

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2024, EL AÑO DE GAS 2025 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

RAP/DE/010/23

23 de mayo de 2024

www.cnmc.es

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2024, EL AÑO DE GAS 2025 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. CONSIDERACIONES PREVIAS	8
1.1. Información disponible para confeccionar las previsiones	8
1.2. Incertidumbre del ejercicio de previsión	9
2. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2024 y para el año de gas 2025.....	9
2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2024.....	9
2.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica	9
2.1.2. Previsión de demanda convencional.....	17
2.1.3. Demanda nacional.....	37
2.2. Previsión de demanda 2025	39
2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica	39
2.2.2. Previsión de demanda convencional.....	42
2.2.3. Demanda nacional.....	58
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 2024 y el año de gas 2025	60
2.3.1. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos en cada punto de entrada.....	60
2.3.2. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos por punto de salida de la red de transporte	66
2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2024 y 2025	76
2.4.1. Regasificación	77
2.4.2. Carga en cisternas.....	77
2.4.3. Descarga de buques	78
2.4.4. Trasvase de planta a buque / trasvase buque a buque / puestas en frío	78
2.4.5. Licuefacción virtual	79
2.4.6. Almacenamiento de GNL	79

2.5. Escenario previsto para el periodo comprendido hasta el final del periodo regulatorio (Año de gas 2026).....	81
--	-----------

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2024.....	10
Cuadro I.2 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año 2024 realizada por el OS y el GTS.....	12
Cuadro I.2 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2024 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión.....	14
Cuadro I.3. Capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2024	15
Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2024.....	17
Cuadro I.5. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el cierre del año de gas 2024.....	18
Cuadro I.6. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de las empresas distribuidoras y transportistas para el cierre del año de gas 2024	19
Cuadro I.7. Previsión de las empresas del número de clientes y la demanda de los consumidores conectados a la red de transporte - distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para el cierre del año de gas 2024	21
Cuadro I.8. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los suministros abastecidos desde plantas satélite para el cierre del año de gas 2024.	25
Cuadro I.9. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución de presión inferior o igual a 4 bar.....	30

Cuadro I.10. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas distribuidoras-transportistas para el cierre del año de gas 2024.....	31
Cuadro I.11. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el cierre del año de gas 2024	35
Cuadro I.12. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2024	36
Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2024.....	37
Cuadro I.14. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2024 desagregado por grupo tarifario.	38
Cuadro I.15. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2025	39
Cuadro I.16. Previsión de la CNMC para el año de gas 2025 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario	40
Cuadro I.17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2025	41
Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2025	42
Cuadro I.19. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el año de gas 2025	42
Cuadro I.20. Previsión de las empresas de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2025.....	43
Cuadro I.21 Previsión de las empresas distribuidoras para el año de gas 2025 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución.	45
Cuadro I.22. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los	

suministros abastecidos desde plantas satélite para el año de gas 2025.....	48
Cuadro I.23. 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 2025	53
Cuadro I.24. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas transportistas-distribuidoras para el año de gas 2024	54
Cuadro I.25. 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 2025	56
Cuadro I.26. Previsión de la demanda convencional de las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2025.	57
Cuadro I.27. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2025	58
Cuadro I.28. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2025 desagregado por nivel de presión, grupo tarifario y tipo de consumidor	59
Cuadro I.29. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico.....	63
Cuadro I.30. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2024 con multiplicadores vigentes	64
Cuadro I.31. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2025 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020	65
Cuadro I.32. Volumen y capacidad contratada equivalente prevista para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025 desglosado por punto de entrada al sistema.....	66
Cuadro I.33. Previsión de exportaciones para el cierre del año de gas 2024 remitida por el GTS y las empresas transportistas.....	68
Cuadro I.34. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el cierre del año de gas 2024	69
Cuadro I.35. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2025.....	70

Cuadro I.36. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2025.....	71
Cuadro I.37. Desglose de la capacidad contratada de salida por punto físico por los VIPs prevista para el año de gas 2024 y 2025	74
Cuadro I.38. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2024 con multiplicadores vigentes.....	75
Cuadro I.39 Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2025 aplicando los multiplicadores resultantes para dicho año, conforme a la metodología de la Circular 6/2020.....	75
Cuadro I.40 Volumen y capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025	76
Cuadro I.41 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2024 con multiplicadores vigentes.....	80
Cuadro I.42 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2025 considerando los multiplicadores aplicables en dicho año.....	80
Cuadro I.43 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2024 y 2025.....	81
Cuadro I.44 Demanda en consumidor final prevista para el periodo 2024-2026.....	82
Cuadro I.45 Demanda en consumidor final por nivel de presión y grupo tarifario 2024-2026.....	83
Cuadro I.46 Previsión de demanda de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar para los años de gas 2024 - 2026.....	85
Cuadro I.47 Previsión de inyección de biogás en redes locales para los años de gas 2024 – 2026	87
Cuadro I.48 Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada prevista para los años de gas 2024-2026.....	89
Cuadro I.49 Previsión de las salidas de la red de transporte para los años de gas 2024 a 2026	90
Cuadro I.50 Previsión de la actividad de regasificación para los años de gas 2024 a 2026.....	91

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular	13
Gráfico I.2. Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica balear.....	13
Gráfico I.3 Consumo medio 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 2020 a 2023 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024.	23
Gráfico I.4. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los años 2020 a 2023 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024.	27
Gráfico I.5. Variación sobre el mismo mes del año anterior, y media móvil de 12 meses de la demanda industrial.	32
Gráfico I.6. Consumo medio 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 2020 a 2023 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024 y año de gas 2025.....	46
Gráfico I.7. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los años 2020 a 2023 y los previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025.	50

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2024, EL AÑO DE GAS 2025 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 2024 y el año de gas 2025, 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 2024 y 2025. 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 con lo establecido en el artículo 38 de la Circular 6/2020¹, el pasado 22 de diciembre de 2023 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, a excepción de la información relativa a los balances (Anexo B) cuyo plazo de entrega expiraba el 26 de enero de 2024.

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado 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 última información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y 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.

2. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2024 Y PARA EL AÑO DE GAS 2025

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 2024 y para el año de gas 2025.

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

2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2024

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 2024, remitida por el GTS² y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

² Indicar que el GTS proporciona información por tipo de consumidor sin desagregar por nivel de presión.

Tanto el GTS como las empresas estiman que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá, un 17,5% y un 20,1% respectivamente sobre la registrada en el año de gas 2023. Cabe señalar que según las previsiones del GTS la reducción de la demanda de las instalaciones de generación es bastante similar en los sistemas peninsular y balear (17,5% y 17,1% respectivamente), mientras que las empresas estiman que la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsular se mantendrá con respecto a la registrada en el año de gas 2023.

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2024

Volumen (MWh)	Año Gas 2023 (A)	Previsión Año Gas 2024 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular					
<i>P > 60 bar</i>	98.198.366		76.579.747		-22,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-		-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	103.342		113.676		10,0%
TOTAL	98.301.709	81.094.165	76.693.423	-17,5%	-22,0%
Sistemas Extrapeninsulares					
<i>P > 60 bar</i>	8.964.731	7.429.300	8.964.731	-17,1%	0,0%
TOTAL	8.964.731	7.429.300	8.964.731	-17,1%	0,0%
Total					
<i>P > 60 bar</i>	107.163.097		85.544.478		-20,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-		-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	103.342		113.676		10,0%
TOTAL	107.266.439	88.523.465	85.658.154	-17,5%	-20,1%

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

Por otra parte, conforme a lo establecido en el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013³, el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Sistema Eléctrico remitieron a la CNMC previsiones de la demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año natural siguiente, que se resumen en el Cuadro I.2, resultante de considerar las siguientes hipótesis para el sistema peninsular.

- a) Funcionamiento mínimo por restricciones técnicas zonales que se traduce en una producción mínima próxima a 4 TWh
- b) Precio spot del derecho de emisión de CO₂ de 84 €/t para el año 2024.
- c) Precio de carbón importado de 130 \$/t a comienzos del año, que descenderá ligeramente hasta 125 \$/t en verano y aumentará después paulatinamente hasta alcanzar los 140 \$/t a final de año.
- d) Precios del gas natural que se sitúan entre los 48,7 €/MWh y los 50,3 €/MWh, lo que implica una precedencia económica de las centrales de ciclo combinado sobre las centrales de carbón disponibles.

En el caso del sistema balear, se considera que la generación más económica del sistema eléctrico balear son los ciclos combinados de gas natural, tras ellos los grupos de carbón de la C.T Alcudia sobre los que existen unas limitaciones de funcionamiento por motivos medioambientales de, como máximo, 500 horas anuales.

³ Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13768>.

Cuadro I.2 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año 2024 realizada por el OS y el GTS

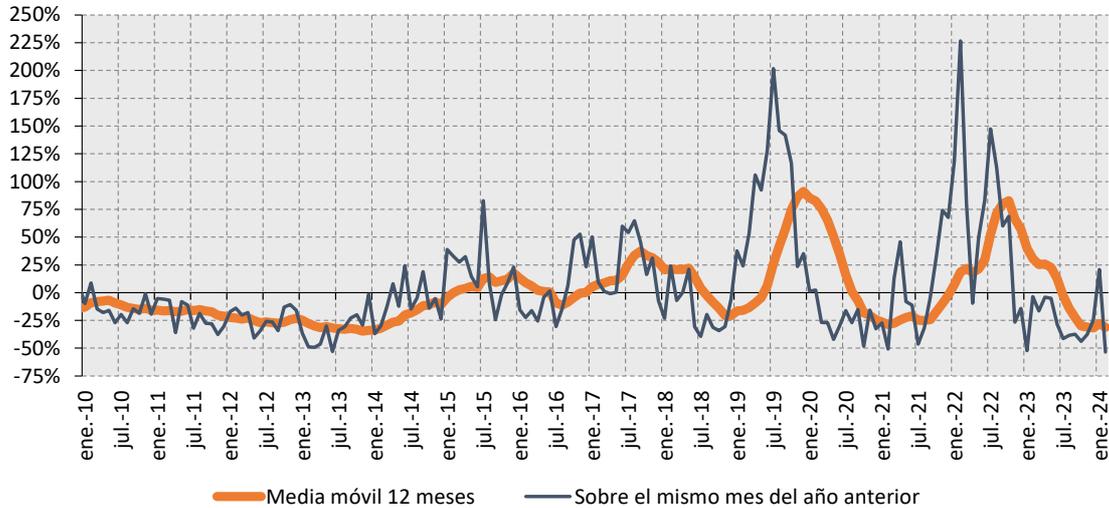
Escenario	Hipótesis			Hidraulicidad		
	Demanda en b.c	Saldo de intercambios internacionales	Rango de precios de gas (€/MWh)	Húmeda	Media	Seca
Sistema Peninsular						
A	234.323	- 9.346	39,7 - 41,3	51,0	62,0	84,0
B	231.367	- 7.587	48,7 - 50,3	41,0	52,0	74,0
C	229.520	- 6.083	57,7 - 59,3	33,0	44,0	67,0
Sistema Balear						
A				8,9	8,9	8,9

Fuente: OS y GTS

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 2024. Se observa que la media móvil de 12 meses registra una tendencia creciente desde julio de 2023. En febrero de 2024 la media móvil de 12 meses registró una tasa del -31,2%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue del -33,3%.

La evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica mediante gas natural en el sistema peninsular está motivada por la reducción del saldo exportador hacia Francia, el incremento de la producción hidráulica, y el incremento de la producción RECORE (consecuencia del incremento de la producción de las instalaciones de cogeneración, solar térmica y solar fotovoltaica compensada parcialmente por la reducción de la producción con residuos y de otras renovables).

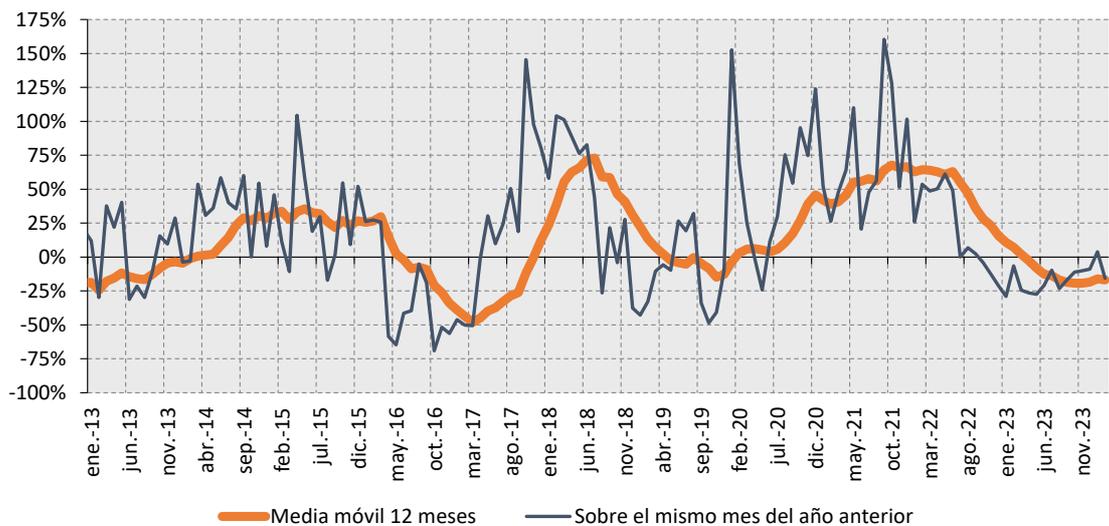
Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destina a generación eléctrica peninsular



Fuente: GTS

En el sistema balear la media móvil de 12 meses a febrero de 2023 registró una variación del -16,8%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue de -8,7% (Véase Gráfico I.2). Dicha evolución está principalmente motivada por la reducción de la demanda eléctrica registrada en dicho sistema y el incremento de la aportación a través del enlace Península-Baleares.

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



Fuente: GTS

PÚBLICA

Teniendo en cuenta, lo anterior, se estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre del año de gas 2024 alcanzará 82,9 TWh, de los cuales 74,0 TWh se corresponden al sistema peninsular y 8,9 TWh al sistema balear. Esta previsión es un 6,4% inferior la elaborada por el GTS y un 3,2% inferior a la elaborada por las empresas, un 10% inferior a la demanda registrada durante los últimos doce meses a febrero de 2024.

En el Cuadro I.3 se muestra la demanda destinada a la generación eléctrica desagregada por sistema y nivel de presión.

Cuadro I.3 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2024 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión

Volumen (MWh)	Año Gas 2023 (A)	Año Gas 20224 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	98.198.366	73.922.206	-24,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	103.342	77.794	-24,7%
TOTAL	98.301.709	74.000.000	-24,7%
Sistemas Extrapeninsulares			
<i>P > 60 bar</i>	8.964.731	8.900.000	-0,7%
TOTAL	8.964.731	8.900.000	-0,7%
Total			
<i>P > 60 bar</i>	107.163.097	82.822.206	-22,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	103.342	77.794	-24,7%
TOTAL	107.266.439	82.900.000	-22,7%

Fuente: CNMC

Respecto a la previsión de capacidad contratada equivalente⁴ de las centrales de generación eléctrica, se indica que se dispone de la previsión de las empresas gasistas, que han aportado a la CNMC en respuesta a su solicitud de información. Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC la capacidad contratada equivalente de las centrales de generación eléctrica se reducirá un 9,7% para el cierre del año de gas 2024 respecto de la registrada en el año de gas 2023 (véase Cuadro I.4). Esta reducción es coherente con la estimación en la reducción del consumo de gas en dicho año del 20,3%.

Cuadro I.4. Capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2024

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2023 (A)	Año Gas 2024 (B)	% variación (B) / (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	455.299.503	404.682.220	-11,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	703.232	788.648	12,1%
TOTAL	456.002.735	405.470.869	-11,1%
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>	521.241.103	470.623.820	-9,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	703.232	788.648	12,1%
TOTAL	521.944.335	471.412.469	-9,7%

Fuente: empresas transportistas y distribuidoras

⁴ Véase artículo 4 de la 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>)

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada, se estima que la reducción de la capacidad contratada, respecto de la registrada en el año 2023, será ligeramente superior (-27%) a la reducción estimada del volumen consumido (-24,7%). Dicha previsión se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2023, y teniendo en cuenta la contratación realmente registrada en octubre y noviembre de 2023 conforme a la base de datos de liquidaciones gasistas. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicado a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022⁵ conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020⁶.

Para los sistemas no peninsulares se ha mantenido la misma capacidad que la registrada en el ejercicio 2023.

En el Cuadro I.5 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2024 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2023 es un 26,3% inferior a la registrada en el año de gas 2023 y un 18,3% inferior a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras.

⁵ Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023, disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-8560>.

⁶ Se advierte que el año de gas 2024 es bisiesto por lo que conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Circular 6/2020 se han considerado 366 días en lugar de 365 días.

Cuadro I.5. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2024

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2023 (A)	Año Gas 20224 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	455.299.503	318.357.849	-30,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	703.232	609.918	-13,3%
TOTAL	456.002.735	318.967.767	-30,1%
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>	521.241.103	384.299.449	-26,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	703.232	609.918	-13,3%
TOTAL	521.944.335	384.909.367	-26,3%

Fuente: Empresas y CNMC

2.1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.6 se muestra la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS, diferenciando entre demanda doméstico-comercial⁷, industrial y la demanda abastecida desde plantas satélite. Se observa que el GTS prevé que la demanda de gas se incremente un 10,4% en el año de gas 2024, consecuencia de un incremento del 14,4% de la demanda doméstico-comercial, del 9,4% de la demanda industrial y del 8,2% de la demanda suministrada desde plantas satélite.

⁷ El GTS distribuye la demanda convencional entre la demanda industrial y la demanda doméstico-comercial a partir del proceso de repartos en puntos de conexión PCTD's, PCDD's, PCLD's y suprapuntos. Se considera demanda doméstico-comercial la demanda de los consumidores no telemedidos más el residuo según el PD02, mientras que como demanda industrial la diferencia entre la demanda del sistema, la demanda de las centrales de generación eléctrica y la demanda doméstico-comercial.

Cuadro I.6. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el cierre del año de gas 2024

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2023
	Año Gas 2023	Año Gas 2024	
Demanda doméstica - comercial	46.477.911	53.166.808	14,4%
Demanda industrial	163.170.064	178.519.955	9,4%
TOTAL	209.647.975	231.686.763	10,5%
Demanda suministrada desde plantas satélite	11.151.501	12.065.846	8,2%
TOTAL	220.799.476	243.752.609	10,4%

Fuente: GTS

Por su parte, las empresas gasistas estiman que la demanda convencional se incrementará en 2024 un 6,3%, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados en redes de transporte y distribución (6,6%) compensado parcialmente por una reducción de la demanda de los consumidores abastecidos desde plantas satélite unicliente (-0,2%) (véase Cuadro I.7)

Cuadro I.7. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de las empresas distribuidoras y transportistas para el cierre del año de gas 2024

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2023
	Año Gas 2023	Año Gas 2024	
<i>P > 60 bar</i>	46.910.489	49.112.480	4,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	29.874.828	30.959.451	3,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	76.013.252	80.531.057	5,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	57.146.139	63.284.460	10,7%
TOTAL	209.944.708	223.887.449	6,6%
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	9.314.239	9.291.373	-0,2%
TOTAL	219.258.947	233.178.821	6,3%

Fuente: empresas y CNMC.

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.8 para los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución a presión inferior o igual a 4 bar, se compara las previsiones del número de clientes y su energía consumida remitidas por las empresas distribuidoras para el año de gas 2024, con la información disponible para los años de gas 2022 y 2023 en las bases de datos del sistema de liquidaciones del sistema gasista (LIQUID).

Respecto del número de clientes las previsiones de las empresas suponen que el número de suministros para el año de gas 2024 permanezca estable (+0,03%, 2.337 clientes adicionales en términos promedio). En cuanto a la distribución de

las variaciones por grupo tarifario, según estas previsiones se producirá un incremento del número de clientes acogidos a los peajes RL.1, RL.4, RL.5, RL.7, RL.8 y RL.9, variando dichos incrementos entre un 0,6% y un 3,0%, y una reducción en el número de clientes para el resto de los grupos tarifarios (RL.2, RL.3 y RL.6).

Respecto de la demanda, las previsiones estiman que la demanda se incrementará un 10,8% sobre la registrada en 2023. En particular, las empresas prevén incrementos de demanda en todos los grupos tarifarios, con incrementos entre un 3,4% en el RL.7 y un 14% en el RL.2.

Como resultado de estas previsiones, las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, un 10,8% respecto del tamaño medio registrado en el año de gas 2023. Cabe señalar que, en coherencia con los datos sobre número de suministros y demanda, las empresas estiman incrementos de los tamaños medios de todos los grupos tarifarios.

Cuadro I.8. Previsión de las empresas del número de clientes y la demanda de los consumidores conectados a la red de transporte - distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para el cierre del año de gas 2024

	LIQUID		Previsión Empresas Año Gas 2024	Tasas de variación sobre Año Gas 2023
	Año Gas 2022	Año Gas 2023		
A) Nº clientes				
P < 4 bar	7.811.053	7.814.622	7.816.959	0,03%
RL.1	4.453.212	4.718.090	4.797.302	1,7%
RL.2	2.901.332	2.717.888	2.662.695	-2,0%
RL.3	383.889	305.242	282.797	-7,4%
RL.4	49.518	50.468	51.132	1,3%
RL.5	20.326	20.246	20.365	0,6%
RL.6	2.253	2.143	2.110	-1,6%
RL.7	401	418	431	3,0%
RL.8	118	122	123	1,1%
RL.9	5	4	4	2,4%
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	68.331.481	55.967.700	62.026.159	10,8%
RL.1	9.913.365	9.288.919	10.127.750	9,0%
RL.2	21.594.241	16.897.489	19.269.483	14,0%
RL.3	6.943.074	4.822.136	5.274.271	9,4%
RL.4	6.472.147	5.255.643	5.834.780	11,0%
RL.5	11.955.141	9.706.610	10.735.470	10,6%
RL.6	5.010.944	4.279.927	4.803.983	12,2%
RL.7	3.345.139	3.217.991	3.328.935	3,4%
RL.8	2.834.475	2.351.398	2.487.875	5,8%
RL.9	262.955	147.586	163.612	10,9%
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	8.748	7.162	7.935	10,8%
RL.1	2.226	1.969	2.111	7,2%
RL.2	7.443	6.217	7.237	16,4%
RL.3	18.086	15.798	18.650	18,1%
RL.4	130.704	104.139	114.112	9,6%
RL.5	588.175	479.437	527.142	10,0%
RL.6	2.224.368	1.996.778	2.276.946	14,0%
RL.7	8.340.260	7.697.009	7.731.293	0,4%
RL.8	24.020.971	19.339.809	20.236.674	4,6%
RL.9	48.545.576	34.726.203	37.578.428	8,2%
RL.10				
RL.11				

Fuente: Empresas y CNMC

PÚBLICA

En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos para los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.6 para el año de gas 2024 por las empresas gasistas, con los registrados entre los años de gas 2020 a 2023, calculados de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

Teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda de este colectivo a la temperatura y a efectos de facilitar la valoración de las previsiones de los distintos agentes, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2020, 2022 y 2023 como extremadamente cálidos y, el año 2021 como muy cálido. Adicionalmente, se indica que el invierno (diciembre-febrero) de 2020-2021 y 2022-2023 fueron cálidos, y el de 2019-2020 y 2021-2022 fueron muy cálidos.⁸

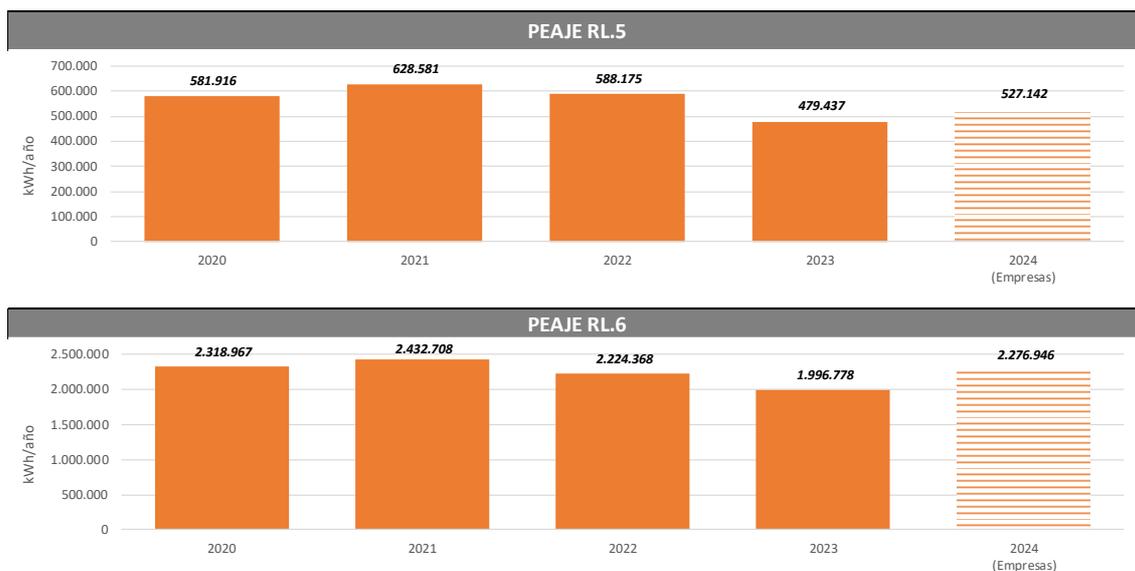
Se observa que, con carácter general, los tamaños medios previstos por las empresas para estos consumidores son ligeramente inferiores al consumo promedio registrado en el periodo 2020 a 2023 con la excepción de los grupos tarifarios RL.2, RL.3 y RL.6.

⁸ Los resúmenes climatológicos están disponibles en:

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

Gráfico I.3 Consumo medio 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 2020 a 2023 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024.





Fuente: Base de datos de liquidaciones (LIQUID) y empresas

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite de distribución (véase Cuadro I.9), las empresas estiman un crecimiento del número de suministros del 0,9% para el año de gas 2024 (1.546 clientes). Todos los grupos de peajes experimentan crecimiento en el número de suministros a excepción de RL.3.

Respecto de la demanda prevista para este colectivo, las empresas estiman un crecimiento del 6,8% con incremento para todos los consumidores excepto para el grupo RL.1 que, según sus previsiones, experimentará una reducción de la demanda del 1,1%.

Como resultado de lo anterior, las empresas esperan para el año de gas 2024 un incremento del tamaño medio de los clientes suministrados desde plantas satélites del 5,8% en media, con incrementos para todos los grupos tarifarios a excepción del RL.1, RL.6 y RL.7 que son entre un 6,4% y un 7,4% inferior.

Cuadro I.9. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los suministros abastecidos desde plantas satélite para el cierre del año de gas 2024.

	LIQUID		Previsión Empresas Año Gas 2024	Tasas de variación sobre Año Gas 2023
	Año Gas 2022	Año Gas 2023		
A) Nº clientes				
P < 4 bar	165.164	167.255	168.801	0,9%
RL.1	109.738	112.729	113.446	0,6%
RL.2	45.391	45.455	46.203	1,6%
RL.3	8.845	7.720	7.686	-0,4%
RL.4	929	1.007	1.064	5,7%
RL.5	196	266	315	18,4%
RL.6	45	62	67	8,0%
RL.7	14	15	16	9,6%
RL.8	5	3	3	2,9%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	1.359.412	1.178.439	1.258.301	6,8%
RL.1	210.224	183.628	181.525	-1,1%
RL.2	367.721	296.921	307.932	3,7%
RL.3	171.276	123.174	129.693	5,3%
RL.4	142.306	111.401	124.119	11,4%
RL.5	148.209	159.319	189.365	18,9%
RL.6	126.683	144.073	154.953	7,6%
RL.7	130.238	101.498	106.680	5,1%
RL.8	62.755	58.425	64.034	9,6%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	8.231	7.046	7.454	5,8%
RL.1	1.916	1.629	1.600	-1,8%
RL.2	8.101	6.532	6.665	2,0%
RL.3	19.364	15.955	16.874	5,8%
RL.4	153.141	110.664	116.613	5,4%
RL.5	754.564	598.944	601.448	0,4%
RL.6	2.789.348	2.326.881	2.316.393	-0,5%
RL.7	9.033.873	6.959.835	6.672.694	-4,1%
RL.8	12.551.053	18.450.115	19.657.700	6,5%
RL.9				
RL.10				
RL.11				

Fuente: Empresas y CNMC.

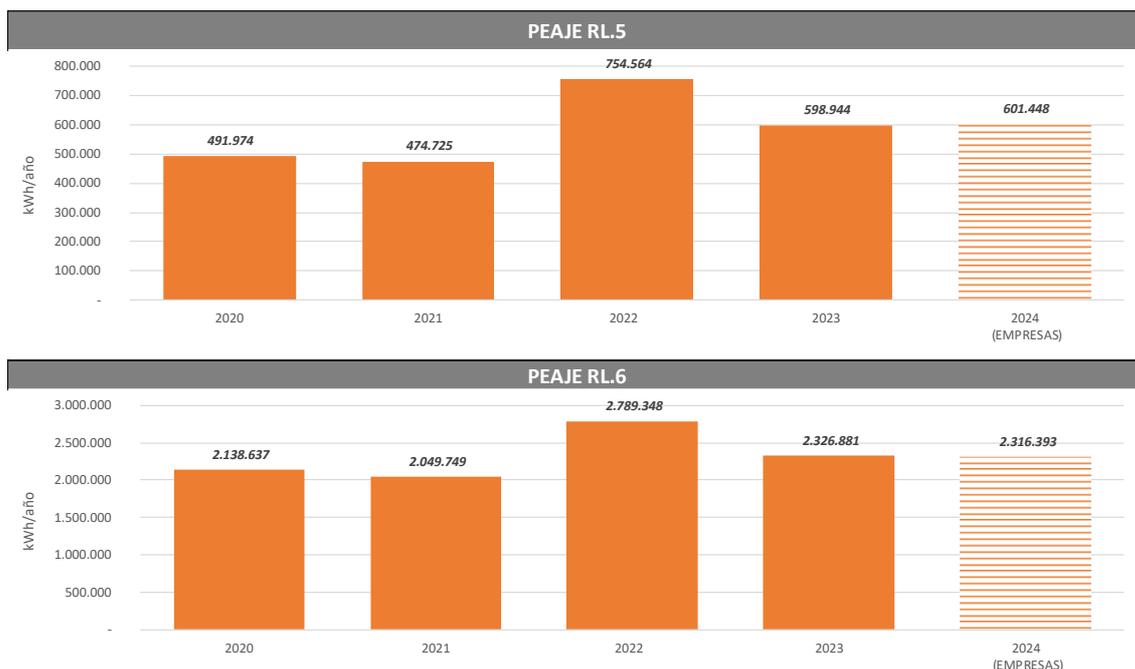
PÚBLICA

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2024 por las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con valores registrados entre 2020 a 2023, calculados de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

Cabe señalar que, los tamaños medios previstos por las empresas son inferiores a los valores medios registrados en los años 2020 a 2023 con la excepción de los peajes RL.5, que es un 3,7% superior

Gráfico I.4. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los años 2020 a 2023 y previstos para las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024.





Fuente: Empresas y CNMC

Teniendo en cuenta lo anterior, 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 consumidores:**

Se ha considerado la previsión de número de consumidores remitidas por las empresas distribuidoras. No obstante, para los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.3 se han tenido en cuenta las reubicaciones de consumidores realizadas por dichas empresas en octubre y noviembre de 2024. Lo anterior, supone incrementar los consumidores conectados al peaje RL.1, y reducir los acogidos a los peajes RL.2 a RL.3 consecuencias de las temperaturas cálidas registradas en el año de gas 2023.

- **Volumen**

Se ha considerado las previsiones remitidas por las empresas, con la excepción de la relativa a los peajes RL.1 a RL.5, para las que ha considerado que se mantienen los consumos medios por peaje registrados en los años de gas 2022 y 2023.

Adicionalmente, se ha tenido en cuenta el impacto de las reubicaciones realizadas en el año de gas 2024, sobre el tamaño medio de los consumidores. En particular, se ha considerado que los consumidores que se reubican en

peajes de consumo anual inferior tienen un consumo superior al consumo promedio del peaje de destino correspondiente, pero inferior al consumo medio del peaje de origen. Para ello, se ha utilizado la información de clientes, volumen y tamaños medios por tramos de consumo remitidas por las empresas distribuidoras.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que el número de clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar se incrementará en el año de gas 2023 un 0,05%, mientras que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 0,1% (véase Cuadro I.10). En particular, se prevé que el número de clientes abastecidos desde plantas satélite se incremente un 0,9%, y que su demanda asociada se incremente un 3,4%, mientras que el número de clientes abastecidos desde transporte-distribución se incrementará un 0,03% y su demanda asociada se reduzca un 0,2%.

- **Capacidad contratada equivalente**

La previsión de la capacidad contratada se ha confeccionado en función del factor de carga, tomando como referencia tanto la información remitida por las empresas como la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

- Para los consumidores acogidos a peajes sin obligación de disponer de equipo que permita la medición de caudales diarios (RL.1 a RL.6) se ha mantenido los factores de carga registrados en los últimos ejercicios.
- Para el resto de los grupos tarifarios, se ha estimado teniendo en cuenta la evolución del factor de carga teniendo en cuenta la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

La capacidad contratada que resulta de aplicar el factor de carga al volumen previsto para cada grupo tarifario se distribuye por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2023. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales. La capacidad contratada equivalente resulta de aplicar a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

PÚBLICA

Cuadro I.10. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución de presión inferior o igual a 4 bar

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2023 (A)		Previsión cierre 2024 (B)		% variación (B) sobre (A)	
		Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes
I. Conectada a Plantas Satélite							
RL.1	C ≤ 5.000	183.628	112.729	199.221	117.446	8,5%	4,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	296.921	45.455	285.004	43.784	-4,0%	-3,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	123.174	7.720	95.495	6.106	-22,5%	-20,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	111.401	1.007	124.119	1.064	11,4%	5,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	159.319	266	189.365	315	18,9%	18,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	144.073	62	154.953	67	7,6%	8,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	101.498	15	106.680	16	5,1%	9,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	58.425	3	64.034	3	9,6%	2,9%
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		1.178.439	167.255	1.218.870	168.801	3,4%	0,9%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución							
RL.1	C ≤ 5.000	9.288.919	4.718.090	10.133.949	5.197.302	9,1%	10,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	16.897.489	2.717.888	15.222.683	2.323.438	-9,9%	-14,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4.822.136	305.242	4.217.535	222.053	-12,5%	-27,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.255.643	50.468	5.405.594	51.132	2,9%	1,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	9.706.610	20.246	10.079.302	20.365	3,8%	0,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.279.927	2.143	4.803.983	2.110	12,2%	-1,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.217.991	418	3.328.935	431	3,4%	3,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.351.398	122	2.487.875	123	5,8%	1,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	147.586	4	163.612	4	10,9%	2,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		55.967.700	7.814.622	55.843.467	7.816.959	-0,2%	0,0%
III. Total							
RL.1	C ≤ 5.000	9.472.547	4.830.818	10.333.170	5.314.748	9,1%	10,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	17.194.410	2.763.343	15.507.686	2.367.222	-9,8%	-14,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4.945.310	312.962	4.313.030	228.159	-12,8%	-27,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.367.045	51.474	5.529.713	52.196	3,0%	1,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	9.865.929	20.512	10.268.667	20.680	4,1%	0,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.423.999	2.205	4.958.936	2.177	12,1%	-1,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.319.489	433	3.435.615	447	3,5%	3,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.409.824	125	2.551.910	126	5,9%	1,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	147.586	4	163.612	4	10,9%	2,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		57.146.139	7.981.877	57.062.337	7.985.760	-0,1%	0,0%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

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

En el Cuadro I.11 se muestra las previsiones de las empresas gasistas 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.11. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas distribuidoras-transportistas para el cierre del año de gas 2024.

Datos LIQUID	Año Gas 2023		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	46.910.489	79	169.257.910
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	29.874.828	174	115.133.060
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	76.013.252	3.688	335.558.841
TOTAL	152.798.569	3.941	619.949.812

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2024			Tasa de variación sobre Año Gas 2023		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	49.112.480	83	175.741.834	4,7%	4,6%	3,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	30.959.451	178	118.971.170	3,6%	2,5%	3,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.531.057	3.809	347.837.562	5,9%	3,3%	3,7%
TOTAL	160.602.989	4.070	642.550.566	5,1%	3,3%	3,6%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

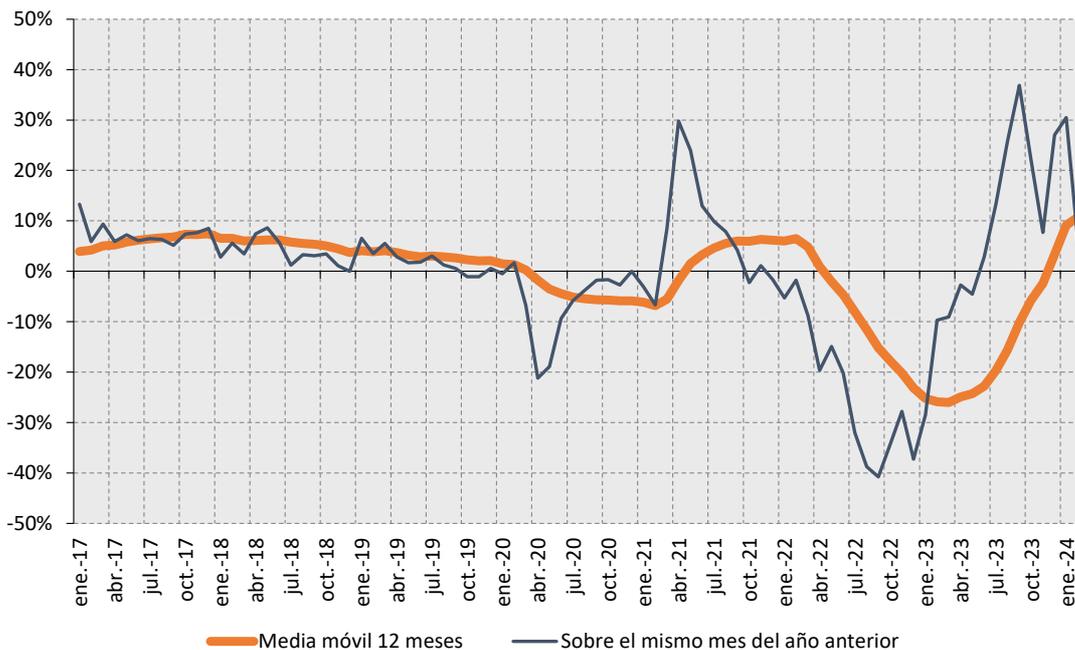
Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de estos consumidores se incrementará, en términos medios, un 5,1%, consecuencia de un incremento de la demanda de todos los niveles de presión (presión > 60 bar 4,7%, presión 16-60 bar, 3,6% y presión 4-16 bar 5,9%).

Por lo que respecta a la capacidad contratada equivalente, las empresas prevén un incremento de la capacidad, en términos medios, del 3,6%. Por niveles de presión, las empresas estiman que se incrementará la capacidad contratada de todos los niveles de presión (3,8% para los consumidores conectados a redes

de presión superior a 60 bar dicha capacidad, 3,3% para los consumidores conectados a redes de presión comprendida entre 16 y 60 bar y 3,7% para los consumidores conectados a redes de presión entre 4 y 16 bar).

Conforme a la información publicada por el GTS en su informe mensual⁹, la media móvil de 12 meses de la demanda industrial ha registrado tasas negativas desde mayo de 2022, alcanzando el -26% en marzo de 2023. Desde dicha fecha se han iniciado una senda de recuperación de la demanda industrial, que ha llevado a la media móvil de 12 meses a datos positivos a partir de diciembre de 2023. Cabe señalar que de acuerdo con la información publicada por el GTS¹⁰, la recuperación de la demanda se viene registrando en todos los sectores industriales, especialmente en la industria del refino y en la industria química - farmacéutica.

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



Fuente: GTS

⁹ <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/demanda-gas/?category=enagas:demanda-de-gas/informe-mensual>

¹⁰ <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/demanda-de-gas/informe-demanda-industrial/IGIG%20febrero%2024.pdf>

En relación con las previsiones de la actividad económica, se indica que de acuerdo con el panel de FUNCAS correspondiente a marzo de 2024¹¹, última información disponible en el momento de elaborar este anexo, se estima que el PIB se incremente en 2024 un 1,9%, situándose el intervalo de previsión entre el +1,5% y el +1,9%. Asimismo, el Banco de España conforme al documento publicado en marzo de 2024¹², estima que el PIB se incrementará en 2024 un 1,9%, mientras que la Comisión Europea de acuerdo con el informe publicado en febrero de 2024 estima un crecimiento de 1,7%¹³, el Fondo Monetario Internacional, de acuerdo con el informe publicado en enero de 2024¹⁴, estima que el PIB se incrementará en 2024 un 1,5%, y la OCDE en base al documento publicado en febrero de 2024 tiene una previsión de incremento de 1,5%¹⁵.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión para el cierre del año de gas 2024 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

Número de consumidores

Con carácter general se han mantenido las previsiones de número de consumidores remitidas por las empresas distribuidoras/transportistas, modificándose únicamente la previsión de aquellos grupos tarifarios para los cuales se han observado importantes discrepancias entre la información remitida y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Volumen

En lo que respecta al volumen total de la demanda de los consumidores industriales para el cierre del ejercicio 2024 se han considerado las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras.

¹¹ Panel de previsiones de la economía española (marzo 2024) disponible en <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2024/03/PP2303.pdf>

¹² Proyecciones macroeconómicas de la economía española (2024-2026) disponible en <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/24/T1/Fich/be2401-it-Proy.pdf>

¹³ European Economic Forecart. Winter 2024, disponible en https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/2b7b7fae-0844-4dd1-bedd-619c3544aaed_en?filename=ip268_en_0.pdf

¹⁴ Actualización de perspectivas de la economía global. Enero 2024 disponible en <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2024/Update/January/Spanish/text.ashx>

¹⁵ OECD Economic Outlook, Interim Report February 2024, disponible en <https://read.oecd.org/10.1787/0fd73462-en>

Capacidad contratada equivalente

La previsión de la capacidad contratada se ha confeccionado en función del factor de carga, tomando como referencia tanto la información remitida por las empresas como la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

En particular, para los consumidores acogidos a peajes sin obligación de disponer de equipos que permitan la medición de caudales diarios (RL.1 a RL.6 con presión igual o inferior a 60 bar), con carácter general, se ha mantenido los factores de carga registrados en los últimos ejercicios.

Para el resto de los grupos tarifarios, el factor de carga que refleja la evolución de dicha variable, teniendo en cuenta tanto la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, como la información remitida por las empresas transportistas / distribuidoras.

La capacidad contratada que resulta de aplicar el factor de carga al volumen previsto para cada grupo tarifario se distribuye por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2023. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales. La capacidad contratada equivalente resulta de aplicar a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

En consecuencia, se estima que la demanda convencional, la capacidad contratada equivalente y el número de clientes de los consumidores conectados a redes de diseño superior a 4 bar, se incrementarán en un 5,1%, 3,6% y 3,2%, respectivamente.

Cabe señalar que la previsión de clientes incluida en el escenario de previsión de la CNMC es un 0,1% inferior a la considerada por las empresas, mientras que la previsión de capacidad contratada equivalente es un 0,05% inferior (-0,5% inferior la de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar, -0,7% inferior la de los consumidores conectados a presión comprendida entre 16 y 60 bar, y +0,4% superior la de los consumidores conectados a presión comprendida entre 4 y 16 bar).

Cuadro I.12. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el cierre del año de gas 2024

Datos LIQUID	Año Gas 2023		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	46.910.489	79	169.257.910
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	29.874.828	174	115.133.060
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	76.013.252	3.688	335.558.841
TOTAL	152.798.569	3.941	619.949.812

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2024			Tasa de variación sobre Año Gas 2023		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	49.112.480	79	174.929.799	4,7%	0,0%	3,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	30.959.451	179	118.166.254	3,6%	3,0%	2,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.531.057	3.809	349.148.893	5,9%	3,3%	4,0%
TOTAL	160.602.989	4.067	642.244.945	5,1%	3,2%	3,6%

Fuente: CNMC

2.1.2.3. Demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente

La previsión de la demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente, se ha confeccionado considerando lo siguiente:

- Para los consumidores industriales abastecidos por plantas satélite unicliente se ha considerado la misma tasa de variación que la resultante para los consumidores industriales suministrados a través de red (consumidores con presión superior a 4 bar y consumidores con presión igual o inferior a 4 bar y consumo superior a 5 GWh/año).
- Para la demanda asociada al bunkering se han mantenido la tendencia registrada durante los últimos meses, mientras que para el bunkering se ha mantenido la previsión remitida por las empresas propietarias de instalaciones de regasificación.

PÚBLICA

2.1.2.4. Demanda convencional prevista para el cierre del año de gas 2024

En el Cuadro I.13 se compara la previsión de demanda convencional para el cierre del año de gas 2024 de la CNMC con la de las empresas transportistas y distribuidoras¹⁶. Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en el año de gas 2024 alcanzará los 228,1 TWh, un 4,0% superior a la registrada en el año de gas 2023, un 2,2% inferior al previsto por las empresas, y un 6,4% inferior al previsto por el GTS. Por otra parte, la capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el cierre año de gas 2024 es similar (0,05% inferior) a la prevista por las empresas.

Cuadro I.13. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2024

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2024			Tasa de variación respecto Año Gas 2023		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	49.112.480	83	175.741.834	4,7%	4,6%	3,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.959.451	178	118.971.170	3,6%	2,5%	3,3%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.531.057	3.809	347.837.562	5,9%	3,3%	3,7%
P ≤ 4 bar	63.284.460	7.985.760	32.380.021	10,7%	0,0%	3,4%
TOTAL	223.887.449	7.989.830	674.930.587	6,6%	0,1%	3,6%
GNL directo a cliente final	9.291.373			-0,2%		
TOTAL	233.178.821	7.989.830	674.930.587	6,3%	0,1%	3,6%

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2024			Tasa de variación respecto Año Gas 2023		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	49.112.480	79	174.929.799	4,7%	0,0%	3,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.959.451	179	118.166.254	3,6%	3,0%	2,6%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.531.057	3.809	349.148.893	5,9%	3,3%	4,0%
P ≤ 4 bar	57.062.337	7.985.760	32.381.786	-0,1%	0,0%	3,4%
TOTAL	217.665.326	7.989.827	674.626.732	3,7%	0,1%	3,6%
GNL directo a cliente final	10.390.327			11,6%		
TOTAL	228.055.653	7.989.827	674.626.732	4,0%	0,1%	3,6%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

¹⁶ No se incluye la capacidad contratada de los consumidores conectados en baja presión acogidos a peajes sin obligación de disponer de telemedida (RL.1 a RL.6).

2.1.3. Demanda nacional

Finalmente, en el Cuadro I.14 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2024, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural se reducirá un 4,8% con respecto a los valores registrados en el año de gas 2023.

Cuadro I.14. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2024

	MWh		Tasa de variación
	Año Gas 2023 (A)	Previsión cierre Año Gas 2024 (B)	% variación (B) sobre (A)
<i>P > 60 bar</i>	154.073.586	131.934.686	-14,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	29.874.828	30.959.451	3,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	76.116.594	80.608.851	5,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	57.146.139	57.062.337	-0,1%
TOTAL	317.211.147	300.565.326	-5,2%
<i>GNL directo a cliente final</i>	9.314.239	10.390.327	11,6%
TOTAL	326.525.387	310.955.653	-4,8%

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.15 se muestra el escenario de demanda desagregado por grupo tarifario y tipo de consumidor.

Cuadro I.15. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2024 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		73.922.206	35	318.357.849	67%	8.900.000	3	65.941.600	37%	0	0	0	0	49.112.480	79	174.929.799	77%	131.934.686	118	559.229.248	64%
RL.1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	11	98%	4	2	11	98%
RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	1	101	81%	30	1	101	81%	
RL.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	159	3	1.071	41%	159	3	1.071	41%	
RL.4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.401	9	5.623	68%	1.401	9	5.623	68%	
RL.5	<1.500.000	558	1	817	152%	0	0	0	0	0	0	0	323	0	2.400	37%	881	1	3.217	75%	
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	5.926	2	33.092	49%	5.926	2	33.092	49%	
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.851	2	141.803	40%	20.851	2	141.803	40%	
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	258.212	7	1.345.629	52%	258.212	7	1.345.629	52%	
RL.9	<150.000.000	90.616	2	633.432	95%	0	0	0	0	0	0	0	650.742	6	2.710.441	66%	741.357	8	3.343.873	61%	
RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.811.249	16	17.970.521	73%	4.811.249	16	17.970.521	73%	
RL.11	>500.000.000	73.831.032	32	317.723.600	67%	8.900.000	3	65.941.600	37%	0	0	0	0	43.363.583	31	152.719.106	78%	126.094.615	66	536.384.306	64%
P<60 bar		77.794	2	609.918	31%	0	0	0	0	1.218.870	168.801	7.999.726	41%	167.333.976	7.820.947	883.706.215	52%	168.630.640	7.989.750	892.315.859	52%
16-60 bar		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.959.451	179	118.166.254	72%	30.959.451	179	118.166.254	72%	
RL.1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	13%	0	1	0	13%	
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	107	1	882	33%	107	1	882	33%	
RL.4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	794	5	5.201	42%	794	5	5.201	42%	
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.630	11	125.096	23%	10.630	11	125.096	23%	
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75.028	26	523.042	39%	75.028	26	523.042	39%	
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	310.161	40	1.625.014	52%	310.161	40	1.625.014	52%	
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	918.762	28	4.424.152	57%	918.762	28	4.424.152	57%	
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.462.447	16	6.176.011	65%	1.462.447	16	6.176.011	65%	
RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.148.320	35	43.808.319	70%	11.148.320	35	43.808.319	70%	
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17.033.203	16	61.478.536	76%	17.033.203	16	61.478.536	76%	
4-16 bar		77.794	2	609.918	31%	0	0	0	0	0	0	0	80.531.057	3.809	349.148.893	63%	80.608.851	3.811	349.758.810	63%	
RL.1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	543	71	7.823	19%	543	71	7.823	19%	
RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	262	28	3.510	20%	262	28	3.510	20%	
RL.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.151	78	31.126	36%	4.151	78	31.126	36%	
RL.4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68.853	349	538.479	35%	68.853	349	538.479	35%	
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	602.466	759	3.734.784	44%	602.466	759	3.734.784	44%	
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.459.470	833	15.168.733	44%	2.459.470	833	15.168.733	44%	
RL.7	<15.000.000	10.124	1	106.301	24%	0	0	0	0	0	0	0	6.288.257	733	33.938.421	51%	6.288.381	734	34.044.722	51%	
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	13.979.704	535	66.541.884	57%	13.979.704	535	66.541.884	57%	
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.656.635	285	93.595.846	63%	21.656.635	285	93.595.846	63%	
RL.10	<500.000.000	67.671	1	503.617	33%	0	0	0	0	0	0	0	27.903.077	127	106.616.996	72%	27.970.748	128	107.120.612	71%	
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.567.640	11	28.971.290	71%	7.567.640	11	28.971.290	71%	
<4 bar		0	0	0	0	0	0	0	0	1.218.870	168.801	7.999.726	41%	55.843.467	7.816.959	416.391.069	37%	57.062.337	7.985.760	424.390.795	37%
RL.1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	199.221	117.446	1.239.702	43%	10.133.949	5.197.302	67.760.342	41%	10.333.170	5.314.748	69.000.044	41%
RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	285.004	43.784	2.421.174	32%	15.222.683	2.323.438	138.195.945	30%	15.507.686	2.367.222	140.617.119	30%
RL.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	95.495	6.106	859.359	28%	4.217.535	222.053	35.608.740	32%	4.313.030	228.159	36.468.008	32%
RL.4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	124.119	1.064	676.357	49%	5.405.594	51.132	37.492.640	39%	5.529.713	52.196	38.168.997	40%
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	189.365	315	928.508	55%	10.079.302	20.365	76.452.396	36%	10.268.667	20.680	77.380.905	36%
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	154.953	67	1.008.056	42%	4.803.983	2.110	29.365.790	45%	4.958.936	2.177	30.373.846	45%
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	106.680	16	636.818	46%	3.328.935	431	18.462.373	49%	3.435.615	447	19.099.191	49%
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	64.034	3	229.752	85%	2.487.875	123	12.476.886	54%	2.551.910	126	12.706.639	55%
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163.612	4	575.967	78%	163.612	4	575.967	78%	
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		74.000.000	37	318.967.767	67%	8.900.000	3	65.941.600	37%	1.218.870	168.801	7.999.726	41%	216.446.456	7.821.026	1.058.636.014	56%	300.565.326	7.989.867	1.451.545.107	57%
GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL										10.390.327								10.390.327			
TOTAL SISTEMA		74.000.000	37	318.967.767	67%	8.900.000	3	65.941.600	37%	11.609.197	168.801	7.999.726	41%	216.446.456	7.821.026	1.058.636.014	56%	310.955.653	7.989.867	1.451.545.107	59%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

2.2. Previsión de demanda 2025

2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.16 se resumen las previsiones de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2025 remitidas por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

El GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica de las instalaciones peninsulares se reducirá un 9% y la demanda de las instalaciones de generación extrapeninsular se reducirá un 36,6% sobre su previsión para el año de gas 2024. Por otra parte, las empresas transportistas estiman que dicha demanda se incrementará un 0,3%, consecuencia de un incremento del 0,4% de la demanda del sistema peninsular y un mantenimiento de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares.

Cuadro I.16. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2025

	Previsión Año Gas 2024 (A) (MWh)		Previsión Año Gas 2025 (B) (MWh)		Tasa de variación (B) respecto (A) (%)	
	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular						
<i>P > 60 bar</i>		76.579.747		76.859.958		0,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>		-		-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>		113.676		115.950		2,0%
TOTAL	81.094.165	76.693.423	73.773.035	76.975.908	-9,0%	0,4%
Sistemas Extrapeninsulares						
<i>P > 60 bar</i>	7.429.300	8.964.731	4.708.917	8.964.731	-36,6%	0,0%
TOTAL	7.429.300	8.964.731	4.708.917	8.964.731	-36,6%	0,0%
Total						
<i>P > 60 bar</i>		85.544.478		85.824.689		0,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>		-		-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>		113.676		115.950		2,0%
TOTAL	88.523.465	85.658.154	78.481.952	85.940.638	-11,3%	0,3%

Fuente: GTS y empresas

Teniendo en cuenta las diferentes previsiones de los agentes, la evolución reciente de la demanda de gas natural y de las exportaciones de electricidad, se

PÚBLICA

han mantenido la previsión considerada en la Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024. Dichas previsiones se han distribuido por nivel de presión y grupo tarifario en función de la información disponible para el ejercicio 2023.

En el Cuadro I.17 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 2025 ascendería a 69,4 TWh, un 16,2% inferior a la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2024. Esta previsión es un 11,5% inferior a la prevista por el GTS y un 19,2% inferior a la prevista por las empresas (78,5 y 85,9 TWh respectivamente).

Cuadro I.17. Previsión de la CNMC para el año de gas 2025 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

Volumen (MWh)	Previsión Año Gas 2024 (A)	Previsión Año Gas 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	73.922.206	64.931.667	-12,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	77.794	68.333	-12,2%
TOTAL	74.000.000	65.000.000	-12,2%
Sistemas Extrapeninsulares			
<i>P > 60 bar</i>	8.900.000	4.431.006	-50,2%
TOTAL	8.900.000	4.431.006	-50,2%
Total			
<i>P > 60 bar</i>	82.822.206	69.362.673	-16,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	77.794	68.333	-12,2%
TOTAL	82.900.000	69.431.006	-16,2%

Fuente: CNMC.

PÚBLICA

Respecto de la capacidad contratada equivalente de las centrales de generación eléctrica, en el Cuadro I.18 se muestra la previsión de las empresas gasistas para el año de gas 2025. En particular, dichos agentes prevén que la capacidad contratada equivalente se reduzca un 7,3% respecto a la prevista para el cierre del ejercicio 2024.

Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2025

Empresas	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2023 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2024 (B)	Previsión Año Gas 2025 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
Peninsular	456.002.735	405.470.869	371.020.818	-11,1%	-8,5%
<i>P > 60 bar</i>	455.299.503	404.682.220	370.209.779	-11,1%	-8,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	703.232	788.648	811.039	12,1%	2,8%
Extrapeninsular	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
TOTAL	521.944.335	471.412.469	436.962.418	-9,7%	-7,3%

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

Teniendo en cuenta la información proporcionada por las empresas transportistas y la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas, se ha optado por mantener en 2025 el factor de carga previsto para el cierre del año de gas 2024 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular. Dicha capacidad se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2024. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Para las instalaciones de generación eléctrica localizadas en los sistemas no peninsulares se ha mantenido la capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio 2024 y el mismo esquema de contratación (véase Cuadro I.19).

Por tanto, se estima que la capacidad contratada equivalente destinada a generación eléctrica se reducirá en el año de gas 2025 un 7,7%, sobre la prevista para el cierre del 2024, valor inferior al previsto por las empresas (-18,7%), justificado por el escenario de demanda de las instalaciones de generación eléctrica peninsular previsto por la CNMC para dicho ejercicio.

PÚBLICA

Cuadro I.19. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2025

	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2023 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2024 (B)	Previsión Año Gas 2025 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
Peninsular	456.002.735	318.967.767	289.244.401	-30,1%	-9,3%
P > 60 bar	455.299.503	318.357.849	288.710.007	-30,1%	-9,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	703.232	609.918	534.395	-13,3%	-12,4%
Extrapeeninsular	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	521.944.335	384.909.367	355.186.001	-26,3%	-7,7%

Fuente: CNMC

2.2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.20 se muestra la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS, diferenciando entre demanda doméstico-comercial, industrial y abastecida desde plantas satélite. El GTS prevé que la demanda de gas se incremente un 1,1% en el año de gas 2025, consecuencia del incremento del 1,8% de la demanda industrial parcialmente compensada por la reducción de un 0,7% de la demanda doméstico-comercial y del 0,6% de la demanda suministrada desde plantas satélite.

Cuadro I.20. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el año de gas 2025

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2024
	Año Gas 2024	Año Gas 2025	
Demanda doméstica - comercial	53.166.808	52.800.712	-0,7%
Demanda industrial	178.519.955	181.682.467	1,8%
TOTAL	231.686.763	234.483.180	1,2%
Demanda suministrada desde plantas satélite	12.065.846	11.998.055	-0,6%
TOTAL	243.752.609	246.481.234	1,1%

Fuente: GTS

PÚBLICA

Por su parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda del ejercicio 2025 aumentará un 2,5% justificado por el incremento de la demanda de todos los consumidores excepto los conectados a niveles de presión superiores a 60 bar y los abastecidos por plantas satélite unicliente (véase Cuadro I.21).

Cuadro I.21. Previsión de las empresas de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2025

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2023 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2024 (B)	Previsión Año Gas 2025 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
P > 60 bar	46.910.489	49.112.480	48.654.503	4,7%	-0,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	29.874.828	30.959.451	32.720.296	3,6%	5,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.013.252	80.531.057	84.699.667	5,9%	5,2%
P ≤ 4 bar	57.146.139	63.284.460	63.741.605	10,7%	0,7%
TOTAL	209.944.708	223.887.449	229.816.071	6,6%	2,6%
GNL directo a cliente final	9.314.239	9.291.373	9.247.655	-0,2%	-0,5%
TOTAL	219.258.947	233.178.821	239.063.726	6,3%	2,5%

Fuente: Empresas gasistas.

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.22 se muestran las previsiones de las empresas distribuidoras para el año de gas 2024 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red locales.

Las empresas estiman que el número de consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución para el año de gas 2025 se incrementará en un 0,2% (11.826 clientes respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2024).

Respecto de la previsión de consumo, las empresas distribuidoras estiman que, en términos medios, aumentará un 0,7%, si bien prevé decrementos para el grupo tarifario RL.1.

En consecuencia, los tamaños medios de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde redes locales para el año de gas 2025 se incrementarán ligeramente con respecto al tamaño medio del año de gas 2024, un 0,6%, si bien los grupos tarifarios RL.4 y RL.8 experimentarán reducciones en el tamaño medio que serán compensadas por el aumento del tamaño medio del resto de grupos tarifarios.

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 2020 y 2023 y los previstos para los años de gas 2024 y 2025 por las empresas. Se observa que las empresas transportistas-distribuidoras estiman tamaños medios inferiores a los registrados en el periodo 2020-2023 para los peajes RL.1, RL.4 y RL.5 y mayores para el resto de peajes.

Cuadro I.22 Previsión de las empresas distribuidoras para el año de gas 2025 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución.

	LIQUID Año Gas 2023	Previsión cierre Año Gas 2024 (A)	Previsión Año Gas 2025 (B)	Tasas de Variación (B) sobre (A)
A) Nº clientes				
P < 4 bar	7.814.622	7.816.959	7.828.785	0,2%
RL.1	4.718.090	4.797.302	4.790.553	-0,1%
RL.2	2.717.888	2.662.695	2.678.913	0,6%
RL.3	305.242	282.797	284.483	0,6%
RL.4	50.468	51.132	51.568	0,9%
RL.5	20.246	20.365	20.570	1,0%
RL.6	2.143	2.110	2.131	1,0%
RL.7	418	431	436	1,3%
RL.8	122	123	127	3,1%
RL.9	4	4	4	1,4%
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	55.967.700	62.026.159	62.467.127	0,7%
RL.1	9.288.919	10.127.750	10.115.672	-0,1%
RL.2	16.897.489	19.269.483	19.387.512	0,6%
RL.3	4.822.136	5.274.271	5.321.205	0,9%
RL.4	5.255.643	5.834.780	5.842.776	0,1%
RL.5	9.706.610	10.735.470	10.850.974	1,1%
RL.6	4.279.927	4.803.983	4.852.307	1,0%
RL.7	3.217.991	3.328.935	3.377.436	1,5%
RL.8	2.351.398	2.487.875	2.553.127	2,6%
RL.9	147.586	163.612	166.118	1,5%
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	7.162	7.935	7.979	0,6%
RL.1	1.969	2.111	2.112	0,0%
RL.2	6.217	7.237	7.237	0,0%
RL.3	15.798	18.650	18.705	0,3%
RL.4	104.139	114.112	113.303	-0,7%
RL.5	479.437	527.142	527.508	0,1%
RL.6	1.996.778	2.276.946	2.276.800	0,0%
RL.7	7.697.009	7.731.293	7.744.738	0,2%
RL.8	19.339.809	20.236.674	20.134.210	-0,5%
RL.9	34.726.203	37.578.428	37.632.835	0,1%
RL.10				
RL.11				

Fuente: GTS y empresas gasistas

Gráfico I.6. Consumo medio 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 2020 a 2023 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024 y año de gas 2025.



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

PÚBLICA

Análogamente, en el Cuadro I.23 se muestra la previsión para el año de gas 2025 de la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite de distribución remitida por las empresas gasistas. Las empresas distribuidoras estiman que el número de consumidores para el año de gas 2025 se incremente en un 0,4%, (749 clientes) con incrementos en todos los grupos tarifarios. Asimismo, las empresas distribuidoras también prevén un aumento de la demanda para estos consumidores de un 1,3%, en términos medios, con incrementos superiores a la media en el caso de los grupos tarifarios RL.2, RL.4 y RL.5 (del 1,5%, 2,1% y 2,0% respectivamente), e inferiores para el resto.

En consecuencia, los tamaños medios por cliente que resultan de las previsiones de las empresas son ligeramente superiores a los que resultan de las previsiones de las empresas para el cierre del año de gas 202 (+0,8%). Todos los grupos tarifarios presentan incrementos del tamaño medio a excepción del grupo tarifario RL.8 que presentan una reducción del tamaño medio de 0,1%.

Cuadro I.23. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los suministros abastecidos desde plantas satélite para el año de gas 2025.

	LIQUID Año Gas 2023	Previsión cierre Año Gas 2024 (A)	Previsión Año Gas 2025 (B)	Tasas de Variación (B) sobre (A)
A) Nº clientes				
P < 4 bar	167.255	168.801	169.550	0,4%
RL.1	112.729	113.446	113.635	0,2%
RL.2	45.455	46.203	46.678	1,0%
RL.3	7.720	7.686	7.752	0,9%
RL.4	1.007	1.064	1.079	1,3%
RL.5	266	315	319	1,4%
RL.6	62	67	68	1,0%
RL.7	15	16	16	0,4%
RL.8	3	3	3	1,4%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	1.178.439	1.258.301	1.274.478	1,3%
RL.1	183.628	181.525	181.928	0,2%
RL.2	296.921	307.932	312.425	1,5%
RL.3	123.174	129.693	131.221	1,2%
RL.4	111.401	124.119	126.669	2,1%
RL.5	159.319	189.365	193.097	2,0%
RL.6	144.073	154.953	156.505	1,0%
RL.7	101.498	106.680	107.731	1,0%
RL.8	58.425	64.034	64.902	1,4%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	7.046	7.454	7.517	0,8%
RL.1	1.629	1.600	1.601	0,1%
RL.2	6.532	6.665	6.693	0,4%
RL.3	15.955	16.874	16.927	0,3%
RL.4	110.664	116.613	117.431	0,7%
RL.5	598.944	601.448	605.019	0,6%
RL.6	2.326.881	2.316.393	2.315.615	0,0%
RL.7	6.959.835	6.672.694	6.709.417	0,6%
RL.8	18.450.115	19.657.700	19.646.425	-0,1%
RL.9				
RL.10				
RL.11				

Fuente: Empresas gasistas y CNMC

PÚBLICA

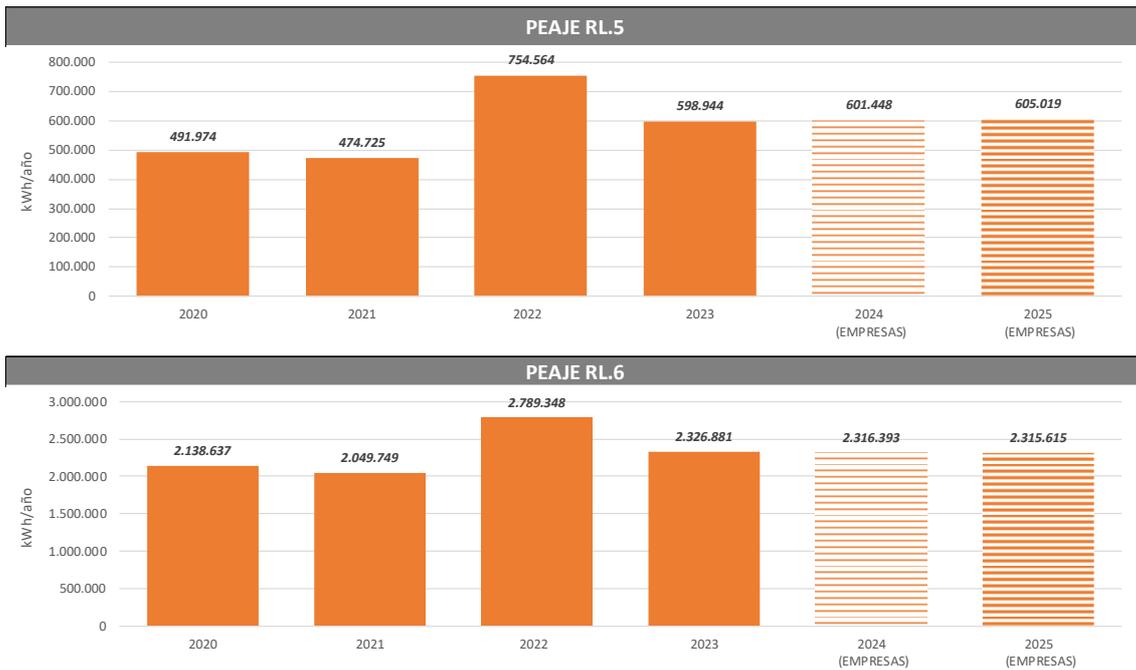
En el Gráfico I.7 se comparan los tamaños medios para los consumidores abastecidos desde plantas satélite de distribución por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre los años de gas 2020 y 2023 y previstos para 2024 y 2025 por las empresas distribuidoras.

Se observa que, según la previsión de las empresas distribuidoras, los tamaños medios previstos de los consumidores para el año de gas 2025, son inferiores a la media registrada en los años de gas 2020 a 2023 en los grupos tarifarios RL.1, RL.2 y RL.3 (consumidores típicamente domésticos) y superiores en el resto de los grupos tarifarios.

Gráfico I.7. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los años 2020 a 2023 y los previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025.



PÚBLICA



Fuente: Empresas gasistas y CNMC

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

- **Número de consumidores:**

Se ha considerado la previsión de número de consumidores remitidas por las empresas distribuidoras, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.3, para los que se ha considerado la tasa de variación promedio considerada por las mismas.

- **Volumen**

Para los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.6 se ha considerado que como consecuencia de las medidas de eficiencia energética el consumo se reduce un 1% sobre el previsto para el cierre del año 2024. Para el resto de los grupos tarifarios se ha mantenido la previsión remitida por las empresas distribuidoras.

- **Capacidad contratada equivalente**

Para los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.6 se ha mantenido los factores de carga previstos para el año 2024. Para el resto de los consumidores

se han considerado que únicamente una parte del incremento en volumen se traslada a la capacidad contratada. La capacidad contratada resultante se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2023. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes, teniendo en cuenta que el año de gas 2024 es bisiesto.

En consecuencia, se estima que en el año de gas 2025 el número de clientes suministrados desde las redes de transporte y distribución aumentará un 0,2% (11.826 clientes), mientras que el de los clientes abastecidos desde plantas satélite se incrementará un 0,4% (749 clientes), esto es, los incrementos previstos por las empresas distribuidoras.

Adicionalmente, se estima que la demanda de los consumidores conectados a redes de transporte y distribución se reducirá un 0,2% mientras que la de los consumidores abastecidos desde las plantas satélite se incrementará un 0,1%, valores inferiores a los previstos por las empresas distribuidoras.

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 7.998.335 el número de consumidores suministrados a presión inferior a 4 bar para el año de gas 2025, un 0,2% superior (12.575 clientes) al previsto para el cierre del año de gas 2024, cuya demanda se estima en 56.966 GWh, un 0,2% inferior a la prevista para el cierre del año de gas 2024 (véase el Cuadro I.24).

Cuadro I.24. 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 2025

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2023		Previsión cierre Año Gas 2024 (A)		Previsión Año Gas 2025 (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	183.628	112.729	199.221	117.446	198.088	117.958	-0,6%	0,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	296.921	45.455	285.004	43.784	283.383	43.975	-0,6%	0,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	123.174	7.720	95.495	6.106	94.952	6.132	-0,6%	0,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	111.401	1.007	124.119	1.064	124.528	1.079	0,3%	1,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	159.319	266	189.365	315	190.038	319	0,4%	1,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	144.073	62	154.953	67	156.505	68	1,0%	1,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	101.498	15	106.680	16	107.731	16	1,0%	0,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	58.425	3	64.034	3	64.902	3	1,4%	1,4%
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		1.178.439	167.255	1.218.870	168.801	1.220.128	169.550	0,1%	0,4%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución									
RL.1	C ≤ 5.000	9.288.919	4.718.090	10.133.949	5.197.302	10.047.063	5.204.789	-0,9%	0,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	16.897.489	2.717.888	15.222.683	2.323.438	15.092.167	2.326.786	-0,9%	0,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4.822.136	305.242	4.217.535	222.053	4.181.375	222.373	-0,9%	0,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.255.643	50.468	5.405.594	51.132	5.397.135	51.568	-0,2%	0,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	9.706.610	20.246	10.079.302	20.365	10.078.869	20.570	0,0%	1,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.279.927	2.143	4.803.983	2.110	4.852.307	2.131	1,0%	1,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.217.991	418	3.328.935	431	3.377.436	436	1,5%	1,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.351.398	122	2.487.875	123	2.553.127	127	2,6%	3,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	147.586	4	163.612	4	166.118	4	1,5%	1,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000								
RL.11	C > 500.000.000								
TOTAL		55.967.700	7.814.622	55.843.467	7.816.959	55.745.598	7.828.785	-0,2%	0,2%
III. Total									
RL.1	C ≤ 5.000	9.472.547	4.830.818	10.333.170	5.314.748	10.245.151	5.322.748	-0,9%	0,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	17.194.410	2.763.343	15.507.686	2.367.222	15.375.550	2.370.760	-0,9%	0,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4.945.310	312.962	4.313.030	228.159	4.276.327	228.505	-0,9%	0,2%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.367.045	51.474	5.529.713	52.196	5.521.664	52.646	-0,1%	0,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	9.865.929	20.512	10.268.667	20.680	10.268.907	20.889	0,0%	1,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.423.999	2.205	4.958.936	2.177	5.008.812	2.199	1,0%	1,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.319.489	433	3.435.615	447	3.485.167	452	1,4%	1,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.409.824	125	2.551.910	126	2.618.030	130	2,6%	3,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	147.586	4	163.612	4	166.118	4	1,5%	1,4%
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		57.146.139	7.981.877	57.062.337	7.985.760	56.965.725	7.998.335	-0,2%	0,2%

Fuente: CNMC.

PÚBLICA

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

En el Cuadro I.25 se resumen las previsiones 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 2025.

Cuadro I.25. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas transportistas-distribuidoras para el año de gas 2024

Empresas	Prevision Año Gas 2025			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2024 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	48.654.503	83	176.478.971	-0,9%	0,0%	0,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	32.720.296	180	125.854.528	5,7%	1,0%	5,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	84.699.667	3.859	366.455.449	5,2%	1,3%	5,4%
TOTAL	166.074.466	4.122	668.788.949	3,4%	1,3%	4,1%

Fuente: Empresas gasistas y CNMC

Respecto de las previsiones de demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar, las empresas estiman un incremento del 3,4% respecto de su previsión para el cierre del del año de gas 2024. Por niveles de presión, las empresas transportistas estiman un crecimiento superior a la media de aquellos consumidores conectados a redes entre 16 y 60 bar y entre 4 y 16 bar, 5,7% y 5,2% respectivamente, mientras que para aquellos consumidores conectados a redes mayores de 60 bar las empresas estiman una reducción de la demanda del 0,9% respecto a su previsión de cierre del año de gas 2024.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada equivalente, las empresas transportistas estiman un incremento del 4,1% en 2025. Cabe señalar, que la capacidad contratada equivalente se incrementa por encima de la media para los consumidores conectados entre 16 y 60 bar y entre 4 y 16 bar, un 5,8% y un 5,4%, respectivamente.

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2025 el intervalo de variación se encuentra entre el 1,9% y el 2,1% (Banco de España¹⁷ 1,9%, Comisión Europea¹⁸, OCDE¹⁹ y Funcas²⁰ prevén un 2,0% y finalmente el FMI²¹ prevé un 2,1%).

Teniendo en cuenta las previsiones de los distintos agentes, la evolución prevista de la economía y tras analizar la evolución reciente registrada se ha considerado como mejor previsión de las variables de facturación, la resultante de considerar:

- Se ha mantenido la previsión del número de consumidores previsto por las empresas distribuidoras. No obstante, en aquellos grupos tarifarios para los que se modificó la previsión remitida por las empresas para el cierre de 2024, se ha aplicado la tasa de variación prevista por dichas empresas para 2025 a la previsión de cierre de la CNMC.
- En relación con la previsión de volumen, con carácter general, se han mantenido las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras, con la excepción de algunos grupos tarifarios cuya previsión se ha realizado atendiendo a la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- En relación con la capacidad contratada equivalente, se ha considerado, que a diferencia de lo que prevén las empresas, únicamente una parte del incremento de la demanda se traslada a la capacidad contratada equivalente. La capacidad contratada resultante se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2024.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores propuestos en

¹⁷ Proyecciones macroeconómicas de la economía española (2024-2026) disponible en <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/24/T1/Fich/be2401-it-Proy.pdf>

¹⁸ European Economic Forecast. Winter 2024, disponible en https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/2b7b7fae-0844-4dd1-bedd-619c3544aaed_en?filename=ip268_en_0.pdf

¹⁹ OECD Economic Outlook, Interim Report February 2024 disponible en <https://read.oecd.org/10.1787/0fd73462-en>

²⁰ Panel de previsiones de la economía española de marzo de 2024 <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2024/03/PP2303.pdf>

²¹ Actualización de perspectivas de la economía mundial, enero de 2024 <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2024/Update/January/Spanish/text.ashx>

la propuesta de Resolución conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta que el año de gas 2024 es bisiesto.

Como resultado de las anteriores consideraciones se estima que la demanda de los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se incrementará un 0,5%, la de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar aumentarán un 2,9% y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar un 5,0%.

En relación con la capacidad contratada equivalente prevista para el año de gas 2025, se estima que la misma se incrementará un 2,5%, valor inferior al previsto por las empresas gasistas (4,1%).

Cuadro I.26. 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 2025

	Previsión Año Gas 2025			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2024 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	49.358.043	79	175.768.145	0,5%	0,0%	0,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.851.107	181	120.798.465	2,9%	1,0%	2,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	84.591.947	3.859	361.978.686	5,0%	1,3%	3,7%
TOTAL	165.801.097	4.119	658.545.296	3,2%	1,3%	2,5%

Fuente: CNMC

2.2.2.3. Previsión demanda convencional para el año de gas 2024

En el Cuadro I.27 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC y las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2025²².

Cabe señalar que las previsiones asociadas a la demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite uncliente, se ha confeccionado considerando lo siguiente:

²² No se incluye la capacidad contratada de los consumidores conectados en baja presión acogidos a peajes sin obligación de disponer de telemedida (RL.1 a RL.6).

- Para los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente se ha considerado la misma tasa de variación que la resultante para los consumidores industriales (consumidores con presión superior a 4 bar y consumidores con presión igual o inferior a 4 bar y consumo superior a 5 GWh/año).
- Como mejor previsión de la demanda de gas asociada al bunkering se ha considerado la previsión remitida por las empresas gasistas, mientras que para el gas vehicular se ha mantenido la previsión considerada para el cierre de 2024.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que la demanda convencional en 2025 alcanzará 233,4 TWh, valor inferior al previsto por el GTS (246 TWh) y por las empresas transportistas y distribuidoras (239,1 TWh).

Cuadro I.27. Previsión de la demanda convencional de las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2025.

Empresas	Prevision Año Gas 2025			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2024 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	48.654.503	83	176.478.971	-0,9%	0,0%	0,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	32.720.296	180	125.854.528	5,7%	1,0%	5,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	84.699.667	3.859	366.455.449	5,2%	1,3%	5,4%
P ≤ 4 bar	63.741.605	7.998.335	32.999.788	0,7%	0,2%	1,9%
TOTAL	229.816.071	8.002.457	701.788.737	2,6%	0,2%	4,0%
GNL directo a cliente final	9.247.655			-0,5%		
TOTAL	239.063.726	8.002.457	701.788.737	2,5%	0,2%	4,0%

CNMC	Prevision Año Gas 2025			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2024 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	49.358.043	79	175.768.145	0,5%	0,0%	0,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.851.107	181	120.798.465	2,9%	1,0%	2,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	84.591.947	3.859	361.978.686	5,0%	1,3%	3,7%
P ≤ 4 bar	56.965.725	7.998.335	32.825.274	-0,2%	0,2%	1,4%
TOTAL	222.766.822	8.002.454	691.370.570	2,3%	0,2%	2,5%
GNL directo a cliente final	10.653.496			2,5%		
TOTAL	233.420.318	8.002.454	691.370.570	2,4%	0,2%	2,5%

Fuente: Empresas gasistas y CNMC

PÚBLICA

2.2.3. Demanda nacional

En el Cuadro I.28 se muestra la demanda nacional prevista para el año de gas 2025 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 2025 un 2,6% respecto de la prevista para el cierre del ejercicio 2024, motivado por una reducción de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar (-10,0%) y de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión menor o igual a 4 bar (-0,2%), parcialmente compensado por un incremento de la demanda del resto de grupos tarifarios (2,9% nivel de presión 16-60 bar, 5,0% nivel de presión 4-16 bar y del GNL directo a cliente final (+2,5%).

Cuadro I.28. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2025

	MWh			Tasa de variación (%)	
	Año Gas 2023 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2024 (B)	Previsión Año Gas 2025 (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (B)
P > 60 bar	154.073.586	131.934.686	118.720.716	-14,4%	-10,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	29.874.828	30.959.451	31.851.107	3,6%	2,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.116.594	80.608.851	84.660.280	5,9%	5,0%
P ≤ 4 bar	57.146.139	57.062.337	56.965.725	-0,1%	-0,2%
TOTAL	317.211.147	300.565.326	292.197.828	-5,2%	-2,8%
GNL directo a cliente final	9.314.239	10.390.327	10.653.496	11,6%	2,5%
TOTAL	326.525.387	310.955.653	302.851.324	-4,8%	-2,6%

Fuente: empresas y CNMC

En el Cuadro I.29 se muestra el escenario de demanda previsto para el año de gas 2025 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 2024 y el año de gas 2025

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2024 y para el año de gas 2025 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 2024 y para el año de gas 2025 se corresponde con la previsión del volumen de gas extraído prevista 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

El volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos, puntos de inyección de biogás en la red de transporte y conexiones internacionales se corresponden con las previsiones facilitadas por el GTS, con la excepción de las entradas a través del VIP ibérico, VIP Pírenos, yacimiento de Alnazcázar y yacimiento de Viura para los cuales se ha estimado teniendo en cuenta la última información disponible.

La capacidad contratada para el cierre del año de gas 2024 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 2023 y enero de 2024 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 LIQUID y (ii) la evolución registrada durante los últimos meses a enero de 2024, para el resto del periodo.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 30 de mayo de 2023 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Como consecuencia de lo anterior, se estima como mejor previsión de entradas en forma de gas natural para el cierre de 2024 la cantidad de 119.988 GWh, esto es un 0,9% superior a la registrada en 2023, y ligeramente superior al valor previsto por el GTS para dicho ejercicio (111.882 GWh).

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 2025 se ha estimado, de forma similar, considerando la información proporcionada por las empresas transportistas y el GTS. Adicionalmente, en el cálculo de la capacidad contratada equivalente se ha tenido en cuenta los multiplicadores establecidos en la propuesta de Resolución.

Resultado de lo anterior, se estima que las entradas desde conexiones internacionales y yacimientos se reducirán un 6,9% sobre las previstas para el año de gas 2024, reducción inferior a la prevista por el GTS (-14,1%).

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 2024 y 2025 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 2024 y 2025, 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 para el año 2024, se ha proyectado la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, mientras que para el año 2025, se ha considerado la previsión facilitada por las empresas distribuidoras - transportistas. Por tanto, se estima unas inyecciones de 112 GWh en el año de gas 2024 y 800 GWh en 2025.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que el volumen a introducir en el sistema de transporte desde las plantas de GNL se reducirá un 6,2% en el año de gas 2024 y un 9,2% en el año de gas 2025.

Dicho volumen se ha distribuido por planta de regasificación manteniendo la misma distribución por planta registrada en 2023.

La capacidad contratada para 2024 y 2025, desglosada por contrato, se ha estimado teniendo en cuenta tanto las previsiones remitidas por el GTS, como la última información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes, conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

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.30).

En el Cuadro I.31 y en el Cuadro I.32 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 2024 y 2025 respectivamente.

Cuadro I.30. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico.

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

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Previsión de cierre del año de gas 2024						
Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (B)			32.453.439			91.221.205
Volumen (MWh) (C)			6.992.893			14.005.746
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	22.311.740	10.141.700	32.453.439	66.895.551	24.325.655	91.221.205
Volumen (MWh) (A) * (C)	4.807.614	2.185.279	6.992.893	10.270.880	3.734.866	14.005.746

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Previsión de año de gas 2025						
Capacidad (kWh) (D)			34.247.764			98.492.533
Volumen (MWh) (E)			6.992.893			14.005.746
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh/día) (A) * (D)	23.545.338	10.702.426	34.247.764	72.227.858	26.264.676	98.492.533
Volumen (MWh) (A) * (E)	4.807.614	2.185.279	6.992.893	10.270.880	3.734.866	14.005.746

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.31. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2024 con multiplicadores vigentes

Punto de entrada	Capacidad contratada promedio año de gas 2024 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	82	-	-	-	82	-	123
CI Medgaz	305.337	276.843	21.782	3.907	2.805	0	309.699
CI Biriadou	17.997	6.152	7.410	438	2.451	1.546	24.326
CI Larrau	49.491	16.917	20.378	1.204	6.741	4.252	66.896
CI Badajoz	13.367	-	-	1.767	10.603	996	22.312
CI Tuy	6.076	-	-	803	4.820	453	10.142
PR Barcelona	85.403	42.789	2.498	13.934	20.971	5.210	105.122
PR Cartagena	102.277	51.243	2.992	16.687	25.115	6.240	125.893
PR Huelva	110.575	55.401	3.235	18.041	27.153	6.746	136.107
PR Bilbao	190.139	95.264	5.562	31.023	46.690	11.600	234.044
PR Sagunto	105.716	52.966	3.093	17.248	25.959	6.450	130.126
PR Mugardos	91.222	45.704	2.669	14.883	22.400	5.565	112.286
PR Musel	29.643	14.852	867	4.836	7.279	1.809	36.488
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	228	-	-	21	207	-	336
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	811	152	-	609	50	-	958
BIO Madrid	584	542	-	-	43	-	606
BIO La Galera / Godall	55	55	-	-	-	-	55
BIO San Javier	-	-	-	-	-	-	-
BIO Almendralejo	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arnedo	-	-	-	-	-	-	-
BIO Oliva de Plasencia	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mérida	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arjona	-	-	-	-	-	-	-
BIO Peleas de Abajo	-	-	-	-	-	-	-
BIO Membrilla / Valdepeñas	-	-	-	-	-	-	-
BIO Socuéllamos / Campo de Criptana	-	-	-	-	-	-	-
BIO Ciudad Real / Caracuel de Calatrava	-	-	-	-	-	-	-
BIO Villanueva de Azoague	-	-	-	-	-	-	-
BIO Villalar de los Comuneros / Bercero	-	-	-	-	-	-	-
BIO Briviesca	-	-	-	-	-	-	-
BIO Toro	-	-	-	-	-	-	-
BIO Almansa	-	-	-	-	-	-	-
AASS Serrablo	7.095	-	-	-	7.095	-	10.642
AS Gaviota	11.489	-	-	-	11.489	-	17.234
AS Yela	7.797	-	-	-	7.797	-	11.696
AS Marismas	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.135.386	658.877	70.486	125.402	229.752	50.868	1.355.090

Fuente: CNMC

Cuadro I.32. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2025 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020

Punto de entrada	Capacidad contratada promedio año de gas 2025 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-
CI Medgaz	287.418	263.834	22.827	38	719	-	290.139
CI Biriattou	17.612	5.796	7.410	451	2.428	1.526	26.265
CI Larrau	48.432	15.940	20.378	1.240	6.677	4.197	72.228
CI Badajoz	13.374	-	-	1.772	10.608	994	23.545
CI Tuy	6.079	-	-	806	4.822	452	10.702
PR Barcelona	74.068	37.110	2.167	12.085	18.188	4.519	93.522
PR Cartagena	87.309	43.744	2.554	14.245	21.439	5.327	110.240
PR Huelva	114.664	57.449	3.354	18.708	28.157	6.996	144.779
PR Bilbao	186.830	93.606	5.465	30.483	45.878	11.398	235.899
PR Sagunto	80.168	40.166	2.345	13.080	19.686	4.891	101.224
PR Mugardos	78.946	39.554	2.309	12.881	19.386	4.816	99.680
PR Musel	26.945	13.500	788	4.396	6.617	1.644	34.022
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	275	-	-	-	275	-	440
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	763	151	-	612	-	-	886
BIO Madrid	601	550	-	-	51	-	632
BIO La Galera / Godall	171	171	-	-	-	-	171
BIO San Javier	62	62	-	-	-	-	62
BIO Almendralejo	66	66	-	-	-	-	66
BIO Arnedo	53	53	-	-	-	-	53
BIO Oliva de Plasencia	18	18	-	-	-	-	18
BIO Mérida	33	33	-	-	-	-	33
BIO Arjona	73	73	-	-	-	-	73
BIO Peleas de Abajo	21	21	-	-	-	-	21
BIO Membrilla / Valdepeñas	101	101	-	-	-	-	101
BIO Socuéllamos / Campo de Criptana	101	101	-	-	-	-	101
BIO Ciudad Real / Caracuel de Calatrava	101	101	-	-	-	-	101
BIO Villanueva de Azoague	50	50	-	-	-	-	50
BIO Villalar de los Comuneros / Bercero	65	65	-	-	-	-	65
BIO Briviesca	50	50	-	-	-	-	50
BIO Toro	14	14	-	-	-	-	14
BIO Almansa	106	106	-	-	-	-	106
AASS Serrablo	6.516	-	-	-	6.516	-	10.425
AS Gaviota	11.074	-	-	-	11.074	-	17.719
AS Yela	5.968	-	-	-	5.968	-	9.549
AS Marismas	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.048.126	612.484	69.599	110.797	208.487	46.760	1.282.980

Fuente: CNMC

2.3.1.4. Entradas a la red de transporte

En el Cuadro I.33 se muestran las previsiones del volumen y las capacidades contratadas equivalentes por punto de entrada previstas para el cierre del año de gas 2024 y 2025.

Cuadro I.33. Volumen y capacidad contratada equivalente prevista para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025 desglosado por punto de entrada al sistema

Puntos de entrada	Año Gas 2024			Año Gas 2025			Tasa de Variación 2025 s/ 2024		
	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	119.561.438	433.496.951	75,4%	111.008.930	422.879.778	71,9%	-7,2%	-2,4%	-4,6%
Tarifa GME	30.000	122.951	66,7%	0	0		-100,0%	-100,0%	
MEDGAZ	98.532.799	309.699.356	86,9%	90.010.291	290.139.481	85,0%	-8,6%	-6,3%	-2,2%
CI Biriatoz	3.734.866	24.325.655	41,9%	3.734.866	26.264.676	39,0%	0,0%	8,0%	-7,1%
CI Larrau	10.270.880	66.895.551	41,9%	10.270.880	72.227.858	39,0%	0,0%	8,0%	-7,1%
CI Badajoz	4.807.614	22.311.740	58,9%	4.807.614	23.545.338	55,9%	0,0%	5,5%	-5,0%
CI Tuy	2.185.279	10.141.700	58,9%	2.185.279	10.702.426	55,9%	0,0%	5,5%	-5,0%
Desde planta de regasificación	240.947.969	880.066.144	74,8%	218.682.310	819.366.520	73,1%	-9,2%	-6,9%	-2,3%
Barcelona	28.780.845	105.122.477	74,8%	24.960.225	93.521.843	73,1%	-13,3%	-11,0%	-2,3%
Cartagena	34.467.461	125.892.930	74,8%	29.422.113	110.239.802	73,1%	-14,6%	-12,4%	-2,3%
Huelva	37.264.011	136.107.370	74,8%	38.640.467	144.779.450	73,1%	3,7%	6,4%	-2,3%
Bilbao	64.077.351	234.043.505	74,8%	62.959.597	235.899.216	73,1%	-1,7%	0,8%	-2,3%
Sagunto	35.626.490	130.126.300	74,8%	27.015.816	101.223.803	73,1%	-24,2%	-22,2%	-2,3%
Mugardos	30.741.999	112.285.622	74,8%	26.603.913	99.680.470	73,1%	-13,5%	-11,2%	-2,3%
Musel	9.989.812	36.487.941	74,8%	9.080.180	34.021.935	73,1%	-9,1%	-6,8%	-2,3%
Desde A.A.S.S.	9.638.000	39.572.442	66,5%	8.538.693	37.692.061	62,1%	-11,4%	-4,8%	-6,7%
Serrablo	2.601.000	10.642.241	66,8%	2.372.023	10.424.836	62,3%	-8,8%	-2,0%	-6,6%
Gaviota	4.186.000	17.234.010	66,4%	4.005.102	17.718.598	61,9%	-4,3%	2,8%	-6,7%
Yela	2.851.000	11.696.190	66,6%	2.161.568	9.548.627	62,0%	-24,2%	-18,4%	-6,9%
Marismas	0	0		0	0				
Otros	426.566	1.954.698	59,6%	696.088	3.041.649	62,7%	63,2%	55,6%	5,2%
Yac.Marismas	0	0		0	0				
Yac.Aznalcázar	58.300	336.295	47,4%	58.300	440.044	36,3%			-23,4%
Yac. Poseidón	0	0		0	0				
Yac.Viura	159.332	957.805	45,5%	159.332	885.722	49,3%	0,0%	-7,5%	8,4%
BIO Madrid	189.164	605.598	85,3%	189.164	631.831	82,0%	0,0%	4,3%	-3,9%
BIO La Galera / Godall	19.770	55.000	98,2%	30.000	170.784	48,1%	51,7%	210,5%	-51,0%
BIO San Javier	0	0		17.500	61.638	77,8%			
BIO Almendralejo	0	0		18.796	66.202	77,8%			
BIO Arnedo	0	0		15.143	53.336	77,8%			
BIO Oliva de Plasencia	0	0		5.183	18.254	77,8%			
BIO Mérida	0	0		9.251	32.583	77,8%			
BIO Arjona	0	0		20.728	73.005	77,8%			
BIO Peleas de Abajo	0	0		6.000	21.133	77,8%			
BIO Membrilla / Valdepeñas	0	0		28.559	100.589	77,8%			
BIO Socuéllamos / Campo de Criptana	0	0		28.559	100.589	77,8%			
BIO Ciudad Real / Caracuel de Calatrava	0	0		28.559	100.589	77,8%			
BIO Villanueva de Azoague	0	0		14.320	50.438	77,8%			
BIO Villalar de los Comuneros / Bercero	0	0		18.388	64.767	77,8%			
BIO Briviesca	0	0		14.239	50.151	77,8%			
BIO Toro	0	0		4.068	14.329	77,8%			
BIO Almansa	0	0		30.000	105.665	77,8%			
TOTAL	370.573.973	1.355.090.235	75%	338.926.021	1.282.980.008	72,4%	-8,5%	-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 el año de gas 2024, 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 2024 y para el año de gas 2025 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.34 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2024 remitidas por el GTS y las empresas transportistas, a principios del año 2024.

El GTS prevé un incremento de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2024 del 11,8%, debido a un incremento de las exportaciones de 697% por la interconexión de Tarifa parcialmente compensada por la reducción de las exportaciones hacia Francia y Portugal, de un 3,1% y 17,2%, respectivamente. Asimismo, las empresas transportistas prevén también un incremento de las exportaciones del 9,7% respecto a las que se produjeron en el año de gas 2023, debido fundamentalmente al incremento de las exportaciones por Tarifa, parcialmente compensada por la reducción de las exportaciones por Francia y Portugal, en ambos casos del 5,1%.

Cuadro I.34. Previsión de exportaciones para el cierre del año de gas 2024 remitida por el GTS y las empresas transportistas

		Año Gas 2023			
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)		
Tarifa		1.188.779	33.605.756		
Francia		38.662.558	256.224.474		
Portugal		8.317.557	39.121.639		
TOTAL		48.168.893	328.951.869		

GTS	Prevision cierre Año Gas 2024		Tasa de variación sobre Año Gas 2023	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	9.474.144	37.780.430	697,0%	12,4%
Francia	37.478.854	249.161.683	-3,1%	-2,8%
Portugal	6.886.010	78.907.462	-17,2%	101,7%
TOTAL	53.839.009	365.849.574	11,8%	11,2%

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2024		Tasa de variación sobre Año Gas 2023	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	8.224.940	35.662.760	591,9%	6,1%
Francia	36.704.044	195.899.606	-5,1%	-23,5%
Portugal	7.896.771	63.170.631	-5,1%	61,5%
TOTAL	52.825.755	294.732.997	9,7%	-10,4%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Respecto al volumen, se ha considerado las previsiones remitidas por el GTS.

Respecto a la previsión de la capacidad contratada para 2024, desglosada por contrato, se ha estimado teniendo en cuenta (i) para el periodo comprendido entre octubre del 2023 y enero de 2024 la capacidad realmente contratada de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia

registrada en los últimos meses, teniendo en cuenta la información de las capacidades ya contratadas para dicho periodo en el SL- ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes, conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Como resultado de lo anterior, se estima que en 2024 las exportaciones se incrementarán un 11,8%, consecuencia de un incremento de la exportación a través de Tarifa de 697% parcialmente compensada por una reducción de las exportaciones a través Francia y Portugal, del 3,1% y 17,2% respectivamente. Adicionalmente, se estima que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 9,8%, consecuencia de la reducción a través de la interconexión con Francia y Portugal, del 10,7% y 21,6%, respectivamente, parcialmente compensada por el incremento de capacidad contratada equivalente del 10,7% a través de la interconexión con Tarifa (véase Cuadro I.35).

Cuadro I.35. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el cierre del año de gas 2024

		Año Gas 2023			
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)		
Tarifa		1.188.779	33.605.756		
Francia		38.662.558	256.224.474		
Portugal		8.317.557	39.121.639		
TOTAL		48.168.893	328.951.869		
CNMC		Prevision cierre Año Gas 2024		Tasa de variación sobre Año Gas 2023	
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa		9.474.144	37.187.849	697,0%	10,7%
Francia		37.478.854	228.922.074	-3,1%	-10,7%
Portugal		6.886.010	30.669.076	-17,2%	-21,6%
TOTAL		53.839.009	296.778.999	11,8%	-9,8%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

En el Cuadro I.36 se muestran las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025 remitidas por el GTS y las empresas transportistas.

Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá en 2025 un 38,5% respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2024 debido a una reducción de las exportaciones con destino a Francia (-53,6%), Portugal (-78,2%) parcialmente compensado por un incremento del 49,9% de las exportaciones con destino a Marruecos, mientras que las empresas transportistas estiman que el volumen de exportaciones se reducirá un 2,2% respecto de su previsión de cierre del año de gas 2024 para todas las interconexiones.

Cuadro I.36. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2025

	Prevision cierre Año Gas 2024 (A)		Prevision Año Gas 2025 (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
GTS						
Tarifa	9.474.144	37.780.430	14.200.000	41.236.956	49,9%	9,1%
Francia	37.478.854	249.161.683	17.400.048	128.507.214	-53,6%	-48,4%
Portugal	6.886.010	78.907.462	1.500.000	18.875.817	-78,2%	-76,1%
TOTAL	53.839.009	365.849.574	33.100.048	188.619.987	-38,5%	-48,4%
Empresas						
Tarifa	8.224.940	35.662.760	8.043.924	36.089.844	-2,2%	1,2%
Francia	36.704.044	195.899.606	35.896.254	198.977.674	-2,2%	1,6%
Portugal	7.896.771	63.170.631	7.722.977	58.403.035	-2,2%	-7,5%
TOTAL	52.825.755	294.732.997	51.663.156	293.470.553	-2,2%	-0,4%

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 2025 las previsiones remitidas por el GTS, con la excepción de las salidas hacia Portugal cuyo volumen se ha estimado atendiendo a la última información disponible.

Las capacidades contratadas por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) se han estimado proyectando la tendencia registrada durante los últimos meses conforme a la base de datos de liquidaciones gasistas y el SL-

ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores propuestos para dicho ejercicio conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

En consecuencia, se estima que las exportaciones se reducirán en el ejercicio 2025 un 30,7%, mientras que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 2,2% (Véase Cuadro I.37).

Cuadro I.37. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2025

	Prevision cierre Año Gas 2024 (A)		Prevision Año Gas 2025 (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
Tarifa	9.474.144	37.187.849	14.200.000	54.608.482	49,9%	46,8%
Francia	37.478.854	228.922.074	17.400.048	204.343.438	-53,6%	-10,7%
Portugal	6.886.010	30.669.076	5.700.850	31.197.965	-17,2%	1,7%
TOTAL	53.839.009	296.778.999	37.300.898	290.149.884	-30,7%	-2,2%

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) para 2024, la previsión del volumen asociado se ha calculado proyectando la tendencia registrada durante los últimos meses, lo que implica suponer unas salidas de 1.229 GWh, volumen superior al previsto por el GTS para dicho ejercicio (1.176 GWh).

Respecto a la previsión de la capacidad contratada para 2024, desglosada por contrato, se ha estimado teniendo en cuenta (i) para el periodo comprendido entre octubre del 2023 y enero de 2024 la capacidad realmente contratada de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo en cuenta la información de las capacidades ya contratadas para dicho periodo disponible en el SL- ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes, conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Para el ejercicio 2025 se han proyectado las tendencias registradas durante los últimos meses tanto en el SL-ATR como en la base de datos de liquidaciones gasistas.

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 satélite, 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 de las variables de facturación de los consumidores con telemedida instalada (consumo anual superior a 5 GWh), en las bases de datos de liquidaciones del sector gasista (LIQUID).
- Demanda desagregada por municipio y peaje de acceso, en LIQUID.
- Demanda diaria por punto de salida del año de gas 2023 proporcionada por el GTS.
- Relación de CUPS de aquellos suministros con telemedida instalada abastecidos desde cada punto de salida de la red de transporte proporcionada por el GTS.
- Municipios abastecidos desde cada punto de salida o agrupación de puntos de salida, proporcionada 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 suministrados desde ese 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 telemedida instalada en el último año de gas disponible (2023).

La capacidad contratada prevista para el resto de los consumidores abastecidos desde ese punto de salida se estima considerando lo siguiente:

- Se han considerado como los factores de carga previstos para los años de gas 2024 y 2025, los calculados de acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente.
- Se ha estimado la capacidad contratada por nivel de presión, 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 la base de datos de liquidaciones.
- La capacidad contratada se ha asignado por punto de salida en función de la relación municipio-punto de entrega de la red de transporte remita por el GTS.

Se indica que cuando un municipio es abastecido desde más de un punto de la red de transporte simultáneamente, la demanda asociada a dichos municipios se ha distribuido por punto de salida en función de la demanda registrada en el día de máxima demanda del año de gas 2023, de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

- Una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2023 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 2024 y 2025 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 2023.

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.38).

PÚBLICA

En el Cuadro I.39 y en el Cuadro I.40 se muestran, para cada punto de salida la capacidad contratada, desglosada por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario), y la capacidad contratada equivalente correspondiente para los años de gas 2024 y 2025 respectivamente.

Cuadro I.38. Desglose de la capacidad contratada de salida por punto físico por los VIPs prevista para el año de gas 2024 y 2025

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

Previsión de cierre del año de gas 2024	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (B)			30.669.076			228.922.074
Volumen (MWh) (C)			6.886.010			37.478.854
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	28.539.280	2.129.797	30.669.076	167.876.188	61.045.886	228.922.074
Volumen (MWh) (A) * (C)	6.407.815	478.195	6.886.010	27.484.493	9.994.361	37.478.854

Previsión de año de gas 2025	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (D)			31.197.965			204.343.438
Volumen (MWh) (E)			5.700.850			17.400.048
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (D)	29.031.439	2.166.525	31.197.965	149.851.854	54.491.583	204.343.438
Volumen (MWh) (A) * (E)	5.304.957	395.892	5.700.850	12.760.036	4.640.013	17.400.048

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.39. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2024 con multiplicadores vigentes

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2024 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	271.025	196.757	28.379	28.128	16.458	1.304	296.779
CI Tarifa	27.466	-	-	20.054	7.412	-	37.188
CI Biriatiou	59.101	51.029	7.304	576	71	121	61.046
CI Larrau	162.528	140.329	20.086	1.584	195	334	167.876
CI Badajoz	20.408	5.025	920	5.503	8.170	790	28.539
CI Tuy	1.523	375	69	411	610	59	2.130
Planta de regasificación	8.673	560	7.859	0	255	-	10.372
PR Barcelona	1.036	67	939	0	30	-	1.239
PR Cartagena	1.241	80	1.124	0	36	-	1.484
PR Huelva	1.341	87	1.215	0	39	-	1.604
PR Bilbao	2.307	149	2.090	0	68	-	2.758
PR Sagunto	1.282	83	1.162	0	38	-	1.534
PR Mugaridos	1.107	71	1.003	0	32	-	1.323
PR Musel	360	23	326	0	11	-	430
Almacenamiento Subterráneo	28.841	-	-	-	28.841	-	43.262
AS Serrablo	6.810	-	-	-	6.810	-	10.215
AS Gaviota	14.851	-	-	-	14.851	-	22.277
AS Yela	7.180	-	-	-	7.180	-	10.770
AS Marismas	0	-	-	-	0	-	0
Salida nacional	1.338.951	1.138.383	8.112	30.038	139.632	22.786	1.451.545
P > 60 bar	456.654	282.858	4.273	16.033	130.720	22.769	559.229
16 bar < P ≤ 60 bar	115.991	109.926	463	3.395	2.202	5	118.166
4 bar < P ≤ 16 bar	342.171	322.198	3.190	10.170	6.601	12	349.759
P ≤ 4 bar	416.152	415.451	185	407	108	-	416.391
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	7.984	7.951	-	33	-	-	8.000
TOTAL SALIDAS	1.647.491	1.335.700	44.349	58.166	185.186	24.090	1.801.959

Fuente: CNMC

Cuadro I.40 Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2025 aplicando los multiplicadores resultantes para dicho año, conforme a la metodología de la Circular 6/2020.

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2025 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	263.492	195.634	11.505	38.119	16.977	1.258	290.150
CI Tarifa	40.090	-	-	31.784	8.306	-	54.608
CI Biriatiou	53.757	50.724	2.941	-	-	92	54.492
CI Larrau	147.832	139.490	8.088	-	-	254	149.852
CI Badajoz	20.299	5.044	443	5.896	8.069	848	29.031
CI Tuy	1.515	376	33	440	602	63	2.167
Planta de regasificación	9.733	5.000	4.564	-	170	-	10.748
PR Barcelona	1.111	571	521	-	19	-	1.227
PR Cartagena	1.310	673	614	-	23	-	1.446
PR Huelva	1.720	883	806	-	30	-	1.899
PR Bilbao	2.802	1.440	1.314	-	49	-	3.094
PR Sagunto	1.202	618	564	-	21	-	1.328
PR Mugaridos	1.184	608	555	-	21	-	1.308
PR Musel	404	208	189	-	7	-	446
Almacenamiento Subterráneo	22.162	-	-	-	22.162	-	35.459
AS Serrablo	5.234	-	-	-	5.234	-	8.374
AS Gaviota	11.410	-	-	-	11.410	-	18.256
AS Yela	5.518	-	-	-	5.518	-	8.829
AS Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Salida nacional	1.325.717	1.144.856	7.738	28.807	124.284	20.033	1.436.629
P > 60 bar	430.595	277.324	3.764	14.373	115.118	20.016	530.420
16 bar < P ≤ 60 bar	118.405	112.224	479	3.457	2.239	5	120.798
4 bar < P ≤ 16 bar	354.095	333.426	3.307	10.532	6.818	12	362.513
P ≤ 4 bar	414.645	413.937	188	411	109	-	414.905
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	7.977	7.944	-	33	-	-	7.993
TOTAL SALIDAS	1.621.104	1.345.489	23.806	66.926	163.593	21.290	1.772.985

Fuente: CNMC

PÚBLICA

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

En el Cuadro I.41 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 2024 y el año de gas 2025, 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.41 Volumen y capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025

Puntos de salida	Año Gas 2024			Año Gas 2025			Tasa de Variación 2025 s/ 2024		
	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	53.839.009	296.778.999	49,6%	37.300.898	290.149.884	35,2%	-30,7%	-2,2%	-28,9%
CI Tarifa	9.474.144	37.187.849	69,6%	14.200.000	54.608.482	71,2%	49,9%	46,8%	2,3%
CI Biniatou	9.994.361	61.045.886	44,7%	4.640.013	54.491.583	23,3%	-53,6%	-10,7%	-47,8%
CI Larrau	27.484.493	167.876.188	44,7%	12.760.036	149.851.854	23,3%	-53,6%	-10,7%	-47,8%
CI Badajoz	6.407.815	28.539.260	61,3%	5.304.957	29.031.439	50,1%	-17,2%	1,7%	-18,4%
CI Tuy	478.195	2.129.797	61,3%	395.892	2.166.525	50,1%	-17,2%	1,7%	-18,4%
Planta de regasificación	1.228.710	10.372.443	32,4%	1.246.406	10.747.885	31,8%	1,4%	3,6%	-1,8%
Barcelona	146.767	1.238.971	32,4%	142.264	1.226.755	31,8%	-3,1%	-1,0%	-1,8%
Cartagena	175.766	1.483.772	32,4%	167.695	1.446.050	31,8%	-4,6%	-2,5%	-1,8%
Huelva	190.027	1.604.159	32,4%	220.236	1.899.117	31,8%	15,9%	18,4%	-1,8%
Bilbao	326.761	2.758.432	32,4%	358.846	3.094.363	31,8%	9,8%	12,2%	-1,8%
Sagunto	181.677	1.533.666	32,4%	153.980	1.327.784	31,8%	-15,2%	-13,4%	-1,8%
Mugardos	156.768	1.323.396	32,4%	151.632	1.307.540	31,8%	-3,3%	-1,2%	-1,8%
Musel	50.943	430.046	32,4%	51.754	446.276	31,8%	1,6%	3,8%	-1,8%
Desde AA.SS.	10.545.834	43.261.964	66,6%	8.103.415	35.458.749	62,6%	-23,2%	-18,0%	-6,0%
Serrablo	2.500.000	10.215.054	66,9%	1.921.333	8.373.983	62,9%	-23,1%	-18,0%	-6,0%
Gaviota	5.415.833	22.276.746	66,4%	4.160.839	18.255.723	62,4%	-23,2%	-18,1%	-6,0%
Yela	2.630.001	10.770.165	66,7%	2.021.243	8.829.043	62,7%	-23,1%	-18,0%	-6,0%
Marismas	0	0	67,8%	0	0		-100,0%	-100,0%	
Salida nacional	299.346.456	1.443.545.381	56,7%	290.977.700	1.428.636.140	55,8%	-2,8%	-1,0%	-1,5%
P > 60 bar	131.934.686	559.229.248	58,0%	118.720.716	530.419.752	61,3%	11,1%	-5,2%	5,7%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.959.451	118.166.254	71,6%	31.851.107	120.798.465	72,2%	2,9%	2,2%	0,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.608.851	349.758.810	66,1%	84.660.280	362.513.081	64,0%	5,0%	3,6%	-3,3%
P ≤ 4 bar	55.843.467	416.391.069	36,6%	55.745.598	414.904.842	36,8%	-0,2%	-0,4%	0,5%
TOTAL	364.960.008	1.793.958.787	55,6%	337.628.420	1.764.992.657	52,4%	-7,5%	-1,6%	-5,7%

Fuente: GTS y CNMC

2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2024 y 2025

Teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2024 y para el año de gas 2025, 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.

PÚBLICA

2.4.1. Regasificación

La previsión del volumen de regasificación para los años de gas 2024 y 2025 coincide con las previsiones del volumen que se introduce en el sistema de transporte en cada planta y capacidad contratada.

La capacidad contratada regasificación previstas para el año de gas 2024 por tipo de producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) se han calculado considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2023 y enero de 2024, las contrataciones reales efectuadas de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo la contratación ya realizada en el SL-ATR.

La capacidad contratada prevista para el año 2025, se ha estimado por tipo de producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) proyectando la tendencia registrada en los últimos meses de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR.

La capacidad contratada equivalente prevista para 2024 y 2025 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes conforme lo establecido en la Circular 6/2020.

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 2024 y 2025.

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, distribución, gas vehicular y, de las previsiones de demanda de cisternas destinadas a bunkering y a exportaciones.

La capacidad contratada de carga en cisternas previstas para el año de gas 2024 se han calculado considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2023 y enero de 2024, las contrataciones reales efectuadas de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo en cuenta la contratación ya realizada en el SL-ATR.

La capacidad contratada prevista para el año 2025, se ha estimado por tipo de producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) proyectando la tendencia registrada en los últimos meses de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR.

La capacidad contratada equivalente prevista para 2024 y 2025 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes conforme lo establecido en la Circular 6/2020.

Por último, el tiempo medio de carga es el resultante de considerar la información proporcionada por las empresas, mientras que el número de cisternas es el resultante de dividir la previsión de volumen por el tamaño medio previsto por las empresas para 2024.

2.4.3. Descarga de buques

El volumen y el número de barcos que se descarga en cada una de las plantas para el cierre del año de gas 2024 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 particular, el número de barcos a descargar se corresponde con el número de slots contratados por los agentes a la fecha de elaboración de las previsiones.

En cuanto al volumen que se descarga en cada una de las plantas para el año de 2025 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, una vez comprobado que dicho volumen es superior al contratado por los agentes, de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR. Dicho volumen se ha distribuido por tamaño de buque teniendo en cuenta tanto la información remitida por el GTS como por las empresas.

La previsión del número de barcos para el año de gas 2025 se ha determinado manteniendo los tamaños medios previstos para el año 2024.

Por último, como mejor previsión del tiempo medio de descarga se ha tomado el valor previsto por las empresas.

2.4.4. Traspase 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, buque a buque y puesta en frío para 2024 se han realizado

considerando la información disponible en el SL-ATR, y en el SL-ATR. Para el año 2025, se ha mantenido las previsiones del ejercicio 2024.

En la previsión del tiempo medio de cada operación se ha considerado la información facilitada por las empresas transportistas para 2023.

2.4.5. Licuefacción virtual

Las previsiones de licuefacción virtual se corresponden con las previsiones de salida de la red de transporte hacia plantas de regasificación teniendo en cuenta que los multiplicadores aplicables a la licuefacción virtual difieren de los aplicables a las salidas de la red de transporte hacia las plantas de regasificación.

2.4.6. Almacenamiento de GNL

El volumen almacenado previsto para los años de gas 2024 y 2025, se ha calculado proyectando las tendencias registradas conforme a lo declarado por las empresas en el base de datos de liquidaciones gasistas.

La previsión de capacidad contratada de almacenamiento se ha estimado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) para 2024, considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2023 y enero de 2024, las capacidades realmente contratadas por los agentes de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo en cuenta las capacidades ya contratadas en el SL-ATR. Para el ejercicio 2025, se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses.

La capacidad contratada equivalente prevista para 2024 y 2025 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes y teniendo en cuenta lo establecido en la Circular 6/2020.

Para el año de gas 2024, se estima que la previsión del volumen almacenado se reducirá un 9% sobre la registrada en 2023, mientras que para 2025 se estima una reducción del 5% sobre el cierre previsto para 2024.

En el Cuadro I.42 y en el Cuadro I.43 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.42 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2024 con multiplicadores vigentes

	Previsión Año Gas 2024						Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Regasificación	690.319	334.998	22.977	111.659	178.763	41.921	907.550
Carga en cisternas	54.410	32.220	11.523	6.383	4.132	152	60.648
Licuefacción Virtual	8.673	560	7.859	0	255	-	10.372
Almacenamiento de GNL	15.968.117	8.878.736	3.791.921	1.061.901	2.231.016	4.542	18.176.790

Fuente: CNMC

Cuadro I.43 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2025 considerando los multiplicadores aplicables en dicho año

	Previsión Año Gas 2025						Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Regasificación	628.269	304.887	20.912	101.623	162.694	38.153	832.246
Carga en cisternas	55.001	32.569	11.648	6.452	4.177	154	60.865
Licuefacción Virtual	9.733	5.000	4.564	-	170	-	10.748
Almacenamiento de GNL	15.948.120	9.097.001	3.376.412	1.233.589	2.236.368	4.751	17.792.672

Fuente: CNMC

A modo de resumen, en el Cuadro I.44 se presentan las variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre del año de gas 2024 y el año de gas 2025.

Cuadro I.44 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2024 y 2025

	Año Gas 2024		Año Gas 2025	
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh regasificados	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh regasificados
Regasificación	907.550.229	240.947.969	832.246.202	218.682.310
	Nº de buques	MWh descargados de buques	Nº de buques	MWh descargados de buques
Descarga de buques	332	298.195.214	307	276.061.793
S ≤ 40.000 m ³	4	648.722	4	600.571
M: 40.000 - 75.000 m ³	11	5.229.459	10	4.841.304
L: 75.000 - 150.000 m ³	255	225.652.520	236	208.903.552
XL: 150.000 m ³ - 216.000 m ³	62	66.664.514	57	61.716.367
XXL > 216.000 m ³	0	0	0	0
	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque
Trasvase de GNL a buque	199	44.352.057	199	44.352.057
	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque
Trasvase de buque a buque	0	0	0	0
	Nº de buques	MWh puestos en frío	Nº de buques	MWh puestos en frío
Puesta en frío	13	177.129	13	177.129
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh cargados en cisternas	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh cargados en cisternas
Carga en cisternas	60.647.650	12.391.297	60.864.733	12.491.451
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)
Almacenamiento de GNL	18.176.790.296	4.288.002.552	17.792.672.215	4.073.602.425
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)
Licuefacción Virtual	10.372.443	1.228.710	10.747.885	1.246.406

Fuente: CNMC

2.5. Escenario previsto para el periodo comprendido hasta el final del periodo regulatorio (Año de gas 2026)

Demanda en consumidor final

El escenario de demanda para el periodo 2024 al 2026 elaborado por la CNMC, se resume en el Cuadro I.45.

Cuadro I.45 Demanda en consumidor final prevista para el periodo 2024-2026

GWh	2024	2025	2026
Demanda Total	310.956	302.851	287.267
Demanda generación eléctrica	82.900	69.431	53.910
Demanda Convencional	228.056	233.420	233.358
Industrial	160.603	165.801	165.888
P > 60 bar	49.112	49.358	49.481
16 < P ≤ 60 bar	30.959	31.851	31.723
4 < P ≤ 16 bar	80.531	84.592	84.684
Doméstica	57.062	56.966	56.779
GNL directo a cliente final	10.390	10.653	10.691

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

Fuente: CNMC

A continuación, se presenta el escenario de demanda para el año de gas 2026 elaborado por la CNMC, confeccionado manteniendo los multiplicadores aplicables en el año de gas 2025 calculados conforme a la metodología establecida en la Circular 6/2020, y que se resume en el Cuadro I.46.

Cuadro I.46 Demanda en consumidor final por nivel de presión y grupo tarifario 2024-2026

	Año Gas 2024			Año Gas 2025			Año Gas 2026		
	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
	131.934.686	118	559.229.248	118.720.716	118	530.419.752	103.338.414	115	463.488.994
C ≤ 5.000	4	2	11	4	2	11	4	2	11
5.000 < C ≤ 15.000	30	1	101	30	1	102	30	1	102
15.000 < C ≤ 50.000	159	3	1.071	160	3	1.075	160	3	1.073
50.000 < C ≤ 300.000	1.401	9	5.623	1.408	9	5.642	1.412	9	5.632
300.000 < C ≤ 1.500.000	881	1	3.217	815	1	3.126	703	1	2.957
1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.926	2	33.092	5.956	2	33.207	5.971	2	33.149
5.000.000 < C ≤ 15.000.000	20.851	2	141.803	20.956	2	142.299	21.008	2	142.051
15.000.000 < C ≤ 50.000.000	258.212	7	1.345.629	259.503	7	1.358.705	260.152	7	1.356.338
50.000.000 < C ≤ 150.000.000	741.357	8	3.343.873	733.590	8	3.307.411	716.857	8	3.173.181
150.000.000 < C ≤ 500.000.000	4.811.249	16	17.970.521	4.835.305	16	18.052.841	4.847.393	16	18.021.366
C > 500.000.000	126.094.615	66	536.384.306	112.862.989	66	507.515.332	97.484.725	63	440.753.134
	30.959.451	179	118.166.254	31.851.107	181	120.798.465	31.722.541	182	118.011.638
C ≤ 5.000	0	1	0	0	1	0	0	1	0
5.000 < C ≤ 15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15.000 < C ≤ 50.000	107	1	882	107	1	882	107	1	879
50.000 < C ≤ 300.000	794	5	5.201	806	5	5.257	803	5	5.186
300.000 < C ≤ 1.500.000	10.630	11	125.006	11.301	11	130.620	11.255	11	124.743
1.500.000 < C ≤ 5.000.000	75.028	26	523.042	79.756	26	546.117	79.434	26	521.565
5.000.000 < C ≤ 15.000.000	310.161	40	1.625.014	329.055	40	1.696.237	327.727	41	1.622.267
15.000.000 < C ≤ 50.000.000	918.762	28	4.424.152	970.788	28	4.600.808	966.869	29	4.412.891
50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.462.447	16	6.178.011	1.478.552	16	6.241.773	1.472.584	16	6.176.726
150.000.000 < C ≤ 500.000.000	11.148.320	35	43.808.319	11.653.497	35	45.254.800	11.606.457	36	43.741.597
C > 500.000.000	17.033.203	16	61.478.536	17.327.247	16	62.321.971	17.257.306	16	61.405.783
	80.608.851	3.811	349.758.810	84.660.280	3.861	362.513.081	84.736.328	3.902	350.378.385
C ≤ 5.000	543	71	7.823	563	72	8.029	564	72	7.829
5.000 < C ≤ 15.000	262	28	3.510	271	28	3.593	271	29	3.515
15.000 < C ≤ 50.000	4.151	78	31.126	4.338	80	32.111	4.343	81	31.149
50.000 < C ≤ 300.000	68.853	349	538.479	71.565	354	553.622	71.642	358	539.179
300.000 < C ≤ 1.500.000	602.466	759	3.734.784	624.008	770	3.828.422	624.686	778	3.737.776
1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.459.470	833	15.168.733	2.587.267	844	15.724.081	2.590.075	852	15.183.811
5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.298.381	734	34.044.722	6.526.177	743	34.926.064	6.531.199	750	34.064.655
15.000.000 < C ≤ 50.000.000	13.979.704	535	66.541.884	14.719.847	541	69.099.362	14.735.824	546	66.681.263
50.000.000 < C ≤ 150.000.000	21.656.635	285	93.596.846	22.841.214	288	97.333.916	22.866.006	292	93.818.684
150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.970.748	128	107.120.612	29.340.441	130	110.943.845	29.368.506	132	107.241.222
C > 500.000.000	7.967.640	11	28.971.290	7.944.589	11	30.060.035	7.953.212	11	29.069.301
	55.843.467	7.816.959	416.391.069	55.745.598	7.828.785	414.904.842	55.556.718	7.838.264	414.414.008
C ≤ 5.000	10.133.949	5.197.302	67.760.342	10.047.063	5.204.789	67.179.387	9.958.056	5.210.788	67.160.058
5.000 < C ≤ 15.000	15.222.683	2.323.438	138.195.945	15.092.167	2.326.786	137.011.089	14.958.466	2.329.467	136.971.862
15.000 < C ≤ 50.000	4.217.535	222.053	35.608.740	4.181.375	222.373	35.303.440	4.144.332	222.630	35.293.282
50.000 < C ≤ 300.000	5.405.594	51.132	37.492.640	5.397.135	51.568	37.433.970	5.379.585	51.919	37.370.719
300.000 < C ≤ 1.500.000	10.079.302	20.385	76.452.396	10.078.869	20.570	76.449.116	10.058.366	20.736	76.296.898
1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.803.983	2.110	28.365.790	4.852.307	2.131	29.575.173	4.900.580	2.148	29.572.897
5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.328.935	431	18.462.373	3.377.436	436	18.657.424	3.411.036	441	18.597.684
15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.487.875	123	12.476.886	2.553.127	127	12.713.111	2.578.527	130	12.570.864
50.000.000 < C ≤ 150.000.000	163.612	4	575.957	166.118	4	582.132	167.771	4	579.968
150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN	299.346.456	7.821.066	1.443.545.381	290.977.700	7.832.944	1.428.636.140	275.354.002	7.842.462	1.346.293.025
SATÉLITE <4 bar	1.218.870	168.801	7.999.726	1.220.128	169.550	7.992.658	1.222.019	170.151	7.992.434
C ≤ 5.000	199.221	117.446	1.239.702	198.088	117.958	1.232.653	196.791	118.369	1.231.584
5.000 < C ≤ 15.000	285.004	43.784	2.421.174	283.383	43.975	2.407.407	281.527	44.128	2.405.318
15.000 < C ≤ 50.000	95.495	6.106	859.359	94.952	6.132	854.472	94.330	6.154	853.731
50.000 < C ≤ 300.000	124.119	1.064	676.357	124.528	1.079	678.588	124.608	1.090	676.789
300.000 < C ≤ 1.500.000	189.365	315	928.508	190.038	319	931.808	190.191	323	929.291
1.500.000 < C ≤ 5.000.000	154.953	67	1.008.056	156.505	68	1.015.123	159.085	68	1.019.690
5.000.000 < C ≤ 15.000.000	106.680	16	638.818	107.731	16	640.675	109.508	16	643.627
15.000.000 < C ≤ 50.000.000	64.034	3	229.752	64.902	3	231.932	65.972	3	232.404
50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECTO CLIENTE FINAL	10.390.327			10.653.496			10.691.198		
ÍSTEMA	310.955.653	7.989.867	1.451.545.107	302.851.324	8.002.494	1.436.628.798	287.267.219	8.012.613	1.354.285.459

Fuente: CNMC

Las previsiones para el año de gas 2026 se ha 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 combinados** para el año 2026 se ha mantenido la previsión considerada en la Resolución de 30 de mayo de 2023 (50 TWh en el sistema peninsular y 3,9 TWh en el sistema balear),

lo que supone que en dicho ejercicio la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica en el sistema peninsular se reducirá un 23,1% y en sistema balear un 11,8% debido fundamentalmente al incremento previsto de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

Demanda convencional industrial: Las tasas de variación de la demanda consideradas para el año 2026 se corresponden con las tasas implícitas en las previsiones facilitadas por las empresas transportistas-distribuidoras, con la excepción del nivel de presión de más de 60 bar que se ha considerado un incremento del 2%. En consecuencia, se estima que la demanda industrial se incrementará en 2026 un 0,1%.

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 partiendo de las previsiones de captaciones de clientes remitidas por las empresas distribuidoras, si bien la misma se ha ajustado para reflejar la previsible evolución de la misma. En consecuencia, se estima que el número final de consumidores suministrados a través de redes de presión inferior o igual a 4 bar se incrementa un 0,1% en el año de gas 2026.

Los tamaños medios de los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.6 se han estimado considerando que, como consecuencia de la sustitución de los equipos actualmente instalados por unos más eficientes, se produce anualmente una reducción del tamaño medio del 1% anual. Para el resto de los peajes se ha considerado los incrementos previstos por las empresas.

En el Cuadro I.47 se indica el número de consumidores totales suministrados a presiones inferior o igual a 4 bar, los tamaños medios y demanda resultante para el año 2026.

Cuadro I.47 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 2024 - 2026			Tasa de variación sobre el año de gas anterior		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
Número de consumidores	7.985.760	7.998.335	8.008.415	0,0%	0,2%	0,1%
RL.1	5.314.748	5.322.748	5.329.158	10,0%	0,2%	0,1%
RL.2	2.367.222	2.370.760	2.373.595	-14,3%	0,1%	0,1%
RL.3	228.159	228.505	228.783	-27,1%	0,2%	0,1%
RL.4	52.196	52.646	53.009	1,4%	0,9%	0,7%
RL.5	20.680	20.889	21.058	0,8%	1,0%	0,8%
RL.6	2.177	2.199	2.217	-1,3%	1,0%	0,8%
RL.7	447	452	457	3,2%	1,3%	1,0%
RL.8	126	130	133	1,2%	3,1%	2,5%
RL.9	4	4	4	2,4%	1,4%	1,1%
RL.10	0	0	0			
RL.11	0	0	0			
Tamaño medio (MWh/año)	7,15	7,12	7,09	-0,2%	-0,3%	-0,5%
RL.1	1,94	1,92	1,91	-0,8%	-1,0%	-1,0%
RL.2	6,55	6,49	6,42	5,3%	-1,0%	-1,0%
RL.3	18,90	18,71	18,53	19,6%	-1,0%	-1,0%
RL.4	105,94	104,88	103,83	1,6%	-1,0%	-1,0%
RL.5	496,54	491,58	486,67	3,2%	-1,0%	-1,0%
RL.6	2.278,16	2.277,99	2.282,62	13,6%	0,0%	0,2%
RL.7	7.693,39	7.707,97	7.709,08	0,3%	0,2%	0,0%
RL.8	20.221,73	20.121,82	19.833,23	4,7%	-0,5%	-1,4%
RL.9	37.578,43	37.632,84	37.590,74	8,2%	0,1%	-0,1%
RL.10						
RL.11						
Consumo (MWh)	57.062.337	56.965.725	56.778.738	-0,1%	-0,2%	-0,3%
RL.1	10.333.170	10.245.151	10.154.847	9,1%	-0,9%	-0,9%
RL.2	15.507.686	15.375.550	15.239.993	-9,8%	-0,9%	-0,9%
RL.3	4.313.030	4.276.327	4.238.662	-12,8%	-0,9%	-0,9%
RL.4	5.529.713	5.521.664	5.504.192	3,0%	-0,1%	-0,3%
RL.5	10.268.667	10.268.907	10.248.564	4,1%	0,0%	-0,2%
RL.6	4.958.936	5.008.812	5.059.666	12,1%	1,0%	1,0%
RL.7	3.435.615	3.485.167	3.520.544	3,5%	1,4%	1,0%
RL.8	2.551.910	2.618.030	2.644.499	5,9%	2,6%	1,0%
RL.9	163.612	166.118	167.771	10,9%	1,5%	1,0%
RL.10	0	0	0			
RL.11	0	0	0			

Fuente: CNMC

PÚBLICA

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 para la demanda industrial. Adicionalmente, se ha considerado que la demanda bunkering y gas vehicular se incrementa un 1% en el año 2026.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda se reducirá un 5,1% en el año de gas 2026.

Las previsiones de capacidad contratada se han estimado considerando lo siguiente:

- **Demanda destinada a generación eléctrica peninsular:** se ha mantenido los factores de carga previstos para el ejercicio 2025.
- **Demanda destinada a generación eléctrica balear:** se ha mantenido las capacidades contratadas previstas para el ejercicio 2025.
- **Demanda convencional que dispone de equipos de medida que permitan el registro diario del caudal máximo demandado:** se ha considerado que únicamente una parte de los incrementos de la demanda se traslada a la capacidad contratada.
- **Demanda convencional sin equipos de medida que permitan el registro diario del caudal máximo demandado:** Se han mantenido los factores de carga previstos para el ejercicio 2025.

La previsión de capacidad contratada se ha distribuido por tipo de producto conforme a la distribución prevista para el ejercicio 2025. A la hora de calcular la capacidad contratada equivalente se han considerado los multiplicadores aplicables para el ejercicio 2025.

En relación con las **exportaciones**, se han considerado para el VIP Pirineos las previsiones remitidas por el GTS, mientras que, para el VIP Ibérico, se ha considerado la senda de reducción del volumen exportado prevista para el año 2025.

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 previsto para 2025.

Respecto a la **inyección de biogás en la red de transporte** se corresponden con las previsiones remitidas por el GTS 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.48).

Cuadro I.48 Previsión de inyección de biogás en redes locales para los años de gas 2024 – 2026

	2024	2025	2026
Inyección de biogás en red local	113	799	1.429

Fuente: Empresas

Para las entradas **desde conexiones internacionales y yacimientos**, se han considerado para la conexión internacional de Almería, la previsión remitida por el GTS, mientras que para el resto de punto se ha mantenido la previsión considera para el ejercicio 2025.

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 los años de gas 2025 y 2026, manteniendo los factores de carga, la estructura de contratación y los multiplicadores calculados para el año de gas 2024.

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, la estructura de contratación y los multiplicadores considerados en la previsión del año de gas 2025.

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 y las cisternas con destino a otros países.

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 2025.

PÚBLICA

En relación con el número de cisternas, se estima que se mantienen los tamaños medios de las cisternas previstos para el año de gas 2025.

En relación con la previsión de **almacenamiento de GNL** se estima que el volumen almacenado en 2026 se reducirá un 4%, manteniéndose el factor de carga, la estructura de contratación y los multiplicadores de 2025.

Respecto las previsiones de **trasvase de GNL de planta a buque, buque a buque y puesta en frío** se han mantenido las previsiones del número de barcos remitida por el GTS y el tamaño medio previsto para el ejercicio 2024.

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 en función de los tamaños medio de los buques por planta de regasificación previstos para 2024.

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 2024.

En relación con el servicio de **licuefacción virtual**, se ha mantenido las previsiones del ejercicio 2024.

En el Cuadro I.49 se muestran las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de entrada al sistema, en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de salida y en el Cuadro I.51 el escenario de los servicios de las plantas de regasificación previsto para el periodo 2024-2026.

Cuadro I.49 Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada prevista para los años de gas 2024-2026

Punto de entrada	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)
CI Tarifa	123	30	-	-	-	-
CI Medgaz	309.699	98.533	290.139	90.010	290.101	90.010
CI Biriadou	91.221	14.006	98.493	14.006	98.493	14.006
CI Larrau						
CI Badajoz	32.453	6.993	34.248	6.993	34.248	6.993
CI Tuy						
PR Barcelona	105.122	28.781	93.522	24.960	85.853	22.914
PR Cartagena	125.893	34.467	110.240	29.422	101.201	27.010
PR Huelva	136.107	37.264	144.779	38.640	132.908	35.472
PR Bilbao	234.044	64.077	235.899	62.960	216.557	57.797
PR Sagunto	130.126	35.626	101.224	27.016	92.924	24.801
PR Mugaridos	112.286	30.742	99.680	26.604	91.507	24.423
PR Musei	36.488	9.990	34.022	9.080	31.232	8.336
YAC Marismas	-	-	-	-	-	-
YAC Aznalcázar	336	58	440	58	440	58
YAC Poseidón	-	-	-	-	-	-
YAC Viura	958	159	886	159	886	159
BIO Madrid	606	189	632	189	2.558	766
BIO La Galera / Godall	55	20	171	30	171	30
BIO San Javier	-	-	62	18	62	18
BIO Almendralejo	-	-	66	19	66	19
BIO Arnedo	-	-	53	15	53	15
BIO Oliva de Plasencia	-	-	18	5	18	5
BIO Mérida	-	-	33	9	33	9
BIO Arjona	-	-	73	21	73	21
BIO Peleas de Abajo	-	-	21	6	21	6
BIO Membrilla / Valdepeñas	-	-	101	29	101	29
BIO Socuéllamos / Campo de Criptana	-	-	101	29	101	29
BIO Ciudad Real / Caracuel de Calatrava	-	-	101	29	101	29
BIO Villanueva de Azoague	-	-	50	14	50	14
BIO Villalar de los Comuneros / Bercero	-	-	65	18	65	18
BIO Briviesca	-	-	50	14	50	14
BIO Toro	-	-	14	4	14	4
BIO Almansa	-	-	106	30	106	30
AS Serrablo	10.642	2.601	10.425	2.372	9.811	2.251
AS Gaviota	17.234	4.186	17.719	4.005	16.677	3.801
AS Yela	11.696	2.851	9.549	2.162	8.961	2.051
AS Marismas	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.355.090	370.574	1.282.980	338.926	1.215.440	321.136

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro I.50 Previsión de las salidas de la red de transporte para los años de gas 2024 a 2026

			Año Gas 2024			Año Gas 2025			Año Gas 2026		
			Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<4 bar			55.843.467	7.816.959	416.391.069	55.745.598	7.828.785	414.904.842	55.556.718	7.838.264	414.414.008
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	10.133.949	5.197.302	67.760.342	10.047.063	5.204.789	67.179.387	9.958.056	5.210.788	67.160.058
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		15.222.683	2.323.438	138.195.945	15.092.167	2.326.786	137.011.089	14.958.466	2.329.467	136.971.668
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		4.217.535	222.053	35.608.740	4.181.375	222.373	35.303.440	4.144.332	222.630	35.293.282
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		5.405.594	51.132	37.492.640	5.397.135	51.568	37.433.970	5.379.585	51.919	37.370.719
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		10.079.302	20.365	76.452.396	10.078.869	20.570	76.449.116	10.058.366	20.736	76.296.868
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		4.803.983	2.110	29.365.790	4.852.307	2.131	29.575.173	4.900.580	2.148	29.572.897
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		3.328.935	431	18.462.373	3.377.436	436	18.657.424	3.411.036	441	18.597.684
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		2.487.875	123	12.476.886	2.553.127	127	12.713.111	2.578.527	130	12.570.864
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		163.612	4	575.957	166.118	4	582.132	167.771	4	579.968
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.11	C > 500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN			299.346.456	7.821.066	1.443.545.381	290.977.700	7.832.944	1.428.636.140	275.354.002	7.842.462	1.346.293.025
PLANTA SATELITE < 4 bar			1.218.870	168.801	7.999.726	1.220.128	169.550	7.992.658	1.222.019	170.151	7.992.434
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	199.221	117.446	1.239.702	198.088	117.958	1.232.653	196.791	118.369	1.231.584
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		285.004	43.784	2.421.174	283.383	43.975	2.407.407	281.527	44.128	2.405.318
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		95.495	6.106	859.359	94.952	6.132	854.472	94.330	6.154	853.731
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		124.119	1.064	676.357	124.528	1.079	678.588	124.608	1.090	676.789
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		189.365	315	928.508	190.038	319	931.808	190.198	323	929.291
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		154.953	67	1.008.056	156.505	68	1.015.123	159.085	68	1.019.690
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		106.680	16	636.818	107.731	16	640.675	109.508	16	643.627
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		64.034	3	229.752	64.902	3	231.932	65.972	3	232.404
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		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
RL.11	C > 500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL			10.390.327			10.653.496			10.691.198		
CONEXIONES INTERNACIONALES			53.839.009		296.778.999	37.300.898		290.149.884	35.719.409		263.513.719
CI Tarifa			9.474.144		37.187.849	14.200.000		54.608.482	16.000.000		61.530.684
VIP Pirineos			37.478.854		228.922.074	17.400.048		204.343.438	14.999.740		176.154.595
VIP Ibérico			6.886.010		30.669.076	5.700.850		31.197.965	4.719.668		25.828.439
PLANTAS DE REGASIFICACIÓN			1.228.710		10.372.443	1.246.406		10.747.885	1.252.606		10.801.344
PR Barcelona			146.767		1.238.971	142.264		1.226.755	142.971		1.232.857
PR Cartagena			175.766		1.483.772	167.695		1.446.050	168.529		1.453.242
PR Huelva			190.027		1.604.159	220.236		1.899.117	221.331		1.908.563
PR Bilbao			326.761		2.758.432	358.846		3.094.363	360.631		3.109.754
PR Sagunto			181.677		1.533.666	153.980		1.327.784	154.746		1.334.388
PR Mugaridos			156.768		1.323.396	151.632		1.307.540	152.386		1.314.043
PR Musei			50.943		430.046	51.754		446.276	52.011		448.496
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS			10.545.834		43.261.964	8.103.415		35.458.749	8.103.415		35.458.749
Serrablo			2.500.000		10.215.054	1.921.333		8.373.983	1.921.333		8.373.983
Gaviota			5.415.833		22.276.746	4.160.839		18.255.723	4.160.839		18.255.723
Yela			2.630.001		10.770.165	2.021.243		8.829.043	2.021.243		8.829.043
Marismas			0		0	0		0	0		0
TOTAL SISTEMA			376.569.205	7.989.867	1.801.958.514	349.502.043	8.002.494	1.772.985.316	332.342.648	8.012.613	1.664.059.270

Fuente: CNMC

Cuadro I.51 Previsión de la actividad de regasificación para los años de gas 2024 a 2026

		Año Gas 2024	Año Gas 2025	Año Gas 2026
Descarga de Buques				
Numero Barcos		332	307	288
≤ 40.000 m ³ de GNL	nº	4	4	3
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		11	10	10
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		255	236	221
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		62	57	54
T > 216.000 m ³ de GNL		0	0	0
Volumen (MWh)		298.195.214	276.061.793	258.164.923
≤ 40.000 m ³ de GNL	(MWh)	648.722	600.571	561.636
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		5.229.459	4.841.304	4.527.446
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		225.652.520	208.903.552	195.360.498
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		66.664.514	61.716.367	57.715.343
T > 216.000 m ³ de GNL		0	0	0
Tiempo medio operación de descarga (horas)		21	21	21
≤ 40.000 m ³ de GNL	(horas)	13	13	13
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		17	17	17
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		21	21	21
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		21	21	21
T > 216.000 m ³ de GNL		23	23	23
Regasificación				
Capacidad equivalente	(MWh/día)	907.550	832.246	764.006
Volumen	(MWh)	240.947.969	218.682.310	200.751.376
Carga en cisterna				
Capacidad equivalente	(MWh/día)	60.648	60.865	61.022
Número	nº	43.412	43.763	43.876
Volumen	(MWh)	12.391.297	12.491.451	12.523.731
Tiempo medio carga	(horas)	63.586,6	64.100,7	64.266,4
Trasvase de planta a buque				
Numero Barcos	nº	199	199	199
Volumen	(MWh)	44.352.057	44.352.057	44.352.057
Tiempo medio carga	(horas)	6.776,0	6.776,0	6.776,0
Trasvase de buque a buque				
Numero Barcos	nº	0	0	0
Volumen	(MWh)	0	0	0
Puesta en frío				
Numero Barcos	nº	13	13	13
Volumen	(MWh)	177.129	177.129	177.129
Tiempo medio carga	(horas)	71,5	71,5	71,5
Almacenamiento de GNL				
Capacidad equivalente	(MWh/día)	18.176.790	17.792.672	17.080.965
Volumen	(MWh)	4.288.002.552	4.073.602.425	3.910.658.328
Licuefacción Virtual				
Capacidad equivalente	(MWh/día)	10.372	10.748	10.801
Volumen	(MWh)	1.228.710	1.246.406	1.252.606

Fuente: CNMC

PÚBLICA