bilbao | 162.213 | 116.501 | 4.015 | 22.167 | 18.661 | 869 | 183.081 |
| PR Sagunto | 86.251 | 61.945 | 2.135 | 11.786 | 9.923 | 462 | 97.346 |
| PR Mugaridos | 78.234 | 56.188 | 1.936 | 10.691 | 9.000 | 419 | 88.298 |
| Yac.Marismas | - | - | - | - | - | - | - |
| Yac.Aznalcázar | 105 | - | - | 100 | 4 | 0 | 140 |
| Yac. Poseidón | - | - | - | - | - | - | - |
| Yac.Viura | 158 | 67 | - | 84 | 7 | - | 187 |
| PB Madrid | 468 | 439 | - | - | 24 | 5 | 504 |
| PB La Galera | 315 | 296 | - | - | 16 | 4 | 340 |
| AS Serrablo | 7.631 | - | - | - | 7.631 | - | 11.446 |
| AS Gaviota | 9.514 | - | - | - | 9.514 | - | 14.270 |
| AS Marismas | 9.774 | - | - | - | 9.774 | - | 14.661 |
| AS Yela | 108 | - | - | - | 108 | - | 161 |
| TOTAL | 1.261.826 | 969.477 | 54.373 | 123.170 | 109.327 | 5.480 | 1.390.070 |

Fuente: CNMC

2.3.1.4. Entradas a la red de transporte

En el Cuadro I.30 se muestran las previsiones del volumen y las capacidades contratadas equivalentes por punto de entrada previstas para el cierre del año de gas 2022 y 2023.

Cuadro I.30. Volumen y capacidad contratada equivalente prevista para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023 desglosado por punto de entrada al sistema

| Puntos de entrada | Año Gas 2022 | | | Año Gas 2023 | | | Tasa de Variación 2023 s/ 2022 | | |
|---------------------------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------|
| | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Factor de carga (%) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Factor de carga (%) | Volumen | Capacidad contratada equivalente | Factor de carga |
| Conexión Internacional | 152.010.601 | 601.519.654 | 69,2% | 156.614.721 | 585.134.472 | 73,3% | 3,0% | -2,7% | 5,9% |
| Tarifa GME | 4.345.626 | 31.349.717 | 38,0% | 0 | 0 | 0 | -100,0% | -100,0% | 0,0% |
| MEDGAZ | 100.475.558 | 330.257.350 | 83,4% | 106.452.196 | 349.735.857 | 83,4% | 5,9% | 5,9% | 0,0% |
| CI Biriattou | 11.228.978 | 57.518.521 | 53,5% | 11.896.917 | 57.272.583 | 56,9% | 5,9% | -0,4% | 6,4% |
| CI Larrau | 30.879.690 | 158.175.932 | 53,5% | 32.716.522 | 157.499.602 | 56,9% | 5,9% | -0,4% | 6,4% |
| CI Badajoz | 3.493.015 | 16.649.966 | 57,5% | 3.814.997 | 14.180.671 | 73,7% | 9,2% | -14,8% | 28,2% |
| CI Tuy | 1.587.734 | 7.568.167 | 57,5% | 1.734.089 | 6.445.759 | 73,7% | 9,2% | -14,8% | 28,2% |
| Desde planta de regasificación | 231.436.039 | 824.126.464 | 76,9% | 216.925.254 | 763.226.120 | 77,9% | -6,3% | -7,4% | 1,2% |
| Barcelona | 34.735.809 | 123.691.623 | 76,9% | 32.557.912 | 114.551.203 | 77,9% | -6,3% | -7,4% | 1,2% |
| Cartagena | 36.509.678 | 130.008.238 | 76,9% | 34.220.561 | 120.401.040 | 77,9% | -6,3% | -7,4% | 1,2% |
| Huelva | 48.380.528 | 172.279.449 | 76,9% | 45.347.122 | 159.548.542 | 77,9% | -6,3% | -7,4% | 1,2% |
| Bilbao | 56.516.244 | 197.689.201 | 76,9% | 52.035.436 | 183.080.593 | 77,9% | -6,3% | -7,4% | 1,2% |
| Sagunto | 29.518.688 | 105.113.846 | 76,9% | 27.667.899 | 97.346.264 | 77,9% | -6,3% | -7,4% | 1,2% |
| Mugardos | 26.775.093 | 95.344.106 | 76,9% | 25.096.324 | 88.298.478 | 77,9% | -6,3% | -7,4% | 1,2% |
| Desde A.A.S.S. | 8.785.848 | 41.654.836 | 57,8% | 9.207.881 | 40.538.759 | 62,2% | 4,8% | -2,7% | 7,7% |
| Serrablo | 2.506.948 | 12.123.201 | 56,7% | 2.587.950 | 11.445.832 | 61,9% | 3,2% | -5,6% | 9,3% |
| Gaviota | 3.519.287 | 16.431.491 | 58,7% | 3.252.534 | 14.270.485 | 62,4% | -7,6% | -13,2% | 6,4% |
| Yela | 2.729.013 | 12.967.461 | 57,7% | 3.327.670 | 14.660.948 | 62,2% | 21,9% | 13,1% | 7,9% |
| Marismas | 30.600 | 132.683 | 63,2% | 39.728 | 161.494 | 67,4% | 29,8% | 21,7% | 6,7% |
| Otros | 192.911 | 817.533 | 64,6% | 297.471 | 1.170.927 | 69,6% | 54,2% | 43,2% | 7,7% |
| Marismas | 0 | 0 | | 0 | 0 | | | | |
| Aznalcázar | 750 | 140.411 | 1,5% | 750 | 139.786 | 1,5% | 0,0% | -0,4% | 0,4% |
| Poseidon | 0 | 0 | | 0 | 0 | | | | |
| Viura | 44.597 | 168.363 | 72,6% | 49.719 | 187.041 | 72,8% | 11,5% | 11,1% | 0,4% |
| Madrid | 147.565 | 508.759 | 79,5% | 147.565 | 504.284 | 80,2% | 0,0% | -0,9% | 0,9% |
| La Galera | 0 | 0 | | 99.438 | 339.816 | 80,2% | | | |
| TOTAL | 392.425.400 | 1.468.118.486 | 73% | 383.045.328 | 1.390.070.279 | 75,5% | -2,4% | -5,3% | 3,1% |

Fuente: CNMC

2.3.2. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos por punto de salida de la red de transporte

Análogamente a la previsión de la capacidad contratada equivalente y el volumen por punto de entrada, la capacidad contratada equivalente 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, con las siguientes hipótesis.

2.3.2.1. Salidas desde la red de transporte hacia los almacenamientos subterráneos

El volumen previsto de salida hacia los AA.SS. para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023 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.

2.3.2.2. 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 2022 remitidas por el GTS y las empresas transportistas, a principios del año 2022. Ambos agentes contemplan una disminución de las exportaciones hacia Francia, del -26,0% en el caso del GTS y del -78,9% en el caso de las empresas transportistas. En relación con las previsiones de exportación con destino a Portugal ambos agentes prevén una disminución de las exportaciones hacia Portugal, del -73,1% en el caso del GTS y del -38,7% en el caso de las empresas transportistas.

Cuadro I.31. Previsión de exportaciones para el año de gas 2022 remitida por el GTS y las empresas transportistas

| | | Año Gas 2021 | | | |
|--------------|--|-------------------|--|--|--|
| | | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | | |
| Francia | | 14.272.317 | 126.989.027 | | |
| Portugal | | 5.684.260 | 43.674.839 | | |
| TOTAL | | 19.956.577 | 170.663.866 | | |

| | | Prevision cierre Año Gas 2022 | | Tasa de variación sobre Año Gas 2021 | |
|------------|--------------|-------------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------------|
| | | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen | Capacidad contratada equivalente |
| GTS | Francia | 10.567.231 | 128.117.812 | -26,0% | 0,9% |
| | Portugal | 1.531.828 | 8.502.312 | -73,1% | -80,5% |
| | TOTAL | 12.099.059 | 136.620.124 | -39,4% | -19,9% |

| | | Prevision cierre Año Gas 2022 | | Tasa de variación sobre Año Gas 2021 | |
|-----------------|--------------|-------------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------------|
| | | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen | Capacidad contratada equivalente |
| Empresas | Francia | 3.009.504 | 221.612.386 | -78,9% | 74,5% |
| | Portugal | 3.482.581 | 56.694.283 | -38,7% | 29,8% |
| | TOTAL | 6.492.085 | 278.306.669 | -67,5% | 63,1% |

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Respecto al volumen, teniendo en cuenta la elevada incertidumbre ocasionada por el conflicto bélico entre la Federación de Rusia y Ucrania y la posibilidad de que la UE reduzca las importaciones de Rusia en el corto plazo, se ha considerado, atendiendo al principio de prudencia, que el volumen asociado a las exportaciones por Francia mantendrá el valor anual registrado en el año de gas 2021. Respecto al volumen asociado a las exportaciones hacia Portugal, se ha mantenido la previsión del GTS.

Atendiendo a la evolución registrada en los últimos meses, se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada para 2022 de exportación a Francia, la cantidad de 131,7 GWh/día, resultante de considerar la capacidad realmente contratada entre octubre de 2021 y febrero de 2022 y para el resto del periodo que se mantiene la contratación promedio registrada en los últimos 12 meses para cada producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario), según la información disponible en el SL-ATR. La capacidad contratada de exportaciones con destino a Portugal (10,2 GWh/día) resulta de considerar

previsiones facilitadas por el GTS. Finalmente, considerando los multiplicadores vigentes, se ha estimado una capacidad contratada equivalente de 139,8 GWh/día para el VIP de Francia y de 14,4 GWh/día para el VIP de Portugal.

Como resultado de lo anterior, se estima que las exportaciones hacia Francia se mantendrán en el nivel de las registradas en el año de gas 2021, mientras que las de Portugal se reducirán un -47,1% (véase Cuadro I.32).

Adicionalmente se ha incluido como punto de salida la conexión internacional de Tarifa, si bien, al no disponerse del marco jurídico y técnico que permita la utilización de dicha conexión internacional como punto de salida, se ha considerado una previsión nula.

Cuadro I.32. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el año de gas 2022

| Empresas | Año Gas 2021 | | Tasa de variación sobre año de gas 2021 | |
|--------------|-------------------|--|---|--|
| | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| CI Tarifa | - | - | | |
| Francia | 14.272.317 | 126.989.027 | 0,0% | 10,1% |
| Portugal | 5.684.260 | 43.674.839 | -47,1% | -67,0% |
| TOTAL | 19.956.577 | 170.663.866 | -13,4% | -9,7% |

| CNMC | Prevision de cierre 2022 | | Tasa de variación sobre año de gas 2021 | |
|--------------|--------------------------|--|---|--|
| | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) |
| CI Tarifa | - | - | | |
| Francia | 14.272.317 | 139.791.156 | 0,0% | 10,1% |
| Portugal | 3.009.504 | 14.401.982 | -47,1% | -67,0% |
| TOTAL | 17.281.821 | 154.193.139 | -13,4% | -9,7% |

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.33 se muestran las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023 remitidas por el GTS y las empresas transportistas. Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá un 7,2% en el año de gas 2023 respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2022 debido a una reducción de las

exportaciones con destino a Portugal (-32,0%) y Francia (-3,7%), mientras que las empresas transportistas estiman que el volumen de exportaciones se incrementará un 3,0% respecto de su previsión de cierre del año de gas 2022 para ambas interconexiones.

Cuadro I.33. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2023

| GTS | Prevision cierre Año Gas 2022 (A) | | Prevision Año Gas 2023 (B) | | Tasa de variación (B) sobre (A) | |
|--------------|-----------------------------------|--|----------------------------|--|---------------------------------|----------------------------------|
| | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen | Capacidad contratada equivalente |
| Francia | 10.567.231 | 128.117.812 | 10.180.703 | 128.117.812 | -3,7% | 0,0% |
| Portugal | 1.531.828 | 8.502.312 | 1.041.292 | 9.361.264 | -32,0% | 10,1% |
| TOTAL | 12.099.059 | 136.620.124 | 11.221.995 | 137.479.077 | -7,2% | 0,6% |

| Empresas | Prevision cierre Año Gas 2022 (A) | | Prevision Año Gas 2023 (B) | | Tasa de variación (B) sobre (A) | |
|--------------|-----------------------------------|--|----------------------------|--|---------------------------------|----------------------------------|
| | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen | Capacidad contratada equivalente |
| Francia | 3.009.504 | 221.612.386 | 3.100.987 | 228.348.987 | 3,0% | 3,0% |
| Portugal | 3.482.581 | 56.694.283 | 3.588.445 | 58.417.683 | 3,0% | 3,0% |
| TOTAL | 6.492.085 | 278.306.669 | 6.689.432 | 286.766.670 | 3,0% | 3,0% |

Fuente: GTS, Empresas Transportistas y CNMC.

Teniendo en cuenta la información disponible, se ha considerado como mejor previsión de exportación para el año de gas 2023 la previsión de cierre para el año 2022 en el caso de las exportaciones hacia Francia, y la previsión del GTS en el caso de las exportaciones hacia Portugal. En relación con capacidad contratada se ha mantenido las previsiones del cierre de 2022. Respecto a la previsión de exportación hacia Marruecos por la conexión internacional de Tarifa se ha mantenido una previsión nula (véase Cuadro I.34)

Cuadro I.34. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2023

| | Prevision cierre Año Gas 2022 (A) | | Prevision año Gas 2023 (B) | | Tasa de variación (B) sobre (A) | |
|--------------|-----------------------------------|--|----------------------------|--|---------------------------------|----------------------------------|
| | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen | Capacidad contratada equivalente |
| Cl Tarifa | - | - | - | - | | |
| Francia | 14.272.317 | 139.791.156 | 14.272.317 | 139.791.156 | 0,0% | 0,0% |
| Portugal | 3.009.504 | 14.401.982 | 3.100.987 | 14.401.982 | 3,0% | 0,0% |
| TOTAL | 17.281.821 | 154.193.139 | 17.373.304 | 154.193.139 | 0,5% | 0,0% |

Fuente: CNMC.

2.3.2.3. 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.

2.3.2.4. 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, para el ejercicio por punto de salida en función de la información disponible por la CNMC.

En particular, se dispone de la siguiente información:

- 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 o igual a 4 bar con telemedida 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 2021 proporcionada por el GTS.
- Relación de CUPS de aquellos suministros con teledemida 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 teledemida instalada en el último año de gas disponible (2021).

La capacidad contratada prevista para el resto de los 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 en los grupos tarifarios RL.1 a RL.6, para lo que se ha procedido de la siguiente manera:

- Se han considerado como los factores de carga previsto para los años de gas 2022 y 2023, calculados de acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente.
- 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 en dichos grupos tarifarios en cada uno de los municipios abastecidos desde la red de transporte, de acuerdo con la información disponible en SIFCO.
- La capacidad contratada se ha asignado por punto de salida en función de la relación municipio-punto de entrega de la red de transporte remitida 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 2021, de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

- Una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2021 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 2022 y 2023 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 2021.

Adicionalmente, y 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 equivalentes 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).

En el Cuadro I.36 y en el Cuadro I.37 se muestran, para cada punto de salida la capacidad contratada, desglosado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario), y la capacidad contratada equivalente correspondiente para los años de gas 2022 y 2023 respectivamente.

Cuadro I.35. Desglose de la capacidad contratada de salida por los VIPs prevista para el año de gas 2022 y 2023 por punto físico

| | VIP Ibérico (GWh/d) | | | VIP Pirineos (GWh/d) | | |
|--|---------------------|-----------|------------|----------------------|---------------|-------------|
| | Badajoz | Tuy | Total | Larrau | Irún/Bariatou | 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 2022 | | | | | | |
| | VIP Ibérico (GWh/d) | | | VIP Pirineos (GWh/d) | | |
| | Badajoz | Tuy | Total | Larrau | Irún/Bariatou | Total |
| Capacidad (kWh) (B) | | | 14.401.982 | | | 139.791.156 |
| Volumen (MWh) (C) | | | 3.009.504 | | | 14.272.317 |
| Desagregación por punto físico | | | | | | |
| Capacidad (kWh) (A) * (B) | 13.401.845 | 1.000.138 | 14.401.982 | 102.513.515 | 37.277.642 | 139.791.156 |
| Volumen (MWh) (A) * (C) | 2.800.510 | 208.993 | 3.009.504 | 10.466.366 | 3.805.951 | 14.272.317 |
| Previsión de año de gas 2023 | | | | | | |
| | VIP Ibérico (GWh/d) | | | VIP Pirineos (GWh/d) | | |
| | Badajoz | Tuy | Total | Larrau | Irún/Bariatou | Total |
| Capacidad (kWh) (D) | | | 14.401.982 | | | 139.791.156 |
| Volumen (MWh) (E) | | | 3.100.987 | | | 14.272.317 |
| Desagregación por punto físico | | | | | | |
| Capacidad (kWh) (A) * (D) | 13.401.845 | 1.000.138 | 14.401.982 | 102.513.515 | 37.277.642 | 139.791.156 |
| Volumen (MWh) (A) * (E) | 2.885.641 | 215.346 | 3.100.987 | 10.466.366 | 3.805.951 | 14.272.317 |

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.36. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2022 con multiplicadores vigentes

| Punto de salida | Capacidad contratada año Gas 2022 (MWh/día) | Anual | Trimestral | Mensual | Diaria | Intradía | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) |
|-----------------------------------|---|------------------|--------------|---------------|----------------|---------------|--|
| Conexión Internacional (*) | 141.900 | 128.884 | 85 | 5.379 | 4.766 | 2.787 | 154.193 |
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - |
| CI Biriadou | 35.127 | 33.785 | - | 388 | 289 | 665 | 37.278 |
| CI Larrau | 96.598 | 92.908 | - | 1.066 | 796 | 1.828 | 102.514 |
| CI Badajoz | 9.469 | 2.039 | 79 | 3.653 | 3.425 | 274 | 13.402 |
| CI Tuy | 707 | 152 | 6 | 273 | 256 | 20 | 1.000 |
| Planta de regasificación | 25 | - | - | 2 | 22 | 2 | 69 |
| PR Barcelona | 4 | - | - | 0 | 4 | 0 | 11 |
| PR Cartagena | 4 | - | - | 0 | 3 | 0 | 10 |
| PR Huelva | 5 | - | - | 0 | 4 | 0 | 14 |
| PR Bilbao | 6 | - | - | 0 | 5 | 0 | 16 |
| PR Sagunto | 3 | - | - | 0 | 2 | 0 | 7 |
| PR Mugardos | 4 | - | - | 0 | 3 | 0 | 10 |
| Almacenamiento Subterráneo | 36.696 | - | - | - | 36.696 | - | 58.714 |
| AS Serrablo | 13.839 | - | - | - | 13.839 | - | 22.143 |
| AS Gavota | 10.759 | - | - | - | 10.759 | - | 17.214 |
| AS Yela | 12.098 | - | - | - | 12.098 | - | 19.357 |
| AS Marismas | - | - | - | - | - | - | - |
| Salida nacional | 1.596.269 | 1.460.731 | 7.005 | 55.686 | 61.675 | 11.172 | 1.681.904 |
| P > 60 bar | 613.131 | 490.342 | 5.985 | 45.355 | 60.490 | 10.959 | 694.732 |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 118.661 | 118.072 | - | 345 | 90 | 155 | 119.270 |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 374.451 | 362.452 | 1.020 | 9.856 | 1.065 | 58 | 377.813 |
| P ≤ 4 bar | 481.622 | 481.521 | - | 71 | 30 | 1 | 481.652 |
| P ≤ 4 bar Plantas Satélite | 8.405 | 8.344 | - | 60 | - | - | 8.438 |
| TOTAL SALIDAS | 1.774.891 | 1.589.615 | 7.090 | 61.067 | 103.159 | 13.960 | 1.894.880 |

Fuente: CNMC

Cuadro I.37 Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2023 aplicando los multiplicadores resultantes para dicho año, conforme a la metodología de la Circular 6/2020.

| Punto de salida | Capacidad contratada año Gas 2023 (MWh/día) | Anual | Trimestral | Mensual | Diaria | Intradía | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) |
|-----------------------------------|---|------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Conexión Internacional (*) | 141.900 | 128.884 | 85 | 5.379 | 4.766 | 2.787 | 154.193 |
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - |
| CI Biriadou | 35.127 | 33.785 | - | 388 | 289 | 665 | 37.278 |
| CI Larrau | 96.598 | 92.908 | - | 1.066 | 796 | 1.828 | 102.514 |
| CI Badajoz | 9.469 | 2.039 | 79 | 3.653 | 3.425 | 274 | 13.402 |
| CI Tuy | 707 | 152 | 6 | 273 | 256 | 20 | 1.000 |
| Planta de regasificación | 25 | - | - | 2 | 21 | 2 | 69 |
| PR Barcelona | 4 | - | - | 0 | 3 | 0 | 11 |
| PR Cartagena | 4 | - | - | 0 | 3 | 0 | 10 |
| PR Huelva | 5 | - | - | 0 | 4 | 0 | 14 |
| PR Bilbao | 6 | - | - | 0 | 5 | 0 | 16 |
| PR Sagunto | 3 | - | - | 0 | 2 | 0 | 7 |
| PR Mugardos | 4 | - | - | 0 | 3 | 0 | 10 |
| Almacenamiento Subterráneo | 28.945 | - | - | - | 28.945 | - | 46.312 |
| AS Serrablo | 10.583 | - | - | - | 10.583 | - | 16.932 |
| AS Gavota | 7.154 | - | - | - | 7.154 | - | 11.446 |
| AS Yela | 11.209 | - | - | - | 11.209 | - | 17.934 |
| AS Marismas | - | - | - | - | - | - | - |
| Salida nacional | 1.573.504 | 1.456.649 | 6.087 | 48.949 | 52.345 | 9.473 | 1.646.612 |
| P > 60 bar | 569.530 | 465.775 | 5.039 | 38.307 | 51.151 | 9.258 | 638.512 |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 122.710 | 122.102 | - | 355 | 93 | 160 | 123.339 |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 386.052 | 373.724 | 1.048 | 10.155 | 1.070 | 55 | 389.486 |
| P ≤ 4 bar | 486.607 | 486.503 | - | 72 | 31 | 1 | 486.637 |
| P ≤ 4 bar Plantas Satélite | 8.605 | 8.545 | - | 60 | - | - | 8.638 |
| TOTAL SALIDAS | 1.744.374 | 1.585.533 | 6.173 | 54.330 | 86.077 | 12.262 | 1.847.186 |

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

2.3.2.5. Capacidad contratada equivalente y volumen desagregado por punto de salida de la red de transporte

En el Cuadro I.38 se muestran las previsiones de volumen y capacidad contratada equivalente por punto de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023, 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.38 Volumen y capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023

| Puntos de salida | Año Gas 2022 | | | Año Gas 2023 | | | Tasa de Variación 2023 s/ 2022 | | |
|---------------------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------|
| | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (KWh/día) | Factor de carga (%) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (KWh/día) | Factor de carga (%) | Volumen | Capacidad contratada equivalente | Factor de carga |
| Conexión Internacional | 17.281.821 | 154.193.139 | 30,7% | 17.373.304 | 154.193.139 | 30,9% | 0,5% | 0,0% | 0,5% |
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CI Biriadou | 3.805.951 | 37.277.642 | 28,0% | 3.805.951 | 37.277.642 | 28,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| CI Larrau | 10.466.366 | 102.513.515 | 28,0% | 10.466.366 | 102.513.515 | 28,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| CI Badajoz | 2.800.510 | 13.401.845 | 57,3% | 2.885.641 | 13.401.845 | 59,0% | 3,0% | 0,0% | 3,0% |
| CI Tuy | 208.993 | 1.000.138 | 57,3% | 215.346 | 1.000.138 | 59,0% | 3,0% | 0,0% | 3,0% |
| Planta de regasificación | 8.870 | 69.168 | 35,1% | 8.870 | 69.168 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Barcelona | 1.436 | 11.197 | 35,1% | 1.436 | 11.197 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Cartagena | 1.280 | 9.981 | 35,1% | 1.280 | 9.981 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Huelva | 1.842 | 14.362 | 35,1% | 1.842 | 14.362 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Bilbao | 2.023 | 15.779 | 35,1% | 2.023 | 15.779 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Sagunto | 955 | 7.447 | 35,1% | 955 | 7.447 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Mugardos | 1.334 | 10.403 | 35,1% | 1.334 | 10.403 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Desde AA.SS. | 12.235.523 | 58.713.681 | 57,1% | 9.865.532 | 46.311.929 | 58,4% | -19,4% | -21,1% | 2,2% |
| Serrablo | 4.256.665 | 22.142.970 | 52,7% | 3.591.156 | 16.932.068 | 58,1% | -15,6% | -23,5% | 10,3% |
| Gavota | 3.814.733 | 17.213.670 | 60,7% | 2.492.944 | 11.445.932 | 59,7% | -34,6% | -33,5% | -1,7% |
| Yela | 4.164.125 | 19.357.041 | 58,9% | 3.781.431 | 17.933.929 | 57,8% | -9,2% | -7,4% | -2,0% |
| Marismas | 0 | 0 | - | 0 | 0 | - | - | - | - |
| Salida nacional | 360.684.120 | 1.673.466.456 | 59,0% | 354.151.998 | 1.637.973.431 | 59,2% | -1,8% | -2,1% | 0,3% |
| P > 60 bar | 161.114.825 | 694.731.904 | 59,0% | 149.652.595 | 638.511.956 | 64,2% | 7,7% | -8,1% | 8,8% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.026.423 | 119.270.118 | 78,2% | 35.186.703 | 123.339.289 | 78,2% | 3,4% | 3,4% | 0,0% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 97.014.275 | 377.812.858 | 72,5% | 100.011.580 | 389.485.678 | 70,4% | 3,1% | 3,1% | -3,0% |
| P ≤ 4 bar | 68.528.597 | 481.651.576 | 39,0% | 69.301.120 | 486.636.509 | 39,0% | 1,1% | 1,0% | 0,1% |
| TOTAL | 390.210.335 | 1.886.442.444 | 56,7% | 381.399.704 | 1.838.547.667 | 56,8% | -2,3% | -2,5% | 0,3% |

Fuente: GTS y CNMC

2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2022 y 2023

Teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023, 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.

2.4.1. Regasificación

La previsión de la capacidad contratada y el volumen de regasificación para los años de gas 2022 y 2023 coincide con las previsiones del volumen que se introduce en el sistema de transporte en cada planta y capacidad contratada.

2.4.2. 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 2022 y 2023.

En consecuencia, la previsión de carga en cisternas se ha confeccionado como la suma de la previsión de demanda final de la CNMC de consumidores abastecidos desde plantas satélite unicliente o de distribución y, de las previsiones de demanda de cisternas destinadas a bunkering, gas vehicular, a las exportaciones y otros destinos remitidas por las empresas transportistas. Dicha previsión de demanda se ha distribuido por tipo de contrato de acuerdo con la información facilitada por las empresas.

La capacidad contratada de carga en cisternas prevista para el año de gas 2022 y 2023 se ha calculado aplicando los factores de carga por tipo de contrato implícitos en las previsiones de las empresas a las previsiones determinadas conforme a lo señalado anteriormente.

Por último, el número de cisternas y el tiempo medio de carga son el resultante de considerar la información proporcionada por las empresas.

2.4.3. Descarga de buques

El volumen y el número de barcos que se descarga en cada una de las plantas para el año de gas 2022 se ha estimado teniendo en cuenta la información disponible en el SL-ATR y las necesidades de GNL según las previsiones para la actividad de regasificación, carga en cisterna, trasvase de GNL a buque y puesta en frío.

En cuanto al volumen que se descarga en cada una de las plantas para el año de gas 2023 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.

La previsión del número de barcos para el año de gas 2023 se ha determinado considerando los tamaños medios de las descargas registrado en el año de gas

2021 facilitadas por las empresas transportistas. La distribución por tamaño de buque se ha realizado aplicando la prevista por las empresas transportistas para dicho ejercicio. Por último, como mejor previsión del tiempo medio de descarga se ha tomado el valor previsto por dichas empresas.

2.4.4. Trasvase de planta a buque / trasvase buque a buque / puestas en frío

Las previsiones del volumen trasvasado y número de operaciones de trasvases de planta a buque para 2022 se han realizado considerando la información disponible en el SL-ATR. En la previsión del tiempo medio de cada operación se ha considerado la información facilitada por las empresas transportistas. Para el año de gas 2023 se han mantenido el valor previsto para el año de gas 2022.

Las previsiones de buque a buque y de puesta en frío se corresponden al promedio de los últimos cuatro años con información disponible.

2.4.5. Licuefacción virtual

Como se ha indicado, la previsión de licuefacción virtual de los años de gas 2022 y 2023 se corresponde con la previsión facilitada por el GTS. El desglose de la capacidad contratada por tipo de producto se corresponde asimismo con el registrado en el año de gas 2021.

2.4.6. Almacenamiento de GNL

Para el año de gas 2022, como mejor previsión del volumen almacenado, se ha considerado el valor aportado por el GTS, esto es, 4.026.469 GWh/año. Respecto a la capacidad contratada se ha considerado igualmente el valor previsto por el GTS, lo que supone una previsión de 15.306 GWh/día.

Para el año de gas 2023, se estima que la previsión del volumen almacenado se reducirá un 6,3%. En cuanto a la capacidad contratada, se ha mantenido el factor de carga considerado para el año de gas 2022. El desglose de la capacidad contratada por tipo de producto se ha determinado considerando la información de los últimos 12 meses disponible en el SL-ATR.

En el Cuadro I.39 y en el Cuadro I.40 se muestra el cálculo de las capacidades contratadas equivalentes para los servicios de regasificación, carga en cisternas, licuefacción virtual y almacenamiento de GNL.

Cuadro I.39 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes

| | Previsión Año Gas 2022 | | | | | | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) |
|-----------------------|---|------------|------------|-----------|-----------|-------------|--|
| | Capacidad contratada prevista (MWh/día) | Anual | Trimestral | Mensual | Diaria | Intradiaria | |
| Regasificación | 697.486 | 494.001 | 17.862 | 102.107 | 79.845 | 3.672 | 828.174 |
| Carga en cisternas | 61.758 | 33.559 | 17.215 | 9.202 | 1.673 | 109 | 67.324 |
| Licuefacción Virtual | 25 | - | - | 2 | 22 | 2 | 52 |
| Almacenamiento de GNL | 15.306.392 | 10.333.459 | 1.460.796 | 1.888.030 | 1.621.241 | 2.865 | 17.339.689 |

Fuente: CNMC

Cuadro I.40 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2023 considerando los multiplicadores aplicables en dicho año

| | Previsión Año Gas 2023 | | | | | | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) |
|-----------------------|---|-----------|------------|-----------|-----------|-------------|--|
| | Capacidad contratada prevista (MWh/día) | Anual | Trimestral | Mensual | Diaria | Intradiaria | |
| Regasificación | 653.755 | 463.028 | 16.742 | 95.705 | 74.838 | 3.441 | 777.923 |
| Carga en cisternas | 65.509 | 22.397 | 31.434 | 9.574 | 1.990 | 65.509 | 72.660 |
| Licuefacción Virtual | 25 | - | - | 2 | 21 | 2 | 52 |
| Almacenamiento de GNL | 14.346.698 | 9.685.562 | 1.369.206 | 1.769.653 | 1.519.591 | 2.686 | 16.075.544 |

Fuente: CNMC

A modo de resumen, en el Cuadro I.41 se presentan las variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023.

Cuadro I.41 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2022 y 2023

| | Año Gas 2022 | | Año Gas 2023 | |
|---|---|------------------------------------|---|------------------------------------|
| Regasificación | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | MWh regasificados | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | MWh regasificados |
| | 828.174 | 231.436.039 | 777.923 | 216.925.254 |
| Descarga de buques | Nº de buques | MWh descargados de buques | Nº de buques | MWh descargados de buques |
| S ≤ 40.000 m ³ | 0 | 0 | 0 | 0 |
| M: 40.000 - 75.000 m ³ | 8 | 3.900.000 | 16 | 7.500.734 |
| L: 75.000 - 150.000 m ³ | 185 | 176.831.000 | 188 | 164.051.278 |
| XL: 150.000 m ³ - 216.000 m ³ | 103 | 100.811.271 | 66 | 63.605.843 |
| XXL > 216.000 m ³ | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Trasvase de GNL a buque | Nº de buques | MWh trasvasados de GNL a buque | Nº de buques | MWh trasvasados de GNL a buque |
| | 54 | 16.476.843 | 54 | 16.476.843 |
| Trasvase de buque a buque | Nº de buques | MWh trasvasados de buque a buque | Nº de buques | MWh trasvasados de buque a buque |
| | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Puesta en frío | Nº de buques | MWh puestos en frío | Nº de buques | MWh puestos en frío |
| | 9 | 176.898 | 9 | 176.898 |
| Carga en cisternas | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | MWh cargados en cisternas | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | MWh cargados en cisternas |
| | 67.239.156 | 14.818.665 | 72.584.001 | 15.514.473 |
| Almacenamiento de GNL | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | Volumen de gas almacenado (MWh) | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | Volumen de gas almacenado (MWh) |
| | 17.339.688.827 | 4.026.469.921 | 16.075.544.125 | 3.774.014.689 |
| Licuefacción Virtual | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | Volumen Licuefacción Virtual (MWh) | Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes | Volumen Licuefacción Virtual (MWh) |
| | 52.362 | 8.870 | 52.005 | 8.870 |

Fuente: CNMC

2.5. Escenario previsto para el periodo comprendido entre los años de gas 2024 al 2026

Demanda en consumidor final

El escenario de demanda para el periodo 2022 al 2026 elaborado por la CNMC, se resume en el Cuadro I.42.

Cuadro I.42 Demanda en consumidor final prevista para el periodo 2022-2026

| GWh | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Demanda Total | 374.337 | 368.122 | 351.375 | 340.461 | 328.686 |
| Demanda generación eléctrica | 92.300 | 78.987 | 55.210 | 41.788 | 27.728 |
| <i>Demanda Convencional</i> | 282.037 | 289.135 | 296.165 | 298.674 | 300.958 |
| <i>Industrial</i> | 199.855 | 205.864 | 211.816 | 213.421 | 215.042 |
| P > 60 bar | 69.075 | 70.885 | 72.047 | 72.162 | 72.219 |
| 16 < P ≤ 60 bar | 34.026 | 35.187 | 36.585 | 36.907 | 37.185 |
| 4 < P ≤ 16 bar | 96.754 | 99.792 | 103.184 | 104.352 | 105.637 |
| <i>Doméstica</i> | 69.860 | 70.665 | 71.453 | 72.129 | 72.572 |
| <i>GNL directo a cliente final</i> | 12.322 | 12.606 | 12.896 | 13.124 | 13.344 |

| Tasa de crecimiento sobre el anterior año de gas (%) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|--|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Demanda Total | 3,3% | -1,7% | -4,5% | -3,1% | -3,5% |
| Demanda generación eléctrica | 17,9% | -14,4% | -30,1% | -24,3% | -33,6% |
| <i>Demanda Convencional</i> | -0,8% | 2,5% | 2,4% | 0,8% | 0,8% |
| <i>Industrial</i> | -1,4% | 3,0% | 2,9% | 0,8% | 0,8% |
| P > 60 bar | -1,3% | 2,6% | 1,6% | 0,2% | 0,1% |
| 16 < P ≤ 60 bar | -2,7% | 3,4% | 4,0% | 0,9% | 0,8% |
| 4 < P ≤ 16 bar | -1,0% | 3,1% | 3,4% | 1,1% | 1,2% |
| <i>Doméstica</i> | 0,3% | 1,2% | 1,1% | 0,9% | 0,6% |
| <i>GNL directo a cliente final</i> | 4,2% | 2,3% | 2,3% | 1,8% | 1,7% |

Fuente: CNMC

A continuación, se presenta el escenario de demanda para el periodo 2024 al 2026 elaborado por la CNMC, confeccionado manteniendo los multiplicadores aplicables en el año de gas 2023 calculados conforme a la metodología establecida en la Circular 6/2020, y que se resume en el Cuadro I.46.

Cuadro I.43 Demanda en consumidor final por nivel de presión y grupo tarifario 2022-2026

| | Año Gas 2022 | | | Año Gas 2023 | | | Año Gas 2024 | | | |
|--------------------------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|--|-----------------------|
| | Volumen | Cientes | Capacidad equivalente | Volumen | Cientes | Capacidad equivalente | Volumen | Cientes | Capacidad contratada con multiplicadores | Capacidad equivalente |
| | MWh | Nº | Qd (kWh/día) | MWh | Nº | Qd (kWh/día) | MWh | Nº | Qd (kWh/día) | Qd (kWh/día) |
| P<60 bar | 161.114.825 | 122 | 694.731.904 | 149.652.595 | 122 | 638.511.956 | 127.103.785 | 122 | 755.807.072 | 542.756.524 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 0 | 1 | 1.504 | 0 | 1 | 1.266 | 0 | 1 | 277 | 887 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 21 | 2 | 89 | 22 | 2 | 91 | 22 | 2 | 45 | 93 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 287 | 7 | 2.184 | 292 | 7 | 2.383 | 294 | 7 | 914 | 2.022 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.356 | 10 | 38.809 | 1.336 | 10 | 76.150 | 1.278 | 10 | 277 | 54.748 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27.970 | 0 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 5.602 | 2 | 38.930 | 5.749 | 2 | 39.950 | 5.843 | 2 | 7.604 | 40.605 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 17.227 | 2 | 77.848 | 15.973 | 2 | 72.276 | 13.771 | 2 | 375.794 | 62.460 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 219.119 | 5 | 1.000.543 | 224.859 | 5 | 1.026.754 | 228.546 | 5 | 1.246.161 | 1.043.590 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 669.007 | 8 | 2.975.339 | 686.533 | 8 | 3.053.283 | 697.790 | 8 | 3.537.613 | 3.102.687 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 4.444.559 | 16 | 16.711.019 | 4.475.993 | 16 | 16.764.937 | 4.426.508 | 16 | 20.835.152 | 16.485.043 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 155.757.647 | 69 | 673.885.639 | 144.241.837 | 69 | 617.474.867 | 121.729.733 | 69 | 729.775.265 | 521.964.390 |
| 16-60 bar | 34.026.423 | 158 | 119.270.118 | 35.186.703 | 161 | 123.339.289 | 36.585.200 | 169 | 124.839.291 | 128.243.718 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 364 | 3 | 2.590 | 365 | 4 | 2.596 | 379 | 4 | 3.057 | 2.699 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 8.832 | 9 | 72.531 | 8.984 | 8 | 73.776 | 9.341 | 9 | 77.206 | 76.708 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 83.724 | 30 | 465.530 | 83.882 | 31 | 466.408 | 87.216 | 32 | 249.619 | 484.946 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 250.952 | 27 | 1.450.168 | 253.337 | 27 | 1.463.953 | 263.406 | 29 | 1.471.034 | 1.522.148 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 676.260 | 25 | 3.286.359 | 689.827 | 26 | 3.354.324 | 717.244 | 27 | 3.458.461 | 3.467.661 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 1.653.102 | 18 | 6.789.886 | 1.764.020 | 17 | 7.245.445 | 1.834.131 | 18 | 6.356.732 | 7.533.875 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 8.151.730 | 28 | 28.576.851 | 8.415.146 | 28 | 29.500.287 | 8.749.607 | 30 | 31.960.753 | 30.672.766 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 23.201.459 | 18 | 78.624.225 | 23.971.142 | 19 | 81.232.497 | 24.923.676 | 20 | 81.223.397 | 84.462.908 |
| 4-16 bar | 97.014.275 | 3.686 | 377.812.858 | 100.011.580 | 3.835 | 389.485.678 | 103.337.792 | 4.075 | 374.166.358 | 402.420.841 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 597 | 70 | 151.657 | 628 | 71 | 159.656 | 649 | 75 | 125.182 | 165.082 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 255 | 27 | 16.290 | 272 | 29 | 19.492 | 281 | 30 | 17.416 | 20.155 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 2.537 | 72 | 40.552 | 3.030 | 74 | 59.185 | 3.133 | 78 | 42.945 | 61.197 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 52.023 | 348 | 431.932 | 59.072 | 357 | 490.454 | 61.080 | 380 | 423.834 | 507.028 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 604.465 | 729 | 2.616.391 | 657.496 | 760 | 2.845.932 | 679.844 | 807 | 2.951.830 | 2.942.595 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.486.975 | 812 | 8.954.333 | 2.563.075 | 850 | 9.228.330 | 2.650.194 | 904 | 9.460.864 | 9.541.800 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 5.739.705 | 673 | 30.712.363 | 5.909.247 | 702 | 31.619.556 | 6.110.101 | 746 | 33.148.862 | 32.692.943 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 14.828.542 | 528 | 73.310.840 | 15.226.913 | 551 | 75.280.346 | 15.744.473 | 586 | 70.746.338 | 77.837.228 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 24.165.824 | 273 | 92.195.367 | 25.149.930 | 281 | 95.949.842 | 26.004.771 | 298 | 91.560.180 | 99.201.872 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 35.816.371 | 140 | 125.305.311 | 36.630.681 | 146 | 128.130.531 | 37.802.589 | 155 | 124.984.615 | 132.195.303 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 13.316.980 | 15 | 44.066.822 | 13.811.236 | 15 | 45.702.352 | 14.280.677 | 16 | 40.704.293 | 47.255.638 |
| <4 bar | 68.528.597 | 7.869.295 | 481.651.576 | 69.301.122 | 7.928.339 | 486.636.509 | 70.022.031 | 7.974.049 | 441.262.152 | 491.295.691 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 11.160.753 | 4.554.033 | 81.637.838 | 11.236.772 | 4.585.052 | 82.193.894 | 11.300.893 | 4.610.264 | 70.840.748 | 82.662.922 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.052.373 | 2.853.143 | 172.648.343 | 21.232.534 | 2.877.560 | 174.125.823 | 21.353.695 | 2.893.382 | 146.027.302 | 175.119.448 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.112.837 | 394.709 | 58.331.647 | 7.162.209 | 387.379 | 58.736.537 | 7.203.079 | 389.509 | 52.775.646 | 59.071.709 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.236.939 | 55.661 | 47.878.575 | 7.336.348 | 56.425 | 48.333.503 | 7.458.686 | 58.259 | 43.616.816 | 49.139.494 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 12.772.500 | 19.837 | 77.762.555 | 12.860.919 | 19.974 | 78.300.876 | 13.075.382 | 20.623 | 80.087.747 | 79.606.590 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.163.009 | 1.384 | 18.053.704 | 3.279.153 | 1.397 | 18.716.629 | 3.333.835 | 1.442 | 22.751.907 | 19.028.740 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 2.928.266 | 408 | 12.791.280 | 3.007.419 | 425 | 13.137.036 | 3.057.570 | 439 | 11.993.555 | 13.356.134 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.739.516 | 115 | 11.563.943 | 2.813.567 | 122 | 11.876.524 | 2.860.485 | 126 | 11.862.330 | 12.074.695 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 362.403 | 5 | 1.183.691 | 372.199 | 5 | 1.215.687 | 378.406 | 5 | 1.306.102 | 1.235.960 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 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 |
| TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN | 360.684.120 | 7.873.261 | 1.673.466.466 | 364.151.998 | 7.932.457 | 1.637.973.431 | 337.048.808 | 7.978.414 | 1.696.074.874 | 1.664.716.774 |
| PLANTA SATÉLITE <4 bar | 1.331.308 | 167.165 | 8.437.867 | 1.363.978 | 171.150 | 8.638.248 | 1.430.546 | 174.838 | 8.021.053 | 8.985.970 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 243.749 | 113.395 | 1.650.102 | 248.511 | 116.360 | 1.682.337 | 252.374 | 118.765 | 1.680.338 | 1.708.401 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 322.837 | 43.016 | 2.639.716 | 329.131 | 43.777 | 2.691.172 | 334.247 | 44.681 | 2.037.544 | 2.733.010 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 163.172 | 9.310 | 1.334.194 | 167.523 | 9.527 | 1.369.770 | 170.127 | 9.724 | 1.039.901 | 1.391.065 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 149.207 | 1.120 | 701.624 | 153.101 | 1.148 | 719.936 | 171.790 | 1.288 | 771.774 | 807.814 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 145.166 | 257 | 681.853 | 152.140 | 269 | 714.614 | 170.711 | 302 | 1.067.547 | 801.842 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 80.635 | 43 | 378.748 | 87.031 | 45 | 408.789 | 97.654 | 51 | 989.746 | 458.687 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 74.796 | 18 | 412.029 | 74.796 | 18 | 412.029 | 77.141 | 21 | 173.381 | 425.412 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 151.746 | 5 | 639.602 | 151.746 | 5 | 639.602 | 156.502 | 6 | 260.822 | 659.649 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 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 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNL DIRECTO CLIENTE FINAL | 12.321.832 | | | 12.605.802 | | | 12.896.026 | | | |
| TOTAL SISTEMA | 374.337.360 | 8.040.425 | 1.681.904.333 | 368.121.778 | 8.103.607 | 1.646.611.679 | 351.375.380 | 8.153.252 | 1.704.095.927 | 1.673.702.744 |

| | | Año Gas 2025 | | | Año Gas 2026 | | |
|--------------------------------------|-------------------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|
| | | Volumen | Clientes | Capacidad equivalente | Volumen | Clientes | Capacidad equivalente |
| | | MWh | Nº | Qd (kWh/día) | MWh | Nº | Qd (kWh/día) |
| P>60 bar | | 113.835.199 | 122 | 484.252.639 | 99.869.427 | 122 | 428.633.908 |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 0 | 1 | 663 | 0 | 1 | 450 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 22 | 2 | 93 | 22 | 2 | 93 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 292 | 7 | 1.800 | 291 | 7 | 1.588 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.235 | 10 | 42.067 | 1.193 | 10 | 30.047 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 5.852 | 2 | 40.670 | 5.857 | 2 | 40.702 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 12.405 | 2 | 56.358 | 11.104 | 2 | 50.548 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 228.912 | 5 | 1.045.262 | 229.093 | 5 | 1.046.084 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 698.908 | 8 | 3.108.320 | 699.458 | 8 | 3.110.767 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 4.364.372 | 16 | 16.198.686 | 4.302.435 | 16 | 15.916.212 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 108.523.200 | 69 | 463.758.722 | 94.619.974 | 69 | 408.437.416 |
| 16-60 bar | | 36.906.669 | 174 | 129.368.252 | 37.185.448 | 179 | 130.345.451 |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 382 | 4 | 2.723 | 385 | 4 | 2.743 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 9.423 | 9 | 77.382 | 9.494 | 9 | 77.967 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 87.982 | 33 | 489.207 | 88.647 | 34 | 492.902 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 265.721 | 29 | 1.535.513 | 267.728 | 30 | 1.547.112 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 723.546 | 28 | 3.518.288 | 729.012 | 28 | 3.544.863 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 1.850.247 | 18 | 7.599.611 | 1.864.223 | 19 | 7.657.015 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 8.826.488 | 31 | 30.942.294 | 8.893.160 | 32 | 31.176.020 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 25.142.878 | 21 | 85.203.233 | 25.332.798 | 21 | 85.846.826 |
| 4-16 bar | | 104.466.612 | 4.269 | 406.823.475 | 105.715.306 | 4.455 | 411.370.628 |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 657 | 79 | 166.950 | 665 | 82 | 169.007 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 284 | 31 | 20.383 | 287 | 32 | 20.634 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 3.169 | 82 | 61.890 | 3.208 | 85 | 62.652 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 61.771 | 398 | 512.863 | 62.532 | 415 | 519.181 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 687.537 | 846 | 2.975.964 | 696.007 | 883 | 3.012.624 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.680.183 | 947 | 9.649.975 | 2.713.199 | 988 | 9.768.849 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 6.179.242 | 782 | 33.064.262 | 6.255.362 | 816 | 33.471.569 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 15.922.635 | 614 | 78.719.927 | 16.118.780 | 640 | 79.689.649 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 26.299.037 | 313 | 100.333.818 | 26.700.950 | 327 | 101.569.794 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 38.189.822 | 163 | 133.526.939 | 38.544.131 | 169 | 134.707.449 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 14.442.276 | 17 | 47.790.506 | 14.620.185 | 18 | 48.379.220 |
| <4 bar | | 70.647.549 | 8.013.967 | 495.291.544 | 71.041.727 | 8.052.892 | 497.927.268 |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 11.350.440 | 4.632.722 | 83.025.344 | 11.397.051 | 4.654.619 | 83.366.291 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.447.316 | 2.907.477 | 175.887.230 | 21.535.391 | 2.921.220 | 176.609.519 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.234.660 | 391.406 | 59.330.699 | 7.264.369 | 393.257 | 59.574.343 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.570.147 | 59.316 | 49.873.823 | 7.626.965 | 60.349 | 50.248.153 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 13.270.778 | 20.998 | 80.796.212 | 13.370.382 | 21.363 | 81.402.632 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.383.655 | 1.468 | 19.313.101 | 3.409.051 | 1.494 | 19.458.056 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 3.103.261 | 447 | 13.555.694 | 3.126.553 | 454 | 13.657.437 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.903.231 | 129 | 12.255.011 | 2.925.021 | 131 | 12.346.992 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 384.060 | 5 | 1.254.430 | 386.943 | 5 | 1.263.845 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN | | 325.856.029 | 8.018.533 | 1.515.735.911 | 313.811.908 | 8.057.648 | 1.468.277.255 |
| PLANTA SATÉLITE <4 bar | | 1.481.094 | 178.553 | 9.260.724 | 1.530.366 | 182.278 | 9.529.499 |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 256.595 | 121.232 | 1.737.068 | 260.767 | 123.710 | 1.765.308 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 339.838 | 45.609 | 2.778.723 | 345.363 | 46.542 | 2.823.898 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 172.973 | 9.926 | 1.414.332 | 175.785 | 10.129 | 1.437.326 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 183.928 | 1.379 | 864.892 | 195.598 | 1.467 | 919.769 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 182.773 | 323 | 858.498 | 194.370 | 343 | 912.969 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 104.554 | 54 | 491.097 | 111.188 | 58 | 522.256 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 79.383 | 22 | 437.294 | 81.648 | 24 | 449.776 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 161.050 | 6 | 678.821 | 165.647 | 7 | 698.198 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNL DIRECTO CLIENTE FINAL | | 13.124.102 | | | 13.343.762 | | |
| TOTAL SISTEMA | | 340.461.225 | 8.197.085 | 1.524.996.635 | 328.686.036 | 8.239.927 | 1.477.806.754 |

Fuente: CNMC

Las previsiones para los años de gas 2024 a 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 y Baleares.

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 (-30,0%, -25,3% y -32,1%) debido fundamentalmente al incremento previsto de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en dicho periodo.

Respecto a la demanda de gas natural de los ciclos situados en **Baleares**, se prevén igualmente unas fuertes reducciones anuales en los años de gas 2024 (31,3%), 2025 (15,6%) y 2026 (46,3%), debido parcialmente a un incremento de la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, y a la utilización del enlace con la península. Estas previsiones se han realizado considerando a la información facilitada por el Operador del Sistema eléctrico.

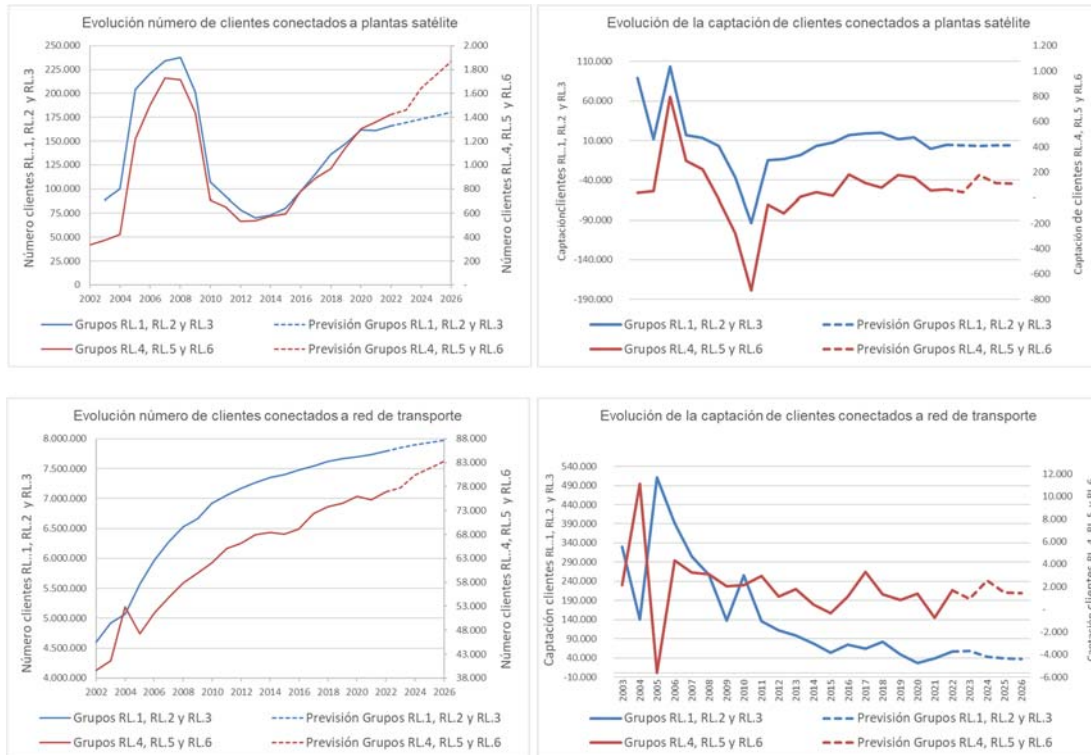
Demanda convencional industrial: Las tasas de variación consideradas para el periodo de los años de gas 2024 a 2026 se corresponden con las tasas implícitas en las previsiones facilitadas por las empresas transportistas-distribuidoras. Así, partiendo de una tasa de crecimiento del 3,0% en el año de gas 2023, se prevé una disminución de la tasa de crecimiento anual a lo largo de periodo, situándose en un 2,9% en 2024, y en el 0,8% en los años de gas 2025 y 2026.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar: La demanda de cada grupo tarifario 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.

La variación del número consumidores se ha determinado aplicando las tasas de crecimiento implícitas en las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras, al escenario de demanda previsto por la CNMC para el año de gas 2023.

En el Gráfico I.9 se muestra la evolución del número y captación de consumidores de los grupos tarifarios RL.1, RL.2 y RL.3 (consumidores típicamente domésticos) y de los grupos tarifarios RL.4, RL.5 y RL.6, suministrados desde la red de transporte-distribución y desde plantas satélite, indicando la previsión para el periodo analizado.

Gráfico I.8. Evolución del número y captación de clientes suministrados a presión inferior o igual a 4 bar sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado desde la red de transporte – distribución y desde plantas satélite



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

Para los grupos RL.7 y superiores se han tomado las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

En consecuencia, el número final de consumidores suministrados a través de redes de presión inferior o igual a 4 bar se incrementa un 0,6% en el año de gas 2024, un 0,5% en 2025 y en 2026.

La evolución de los tamaños medios de los consumidores suministrados desde redes de presión inferior a 4 bar conectados a plantas satélite y conectados a la red de transporte – distribución se ha determinado aplicando las tasas de variación implícitas en las previsiones de las empresas distribuidoras. En consecuencia, se estima que se experimentarán reducciones en los tamaños medios de todos los grupos tarifario con excepción del RL.9 comprendidas entre el 0 % y el 1,8% en los años de gas 2024, entre el 0,1% y el 0,5% en el año de gas 2025 y entre 0,1% y 1,1% en el año de gas 2026.

En el Cuadro I.44 se indica el número de consumidores totales suministrados a presiones inferior o igual a 4 bar, los tamaños medios y demanda resultantes previstos para el periodo 2022 a 2026.

Cuadro I.44 Previsión de demanda de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar para los años de gas 2024 - 2026

| | Previsiones Grupo < 4 bar 2022 - 2026 | | | | | Tasa de variación sobre el año de gas anterior | | |
|-------------------------------|--|------------|------------|------------|------------|---|-------|-------|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2024 | 2025 | 2026 |
| Número de consumidores | 8.036.459 | 8.099.489 | 8.148.887 | 8.192.520 | 8.235.171 | 0,6% | 0,5% | 0,5% |
| RL.1 | 4.667.428 | 4.701.412 | 4.729.029 | 4.753.954 | 4.778.329 | 0,6% | 0,5% | 0,5% |
| RL.2 | 2.896.159 | 2.921.336 | 2.938.064 | 2.953.086 | 2.967.761 | 0,6% | 0,5% | 0,5% |
| RL.3 | 394.019 | 396.906 | 399.233 | 401.332 | 403.385 | 0,6% | 0,5% | 0,5% |
| RL.4 | 56.781 | 57.573 | 59.547 | 60.695 | 61.816 | 3,4% | 1,9% | 1,8% |
| RL.5 | 20.094 | 20.243 | 20.925 | 21.321 | 21.707 | 3,4% | 1,9% | 1,8% |
| RL.6 | 1.427 | 1.442 | 1.493 | 1.523 | 1.552 | 3,5% | 2,0% | 1,9% |
| RL.7 | 426 | 443 | 459 | 469 | 478 | 3,6% | 2,1% | 2,0% |
| RL.8 | 120 | 128 | 132 | 135 | 137 | 3,6% | 2,1% | 2,0% |
| RL.9 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| RL.10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| RL.11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| Tamaño medio (MWh/año) | 8,69 | 8,72 | 8,77 | 8,80 | 8,81 | 0,5% | 0,4% | 0,1% |
| RL.1 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 0,0% | -0,1% | -0,1% |
| RL.2 | 7,38 | 7,38 | 7,38 | 7,38 | 7,37 | 0,0% | -0,1% | -0,1% |
| RL.3 | 18,47 | 18,47 | 18,47 | 18,46 | 18,44 | 0,0% | -0,1% | -0,1% |
| RL.4 | 130,08 | 130,09 | 128,14 | 127,75 | 126,55 | -1,5% | -0,3% | -0,9% |
| RL.5 | 642,85 | 642,84 | 633,03 | 631,01 | 624,91 | -1,5% | -0,3% | -1,0% |
| RL.6 | 2.273,69 | 2.334,51 | 2.298,64 | 2.290,95 | 2.268,53 | -1,5% | -0,3% | -1,0% |
| RL.7 | 7.046,94 | 6.951,68 | 6.822,95 | 6.788,02 | 6.711,04 | -1,9% | -0,5% | -1,1% |
| RL.8 | 24.026,30 | 23.252,81 | 22.831,52 | 22.723,54 | 22.479,05 | -1,8% | -0,5% | -1,1% |
| RL.9 | 67.863,74 | 69.698,14 | 70.860,40 | 71.919,32 | 72.459,11 | 1,7% | 1,5% | 0,8% |
| RL.10 | | | | | | | | |
| RL.11 | | | | | | | | |
| Consumo (MWh) | 69.859.905 | 70.665.099 | 71.452.576 | 72.128.643 | 72.572.093 | 1,1% | 0,9% | 0,6% |
| RL.1 | 11.404.502 | 11.485.283 | 11.553.267 | 11.607.035 | 11.657.818 | 0,6% | 0,5% | 0,4% |
| RL.2 | 21.375.211 | 21.561.665 | 21.687.942 | 21.787.154 | 21.880.754 | 0,6% | 0,5% | 0,4% |
| RL.3 | 7.276.009 | 7.329.732 | 7.373.206 | 7.407.633 | 7.440.154 | 0,6% | 0,5% | 0,4% |
| RL.4 | 7.386.147 | 7.489.450 | 7.630.476 | 7.754.075 | 7.822.563 | 1,9% | 1,6% | 0,9% |
| RL.5 | 12.917.665 | 13.013.059 | 13.246.094 | 13.453.551 | 13.564.752 | 1,8% | 1,6% | 0,8% |
| RL.6 | 3.243.644 | 3.366.184 | 3.431.489 | 3.488.209 | 3.520.239 | 1,9% | 1,7% | 0,9% |
| RL.7 | 3.003.062 | 3.082.215 | 3.134.710 | 3.182.644 | 3.208.201 | 1,7% | 1,5% | 0,8% |
| RL.8 | 2.891.261 | 2.965.312 | 3.016.986 | 3.064.281 | 3.090.669 | 1,7% | 1,6% | 0,9% |
| RL.9 | 362.403 | 372.199 | 378.406 | 384.060 | 386.943 | 1,7% | 1,5% | 0,8% |
| RL.10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| RL.11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |

Fuente: CNMC

GNL directo a cliente final: la previsión de la demanda de GNL directo a cliente final, sin incluir las exportaciones y el gas destinado a bunkering se ha realizado aplicando las tasas implícitas en las previsiones de las empresas al escenario de previsión de la demanda para 2023, de modo que en el año de gas 2024 se estima que crecerá un 2,3%, un 1,8% en 2025, y un 1,7% en 2026.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda disminuirá a lo largo del periodo considerado, con una tasa del -4,5% en el año de gas 2024, -3,1% en 2025, y finalmente -3,5% en 2026.

La previsión de la capacidad contratada equivalente se ha estimado manteniendo el factor de carga por grupo tarifario, nivel de presión y tipo de consumidor (generación eléctrica, conectado a planta satélite y resto), la distribución de distintos tipos de contratos de diferente duración y los multiplicadores propuestos correspondientes al año 2023 a lo largo del periodo regulatorio.

En relación con las **exportaciones**, se han mantenido las previsiones del año de gas 2023 a lo largo de todo el 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 2023 para todo el periodo.

Respecto a la **inyección de biogás en la red de transporte** se ha mantenido la previsión del ejercicio 2023, mientras que como mejor previsión de inyección de biogás en redes locales se ha considerado la previsión facilitada por las empresas transportistas-distribuidoras (véase Cuadro I.45).

Cuadro I.45 Previsión de inyección de biogás en redes locales para los años de gas 2022 – 2026

| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|
| Inyección de biogás en red local | 158 | 618 | 784 | 885 | 996 |

Fuente: Empresas

Para las entradas desde **yacimientos** para el periodo del año de gas 2024 a 2026 se han considerado las tasas de previsión implícitas en las previsiones facilitadas del GTS.

Así el volumen previsto de entrada de GN incluyendo las inyecciones en distribución se incrementan desde 166.120 GWh en 2023 hasta 185.848 GWh en 2026.

Las **necesidades de regasificación** globales se obtienen por diferencia entre la demanda nacional abastecida desde la red transporte y la previsión anterior, considerando las mermas correspondientes, y el saldo inyección extracción previsto para cada ejercicio.

Una vez determinado el volumen de gas a introducir en el sistema, se determina la previsión del caudal equivalente aplicando a cada punto de entrada el factor de carga previsto para el año de gas 2023, manteniendo la estructura de contratación y los multiplicadores calculados para el año de gas 2023.

Para la previsión de los **servicios de las plantas de GNL**, determinadas las necesidades de **regasificación** globales, se estima la previsión de la capacidad equivalente de regasificación, manteniendo el factor de carga (91,0%), la estructura de contratación y los multiplicadores considerados en la previsión del año de gas 2023.

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de **carga en cisternas**, considerando además las cisternas destinadas a bunkering, las cisternas con destino a otros países, 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, estructura de contratación y multiplicadores considerados para el año de gas 2023 (65,0%).

En relación con el número de cisternas, se estima que se mantienen los tamaños medios de las cisternas previstos para el año de gas 2023.

El volumen de **almacenamiento de GNL** se ha estimado considerando que varía de la misma forma que varía el volumen regasificación. En la previsión de la capacidad equivalente, se ha mantenido el factor de carga, estructura de contratación y multiplicadores considerados para 2023 para todo el periodo.

Respecto las previsiones de **trasvase de GNL de planta a buque, buque a buque y puesta en frío** se han mantenido las previsiones para el año de gas 2023.

El volumen de **GNL a descargar** en las plantas de regasificación se ha estimado teniendo en cuenta las necesidades de GNL determinadas por la previsión de la regasificación y el resto de los servicios prestados en las plantas de GNL. El número de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los buques por planta de regasificación previstos para 2023. A la hora de realizar dichas previsiones, no se ha considerado la entrada en funcionamiento de la planta del Musel.

Respecto a los tiempos medios de las descargas, cisternas y operaciones de trasvase de GNL y puesta en frío, se han mantenido los tiempos considerados para el año de gas 2023.

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

En el Cuadro I.46 se muestran las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de entrada al sistema, en el

Cuadro I.47 las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de salida y en el Cuadro I.48 el escenario de los servicios de las plantas de regasificación revistos para el periodo 2022-2026.

Cuadro I.46 Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada prevista para los años de gas 2022-2026

| Punto de entrada | Año Gas 2022 | | Año Gas 2023 | | Año Gas 2024 | | Año Gas 2025 | | Año Gas 2026 | |
|--------------------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|----------------|
| | Capacidad equivalente (MWh/día) | Volumen (GWh) | Capacidad equivalente (MWh/día) | Volumen (GWh) | Capacidad equivalente (MWh/día) | Volumen (GWh) | Capacidad equivalente (MWh/día) | Volumen (GWh) | Capacidad equivalente (MWh/día) | Volumen (GWh) |
| CI Tarifa | 31.350 | 4.346 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CI Medgaz | 330.257 | 100.476 | 349.736 | 106.452 | 367.223 | 111.775 | 385.584 | 117.364 | 389.440 | 118.537 |
| CI Biriadou | 215.694 | 42.109 | 214.772 | 44.613 | 225.511 | 46.844 | 236.786 | 49.186 | 239.154 | 49.678 |
| CI Larrau | | | | | | | | | | |
| CI Badajoz | | | | | | | | | | |
| CI Tuy | 24.218 | 5.081 | 20.626 | 5.549 | 21.658 | 5.827 | 22.741 | 6.118 | 22.968 | 6.179 |
| PR Barcelona | 123.692 | 34.736 | 114.551 | 32.558 | 104.073 | 28.806 | 93.413 | 25.855 | 85.893 | 23.774 |
| PR Cartagena | 130.008 | 36.510 | 120.401 | 34.221 | 109.388 | 30.277 | 98.183 | 27.175 | 90.279 | 24.988 |
| PR Huelva | 172.279 | 48.381 | 159.549 | 45.347 | 144.955 | 40.121 | 130.106 | 36.011 | 119.632 | 33.112 |
| PR Bilbao | 197.689 | 55.516 | 183.081 | 52.035 | 166.335 | 46.039 | 149.296 | 41.323 | 137.277 | 37.996 |
| PR Sagunto | 105.114 | 29.519 | 97.346 | 27.668 | 88.442 | 24.479 | 79.383 | 21.972 | 72.992 | 20.203 |
| PR Mugardos | 95.344 | 26.775 | 88.298 | 25.096 | 80.222 | 22.204 | 72.004 | 19.930 | 66.208 | 18.325 |
| YAC Marismas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| YAC Aznalcázar | 140 | 1 | 140 | 1 | 140 | 1 | 140 | 1 | 140 | 1 |
| YAC Poseidón | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| YAC Viura | 188 | 45 | 187 | 50 | 179 | 52 | 188 | 55 | - | 55 |
| BIO Madrid | 509 | 148 | 504 | 148 | 504 | 148 | 504 | 148 | 504 | 148 |
| BIO La Galera (15.03A) | - | - | 340 | 99 | 340 | 99 | 340 | 99 | 340 | 99 |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Tudela (28A) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Mascarque (F25) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| AS Serrablo | 12.123 | 2.507 | 11.446 | 2.588 | 12.252 | 2.778 | 13.392 | 3.028 | 13.526 | 3.058 |
| AS Gaviota | 16.431 | 3.519 | 14.270 | 3.253 | 15.276 | 3.491 | 16.696 | 3.805 | 16.863 | 3.844 |
| AS Yela | 12.967 | 2.729 | 14.661 | 3.328 | 15.694 | 3.572 | 17.153 | 3.893 | 17.325 | 3.932 |
| AS Marismas | 133 | 31 | 161 | 40 | 1.166 | 288 | 1.275 | 314 | 1.287 | 317 |
| TOTAL | 1.468.118 | 392.425 | 1.390.070 | 383.045 | 1.353.358 | 366.800 | 1.317.184 | 356.276 | 1.273.828 | 344.246 |

Fuente: CNMC

Cuadro I.47 Previsión de las salidas de la red de transporte para los años de gas 2022 a 2026

| | Año Gas 2022 | | | Año Gas 2023 | | | Año Gas 2024 | | | Año Gas 2025 | | | Año Gas 2026 | | |
|--------------------------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|
| | Volumen | Clientes | Capacidad equivalente | Volumen | Clientes | Capacidad equivalente | 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) | MWh | Nº | Qd (kWh/día) | MWh | Nº | Qd (kWh/día) |
| P>60 bar | 161.114.825 | 122 | 694.731.904 | 149.652.595 | 122 | 638.511.956 | 127.103.785 | 122 | 542.756.524 | 113.835.199 | 122 | 484.252.639 | 99.869.427 | 122 | 428.633.908 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 0 | 1 | 1.504 | 0 | 1 | 1.266 | 0 | 1 | 887 | 0 | 1 | 663 | 0 | 1 | 450 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 21 | 2 | 89 | 22 | 2 | 91 | 22 | 2 | 93 | 22 | 2 | 93 | 22 | 2 | 93 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 287 | 7 | 2.184 | 292 | 7 | 2.393 | 294 | 7 | 2.022 | 292 | 7 | 1.800 | 291 | 7 | 1.588 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.356 | 10 | 38.809 | 1.336 | 10 | 76.150 | 1.278 | 10 | 54.748 | 1.235 | 10 | 42.067 | 1.193 | 10 | 30.047 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 5.602 | 2 | 38.950 | 5.749 | 2 | 39.950 | 5.843 | 2 | 40.605 | 5.852 | 2 | 40.670 | 5.857 | 2 | 40.702 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 17.227 | 2 | 77.848 | 15.973 | 2 | 72.276 | 13.771 | 2 | 62.460 | 12.405 | 2 | 56.358 | 11.104 | 2 | 50.548 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 219.119 | 5 | 1.000.543 | 224.859 | 5 | 1.026.754 | 228.546 | 5 | 1.043.590 | 228.912 | 5 | 1.045.262 | 229.093 | 5 | 1.046.084 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 669.007 | 8 | 2.975.339 | 686.533 | 8 | 3.053.283 | 697.790 | 8 | 3.102.687 | 698.908 | 8 | 3.108.320 | 699.458 | 8 | 3.110.767 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 4.444.559 | 16 | 16.711.019 | 4.475.993 | 16 | 16.764.937 | 4.426.508 | 16 | 16.485.043 | 4.364.372 | 16 | 16.198.686 | 4.302.435 | 16 | 15.916.212 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 155.757.647 | 69 | 673.885.639 | 144.241.837 | 69 | 617.474.867 | 121.729.733 | 69 | 521.964.390 | 108.523.200 | 69 | 463.758.722 | 94.619.974 | 69 | 408.437.416 |
| 16-60 bar | 34.026.423 | 158 | 119.270.118 | 35.186.703 | 161 | 123.339.289 | 36.585.200 | 169 | 128.243.718 | 36.906.669 | 174 | 129.368.252 | 37.185.448 | 179 | 130.345.451 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 364 | 3 | 2.590 | 365 | 4 | 2.596 | 379 | 4 | 2.699 | 382 | 4 | 2.723 | 385 | 4 | 2.743 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 8.832 | 9 | 72.531 | 8.944 | 8 | 73.776 | 9.341 | 9 | 76.708 | 9.423 | 9 | 77.382 | 9.494 | 9 | 77.967 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 83.724 | 30 | 466.530 | 83.882 | 31 | 466.408 | 87.216 | 32 | 484.946 | 87.982 | 33 | 489.207 | 88.647 | 34 | 492.902 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 250.952 | 27 | 1.450.168 | 253.337 | 27 | 1.463.953 | 263.406 | 29 | 1.522.148 | 265.721 | 29 | 1.535.513 | 267.728 | 30 | 1.547.112 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 676.280 | 25 | 3.288.356 | 689.827 | 26 | 3.354.324 | 717.244 | 27 | 3.487.667 | 723.546 | 28 | 3.518.288 | 729.012 | 28 | 3.544.863 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 1.653.102 | 16 | 6.789.866 | 1.764.020 | 17 | 7.245.445 | 1.834.131 | 18 | 7.533.875 | 1.850.247 | 18 | 7.599.611 | 1.864.223 | 19 | 7.657.015 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 8.151.730 | 28 | 28.576.851 | 8.415.146 | 28 | 29.500.287 | 8.749.607 | 30 | 30.672.766 | 8.826.488 | 31 | 30.942.294 | 8.893.160 | 32 | 31.176.020 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 23.201.459 | 18 | 78.624.225 | 23.971.142 | 19 | 81.232.497 | 24.923.876 | 20 | 84.462.908 | 25.142.878 | 21 | 85.203.233 | 25.332.798 | 21 | 85.846.826 |
| 4-16 bar | 97.014.275 | 3.686 | 377.812.858 | 100.011.580 | 3.835 | 389.485.678 | 103.337.792 | 4.075 | 402.420.841 | 104.466.612 | 4.269 | 406.823.475 | 105.715.306 | 4.455 | 411.370.628 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 597 | 70 | 151.657 | 628 | 71 | 159.656 | 649 | 75 | 165.082 | 657 | 79 | 166.950 | 665 | 82 | 169.007 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 255 | 27 | 18.290 | 272 | 28 | 19.492 | 281 | 30 | 20.155 | 284 | 31 | 20.383 | 287 | 32 | 20.634 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 2.537 | 72 | 49.552 | 3.030 | 74 | 59.185 | 3.133 | 78 | 61.197 | 3.169 | 82 | 61.890 | 3.208 | 85 | 62.652 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 52.023 | 348 | 431.932 | 59.072 | 357 | 490.454 | 61.080 | 380 | 507.028 | 61.771 | 398 | 512.863 | 62.532 | 415 | 519.181 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 604.465 | 729 | 2.616.391 | 657.496 | 760 | 2.845.932 | 679.844 | 807 | 2.942.595 | 687.537 | 846 | 2.975.964 | 696.007 | 883 | 3.012.624 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.486.975 | 812 | 8.954.333 | 2.563.075 | 850 | 9.228.330 | 2.650.194 | 904 | 9.541.800 | 2.680.183 | 947 | 9.649.975 | 2.713.199 | 988 | 9.768.849 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 5.739.705 | 673 | 30.712.363 | 5.909.247 | 702 | 31.619.556 | 6.110.101 | 746 | 32.692.943 | 6.179.242 | 782 | 33.064.262 | 6.255.362 | 816 | 33.471.569 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 14.828.542 | 528 | 73.310.840 | 15.226.913 | 551 | 75.280.346 | 15.744.473 | 586 | 77.837.228 | 15.922.635 | 614 | 78.719.927 | 16.118.780 | 640 | 79.689.649 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 24.165.824 | 273 | 92.195.367 | 25.149.930 | 281 | 95.949.842 | 26.004.771 | 298 | 99.201.872 | 26.299.037 | 313 | 100.333.818 | 26.700.950 | 327 | 101.569.794 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 35.816.371 | 140 | 125.305.311 | 36.630.681 | 146 | 128.130.531 | 37.802.589 | 155 | 132.195.303 | 38.189.822 | 163 | 133.526.939 | 38.544.131 | 169 | 134.707.449 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 13.316.980 | 15 | 44.068.822 | 13.811.236 | 15 | 45.702.352 | 14.280.677 | 16 | 47.255.638 | 14.442.276 | 17 | 47.790.506 | 14.620.185 | 18 | 48.379.220 |
| <4 bar | 68.528.597 | 7.869.295 | 481.651.576 | 69.301.120 | 7.928.339 | 486.636.509 | 70.022.031 | 7.974.049 | 491.295.691 | 70.647.549 | 8.013.967 | 495.291.544 | 71.041.727 | 8.052.892 | 497.927.268 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 11.160.753 | 4.554.033 | 81.637.838 | 11.236.772 | 4.585.052 | 82.193.894 | 11.300.893 | 4.610.264 | 82.662.922 | 11.350.440 | 4.632.722 | 83.025.344 | 11.397.051 | 4.654.619 | 83.366.291 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.052.373 | 2.853.143 | 172.648.343 | 21.232.534 | 2.877.560 | 174.125.823 | 21.353.695 | 2.893.382 | 175.119.448 | 21.447.316 | 2.907.477 | 175.887.230 | 21.535.391 | 2.921.220 | 176.609.519 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.112.837 | 384.709 | 58.331.647 | 7.162.209 | 387.379 | 58.736.537 | 7.203.079 | 389.509 | 59.071.709 | 7.234.660 | 391.406 | 59.330.699 | 7.264.369 | 393.257 | 59.574.343 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.236.939 | 55.661 | 47.678.575 | 7.336.348 | 56.425 | 48.333.503 | 7.458.686 | 58.259 | 49.139.494 | 7.570.147 | 59.316 | 49.873.823 | 7.626.965 | 60.349 | 50.248.153 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 12.772.500 | 19.837 | 77.762.555 | 12.860.919 | 19.974 | 78.300.876 | 13.075.382 | 20.623 | 79.606.590 | 13.270.778 | 20.998 | 80.796.212 | 13.370.382 | 21.363 | 81.402.632 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.163.009 | 1.384 | 18.053.704 | 3.279.153 | 1.397 | 18.716.629 | 3.333.835 | 1.442 | 19.028.740 | 3.383.655 | 1.468 | 19.313.101 | 3.409.051 | 1.494 | 19.458.056 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 2.928.266 | 408 | 12.791.280 | 3.007.419 | 425 | 13.137.036 | 3.057.570 | 439 | 13.356.134 | 3.103.261 | 447 | 13.555.694 | 3.126.553 | 454 | 13.657.437 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.739.516 | 115 | 11.563.943 | 2.813.567 | 122 | 11.876.524 | 2.860.485 | 126 | 12.074.695 | 2.903.231 | 129 | 12.255.011 | 2.925.021 | 131 | 12.346.992 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 362.403 | 5 | 1.183.691 | 372.199 | 5 | 1.215.687 | 378.406 | 5 | 1.235.960 | 384.060 | 5 | 1.254.430 | 386.943 | 5 | 1.263.845 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 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 |
| TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN | 360.684.120 | 7.873.261 | 1.673.466.456 | 354.151.998 | 7.932.457 | 1.637.973.431 | 337.048.808 | 7.978.414 | 1.564.716.774 | 325.856.029 | 8.018.533 | 1.515.735.911 | 313.811.908 | 8.057.648 | 1.468.277.255 |

| | Año Gas 2022 | | | Año Gas 2023 | | | Año Gas 2024 | | | Año Gas 2025 | | | Año Gas 2026 | | |
|-------------------------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------|
| | Volumen | Clientes | Capacidad equivalente | Volumen | Clientes | Capacidad equivalente | 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) | MWh | Nº | Qd (kWh/día) | MWh | Nº | Qd (kWh/día) |
| PLANTA SATELITE < 4 bar | 1.331.308 | 167.165 | 8.437.867 | 1.363.976 | 171.150 | 8.638.248 | 1.430.546 | 174.838 | 8.985.970 | 1.481.094 | 178.553 | 9.260.724 | 1.530.366 | 182.276 | 9.529.499 |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 243.749 | 113.395 | 1.650.102 | 248.511 | 116.360 | 1.682.337 | 252.374 | 118.765 | 1.708.491 | 256.595 | 121.232 | 1.737.068 | 260.767 | 123.710 | 1.765.308 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 322.837 | 43.016 | 2.639.716 | 329.131 | 43.777 | 2.691.172 | 334.247 | 44.681 | 2.733.010 | 339.838 | 45.609 | 2.778.723 | 345.363 | 46.542 | 2.823.898 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 163.172 | 9.310 | 1.334.194 | 167.523 | 9.527 | 1.369.770 | 170.127 | 9.724 | 1.391.065 | 172.973 | 9.926 | 1.414.332 | 175.785 | 10.129 | 1.437.326 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 149.207 | 1.120 | 701.624 | 153.101 | 1.148 | 719.936 | 171.790 | 1.288 | 807.814 | 183.928 | 1.379 | 864.892 | 195.598 | 1.467 | 919.769 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 145.166 | 257 | 681.853 | 152.140 | 269 | 714.614 | 170.711 | 302 | 801.842 | 182.773 | 323 | 858.498 | 194.370 | 343 | 912.969 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 80.635 | 43 | 378.748 | 87.031 | 45 | 408.789 | 97.654 | 51 | 458.687 | 104.554 | 54 | 491.097 | 111.188 | 58 | 522.256 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 74.796 | 18 | 412.029 | 74.796 | 18 | 412.029 | 77.141 | 21 | 425.412 | 79.383 | 22 | 437.294 | 81.648 | 24 | 449.776 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 151.746 | 5 | 639.602 | 151.746 | 5 | 639.602 | 156.502 | 6 | 659.649 | 161.050 | 6 | 678.821 | 165.647 | 7 | 698.198 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 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 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNL DIRECTO CLIENTE FINAL | 12.321.932 | | | 12.605.802 | | | 12.896.026 | | | 13.124.102 | | | 13.343.762 | | |
| CONEXIONES INTERNACIONALES | 17.281.821 | | 154.193.139 | 17.373.304 | | 154.193.139 | 17.373.304 | | 154.193.139 | 17.373.304 | | 154.193.139 | 17.373.304 | | 154.193.139 |
| CI Tarifa | | | | 0 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 |
| VIP Pirineos | 14.272.317 | | 139.791.156 | 14.272.317 | | 139.791.156 | 14.272.317 | | 139.791.156 | 14.272.317 | | 139.791.156 | 14.272.317 | | 139.791.156 |
| VIP Ibérico | 3.009.504 | | 14.401.982 | 3.100.987 | | 14.401.982 | 3.100.987 | | 14.401.982 | 3.100.987 | | 14.401.982 | 3.100.987 | | 14.401.982 |
| PLANTAS DE REGASIFICACIÓN | 8.870 | | 69.168 | 8.870 | | 69.168 | 10.201 | | 69.168 | 11.119 | | 69.168 | 11.230 | | 69.168 |
| PR Barcelona | 1.436 | | 11.197 | 1.436 | | 11.197 | 1.651 | | 11.197 | 1.800 | | 11.197 | 1.818 | | 11.197 |
| PR Cartagena | 1.280 | | 9.981 | 1.280 | | 9.981 | 1.472 | | 9.981 | 1.605 | | 9.981 | 1.621 | | 9.981 |
| PR Huelva | 1.842 | | 14.362 | 1.842 | | 14.362 | 2.118 | | 14.362 | 2.309 | | 14.362 | 2.332 | | 14.362 |
| PR Bilbao | 2.023 | | 15.779 | 2.023 | | 15.779 | 2.327 | | 15.779 | 2.536 | | 15.779 | 2.562 | | 15.779 |
| PR Sagunto | 955 | | 7.447 | 955 | | 7.447 | 1.098 | | 7.447 | 1.197 | | 7.447 | 1.209 | | 7.447 |
| PR Mugardos | 1.334 | | 10.403 | 1.334 | | 10.403 | 1.534 | | 10.403 | 1.672 | | 10.403 | 1.689 | | 10.403 |
| ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS | 12.235.523 | | 58.713.681 | 9.865.532 | | 46.311.929 | 10.852.085 | | 52.141.675 | 11.828.772 | | 56.990.136 | 11.947.060 | | 57.560.037 |
| Serrablo | 4.256.665 | | 22.142.970 | 3.591.156 | | 16.932.068 | 3.807.256 | | 17.901.917 | 4.149.909 | | 19.566.550 | 4.191.408 | | 19.762.215 |
| Gaviota | 3.814.733 | | 17.213.670 | 2.492.944 | | 11.445.932 | 2.642.958 | | 12.101.541 | 2.880.824 | | 13.226.819 | 2.909.633 | | 13.359.087 |
| Yela | 4.164.125 | | 19.357.041 | 3.781.431 | | 17.933.929 | 4.008.981 | | 18.961.164 | 4.369.789 | | 20.724.292 | 4.413.487 | | 20.931.535 |
| Marismas | 0 | | 0 | 0 | | 0 | 392.890 | | 3.177.053 | 428.250 | | 3.472.476 | 432.533 | | 3.507.200 |
| TOTAL SISTEMA | 403.863.574 | 8.040.425 | 1.894.880.311 | 395.369.484 | 8.103.607 | 1.847.185.915 | 379.610.970 | 8.153.252 | 1.780.106.725 | 369.674.420 | 8.197.085 | 1.736.249.078 | 358.017.630 | 8.239.927 | 1.689.629.098 |

Fuente: CNMC

Cuadro I.48 Previsión de la actividad de regasificación para los años de gas 2022 a 2026

| | | Año Gas 2022 | Año Gas 2023 | Año Gas 2024 | Año Gas 2025 | Año Gas 2026 |
|---|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Descarga de Buques | | | | | | |
| Numero Barcos | | 296 | 270 | 241 | 220 | 204 |
| ≤ 40.000 m ³ de GNL | nº | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL | | 8 | 16 | 14 | 12 | 12 |
| 75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL | | 185 | 188 | 168 | 154 | 142 |
| 150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL | | 103 | 66 | 59 | 54 | 50 |
| T > 216.000 m ³ de GNL | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Volumen (MWh) | | 281.542.271 | 235.157.855 | 210.332.953 | 190.843.693 | 177.076.716 |
| ≤ 40.000 m ³ de GNL | (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL | | 3.900.000 | 7.500.734 | 6.708.904 | 6.087.263 | 5.648.143 |
| 75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL | | 176.831.000 | 164.051.278 | 146.732.882 | 133.136.747 | 123.532.602 |
| 150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL | | 100.811.271 | 63.605.843 | 56.891.167 | 51.619.684 | 47.895.971 |
| T > 216.000 m ³ de GNL | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Tiempo medio operación de descarga (horas) | | 18 | 17 | 17 | 17 | 17 |
| ≤ 40.000 m ³ de GNL | (horas) | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL | | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL | | 18 | 17 | 17 | 17 | 17 |
| 150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL | | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| T > 216.000 m ³ de GNL | | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| Regasificación | | | | | | |
| Capacidad equivalente | (MWh/día) | 828.174 | 777.923 | 688.272 | 617.768 | 568.036 |
| Volumen | (MWh) | 231.436.039 | 216.925.254 | 191.925.780 | 172.265.702 | 158.397.774 |
| Carga en cisterna | | | | | | |
| Capacidad equivalente | (MWh/día) | 67.239 | 72.584 | 74.926 | 76.961 | 78.632 |
| Número | nº | 51.381 | 53.801 | 55.541 | 57.055 | 58.297 |
| Volumen | (MWh) | 14.818.665 | 15.514.473 | 16.014.972 | 16.450.065 | 16.807.189 |
| Tiempo medio carga | (horas) | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| Trasvase de planta a buque | | | | | | |
| Numero Barcos | nº | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 |
| Volumen | (MWh) | 16.476.843 | 16.476.843 | 16.476.843 | 16.476.843 | 16.476.843 |
| Tiempo medio carga | (horas) | 19,8 | 19,8 | 19,8 | 19,8 | 19,8 |
| Trasvase de buque a buque | | | | | | |
| Numero Barcos | nº | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Volumen | (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Puesta en frío | | | | | | |
| Numero Barcos | nº | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| Volumen | (MWh) | 176.898 | 176.898 | 176.898 | 176.898 | 176.898 |
| Tiempo medio carga | (horas) | 40,4 | 40,4 | 40,4 | 40,4 | 40,4 |
| Almacenamiento de GNL | | | | | | |
| Capacidad equivalente | (MWh/día) | 17.339.689 | 16.075.544 | 14.222.924 | 12.765.987 | 11.738.285 |
| Volumen | (MWh) | 4.026.469.921 | 3.774.014.689 | 3.339.079.704 | 2.997.038.283 | 2.755.767.324 |
| Licuefacción Virtual | | | | | | |
| Capacidad equivalente | (MWh/día) | 52 | 52 | 65 | 65 | 66 |
| Volumen | (MWh) | 8.870 | 8.870 | 10.201 | 11.119 | 11.230 |

Fuente: CNMC