



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN
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 DE GAS PARA
EL AÑO OCTUBRE 2021- SEPTIEMBRE 2022**

RAP/DE/007/20

27 de mayo de 2021

Índice

I.	OBJETO	5
II.	ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	5
III.	DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	6
IV.	PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN	16
1.	Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2020-2021	16
2.	Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2021-2022	19
V.	RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LOS PEAJES DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN	22
VI.	HABILITACIÓN PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES EN EL AÑO DE GAS 2020-2021	23
1.	Previsión de variables de facturación	24
2.	Previsión de costes	26
3.	Previsión de ingresos	26
4.	Evaluación de la necesidad de actualización de peajes del ejercicio 2020-2021	28
VII.	DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE	30
1.	Parámetros de la metodología	30
1.1	Modelo de red de transporte	30
1.2	Puntos de entrada a la red de transporte	31
1.3	Puntos de salida de la red de transporte	31
1.4	Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida	32
1.5	Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregadas por punto de entrada y salida de la red de transporte	32

2.	Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte	34
3.	Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad	36
3.1	Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal	36
3.2	Ajustes en los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal resultantes de la CWD	38
3.3	Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal	40
3.3.1	Ajustes en los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal resultantes de la CWD	41
4.	Determinación de los peajes de transporte basados en volumen	44
5.	Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año.	45
6.	Interrumpibilidad	49
7.	Valoración de la metodología de asignación	51
7.1	Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen	52
7.2	Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida	52
7.3	Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales	53
7.4	Análisis de la variación de los peajes de transporte	56
8.	Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio	61
VIII.	DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REDES LOCALES	66
1.	Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales	66
2.	Variables de facturación consideradas en la asignación	67
3.	Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste	67
4.	Análisis de la variación de los peajes de redes locales	82
5.	Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio	86
IX.	DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN	90
1.	Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación	90
2.	Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento	91
3.	Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta	97
3.1	Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo	97
3.2	Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios	99

4.	Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable	105
5.	Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta	106
5.1	Peajes estándar de capacidad firme anual	106
5.1.1	Peaje de descarga de buques	107
5.1.2	Peaje de almacenamiento de GNL	109
5.1.3	Peaje de regasificación	109
5.1.4	Peaje de licuefacción virtual	110
5.1.5	Peaje de carga en cisternas	111
5.1.6	Peaje de carga de GNL de planta a buque	112
5.1.7	Peaje de carga de GNL de buque a buque	112
5.1.8	Peaje de puesta en frío	113
5.1.9	Factor de ajuste a aplicar	114
5.1.10	Peaje de aplicable a los servicios agregados	115
5.2	Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año	116
5.3	Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación	119
5.4	Análisis de la variación de los peajes de regasificación	120
5.5	Evolución prevista de los peajes de regasificación en el periodo regulatorio	126
X.	OTRAS DISPOSICIONES	132
1.	Peaje interrumpible de acceso a las redes locales	132
2.	Periodo transitorio	133
2.1	Análisis de la necesidad	133
2.2	Peajes de transporte durante el periodo transitorio	146
2.3	Peajes de redes locales durante el periodo transitorio	161
3.	Modificación de peaje tras la ubicación inicial	169
XI.	PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN A PUBLICAR EN LA RESOLUCIÓN	171
ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTA PARA LOS AÑOS DE GAS		
2020	-	2021 HASTA 2025-2026
¡Er		

ror! Marcador no definido.

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL PARA EL AÑO DE GAS OCTUBRE 2021- SEPTIEMBRE 2022

I. OBJETO

El objeto de la Memoria es detallar y justificar los peajes de acceso a las redes de transporte, distribución y regasificación aplicables a partir del 1 de octubre de 2021, conforme a lo establecido en el artículo 36 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.

II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho de la Unión Europea en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas.

En aplicación de lo anterior, el 22 de julio de 2020, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 6/2020 citada.

Por otra parte, en el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural.

Conforme al artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 36 de la citada Circular 6/2020, de 22 de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, calculará anualmente y publicará en

el Boletín Oficial del Estado mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación.

III. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el 30 de abril de 2021 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos y a las empresas concernidas para alegaciones. Asimismo, en dicha fecha dichos documentos fueron publicados en la página web de la CNMC.

Por otra parte, en la misma fecha y de acuerdo con lo establecido en el artículo 28.2 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas se ha remitido la propuesta de resolución y sus documentos anexos a las autoridades reguladoras de Francia y Portugal para que emitan informe sobre los aspectos contemplados en el artículo 28.2 del citado Reglamento.

Se han recibido observaciones a la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante MITERD), del regulador portugués (ERSE) y de 21 agentes a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos y del trámite de audiencia pública, de los cuales tres no han formulado observaciones y tres han declarado su alegación confidencial.

1. Comentarios a la propuesta de Resolución

1.1 Observaciones del MITERD

En relación con los **peajes de transporte**, el MITERD ha sugerido suprimir el peaje de salida por la interconexión de Tarifa, hasta que se firme el correspondiente acuerdo de interconexión, así como el Convenio Internacional que lo ampare en su caso. Adicionalmente, indica que la retribución del gas de operación está infraestimada y, por tanto, el peaje podría resultar insuficiente para cubrir el coste.

En relación con los **peajes de redes locales**, el MITERD ha señalado que podría existir un desacople entre ingresos y retribuciones de distribución, ya que para el caso del RL.1 el ingreso medio anual asciende a 67,79 y su retribución media

de distribución es 68,48 €. Al contrario, para el caso del RL.2 y RL.3 recaudan un 58% y un 98% más que la retribución de la distribución respectivamente. Así mismo señala que ello podría desincentivar la electrificación de los pequeños consumidores de gas natural, al reducirse el importe del término fijo del peaje RL.1 desde los 30 €/año a los 27,62 €/año.

En relación con los **peajes de regasificación**, el MITERD ha señalado que hay una inconsistencia en el cálculo del peaje de descarga, ya que la suma de número de barcos desglosado por tamaño no coincide con el total.

Y, por último, otro agente indica que el peaje transitorio del RL.5 podía ser muy reducido, así como los RL.1 y RL.2 conectados a redes de distribución alimentadas mediante plantas satélite.

1.2 Observaciones de los reguladores europeos

Como se ha indicado, en cumplimiento del artículo 28.2 del Reglamento (UE) 2017/460, se solicitó opinión a las autoridades reguladoras de Francia y Portugal sobre el nivel de los multiplicadores, el nivel de los factores estacionales y el nivel de descuento de los artículos 9.2 y 16.

La Autoridad Reguladora portuguesa ERSE no formula observaciones respecto del nivel de los multiplicadores, factores estacionales y descuento de interrumpibilidad (artículo 16). No obstante, en relación con el descuento del 13,9% aplicable a las entradas desde plantas de GNL (artículo 9.2) señala su preocupación sobre dicho valor, en la medida en que pudiera incidir en el uso de las plantas de GNL ibérico, comprometiendo el desarrollo del Mercado ibérico de gas.

Adicionalmente, ERSE muestra su interés por iniciar el estudio relacionado con el papel de las tarifas en la integración de los mercados de España y Portugal incluido en el plan de trabajos 2021-2022.

Se indica que no se han recibido alegaciones de la CRE, la Autoridad Reguladora de Francia.

1.3 Observaciones de los agentes

Con carácter general, los agentes que se han pronunciado al respecto han valorado positivamente la transparencia y la exposición en la aplicación de la metodología para calcular los peajes.

Respecto de la **tramitación**, un agente ha señalado que el plazo proporcionado a los agentes para analizar la propuesta ha sido insuficiente y solicita un plazo superior para sucesivas propuestas de Resolución.

Respecto de las **previsiones de las variables de facturación**, un agente ha señalado que la previsión sobre la recuperación de la demanda es excesivamente conservadora e invita a su revisión.

Asimismo, algunos agentes han indicado que las variables previstas para los servicios de regasificación parecen ser conservadoras.

Respecto de la **retribución** un agente ha solicitado que se incorpore el superávit de 97 M€ previsto entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021 en los peajes del ejercicio 2021-2022, mientras que otros dos agentes indican que sería deseable mayor claridad y transparencia y explicar a qué se va a destinar dicho superávit.

Respecto de los **peajes de transporte**, un agente ha manifestado su preferencia por el peaje postal, mientras que otro agente señala la necesidad de revisar la metodología al objeto de implementar aquellas medidas permitidas por el Reglamento (UE) 2017/460 con objeto de tener unos precios regulados lo más bajos posible para no perjudicar el desarrollo de un mercado ibérico de gas y favorecer la convergencia de precios dentro de la península.

Respecto del peaje de entrada a la red de transporte dos agentes han propuesto implementar un mismo peaje para todas las entradas desde plantas de biogás.

Por otra parte, un agente ha solicitado que se recoja expresamente en la resolución que el peaje de salida nacional aplica a todos los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución.

Adicionalmente, un agente ha solicitado que se justifique adecuadamente la incorporación del peaje de salida por la conexión internacional de Tarifa.

Por último, respecto al descuento por interrumpibilidad, un agente propone incorporar la denominación del término de capacidad que figura en el artículo 16.3 de la Circular 6/2020, los valores concretos del peaje además del descuento, y la referencia a los valores aplicables para el resto de peajes interrumpibles conforme al artículo 15.2.

Respecto a los **peajes de redes locales** un agente se muestra en contra de establecer un término fijo por cliente para las refacturaciones de los consumidores que pasen a tener obligación de instalar telemedida, proponiendo emplear un método basado en el caudal estimado en función del volumen real de consumo y alguna hipótesis sobre el factor de carga. Adicionalmente propone que se recoja la obligación de contratar caudal desde que se pone en conocimiento del consumidor dicha obligación de telemedida, y facturar la capacidad demandada en función del consumo medio registrado durante el periodo de facturación, entre la puesta en conocimiento de la obligación y la instalación de la telemedida. En este sentido, proponen que el comercializador

contrate el caudal antes de que finalice el mes en que se comunica la reubicación y obligación de disponer telemétrica. Sobre este aspecto, otro agente indica que no es posible refacturar a un consumidor que pasa a un peaje con término fijo por caudal que en el año anterior hubiera estado acogido a un peaje con término fijo por cliente y por tanto no hubiera contratado caudal.

Respecto a los **peajes de regasificación** un agente se muestra en contra de la metodología por considerar que no contempla la seguridad de suministro aportada por las plantas, considerando que dicho coste debería repercutirse a la demanda transportada. Adicionalmente señala que el exceso de capacidad de almacenamiento y de vaporización debería considerarse como un coste hundido y trasladarse a la demanda transportada.

Por último, señala este mismo agente que la metodología aplicada en la determinación del peaje de transporte penaliza la entrada de gas por determinadas plantas al establecer el mismo peaje para todas ellas y con objeto de mitigarlo proponen aplicar descuentos en el peaje de descarga o en su defecto que se permitan servicios localizados de regasificación.

Varios agentes se han pronunciado respecto al tratamiento de las primas de las subastas de capacidad, considerando 5 de ellos que deberían repartirse entre los servicios de las plantas de regasificación excluyendo al “peaje para la recuperación de otros costes de regasificación” y 4 de ellos que las primas de cada servicio se tengan en cuenta en la determinación de dicho servicio. Por el contrario, un agente indica que sí debe incluirse al “peaje para la recuperación de otros costes de regasificación”. Adicionalmente dos agentes indican que se debería considerar la última información disponible, así como la mejor estimación de las subastas no celebradas por redundar en una mayor competitividad de las plantas, por su impacto favorable en el precio del gas que pagan los consumidores, y por corregir la discriminación de las plantas frente a las interconexiones internacionales.

Algunos agentes indican su preocupación por la variación experimentada en el peaje de almacenamiento de GNL respecto al año de gas anterior, solicitando algunos de ellos que se lleve a cabo una revisión de los valores y criterios utilizados en el cálculo y dos de ellos que se revise por si se tratara de un error. Así mismo un agente indica que dicha variación pudiera derivarse de la nueva metodología de retribución de la actividad de regasificación.

Igualmente, algunos agentes han señalado el incremento del peaje de carga en cisternas, indicado algunos de ellos que resta competitividad al transporte terrestre, clave para la descarbonización y la transición ecológica. Respecto a este peaje, adicionalmente dos agentes se han mostrado en contra del tratamiento que se le da a este servicio, considerando que al ser un servicio discreto debería ser un término fijo por carga.

Por último, en relación al peaje para la recuperación de otros costes de regasificación, dos agentes consideran que se debería eximir a la carga en cisternas.

Respecto a los **multiplicadores**, un agente solicita que se aclare que los multiplicadores de salida de la red de transporte son también aplicables a los peajes de acceso de redes locales. Adicionalmente un agente indica que los multiplicadores intradiarios de regasificación son muy elevados, desincentivando la contratación de corto plazo, y otros tres agentes critican los multiplicadores de carga en cisternas intradiarios y diarios, siendo estos muy relevantes por la naturaleza del servicio. Un agente ha solicitado que en caso de que se adquieran productos diarios en la primera subasta de un mes natural para todos los días del mes con idéntico caudal contratado, se aplique el multiplicador correspondiente al producto mensual y de forma análoga para los productos mensuales y trimestrales, proponiendo que se modifiquen los artículos 14 y 32 de la Circular 6/2020.

Respecto al periodo **transitorio** un agente interpreta que la duración máxima de cuatro años debería contarse desde la aprobación de la metodología de cargos mediante el Real Decreto 1184/2020 y finalizar en diciembre de 2023, en lugar de septiembre de 2025.

Dos agentes no consideran necesaria la aplicación de un transitorio en los peajes de transporte, mientras que otros tres agentes lo consideran necesario, si bien uno de ellos solicita que se modifique el diseño imputando al diferencial a los términos variables, y otro de ellos que, de cara a la necesaria predictibilidad de las tarifas, no se modifique el diseño durante su vigencia.

Respecto al transitorio definido para los peajes de redes locales, un agente considera que introduce una subvención cruzada entre consumidores y propone asignar el déficit resultante del transitorio proporcionalmente a la facturación por grupo tarifario. Otro agente solicita que no convivan peajes de carácter general con peajes transitorios por considerarlo discriminatorio, implicar un seguimiento individualizado de clientes, e introducir una complejidad en los sistemas de facturación, contratación, intercambio de información y de liquidaciones. Sobre este aspecto, otro agente indica que se debe establecer un plazo para la renuncia de la aplicación del periodo transitorio y propone un plazo no superior a 10 días.

Respecto a la **actividad de regasificación**, algunos agentes han solicitado la implementación de un periodo transitorio que module el impacto de la nueva metodología, si bien un agente lo limita al servicio de regasificación, otro al canon de almacenamiento y otro al peaje de carga en cisternas.

Varios agentes han presentado alegaciones **sobre la cuota del Gestor Técnico del Sistema** (en adelante cuota del GTS) y la **tasa sobre hidrocarburos**

gaseosos (en adelante, tasa de la CNMC). En concreto, dos agentes han indicado que sería conveniente publicar el importe de la cuota del GTS. Otro indica la necesidad de establecer quién es el responsable de facturar la cuota del GTS. Tres agentes solicitan que la retribución y la cuota del GTS se establezca para el año de gas. Otro agente considera que se debería mejorar la redacción y aclarar si las primas de las subastas van a ir destinadas al pago de dichos conceptos. Otro agente que se debería aclarar el criterio (fecha de devengo o fecha de factura) en caso de facturas que anulan facturas anteriores en el caso de que la tasa de la CNMC fuera modificada. Por último, un agente señala que no se puede establecer en la Resolución que a los peajes se les debe aplicar la tasa de la CNMC al estar establecido en el Real Decreto 148/2021.

En relación a la **modificación del peaje tras la ubicación inicial** de los consumidores, varios agentes solicitan mayor flexibilidad para los consumidores, proponiendo que, de forma análoga al sector eléctrico, se permitan dos cambios de peajes durante el primer año y un tercero durante 6 meses durante un periodo de 6 meses. Adicionalmente, uno de estos agentes solicita que se explicita en la Resolución el responsable de la facturación. Por el contrario, otro agente señala que se debe reducir el plazo para solicitar el cambio, ya que en caso contrario los responsables de facturación no tendrán tiempo para implementarlo antes del año de gas, proponiendo 20 días.

Respecto a la **entrada en vigor**, un agente ha señalado que algunas disposiciones deben aplicarse antes del 1 de octubre, como es el caso del resuelve cuarto relativo al plazo máximo de comunicación del comercializador a las propuestas de ubicación de los consumidores.

Finalmente, algunos agentes han señalado la necesidad de aclarar **otros aspectos**, en concreto, (i) cómo proceder en caso de modificaciones de caudal o peaje que abarcan un periodo superior a un año, (ii) la declaración responsable por parte del comercializador comunicando al distribuidor que la identificación de un punto de recarga de vehículo de acceso público cumple con los requisitos establecidos en la disposición cuarta de la Circular 6/2020, y (iii) el acceso al consumidor a la información de demanda diaria.

2. Incorporación de las observaciones en la resolución

2.1 Observaciones del MITERD

En relación con **el coste del gas de operación**, se indica que en la presente Resolución se ha considerado el importe previsto en la **memoria justificativa** de la Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural. Por tanto, dicha alegación se tendría que haber

referido al marco de dicho procedimiento y no al de la presente Resolución donde la retribución es un dato de entrada para obtener los peajes.

En relación con la alegación relativa al **peaje de salida por la interconexión por tarifa**, esta Comisión ha dejado claro que dicho peaje no será de aplicación en tanto no se disponga de un marco jurídico y técnico que permita el tránsito de gas a contraflujo por dicha conexión internacional.

En relación con el **importe del término fijo de los peajes de redes locales** aplicable a los consumidores de gas natural acogidos al peaje RL.1, así como los términos fijos de los peajes de consumidores suministrados desde plantas satélite RL.1 y RL.2, se indica que el término de conducción establecido en la Resolución de 22 de septiembre de 2020, incorporaba tanto los peajes de transporte, peajes de redes locales, otros costes de regasificación, como los cargos y las cuotas y tasas correspondientes. Por tanto, a efectos de la comparación con el citado término de conducción se hace necesario añadir al peaje de redes locales, el peaje de salida de la red de transporte y el peaje de otros costes de regasificación, así como la mejor estimación del importe de los cargos actualmente disponible. Bajo estas condiciones, se observa que el término fijo del peaje RL.1 de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución es un 47% superior al término de conducción vigente y los términos fijos de los peajes RL.1 y RL.2 de los consumidores suministrados desde plantas satélite son un 22% y 25% superiores, respectivamente, a los peajes vigentes.

Esta misma consideración se realiza respecto a la observación relativa a que el nivel de los peajes aplicables a suministros desde plantas satélite RL.1 a RL.5 es inferior a los peajes vigentes.

Por otra parte, y **en relación con los peajes de regasificación**, se ha comprobado que no existe inconsistencia en las previsiones de demanda, sino que la diferencia se debe al redondeo, ya que en la Memoria no se muestran todos los decimales.

2.2 Observaciones de ERSE

Respecto de la preocupación mostrada por ERSE respecto del descuento del 13,9% en el peaje de entrada a la red de transporte desde las plantas de GNL, se indica, por una parte, que está recogido en la Circular 6/2020 y por tanto no es susceptible de ser modificado y, por otra parte, que el citado descuento cumple con el Reglamento (UE) 2017/460, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, como señaló ACER en su informe.

2.3 Observaciones de los agentes

En relación con las observaciones realizadas por los agentes cabe señalar lo siguiente:

En relación con las alegaciones recibidas **sobre la previsión de las variables de facturación**, se indica que esta Comisión considera el escenario adecuado teniendo en cuenta las actuales incertidumbres existentes sobre la evolución de la economía tras la pandemia.

En relación con la disconformidad que varios agentes han planteado en relación con las **metodologías establecidas en la Circular 6/2020**, se indica que el objeto de la resolución es aplicar la metodología establecida en dicha Circular y no la modificación de la misma. Por tanto, dichos comentarios, no pueden ser tenidos en cuenta en la presente resolución.

En particular, no se han incorporado las siguientes propuestas de los agentes:

- El establecimiento de peajes de entrada y salida postales.
- La nivelación de precios en los peajes de entrada a la red de transporte desde plantas de biogás.
- Los descuentos en los peajes de plantas de GNL para servicios localizados

En relación con los **peajes de transporte**, se ha recogido de forma expresa que el peaje de salida nacional aplica a todos los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución.

Por el contrario, no se ha atendido a la alegación planteada en relación con los peajes de capacidad interrumpible relativa a la publicación de los valores concretos de los peajes, porque sería inconsistente con las fórmulas de facturación establecidas en el artículo 16 de la Circular 6/2020, motivado porque para calcular el precio del peaje hay que considerar el multiplicador.

En relación con los **peajes de redes locales**, en respuesta a las alegaciones recibidas, se ha modificado el procedimiento de refacturación aplicable para el caso en que un consumidor pase a tener la obligación de tener instalada la teled medida. Por tanto, se establece que para dicho caso al consumidor se le deberá facturar por caudal, en función de un factor de carga, y no por cliente como inicialmente consideraba la propuesta de Resolución.

Adicionalmente, y como se solicitaba por parte de los agentes, se ha especificado el procedimiento de facturación de los peajes aplicable durante el periodo del que dispone el consumidor para instalar teled medida, desde que se le comunica la obligación.

En relación con los peajes de la **actividad de regasificación**, atendiendo a las alegaciones recibidas, se ha modificado el tratamiento de las primas de las subastas, de forma que se imputan a los peajes por prestación de servicios, excluido el peaje de otros costes de regasificación, motivado porque no se generan primas sobre este peaje.

Asimismo, teniendo en cuenta las observaciones de los agentes, se ha actualizado el importe de dichas primas con la última información disponible. No obstante, no se ha considerado la alegación relativa a incorporar la mejor estimación de las primas de las subastas que aún no han sido celebradas por un principio de prudencia y por la elevada incertidumbre del valor de las mismas.

En relación con las variaciones experimentadas por los **peajes de la actividad de regasificación**, se ha procedido a comprobar que dichas variaciones son el resultado de la aplicación de la Circular 6/2020, considerando el escenario de demanda previsto y la retribución establecida en la Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural.

Por lo que respecta al **periodo transitorio**, no se ha tenido en cuenta la alegación relativa a la duración del mismo, entendiéndose que el plazo establecido en el Real Decreto-ley 1/2019 se basa en que ambas metodologías de peajes y cargos serían aprobadas con anterioridad y peajes y cargos serían de aplicación a partir del 1 de enero de 2020 y que acortar el periodo transitorio tiene un impacto relevante sobre los agentes.

Tampoco se han tenido en cuenta las alegaciones relativas a la no aplicación de un periodo **transitorio para la actividad de transporte**, entendiéndose que, si bien el impacto sobre los consumidores se compensa y no sería necesario trasladarlo gradualmente, se produce un impacto relevante sobre otros agentes y, particularmente, atendiendo a las consideraciones de ERSE, la Autoridad Reguladora portuguesa.

Respecto de la propuesta de recuperar mediante el término variable el impacto del periodo transitorio, se indica que tampoco se ha considerado, ya que se incumpliría el Reglamento (UE) 2017/460, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

En relación con el **periodo transitorio para los peajes de redes locales**, se ha modificado el diseño del mismo, en línea con las alegaciones planteadas. En particular, se establece una única estructura tarifaria, aplicable a todos los consumidores, y se elimina la convivencia de peajes aplicables a consumidores sin periodo transitorio y peajes aplicables a los consumidores con periodo transitorio como se establecía en la propuesta de Resolución que fue a trámite de audiencia. Ello con el objeto de facilitar la comprensión del mismo por los

agentes, evitar la diferencia de tratamiento entre consumidores de las mismas características y facilitar los procedimientos de facturación y reubicación.

En relación el establecimiento de un **periodo transitorio a la actividad de regasificación**, no se ha atendido a las alegaciones de los agentes que lo solicitaban dado que los peajes que resultan de la metodología presentan aumentos inferiores a las disminuciones que resultaron de la aplicación de la metodología para el ejercicio 2020-2021. Cabe señalar que, en el citado ejercicio se trasladaron íntegramente las variaciones que resultaron de aplicar la Circular 6/2020.

En relación con la **cuota del GTS y Tasa de la CNMC**, se indica que el importe de la cuota del GTS aplicable para el año natural 2021 está establecido en la Resolución de 17 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la cuantía de retribución del Gestor Técnico del Sistema para 2021 y la cuota para su financiación¹, mientras que el importe de la Tasa de la CNMC se establece en el punto cuarto del anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia². En consecuencia, no se considera oportuno establecer los mismos en la presente Resolución.

Respecto del resto de observaciones de los agentes en relación con la cuota del GTS y la tasa de la CNMC, se indica que exceden el ámbito de la presente Resolución.

En relación con la modificación del peaje tras la ubicación inicial se ha añadido la posibilidad de que, sin perjuicio de lo establecido en el resuelve cuarto de la Resolución, durante el año de gas 2021-2022, los consumidores directos en el mercado o los comercializadores puedan solicitar un cambio de peaje a pesar de que no hayan transcurrido doce meses desde la última modificación al objeto de proporcionar una mayor flexibilidad a los consumidores en su adecuación a la nueva estructura tarifaria.

Por otra parte, se indica que se ha modificado a la **entrada en vigor de la Resolución**, en línea con las alegaciones presentadas, distinguiendo aquellos puntos con entrada en vigor anterior y posterior al 1 de octubre de 2020.

Adicionalmente, se indica que, a solicitud de los agentes, se ha incluido la **declaración responsable** a presentar por parte del comercializador comunicando al distribuidor que la identificación de un punto de recarga de vehículo de acceso público cumple con los requisitos establecido en la disposición cuarta de la Circular 6/2020.

¹ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3293462_1.pdf

² Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-5940>

Finalmente, se han corregido en la Resolución diversas **erratas** indicadas por los agentes.

IV. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

A continuación, se presenta las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022 desagregadas por peaje de salida de las redes de transporte y distribución, así como las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación y la capacidad y el volumen de entrada y salida de la red de transporte troncal. Los escenarios de previsión han sido elaborados teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la información disponible tanto en la base de datos de liquidaciones gasista como en el SL-ATR.

En anexo I se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las variables de facturación previstas para los ejercicios 2020-2021 y 2021-2022, así como la previsión de su evolución hasta el final del periodo regulatorio tanto con la estructura de peajes vigentes como con la estructura establecida en la Circular 6/2020.

1. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2020-2021

En el Cuadro 1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada equivalente registrada en el año de gas 2019-2020, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones y la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2019-2020 se reducirá un 3,7% respecto de los niveles registrados en el año de gas 2019-2020, motivado fundamentalmente por el descenso de la demanda destinada a generación eléctrica (-22,8%), compensado por el incremento del 3,1% de la demanda convencional (sobre todo del grupo 3, +8,0%) (véase Cuadro 1).

Asimismo, se espera una reducción de la capacidad contratada del 6,3%, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada de consumidores que utilizan gas para generar electricidad (-19%) y el mantenimiento de la capacidad contratada para el resto de consumidores.

Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2020-2021

Grupo tarifario	Año Gas 2019-2020 (A)			Previsión Año Gas 2020-2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
Demanda Generación Eléctrica	47	373.023	95.780	41	302.751	73.922	-12,9%	-18,8%	-22,8%
Peninsular	44	316.973	89.568	38	246.701	66.973	-13,2%	-22,2%	-25,2%
Baleares	3	56.050	6.211	3	56.050	6.950	-8,3%	0,0%	11,9%
Demanda Convencional	7.941.613	728.115	258.630	7.976.775	728.700	266.710	0,4%	0,1%	3,1%
Grupo 1	85	224.509	70.580	85	226.699	71.853	0,0%	1,0%	1,8%
Grupo 2	3.780	480.129	121.610	3.780	479.371	123.081	0,0%	-0,2%	1,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	154	121.544	33.936	154	121.092	34.429	0,0%	-0,4%	1,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.626	358.585	87.674	3.626	358.279	88.652	0,0%	-0,1%	1,1%
Grupo 3	7.937.748	23.477	66.440	7.972.910	22.631	71.776	0,4%	-0,4%	8,0%
3.1	4.611.206		10.546	4.612.733		11.793	0,0%		11,8%
3.2	3.248.484		27.850	3.280.545		30.677	1,0%		10,1%
3.3	25.515		1.444	25.955		1.639	1,7%		13,5%
3.4	52.230		21.810	53.357		22.993	2,2%		5,4%
3.5	312	23.477	4.789	321	22.631	4.673	2,9%	-3,6%	-2,4%
GNL cliente final			11.057			11.224			1,5%
Total	7.941.660	1.101.139	365.467	7.976.816	1.031.452	351.856	0,4%	-6,3%	-3,7%

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

En el Cuadro 2 se muestran las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2020-2021.

Cuadro 2. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2020-2021

	Año de gas 2019-2020 (A)		Previsión de cierre año de gas 2020-2021 (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado
Regasificación	752.937.713	233.845.342	666.749.039	215.560.842	-11,4%	-7,8%
Descarga de buques	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado de buques
S ≤ 40.000 m3	250	239.346.982	241	230.414.956	-3,5%	-3,7%
M: 40.000 - 75.000 m3	1	61.984	1	83.593	0,0%	34,9%
L: 75.000 - 150.000 m3	4	1.931.919	4	2.061.107	0,0%	6,7%
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	96	84.031.366	93	81.590.133	-3,1%	-2,9%
XXL > 216.000 m3	146	143.416.561	140	141.974.516	-4,1%	-4,3%
	3	4.905.152	3	4.705.607	0,0%	-4,1%
Trasvase de GNL de planta a buque	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buque
	23	736.896	24	1.911.210	4,3%	159,4%
Trasvase de GNL de buque a buque	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque
	23	736.896	1	142.048	-95,7%	-80,7%
Puesta en frío	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío
	11	129.853	1	3.091	-90,9%	-97,6%
Carga en cisternas	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado	Volumen cargados en cisternas
	51.201.568	12.533.746	52.792.454	13.891.161	3,1%	10,8%
Almacenamiento de GNL	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado	Volumen de gas almacenado
	-	3.931.266.791	13.153.792.624	3.160.189.085	n.a.	-19,6%
Licuefacción Virtual	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas
	-	-	5.737.542	1.825.000	n.a.	n.a.

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

Finalmente, en el Cuadro 3 y en el Cuadro 4 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada y de salida de la red de transporte, previstos para el cierre del año de gas 2020-2021.

Cuadro 3. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 desagregada por punto de entrada

Puntos de entrada	Real año de gas 2019-2020			Previsión de cierre año de gas 2020-2021			Tasa de Variación 2021 s/ 2020		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	124.952.112	475.319.875	72,0%	138.934.168	581.557.840	65,5%	11,2%	22,4%	-9,1%
Tarifa GME	28.981.293	101.264.217	78,4%	42.301.414	175.158.882	66,2%	46,0%	73,0%	-15,6%
MEDGAZ	60.322.856	208.847.080	79,1%	63.122.370	220.541.251	78,4%	4,6%	5,6%	-0,9%
VIP Pirineos	33.878.738	156.368.035	59,4%	31.204.692	174.946.238	48,9%	-7,9%	11,9%	-17,7%
VIP Ibérico	1.769.225	8.840.542	54,8%	2.305.692	10.911.468	57,9%	30,3%	23,4%	5,6%
Desde planta de regasificación	233.974.286	701.418.653	91,4%	215.560.842	666.749.039	88,6%	-7,9%	-4,9%	-3,1%
Barcelona	47.918.003	n.a.	n.a.	38.812.183	120.049.567	88,6%			
Cartagena	33.139.636	n.a.	n.a.	38.930.731	120.416.248	88,6%			
Huelva	51.723.459	n.a.	n.a.	47.839.692	147.972.464	88,6%			
Bilbao	63.572.760	n.a.	n.a.	48.313.048	149.436.597	88,6%			
Sagunto	20.291.980	n.a.	n.a.	18.812.676	58.189.295	88,6%			
Mugardos	17.328.448	n.a.	n.a.	22.852.511	70.684.867	88,6%			
Desde AA.SS.	8.546.112	n.a.	n.a.	11.037.005	33.020.031	91,6%	29,1%		
Serrablo	3.730.496	n.a.	n.a.	3.265.078	9.567.884	93,5%			
Gaviota	1.945.520	n.a.	n.a.	3.963.034	12.492.230	86,9%			
Yela	269.028	n.a.	n.a.	3.448.840	9.823.076	96,2%			
Marismas	2.601.068	n.a.	n.a.	360.052	1.136.840	86,8%			
Otros	681.719	2.983.354	62,6%	454.715	2.154.755	57,8%	-33,3%	-27,8%	-7,6%
Marismas	0	0		7.665	21.000	100,0%			
Poseidon	41.786	338.750	33,8%	58.084	437.308	36,4%	39,0%	29,1%	7,7%
Viura	540.719	2.370.004	62,5%	314.634	1.401.699	61,5%	-41,8%	-40,9%	-1,6%
Madrid	99.214	274.599	99,0%	74.332	294.749	69,1%	-25,1%	7,3%	-30,2%
TOTAL	368.154.229	1.179.721.881	85%	365.986.729	1.283.481.664	78%	-0,6%	8,8%	-8,6%

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

Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 desagregada por punto de salida

Puntos de salida	Real año de gas 2019-2020			Previsión de cierre año de gas 2020-2021			Tasa de Variación 2021 s/ 2020		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	35.647.963	130.283.371	75,0%	13.544.872	149.643.005	24,8%	-62,0%	14,9%	-66,9%
VIP Pirineos	33.878.738	122.158.277	76,0%	9.132.812	124.799.837	20,0%	-73,0%	2,2%	-73,6%
VIP Ibérico	1.769.225	8.125.094	59,7%	4.412.060	24.843.169	48,7%	149,4%	205,8%	-18,4%
Planta de regasificación	n.a.	n.a.	n.a.	1.825.000	5.737.542	87,1%			
Barcelona	n.a.	n.a.	n.a.	328.595	1.033.057	87,1%			
Cartagena	n.a.	n.a.	n.a.	329.599	1.036.212	87,1%			
Huelva	n.a.	n.a.	n.a.	405.025	1.273.340	87,1%			
Bilbao	n.a.	n.a.	n.a.	409.032	1.285.939	87,1%			
Sagunto	n.a.	n.a.	n.a.	159.274	500.733	87,1%			
Mugardos	n.a.	n.a.	n.a.	193.476	608.261	87,1%			
Desde AA.SS.	11.951.899	n.a.	n.a.	12.177.995	32.868.152	101,5%	1,9%		
Serrablo	3.205.649	n.a.	n.a.	3.801.379	10.074.494	103,4%	18,6%		
Gaviota	4.881.225	n.a.	n.a.	3.950.652	10.689.222	101,3%	-19,1%		
Yela	373.225	n.a.	n.a.	3.587.470	9.584.356	102,5%	861,2%		
Marismas	3.491.800	n.a.	n.a.	838.494	2.520.081	91,2%	-76,0%		
Salida nacional	353.144.789	1.495.620.151	64,7%	339.267.861	1.461.601.385	63,6%	-3,9%	-2,3%	-1,7%
P > 60 bar	166.311.826	597.023.478	76,3%	145.747.881	529.112.132	76,5%	-12,4%	-11,4%	-1,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	33.935.800	121.543.921	76,5%	34.429.143	121.091.796	77,9%	1,5%	-0,4%	1,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.722.244	359.094.095	66,9%	88.679.631	358.616.936	67,7%	1,1%	-0,1%	1,2%
P ≤ 4 bar	65.174.919	417.958.658	42,7%	70.411.206	452.780.521	42,6%	8,0%	8,3%	-0,3%
TOTAL	400.744.651	1.625.903.522	67,5%	366.815.728	1.649.850.085	60,9%	-8,5%	1,5%	-9,8%

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

2. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2021-2022

En el Cuadro 5 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada prevista por la CNMC para el año de gas 2021-2022 con la estructura de peajes vigente a efectos de facilitar la comparación entre ambos ejercicios. Se estima que la demanda del año de gas 2021-2022 alcanzará los 349,2 TWh, un 0,8% inferior a la demanda prevista para el cierre del año de gas 2020-2021, justificado, fundamentalmente, por la contracción de la demanda destinada a la generación eléctrica y de la demanda del grupo 3 como consecuencia de considerar la Borrasca Filomena en el año de gas 2020-2021, parcialmente compensado por el aumento de la demanda de los grupos 1 y 2.

Asimismo, se estima una reducción de la capacidad contratada en el año de gas 2021-2022 del 1,4% respecto de la prevista para el cierre del año de gas 2020-2021, motivado, fundamentalmente, por (i) la contracción de la capacidad contratada destinada a generación eléctrica, parcialmente compensado por el incremento de la capacidad convencional, y (ii) el impacto del cambio de los multiplicadores.

Cuadro 5. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022

Grupo tarifario	Previsión de cierre del año de gas 2020-2021 (A)			Previsión para el año de gas 2021-2022 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
Demanda Generación Eléctrica	41	302.751	73.922	41	270.593	65.267	0,0%	-10,6%	-11,7%
Peninsular	38	246.701	66.973	38	214.542	58.243	0,0%	-13,0%	-13,0%
Baleares	3	56.050	6.950	3	56.050	7.025	0,0%	0,0%	1,1%
Demanda Convencional	7.976.775	728.700	266.710	8.025.741	746.195	272.028	0,6%	2,4%	2,0%
Grupo 1	85	226.699	71.853	85	236.601	75.325	0,0%	4,4%	4,8%
Grupo 2	3.780	479.371	123.081	3.792	486.292	127.154	0,3%	1,4%	3,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	154	121.092	34.429	156	122.948	35.813	1,0%	1,5%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.626	358.279	88.652	3.636	363.345	91.341	0,3%	1,4%	3,0%
Grupo 3	7.972.910	22.631	71.776	8.021.864	23.302	69.548	0,6%	-3,1%	-3,1%
3.1	4.612.733	-	11.793	4.629.380	-	11.017	0,4%	-	-6,6%
3.2	3.280.545	-	30.677	3.311.206	-	28.788	0,9%	-	-6,2%
3.3	25.955	-	1.639	26.631	-	1.575	2,6%	-	-3,9%
3.4	53.357	-	22.993	54.317	-	23.356	1,8%	-	1,6%
3.5	321	22.631	4.673	329	23.302	4.811	2,3%	3,0%	3,0%
GNL cliente final			11.224			11.902			6,0%
Total	7.976.816	1.031.452	351.856	8.025.782	1.016.787	349.197	0,6%	-1,4%	-0,8%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 6 se presenta el escenario de previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2021-2022.

Cuadro 6. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2021-2022

	Año de gas 2020-2021 (A)		Previsión de cierre año de gas 2021-2022 (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado equivalente	Volumen regasificado
Regasificación	666.749.039	215.560.842	640.413.829	207.046.634	-3,9%	-3,9%
Descarga de buques	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado de buques
S ≤ 40.000 m3	250	230.414.956	233	222.495.186	-6,8%	-3,4%
M: 40.000 - 75.000 m3	1	83.593	1	35.053	0,0%	-58,1%
L: 75.000 - 150.000 m3	4	2.061.107	6	2.697.267	50,0%	30,9%
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	93	81.590.133	96	84.349.086	3,2%	3,4%
XXL > 216.000 m3	140	141.974.516	128	130.314.165	-8,6%	-8,2%
	3	4.705.607	3	5.099.615	0,0%	8,4%
Trasvase de GNL de planta a buque	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buques (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buques (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buques
	24	1.911.210	36	2.866.815	50,0%	50,0%
Trasvase de GNL de buque a buque	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buques (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buques
	1	142.048	-	-	-100,0%	-100,0%
Puesta en frío	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío
	1	3.091	-	-	-100,0%	-100,0%
Carga en cisternas	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado	Volumen cargados en cisternas
	52.792.454	13.891.161	52.093.770	14.473.937	-1,3%	4,2%
Almacenamiento de GNL	Caudal contratado (MWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh/día)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado	Volumen de gas almacenado
	13.153.732.624	3.160.189.085	12.749.136.970	3.062.984.831	-3,1%	-3,1%
Licuefacción Virtual	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado	Volumen de gas
	5.737.542	1.825.000	5.431.027	1.825.000	n.a.	n.a.

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 7 y en el Cuadro 8 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada a la red de transporte previstos para el año de gas 2021-2022.

Cuadro 7. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el año de gas 2021-2022 desagregado por punto de entrada

Puntos de entrada	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Tasa de Variación 2022 s/ 2021		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	138.934.168	581.557.840	65,5%	142.324.758	581.557.840	67,0%	2,4%	0,0%	2,4%
Tarifa GME	42.301.414	175.158.882	66,2%	45.692.004	175.158.882	71,5%	8,0%	0,0%	8,0%
MEDGAZ	63.122.370	220.541.251	78,4%	63.122.370	220.541.251	78,4%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Biriattou	8.321.251	46.652.330	48,9%	8.321.251	46.652.330	48,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	22.883.441	128.293.908	48,9%	22.883.441	128.293.908	48,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	1.585.163	7.501.634	57,9%	1.585.163	7.501.634	57,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Tuy	720.529	3.409.834	57,9%	720.529	3.409.834	57,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Desde planta de regasificación	215.560.842	666.749.039	88,6%	207.046.634	640.413.829	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Barcelona	38.812.183	120.049.567	88,6%	37.279.182	115.307.857	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Cartagena	38.930.731	120.416.248	88,6%	37.393.048	115.660.055	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Huelva	47.839.692	147.972.464	88,6%	45.950.123	142.127.858	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Bilbao	48.313.048	149.436.597	88,6%	46.404.783	143.534.160	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Sagunto	18.812.676	58.189.295	88,6%	18.069.614	55.890.939	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Mugardos	22.852.511	70.684.867	88,6%	21.949.884	67.892.961	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Desde AA.SS.	11.037.005	33.020.031	91,6%	12.714.609	38.862.359	89,6%	15,2%	17,7%	-2,1%
Serrablo	3.265.078	9.567.884	93,5%	3.573.623	10.995.182	89,0%	9,4%	14,9%	-4,8%
Gaviota	3.963.034	12.492.230	86,9%	5.510.461	16.828.713	89,7%	39,0%	34,7%	3,2%
Yela	3.448.840	9.823.076	96,2%	3.260.328	9.869.450	90,5%	-5,5%	0,5%	-5,9%
Marismas	360.052	1.136.840	86,8%	370.196	1.169.015	86,8%	2,8%	2,8%	0,0%
Otros	454.715	2.154.755	57,8%	454.715	2.154.755	57,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Marismas	7.665	21.000	100,0%	7.665	21.000	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Poseidon	58.084	437.308	36,4%	58.084	437.308	36,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Viura	314.634	1.401.699	61,5%	314.634	1.401.699	61,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Madrid	74.332	294.749	69,1%	74.332	294.749	69,1%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	365.986.729	1.283.481.664	78%	362.540.715	1.262.988.784	78,6%	-0,9%	-1,6%	0,7%

Fuente: CNMC

Cuadro 8. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2021-2022

Puntos de entrada	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Tasa de Variación 2022 s/ 2021		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	13.544.872	149.643.005	24,8%	13.544.872	149.643.005	24,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Tarifa GME	-	-		-	-				
CI Biriattou	2.435.417	33.279.956	20,0%	2.435.417	33.279.956	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	6.697.396	91.519.880	20,0%	6.697.396	91.519.880	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	4.105.667	23.117.949	48,7%	4.105.667	23.117.949	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Tuy	306.393	1.725.220	48,7%	306.393	1.725.220	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Planta de regasificación	1.825.000	5.737.542	87,1%	1.825.000	5.431.027	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Barcelona	328.595	1.033.057	87,1%	328.595	977.868	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Cartagena	329.599	1.036.212	87,1%	329.599	980.855	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Huelva	405.025	1.273.340	87,1%	405.025	1.205.315	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Bilbao	409.032	1.285.939	87,1%	409.032	1.217.241	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Sagunto	159.274	500.733	87,1%	159.274	473.983	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Mugaridos	193.476	608.261	87,1%	193.476	575.766	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Desde AA.SS.	12.177.995	32.868.152	101,5%	12.298.122	37.146.961	90,7%	1,0%	13,0%	-10,6%
Serrablo	3.801.379	10.074.494	103,4%	3.872.157	11.672.087	90,9%	1,9%	15,9%	-12,1%
Gaviola	3.950.652	10.689.222	101,3%	4.042.770	12.213.416	90,7%	2,3%	14,3%	-10,4%
Yela	3.587.470	9.584.356	102,5%	3.527.951	10.655.858	90,7%	-1,7%	11,2%	-11,5%
Marismas	838.494	2.520.081	91,2%	855.243	2.605.600	89,9%	2,0%	3,4%	-1,4%
Salida nacional	339.267.861	1.461.601.385	63,6%	336.024.106	1.430.764.664	64,3%	-1,0%	-2,1%	1,2%
P > 60 bar	145.747.881	529.112.132	72,8%	140.568.842	506.899.647	76,0%	3,7%	-4,2%	4,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.429.143	121.091.796	77,9%	35.813.104	122.947.633	79,8%	4,0%	1,5%	2,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	88.679.631	358.616.936	69,8%	91.365.359	363.638.100	68,8%	3,0%	1,4%	-1,4%
P ≤ 4 bar	70.411.206	452.780.521	42,6%	68.276.801	437.279.284	42,8%	-3,0%	-3,4%	0,4%
TOTAL	366.815.728	1.649.850.085	60,9%	363.692.100	1.622.985.657	61,4%	-0,9%	-1,6%	0,8%

Fuente: CNMC

V. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LOS PEAJES DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN

En el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.

En cumplimiento de lo anterior el pasado 23 de febrero fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión

Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución³ (en adelante Resolución de retribución 2021).

Asimismo, el pasado 20 de mayo fue aprobada la Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural (en adelante Resolución de retribución 2022).

Por otra parte, la Resolución de 22 de septiembre de 2020, 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 de octubre 2020 a septiembre 2021⁴ prevé en el resuelve tercero la posibilidad de actualizar los valores de los términos de los peajes de regasificación y de los términos de conducción, una vez se disponga de los valores de la retribución de las actividades de transporte, distribución y regasificación, una vez iniciado el año de gas, si se producen circunstancias excepcionales debidamente justificadas (Resolución de peajes 2021).

De cara a la valoración de la actualización de los peajes de regasificación y de los términos de conducción de aplicación al año de gas 2020-2021 se ha tenido en cuenta las retribuciones establecidas en la Resolución de retribución del ejercicio 2021 y los desvíos de ejercicios anteriores de la Resolución de retribución del ejercicio 2022, así como el impacto de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.

En la determinación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación para el año de 2021-2022 se han tenido en cuenta las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y regasificación de la Resolución de Retribución 2022.

VI. HABILITACIÓN PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES EN EL AÑO DE GAS 2020-2021

Como se ha indicado, teniendo en cuenta la elevada incertidumbre sobre la evolución de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2020-2021 y la provisionalidad de los costes considerados en la determinación de los peajes, en la Resolución de peajes 2021 se establece la posibilidad de actualizar los

³ Disponible en <https://boe.es/boe/dias/2021/02/23/pdfs/BOE-A-2021-2815.pdf>

⁴ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-11272

valores de los términos de los peajes de regasificación y de los términos de conducción, al objeto de garantizar la sostenibilidad del sistema, y a su vez de conformidad con el artículo 37 de la Circular 6/2020.

A continuación, se compara la previsión de las variables de facturación, costes e ingresos implícitos en la Resolución de peajes de 2021 con objeto de valorar la conveniencia de la citada actualización.

1. Previsión de variables de facturación

A efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del año de gas 2020-2021, en el Cuadro 9 se compara el escenario de demanda implícito en la Resolución de 22 de septiembre de 2020⁵ y el previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio. Se observa que la demanda nacional prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 resulta un 6,7% superior a la considerada en la Resolución de 22 de septiembre de 2020, motivado por un incremento de la demanda de todos los grupos de presión, y en especial del grupo 3 como consecuencia de la borrasca Filomena. Por el contrario, se prevé una reducción de la capacidad contratada equivalente sobre la inicialmente prevista del 0,9%, motivada, fundamentalmente, por la contracción de la capacidad contratada de los ciclos combinados.

Asimismo, se espera una reducción del volumen y la capacidad contratada del 14,5% y 2,7%, respectivamente, en las exportaciones de gas natural hacia Francia y Portugal, motivado fundamentalmente por la contracción de las exportaciones hacia Portugal, compensada en parte, por el aumento de las exportaciones hacia Francia.

Por otra parte, se estima que la demanda será abastecida en mayor medida mediante GN respecto de la inicialmente prevista, pasando la relación de GN/GNL del 33% al 39%. En consecuencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema aumentan el 5,1% y 2,8%, respectivamente, respecto de los implícitos en la Resolución de 22 de septiembre.

En coherencia con lo anterior, se prevé una contracción tanto del volumen como del caudal en todos los peajes de actividad de regasificación, con la excepción del peaje asociado al servicio de carga en cisternas.

⁵ Resolución de 22 de septiembre de 2020, 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 de octubre 2020 a septiembre 2021, cuya Memoria está disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3154896.pdf>

Cuadro 9. Escenario de demanda previsto en la Resolución de 22 de septiembre de 2020 para el año de gas 2020-2021 y escenario previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021

Resolución de 22 de septiembre de 2020				Previsión de cierre del año de gas 2020-2021				Tasa de variación demanda					
Regasificación													
Regasificación	Volumen (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Nº de barcos	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Nº de barcos	Factor de carga (%)	Volumen	Caudal contratado equivalente	Nº de barcos	Factor de carga (%)	
Peaje de descarga de buques	245.656.858		283		230.414.956		241		-6,2%			-8,2%	
S (< 40.000 m3 de GNL)	0		0		83.593		1						
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	28.922.957		54		2.061.107		4		-92,9%			-92,2%	
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	158.041.216		155		81.590.133		93		-48,4%			-40,2%	
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	56.307.373		52		141.974.516		140		152,1%			169,8%	
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	2.385.313		1		4.705.607		3		97,3%			130,5%	
Canon de GNL	4.532.418.912	14.992.349.593	1	82,8%	3.160.189.085	14.157.746.236	1	61,2%	-30,3%	-5,6%		-26,2%	
Peaje de regasificación	228.566.637	731.305.411		85,6%	215.560.842	696.321.693		84,6%	-5,7%	-4,5%		-1,2%	
Peaje de carga de cisternas	12.791.167	43.269.653		81,0%	13.891.161	54.056.312		70,4%	8,6%	24,9%		-13,1%	
Trasvase de GNL a buque	4.247.491		34		1.911.210		24		-55,0%			-28,7%	
Trasvase de buque a buque	0		0		0		0						
Puesta en frío	0		0		3.091		1						
Licuefacción Virtual	27.000		3		1.825.000		0		-88,6%			-66,7%	
TOTAL	2.297.947.864	337.703.172	71,3%		1.333.871.102	354.949.724	72,9%		2,8%	5,1%		2,3%	
Transporte y Distribución													
Entrada al Sistema		Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen	Factor de carga (%)			
Tarifa		136.368.554	31.852.147	64,0%	189.976.513	42.301.414	61,0%	39,3%	32,8%	-4,7%			
Medgaz		206.503.930	49.310.736	65,4%	229.671.956	63.122.370	75,3%	11,2%	28,0%	15,1%			
VIP FR		231.683.422	28.526.899	33,7%	195.949.585	31.204.692	43,6%	-15,4%	9,4%	29,3%			
VIP PT		9.550.525	2.682.954	77,0%	14.081.865	2.305.692	44,9%	47,4%	-14,1%	-41,7%			
Marimás		3.033	643	58,1%	29.754	7.665	70,6%	881,1%	1091,8%	21,5%			
Poseidos		264.286	45.018	46,7%	1.619.602	58.084	25,7%	134,4%	29,0%	-45,0%			
Viana		1.857.143	545.600	80,5%	1.497.064	314.694	57,6%	-19,4%	-42,3%	-28,5%			
Madrid		298.571	101.567	93,2%	343.568	74.332	59,3%	15,1%	-26,8%	-36,4%			
Plantas GNL		711.418.400	224.637.608	86,5%	701.701.196	215.560.842	84,2%	-1,4%	-4,0%	-2,7%			
TOTAL	1.297.947.864	337.703.172	71,3%		1.333.871.102	354.949.724	72,9%	2,8%	5,1%	2,3%			
Salida Conexión Internacional		Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen	Factor de carga (%)			
Portugal		29.717.875	9.103.885	83,9%	26.021.905	4.412.060	46,5%	-12,4%	-51,5%	-44,7%			
Francia		131.673.588	6.731.300	14,0%	131.053.496	9.132.812	19,1%	-0,5%	35,7%	36,3%			
TOTAL	161.391.463	15.835.185	26,9%		157.075.401	13.544.872	23,6%	-2,7%	-14,5%	-12,1%			
Salida Consumidores Nacionales conectados T & D		Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)
Peaje 1 (P=60 bar)		124	626.824.363	138.768.407	60,7%	123	569.979.661	145.747.881	70,1%	-1,1%	-9,1%	5,0%	15,5%
1.1	9	7.547.210	1.289.499	46,8%	63	13.214.472	2.074.149	43,0%	3,7%	75,1%	60,8%	-8,1%	
1.2	34	88.804.900	18.361.007	56,6%	30	78.600.907	19.668.934	68,6%	-10,4%	-11,5%	7,1%	21,0%	
1.3	30	530.472.253	119.117.900	61,5%	30	478.164.282	124.004.798	71,1%	-0,6%	-9,9%	4,1%	15,5%	
Peaje 2 (16 bar+Pcc= 60 bar)		153	111.851.600	31.672.032	77,6%	154	123.498.754	34.429.143	76,4%	0,8%	10,4%	8,7%	-1,5%
2.1	9	98.255	19.208	53,6%	9	12.122	1.405	31,8%	-7,2%	-87,7%	-92,7%	-40,7%	
2.2	31	327.737	75.953	69,9%	33	425.031	81.583	62,6%	5,6%	23,7%	7,4%	-17,2%	
2.3	39	2.557.738	405.224	43,4%	40	2.913.582	476.788	44,8%	1,8%	13,9%	17,7%	3,3%	
2.4	20	4.471.232	1.001.379	61,4%	20	4.658.768	1.006.546	59,2%	-2,9%	4,2%	0,5%	-3,5%	
2.5	34	30.329.142	8.185.018	73,9%	35	35.589.845	9.826.633	75,6%	2,7%	17,3%	20,1%	2,3%	
2.6	19	74.067.496	21.985.249	81,3%	18	79.899.405	23.036.187	79,0%	-4,5%	7,9%	4,8%	-2,9%	
Peaje 2 (4 bar+Pcc= 16 bar)		3.671	357.164.443	85.072.661	65,3%	3.628	363.436.028	88.679.631	66,9%	-1,2%	1,8%	4,2%	2,4%
2.1	657	937.809	126.144	36,9%	639	1.080.363	128.945	32,7%	-2,8%	15,2%	2,2%	-11,3%	
2.2	1.374	11.860.406	2.619.375	60,5%	1.381	13.514.215	2.810.223	57,0%	0,5%	13,9%	7,3%	-5,8%	
2.3	1.031	69.388.513	12.184.874	48,1%	1.010	70.411.315	12.589.970	49,0%	-2,1%	1,5%	3,3%	1,8%	
2.4	381	79.141.060	17.692.330	61,2%	366	80.362.182	18.446.643	62,9%	-3,9%	1,5%	4,3%	2,7%	
2.5	214	159.558.861	41.914.793	72,0%	219	158.440.996	43.064.770	74,5%	2,5%	-0,7%	2,7%	3,5%	
2.6	14	36.277.794	10.535.145	79,6%	14	39.626.957	11.639.080	80,5%	0,5%	9,2%	10,5%	1,1%	
Peaje 3 (Pcc= 4 bar)		7.794.965	428.510.687	62.649.795	40,1%	7.811.211	452.780.521	70.411.206	42,6%	0,2%	5,7%	12,4%	6,4%
3.1	4.531.332	65.286.847	9.798.347	41,1%	4.505.649	73.310.353	11.522.141	43,1%	-0,6%	12,3%	17,6%	4,7%	
3.2	3.185.895	190.549.177	25.241.276	36,3%	3.227.241	216.933.647	30.149.866	38,1%	1,3%	13,8%	19,4%	4,9%	
3.3	25.323	8.273.823	1.468.090	48,6%	25.476	9.371.301	1.610.896	47,1%	0,6%	10,7%	9,7%	-3,1%	
3.4	52.116	143.116.391	21.516.525	41,2%	52.534	131.093.102	22.589.465	47,2%	0,7%	-4,8%	5,0%	14,6%	
3.5	300	21.394.445	4.625.557	59,5%	311	22.072.118	4.538.838	56,3%	3,8%	3,6%	-1,9%	-5,3%	
TOTAL	7.798.914	1.524.351.094	318.162.894	41,2%	7.815.117	1.509.694.964	339.287.691	42,6%	0,2%	-1,0%	6,6%	4,9%	
Salida Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite		Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)
Peaje 3 (Pcc= 4 bar)		148.038	7.413.285	1.116.077	41,2%	161.699	8.894.466	1.364.677	42,0%	9,2%	20,0%	22,3%	1,9%
3.1	98.744	1.390.360	196.593	38,7%	107.084	1.753.490	271.302	42,4%	8,4%	26,1%	38,0%	9,4%	
3.2	48.060	3.178.836	378.144	32,6%	53.304	3.896.373	526.693	37,0%	10,9%	22,6%	39,3%	13,6%	
3.3	432	117.896	23.007	53,5%	478	175.693	28.509	44,5%	10,7%	49,0%	23,9%	-16,8%	
3.4	792	2.288.854	417.461	50,0%	823	2.510.376	403.894	44,1%	3,9%	9,7%	-3,2%	-11,8%	
3.5	10	437.338	100.873	63,2%	10	558.534	134.278	65,9%	2,3%	27,7%	33,1%	4,2%	
TOTAL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	7.946.992	1.531.764.378	319.278.971	41,2%	7.976.816	1.518.588.430	340.632.538	61,5%	0,4%	-0,9%	6,7%	49,0%	

Fuente: Memoria que acompaña a la Resolución de 22 de septiembre y CNMC

2. Previsión de costes

En el Cuadro 10 se compara el escandallo de costes considerado en la Resolución de peajes 2021 y el escandallo de costes actualizado teniendo en cuenta el impacto de las resoluciones de retribución de los ejercicios 2021 y 2022, así como el impacto de la Orden TED/1286/2020. Al respecto se indica que, en la actualización de la retribución del ejercicio 2021-2022 se ha tenido en cuenta el impacto de la revisión de ejercicios anteriores de los Anexos II y III de la Resolución de retribución de 2022

Cabe señalar que, la retribución del ejercicio 2020-2021 tras la actualización resulta un 2,7% inferior a la inicialmente prevista para el ejercicio.

Cuadro 10. Retribución implícita en la Resolución de peajes 2021 y retribución actualizada para el periodo octubre 2020 septiembre 2021

Retribución reconocida a la actividad (€)	Resolución peajes 2021	Retribución actualizada 2020-2021	% sobre (B) sobre (A)
Costes asociados al uso de instalaciones	2.722.818.964	2.686.307.566	-1,3%
Retribución de regasificación	435.425.198	437.728.652	0,5%
Retribución de la red de transporte troncal	551.643.615	528.477.834	-4,2%
Retribución de las redes locales	1.617.096.558	1.605.834.909	-0,7%
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432.000	27.764.350	5,0%
Retribución almacenamientos subterráneos	92.221.592	86.501.822	-6,2%
Costes no asociados al uso	97.702.612	57.946.021	-40,7%
Tasa de la CNMC	3.948.730	4.223.274	7,0%
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.003.426	1.003.426	0,0%
Retribución por suministro a tarifa	110.000	110.000	0,0%
Anualidades por desajustes de ingresos	89.124.949	49.047.820	-45,0%
Retribución del Operador del mercado	3.515.507	3.561.500	1,3%
Total	2.820.521.576	2.744.253.587	-2,7%

Fuente: CNMC

3. Previsión de ingresos

En el Cuadro 11 se muestran los ingresos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2020-2021, los peajes establecidos en la Resolución de 22 de septiembre de 2020. Como resultado de lo anterior se estiman en 2.824.501.381 € los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021, de los cuales 255.357.706 € procederían de ingresos de la actividad de regasificación y 2.569.143.675 € de ingresos de peajes de transporte y distribución. Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2020-2021 por la

aplicación de los peajes de regasificación, transporte y distribución superan en 169.500.286 € a los inicialmente previstos.

Cuadro 11. Facturación con términos de facturación propuestos para regasificación y vigentes para transporte y distribución para el periodo octubre 2020 septiembre 2021

Escenario de demanda actualizado				Términos de facturación de Resolución precios 2021			Facturación (€)		
Regasificación									
Regasificación	Nº de barcos	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh regasificados)	Término fijo (€/buque)	Término fijo €/kWh/día y año	Término variable €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje de descarga de buques	241		230.414.956				11.188.779	2.336.897	13.525.676
S (< 40.000 m3 de GNL)	1		83.593	32.065		0,000010	43.244	848	44.091
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	4		2.061.107	32.065		0,000010	136.490	20.904	157.394
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	93		81.590.133	44.705		0,000010	4.155.657	827.497	4.983.155
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	140		141.974.516	47.492		0,000010	6.638.831	1.439.923	8.078.754
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	3		4.705.607	75.451		0,000010	214.557	47.725	262.282
Canon de GNL		14.157.746.236	3.160.189.085		0,0047	0,000001	66.514.622	2.916.698	69.431.320
Peaje de regasificación		698.321.693	215.560.842		0,2083	0,000073	145.489.234	15.764.224	161.253.458
Peaje de carga de cisternas		54.056.312	13.891.161		0,1707	0,000113	9.227.007	1.569.330	10.796.337
Trasvase de GNL a buque	24		1.911.210			0,000145		277.163	277.163
Trasvase de buque a buque	1		0			0,000254		0	0
Puesta en frío	0		3.091			0,001191		3.681	3.681
Licuefacción Virtual	1		1.825.000					0	70.071
TOTAL REGASIFICACIÓN		5.737.542	1.825.000		0,0122		70.071	0	70.071
							232.489.713	22.867.993	255.357.706
Transporte y Distribución									
Entrada al Sistema	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término Fijo	Término Variable	Total			
Tarifa	189.976.513	42.301.414	0,130176	24.730.383	0	24.730.383			
Medgaz	229.671.956	63.122.370	0,130176	29.897.776	0	29.897.776			
VIP FR	195.949.585	31.204.692	0,130176	25.507.933	0	25.507.933			
VIP PT	14.081.865	2.305.692	0,130176	1.833.121	0	1.833.121			
Marimas	29.754	7.665	0,130176	3.873	0	3.873			
Poseidos	619.602	58.084	0,130176	80.657	0	80.657			
Viara	1.497.064	314.634	0,130176	194.882	0	194.882			
Madrid	343.568	74.332	0,130176	44.724	0	44.724			
Puesta en frío	701.701.196	215.560.842	0,130176	91.344.655	0	91.344.655			
TOTAL	1.332.871.102	354.949.724		173.638.005	0	173.638.005			
Salida Conexión Internacional	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término Fijo	Término Variable	Total			
Portugal	26.021.905	4.412.060	0,240719	6.263.962	0	6.263.962			
Francia	131.053.496	9.132.812	0,240719	31.547.040	0	31.547.040			
TOTAL	157.075.401	13.544.872		37.811.002	0	37.811.002			
Salida Consumidores Nacionales conectados T & D	Nº Consumidores	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T/vj €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje 1 (P=60 bar)	123	569.979.661	145.747.881				185.826.595	85.329.455	271.156.050
1.1	63	13.214.472	2.074.149	0,406997	0,000831	0,000031	5.378.253	1.724.089	7.102.342
1.2	30	78.600.907	19.668.934	0,343034	0,000631	0,000031	26.962.798	12.419.793	39.382.591
1.3	30	478.164.282	124.004.798	0,320989	0,000574	0,000031	153.485.544	71.185.572	224.671.117
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	154	123.498.754	34.429.143				46.802.809	26.986.200	73.789.009
2.1	9	12.122	1.405	2,659252	0,001694	0,000031	32.234	2.380	34.614
2.2	33	425.031	81.583	0,824196	0,001540	0,000031	350.309	125.638	475.947
2.3	40	2.913.582	476.788	0,539652	0,001249	0,000031	1.572.321	595.509	2.167.829
2.4	20	4.658.768	1.006.546	0,485020	0,001099	0,000031	2.259.598	1.106.663	3.366.261
2.5	35	35.589.845	9.826.633	0,407920	0,000882	0,000031	14.517.817	8.666.864	23.184.681
2.6	18	79.899.406	23.036.167	0,351323	0,000716	0,000031	28.070.531	16.489.146	44.559.677
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.628	363.436.028	88.679.631				169.539.385	86.865.768	256.405.153
2.1	639	1.080.363	128.945	2,659252	0,001694	0,000031	2.872.958	218.385	3.091.344
2.2	1.381	13.514.215	2.810.223	0,824196	0,001540	0,000031	11.138.362	4.327.743	15.466.105
2.3	1.010	70.411.315	12.589.970	0,539652	0,001249	0,000031	37.997.607	53.722.872	91.720.479
2.4	366	80.362.182	18.446.643	0,485020	0,001099	0,000031	38.977.300	20.281.456	59.258.756
2.5	219	158.440.996	43.064.770	0,407920	0,000882	0,000031	64.631.282	37.982.137	102.613.419
2.6	14	39.626.957	11.639.080	0,351323	0,000716	0,000031	13.921.877	8.331.175	22.253.052
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.811.211	452.780.521	70.411.206				429.353.588	1.305.546.438	1.734.900.026
3.1	4.505.649	73.310.353	11.522.141		2,503	0,028973	135.324.537	333.830.142	469.154.678
3.2	3.227.241	216.933.647	30.149.866		5,514	0,021346	213.551.534	643.571.578	857.123.112
3.3	25.476	9.371.301	1.610.896		52,833	0,015705	16.151.728	25.298.603	41.450.331
3.4	52.534	131.093.102	22.589.465		80,970	0,013012	51.044.015	293.934.124	344.978.140
3.5	311	22.072.118	4.538.838	0,694644		0,001963	13.261.774	8.911.991	22.173.765
TOTAL	7.815.117	1.509.694.964	339.267.861				831.522.378	1.504.727.861	2.336.250.239
Salida Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite	Nº Consumidores	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T/vj €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje 3 (P<= 4 bar)	161.699	8.894.466	1.364.677				5.156.838	16.287.592	21.444.430
3.1	107.084	1.753.490	271.302		1,55	0,017924	1.989.654	4.862.715	6.852.370
3.2	53.304	3.896.373	526.693		3,56	0,013784	2.277.681	7.259.937	9.537.618
3.3	478	175.693	28.509		33,40	0,009928	191.749	283.043	474.792
3.4	823	2.510.376	403.894		58,46	0,009395	577.478	3.794.450	4.371.928
3.5	10	588.534	134.278	0,230395		0,000651	120.275	87.447	207.722
TOTAL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN		7.976.816	1.518.589.430				836.679.215	1.521.015.453	2.358.694.668

Fuente: CNMC

4. Evaluación de la necesidad de actualización de peajes del ejercicio 2020-2021

Con objeto de valorar la conveniencia de la actualización de peajes se hace necesaria la comparación de los ingresos y los costes previstos para el año de gas 2020-2021. No obstante, en el análisis anterior hay que tener en cuenta que si bien los peajes del ejercicio 2020-2021 se han establecido para el año de gas, tanto la retribución como el procedimiento de liquidaciones se han establecido para el año natural en 2020, mientras que el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021 se configura como un año de transición al año de gas.

En consecuencia, se hace necesaria la desagregación de los ingresos y los costes previstos en dos periodos: el comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020, que formarían parte de las liquidaciones del ejercicio 2020 y el comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021, que deberían ser suficientes para cubrir los costes de la Resolución de retribución de 2021 y los desvíos de ejercicio anteriores, liquidándose con cargo al ejercicio 2021, conforme a la disposición transitoria primera del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre⁶.

En el Cuadro 12 se comparan los costes e ingresos previstos para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021. Se indica que los costes previstos para el periodo resultan de restar a la previsión de ingresos para el cierre del ejercicio 2020-2021 los ingresos realmente registrados en el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones considerada a los efectos de la Liquidación 14/2020. Los ingresos previstos para el canon de almacenamiento subterráneo resultan de restar a los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021⁷ por el Ministerio los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020, según la información disponible para la Liquidación 14/2020.

Se observa que los ingresos previstos para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2020 serían suficientes para cubrir los costes previstos, generándose un superávit de 90 M€ en caso de considerar ingresos y costes correspondientes a los almacenamientos subterráneos y de 84,8 M€ en caso contrario.

⁶ Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

⁷ Los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021 por la aplicación del canon de almacenamiento subterráneo se corresponde con el resultado de aplicar a las variables previstas por el Ministerio para el ejercicio 2020-2021, según la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, los precios establecidos en la Orden TED/1286/2020.

Cuadro 12. Costes e ingresos previstos para el periodo 1 de enero a 30 de septiembre de 2021

	Previsión Liquidación ene-sep 2021 (miles de €)
Costes de acceso (miles €) (A)	2.024.602
Retribución de regasificación	323.985
Retribución de la red de transporte troncal	384.731
Retribución de las redes locales	1.195.521
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	20.683
Retribución almacenamientos subterráneos	64.594
Tasa de la CNMC	2.960
Adquisiciones GLP para suministros insulares	751
Retribución por suministro a tarifa	82
Anualidades por desajustes de ingresos	28.620
Retribución del Operador del mercado	2.675
Ingresos de acceso (miles €) (B)	2.114.565
Peajes de regasificación	173.307
Peajes de transporte y distribución	1.810.801
Reserva de capacidad	132.359
Término de conducción	1.678.442
Canon de Almacenamiento Subterráneo	69.759
Primas Subastas	60.693
Ingresos por desbalances en Plantas, AOC y EO	-
Ingresos por facturación de peajes asociados a balance en TVB y AVB	7
Ingresos por condensados	-
Déficit(-)/superávit (+) (B) - (A)	89.964

Fuente: CNMC

Con base en lo anterior cabría concluir la necesidad de revisión de los peajes de año 2020-2021.

No obstante, teniendo en cuenta que i) la revisión sólo sería aplicable a partir de la publicación de la resolución, lo que daría lugar a que los peajes resultantes para el ejercicio, previsiblemente, fueran de aplicación al periodo comprendido entre junio y septiembre de 2021, ii) la incertidumbre sobre la evolución de la demanda consecuencia del impacto de las medidas de restricción de la actividad económica que se están tomando para hacer frente a la crisis derivada del COVID-19⁸ y iii) la excepcionalidad del procedimiento de liquidaciones del ejercicio 2021, con un periodo de nueve meses que excluye el trimestre que históricamente registra los ingresos más elevados por la estacionalidad de la

⁸ En este sentido el pasado 9 de abril de 2021 el gobierno revisó las previsiones económicas para el año 2021 ralentizando el crecimiento de 2021, y retrasando un trimestre la recuperación económica, aspecto no recogido en las previsiones de demanda al ser posterior a la elaboración de las mismas (https://portal.mineco.gob.es/es-es/comunicacion/Paginas/210409_np_macro.aspx)

demanda, por un principio de prudencia no se considera oportuna la actualización de los peajes aplicables al año de gas 2020-2021.

VII. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE

En el presente apartado se determinan los peajes de acceso a la red de transporte troncal conforme a la metodología descrita en el capítulo II y en el Anexo I de la Circular 6/2020.

En la página web de la CNMC, junto a la presente Memoria, se publica el fichero “Modelo transporte.xls” en el que se reflejan los cálculos de la mencionada metodología y se incluye la siguiente información: (i) capacidades previstas por punto de entrada y salida hasta el año de gas 2025-2026, (ii) distancia entre los puntos de entrada y salida, (iii) términos de capacidad de entrada y salida a la red de transporte resultantes de la metodología distancia ponderada por capacidad hasta el año de gas 2025-2026.

1. Parámetros de la metodología

1.1 Modelo de red de transporte

Se ha considerado la red de transporte troncal⁹ existente en el momento de elaboración del presente informe, con las siguientes simplificaciones.

- Se han simplificado los siguientes gasoductos duplicados:
 - Montesa-Tivissa
 - Tivissa-Arbós
 - Arbós-Castellvi de Rosanes
 - Castellvi de Rosanes-Planta de regasificación de Barcelona
 - Tivissa-Mediana de Zaragoza
 - Planta de regasificación de Huelva-Palomares del Río
 - Getafe-Algete
 - Algete-Sanchinarro
 - Santurce-Vergara
- La Planta de Regasificación de Barcelona dispone de dos conexiones con la red de transporte (45 bar y 72 bar), no obstante, se ha considerado un único punto de entrada a la red.

⁹ Definida en el Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural.

1.2 Puntos de entrada a la red de transporte

Atendiendo al modelo de red considerado y a las infraestructuras en operación, se han considerado los siguientes **puntos de entrada al sistema**:

- 1) Las conexiones internacionales mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau).
- 2) Las entradas desde la planta de regasificación¹⁰: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos.
- 3) Las entradas desde los yacimientos de Marismas, Poseidón y Viura
- 4) Las entradas desde las siguientes plantas de Biogás: Planta de biogás de Madrid y las que de acuerdo con la información facilitada por el GTS tienen previsto instalarse en los siguientes puntos de red de transporte troncal hasta el año de gas 2025-2026: 15.03A, K07, 28A, F25, 15.11 y F07.
- 5) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

1.3 Puntos de salida de la red de transporte

Por otra parte, se consideran como **puntos de salida**:

- 1) Las conexiones internacionales de Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau y Tarifa.
- 2) Las salidas hacia los yacimientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas
- 3) Cada una de las salidas de la red de transporte troncal hacia la red de transporte no troncal, hacia la red de transporte secundario o la red de distribución.
- 4) Salida hacia cada una de las plantas de regasificación (contraflujo no físico)

Cabe señalar, que se ha añadido el punto de salida de Tarifa si bien no será de aplicación en tanto en tanto no se disponga de un marco jurídico y técnico que permita el tránsito de gas a contraflujo por dicha conexión internacional. Siendo necesario para su aplicación, como señala en su alegación el MITERD, la firma de un Acuerdo de interconexión y de un Convenio Internacional que lo ampare. Los peajes vigentes de salida de la red de transporte, recogidos en la Resolución de la CNMC de 22 de septiembre de 2020, ya contemplan un peaje para dicho punto, al publicarse un término de conducción del peaje de salida por conexión internacional para todas las conexiones internacionales terrestres, y tal y como venía realizando las órdenes de peajes previas.

¹⁰ La consideración como punto de entrada a la red de la planta de regasificación de Musel se incluirá en caso de su puesta en operación.

1.4 Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida

Una vez definidos el modelo de red de transporte, los puntos de entrada y salida, el cálculo de la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte se ha realizado empleando el algoritmo de Dijkstra¹¹.

A estos efectos se ha solicitado la información necesaria para su cálculo al GTS. En particular, el GTS ha facilitado la distancia de cada una de las posiciones de la red de transporte a todas las posiciones adyacentes a la misma. Se indica que de acuerdo con la información aportada por el GTS el único gasoducto no bidireccional de la red de transporte es el existente entre las estaciones de compresión de Córdoba y Almendralejo.

1.5 Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregadas por punto de entrada y salida de la red de transporte

En el Cuadro 13 y en el Cuadro 14 se muestran las capacidades contratada equivalente y el volumen desagregado por punto de entrada y por punto de salida previstas para el año de gas 2021-2022. En el Anexo I de la Memoria se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las mismas. Se indica que en la previsión se excluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.

¹¹ El algoritmo de Dijkstra es un algoritmo iterativo que proporciona la ruta más corta desde un nodo inicial particular a todos los otros nodos en el grafo, cuando todas las distancias son positivas.

Cuadro 13. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2021-2022 desagregado por punto de entrada a la red de transporte

Año Gas 2021-2022			
Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)
Conexión Internacional	142.324.758	608.842.319	64,0%
Tarifa GME	45.692.004	186.168.209	67,2%
MEDGAZ	63.122.370	224.308.457	77,1%
CI Biriadou	8.321.251	49.609.620	46,0%
CI Larrau	22.883.441	136.426.454	46,0%
CI Badajoz	1.585.163	8.476.587	51,2%
CI Tuy	720.529	3.852.994	51,2%
Desde planta de regasificación	207.046.634	655.517.466	86,5%
Barcelona	37.279.182	118.027.299	86,5%
Cartagena	37.393.048	118.387.803	86,5%
Huelva	45.950.123	145.479.827	86,5%
Bilbao	46.404.783	146.919.296	86,5%
Sagunto	18.069.614	57.209.081	86,5%
Mugardos	21.949.884	69.494.161	86,5%
Desde A.A.S.S.	12.714.609	62.179.775	56,0%
Serrablo	3.573.623	17.592.291	55,7%
Gaviota	5.510.461	26.925.941	56,1%
Yela	3.260.328	1.870.423	477,6%
Marismas	370.196	15.791.119	6,4%
Otros	454.715	2.439.288	51,1%
Marismas	7.665	27.300	76,9%
Poseidon	58.084	568.500	28,0%
Viura	314.634	1.507.920	57,2%
Madrid	74.332	335.568	60,7%
BIO La Galera (15.03A)	0	0	
BIO Medina Sidonia (K07)	0	0	
BIO Tudela (28A)	0	0	
BIO Mascaraque (F25)	0	0	
BIO Sagunto (15.11)	0	0	
BIO Sevilla (F07)	0	0	
TOTAL	362.540.715	1.328.978.849	74,7%

Fuente: CNMC

Cuadro 14. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2021-2022 desagregado por punto de salida de la red de transporte

Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)
Conexión Internacional	13.544.872	154.632.772	24,0%
Tarifa GME	-	-	
CI Biriadou	2.435.417	34.218.769	19,5%
CI Larrau	6.697.396	94.101.615	19,5%
CI Badajoz	4.105.667	24.485.139	45,9%
CI Tuy	306.393	1.827.249	45,9%
Planta de regasificación	1.825.000	5.431.027	92,1%
Barcelona	328.595	977.868	92,1%
Cartagena	329.599	980.855	92,1%
Huelva	405.025	1.205.315	92,1%
Bilbao	409.032	1.217.241	92,1%
Sagunto	159.274	473.983	92,1%
Mugaros	193.476	575.766	92,1%
Desde AA.SS.	12.298.122	59.435.137	56,7%
Serrablo	3.872.157	18.675.339	56,8%
Gaviota	4.042.770	19.541.465	56,7%
Yela	3.527.951	4.168.961	231,8%
Marismas	855.243	17.049.373	13,7%
Salida nacional	336.024.106	1.437.426.162	64,0%
P > 60 bar	140.568.842	509.216.185	75,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.813.104	124.156.111	79,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.365.359	366.774.581	68,2%
P ≤ 4 bar	68.276.801	437.279.284	42,8%
TOTAL	363.692.100	1.656.925.098	60,1%

Fuente: GTS y CNMC

En el modelo simplificado en Excel que acompaña a la memoria se detallan las capacidades contratada equivalente por punto de salida de la red de transporte y su desglose por nivel de presión.

2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte

Conforme al artículo 6 de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de transporte se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la

actividad de transporte de la red troncal prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la red de transporte troncal no contemplados en los anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, la prima que resulte de las subastas de capacidad en los puntos de interconexión virtuales.

Teniendo en cuenta que la Resolución que establece la retribución para el periodo comprendido entre el 1 de enero a 30 de septiembre de 2021 fue publicada el pasado 23 de febrero, los desvíos de ejercicios anteriores al año incluidos tanto en dicha resolución como los incluidos en el Anexo II y III de la Retribución para el año de gas 2021-2022 serán incorporados en las liquidaciones del ejercicio 2021, por lo que no procede la consideración de desvíos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 15 se resumen la retribución de la retribución asociada al transporte troncal prevista para el ejercicio 2021-2022.

Cuadro 15. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2021-2022

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión 2021-2022	% sobre el total
Retribución prevista para el ejercicio	373.955.174	100,0%
Retribución a la inversión (1)	373.955.174	100,0%
Retribución O&M	99.038.291	26,5%
Gas de operación	12.038.359	3,2%
Revisión retribución de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Diferencias de ingresos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Compensaciones por interrumpibilidad	n.a.	n.a.
Primas de las subastas	n.a.	n.a.
Total	373.955.174	100,0%

Fuente: propuesta Resolución por la que se establece la retribución del transporte, la distribución y la gasificación para el año de gas 2021-2022

Conforme al artículo 9 de la Circular 6/2020, el 50% de la retribución reconocida a la actividad de transporte, exceptuando la parte de la retribución reconocida por el gas de operación, se asigna a los términos fijos de capacidad contratada de los peajes de entrada y el 50% a los términos fijos por capacidad contratada de los peajes salida de la red de transporte, mientras que la retribución reconocida por el gas de operación se asigna al término variable por volumen.

En el Cuadro 16 se muestra la retribución asociada a la red troncal prevista para el ejercicio 2021-2022 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los peajes de transporte.

Cuadro 16. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2021-2022 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión 2021-2022		% sobre el total	Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%		Término variable
				Entrada	Salida	
Retribución a la inversión	373.955.174	(A)	77,1%	186.977.587	186.977.587	
Retribución O&M	99.038.291	(B)	20,4%	49.519.146	49.519.146	
Gas de operación	12.038.359	(C)	2,5%			12.038.359
Total	485.031.824		100,0%	236.496.733	236.496.733	12.038.359

Fuente: CNMC

3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad

3.1 Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal

En el Cuadro 17 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por punto de entrada físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y el apartado 4 del Anexo I de la Circular 6/2020.

Cuadro 17. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente (CAP _{En})	Distancia ponderada (AD _{En})	Ponderación del coste (W _{C,En})	Retribución a recuperar (R _{En})	Término de capacidad de entrada (TE _{En})
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/((MWh/día) y año
CI Tarifa	186.168	902	0,17145	40.546.523	217,8
CI Almería	224.308	819	0,18761	44.369.612	197,8
CI Irún	49.610	635	0,03218	7.609.610	153,4
CI Larrau	136.426	587	0,08180	19.344.416	141,8
CI Badajoz	8.477	1.002	0,00867	2.050.267	241,9
CI Tuy	3.853	1.123	0,00442	1.044.158	271,0
PR Barcelona	118.027	616	0,07422	17.553.804	148,7
PR Cartagena	118.388	711	0,08597	20.330.660	171,7
PR Huelva	145.480	875	0,13001	30.747.692	211,4
PR Bilbao	146.919	568	0,08523	20.156.628	137,2
PR Sagunto	57.209	550	0,03209	7.589.448	132,7
PR Mugaridos	69.494	976	0,06925	16.376.350	235,7
YAC/AS Marismas	1.898	838	0,00162	383.799	202,2
YAC Poseidon	569	862	0,00050	118.336	208,2
YAC Viura	1.508	449	0,00069	163.571	108,5
BIO Madrid	336	493	0,00017	39.909	118,9
BIO La Galera (15.03A)	-	525	-	-	126,6
BIO Medina Sidonia (K07)	-	863	-	-	208,3
BIO Tudela (28A)	-	454	-	-	109,5
BIO Mascaraque (F25)	-	546	-	-	131,8
BIO Sagunto (15.11)	-	543	-	-	131,0
BIO Sevilla (F07)	-	797	-	-	192,4
AASS Serrablo	17.592	595	0,01068	2.526.356	143,6
AASS Gaviota	26.926	560	0,01540	3.641.151	135,2
AASS Yela	15.791	500	0,00805	1.904.444	120,6
TOTAL	1.328.979	737	1,00000	236.496.733	177,95

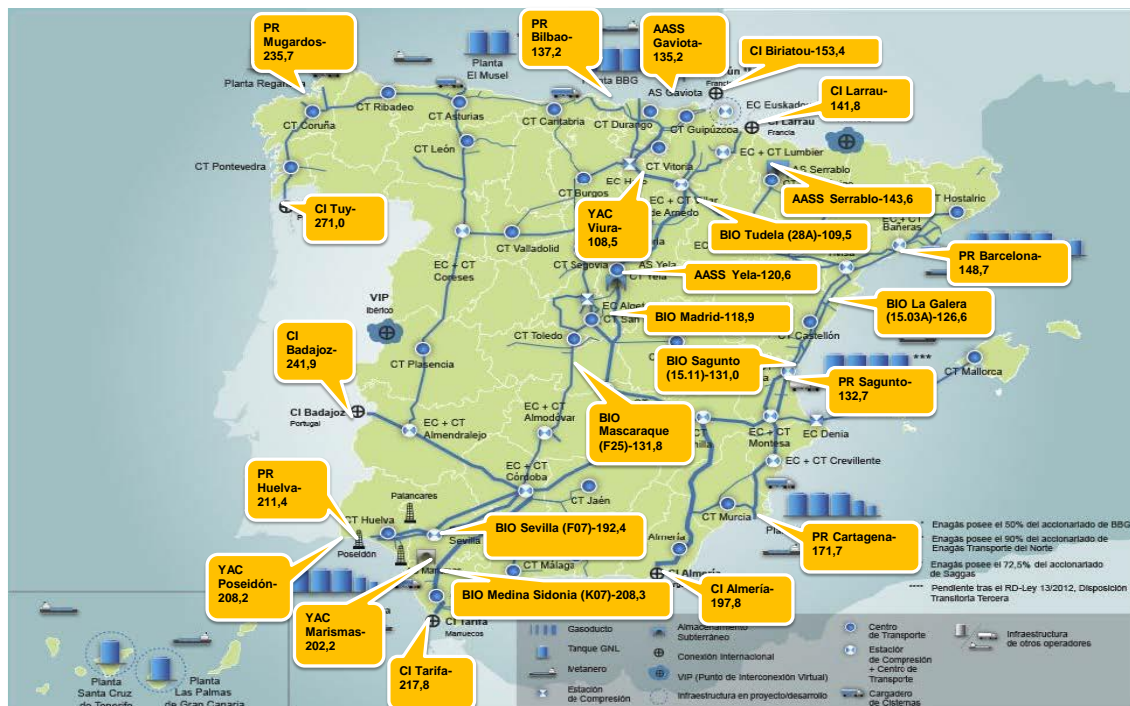
Fuente: CNMC

Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AS: Almacenamiento subterráneo

Se indica que el término de capacidad de las entradas desde las plantas de Biogás distintas de la de Madrid resulta indeterminado al ser la previsión de capacidad contratada equivalente de inyección para el año de gas 2021-2022 nula, por lo que en aplicación de lo establecido en el artículo 11.2 el término de capacidad se corresponde con el que habría resultado de aplicar la metodología considerando que la capacidad contratada para dicho punto fuera igual a 1 MWh/día.

Se observa que, con carácter general, los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por el sur son superiores a los aplicables a las entradas por el este o el norte de España y que los puntos de entrada localizados en el interior de la península, presentan los términos de capacidad más bajos (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad



Fuente: CNMC

3.2 Ajustes en los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal resultantes de la CWD

Una vez se dispone de los términos de capacidad por punto de entrada físico, es necesario determinar el precio de los puntos de interconexión virtual, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que los AA.SS. y la regasificación se gestionan de forma conjunta por el GTS sin que los comercializadores tengan capacidad de decisión sobre la utilización de una instalación concreta, el artículo 12 de la Circular 6/2020 establece el mismo término de capacidad a las entradas de transporte desde las plantas de regasificación y desde los AA.SS.

En el Cuadro 18 se muestran los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte resultantes de considerar los puntos de entrada desde las interconexiones virtuales, las plantas de GNL y los AA.SS.

Cuadro 18. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de entrada		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
VIP_FR	186.036	144,89	-18,6%	26.954.026
VIP_PT	12.330	250,98	41,0%	3.094.425
Plantas GNL	655.517	172,01	-3,3%	112.754.581
AA.SS	62.180	135,90	-23,6%	8.450.228
CI Tarifa	186.168	217,80	22,4%	40.546.523
CI Almería	224.308	197,81	11,2%	44.369.612
YAC Poseidón	569	208,16	17,0%	118.336
YAC Marismas	27	202,24	13,6%	5.521
YAC Viura	1.508	108,47	-39,0%	163.571
BIO Madrid	336	118,93	-33,2%	39.909
BIO La Galera (15.03A)	-	126,63	-	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	208,26	-	-
BIO Tudela (28A)	-	109,51	-	-
BIO Mascarague (F25)	-	131,79	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	131,05	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	192,38	-	-
TOTAL	1.328.979	177,95	0,0%	236.496.733

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que, conforme a los puntos 12.3 y 12.4 de la Circular, se establece un descuento del 100% a los peajes de transporte basados en capacidad a las entradas y salidas desde o hacia los AA.SS y un descuento del 13,9% al peaje de entrada a la red de transporte desde plantas de GNL (véase epígrafe 4.5.1 de la Memoria que acompaña a la Circular), se hace necesario ajustar los términos de capacidad de los peajes aplicables al resto de puntos de entrada, con objeto de asegurar la recuperación de la retribución (véase Cuadro 19).

Cuadro 19. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	miles de €	€/ (MWh/día) y año	miles de €
VIP_FR	186.036	144,89	26.954.026	161,34	30.015.682
VIP_PT	12.330	250,98	3.094.425	279,48	3.445.915
Plantas GNL	655.517	148,10	97.081.694	164,92	108.109.019
CI Tarifa	186.168	217,80	40.546.523	242,53	45.152.125
CI Almería	224.308	197,81	44.369.612	220,27	49.409.472
YAC Poseidón	569	208,16	118.336	231,80	131.778
YAC Marismas	27	202,24	5.521	225,21	6.148
YAC Viura	1.508	108,47	163.571	120,80	182.150
BIO Madrid	336	118,93	39.909	132,44	44.443
BIO La Galera (15.03A)	-	126,63		141,01	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	208,26		231,91	-
BIO Tudela (28A)	-	109,51		121,95	-
BIO Mascarague (F25)	-	131,79		146,76	-
BIO Sagunto (15.11)	-	131,05		145,93	-
BIO Sevilla (F07)	-	192,38		214,23	-
TOTAL INGRESOS (A)	1.266.799	167,65	212.373.618	186,69	236.496.733
TOTAL RETRIBUCIÓN (B)			236.496.733		
Factor de ajuste (B)/(A)			1,1136		

Fuente: CNMC

3.3 Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal

En el Cuadro 20 se muestran los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal por punto de salida físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y apartado 5 del Anexo I de la Circular 6/2020. Se indica que, a efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. No obstante, en el libro Excel que acompaña a la Memoria de la Resolución se dispone del resultado por punto de salida físico.

Cuadro 20. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente en cada punto de salida (CAP _{Ex})	Distancia ponderada (AD _{Ex})	Ponderación del coste (W _{C,Ex})	Retribución a recuperar (R _{Ex})	Término de capacidad de salida (TEx)
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa		1.007	0,000		194,62
CI Biriadou	34.219	817	0,023	5.405.105	157,96
CI Larrau	94.102	808	0,062	14.692.070	156,13
CI Badajoz	24.485	846	0,017	4.003.125	163,49
CI Tuy	1.827	1.282	0,002	452.803	247,81
PR Barcelona	978	865	0,001	163.460	167,16
PR Cartagena	981	780	0,001	147.868	150,75
PR Huelva	1.205	956	0,001	222.704	184,77
PR Bilbao	1.217	815	0,001	191.805	157,57
PR Sagunto	474	674	0,000	61.760	130,30
PR Mugardos	576	1.193	0,001	132.685	230,45
AS Serrablo	18.675	793	0,012	2.862.125	153,26
AS Gaviota	19.541	734	0,012	2.769.662	141,73
AS Marismas	17.049	611	0,009	2.011.498	117,98
AS Yela	4.169	820	0,003	660.934	158,54
Salida nacional (1)	1.437.426	730	0,857	202.719.129	141,03
TOTAL	1.656.925	739	1,000	236.496.733	142,73

Fuente: CNMC

Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento y AS: Almacenamiento subterráneo

(1) A efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. En el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

3.3.1 Ajustes en los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal resultantes de la CWD

Una vez se dispone de los términos de capacidad de los peajes de salida de cada uno de los puntos físicos considerados en el modelo de red, se procede al cálculo de los términos de capacidad de los puntos de interconexión virtual de Francia y Portugal, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, en coherencia con los términos de capacidad de los peajes de entrada, y en aplicación de lo establecido en el artículo 12 de la Circular 6/2020 se ha procedido a la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS. y las plantas de GNL y las salidas de transporte hacia las redes locales.

En el Cuadro 21 se muestran los términos de los peajes de salida de la red troncal que resultan para cada una de las agrupaciones de puntos considerada.

Cuadro 21. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos

Punto de salida	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de salida		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
Nacional	1.437.426	141,03	-1,19%	202.719.129
CI Tarifa	-	194,62	36,35%	-
VIP Pirineos	128.320	156,62	9,73%	20.097.175
VIP Ibérico	26.312	169,35	18,65%	4.455.928
AA.SS	59.435	139,72	-2,11%	8.304.219
Plantas GNL	5.431	169,45	18,72%	920.282
TOTAL	1.656.925	142,73		236.496.733

Fuente: CNMC

Análogamente al peaje de entrada a la red de transporte, y en aplicación del artículo 12.3 de la Circular 6/2020, se ha aplicado un descuento del 100% a las salidas hacia los AA.SS., por lo que se hace necesario ajustar los precios del resto de peajes de salida, a efectos de asegurar la recuperación de la retribución de la red troncal (véase Cuadro 22).

Se observa que el término de capacidad de salida hacia los consumidores nacionales es inferior al coste medio, mientras que los precios de salida por los puntos de interconexión virtual hacia Francia, Portugal y plantas de GNL, están por encima del coste medio.

Cuadro 22. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de salida de la red de transporte una vez aplicados los ajustes previsto en el artículo 12 de la Circular 6/2020

Punto de Salida	Términos tras ajustes sin reescalar			Términos reescalados	
	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	miles de €	€/ (MWh/día) y año	miles de €
Nacional	1.437.426	141,03	202.719.129	146,16	210.096.339
CI Tarifa		194,62	-	201,70	
VIP Pirineos	128.320	156,62	20.097.175	162,32	20.828.537
VIP Ibérico	26.312	169,35	4.455.928	175,51	4.618.085
Plantas GNL	5.431	169,45	920.282	175,62	953.772
TOTAL INGRESOS	1.597.490	142,84	228.192.514	148,04	236.496.733
TOTAL RETRIBUCIÓN			236.496.733		
Factor de reescalado			1,0364		

Fuente: CNMC

Los consumidores cuyo consumo anual no supera los 5 GWh no tienen la obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado, por lo que se sustituye el término fijo por caudal por un término fijo por cliente resultado del cociente de la retribución que se debe recuperar de cada grupo tarifario entre el número de consumidores que conforma dicho grupo tarifario (véase Cuadro 23).

Se indica que en la propuesta que se sometió a trámite de consulta pública se calculaba el término por cliente para el peaje RL.7 ante la eventualidad que un consumidor inicialmente acogido al peaje RL.6, al considerar el consumo registrado en el año anterior, finalmente se le deba facturar al peaje RL.7, al considerar su consumo real. En este caso, no sería posible facturar dicho consumidor por caudal dado que durante dicho ejercicio anterior no hubiera contratado caudal. Asimismo, dicho término por caudal le sería aplicable durante el periodo transitorio en el que instale los equipos de telemedida de carácter obligatorio una vez se supera el umbral de 5 GWh.

No obstante, considerando las alegaciones recibidas, se ha optado por mantener para estos casos la facturación por caudal contratado, considerando a estos efectos que el caudal contratado se corresponde con el que resulta de considerar el consumo real registrado y un factor de carga del 50%. En estos casos, dado que se emplea un caudal contratado estimado, no se considera oportuno establecer ninguna regla para la facturación por capacidad demandada.

En coherencia con lo anterior, se hace necesario establecer el procedimiento de facturación durante el plazo del que disponen los consumidores hasta la instalación de los equipos de telemedida al que se hace referencia en el artículo 9.2 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Al respecto, se ha hecho necesario recoger que el comercializador deberá contratar el caudal o los caudales que correspondan en el plazo de un mes desde la notificación de la obligación de instalación de telemedida. El caudal contratado será utilizado a efectos de la facturación desde el momento en que surge la obligación de disponer de telemedida.

En este caso, se considera necesario especificar el procedimiento para facturar el término por capacidad demandada. En consecuencia, se establece que para la determinación de la capacidad máxima demandada se empleará el consumo real promedio registrado durante el periodo de facturación que corresponda. Si dicho valor fuera superior a la suma de las capacidades contratadas en cada uno de los contratos que, en su caso, pudiera disponer dicho usuario, se considerará que el exceso se ha producido en todos los días del periodo de facturación.

Cuadro 23. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2021-2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	$C \leq 5.000$	4.519.889	68.544	146,16	10.018.521	2,22
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.856.328	149.653	146,16	21.873.467	7,66
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	400.270	54.157	146,16	7.915.669	19,78
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	57.861	45.017	146,16	6.579.745	113,72
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.345	79.311	146,16	11.592.206	543,09
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.234	31.924	146,16	4.666.027	2.088,56

Fuente: CNMC

4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen

En el Cuadro 24 se muestra el término variable del peaje de transporte, que conforme al artículo 13 y al apartado 6 del Anexo I de la Circular, será único y se aplicará a todas las entradas y salidas de la red de transporte.

Cuadro 24. Término variable de transporte.

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)
Retribución del gas de operación (A)	12.038.359

	Volumen (MWh)
Variable inductora del coste (B)	726.232.815
Volumen inyectado en la red troncal	362.540.715
Volumen extraído de la red troncal	363.692.100

	Término variable (€/MWh)
Termino variable del peaje (A)/(B)	0,016576

Fuente: CNMC

5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año.

En los cuadros siguientes se muestran los multiplicadores para los contratos de duración inferior a un año que resultan de aplicar el artículo 14 de la Circular 6/2020.

Cuadro 25. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte

Producto	Año de Gas				Promedio
	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	
Trimestral	1,16	1,31	1,12	1,19	1,20
Mensual	1,30	1,43	1,17	1,33	1,30
Diario	1,56	1,73	1,38	1,68	1,60
Intradiario					6,10

Fuente: CNMC

Cuadro 26. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte excepto salidas a redes locales

Producto	Año de Gas				Promedio
	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	
Trimestral	1,16	1,32	1,11	1,19	1,20
Mensual	1,29	1,45	1,15	1,32	1,30
Diario	1,55	1,77	1,36	1,55	1,60
Intradiario					3,80

Fuente: CNMC

Cuadro 27. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales

1.- Demanda Nacional

Mes	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	Promedio	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Enero	37.315	34.490	38.987	38.524	37.329	10,6%
Febrero	28.185	33.138	31.593	30.889	30.951	8,8%
Marzo	27.805	30.774	30.077	28.468	29.281	8,3%
Abril	22.907	25.715	29.374	22.601	25.149	7,1%
Mayo	22.621	25.322	29.283	21.571	24.700	7,0%
Junio	24.419	23.633	29.864	24.993	25.728	7,3%
Julio	26.220	23.495	33.596	30.335	28.412	8,1%
Agosto	24.216	23.136	31.933	27.705	26.747	7,6%
Septiembre	25.279	23.563	30.101	28.137	26.770	7,6%
Octubre	26.129	28.310	27.164	32.465	28.517	8,1%
Noviembre	32.002	35.648	33.316	34.685	33.913	9,6%
Diciembre	33.875	36.498	34.090	33.376	34.460	9,8%
TOTAL	330.974	343.723	379.378	353.751	351.957	100,0%

2.- Factores Estacionales mensuales

Mes	Peso del mes en el año $Q_{m,a}$	Factores estacionales iniciales $F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^{1,6}$	Factores estacionales finales $F_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
Enero	10,6%	1,432	1,42	1,8506	1,85
Febrero	8,8%	1,084	1,08	1,3997	1,40
Marzo	8,3%	0,998	0,99	1,2886	1,29
Abril	7,1%	0,795	0,79	1,0273	1,03
Mayo	7,0%	0,774	0,77	1,0000	1,00
Junio	7,3%	0,823	0,82	1,0627	1,06
Julio	8,1%	0,954	0,95	1,2321	1,23
Agosto	7,6%	0,872	0,87	1,1261	1,13
Septiembre	7,6%	0,873	0,87	1,1275	1,13
Octubre	8,1%	0,959	0,95	1,2389	1,24
Noviembre	9,6%	1,242	1,23	1,6039	1,60
Diciembre	9,8%	1,272	1,26	1,6426	1,64
Promedio factores estacionales (P)		1,006	1,00	1,3000	1,30
Coefficiente de ajuste		0,994			
Potencia considerada		1,490			

3.- Factores Estacionales Trimestrales

Mes	Factores estacionales trimestrales iniciales $C_{T0,t}$	Factores estacionales trimestrales finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
Q1	0,991	1,108	1,3292	1,3
Q2	0,769	0,860	1,0315	1,0
Q3	0,866	0,968	1,1615	1,2
Q4	0,953	1,065	1,2779	1,3
Promedio factores estacionales (P)	0,895	1,000	1,2000	1,2
Coefficiente de ajuste (CA = M_m / P)	1,117			

4.- Factores Estacionales Diarios

Mes	Factores estacionales diarios iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	1,424	1,424	2,2784	2,28
Febrero	1,077	1,077	1,7232	1,72
Marzo	0,991	0,991	1,5856	1,59
Abril	0,790	0,790	1,2640	1,26
Mayo	0,769	0,769	1,2304	1,23
Junio	0,817	0,817	1,3072	1,31
Julio	0,948	0,948	1,5168	1,52
Agosto	0,866	0,866	1,3856	1,39
Septiembre	0,867	0,867	1,3872	1,39
Octubre	0,953	0,953	1,5248	1,52
Noviembre	1,234	1,234	1,9744	1,97
Diciembre	1,264	1,264	2,0224	2,02
Promedio factores estacionales (P)	1,000	1,000	1,6000	1,60
Coefficiente de ajuste	1,000			

4.- Factores Estacionales Intradíarios

Mes	Factores estacionales diarios iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	1,424	1,424	5,4100	5,41
Febrero	1,077	1,077	4,0900	4,09
Marzo	0,991	0,991	3,7700	3,77
Abril	0,790	0,790	3,0000	3,00
Mayo	0,769	0,769	2,9200	2,92
Junio	0,817	0,817	3,1000	3,10
Julio	0,948	0,948	3,6000	3,60
Agosto	0,866	0,866	3,2900	3,29
Septiembre	0,867	0,867	3,2900	3,29
Octubre	0,953	0,953	3,6200	3,62
Noviembre	1,234	1,234	4,6900	4,69
Diciembre	1,264	1,264	4,8000	4,80
Promedio factores estacionales (P)	1,000	1,000	3,7983	3,80
Coefficiente de ajuste	1,000			

Fuente: CNMC

Cabe señalar que los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios aplicables a las entradas y a las salidas de la red de transporte que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 no varían respecto de los contenidos en la memoria que acompaña a la citada Circular. Por el contrario, los multiplicadores aplicables a los contratos intradíarios aumentan un 13,0% y un 5,6% para las entradas y las salidas, respectivamente, como consecuencia de la actualización del periodo temporal considerado en el cálculo.

En el caso de los multiplicadores aplicables a los consumidores nacionales, se produce, con carácter general, un incremento de los multiplicadores aplicables a durante los meses de junio – septiembre y una reducción durante el resto de meses, tal y como se observa en el cuadro siguiente:

Cuadro 28. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte hacia salidas a redes locales. Propuesta de Resolución vs Circular 6/2020

Mes	Circular 6/2020				Resolución				Tasa de variación: Resolución s/ Circular (%)				
	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	
Enero	1,42	1,76	2,17	4,88	1,33	1,85	2,28	5,41	-6,5%	5,0%	5,1%	10,8%	
Febrero		1,47	1,81	4,08		1,40	1,72	4,09		-5,0%	-5,0%	-5,1%	0,2%
Marzo		1,39	1,71	3,84		1,29	1,59	3,77		-6,9%	-6,8%	-1,8%	
Abril	0,96	1,10	1,35	3,04	1,03	1,03	1,26	3,00	6,8%	-6,1%	-6,6%	-1,2%	
Mayo		1,02	1,25	2,82		1,00	1,23	2,92		-1,8%	-1,9%	3,5%	
Junio		1,02	1,26	2,83		1,06	1,31	3,10		3,9%	4,3%	9,7%	
Julio	0,97	1,10	1,35	3,04	1,16	1,23	1,52	3,60	19,2%	12,2%	12,7%	18,6%	
Agosto		1,00	1,23	2,77		1,13	1,39	3,29		13,0%	12,9%	18,8%	
Septiembre		1,07	1,31	2,95		1,13	1,39	3,29		5,9%	5,9%	11,4%	
Octubre	1,44	1,28	1,58	3,56	1,28	1,24	1,52	3,62	-11,1%	-3,5%	-3,8%	1,8%	
Noviembre		1,63	2,00	4,51		1,60	1,97	4,69		-1,8%	-1,7%	4,0%	
Diciembre		1,77	2,17	4,89		1,64	2,02	4,80		-7,1%	-7,1%	-1,8%	
Total	1,20	1,30	1,60	3,60	1,20	1,30	1,60	3,80	0,0%	0,0%	0,0%	5,5%	

Fuente: CNMC

6. Interrumpibilidad

El artículo 15 de la Circular 6/2020, establece que en las conexiones internacionales con Francia y Portugal, si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte las interrupciones de capacidad se han producido por congestión física, según se define en el artículo 2.1.23 del Reglamento (CE) nº 715/2009, se aplicarán peajes interrumpibles, mientras que si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte no se hubieran producido interrupciones de capacidad, o las producidas no hubieran sido motivadas por congestión física no se aplicarán peajes interrumpibles.

De acuerdo con la información remitida por el GTS, en las entradas desde Francia entre el 5 de enero de 2021 y el 19 de enero de 2021 se produjo congestión física de gas, asociada a la Borrasca Filomena y la posterior ola de frío que se produjo, por lo que es necesario ofrecer para el año de gas 2021-2022 peajes interrumpibles *ex ante* en la entrada desde Francia.

En el Cuadro 29 se muestran las capacidades contratadas interrumpibles e interrumpidas en la entradas a la red de transporte desde Francia, se observa que mientras en el año de gas 2020-2021, con información hasta el 5 de abril de 2021, se interrumpieron 17 días, en los años de gas restantes sólo se produjeron interrupciones en los años de gas 2018-2019 (1 día) y 2016-2017 (3 días).

Cuadro 29. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia

AÑO DE GAS	Interrumpible diario contratado		Interrumpible intradiario contratado		Total interrumpible		Interrumpido	
	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días
2015-2016	-	-	4.186.933	5	4.186.933	5	-	-
2016-2017	23.081.518	5	81.589.114	13	104.670.632	16	6.750.828	3
2017-2018	-	-	3.605.745	1	3.605.745	1	-	-
2018-2019	94.983.795	13	106.502.404	16	201.486.199	25	568.189	1
2019-2020	113.406.428	7	55.382.754	14	168.789.182	14	-	-
2020-2021 (hasta 5 de abril de 2021)	914.919.832	24	1.691.269.732	37	2.606.189.564	38	893.268.396	17
Últimos 12 meses a 5/4/2021	914.919.832	24	1.697.942.490	40	2.612.862.322	41	893.268.396	17

Fuente: Enagás Transporte y GTS

Teniendo en cuenta lo anterior, la probabilidad de interrupción se ha calculado considerando la información de los cuatro últimos años de gas cerrados (2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020), la información comprendida entre el 6 de abril de 2020 y 5 de abril de 2021, al objeto de incorporar las interrupciones registradas en el mes de enero de 2021, y supuesta una duración media de las interrupciones de 16 horas continuadas (valor medio registrado en enero de 2021). Se indica que el GTS sólo ofrece capacidad interrumpible en los productos diarios e intradiarios, una vez que se ha contratado toda la capacidad firme (véase Cuadro 32).

Cuadro 30. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia

Parámetro	Días que se interrumpe	Días que se oferta interrumpibilidad
Número de días		
Diaria	4,2	9,8
Intradiaria	4,2	16,8
Duración media de la interrupciones (horas)	16	
Capacidad a interrumpir (kWh/día)		
Diaria	3.911.997	
Intradiaria	6.683.149	
Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día)		
Diaria	9.617.337	9.553.263
Intradiaria	16.429.996	9.725.113

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción para los contratos diarios que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los

parámetros anteriores se estima en 5,45% para el producto diario y en 8,05% para el producto intradiario de 16 horas.

El Factor de ajuste “A” refleja el valor económico de la interrupción de forma que permite modular el descuento ofrecido en función de las probabilidades obtenidas, ni en el Reglamento (UE) 2017/460 y ni en la Circular 6/2020 se establece la metodología para su cálculo. Se considera que el descuento interrumpible tiene que ser suficientemente elevado para representar las posibles consecuencias de las interrupciones sobre el agente medio, pero sin comprometer la suficiencia de los peajes. Teniendo en cuenta los valores de las interrumpibilidades ofertados en los países del entorno europeo con descuento ex ante para las conexiones internacionales¹², se propone un valor de $A=2$, de forma que el descuento en el peaje interrumpible de entrada desde Francia se situará en el año de gas 2021-2022 en el 10,9% para los productos diarios y en el 16,1% para los productos intradiarios.

Por tanto, los valores de los peajes resultarían los siguientes:

- Peaje de entrada a la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos diarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,138007 €/kWh/día y año
- Peaje de entrada a la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos intradiarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,495443 €/kWh/día y año

En el resto de puntos de entrada y salida se aplicará compensación *ex post* en el caso que efectivamente se produzcan interrupciones.

7. Valoración de la metodología de asignación

De acuerdo con lo establecido en el artículo 30 del Reglamento, la Autoridad Reguladora debe publicar la información que a continuación se detalla.

¹² En Francia el descuento aplicable en los peajes interrumpibles en la salida por Pirineos es del 15%, en Italia del 15%, en Dinamarca los descuentos están entre el 5% y el 10%, en Portugal se ha propuesto un descuento del 7,1% para el peaje interrumpible en la interconexión para el año de gas 2021-2022 actualmente en fase de tramitación.

7.1 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen

La Circular asigna la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte al término de capacidad y los costes asociados al gas de operación a un término por volumen. Como consecuencia, el 97,52% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 2,48% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 31).

Cuadro 31. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	472.993.466	97,52%
Volumen	12.038.359	2,48%
Total	485.031.824	100,00%

Fuente: CNMC

7.2 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida

La Circular asigna el 50% de la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte a la entrada y el 50% a la salida. Por otra parte, la retribución asociada al gas de operación se imputa de manera que el término variable sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, conforme establece el artículo 4.3.a) del Reglamento (UE) 2017/460. Como consecuencia de lo anterior, el 50,00% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 50,00% en los puntos de salida (véase Cuadro 32).

Cuadro 32. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	236.496.733	50,00%
	Volumen	6.009.636	
Salida	Capacidad	236.496.733	50,00%
	Volumen	6.028.722	
Total		485.031.824	100,00%

Fuente: CNMC

7.3 Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales

El Reglamento (UE) 2017/460 establece en su artículo 5 la metodología para valorar el grado de subvenciones cruzadas que existen entre los usuarios nacionales y no nacionales. En particular, el grado de subvención se mide como una relación entre el coste medio pagado por los usuarios intrasistema (nacionales) e intersistema (no nacionales), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Comp = \frac{2 \times |Ratio_{Nacional} - Ratio_{No\ nacional}|}{Ratio_{Nacional} + Ratio_{No\ nacional}} \times 100\%$$

Dónde:

- Comp: índice de comparación
- Ratio Nacional: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores nacionales.
- Ratio No nacional: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores No nacionales.

A los efectos de estimar los ingresos obtenidos por la aplicación de peajes de entrada a los usuarios no nacionales, se considera que la capacidad de entrada destinada a los usuarios no nacionales es igual a la capacidad de salida de los usuarios no nacionales, conforme establece en el punto 5.a) del artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/460.

Se indica que según se establece en el punto 6 del artículo 5, cuando los resultados de los índices comparativos de asignación de la capacidad o el

volumen excedan el 10% la Autoridad Reguladora deberá proporcionar una justificación del resultado.

En coherencia con el inductor de coste considerado en la metodología de cálculo de los correspondientes peajes de entrada y de salida, y teniendo en cuenta las características de la red, se ha considerado como inductores de coste la capacidad contratada prevista por punto de entrada y de salida y la distancia.

En el Cuadro 33 y Cuadro 34 se presentan los resultados obtenidos para los términos de capacidad y volumen, respectivamente. Se observa que los índices obtenidos están por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

Cuadro 33. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	857.263.021	208.979.255	0,244
	Salida	1.101.098.842	211.943.630	0,192
	Total	1.958.361.863	420.922.885	0,215
No nacionales (Intersistema)	Entrada	125.093.256	27.517.477	0,220
	Salida	134.832.418	24.553.103	0,182
	Total	259.925.674	52.070.581	0,200
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				7,04%

Fuente: CNMC

Cuadro 34. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	857.263.021	208.979.255	0,244	
	Salida	1.101.098.842	211.050.111	0,192	
	Total	1.958.361.863	420.029.366	0,214	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	125.093.256	27.517.477	0,220	
	Salida	134.832.418	25.446.622	0,189	
	Total	259.925.674	52.964.100	0,204	(B)
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				5,12%	

Fuente: CNMC

En el Cuadro 35 se presentan los resultados obtenidos para los términos de volumen. Análogamente al término de capacidad, el índice obtenido está por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

Cuadro 35. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	348.995.843	5.785.111	0,0166	
	Salida	350.147.228	5.804.196	0,0166	
	Total	699.143.071	11.589.307	0,0166	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	13.544.872	224.526	0,0166	
	Salida	13.544.872	224.526	0,0166	
	Total	27.089.744	449.052	0,0166	(B)
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				0,00%	

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 36 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

Cuadro 36. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	208.979.255	5.785.111	214.764.366	44,3%
	Salida	211.050.111	5.804.196	216.854.307	44,7%
	Total	420.029.366	11.589.307	431.618.673	89,0%
No nacionales (Intersistema)	Entrada	27.517.477	224.526	27.742.003	5,7%
	Salida	25.446.622	224.526	25.671.148	5,3%
	Total	52.964.100	449.052	53.413.151	11,0%

Fuente: CNMC

7.4 Análisis de la variación de los peajes de transporte

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe i) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario vigente y en el período respecto al que se publica la información.

Las tarifas de acceso vigentes incluyen la retribución de las actividades de transporte y distribución, la del Gestor Técnico del sistema y otros costes a recuperar por cargos (la tasa de la CNMC y MITERD y las anualidades por desajustes de ingresos, la retribución del Operador del Mercado, las adquisiciones del GLP para suministros insulares y la retribución por suministro a tarifa).

El término de conducción de los peajes vigentes fue establecido en la Resolución de 22 de septiembre de 2020, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte redes locales y regasificación de gas para el año octubre 2020-septiembre 2021¹³. Tal y como se detalla en la memoria que acompaña a la citada Resolución, el término de conducción se calculó con las siguientes hipótesis:

- 1º Se mantienen los términos del peaje de entrada a la red de transporte y de los peajes de salida por conexiones internacionales.
- 2º Se determinan los peajes de transporte aplicables a los consumidores nacionales de acuerdo con la metodología de la CNMC, considerando la retribución reconocida minorada por los ingresos procedentes del peaje de entrada y los peajes de salida por conexiones internacionales se recupera a por la aplicación de los peajes en la salida nacional.

¹³ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00420>

- 3º Se consideran los peajes de redes locales y los peajes de otros costes de regasificación que resultan de la metodología de la CNMC
- 4º El término de conducción con la estructura de peajes de la Circular 6/2020 resulta de la suma de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación, ajustados homotéticamente para recuperar la cuota del GTS y los costes asociados a los cargos.
- 5º Los términos de conducción así obtenidos fueron convertidos a la estructura de peajes vigentes.

Una vez determinados los términos de conducción conforme a la metodología de la Circular 6/2020 y la estructura del RD 949/2001, al no disponerse de la metodología de cargos y por tanto no ser posible el diseño del periodo transitorio, se optó por trasladar las variaciones de la facturación que resultan de aplicar los peajes de la Circular 6/2020 a los términos fijo y variable de los grupos tarifarios para los que resultan reducciones y mantener los peajes vigentes de los grupos tarifarios para los que resultan incrementos. El déficit de ingresos que resultaba de mantener los peajes a determinados colectivos, así como el de mantener las condiciones de facturación del peaje 3.5 y los peajes interrumpibles, se asignó al resto de grupos tarifarios proporcionalmente al ahorro en la facturación.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, como mejor aproximación para el análisis de las variaciones en la determinación de los peajes de transporte, se compara el resultado de la asignación con los peajes de transporte que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2020-2021 considerados en la determinación del término de conducción de los peajes vigentes, si bien éstos no se corresponden exactamente con los implícitos en el mismo.

La variación de los peajes de transporte que resultan para el ejercicio 2021-2022 respecto de los peajes de transporte del ejercicio 2020-2021 es función de siguientes factores:

- a) La variación de las variables de facturación
- b) La variación de la retribución considerada en el cálculo
- c) La variación de coeficiente de asignación de la retribución entre entradas y salidas.

Respecto de la variación de las variables de facturación, cabe señalar que se prevé una contracción de la capacidad contratada equivalente del ejercicio 2021-2022 respecto de la capacidad contratada equivalente prevista para el ejercicio 2020-2021 tanto en los puntos de entrada como en los puntos de salida, como consecuencia, fundamentalmente, de la reducción de los multiplicadores que resulta de la metodología de la Circular 6/2020 respecto de los multiplicadores vigentes (véanse Cuadro 37 y Cuadro 38).

Cuadro 37. Volumen y capacidad contratada de entrada a la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el ejercicio 2020-2021 y previstos para el año de gas 2021-2022, desagregado por punto de entrada

Puntos de entrada	Previsión Resolución peajes 2020-2021 (A)			Previsión 2021-2022 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	112.372.736	584.106.431	52,7%	142.324.758	608.842.319	64,0%	26,7%	4,2%	21,5%
Tarifa GME	31.852.147	136.368.554	64,0%	45.692.004	186.168.209	67,2%	43,5%	36,5%	5,1%
MEDGAZ	49.310.736	206.503.930	65,4%	63.122.370	224.308.457	77,1%	28,0%	8,6%	17,8%
CI Biriattou	7.607.173	61.782.246	33,7%	8.321.251	49.609.620	46,0%	9,4%	-19,7%	36,2%
CI Larrau	20.919.726	169.901.176	33,7%	22.883.441	136.426.454	46,0%	9,4%	-19,7%	36,2%
CI Badajoz	1.844.531	6.565.986	77,0%	1.585.163	8.476.587	51,2%	-14,1%	29,1%	-33,4%
CI Tuy	838.423	2.984.539	77,0%	720.529	3.852.994	51,2%	-14,1%	29,1%	-33,4%
Desde planta de regasificación	224.637.608	711.418.400	86,5%	207.046.634	655.517.466	86,5%	-7,8%	-7,9%	0,0%
Barcelona	61.252.212	193.699.063	86,6%	37.279.182	118.027.299	86,5%	-39,1%	-39,1%	-0,1%
Cartagena	28.482.268	98.805.042	79,0%	37.393.048	118.387.803	86,5%	31,3%	19,8%	9,6%
Huelva	52.876.516	159.454.173	90,9%	45.950.123	145.479.827	86,5%	-13,1%	-8,8%	-4,8%
Bilbao	43.534.476	134.953.540	88,4%	46.404.783	146.919.296	86,5%	6,6%	8,9%	-2,1%
Sagunto	26.563.896	84.648.703	86,0%	18.069.614	57.209.081	86,5%	-32,0%	-32,4%	0,6%
Mugardos	11.928.239	39.857.879	82,0%	21.949.884	69.494.161	86,5%	84,0%	74,4%	5,5%
Desde AA.SS.	9.242.141	41.588.384	60,9%	12.714.609	62.179.775	56,0%	37,6%	49,5%	-8,0%
Serrablo	3.886.882	17.415.855	61,1%	3.573.623	17.592.291	55,7%	-8,1%	1,0%	-9,0%
Gaviota	3.023.130	14.017.913	59,1%	5.510.461	26.925.941	56,1%	82,3%	92,1%	-5,1%
Yela	1.295.627	5.626.505	63,1%	3.260.328	1.870.423	477,6%	151,6%	-66,8%	657,0%
Marismas	1.036.502	4.528.111	62,7%	370.196	15.791.119	6,4%	-64,3%	248,7%	-89,8%
Otros	692.828	2.423.033	78,3%	454.715	2.439.288	51,1%	-34,4%	0,7%	-34,8%
Marismas	643	3.033	58,1%	7.665	27.300	76,9%	1091,8%	800,2%	32,4%
Poseidon	45.018	264.286	46,7%	58.084	568.500	28,0%	29,0%	115,1%	-40,0%
Viura	545.600	1.857.143	80,5%	314.634	1.507.920	57,2%	-42,3%	-18,8%	-29,0%
Madrid	101.567	298.571	93,2%	74.332	335.568	60,7%	-26,8%	12,4%	-34,9%
TOTAL	346.945.313	1.339.536.248	71,0%	362.540.715	1.328.978.849	74,7%	4,5%	-0,8%	5,3%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 38. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el ejercicio 2020-2021 y previstos para el año de gas 2021-2022, desagregado por punto de salida

Puntos de salida	Previsión Resolución peajes 2020-2021 (A)			Previsión 2021-2022 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	13.544.872	161.391.463	23,0%	13.544.872	154.632.772	24,0%	0,0%	-4,2%	4,4%
Tarifa GME	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Biriattou	2.435.417	35.112.957	19,0%	2.435.417	34.218.769	19,5%	0,0%	-2,5%	2,6%
CI Larrau	6.697.396	96.560.631	19,0%	6.697.396	94.101.615	19,5%	0,0%	-2,5%	2,6%
CI Badajoz	4.105.667	27.654.134	40,7%	4.105.667	24.485.139	45,9%	0,0%	-11,5%	12,9%
CI Tuy	306.393	2.063.741	40,7%	306.393	1.827.249	45,9%	0,0%	-11,5%	12,9%
Planta de regasificación	0	0		1.825.000	5.431.027	92,1%			
Barcelona	0	0		328.595	977.868	92,1%			
Cartagena	0	0		329.599	980.855	92,1%			
Huelva	0	0		405.025	1.205.315	92,1%			
Bilbao	0	0		409.032	1.217.241	92,1%			
Sagunto	0	0		159.274	473.983	92,1%			
Mugardos	0	0		193.476	575.766	92,1%			
Desde AA.SS.	12.177.995	55.822.034	59,8%	12.298.122	59.435.137	56,7%	1,0%	6,5%	-5,2%
Serrablo	3.801.379	14.938.235	69,7%	3.872.157	18.675.339	56,8%	1,9%	25,0%	-18,5%
Gaviota	3.950.652	32.366.176	33,4%	4.042.770	19.541.465	56,7%	2,3%	-39,6%	69,5%
Yela	3.587.470	4.188.151	234,7%	3.527.951	4.168.961	231,8%	-1,7%	-0,5%	-1,2%
Marismas	838.494	4.329.472	53,1%	855.243	17.049.373	13,7%	2,0%	293,8%	-74,1%
Salida nacional	318.162.894	1.524.351.094	57,2%	336.024.106	1.437.426.162	64,0%	5,6%	-5,7%	12,0%
P > 60 bar	138.768.407	626.824.363	61,4%	140.568.842	509.216.185	75,6%	-1,3%	-18,8%	23,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.672.032	111.851.600	77,6%	35.813.104	124.156.111	79,0%	13,1%	11,0%	1,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	85.072.661	357.164.443	70,1%	91.365.359	366.774.581	68,2%	7,4%	2,7%	-2,6%
P ≤ 4 bar	62.649.795	428.510.687	40,1%	68.276.801	437.279.284	42,8%	9,0%	2,0%	6,8%
TOTAL	343.885.761	1.741.564.591	54,1%	363.692.100	1.656.925.098	60,1%	5,8%	-4,9%	11,2%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Respecto de la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte se indica que la retribución asignada a los peajes del ejercicio 2021-2022 es un 12,1% inferior a retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios 2020-2021 (véase Cuadro 39).

Cuadro 39. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el ejercicio 2020-2021 y en la propuesta para el año de gas 2021-2022

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución a la inversión (1)	421.861.709	373.955.174	-11,4%
Retribución O&M	110.667.548	99.038.291	-10,5%
Gas de operación	19.114.359	12.038.359	-37,0%
Total	551.643.615	485.031.824	-12,1%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por último, en Cuadro 40 se compara el reparto entrada-salida de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios para 2020-2021 y el que resulta de la aplicación de la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2021-2022. Cabe señalar que, la retribución del transporte se asigna en menor medida a los peajes de entrada implícitos en la Resolución de precios para el ejercicio 2020-2021 (30/70), que en la prevista en la Circular 6/2020, que contempla un reparto 50/50.

Cuadro 40. Comparación del reparto entrada-salida de la retribución del transporte implícita en los peajes de transporte de la Resolución de peajes para el ejercicio 2020-2021 y en la propuesta de Resolución para el año de gas 2021-2022

		Resolución 2020-2021		Resolución 2021-2022	
		Retribución de transporte (€)	% del total	Retribución de transporte (€)	% del total
Entrada	Término de Capacidad	167.398.766	30%	236.496.733	50%
	Término variable	-		6.009.636	
Salida	Término de Capacidad	365.130.491	70%	236.496.733	50%
	Término variable	19.114.359		6.028.722	
Total		551.643.615	100,00%	485.031.824	100,00%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 41 se comparan los peajes de entrada a la red de transporte considerados en la Resolución de precios de 2020-2021 con los peajes de entrada propuestos para el ejercicio 2021-2022. El impacto conjunto de la variación de la demanda, la retribución y del reparto entrada-salida y de los multiplicadores, en los peajes de entrada a la red de transporte se traduce en un

aumento, en términos medios, del 44,8% respecto del peaje postal vigente, con la excepción del Yacimiento de Viura y la planta de Biogás que se instalará en la posición 28A, de acuerdo con la información proporcionada por el GTS. Asimismo, se observa que los peajes de las entradas por el sur aumentan en mayor medida que los peajes de entrada por el norte.

Cuadro 41. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Puntos de entrada	Término de capacidad del peaje de entrada entrada(€/MWh/día/año)		
	Resolución 2020-2021 (A)	Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
VIP_FR	128,97	161,34	25,1%
VIP_PT	128,97	279,48	116,7%
Plantas GNL	128,97	164,92	27,9%
CI Tarifa	128,97	242,53	88,1%
CI Almería	128,97	220,27	70,8%
YAC Poseidón	128,97	231,80	79,7%
YAC Marismas	128,97	225,21	74,6%
YAC Viura	128,97	120,80	-6,3%
BIO Madrid	128,97	132,44	2,7%
BIO La Galera (15.03A)	128,97	141,01	9,3%
BIO Medina Sidonia (K07)	128,97	231,91	79,8%
BIO Tudela (28A)	128,97	121,95	-5,4%
BIO Mascaraque (F25)	128,97	146,76	13,8%
BIO Sagunto (15.11)	128,97	145,93	13,2%
BIO Sevilla (F07)	128,97	214,23	66,1%
TOTAL	128,97	186,69	44,8%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

En coherencia con la evolución registrada por los peajes de entrada a la red de transporte, los peajes de salida de la red de transporte estimados para el ejercicio 2021-2022 disminuyen respecto de los peajes de salida implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 (véase Cuadro 42).

Cuadro 42. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Punto de Salida	Término de capacidad del peaje de entrada salida de la red de transporte (€/MWh/día/año)		
	Resolución 2020-2021 (A)	Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	214,28	146,16	-31,8%
VIP_FR	238,49	162,32	-31,9%
VIP_PT	238,49	175,51	-26,4%
CI Tarifa		201,70	
GNL	259,14	175,62	-32,2%
TOTAL	216,60	148,04	-31,7%

Fuente: CNMC y Orden IET/2446/2013

8. Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe ii) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario respecto al que se publica la información y en cada uno de los períodos tarifarios del resto del período regulatorio.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones relativas a la evolución de la retribución del transporte, de la capacidad contratada por punto de entrada y punto de salida y el volumen demandado en las entradas y en las salidas, así como los términos de capacidad por punto de entrada y por punto de salida de la red de transporte y los correspondientes términos variables que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio.

Cabe señalar que la evolución de los términos de capacidad de los puntos de entrada y de salida de la red de transporte registran reducciones derivadas de la propia evolución de la retribución del transporte, de la evolución de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio, y de las nuevas inyecciones de biogás en la red de distribución.

Por último, en línea con la evolución prevista de la capacidad, durante el periodo regulatorio se estima incrementos de los términos variables de los peajes de entrada y de salida, justificados por la evolución de la demanda y de la retribución asociada al gas de operación.

Cuadro 43. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	472.993.466	441.717.939	410.496.910	374.856.720	341.417.629
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	485.031.824	453.756.298	422.535.269	386.895.079	353.455.987
% variación respecto del año anterior		-6,4%	-6,9%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	186.168	205.204	205.204	205.204	205.204
CI Almería	224.308	229.672	229.672	229.672	229.672
VIP Pirineos	186.036	195.950	195.950	195.950	195.950
VIP Ibérico	12.330	14.082	14.082	14.082	14.082
Plantas GNL	655.517	648.965	629.684	617.218	594.570
YAC Marismas	27	30	30	30	30
YAC Poseidón	569	620	620	620	620
YAC Viura	1.508	1.497	1.497	1.497	1.497
BIO Madrid	336	344	344	344	344
BIO La Galera (15.03A)	-	118	118	118	118
BIO Medina Sidonia (K07)	-	310	310	310	310
BIO Tudela (28A)	-	419	419	419	419
BIO Mascarague (F25)	-	-	236	236	236
BIO Sagunto (15.11)	-	192	192	192	192
BIO Sevilla (F07)	-	310	310	310	310
AASS	62.180	64.757	65.662	66.202	66.261
Total	1.328.979	1.362.466	1.344.326	1.332.400	1.309.811

3. Retribución (€) asignada a cada punto de entrada

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	45.152.125	45.528.653	43.266.284	39.974.416	36.982.565
CI Almería	49.409.472	46.174.731	43.634.397	40.332.395	37.350.104
VIP Pirineos	30.015.682	28.630.741	26.787.254	24.650.359	22.765.529
VIP Ibérico	3.445.915	3.580.326	3.377.743	3.111.847	2.873.996
Plantas GNL	108.109.019	96.389.502	87.630.520	78.850.517	70.266.520
YAC Marismas	6.148	6.117	5.803	5.353	4.946
YAC Poseidón	131.778	131.096	124.336	114.682	105.967
YAC Viura	182.150	163.486	152.522	140.169	129.356
BIO Madrid	44.443	41.395	38.961	35.904	33.177
BIO La Galera (15.03A)	-	15.085	14.129	13.047	12.084
BIO Medina Sidonia (K07)	-	65.679	62.420	57.665	53.344
BIO Tudela (28A)	-	46.174	42.998	39.524	36.489
BIO Mascarague (F25)	-	-	29.733	27.404	25.319
BIO Sagunto (15.11)	-	25.427	23.887	22.069	20.440
BIO Sevilla (F07)	-	60.559	57.467	53.009	48.981
AASS	-	-	-	-	-
Total	236.496.733	220.858.970	205.248.455	187.428.360	170.708.814

4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	242,53	221,87	210,85	194,80	180,22
CI Almería	220,27	201,05	189,99	175,61	162,62
VIP Pirineos	161,34	146,11	136,70	125,80	116,18
VIP Ibérico	279,48	254,25	239,86	220,98	204,09
Plantas GNL	164,92	148,53	139,17	127,75	118,18
YAC Marismas	225,21	205,60	195,04	179,90	166,22
YAC Poseidón	231,80	211,58	200,67	185,09	171,02
YAC Viura	120,80	109,20	101,88	93,63	86,41
BIO Madrid	132,44	120,48	113,40	104,50	96,57
BIO La Galera (15.03A)	141,01	128,05	119,93	110,75	102,57
BIO Medina Sidonia (K07)	231,91	212,15	201,62	186,26	172,31
BIO Tudela (28A)	121,95	110,15	102,58	94,29	87,05
BIO Mascarague (F25)	146,76	133,68	126,19	116,31	107,46
BIO Sagunto (15.11)	145,93	132,77	124,73	115,24	106,73
BIO Sevilla (F07)	214,23	195,61	185,62	171,22	158,21
AASS	-	-	-	-	-
Peaje medio	177,95	162,10	152,68	140,67	130,33

5. Evolución del peaje de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	88,05%	-8,52%	-4,97%	-7,61%	-7,48%
CI Almería	70,79%	-8,73%	-5,50%	-7,57%	-7,39%
VIP Pirineos	25,10%	-9,44%	-6,44%	-7,98%	-7,65%
VIP Ibérico	116,70%	-9,03%	-5,66%	-7,87%	-7,64%
Plantas GNL	27,87%	-9,94%	-6,30%	-8,20%	-7,49%
YAC Marismas	74,62%	-8,71%	-5,14%	-7,76%	-7,60%
YAC Poseidón	79,73%	-8,72%	-5,16%	-7,76%	-7,60%
YAC Viura	-6,34%	-9,60%	-6,71%	-8,10%	-7,71%
BIO Madrid	2,69%	-9,03%	-5,88%	-7,85%	-7,60%
BIO La Galera (15.03A)	9,33%	-9,19%	-6,34%	-7,66%	-7,38%
BIO Medina Sidonia (K07)	79,82%	-8,52%	-4,96%	-7,62%	-7,49%
BIO Tudela (28A)	-5,45%	-9,67%	-6,88%	-8,08%	-7,68%
BIO Mascarague (F25)	13,79%	-8,91%	-5,60%	-7,83%	-7,61%
BIO Sagunto (15.11)	13,15%	-9,02%	-6,05%	-7,61%	-7,38%
BIO Sevilla (F07)	66,11%	-8,69%	-5,11%	-7,76%	-7,60%
AASS					
Peaje medio	44,75%	-8,91%	-5,81%	-7,86%	-7,35%

Fuente: CNMC

Cuadro 44. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	472.993.466	441.717.939	410.496.910	374.856.720	341.417.629
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	485.031.824	453.756.298	422.535.269	386.895.079	353.455.987
% variación respecto del año anterior	-11,2%	-6,4%	-6,9%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de salida d la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	1.437.426	1.437.931	1.421.282	1.409.398	1.405.670
Plantas GNL	5.431	5.207	5.345	5.415	5.429
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	128.320	128.320	128.429	128.784	129.031
VIP Portugal	26.312	26.312	14.860	20.115	26.216
AA.SS	59.435	62.140	62.783	63.123	63.140
Total	1.656.925	1.659.910	1.632.699	1.626.834	1.629.486

3. Retribución (€) asignada a cada punto de salida

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	210.096.339	195.832.235	183.123.609	166.181.174	150.545.526
Plantas GNL	953.772	849.254	824.365	763.718	695.113
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	20.828.537	19.820.805	18.950.849	17.546.461	15.994.249
VIP Portugal	4.618.085	4.356.675	2.349.632	2.937.007	3.473.926
AA.SS	-	-	-	-	-
Total	236.496.733	220.858.970	205.248.455	187.428.360	170.708.814

4. Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	146,16	136,19	128,84	117,91	107,10
Plantas GNL	175,62	163,11	154,22	141,04	128,04
CI Tarifa	201,70	188,59	179,15	164,55	149,54
VIP Francia	162,32	154,46	147,56	136,25	123,96
VIP Portugal	175,51	165,58	158,11	146,01	132,51
AA.SS	-	-	-	-	-
Peaje medio	142,73	133,05	125,71	115,21	104,76

5. Evolución del peaje de salida de la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	-31,79%	-6,82%	-5,39%	-8,49%	-9,17%
Plantas GNL	-32,23%	-7,12%	-5,45%	-8,54%	-9,22%
CI Tarifa	-	-6,50%	-5,01%	-8,15%	-9,12%
VIP Francia	-31,94%	-4,84%	-4,47%	-7,67%	-9,02%
VIP Portugal	-26,41%	-5,66%	-4,51%	-7,65%	-9,25%
AA.SS	-	-	-	-	-
Peaje medio	-31,65%	-6,78%	-5,52%	-8,35%	-9,07%

Fuente: CNMC

Cuadro 45. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	472.993.466	441.717.939	410.496.910	374.856.720	341.417.629
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	485.031.824	453.756.298	422.535.269	386.895.079	353.455.987
% variación respecto del año anterior	-11,2%	-6,4%	-6,9%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión del volumen (MWh) por punto de salida de la red de transporte

Volumen demandado (MWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	362.540.715	355.545.516	350.160.977	346.483.755	339.538.476
Salida	363.692.100	357.115.351	352.298.785	349.014.439	342.387.200
Total	726.232.815	712.660.867	702.459.762	695.498.194	681.925.676

3. Estructura del volumen (%) por puntos de entrada y salida de la red de transporte

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	49,9%	49,9%	49,8%	49,8%	49,8%
Salida	50,1%	50,1%	50,2%	50,2%	50,2%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	6.009.636	6.005.920	6.000.861	5.997.278	5.994.034
Salida	6.028.722	6.032.438	6.037.498	6.041.081	6.044.324
Total	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359

4. Término de variable de los peajes de entrada y salida de la red de transporte (€/MWh)

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	0,0165764	0,0168921	0,0171374	0,0173090	0,0176535
Salida	0,0165764	0,0168921	0,0171374	0,0173090	0,0176535
Peaje medio	0,0165764	0,0168921	0,0171374	0,0173090	0,0176535

5. Evolución de los términos variables de los peajes de entrada y salida de la red de transporte

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada		1,90%	1,45%	1,00%	1,99%
Salida		1,90%	1,45%	1,00%	1,99%
Peaje medio		1,90%	1,45%	1,00%	1,99%

Fuente: CNMC

VIII. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REDES LOCALES

1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales

La retribución asignada a los peajes de acceso a las redes locales comprende la retribución de la red de transporte de influencia local, la retribución de la red de transporte secundaria y la retribución de distribución previstas para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de las retribuciones de ejercicios anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 46 se detalla la retribución prevista para el ejercicio 2021-2022 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, incluida en la propuesta de Resolución para el año de gas 2022 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de regasificación de transporte y de distribución de gas natural, actualmente en fase de tramitación.

Se indica que, por las mismas razones expuestas para la retribución del transporte troncal, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores. En consecuencia, en el ejercicio 2021-2022 se imputa a los peajes de redes locales 1.550 M€, de los cuales el 9,6% corresponde a la red de influencia local, el 4,4% corresponde a la red de transporte secundario y el 86,0% corresponde a la red de distribución.

Cuadro 46. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales octubre 2021-septiembre 2022

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Previsión 2021 2022	% sobre el total
Retribución de la red de influencia local	148.647.579	9,6%
Retribución a la inversión	108.790.042	7,0%
Retribución O&M	38.159.367	2,5%
Gas de Operación	1.698.170	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	68.093.963	4,4%
Retribución a la inversión	51.248.956	3,3%
Retribución O&M	15.913.463	1,0%
Gas de Operación	931.545	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	1.333.264.639	86,0%
Retribución de las redes	1.333.264.639	86,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	1.550.006.181	100,0%

Fuente: CNMC

2. Variables de facturación consideradas en la asignación

En Cuadro 47 se muestran el número de suministros, las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes previstos para el año de gas 2021-2022 desagregado por grupo tarifario. En el Anexo I de la Memoria se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las mismas. Se indica que en la previsión se incluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.

Cuadro 47. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas octubre 2021-septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	$C \leq 5.000$	4.629.443	70.229.289	11.017.247	43,0%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.901.587	151.981.963	21.111.600	38,1%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	409.718	55.346.419	7.679.529	38,0%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	58.877	45.718.251	7.820.494	46,9%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.650	80.294.325	13.816.622	47,1%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.289	32.604.033	6.041.472	50,8%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	999	50.460.263	8.904.948	48,3%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	669	89.950.723	18.637.377	56,8%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	287	104.945.117	25.867.870	67,5%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	165	164.502.197	47.742.826	79,5%
RL.11	$C > 500.000.000$	98	599.640.207	168.655.454	77,1%
Total		8.025.782	1.445.672.787	337.295.440	63,9%

Fuente: CNMC

3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste

En el Cuadro 48 se muestra la asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste, cliente o capacidad, conforme a los parámetros establecidos en el Anexo IV.1 de la Circular 6/2020. En el Cuadro 49 se muestra la asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Finalmente, en el Cuadro 50 se asigna la retribución de redes locales por nivel de presión. La retribución asignada a las redes de presión de diseño superior a 60 bar se corresponde con la retribución de la red de transporte de influencia local, mientras que la retribución asignada a las redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar se corresponde con la retribución del transporte secundario, excluido en ambos casos el gas de operación.

Cuadro 48. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas octubre 2021 - septiembre 2022.

	Previsión 2021 2022
Retribución de la red de distribución (€) (A)	1.333.264.639

Inductor de coste (B)	% de la retribución de distribución por inductor de coste
Puntos de suministro	14,46%
Capacidad	85,54%
Total	100,00%

Retribución de la distribución por criterio de asignación (€) (A) * (B)	Previsión 2020 2021
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	192.790.067
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.140.474.573
Total	1.333.264.639

Fuente: CNMC

Cuadro 49. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año octubre 2021 - septiembre 2022

Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)	1.140.474.573
---	----------------------

% de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	10,5%
P ≤ 4 bar	89,5%

Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	119.749.830
P ≤ 4 bar	1.020.724.742

Fuente: CNMC

Cuadro 50. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Octubre 2021 - septiembre 2022

Retribución de redes locales (€)	Previsión 2021 2022	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	146.949.409	10,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	67.162.419	5,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	119.749.830	8,8%
P ≤ 4 bar	1.020.724.742	75,4%
Total	1.354.586.400	100,0%

Fuente: CNMC

Conforme al Anexo IV de la Circular 6/2020, el modelo de red empleado en la asignación de los costes de redes al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores se corresponde con los flujos de energía registrados el 5 de diciembre de 2017¹⁴, día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 51 se muestra la asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad. Los coeficientes α_j^i resultan de aplicar al escenario de flujos lo establecido en el Anexo II.5 de la Circular 6/2020.

Cuadro 51. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j

Nivel de presión tarifario	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asociada al nivel de presión, excluido el gas de operación (Cd) (€)	Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario	α_j^i	Retribución asignada a cada nivel de presión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.020.724.742	NP0	$\alpha_{0,p}^0$ 1,0000	1.020.724.742
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	119.749.830	NP1	$\alpha_{1,p}^1$ 0,4073	48.778.703
		NP0	$\alpha_{0,p}^1$ 0,5927	70.971.127
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	67.162.419	NP2	$\alpha_{2,p}^2$ 0,4105	27.569.299
		NP1	$\alpha_{1,p}^2$ 0,2267	15.222.849
		NP0	$\alpha_{0,p}^2$ 0,3629	24.370.270
NP3 (P > 60 bar)	146.949.409	NP3	$\alpha_{3,p}^3$ 0,5046	74.155.491
		NP2	$\alpha_{2,p}^3$ 0,0524	7.703.944
		NP1	$\alpha_{1,p}^3$ 0,1780	26.164.294
		NP0	$\alpha_{0,p}^3$ 0,2649	38.925.680

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 52 se muestra la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad que se debe recuperar en cada nivel de

¹⁴ El balance correspondiente el día 5 de diciembre de 2017 se encuentra disponible en el Anexo IV de la Memoria que acompaña la Circular 6/2020 (<https://www.cnmc.es/node/382322>)

presión, resultado de la agregación de los costes de redes de su propio nivel de presión y de los niveles de presión superiores, y se asigna a los términos fijo y variable, de acuerdo con los puntos 7 y 8 del Anexo II de la Circular 6/2020.

Cuadro 52. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable

Nivel de presión tarifario	Nivel de presión de la red asignada	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asignada al nivel de presión tarifario (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término fijo (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término variable (€)
NP0	NP0	1.020.724.742	1.020.724.742	
	NP1	70.971.127		70.971.127
	NP2	24.370.270		24.370.270
	NP3	38.925.680		38.925.680
	Total retribución	1.154.991.820	1.020.724.742	134.267.078
NP1	NP1	48.778.703	48.778.703	
	NP2	15.222.849		15.222.849
	NP3	26.164.294		26.164.294
	Total retribución	90.165.846	48.778.703	41.387.143
NP2	NP2	27.569.299	27.569.299	
	NP3	7.703.944		7.703.944
	Total retribución	35.273.243	27.569.299	7.703.944
NP3	NP3	74.155.491	74.155.491	
	Total retribución	74.155.491	74.155.491	-

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 53) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 54 y Cuadro 55), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 56).

Cuadro 53. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año octubre 2021 – septiembre 2022

I. Retribución a recuperar

Nivel de presión	Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.020.724.742	134.267.078
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	48.778.703	41.387.143
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	27.569.299	7.703.944
NP3 (P > 60 bar)	74.155.491	-
Total	1.171.228.235	183.358.165

II. Variables inductoras del coste

Nivel de presión	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	445.525.909	69.548.134
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	366.774.581	91.365.359
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	124.156.111	35.813.104
NP3 (P > 60 bar)	509.216.185	140.568.842
Total	1.445.672.787	337.295.440

III. Coste unitarios fijos y variables

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	2,291	1,931
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,133	0,453
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,222	0,215
NP3 (P > 60 bar)	0,146	-

Fuente: CNMC

Cuadro 54. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día y año) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	70.131.049	96.234	1	2.005
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	151.963.507	18.364	-	92
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.268.344	77.378	-	698
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	45.067.483	643.858	2.881	4.030
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	76.407.741	3.809.242	48.158	29.185
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	20.017.224	12.101.242	473.843	11.724
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	14.605.415	34.033.387	1.727.993	93.467
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	10.841.893	74.455.952	3.725.572	927.305
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.223.253	93.623.547	6.429.544	3.668.773
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	113.280.179	32.403.256	18.818.762
RL.11	C > 500.000.000	-	34.635.199	79.344.863	485.660.145
Total		445.525.909	366.774.581	124.156.111	509.216.185

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	2,2911	0,1330	0,2221	0,1456
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000				
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000				
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000				
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000				
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000				
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000				
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000				
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		2,2911	0,1330	0,2221	0,1456

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	160.674.151	12.798	0	292	160.687.242
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	348.156.883	2.442	-	13	348.159.338
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	126.622.862	10.291	-	102	126.633.254
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	103.252.120	85.629	640	587	103.338.975
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	175.054.401	506.605	10.694	4.250	175.575.950
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45.860.579	1.609.389	105.218	1.707	47.576.893
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	33.461.822	4.526.226	383.707	13.611	38.385.366
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	24.839.383	9.902.171	827.276	135.040	35.703.871
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	2.802.541	12.451.340	1.427.703	534.271	17.215.856
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	15.065.548	7.195.257	2.740.515	25.001.320
RL.11	C > 500.000.000	-	4.606.263	17.618.805	70.725.101	92.950.169
Total		1.020.724.742	48.778.703	27.569.299	74.155.491	

Fuente: CNMC

Cuadro 55. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (MWh) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	11.017.211	33	-	3
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.111.321	254	-	25
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.676.776	2.584	-	170
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.752.488	66.743	406	856
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.152.222	651.164	11.936	1.300
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.429.990	2.527.122	81.077	3.282
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2.666.229	5.950.447	271.732	16.542
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.366.367	15.311.065	757.723	202.222
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	375.531	23.170.411	1.495.250	826.678
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	32.887.354	9.450.965	5.404.507
RL.11	C > 500.000.000	-	10.798.181	23.744.015	134.113.259
Total		69.548.134	91.365.359	35.813.104	140.568.842

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	1,9306	0,4530	0,2151	-

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	21.269.423	15	-	-	21.269.438
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	40.756.743	115	-	-	40.756.858
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	14.820.502	1.170	-	-	14.821.672
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	14.966.669	30.234	87	-	14.996.990
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	25.391.197	294.968	2.568	-	25.688.732
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.621.814	1.144.749	17.441	-	7.784.003
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.147.323	2.695.463	58.454	-	7.901.240
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	4.568.421	6.935.684	162.998	-	11.667.102
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	724.987	10.495.850	321.651	-	11.542.488
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	14.897.480	2.033.046	-	16.930.527
RL.11	C > 500.000.000	-	4.891.415	5.107.699	-	9.999.114
Total		134.267.078	41.387.143	7.703.944	-	

Fuente: CNMC

Cuadro 56. Retribución fija y variable a recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
RL.1	$C \leq 5.000$	160.687.242	21.269.438
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	348.159.338	40.756.858
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	126.633.254	14.821.672
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	103.338.975	14.996.990
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	175.575.950	25.688.732
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	47.576.893	7.784.003
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	38.385.366	7.901.240
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	35.703.871	11.667.102
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	17.215.856	11.542.488
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	25.001.320	16.930.527
RL.11	$C > 500.000.000$	92.950.169	9.999.114
Total		1.171.228.235	183.358.165

Fuente: CNMC

En el Cuadro 57 se muestra la asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el cliente conforme el apartado 9 del Anexo II de la Circular 6/2020 y en el Cuadro 58 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

Cuadro 57. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)	192.790.067
Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)	8.025.503
Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)	2,0018

Peaje	Tamaño (kWh)	Numero de clientes (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente a recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.439	111.209.218
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.585	69.702.400
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.714	9.842.223
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.864	1.414.047
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.638	519.783
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.261	54.320
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	969	23.274
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	637	15.303
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	264	6.343
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	120	2.891
RL.11	C > 500.000.000	11	265
Total		8.025.503	192.790.067

Fuente: CNMC

Cuadro 58. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Retribución del gas de operación (€) (A)	2.629.715
Demanda suministrada desde redes locales (kWh)	337.295.440
Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)	0,0006

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente a recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	11.017.247	85.896
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.111.600	164.596
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.679.529	59.873
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.820.494	60.972
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.816.622	107.721
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.041.472	47.102
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	8.904.948	69.427
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	18.637.377	145.306
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.867.870	201.678
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	47.742.826	372.226
RL.11	C > 500.000.000	168.655.454	1.314.918
Total		337.295.440	2.629.715

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 59 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

Cuadro 59. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año octubre 2021-septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)			Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)		
		Inductor de coste caudal	Inductor de coste cliente	Total	Retribución fija a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario	Retribución asociada al gas de operación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	160.687.242	111.209.218	271.896.459	21.269.438	85.896	21.355.334
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	348.159.338	69.702.400	417.861.739	40.756.858	164.596	40.921.454
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	126.633.254	9.842.223	136.475.477	14.821.672	59.873	14.881.545
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	103.338.975	1.414.047	104.753.023	14.996.990	60.972	15.057.962
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	175.575.950	519.783	176.095.733	25.688.732	107.721	25.796.453
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	47.576.893	54.320	47.631.213	7.784.003	47.102	7.831.105
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	38.385.366	23.274	38.408.641	7.901.240	69.427	7.970.667
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	35.703.871	15.303	35.719.174	11.667.102	145.306	11.812.408
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17.215.856	6.343	17.222.199	11.542.488	201.678	11.744.166
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	25.001.320	2.891	25.004.211	16.930.527	372.226	17.302.753
RL.11	C > 500.000.000	92.950.169	265	92.950.434	9.999.114	1.314.918	11.314.031
Total		1.171.228.235	192.790.067	1.364.018.302	183.358.165	2.629.715	185.987.880

Fuente: CNMC

En el Cuadro 60 se muestra el cálculo de los términos fijos y variables del peaje de redes locales por grupo tarifario conforme a los apartados 11 y 12 del anexo II de la Circular 6/2020, y en el Cuadro 61, el Cuadro 62, el Cuadro 63 y el Cuadro 64 se detalla el procedimiento de cálculo del término fijo por cliente aplicable a los consumidores sin obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado conforme el apartado 13 del Anexo II de la Circular 6/2020.

Cabe señalar, que como se ha indicado en la sección VII en la propuesta que se presentó a trámite de audiencia, se incluyeron los términos por cliente correspondientes a los consumidores con un consumo anual superior a 5 GWh, a los efectos de refacturación o durante el periodo de seis meses del que disponen los consumidores para instalar los citados equipos de teled medida de acuerdo con lo establecido en la Orden IET/2446/2013 en la redacción dada por la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.

No obstante, considerando las alegaciones recibidas, análogamente al transporte, se mantiene la facturación por caudal contratado.

**Cuadro 60. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario.
Año octubre 2021 – septiembre 2022**

I. Retribución a recuperar

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (A)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (B)
RL.1	C ≤ 5.000	271.896.459	21.355.334
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	417.861.739	40.921.454
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	136.475.477	14.881.545
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	104.753.023	15.057.962
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	176.095.733	25.796.453
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	47.631.213	7.831.105
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	38.408.641	7.970.667
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	35.719.174	11.812.408
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17.222.199	11.744.166
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	25.004.211	17.302.753
RL.11	C > 500.000.000	92.950.434	11.314.031
Total		1.364.018.302	185.987.880

II. Variables inductoras del coste

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	70.229.289	11.017.246.753
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	151.981.963	21.111.600.374
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.346.419	7.679.529.106
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	45.718.251	7.820.493.638
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	80.294.325	13.816.622.473
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	32.604.033	6.041.471.514
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	50.460.263	8.904.948.445
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	89.950.723	18.637.376.893
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	104.945.117	25.867.870.025
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	164.502.197	47.742.826.230
RL.11	C > 500.000.000	599.640.207	168.655.454.074
Total		1.445.672.787	337.295.439.524

III. Términos fijos y variables del peaje

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (C) / (A)	Coste unitario variable (€/kWh) (D) / (B)
RL.1	C ≤ 5.000	3,871554	0,001938
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,749417	0,001938
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,465841	0,001938
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,291274	0,001925
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,193128	0,001867
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,460899	0,001296
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,761166	0,000895
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,397097	0,000634
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,164107	0,000454
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,151999	0,000362
RL.11	C > 500.000.000	0,155010	0,000067

Fuente: CNMC

Cuadro 61. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B) / (A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	70.229.289	11.017.247	271.896.459	58,732009
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	151.981.963	21.111.600	417.861.739	144,011427
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	55.346.419	7.679.529	136.475.477	333,096125
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	45.718.251	7.820.494	104.753.023	1.779,178408
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	80.294.325	13.816.622	176.095.733	8.133,851826
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	32.604.033	6.041.472	47.631.213	20.806,442527

Fuente: CNMC

Cuadro 62. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
			Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B)	Término variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = ((D) + (E))	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (F) del grupo anterior
RL.1	C ≤ 5.000	5.000	58,732009	0,001938	58,732009	9,691774	68,423783	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.000	144,011427	0,001938	144,011427	29,075096	173,086523	68,423783
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	333,096125	0,001938	333,096125	96,891001	429,987126	173,086523
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	1.779,178408	0,001925	1.779,178408	577,634718	2.356,813126	429,987126
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	8.133,851826	0,001867	8.133,851826	2.800,588904	10.934,440729	2.356,813126
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.000.000	20.806,442527	0,001296	20.806,442527	6.481,124060	27.287,566588	10.934,440729

Fuente: CNMC

**Cuadro 63. Determinación del término variable final de peajes aplicables a
consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año octubre
2021-septiembre 2022**

I. Retribución recuperada a través del término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Volumen de consumo (MWh) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) *12
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	11.017.247	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	21.111.600	68,423783	198.537.586
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	7.679.529	173,086523	70.916.664
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	7.820.494	429,987126	25.316.433
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	13.816.622	2.356,813126	51.024.379
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	6.041.472	10.934,440729	25.031.702

II. Determinación del término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución asignada al grupo tarifario (E)	Facturación por el término fijo (€) (D)	Retribución a recuperar por el término variable (€) (F) = (E) - (D)	Término variable (€/kWh) (F)/(B)
RL.1	C ≤ 5.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	458.783.193	198.537.586	260.245.607	0,012327
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	151.357.022	70.916.664	80.440.359	0,010475
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	119.810.985	25.316.433	94.494.552	0,012083
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	201.892.186	51.024.379	150.867.807	0,010919
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	55.462.318	25.031.702	30.430.616	0,005037

Fuente: CNMC

Cuadro 64. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año 2021-2022

I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	198.537.586	43,3%
Término variable	260.245.607	56,7%
Total	458.783.193	100,0%

II. Determinación de los términos del peaje RL.1

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	293.251.793
--	--------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	126.904.176	166.347.617

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	4.629.443	11.017.247

	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C) / (D)	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	27,412410	0,015099

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 65 se resumen los peajes de redes locales que resultan de aplicar la metodología establecida en el artículo 22 y en el Anexo II de la Circular 6/2020 para el año octubre 2021- septiembre 2022.

**Cuadro 65. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año octubre
2021-septiembre 2022**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)	% de término fijo
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	27,412410	0,015099	3,871554	0,001938	0,02662	43,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,423783	0,012327	2,749417	0,001938	0,02173	43,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,086523	0,010475	2,465841	0,001938	0,01971	46,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	429,987126	0,012083	2,291274	0,001925	0,01532	21,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.356,813126	0,010919	2,193128	0,001867	0,01461	25,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.934,440729	0,005037	1,460899	0,001296	0,00918	45,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,761166	0,000895	0,00521	82,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,397097	0,000634	0,00255	75,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,164107	0,000454	0,00112	59,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,151999	0,000362	0,00089	59,1%
RL.11	C > 500.000.000			0,155010	0,000067	0,00062	89,1%

Fuente: CNMC

4. Análisis de la variación de los peajes de redes locales

Análogamente a los peajes de transporte, como mejor aproximación para el análisis de las variaciones de los peajes de redes locales del ejercicio 2021-2022 respecto de los del ejercicio 2020-2021, se ha tomado los peajes de distribución que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2020-2021 considerados en la determinación del término de conducción de los peajes vigentes.

Como se ha indicado la variación de peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior depende de la evolución de las variables de facturación y de la retribución asignada. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 66 se comparan las variables de asignación empleada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y los previstos para el ejercicio 2021-2022. Se observa que tanto el número de clientes como el volumen resultan superiores a los utilizados en la determinación de los peajes de redes locales del ejercicio 2020-2021, mientras que la capacidad contratada equivalente es inferior, como resultado de una mejora generalizada de los factores de carga. Teniendo en cuenta que la retribución de redes locales se asigna mayoritariamente en función de la capacidad, cabría esperar un incremento de los peajes de las redes locales.

Cuadro 66. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y en los peajes de redes locales 2021-2022

		Resolución 2021-2022 (A)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	70.229.289	11.017.247	43,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	151.981.963	21.111.600	38,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	55.346.419	7.679.529	38,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	45.718.251	7.820.494	46,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	80.294.325	13.816.622	47,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	32.604.033	6.041.472	50,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	50.460.263	8.904.948	48,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	669	89.950.723	18.637.377	56,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	104.945.117	25.867.870	67,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	164.502.197	47.742.826	79,5%
RL.11	C > 500.000.000	98	599.640.207	168.655.454	77,1%
Total		8.025.782	1.445.672.787	337.295.440	63,9%

		Resolución 2020-2021 (B)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	3.296.388	27.081.011	4.052.528	41,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4.234.356	186.309.292	25.338.249	37,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	333.433	47.138.548	6.226.861	36,2%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.491	36.481.129	5.719.378	43,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.473	77.970.239	11.873.221	41,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.301	44.532.150	7.310.032	45,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.187	53.836.082	9.092.493	46,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	717	80.214.377	16.281.360	55,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	331	97.511.555	23.190.045	65,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	172	172.514.159	45.148.743	71,7%
RL.11	C > 500.000.000	101	708.175.837	165.046.061	63,9%
Total		7.946.952	1.531.764.378	319.278.971	57,1%

		% variación (A) sobre (B)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente	Volumen de consumo	factor de carga
RL.1	C ≤ 5.000	40,4%	159,3%	171,9%	4,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-31,5%	-18,4%	-16,7%	2,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	22,9%	17,4%	23,3%	5,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	8,0%	25,3%	36,7%	9,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-3,7%	3,0%	16,4%	13,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-30,7%	-26,8%	-17,4%	12,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-15,9%	-6,3%	-2,1%	4,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-6,8%	12,1%	14,5%	2,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-13,3%	7,6%	11,5%	3,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-3,6%	-4,6%	5,7%	10,9%
RL.11	C > 500.000.000	-3,0%	-15,3%	2,2%	20,7%
Total		1,0%	-5,6%	5,6%	11,9%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por el contrario, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de redes locales para el ejercicio 2021-2022 resulta un 4,1% inferior a la considerada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de precios 2020-2021, lo que induce una reducción de peajes (véase Cuadro 67. Al respecto cabe señalar que la retribución asignada al término fijo (-4,1%) se reduce en menor medida que la asignada al término variable (-4,2%), de lo que cabría esperar mayores reducciones en los términos variables de facturación.

Cuadro 67. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y en los peajes de redes locales 2021-2022

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Resolución 2020-2021 (A)	Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución de la red de influencia local	152.389.438	148.647.579	-2,5%
Retribución a la inversión	108.941.718	108.790.042	-0,1%
Retribución O&M	41.269.485	38.159.367	-7,5%
Gas de Operación	2.178.235	1.698.170	-22,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	73.848.076	68.093.963	-7,8%
Retribución a la inversión	56.143.021	51.248.956	-8,7%
Retribución O&M	16.510.167	15.913.463	-3,6%
Gas de Operación	1.194.888	931.545	-22,0%
Desvíos de ejercicios anteriores		n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	1.390.859.045	1.333.264.639	-4,1%
Retribución de las redes	1.390.859.045	1.333.264.639	-4,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
Total	1.617.096.558	1.550.006.181	-4,1%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por último, en el Cuadro 68 se comparan los términos que resultan para ambos ejercicios. Se observa que el impacto conjunto de la variación de las variables de facturación y la retribución se traduce, con carácter general, en la reducción, de los términos fijos y variables de todos los peajes de redes locales, con mayores reducciones en los términos variables que en los fijos, si bien esto no es así en el caso de los peajes RL.1 y RL.2, como consecuencia del movimiento de clientes previsto de un ejercicio al otro, consecuencia del impacto de la borrasca Filomena.

Cuadro 68. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales empleados en el cálculo de los términos de conducción de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Resolución 2020-2021 (A)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	18,558702	0,023991	5,519	0,002210	0,03909
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	56,384522	0,014975	3,018	0,002210	0,02440
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	165,914847	0,013142	2,618	0,002209	0,02203
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	480,537017	0,013256	2,452	0,002192	0,01783
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.299,457974	0,013303	2,364	0,002130	0,01766
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.397,905801	0,008129	1,901	0,001698	0,01328
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,911	0,001099	0,00649
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,457	0,000754	0,00300
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,192	0,000527	0,00133
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,158	0,000412	0,00102
RL.11	C > 500.000.000			0,137	0,000077	0,00067

Resolución 2021-2022 (B)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	27,412410	0,015099	3,872	0,001938	0,02662
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,423783	0,012327	2,749	0,001938	0,02173
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,086523	0,010475	2,466	0,001938	0,01971
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	429,987126	0,012083	2,291	0,001925	0,01532
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.356,813126	0,010919	2,193	0,001867	0,01461
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.934,440729	0,005037	1,461	0,001296	0,00918
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,761	0,000895	0,00521
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,397	0,000634	0,00255
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,164	0,000454	0,00112
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,152	0,000362	0,00089
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,155	0,000067	0,00062

% variación (B) sobre (A)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	47,7%	-37,1%	-29,8%	-12,3%	-31,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21,4%	-17,7%	-8,9%	-12,3%	-10,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4,3%	-20,3%	-5,8%	-12,3%	-10,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,5%	-8,9%	-6,6%	-12,2%	-14,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,5%	-17,9%	-7,2%	-12,4%	-17,2%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-4,1%	-38,0%	-23,1%	-23,7%	-30,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			-16,5%	-18,5%	-19,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			-13,0%	-15,9%	-15,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			-14,5%	-13,9%	-16,1%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			-3,9%	-12,0%	-12,8%
RL.11	C > 500.000.000			12,9%	-12,6%	-7,2%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

5. Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio

En el Cuadro 69 se muestran la evolución de la retribución asociada a las redes locales, las variables de facturación previstas, el resultado de la asignación y los términos de facturación que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio. Se estima que durante el periodo regulatorio los peajes de acceso a las redes locales evolucionarán de forma similar a la retribución de la distribución, ya que no se prevén incrementos relevantes de las variables de facturación.

Cuadro 69. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de redes locales

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución de la red de influencia local	146.949.409	142.285.057	135.524.185	128.650.683	121.911.724
Retribución de la red de transporte secundario	69.792.133	68.267.880	64.610.358	60.899.111	57.240.877
Retribución de la red de distribución	1.333.264.639	1.285.456.770	1.249.600.868	1.201.792.999	1.165.937.097
Total	1.550.006.181	1.496.009.707	1.449.735.412	1.391.342.794	1.345.089.698

2. Previsión de las variables de facturación

Nº de consumidores

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	4.623.876	4.618.577	4.615.191	4.615.540
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	2.922.468	2.941.264	2.954.618	2.963.606
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	412.722	415.419	417.345	418.670
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	59.834	60.656	61.242	61.617
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	22.031	22.357	22.592	22.743
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	2.327	2.358	2.383	2.402
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	1.012	1.025	1.036	1.045
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	669	676	684	691	698
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	290	293	296	299
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	167	169	170	172
RL.11	C > 500.000.000	98	98	99	100	100
Total		8.025.782	8.045.502	8.062.901	8.075.663	8.086.893

Capacidad contratada equivalente (MWh/día)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	70.229.289	70.158.183	70.081.953	70.034.244	70.043.763
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	151.981.963	153.140.155	154.125.911	154.826.502	155.298.411
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.346.419	55.792.131	56.158.315	56.420.403	56.600.946
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	45.718.251	46.617.683	47.305.449	47.801.295	48.124.775
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	80.294.325	81.847.178	83.146.783	84.105.407	84.755.270
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	32.604.033	33.912.243	34.670.064	35.310.949	35.879.230
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	50.460.263	53.208.572	54.707.148	55.610.542	57.353.738
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	89.950.723	95.445.373	98.368.561	100.665.371	103.737.135
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	104.945.117	110.889.445	114.206.823	117.343.070	120.481.106
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	164.502.197	172.270.175	176.092.592	179.665.098	183.185.146
RL.11	C > 500.000.000	599.640.207	573.623.186	541.580.647	516.939.152	499.718.705
Total		1.445.672.787	1.446.904.326	1.430.444.246	1.418.722.033	1.415.178.224

Volumen (MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	11.017.247	11.003.999	10.991.389	10.983.329	10.984.161
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.111.600	21.271.796	21.408.526	21.505.650	21.570.964
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.679.529	7.739.982	7.790.459	7.826.492	7.851.187
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.820.494	7.962.492	8.078.790	8.162.238	8.215.889
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.816.622	14.084.388	14.307.897	14.472.933	14.584.368
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.041.472	6.225.601	6.369.644	6.495.193	6.603.758
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	8.904.948	9.220.203	9.478.954	9.716.522	9.934.274
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	18.637.377	19.357.718	19.945.651	20.500.519	21.024.735
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.867.870	26.880.918	27.699.389	28.484.824	29.241.882
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	47.742.826	49.124.528	50.236.505	51.273.057	52.290.827
RL.11	C > 500.000.000	168.655.454	160.400.514	151.937.034	145.496.282	136.007.236
Total		337.295.440	333.272.140	328.244.240	324.917.038	318.309.279

3. Retribución asignada a cada grupo tarifario

Retribución asignada al término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	271.896.459	259.929.704	250.896.310	240.414.635	232.277.128
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	417.861.739	402.160.763	390.516.652	375.965.832	363.885.102
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	136.475.477	131.285.759	127.417.516	122.652.911	118.670.045
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	104.753.023	101.744.970	99.485.297	96.276.265	93.422.549
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	176.095.733	171.045.036	167.321.690	161.977.117	157.198.016
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	47.631.213	46.402.246	45.392.639	43.919.975	42.657.255
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	38.408.641	37.418.282	36.627.512	34.505.640	34.436.139
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	35.719.174	34.849.418	34.077.607	32.026.995	31.998.708
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17.222.199	16.635.148	16.166.498	15.441.361	15.049.566
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	25.004.211	24.275.972	23.494.610	22.529.616	21.672.637
RL.11	C > 500.000.000	92.950.434	90.028.529	85.519.120	80.950.086	76.543.677
Total		1.364.018.302	1.315.775.826	1.276.915.451	1.226.660.433	1.187.810.823

Retribución asignada al término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	21.355.334	20.421.363	19.437.897	18.422.523	17.579.591
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	40.921.454	39.476.155	37.859.933	36.071.478	34.522.926
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	14.881.545	14.359.832	13.773.065	13.123.471	12.561.433
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	15.057.962	14.675.270	14.185.947	13.590.870	13.050.142
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	25.796.453	25.146.523	24.316.860	23.302.725	22.376.689
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.831.105	7.650.195	7.382.804	7.065.894	6.773.540
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	7.970.667	7.772.432	7.483.807	7.151.967	6.838.696
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	11.812.408	11.508.071	11.030.705	10.510.011	10.010.519
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	11.744.166	11.429.051	10.887.194	10.329.705	9.785.924
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	17.302.753	16.831.079	16.021.300	15.195.776	14.389.398
RL.11	C > 500.000.000	11.314.031	10.963.909	10.440.450	9.917.941	9.390.016
Total		185.987.880	180.233.880	172.819.961	164.682.360	157.278.876

4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales

4.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo (€/cliente y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	27.412.410	26.277.274	25.385.272	24.322.240	23.487.266
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68.423.783	65.493.745	63.165.617	60.478.609	58.327.260
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173.086.523	165.446.932	159.298.468	152.406.380	146.791.097
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	429.987.126	410.861.340	395.117.646	377.728.639	363.442.372
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.356.813.126	2.253.355.760	2.166.940.459	2.071.581.165	1.992.692.953
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.934.440.729	10.442.129.755	10.033.422.860	9.584.862.621	9.213.281.742

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	0,015099	0,014435	0,013928	0,013346	0,012878
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012327	0,011764	0,011331	0,010850	0,010456
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,010475	0,009995	0,009629	0,009221	0,008887
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,012083	0,011534	0,011104	0,010626	0,010234
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,010919	0,010405	0,010008	0,009568	0,009205
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,005037	0,004779	0,004571	0,004333	0,004134

4.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo (€/kWh/día y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	3,871554	3,704909	3,580042	3,432815	3,316171
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,749417	2,626096	2,533751	2,428304	2,343135
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,465841	2,353123	2,268898	2,173911	2,096609
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,291274	2,182540	2,103041	2,014093	1,941257
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,193128	2,089810	2,012365	1,925882	1,854729
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,460899	1,368304	1,309275	1,243806	1,188912
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,761166	0,703238	0,669520	0,620487	0,600417
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,397097	0,365124	0,346428	0,318153	0,308460
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,164107	0,150016	0,141555	0,131592	0,124912
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,151999	0,140918	0,133422	0,125398	0,118310
RL.11	C > 500.000.000	0,155010	0,156947	0,157907	0,156595	0,153174

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	0,001938	0,001856	0,001768	0,001677	0,001600
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,001938	0,001856	0,001768	0,001677	0,001600
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,001938	0,001855	0,001768	0,001677	0,001600
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,001925	0,001843	0,001756	0,001665	0,001588
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,001867	0,001785	0,001700	0,001610	0,001534
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001296	0,001229	0,001159	0,001088	0,001026
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000895	0,000843	0,000790	0,000736	0,000688
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000634	0,000594	0,000553	0,000513	0,000476
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,000454	0,000425	0,000393	0,000363	0,000335
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,000362	0,000343	0,000319	0,000296	0,000275
RL.11	C > 500.000.000	0,000067	0,000068	0,000069	0,000068	0,000069

5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales

5.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	47,7%	-4,1%	-3,4%	-4,2%	-3,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21,4%	-4,3%	-3,6%	-4,3%	-3,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4,3%	-4,4%	-3,7%	-4,3%	-3,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,5%	-4,4%	-3,8%	-4,4%	-3,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,5%	-4,4%	-3,8%	-4,4%	-3,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-4,1%	-4,5%	-3,9%	-4,5%	-3,9%

Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-37,1%	-4,4%	-3,5%	-4,2%	-3,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-17,7%	-4,6%	-3,7%	-4,2%	-3,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-20,3%	-4,6%	-3,7%	-4,2%	-3,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-8,9%	-4,5%	-3,7%	-4,3%	-3,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,9%	-4,7%	-3,8%	-4,4%	-3,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-38,0%	-5,1%	-4,4%	-5,2%	-4,6%

5.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-29,8%	-4,3%	-3,4%	-4,1%	-3,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-8,9%	-4,5%	-3,5%	-4,2%	-3,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-5,8%	-4,6%	-3,6%	-4,2%	-3,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-6,6%	-4,7%	-3,6%	-4,2%	-3,6%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-7,2%	-4,7%	-3,7%	-4,3%	-3,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-23,1%	-6,3%	-4,3%	-5,0%	-4,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-16,5%	-7,6%	-4,8%	-7,3%	-3,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-13,0%	-8,1%	-5,1%	-8,2%	-3,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-14,5%	-8,6%	-5,6%	-7,0%	-5,1%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-3,9%	-7,3%	-5,3%	-6,0%	-5,7%
RL.11	C > 500.000.000	12,9%	1,2%	0,6%	-0,8%	-2,2%

Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-12,3%	-4,3%	-4,7%	-5,2%	-4,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-12,3%	-4,3%	-4,7%	-5,2%	-4,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-12,3%	-4,3%	-4,7%	-5,2%	-4,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-12,2%	-4,3%	-4,7%	-5,2%	-4,6%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-12,4%	-4,4%	-4,8%	-5,3%	-4,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-23,7%	-5,2%	-5,7%	-6,1%	-5,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-18,5%	-5,8%	-6,3%	-6,8%	-6,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-15,9%	-6,2%	-7,0%	-7,3%	-7,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-13,9%	-6,4%	-7,6%	-7,7%	-7,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-12,0%	-5,5%	-6,9%	-7,1%	-7,1%
RL.11	C > 500.000.000	-12,6%	1,9%	0,5%	-0,8%	1,3%

Fuente: CNMC

IX. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN

1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación

Conforme al artículo 28 y el punto I del Anexo III de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de los peajes de la actividad de regasificación se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la actividad no incluidos en los anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.

De forma análoga a lo comentado anteriormente para las actividades de transporte y distribución, y dado que los desvíos de ejercicios anteriores al año de gas 2021-2022 incluidos en la Resolución que establece la retribución para el periodo comprendido entre el 1 de enero a 30 de septiembre de 2021 y en el Anexo II y III de la Retribución para el año de gas 2021-2022 serán incorporados en las liquidaciones del ejercicio 2021, no procede la consideración de desvíos de ejercicios anteriores.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 70 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2021-2022 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 410,7 M€, de los cuales el 42,2% se corresponde con la retribución por costes de inversión (incluyendo el gas talón), el 26,2% con la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos, el 5,3% con la retribución por costes de operación y mantenimiento variables y el 17,2% con la retribución por continuidad de suministro. Adicionalmente, se incluye la retribución correspondiente a El Musel y el impacto de la disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017.

No se han considerado otros ingresos o costes liquidables imputables a la actividad de regasificación tales como, los ingresos de desbalances en plantas, por no haberse realizado una previsión de los mismos. No obstante, a efectos informativos, se indica que los ingresos por desbalances registrados en la Liquidación 14/2020 han ascendido, aproximadamente, a 56.000 €.

Se indica que del importe de las primas resultantes de las subastas¹⁵ se han imputado a la actividad de regasificación 64.200.896 €. En consecuencia, los peajes de la actividad de regasificación deberán ser suficientes para cubrir 346.523.617 €.

Cuadro 70. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio octubre 2021 septiembre 2022

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2021-2022	% sobre total
Retribución por disponibilidad	302.889.973	73,7%
Retribución por inversión	171.438.402	41,7%
Retribución por O&M fijo	107.470.956	26,2%
Retribución por O&M variable	21.940.245	5,3%
Retribución financiera gas talón	2.040.370	0,5%
Retribución por continuidad del suministro	70.724.010	17,2%
Retribución MuseI	24.942.331	6,1%
DA1ª Orden ETU/1283/2017	12.168.198	3,0%
Ingresos por desbalances	n.a.	n.a.
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total Retribución	410.724.512	100,0%
Primas Subastas	- 64.200.896	
Total	346.523.617	

Fuente: CNMC

2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento

Como la retribución reconocida por elemento conforme a la Orden ITC/3994/2006 no recoge el detalle necesario para aplicar la metodología establecida en la Circular 6/2020, se hace necesario, en primer lugar, convertir la retribución bajo el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de la Orden ITC/3128/2011, aplicando el procedimiento descrito en el punto II del Anexo III de la Circular 6/2020, que incluye los siguientes pasos:

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario (véase Cuadro 71).

¹⁵ Únicamente se incluyen las primas del año de gas 2021-2022.

2. Se calcula la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición calculado en el apartado anterior, teniendo en cuenta la vida útil regulatoria establecida, para cada activo, en la regulación vigente (véase Cuadro 72).
3. La anualidad por amortización correspondiente al tanque se desagregará, en su caso, entre la asociada al propio tanque y la asociada a las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 73).
4. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de la auditorías de inversión (véase Cuadro 73).
5. Teniendo en cuenta ambos esquemas retributivos se establece los porcentajes aplicables para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 (véase Cuadro 74).
6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio 2021-2022 (véase Cuadro 75).

**Cuadro 71. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación,
resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las
características técnicas de las plantas**

	Planta						TOTAL
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	
Características técnicas							
Tanques de GNL							
Número	6	3	5	5	2	4	25
Capacidad (m ³)	760.000	450.000	587.000	610.000	300.000	600.000	3.307.000
Bombas secundarias							
Número	24	9	12	11	4	8	68
Capacidad (m ³ /h)	6.000	2.949	3.480	3.300	1.600	2.320	19.649
Vaporización							
Agua de mar							
Número	13	4	9	10	2	5	43
Capacidad (m ³ /h)	1.950.000	800.000	1.350.000	1.500.000	412.800	1.000.000	7.012.800
Combustión sumergida							
Número	2	1	2	4	1	1	11
Capacidad (m ³ /h)	300.000	200.000	300.000	480.000	206.400	150.000	1.636.400
Cargaderos de cisternas							
Número	3	1	3	3	2	2	14
Capacidad (m ³ /h)	51	15	48	51	35	40	240
Tiempo medio de carga (h)	1,41	1,60	1,50	1,41	1,37	1,20	1,42
Compresor de boil-off procesado interno en planta							
Número	2	3	4	4	3	3	19
Capacidad (m ³)	31.323	18.396	30.000	35.000	27.096	34.617	176.432
Compresor de boil-off emisión directa a la red							
Número	2	-	2	2	-	1	7
Capacidad (m ³)	3.784	-	2.300	2.300	-	2.550	10.934
Relicuaodr de boil-off (kg/h)							
Número	1	1	1	1	1	1	6
Capacidad (kg/h)	20.830	10.000	19.000	32.230	13.000	25.376	120.436
Antorcha/combustor							
Número	1	1	1	2	1	1	7
Capacidad (kg/h)	172.000	185.000	80.000	190.000	15.000	241.500	883.500
Equipos de medida							
	EM G-1.000 EM G-4.000 EM G-6.500 EMU G-6.500	ERM G-2.500 EMU G-6.500	EM G-400 EM G-650 EM G-1.600 EM G-1.600 EM G-2.500 EMU G-2.500	EM G-650 EM G-650 EM G-1.000 EM G-1.600 EMU G-2.500	EMU G-4.000	EM G-6.500	
Valor de reposición (€)	675.336.671	442.298.671	558.100.024	581.181.878	354.544.064	541.051.555	3.152.512.862
Unidades estandarizables	502.521.977	269.483.977	385.285.330	408.367.184	181.729.370	368.236.861	2.115.624.698
Tanques de GNL	348.140.800	206.136.000	268.892.960	279.428.800	137.424.000	274.848.000	1.514.870.560
Cargadero de cisternas	5.355.554	1.785.185	5.355.554	5.355.554	3.570.369	3.570.369	24.992.585
Vaporizador agua de mar	83.733.000	34.352.000	57.969.000	64.410.000	17.725.632	42.940.000	301.129.632
Vaporizador de combustión sumergida	7.368.000	4.912.000	7.368.000	11.788.800	5.069.184	3.684.000	40.189.984
Bombas secundarias	21.634.260	10.633.239	12.547.871	11.898.843	5.769.136	8.365.247	70.848.596
Compresor de boil-off procesado interno de la pla	12.412.992	7.290.151	11.888.700	13.870.150	10.737.874	13.718.371	69.918.237
Compresor de boil-off emisión directa a la red	17.870.803	-	16.744.061	16.744.061	-	16.933.876	68.292.802
Relicuaodr boil off	28.329	13.600	25.840	43.833	17.680	34.511	163.793
Sistema de antorcha	1.874.800	2.016.500	872.000	2.071.000	163.500	2.632.350	9.630.150
ERM	-	835.167	-	-	-	-	835.167
EM	2.593.304	-	2.627.496	1.920.976	-	-	7.141.776
EMU	1.510.136	1.510.136	993.848	835.167	1.251.995	1.510.136	7.611.418
Unidades no estandarizables	172.814.694	172.814.694	172.814.694	172.814.694	172.814.694	172.814.694	1.036.888.164

Fuente: CNMC

Cuadro 72. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición

	Valor de reposición	Vida útil regulatoria	Amortización	% sobre total
Unidades estandarizables	2.115.624.698		122.587.410	85,5%
Tanques de GNL	1.514.870.560	20	75.743.528	52,8%
Cargadero de cisternas	24.992.585	20	1.249.629	0,9%
Vaporizador agua de mar	301.129.632	10	30.112.963	21,0%
Vaporizador de combustión sumergida	40.189.984	10	4.018.998	2,8%
Bombas secundarias	70.848.596	20	3.542.430	2,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	69.918.237	20	3.495.912	2,4%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	68.292.802	20	3.414.640	2,4%
Relicador boil off	163.793	20	8.190	0,0%
Sistema de antorcha	9.630.150	20	481.508	0,3%
ERM	835.167	30	27.839	0,0%
EM	7.141.776	30	238.059	0,2%
EMU	7.611.418	30	253.714	0,2%
Unidades no estandarizables	1.036.888.164	50	20.737.763	14,5%
Valor de reposición (€)	3.152.512.862		143.325.173	100,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 73. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas

Valor de reposición de unidades no estandarizadas (€) (A)		20.737.763
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (B)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (A) * (B)
Interconexiones de gas natural	8,9%	1.847.190
Interconexiones de gas natural licuado	1,0%	207.261
Instalaciones de obra civil terrestre	27,0%	5.597.415
<i>Infraestructura terrestre</i>	19,0%	3.948.960
<i>Edificios</i>	2,2%	461.585
<i>Adecuación de Terrenos</i>	5,7%	1.186.870
Instalaciones de descarga	26,0%	5.394.760
Sistemas de gestión y control	6,0%	1.238.830
Servicios auxiliares	12,3%	2.549.445
Sistema de suministro eléctrico	4,6%	946.666
Sistema de captación de agua	12,8%	2.655.482
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	1,5%	300.714
Valor de reposición del tanque (€) (C)		75.743.528
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (D)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (C) * (D)
Bombas primarias	3,1%	2.378.499
Tanque GNL	96,9%	73.365.029

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

Cuadro 74. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€)					% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011			
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
Unidades estandarizables	-	1.249.629	34.623.735	86.686.207	122.559.571	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
Tanques de GNL				75.743.528	75.743.528				82,3%
Tanque de GNL				73.365.029	73.365.029				79,7%
Bombas primarias				2.378.499	2.378.499				2,6%
Cargadero de cisternas		1.249.629			1.249.629		100,0%		
Vaporizador agua de mar			30.112.963		30.112.963			87,0%	
Vaporizador de combustión sumergida			4.018.998		4.018.998			11,6%	
Bombas secundarias			3.542.430		3.542.430				3,8%
Sistema de antorcha			481.508		481.508				0,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta			3.495.912		3.495.912				3,8%
Compresor de boil-off emisión directa a la red			3.414.640		3.414.640				3,7%
Relicador boil off			8.190		8.190				0,0%
Sistemas de medida (1)			491.773		491.773			1,4%	
Unidades no estandarizables	15.343.003	-	-	5.394.760	20.737.763	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%
Interconexiones de gas natural	1.847.190				1.847.190	12,0%			
Interconexiones de gas natural licuado	207.261				207.261	1,4%			
Instalaciones de obra civil terrestre	5.597.415				5.597.415	36,5%			
Infraestructura terrestre	3.948.960				3.948.960	25,7%			
Edificios	461.585				461.585	3,0%			
Adecuación de Terrenos	1.186.870				1.186.870	7,7%			
Instalaciones de descarga				5.394.760	5.394.760				5,9%
Sistemas de gestión y control	1.238.830				1.238.830	8,1%			
Servicios auxiliares	2.549.445				2.549.445	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	946.666				946.666	6,2%			5,8%
Sistema de captación de agua	2.655.482				2.655.482	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	300.714				300.714	2,0%			
Total	15.343.003	1.249.629	34.623.735	92.080.967	143.297.334	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC, Orden ITC/3994/2006 y Orden ITC/3128/2011

Cuadro 75. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2021-2022 por elemento

Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
		25.097.457	2.442.664	9.879.202	228.152.406

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (B)			
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
Unidades estandarizables	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
Tanques de GNL				82,3%
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	79,7%
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%
Cargadero de cisternas		100,0%		
Vaporizador agua de mar			87,0%	
Vaporizador de combustión sumergida			11,6%	
Bombas secundarias				3,8%
Sistema de antorcha				0,5%
Compresor boil off procesado interno de la planta				3,8%
Compresor boil off emisión directa a la red				3,7%
Relicador boil off				0,0%
Sistemas de medida (1)				1,4%
Unidades no estandarizables	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%
Interconexiones de gas natural	12,0%			
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%			
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%			
Infraestructura terrestre	25,7%			
Edificios	3,0%			
Adecuación de Terrenos	7,7%			
Instalaciones de descarga				5,9%
Sistemas de gestión y control	8,1%			
Servicios auxiliares	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	6,2%			5,8%
Sistema de captación de agua	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%			
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Asignación por elemento de la retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A) * (B)					
Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL	
-	2.442.664	9.879.202	214.785.609	227.107.476	
			187.672.531	187.672.531	
			181.779.236	181.779.236	
			5.893.294	5.893.294	
	2.442.664			2.442.664	
		8.592.142		8.592.142	
		1.146.742		1.146.742	
			8.777.209	8.777.209	
			1.193.049	1.193.049	
			8.661.950	8.661.950	
			8.460.580	8.460.580	
			20.292	20.292	
		140.318		140.318	
25.097.457	-	-	13.366.796	38.464.254	
3.021.558				3.021.558	
339.029				339.029	
9.156.023				9.156.023	
6.459.547				6.459.547	
755.042				755.042	
1.941.434				1.941.434	
			13.366.796	13.366.796	
			2.026.427	2.026.427	
			4.170.277	4.170.277	
			1.548.518	1.548.518	
			4.343.729	4.343.729	
			491.896	491.896	
25.097.457	2.442.664	9.879.202	228.152.406	265.571.729	

Fuente: CNMC

En el Cuadro 76 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2021-2022 desagregada por elemento.

Cuadro 76. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2021-2022 por elemento

Retribución por inversión y O&M fijo desagregada por elemento (€)	Orden ITC/3994/2006	Orden ITC/3128/2011	Total	% sobre total retribución
Unidades estandarizables	227.107.476	11.285.909	238.393.385	84,9%
Tanque almacenamiento GNL.	181.779.236	10.351.637	192.130.873	68,4%
Bombas primarias	5.893.294	335.601	6.228.895	2,2%
Sistema de bombas secundarias.	8.777.209	335.034	9.112.242	3,2%
Vaporizadores de agua de mar.	8.592.142	-	8.592.142	3,1%
Vaporizadores de combustión sumergida.	1.146.742	-	1.146.742	0,4%
Sistema de medida u odorización (1)	140.318	-	140.318	0,0%
Sistema de antorcha y combustor.	1.193.049	-	1.193.049	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	8.661.950	263.638	8.925.588	3,2%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	8.460.580	-	8.460.580	3,0%
Relicador de boil-off.	20.292	-	20.292	0,0%
Cargaderos de cisternas.	2.442.664	-	2.442.664	0,9%
Unidades no estandarizables	38.464.254	1.951.271	40.415.525	14,4%
Interconexiones de gas natural	3.021.558	-	3.021.558	1,1%
Interconexiones de gas natural licuado	339.029	162.954	501.984	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	9.156.023	-	9.156.023	3,3%
Instalaciones de descarga	13.366.796	-	13.366.796	4,8%
Sistemas de gestión y control	2.026.427	577.963	2.604.390	0,9%
Servicios auxiliares	4.170.277	315.981	4.486.259	1,6%
Sistema de suministro eléctrico	1.548.518	553.022	2.101.540	0,7%
Sistema de captación de agua	4.343.729	-	4.343.729	1,5%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	491.896	341.349	833.245	0,3%
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	2.040.370	-	2.040.370	0,7%
ERM	100.449	-	100.449	0,0%
Total	267.712.548	13.237.180	280.949.728	100,0%

Fuente: CNMC

3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta

3.1 Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo

La retribución por inversión y la retribución fija por los costes operativos reconocida a cada elemento retributivo, como coste fijo, se asignará a los términos fijos de los peajes correspondientes a cada uno de los servicios conforme a lo establecido en el punto III.1 del Anexo III de la Circular 6/2020. En consecuencia:

- a) **Servicio de descarga de buques:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye el acondicionamiento de puertos y atraques, parte de las instalaciones de descarga, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del tanque de GNL, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.
- b) **Servicio de almacenamiento de GNL:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de los tanques de GNL, excluidas las bombas primarias y secundarias y las tuberías de los tanques a

los vaporizadores, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

- c) Servicio de regasificación:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los vaporizadores, las instalaciones de medida y odorización, el sistema de bombas secundarias, las instalaciones de conexión de los tanques a los vaporizadores, la emisión y captación de agua de mar, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- d) Servicio de carga en cisterna:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los cargaderos de cisterna, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- e) Servicio de carga de GNL de planta en buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- f) Servicio de trasvase de GNL de buque a buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- g) Servicio de puesta en frío:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las

instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

3.2 Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios

De acuerdo con el punto III.2.a) del Anexo III de la Circular 6/2020, la asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios se realizará conforme a los siguientes criterios:

a) En función del criterio de diseño del tanque de almacenamiento de GNL

De acuerdo con el punto III.2 del Anexo III de dicha Circular:

- i) La retribución de los tanques de GNL asociada al gas talón, se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (8,00%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen del gas previsto para cada servicio.
- ii) La retribución de los tanques asociado al stock de seguridad se calculará multiplicando la retribución de los tanques de GNL por el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (39,78%) y se asignará al servicio de almacenamiento de GNL.
- iii) La retribución de los tanques asociado al stock de flexibilidad logística se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (52,22%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios regasificación y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

En el Cuadro 77 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

Cuadro 77. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€)	192.130.873	
	% sobre retribución de los tanques de GNL	Retribución asignada 2020 - 2021 (€)
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€)	8,00%	15.370.470
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€)	39,78%	76.429.661
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€)	52,22%	100.330.742

Fuente: CNMC

b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio

De acuerdo con el punto III.2.b) del Anexo III de la Circular 6/2020:

- i) La retribución financiera del gas talón y las bombas primarias se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 78).
- ii) La retribución reconocida por las tuberías de GNL se asignará a los servicios de descarga de buques, regasificación, carga en cisterna, carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 79).
- iii) La retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asignará a los servicios de descarga de GNL, trasvase de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 80).

Al respecto, se indica que para las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque y de puesta en frío, la previsión es nula, por lo que se ha considerado un volumen de 219 GWh y 19 GWh respectivamente.

Cuadro 78. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias

Retribución del tanque de GNL asignada proporcionalmente al volumen (€) (A)	123.970.477
Stock de flexibilidad logística	100.330.742
Gas talón	15.370.470
Bombas primarias	6.228.895
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	2.040.370

Servicio	Volumen previsto Oct 21 - Sep 22 (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Vaporización	207.046.634	93,5%	207.046.634	93,5%	115.870.367
Carga en Cisternas	14.473.937	6,5%	14.473.937	6,5%	8.100.109
Total	221.520.571	100,0%	221.520.571	100,0%	123.970.477

Fuente: CNMC

Cuadro 79. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)					501.984
Servicio	Volumen previsto Oct 21 - Sep 22 (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	222.495.186	49,8%	222.495.186	49,8%	249.796
Vaporización	207.046.634	46,3%	207.046.634	46,3%	232.452
Carga en Cisternas	14.473.937	3,2%	14.473.937	3,2%	16.250
Trasvase de GNL de planta a buque	2.866.815	0,6%	2.866.815	0,6%	3.219
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,05%	246
Puesta en frío	-	0,0%	19.000	0,004%	21
Total	446.882.571	100,0%	447.120.571	100,0%	501.984

Fuente: CNMC

Cuadro 80. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					13.366.796
Servicio	Volumen previsto Oct 20 - Sep 21 (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	222.495.186	98,7%	222.495.186	98,6%	13.182.836
Trasvase de GNL de planta a buque	2.866.815	1,3%	2.866.815	1,3%	169.859
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	12.976
Puesta en frío	-	0,0%	19.000	0,0%	1.126
Total	225.362.001	100,0%	225.600.001	100,0%	13.366.796

Fuente: CNMC

c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio

Conforme al punto III.2.c) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL se distribuye proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a los servicios de almacenamiento de GNL, regasificación y carga en cisternas (véase Cuadro 81).

Cuadro 81. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL

Cimentación y obra civil asociada al tanque de GNL (€) (A)			833.245
Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	76.429.661	38,14%	317.787
Vaporización	115.870.367	57,82%	481.778
Carga en Cisternas	8.100.109	4,04%	33.680
Total	200.400.138	100,00%	833.245

Fuente: CNMC

d) Proporcional al volumen de boil-off generado en la prestación del servicio

De acuerdo con el punto III.2.d) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, de las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, del relicuador de boil-off y del compresor de boil-off para emisión directa a red se deben

asignar a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios de la planta.

A los efectos anteriores, el volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios se debe estimar teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica y la utilización de las instalaciones prevista para el periodo tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior, la información aportada por las empresas sobre dichas variables y el escenario de demanda previsto se ha procedido a asignar la retribución de las citadas instalaciones.

Cuadro 82. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red

Retribución asignada en función del boil-off generado (€) (A)		18.599.508
Sistema de antorcha y combustor.		1.193.049
Compresor de boil-off para procesado interno en planta		8.925.588
Compresor de boil-off para emisión directa a red.		8.460.580
Relicador de boil-off.		20.292

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas para Oct 21 - Sep 22	Horas de funcionamiento previstas a efectos de la asignación (C)	Previsión boil-off Oct 20 - Sep 21 (GWh) (D) = (B) * (C)	% sobre total (E)	Retribución asignada (€) (A) * (E)
Descarga de GNL	0,113	3.982	3.982	452	3,65%	679.694
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	69,19%	12.868.321
Carga de GNL en cisternas	0,035	70.639	70.639	2.457	19,88%	3.697.488
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,60%	1.042.296
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	859	859	187	1,52%	282.132
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	16.431
Puesta en frío de buques	0,218	-	40	9	0,07%	13.145
Total				12.358	100,00%	18.599.508

Fuente: CNMC

e) Proporcional a la retribución asignada por la prestación del resto de los servicios

De acuerdo con el punto III.2.e) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución asociada a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico se debe asignar proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos.

Cuadro 83. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico

Retribución asignada proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de elementos (A)	18.348.212
Obra civil	9.156.023
Sistemas de gestión y control	2.604.390
Servicios auxiliares.	4.486.259
Sistema de suministro eléctrico	2.101.540

Elemento retributivo	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio							
	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL		76.429.661	108.141.408	7.559.804				192.130.873
Bombas primarias			5.821.905	406.990				6.228.895
Retribución financiera del gas talón			1.907.054	133.316				2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		317.787	481.778	33.680				833.245
Sistema de bombas secundarias.			9.112.242					9.112.242
Vaporizadores de agua de mar.			8.592.142					8.592.142
Vaporizadores de combustión sumergida.			1.146.742					1.146.742
Sistema de medida u odorización.			240.767					240.767
Sistema de captación de agua			4.343.729					4.343.729
Sistema de antorcha y combustor.	43.598	825.427	66.857	237.172	18.097	1.054	843	1.193.049
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	326.174	6.175.289	500.180	1.774.362	135.390	7.885	6.308	8.925.588
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	309.181	5.853.566	474.122	1.681.921	128.337	7.474	5.979	8.460.580
Relicuidador de boil-off.	742	14.039	1.137	4.034	308	18	14	20.292
Cargaderos de cisternas.				2.442.664				2.442.664
Tuberías de gas natural			3.021.558					3.021.558
Tuberías de gas natural licuado	249.796		232.452	16.250	3.219	246	21	501.984
Instalaciones de descarga	13.182.836				169.859	12.976	1.126	13.366.796
Total	14.112.327	89.615.770	144.084.074	14.290.192	455.209	29.653	14.292	262.601.516
% de retribución asignado por servicio (B)	5,37%	34,13%	54,87%	5,44%	0,17%	0,01%	0,01%	100,0%

Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)	986.041	6.261.537	10.067.288	998.469	31.806	2.072	999	18.348.212
Obra civil	492.049	3.124.598	5.023.722	498.250	15.872	1.034	498	9.156.023
Sistemas de gestión y control	139.961	888.778	1.428.976	141.725	4.515	294	142	2.604.390
Servicios auxiliares.	241.094	1.530.987	2.461.518	244.132	7.777	507	244	4.486.259
Sistema de suministro eléctrico	112.938	717.175	1.153.072	114.361	3.643	237	114	2.101.540
Total	15.098.368	95.877.307	154.151.363	15.288.661	487.015	31.724	15.290	280.949.728

Fuente: CNMC

En el Cuadro 84 se resumen, el resultado de la asignación por servicio.

Cuadro 84. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	15.098.368
Almacenamiento de GNL	95.877.307
Vaporización	154.151.363
Carga de GNL en cisternas	15.288.661
Trasvase de GNL de planta a buque	487.015
Trasvase de GNL de buque a buque	31.724
Puesta en frío de buques	15.290
Total	280.949.728

Fuente: CNMC

4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable

El punto IV del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que la retribución variable asociada a los costes operativos se asignará por servicio conforme a los porcentajes establecidos en el punto 2.b del Anexo IV de la Circular. En el Cuadro 85 se muestra el resultado de aplicar los porcentajes de asignación a la retribución asociada a los costes de operación y mantenimiento variables previstos para el ejercicio 2021-2022.

Se señala que dentro de la retribución variable se ha incluido la Retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Circular 9/2019¹⁶, al conformarse dicha retribución como una retribución unitaria por la cantidad de gas natural destinada al combustible marítimo, esto es, al tener naturaleza variable.

Cuadro 85. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para 2021-2022 por servicio prestado en la planta.

Retribución variable O&M (€) (A)		21.940.245
Asignación de la retribución por servicio	% de asignación de retribución variable por servicio (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	10,00%	2.194.024
Almacenamiento de GNL	16,79%	3.683.767
Carga de GNL en cisternas	67,09%	14.719.710
Vaporización	5,80%	1.272.534
Trasvase de GNL a buque	0,17%	37.298
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	30.716
Puesta en frío de buques	0,01%	2.194
Total	100,0%	21.940.245

Fuente: CNMC

¹⁶ Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619>

5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta

5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual

En el Cuadro 86 se resume la retribución de la actividad de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes por el uso de los servicios prestados en la planta, sin considerar las primas resultantes de las subastas.

Cuadro 86. Asignación de la retribución prevista para 2021-2022 por servicio prestado en la planta

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	15.098.368	2.194.024	17.292.392
Almacenamiento de GNL	95.877.307	3.683.767	99.561.074
Vaporización	154.151.363	14.719.710	168.871.073
Carga de GNL en cisternas	15.288.661	1.272.534	16.561.195
Trasvase de GNL de planta a buque	487.015	37.298	524.314
Trasvase de GNL de buque a buque	31.724	30.716	62.441
Puesta en frío de buques	15.290	2.194	17.485
Total	280.949.728	21.940.245	302.889.973
Otros Costes de regasificación	107.834.539	-	107.834.539
Total	388.784.267	21.940.245	410.724.512

Fuente: CNMC

El anexo III de la Circular 6/2020, establece en su punto primero que en la retribución que se tiene que recuperar a través de los peajes de regasificación se tendrán en cuenta, las primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.

En relación a las alegaciones recibidas sobre el importe de las primas a considerar en la determinación de los peajes, se ha actualizado el valor de las mismas con la última información aportada. No obstante, no se considera apropiado incluir una previsión del importe de las primas de las subastas que aún no han sido celebradas por un principio de prudencia y por la elevada incertidumbre del valor de las mismas.

Según la información disponible en la CNMC, el importe de las primas de las subastas correspondientes al ejercicio 21-22 asciende a 64.200.896 €..

Conforme al anexo III de la Circular 6/2020, el importe de las primas se deduce de la retribución de la actividad de regasificación, lo que implica su distribución proporcional a todos los peajes de la actividad de regasificación. En la propuesta que se sometió a consulta pública se incluía el peaje por otros costes de regasificación, dado que no se trata de forma individualizada el importe de las primas de las subastas de cada servicio.

No obstante, atendiendo a las alegaciones recibidas sobre este aspecto, se ha considerado oportuno no incluir el peaje para la recuperación de otros costes de regasificación en la medida en la que son costes que no están asociados a los servicios prestados por las plantas y que, por tanto, no generan o pudieran generar dichas primas.

Además, se considera que la minoración debe afectar únicamente al término fijo y no los términos variables, dado que las primas se obtienen de las subastas de capacidad.

En consecuencia, el importe de las primas se ha imputado por servicio proporcionalmente a la retribución fija asignada a los mismos, tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 87. Asignación de la retribución prevista para 2021-2022 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas

Primas de las subastas de capacidad (€) (C)					- 64.200.896
Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio sin prima (€) (A)	% sobre retribución total de regasificación (B)	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio con prima (€) (D) = (A) + (B) * (C)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€) (E)	Retribución asignada por servicio (€) (D) + (E)
Descarga de GNL	15.098.368	5,4%	11.648.182	2.194.024	13.842.207
Almacenamiento de GNL	95.877.307	34,1%	73.968.017	3.683.767	77.651.785
Vaporización	154.151.363	54,9%	118.925.646	14.719.710	133.645.356
Carga de GNL en sistemas	15.288.661	5,4%	11.794.990	1.272.534	13.067.525
Trasvase de GNL de planta a buque	487.015	0,2%	375.725	37.298	413.024
Trasvase de GNL de buque a buque	31.724	0,0%	24.475	30.716	55.191
Puesta en frío de buques	15.290	0,0%	11.796	2.194	13.990
Total	280.949.728	100,0%	216.748.833	21.940.245	238.689.077

Fuente: CNMC

5.1.1 Peaje de descarga de buques

En el Cuadro 88 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al ejercicio tarifario 2021-2022, calculado de acuerdo con lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 88. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	TOTAL
Retribución a recuperar (A)	11.648.182	2.194.024	13.842.207
%	84%	16%	100%

Variables de facturación

Tamaño del barco (T) (m3)	Nº de Barcos (B)	Tiempos medios de operación (horas) (C)	Volumen (MWh) (D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	1	11,83	35.053
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	6	11,83	2.697.267
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	96	16,49	84.349.086
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	128	17,52	130.314.165
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	3	27,83	5.099.615
TOTAL	233	17,08	222.495.186

Determinación del coste horario fijo por operación

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	11.648.182
Nº de barcos (B)	233
Tiempo medio ponderado (C)	17
Nº horas de operación (B) * (C)	3.982
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	2.925

Términos de facturación

Tamaño del barco (T) (m3)	Término fijo (€/buque) (E) * (C)	Término variable (€/kWh descargado) (A)/(D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	34.597	0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	34.597	0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	48.235	0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	51.242	0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	81.408	0,000010

Fuente: CNMC

Se mantiene el factor de conversión de m³ a kWh definido considerando los valores de referencia recogidos en PD-10 "Cálculo de la capacidad de las instalaciones" para el poder calorífico superior de 11,63 kWh/m³(n) y la relación entre m³ de GNL y m³ de GN equivalente de 585 m³(n) de GN, dando como resultado un valor de 6.804 kWh/m³(n).

5.1.2 Peaje de almacenamiento de GNL

En el Cuadro 89 se muestra la determinación del peaje de almacenamiento de GNL, de acuerdo con la metodología establecida en el punto V.2 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 89. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	73.968.017	3.683.767	77.651.785
%	95,3%	4,7%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	13.722.268.128	3.062.984.830.728

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,005390	0,000001

Fuente: CNMC

5.1.3 Peaje de regasificación

En el Cuadro 90 se determinan los términos de facturación del peaje de regasificación que resultan de aplicar las fórmulas establecidas en el punto V.3 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 90. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	118.925.646	14.719.710	133.645.356
%	89,0%	11,0%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día)/mes	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	670.410.260	207.046.633.717

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,177392	0,000071

Fuente: CNMC

5.1.4 Peaje de licuefacción virtual

En el Cuadro 91 se determina el peaje de licuefacción virtual para el ejercicio 2021-2022 que resulta de aplicar la metodología establecida en el punto V.4 del Anexo III de la Circular 6/2020. Se advierte que el cálculo de la proporción de la retribución de regasificación correspondiente a los elementos comunes se ha calculado sin considerar las primas de las subastas, si bien el porcentaje se ha aplicado sobre el término fijo del peaje de regasificación, que sí incorpora dicho impacto.

Cuadro 91. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2021-2022

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	154.151.363
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	10.067.288
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	6,5%
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	0,177392
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	0,011585

Fuente: CNMC

5.1.5 Peaje de carga en cisternas

En el Cuadro 92 se recoge el cálculo de los términos de facturación de peaje de carga en cisternas, de acuerdo con las fórmulas establecidas en el punto V.5 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 92. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	11.794.990	1.272.534	13.067.525
%	90,3%	9,7%	100,0%
	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen cargado (kWh)	
Variables de facturación previstas (B)	53.340.902	14.473.936.983	
	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)	
Términos de facturación (A)/(B)	0,221125	0,000088	

Fuente: CNMC

5.1.6 Peaje de carga de GNL de planta a buque

En el Cuadro 93 se determinan el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el periodo tarifario 2021-2022, conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 93. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	375.725	37.298	413.024
%	91,0%	9,0%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	36	2.866.815.000

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000144

Fuente: CNMC

5.1.7 Peaje de carga de GNL de buque a buque

De acuerdo a lo establecido en el punto V.7 del Anexo III de la Circular 6/2020, en el Cuadro 94 se determinan los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 219 GWh.

Cuadro 94. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	24.475	30.716	55.191
%	44,3%	55,7%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	1	219.000.000

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000252

Fuente: CNMC

5.1.8 Peaje de puesta en frío

En el Cuadro 95 se determina los términos de facturación del peaje de puesta en frío, conforme a la metodología de cálculo establecida en el punto V.8 del Anexo III de la Circular 6/2020. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 19 GWh.

Cuadro 95. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	11.796	2.194	13.990
%	84,3%	15,7%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	1	19.000.000

	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000736

Fuente: CNMC

5.1.9 Factor de ajuste a aplicar

El punto III.2.b del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se supondrá un volumen de 900 GWh, 219 GWh y 19 GWh, respectivamente, procediéndose, en su caso, a ajustar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

Al haberse considerado un volumen de 219 GWh para calcular el peaje de las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque, y de 19 GWh para el peaje de puesta en frío se hace necesario aplicar un factor de ajuste a los peajes de la actividad de regasificación, al objeto de asegurar suficiencia de los mismos (véase Cuadro 96).

Cuadro 96. Determinación de los términos de facturación finales

Servicio prestado en la planta	Retribución a recuperar			Ingresos
	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)	€
Descarga de GNL	11.648.182	2.194.024	13.842.207	13.842.207
Almacenamiento de GNL	73.968.017	3.683.767	77.651.785	77.651.785
Regasificación	118.925.646	14.719.710	133.645.356	133.645.356
Carga de GNL en cisternas	11.794.990	1.272.534	13.067.525	13.067.525
Trasvase de GNL de planta a buque	375.725	37.298	413.024	413.024
Trasvase de GNL de buque a buque	24.475	30.716	55.191	-
Puesta en frío de buques	11.796	2.194	13.990	-
Liquefacción Virtual	-	-	-	62.919
Total	216.748.833	21.940.245	238.689.077	238.682.815
Factor de Ajuste			1,000026	

Peajes Resultantes

Servicio	Sin reescalar			Reescalados		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL						
S (< 40.000 m3 de GNL)	34.597		0,000010	34.598		0,000010
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	34.597		0,000010	34.598		0,000010
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	48.235		0,000010	48.236		0,000010
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	51.242		0,000010	51.243		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	81.408		0,000010	81.411		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005390	0,000001		0,005391	0,000001
Regasificación		0,177392	0,000071		0,177397	0,000071
Carga de GNL en cisternas		0,221125	0,000088		0,221130	0,000088
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000144			0,000144
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000252			0,000252
Puesta en frío de buques			0,000736			0,000736
Liquefacción Virtual		0,011585			0,011585	0,000000

Fuente: CNMC

5.1.10 Peaje de aplicable a los servicios agregados

Los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 97, Cuadro 98 y Cuadro 99).

Cuadro 97. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2021-2022

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	34.598		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	34.598		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	48.236		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	51.243		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	81.411		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005391	0,000001
Vaporización		0,177397	0,000071

Fuente: CNMC

Cuadro 98. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2021-2022

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,005391	0,000001
Vaporización	0,177397	0,000071

Fuente: CNMC

Cuadro 99. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2021-2022

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	34.598		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	34.598		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	48.236		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	51.243		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	81.411		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005391	0,000001
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000144

Fuente: CNMC

5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y

condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, en el Cuadro 100 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

Cuadro 100. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año

Servicios de duración inferior al año	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
I. Servicios no vinculados					
Descarga de GNL	✓	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento de GNL	✓	✓	✓	✓	✓
Regasificación	✓	✓	✓	✓	✓
Carga en sistema	✓	✓	✓	✓	✓
Trasvase de GNL de planta a buque	✓	✗	✗	✗	✗
Trasvase de GNL de buque a buque	✓	✗	✗	✗	✗
Puesta en frío	✓	✗	✗	✗	✗
Licuefacción virtual	✓	✓	✓	✓	✓
II. Servicios vinculados					
Descarga/almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗
Descarga/almacenamiento/carga	✓	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗

Fuente: CNMC

De acuerdo con lo establecido en el artículo 32.1 de la Circular 6/2020, los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios se calcularán de forma que, dado el perfil de consumo diario previsto para el servicio s, la facturación de cada uno de dichos contratos sea equivalente a la que resultaría del contrato anual.

Por otra parte, en el artículo 32.2 se establece que el multiplicador intradiario será el resultado del producto del multiplicador diario determinado en el punto anterior por el coeficiente que resulta para una duración del contrato intradiario de 12 horas. El coeficiente anterior resultará del promedio de los coeficientes de los cuatro años anteriores. El coeficiente correspondiente al año n y un contrato intradiario de 12 horas, se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario registrado en el año n para el servicio s, la facturación que obtendría el consumidor medio en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de h horas fuera equivalente.

Adicionalmente, se establece que los multiplicadores serán el resultado de promediar los que resulten para los últimos cuatros años con información completa.

En Cuadro 101 se muestra los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el periodo comprendido entre 2017 y 2020. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2017-2020. En el caso del servicio de licuefacción virtual y el producto intradiario de carga en cisternas se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

Cuadro 101. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2021-2022

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
2017	1,22	1,12	1,08	
2018	1,19	1,48	1,08	
2019	1,19	1,22	1,09	
2020	1,30	1,09	1,15	
Mensual	1,40	1,40	1,20	1,40
2017	1,34	1,31	1,14	
2018	1,37	1,67	1,12	
2019	1,34	1,28	1,16	
2020	1,44	1,23	1,19	
Diario	1,60	1,80	1,80	1,80
2017	1,66	1,74	1,80	
2018	1,65	2,40	1,74	
2019	1,53	1,53	1,77	
2020	1,69	1,49	1,77	
Intradiario	5,60	7,10	7,10	7,10

Fuente: CNMC

Cuadro 102. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento de GNL	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
Mensual	1,40	1,40	1,20	1,40
Diario	1,60	1,80	1,80	1,80
Intradiario	5,60	7,10	7,10	7,10

Fuente: CNMC

5.3 Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación

La Disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, establece que el peaje de otros costes de regasificación será aplicable a partir del 1 de octubre de 2021.

En consecuencia, conforme al epígrafe VI del Anexo III de la Circular 6/2020¹⁷ se determinan los peajes de otros costes de regasificación de aplicación a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente, a través de un término variable, y a la demanda nacional suministrada desde redes locales, a través de un término fijo determinado considerando el número de clientes en cada grupo tarifario.

En el Cuadro 103 se detalla el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente, y en el Cuadro 104 el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde redes locales determinando el término fijo por cliente o por caudal aplicable en función de si el consumidor dispone o no equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado.

¹⁷ En este punto se asigna la retribución a recuperar por el peaje asociado a otros costes de regasificación entre los consumidores suministrados desde una planta unicliente y el resto de consumidores.

Cuadro 103. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2021-2022

Retribución a recuperar (€) (A)	107.834.539
Retribución por continuidad de suministro	70.724.010
Hibernación MUSEL	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.168.198
Variables de facturación previstas (kWh) (B)	350.520.933.790
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	337.295.439.524
Demanda consumidores conectados PS único cliente y otros destinos (kWh)	13.225.494.266
Términos de facturación (A)/(B)	Término variable (€/kWh)
	0,000308

Cuadro 104. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2021-2022

Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A)	350.520.933.790
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	337.295.439.524
Demanda consumidores conectados PS único cliente y otros destinos (kWh)	13.225.494.266
Término variable asociado a otros costes de regasificación (B)	0,000308
Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B)	103.765.837

Grupo Tarifario	Número de suministros (N)	% número de suministros sobre total (D)	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€) (RV _{OC,RL,GTik}) (E) = (D) * (C)	Capacidad contratada (kWh/día) (F)	Término por cliente (€/año) (E) / (N)	Término por capacidad facturada (€/kWh/día)/año (E) / (F)
RL.1	4.629.443	57,682%	59.854.352	70.229.289	12,929063	0,852271
RL.2	2.901.587	36,153%	37.514.805	151.981.963	12,929063	0,246837
RL.3	409.718	5,105%	5.297.270	55.346.419	12,929063	0,095711
RL.4	58.877	0,734%	761.227	45.718.251	12,929063	0,016650
RL.5	21.650	0,270%	279.911	80.294.325	12,929063	0,003486
RL.6	2.289	0,029%	29.598	32.604.033	12,929063	0,000908
RL.7	999	0,012%	12.916	50.460.263		0,000256
RL.8	669	0,008%	8.646	89.950.723		0,000096
RL.9	287	0,004%	3.711	104.945.117		0,000035
RL.10	165	0,002%	2.139	164.502.197		0,000013
RL.11	98	0,001%	1.263	599.640.207		0,000002
Total	8.025.782	100%	103.765.837	1.445.672.787		

Fuente: CNMC

5.4 Análisis de la variación de los peajes de regasificación

En el Cuadro 105 se comparan los peajes que resultan para el ejercicio 2021-2022 con los peajes de la Resolución del ejercicio 2020-2021. Se observa que, con carácter general, aumentan los términos fijos y variables de todos los peajes,

con la excepción del peaje del servicio de regasificación, de licuefacción virtual y puesta en frío y el término variable del peaje de carga en cisternas.

Cuadro 105. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Servicio	Resolución 2020-2021 (A)			Resolución 2021-2022 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL									
S (< 40.000 m3 de GNL)	31.768		0,000010	34.598		0,000010	8,9%		0,0%
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	31.768		0,000010	34.598		0,000010	8,9%		0,0%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	44.291		0,000010	48.236		0,000010	8,9%		0,0%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	47.053		0,000010	51.243		0,000010	8,9%		0,0%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	74.753		0,000010	81.411		0,000010	8,9%		0,0%
Almacenamiento de GNL		0,004655	0,000001		0,005391	0,000001		15,8%	0,0%
Regasificación		0,206414	0,000072		0,177397	0,000071		-14,1%	-1,4%
Carga de GNL en cisternas		0,169114	0,000112		0,221130	0,000088		30,8%	-21,4%
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000144			0,000144			0,0%
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000251			0,000252			0,4%
Puesta en frío de buques			0,001180			0,000736			-37,6%
Liquefacción Virtual		0,012100			0,011585			-4,3%	

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Adicionalmente, en el Cuadro 106 se muestra el resultado de aplicar los peajes de la Resolución 2020-2021 y los que resultan para el ejercicio 2021-2022 a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2021-2022. Se observa que, los peajes de acceso a las infraestructuras de regasificación experimentarán un aumento comprendido entre el 0,1% y el 22,8%, con la excepción de los peajes de regasificación, puesta en frío y licuefacción virtual, que se reducirán el 12,8% 37,6% y 4,3%, respectivamente.

Cuadro 106. Facturación de regasificación que resulta de aplicar los precios de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los de la Resolución para el año de gas 2021-2022 al escenario de demanda previsto para el año de gas 2021-2022.

Servicio	Previsión variables de facturación Oct 21 - Sep 22			Facturación (€)			Facturación media (€/MWh)		
	Buque	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)	Resolución 2021-2022 (A)	Resolución 2020-2021 (B)	Diferencia (A) - (B)	Resolución 2021-2022 (A)	Resolución 2020-2021 (B)	% variación (A) sobre (B)
Descarga de GNL	233		222.495.186	13.842.570	12.920.841	921.729	0,062	0,058	7,1%
S (< 40.000 m3 de GNL)	1		35.053	19.911	18.316	1.595	0,588	0,523	8,7%
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	6		2.697.267	220.428	204.949	15.479	0,082	0,076	7,6%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	96		84.349.086	5.446.912	5.081.161	365.751	0,065	0,060	7,2%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	128		130.314.165	7.854.075	7.334.987	519.089	0,060	0,056	7,1%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	3		5.099.615	301.244	281.429	19.815	0,059	0,055	7,0%
Almacenamiento de GNL		13.722.268	3.062.984.831	77.653.822	66.940.143	10.713.679	0,025	0,022	16,0%
Regasificación		670.410	207.046.634	133.648.863	153.289.421	-19.640.558	0,646	0,740	-12,8%
Carga de GNL en cisternas		53.341	14.473.937	13.067.867	10.641.774	2.426.093	0,903	0,735	22,8%
Trasvase de GNL de planta a buque			2.866.815	413.035	412.821	213	0,144	0,144	0,1%
Trasvase de GNL de buque a buque			219.000	55.193	54.969	224	0,252	0,251	0,4%
Puesta en frío de buques			19.000	13.991	22.420	-8.429	0,736	1,180	-37,6%
Liquefacción Virtual		5.431	1.825.000	62.921	65.715	-2.795	0,034	0,036	-4,3%
TOTAL				238.758.261	244.348.105	- 5.589.844			

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

La variación de los peajes de la actividad de regasificación se explica, por una parte, por la contracción de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2022-2021 respecto de las previstas para el ejercicio 2020-2021, con la excepción de las asociadas a la carga en cisterna, que experimentan un fuerte incremento (véase Cuadro 107).

Cuadro 107. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Servicio	Resolución 2020-2021 (A)			Resolución 2021-2022 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)
Descarga de GNL	263		245.656.858	233		222.495.186	-11,3%		-9,4%
S (< 40.000 m3 de GNL)	-		-	1		35.053	n.a.		n.a.
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	54		28.922.957	6		2.697.267	-89,7%		-90,7%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	155		158.041.216	96		84.349.086	-38,4%		-46,6%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	52		56.307.373	128		130.314.165	147,5%		131,4%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	1		2.385.313	3		5.099.615	149,9%		113,8%
Almacenamiento de GNL		14.992.350	4.532.418.912		13.722.268	3.062.984.831		-8,5%	-32,4%
Regasificación		731.305	228.566.637		670.410	207.046.634		-8,3%	-9,4%
Carga de GNL en cisternas		43.270	12.791.167		53.341	14.473.937		23,3%	13,2%
Trasvase de GNL de planta a buque			4.247.491			2.866.815			-32,5%
Trasvase de GNL de buque a buque									n.a.
Puesta en frío de buques	3		27.000				-100,0%		-100,0%
Liquefacción Virtual			-		5.431	1.825.000			n.a.

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por otra parte, la variación de peajes de la actividad de regasificación se explica por la variación de la retribución a cada uno de los servicios. En la determinación de la retribución del ejercicio 2022-2021 se han tenido en cuenta los valores unitarios de la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, no disponibles en el momento de la elaboración de la Resolución de peajes 2020-2021. Al respecto cabe señalar que, el valor unitario de inversión de las estaciones de compresión de emisión directa a la red aumenta significativamente respecto de los valores vigentes en el momento de publicación de la citada resolución de peajes. Asimismo, los valores unitarios fijos de O&M de tanques y de carga en cisterna aumentan, mientras el valor unitario fijo de O&M de los vaporizadores se reduce.

Cabe señalar que, si bien en términos medios, la retribución de la actividad de regasificación, sin considerar el impacto de las primas se reduce, el impacto por servicio prestado en la planta depende de la evolución asignada por elemento es por ello que la variación de los costes unitarios de inversión y de los costes unitarios de O&M inducen variaciones diferentes por servicios (véanse Cuadro 108 y Cuadro 109).

Cuadro 108. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022

Servicio prestado en la planta	Resolución 2020-2021 (€) (A)			Resolución 2021-2022 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio	Retribución por O&M variable asignada por servicio	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio	Retribución por O&M variable asignada por servicio	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio	Retribución por O&M variable asignada por servicio	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	13.475.370	2.467.922	15.943.293	15.098.368	2.194.024	17.292.392	12,0%	-11,1%	8,5%
Almacenamiento de GNL	84.432.003	4.143.642	88.575.645	95.877.307	3.683.767	99.561.074	13,6%	-11,1%	12,4%
Vaporización	182.636.889	16.557.292	199.194.181	154.151.363	14.719.710	168.871.073	-15,6%	-11,1%	-15,2%
Carga de GNL en cisternas	8.853.444	1.431.395	10.284.839	15.288.661	1.272.534	16.561.195	72,7%	-11,1%	61,0%
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598	41.955	729.553	487.015	37.298	524.314	-29,2%	-11,1%	-28,1%
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758	34.551	59.309	31.724	30.716	62.441	28,1%	-11,1%	5,3%
Puesta en frío de buques	35.552	2.468	38.020	15.290	2.194	17.485	-57,0%	-11,1%	-54,0%
Total	290.145.615	24.679.225	314.824.839	280.949.728	21.940.245	302.889.973	-3,17%	-11,10%	-3,79%
Otros Costes de regasificación	120.600.359	-	120.600.359	107.834.539		107.834.539	-10,59%		-10,59%
Total	410.745.974	24.679.225	435.425.198	388.784.267	21.940.245	410.724.512	-5,35%	-11,10%	-5,67%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 109. Comparación asignación por elemento de la retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022

Asignación de la retribución de cada elemento por servicio Resolución 22/09/2020 - Tarifa 20-21 (€)								
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL	-	69.395.469	99.485.223	5.567.445	-	-	-	174.448.136
Bombas primarias	-	-	5.355.891	299.729	-	-	-	5.655.620
Retribución financiera del gas talón	-	-	1.806.675	101.106	-	-	-	1.907.782
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL	-	303.227	466.003	26.079	-	-	-	1.795.309
Sistema de bombas secundarias	-	-	8.298.730	-	-	-	-	8.298.730
Vaporizadores de agua de mar	-	-	40.931.816	-	-	-	-	40.931.816
Vaporizadores de combustión sumergida	-	-	5.462.926	-	-	-	-	5.462.926
Sistema de medida u odorización	-	-	536.694	-	-	-	-	536.694
Sistema de captación de agua	-	-	3.997.957	-	-	-	-	3.997.957
Sistema de antorcha y combustor	42.272	744.686	196.889	60.317	33.304	951	2.446	1.080.866
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	317.450	5.592.332	1.478.571	452.963	250.100	7.141	18.368	8.116.924
Compresor de boil-off para emisión directa a red	194.950	3.434.318	908.008	278.170	153.589	4.385	11.280	4.984.699
Relicador de boil-off	719	12.666	3.349	1.026	566	16	42	18.384
Cargaderos de cisternas	-	-	-	1.535.255	-	-	-	1.535.255
Tuberías de gas natural	-	-	2.781.034	-	-	-	-	2.781.034
Tuberías de gas natural licuado	237.695	-	221.159	12.377	4.110	212	26	475.578
Instalaciones de descarga	11.892.374	-	-	-	205.623	10.602	1.307	12.109.906
Obra civil	391.387	2.452.299	5.304.626	257.145	19.971	719	1.033	8.427.180
Sistemas de gestión y control	113.561	711.535	1.539.137	74.611	5.795	209	300	2.445.147
Servicios auxiliares	192.992	1.209.223	2.615.699	126.798	9.848	355	509	4.155.423
Sistema de suministro eléctrico	91.970	576.250	1.246.501	60.425	4.693	169	243	1.980.250
Total	13.475.370	84.432.003	182.636.889	8.853.444	687.598	24.758	35.552	290.145.615

Asignación de la retribución de cada elemento por servicio Propuesta Resolución - Tarifa 21-22 (€)								
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL	-	76.429.661	108.141.408	7.559.804	-	-	-	192.130.673
Bombas primarias	-	-	5.821.905	406.990	-	-	-	6.228.895
Retribución financiera del gas talón	-	-	1.907.054	133.316	-	-	-	2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL	-	317.787	481.778	33.680	-	-	-	833.245
Sistema de bombas secundarias	-	-	9.112.242	-	-	-	-	9.112.242
Vaporizadores de agua de mar	-	-	8.592.142	-	-	-	-	8.592.142
Vaporizadores de combustión sumergida	-	-	1.146.742	-	-	-	-	1.146.742
Sistema de medida u odorización	-	-	240.767	-	-	-	-	240.767
Sistema de captación de agua	-	-	4.343.729	-	-	-	-	4.343.729
Sistema de antorcha y combustor	43.598	825.427	66.857	237.172	18.097	1.054	843	1.193.049
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	326.174	6.175.289	500.180	1.774.362	135.390	7.885	6.308	8.925.588
Compresor de boil-off para emisión directa a red	309.181	5.853.566	474.122	1.681.921	128.337	7.474	5.979	8.460.580
Relicador de boil-off	742	14.039	1.137	4.034	308	18	14	20.292
Cargaderos de cisternas	-	-	-	2.442.664	-	-	-	2.442.664
Tuberías de gas natural	-	-	3.021.558	-	-	-	-	3.021.558
Tuberías de gas natural licuado	249.796	-	232.452	16.250	3.219	246	21	501.994
Instalaciones de descarga	13.182.836	-	-	-	169.859	12.976	1.126	13.366.796
Obra civil	492.049	3.124.598	5.023.722	498.250	15.872	1.034	498	9.156.023
Sistemas de gestión y control	139.961	888.778	1.428.976	141.725	4.515	294	142	2.604.390
Servicios auxiliares	241.094	1.530.987	2.461.518	244.132	7.777	507	244	4.486.259
Sistema de suministro eléctrico	112.938	717.175	1.153.072	114.361	3.643	237	114	2.101.540
Total	15.098.368	95.877.307	154.151.363	15.288.661	487.015	31.724	15.290	280.949.728

Resolución Tarifa 21-22 vs Tarifa 20-21								
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL	-	10,1%	8,7%	35,8%	-	-	-	10,1%
Bombas primarias	-	-	8,7%	35,8%	-	-	-	10,1%
Retribución financiera del gas talón	-	-	5,6%	31,9%	-	-	-	6,9%
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL	-	4,8%	3,4%	29,1%	-	-	-	4,8%
Sistema de bombas secundarias	-	0,0%	9,8%	-	-	-	-	9,8%
Vaporizadores de agua de mar	-	0,0%	-79,0%	-	-	-	-	-79,0%
Vaporizadores de combustión sumergida	-	0,0%	-79,0%	-	-	-	-	-79,0%
Sistema de medida u odorización	-	0,0%	-55,1%	-	-	-	-	-55,1%
Sistema de captación de agua	-	0,0%	8,6%	-	-	-	-	8,6%
Sistema de antorcha y combustor	3,1%	10,8%	-66,0%	293,2%	-45,7%	10,8%	-65,5%	10,4%
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	2,7%	10,4%	-66,2%	291,7%	-45,9%	10,4%	-65,7%	10,0%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	58,6%	70,4%	-47,8%	504,6%	-16,4%	70,4%	-47,0%	69,7%
Relicador de boil-off	3,1%	10,8%	-66,0%	293,2%	-45,7%	10,8%	-65,5%	10,4%
Cargaderos de cisternas	-	-	0,0%	59,1%	-	-	-	59,1%
Tuberías de gas natural	-	-	8,6%	-	-	-	-	8,6%
Tuberías de gas natural licuado	5,1%	-	5,1%	31,3%	-21,7%	16,0%	-18,3%	5,6%
Instalaciones de descarga	10,9%	-	0,0%	0,0%	-17,4%	22,4%	-13,9%	10,4%
Obra civil	25,7%	27,4%	-5,3%	93,8%	-20,5%	43,8%	-51,7%	8,6%
Sistemas de gestión y control	23,2%	24,9%	-7,2%	90,0%	-22,1%	41,0%	-52,7%	6,5%
Servicios auxiliares	24,9%	26,6%	-5,9%	92,5%	-21,0%	42,9%	-52,0%	8,0%
Sistema de suministro eléctrico	22,8%	24,5%	-7,5%	89,3%	-22,4%	40,4%	-52,9%	6,1%
Total	12,0%	13,6%	-15,6%	72,7%	-29,2%	28,1%	-57,0%	-3,2%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Respecto a las alegaciones presentadas sobre el incremento de los peajes de almacenamiento de GNL y carga en cisternas, cabe señalar que los valores son los que resultan de la aplicación de la metodología establecida en la Circular 6/2020, si bien como consecuencia del incremento de las primas de las subastas respecto de la consideradas en la versión sometida a trámite de audiencia y de la asignación de las mismas exclusivamente a los servicios prestados en las plantas de regasificación, los incrementos se ven reducidos (pasando de un 26,6 % a un 15,8% para el almacenamiento de GNL y de un 43,0% a un 30,8% para las cargas en cisternas).

Por último, en el Cuadro 110 se compara el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación implícito en el término de conducción de peajes vigente con el que resulta para el ejercicio 2021-2022. Se indica que en el ejercicio 2020-2021 la retribución que se debe recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación fue asignado en su totalidad a al término de conducción, esto es, sin tener en cuenta la demanda de los consumidores suministrados desde una planta unicliente.

Adicionalmente, atendiendo a las alegaciones de los agentes, se han asignado las primas de las subastas por capacidad a los peajes asociados a la prestación de servicios por la planta de regasificación. En coherencia, se produce un incremento de la retribución asignada respecto de ejercicio 2020-2021.

Se observa que la variación registrada en la retribución se traslada a los términos de los peajes de otros costes de regasificación, si bien el impacto sobre el término fijo por capacidad difiere por grupo tarifario motivado por la diferente evolución de la capacidad contratada.

Cuadro 110. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Peaje otros costes de regasificación	Resolución 2020-2021 (A)	Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución asignada (€)	99.657.030	107.834.539	8,2%
Demanda nacional (MWh)	329.525.630	350.520.934	6,4%
Demanda consumidores conectados a las redes locales	319.278.971	337.295.440	5,6%
Demanda conectados PS único cliente y otros destinos	10.246.659	13.225.494	29,1%
Nº suministros	7.946.952	8.025.782	1,0%
Capacidad contratada (kWh/día)	1.531.764.378	1.445.672.787	-5,6%
Peaje otros costes de regasificación			
Término variable asociado a otros costes de regasificación (€/kWh)	n.a.	0,000308	n.a.
Término por cliente (€/año)	12,54	12,93	3,1%
Término por capacidad (€/kWh/día)/año (E) / (F)			
RL.1	1,526444	0,852271	-44,2%
RL.2	0,285010	0,246837	-13,4%
RL.3	0,088703	0,095711	7,9%
RL.4	0,018731	0,016650	-11,1%
RL.5	0,003614	0,003486	-3,6%
RL.6	0,000930	0,000908	-2,4%
RL.7	0,000277	0,000256	-7,4%
RL.8	0,000112	0,000096	-14,3%
RL.9	0,000043	0,000035	-16,9%
RL.10	0,000012	0,000013	4,2%
RL.11	0,000002	0,000002	18,1%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

5.5 Evolución prevista de los peajes de regasificación en el periodo regulatorio

En el Cuadro 111 se muestra la evolución de la retribución de la actividad de regasificación, de las variables de previsión y de los peajes por el uso de las infraestructuras de regasificación hasta el final del periodo regulatorio. Se observa que, como consecuencia de la menor actividad esperada para las plantas, los peajes de la actividad de regasificación experimentan aumentos durante los primeros años del periodo regulatorio.

Cuadro 111. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones

Retribución regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	173.478.773	168.078.595	159.500.274	152.487.384	140.835.866
Retribución O & M Fijo	107.470.956	107.470.956	107.470.956	107.470.956	107.470.956
Retribución O & M Variable	21.940.245	22.440.245	22.940.245	23.440.245	23.940.245
Retribución por Continuidad del suministro	70.724.010	57.463.258	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.168.198	-	-	-	-
Total	410.724.512	380.395.384	359.056.312	339.282.669	314.870.400

2. Retribución por Servicio

Retribución fija

Retribución regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	11.648.182	12.787.520	12.656.385	12.280.153	11.994.752
Almacenamiento de GNL	73.968.017	81.302.115	80.747.366	78.537.345	77.031.733
Vaporización	118.925.646	130.677.018	130.149.339	126.667.546	124.852.479
Carga de GNL en cisternas	11.794.990	13.576.273	13.944.696	13.917.046	14.127.153
Trasvase de GNL de planta a buque	375.725	423.977	493.451	538.903	577.809
Trasvase de GNL de buque a buque	24.475	27.121	27.114	26.469	26.246
Puesta en frío de buques	11.796	12.931	12.796	12.405	12.146
Total	216.748.833	238.806.955	238.031.147	231.979.867	228.622.317

Retribución variable

Retribución regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	2.194.024	2.244.024	2.294.024	2.344.024	2.394.024
Almacenamiento de GNL	3.683.767	3.767.717	3.851.667	3.935.617	4.019.567
Vaporización	14.719.710	15.055.160	15.390.610	15.726.060	16.061.510
Carga de GNL en cisternas	1.272.534	1.301.534	1.330.534	1.359.534	1.388.534
Trasvase de GNL de planta a buque	37.298	38.148	38.998	39.848	40.698
Trasvase de GNL de buque a buque	30.716	31.416	32.116	32.816	33.516
Puesta en frío de buques	2.194	2.244	2.294	2.344	2.394
Total variables	21.940.245	22.440.245	22.940.245	23.440.245	23.940.245

3. Previsión de las variables de facturación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	Nº de Buques	S	1	1	1	1	1
		M	6	5	5	5	4
		L	96	90	88	87	84
		XL	128	128	125	123	120
		XXL	3	3	3	3	3
	Volumen	S	35.053	56.516	55.181	54.352	52.681
		M	2.697.267	2.288.287	2.234.233	2.200.682	2.132.991
		L	84.349.086	79.636.688	77.755.494	76.587.848	74.232.097
		XL	130.314.165	130.539.563	127.455.932	125.541.939	121.680.419
		XXL	5.099.615	4.707.609	4.596.405	4.527.381	4.388.124
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	13.722.268	13.283.153	12.969.375	12.774.616	12.381.684
	Volumen	MWh	3.062.984.831	2.964.968.681	2.894.929.610	2.851.456.739	2.763.749.335
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	670.410	641.902	622.831	610.501	588.099
	Volumen	MWh	207.046.634	199.360.285	193.437.288	189.607.758	182.650.272
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	53.341	54.991	56.117	56.984	57.767
	Volumen	MWh	14.473.937	14.921.608	15.227.350	15.462.439	15.674.868
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	36	37	43	48	52
	Volumen	MWh	2.866.815	2.925.050	3.411.400	3.821.116	4.140.925
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	-	-	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-	-	-
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	5.431	5.207	5.345	5.415	5.429
	Volumen	MWh	1.825.000	1.900.395	1.951.072	1.976.411	1.981.479

4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las plantas de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	34.598	38.973	39.442	38.542	39.082
	M	€/Buque	34.598	38.973	39.442	38.542	39.082
	L	€/Buque	48.236	54.336	54.989	53.736	54.488
	XL	€/Buque	51.243	57.723	58.418	57.086	57.886
	XXL	€/Buque	81.411	91.705	92.809	90.692	91.962
	TV	€/MWh	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Almacenamiento de GNL	TF	€/MWh/día) y año	5,391	6,121	6,226	6,108	6,221
	TV	€/MWh	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Regasificación	TF	€/MWh/día) y año	177,397	203,58	208,96	206,12	212,29
	TV	€/MWh	0,071	0,076	0,080	0,082	0,088
Carga en Cisternas	TF	€/MWh/día) y año	221,130	246,887	248,491	271,894	244,549
	TV	€/MWh	0,088	0,087	0,087	0,087	0,089
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,144	0,158	0,156	0,150	0,149
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,252	0,267	0,270	0,269	0,273
Puesta en frío	TV	€/MWh	0,736	0,799	0,794	0,771	0,765
Licuefacción Virtual	TF	€/MWh/día) y año	11,585	13,392	14,022	14,025	14,940

5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	8,9%	12,6%	1,2%	-2,3%	1,4%
	M	€/Buque	8,9%	12,6%	1,2%	-2,3%	1,4%
	L	€/Buque	8,9%	12,6%	1,2%	-2,3%	1,4%
	XL	€/Buque	8,9%	12,6%	1,2%	-2,3%	1,4%
	XXL	€/Buque	8,9%	12,6%	1,2%	-2,3%	1,4%
	TV	€/MWh	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Almacenamiento de GNL	TF	€/MWh/día) y año	15,8%	13,5%	1,7%	-1,9%	1,9%
	TV	€/MWh	0,0%	5,7%	4,7%	3,1%	6,1%
Regasificación	TF	€/MWh/día) y año	-14,1%	14,8%	2,6%	-1,4%	3,0%
	TV	€/MWh	-1,4%	6,2%	5,4%	3,6%	6,7%
Carga en Cisternas	TF	€/MWh/día) y año	30,8%	11,6%	0,6%	9,4%	-10,1%
	TV	€/MWh	-21,4%	-0,8%	0,2%	0,0%	1,4%
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,0%	9,7%	-1,2%	-3,6%	-0,7%
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,4%	6,1%	1,2%	-0,6%	1,5%
Puesta en frío	TV	€/MWh	-37,6%	8,5%	-0,6%	-2,9%	-0,8%
Licuefacción Virtual	TF	€/MWh/día) y año	-4,3%	15,6%	4,7%	0,0%	6,5%

6. Facturación media (€/MWh) de los peajes de regasificación

Retribución regasificación (€)		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	S	0,568	0,699	0,725	0,719	0,752
	M	0,082	0,095	0,098	0,097	0,083
	L	0,065	0,071	0,072	0,071	0,072
	XL	0,060	0,066	0,067	0,066	0,067
	XXL	0,059	0,068	0,070	0,070	0,073
	Almacenamiento de GNL	0,025	0,029	0,029	0,029	0,029
Vaporización	0,645	0,731	0,752	0,751	0,771	
Carga de GNL en cisternas	0,903	0,997	1,003	0,988	0,990	
Trasvase de GNL de planta a buque	0,144	0,158	0,156	0,151	0,149	
Trasvase de GNL de buque a buque	-	-	-	-	-	
Puesta en frío de buques	-	-	-	-	-	
Licuefacción virtual	-	-	-	-	-	
Total (1)		1,078	1,219	1,251	1,246	1,273

7. Evolución de la facturación media de los peajes de regasificación

Retribución regasificación (€)		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	S	8,7%	23,1%	3,6%	-0,8%	4,6%
	M	7,6%	16,3%	3,3%	-0,7%	-14,7%
	L	7,2%	10,4%	1,2%	-1,7%	0,9%
	XL	7,1%	10,3%	1,0%	-2,0%	1,8%
	XXL	7,0%	15,6%	3,1%	-0,7%	4,0%
	Almacenamiento de GNL	16,0%	13,2%	1,9%	-1,0%	1,4%
Vaporización	-12,8%	13,2%	2,9%	-0,2%	2,7%	
Carga de GNL en cisternas	22,8%	10,4%	0,6%	-1,5%	0,2%	
Trasvase de GNL de planta a buque	0,0%	9,7%	-1,2%	-3,0%	-1,4%	
Trasvase de GNL de buque a buque	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Puesta en frío de buques	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Licuefacción virtual	-	-	-	-	-	
Total		-6,6%	13,1%	2,6%	-0,4%	2,2%

Fuente: CNMC

Por otro lado, en el Cuadro 112 se muestra la evolución de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, la previsión de las variables de facturación y evolución de los términos de facturación de dicho peaje hasta el final del periodo regulatorio. Se indica así mismo la facturación media correspondiente a cada grupo tarifario, así como su variación porcentual.

Cuadro 112. Evolución durante el periodo regulatorio de peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

1. Previsión de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución por Continuidad del suministro	70.724.010	57.463.258	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibermación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.168.198	-	-	-	-
Total	107.834.539	82.405.589	69.144.837	55.884.085	42.623.333

2. Previsión de las variables de facturación

Demanda	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores nacionales conectados a la redes locales			337.295.439.524	333.272.139.897	328.244.239.751	324.917.037.723	318.309.279.316
RL.1	Volumen	kWh	11.017.246.753	11.003.999.054	10.991.389.393	10.983.329.441	10.984.160.763
RL.2	Volumen	kWh	21.111.600.374	21.271.796.456	21.408.526.214	21.505.650.108	21.570.963.881
RL.3	Volumen	kWh	7.679.529.106	7.739.981.753	7.790.459.341	7.826.491.633	7.851.187.427
RL.4	Volumen	kWh	7.820.493.638	7.962.492.072	8.078.790.340	8.162.237.561	8.215.888.964
RL.5	Volumen	kWh	13.816.622.473	14.084.387.850	14.307.897.000	14.472.933.271	14.584.367.910
RL.6	Volumen	kWh	6.041.471.514	6.225.601.015	6.369.644.360	6.495.192.870	6.603.757.809
RL.7	Volumen	kWh	8.904.948.445	9.220.202.579	9.478.953.965	9.716.522.244	9.934.273.689
RL.8	Volumen	kWh	18.637.376.893	19.357.718.291	19.945.651.017	20.500.518.508	21.024.734.874
RL.9	Volumen	kWh	25.867.870.025	26.880.918.375	27.699.388.917	28.484.823.622	29.241.881.792
RL.10	Volumen	kWh	47.742.826.230	49.124.528.004	50.236.505.205	51.273.056.502	52.290.826.575
RL.11	Volumen	kWh	168.655.454.074	160.400.514.450	151.937.034.000	145.496.281.963	136.007.235.633
Consumidores conectados PS uniciente	Volumen	kWh	13.225.494.266	13.556.284.881	13.832.607.362	14.042.589.119	14.226.436.815
Total Demanda	Volumen	kWh	350.520.933.790	346.828.424.778	342.076.847.113	338.959.626.842	332.535.716.131

Número suministros	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Suministros	Número	4.629.443	4.623.876	4.618.577	4.615.191	4.615.540
RL.2	Suministros	Número	2.901.587	2.922.468	2.941.264	2.954.618	2.963.606
RL.3	Suministros	Número	409.718	412.722	415.419	417.345	418.670
RL.4	Suministros	Número	58.877	59.834	60.656	61.242	61.617
RL.5	Suministros	Número	21.650	22.031	22.357	22.592	22.743
RL.6	Suministros	Número	2.289	2.327	2.358	2.383	2.402
RL.7	Suministros	Número	999	1.012	1.025	1.036	1.045
RL.8	Suministros	Número	669	676	684	691	698
RL.9	Suministros	Número	287	290	293	296	299
RL.10	Suministros	Número	165	167	169	170	172
RL.11	Suministros	Número	98	98	99	100	100
Total Suministros	Suministros	Número	8.025.782	8.045.502	8.062.901	8.075.663	8.086.893

Capacidad facturada	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Capacidad	kWh/día	70.229.289	70.158.183	70.081.953	70.034.244	70.043.763
RL.2	Capacidad	kWh/día	151.981.963	153.140.155	154.125.911	154.826.502	155.298.411
RL.3	Capacidad	kWh/día	55.346.419	55.792.131	56.158.315	56.420.403	56.600.946
RL.4	Capacidad	kWh/día	45.718.251	46.617.683	47.305.449	47.801.295	48.124.775
RL.5	Capacidad	kWh/día	80.294.325	81.847.178	83.146.783	84.105.407	84.755.270
RL.6	Capacidad	kWh/día	32.604.033	33.912.243	34.670.064	35.310.949	35.879.230
RL.7	Capacidad	kWh/día	50.460.263	53.208.572	54.707.148	55.610.542	57.353.738
RL.8	Capacidad	kWh/día	89.590.723	95.445.373	98.368.561	100.665.371	103.737.135
RL.9	Capacidad	kWh/día	104.945.117	110.889.445	114.206.823	117.343.070	120.481.106
RL.10	Capacidad	kWh/día	164.502.197	172.270.175	176.092.592	179.665.098	183.185.146
RL.11	Capacidad	kWh/día	599.640.207	573.623.186	541.580.647	516.939.152	499.718.705
Total capacidad fact	Capacidad	kWh/día	1.445.672.787	1.446.904.326	1.430.444.246	1.418.722.033	1.415.178.224

3. Términos de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	0,000308	0,000238	0,000202	0,000165	0,000128
	TF cliente	(€/año)	12,93	9,84	8,23	6,63	5,05
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	0,852271	0,648658	0,542305	0,437133	0,332453
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	0,246837	0,187823	0,157036	0,126587	0,096279
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	0,095711	0,072807	0,060871	0,049067	0,037319
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	0,016650	0,012632	0,010551	0,008499	0,006460
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	0,003486	0,002649	0,002213	0,001782	0,001354
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	0,000908	0,000675	0,000560	0,000448	0,000338
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	0,000256	0,000187	0,000154	0,000124	0,000092
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	0,000096	0,000070	0,000057	0,000046	0,000034
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	0,000035	0,000026	0,000021	0,000017	0,000013
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	0,000013	0,000010	0,000008	0,000006	0,000005	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	0,000002	0,000002	0,000002	0,000001	0,000001	

4. Evolución de los términos de facturación del peaje asociado a otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	n.a	-22,8%	-14,9%	-18,4%	-22,3%
	TF cliente	(€/año)	0,0%	-23,9%	-16,4%	-19,4%	-23,9%
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	-44,2%	-23,9%	-16,4%	-19,4%	-23,9%
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	-13,4%	-23,9%	-16,4%	-19,4%	-23,9%
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	7,9%	-23,9%	-16,4%	-19,4%	-23,9%
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	-11,1%	-24,1%	-16,5%	-19,5%	-24,0%
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	-3,6%	-24,0%	-16,5%	-19,5%	-24,0%
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	-2,4%	-25,6%	-17,1%	-20,0%	-24,5%
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	-7,4%	-26,8%	-17,7%	-19,9%	-25,6%
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	-14,3%	-27,4%	-18,0%	-20,4%	-25,5%
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	-16,9%	-27,2%	-18,0%	-20,8%	-25,2%
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	4,2%	-26,6%	-17,4%	-20,2%	-24,7%	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	18,1%	-19,9%	-10,8%	-15,0%	-20,8%	

5. Facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)

Facturación (€)		Variable facturación	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unificiente		kWh	4.068.702	3.220.940	2.796.019	2.315.194	1.823.498
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	Suministro	59.854.352	45.508.655	38.005.820	30.614.284	23.286.234
	RL.2	Suministro	37.514.805	28.763.230	24.203.374	19.599.085	14.951.928
	RL.3	Suministro	5.297.270	4.062.051	3.418.440	2.768.405	2.112.265
	RL.4	Suministro	761.227	588.897	499.132	406.243	310.871
	RL.5	Suministro	279.911	216.827	183.973	149.860	114.744
	RL.6	Capacidad	29.598	22.902	19.405	15.807	12.119
	RL.7	Capacidad	12.916	9.964	8.432	6.869	5.273
	RL.8	Capacidad	8.646	6.657	5.628	4.584	3.520
	RL.9	Capacidad	3.711	2.853	2.410	1.962	1.507
	RL.10	Capacidad	2.139	1.644	1.388	1.130	868
	RL.11	Capacidad	1.263	968	815	662	507
Total			107.834.539	82.405.589	69.144.837	55.884.085	42.623.333

6. Facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación (€)

Facturación media (€/kWh)		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unificiente		0,000308	0,000238	0,000202	0,000165	0,000128
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	0,005433	0,004136	0,003458	0,002787	0,002120
	RL.2	0,001777	0,001352	0,001131	0,000911	0,000693
	RL.3	0,000690	0,000525	0,000439	0,000354	0,000269
	RL.4	0,000097	0,000074	0,000062	0,000050	0,000038
	RL.5	0,000020	0,000015	0,000013	0,000010	0,000008
	RL.6	0,000005	0,000004	0,000003	0,000002	0,000002
	RL.7	0,000001	0,000001	0,000001	0,000001	0,000001
	RL.8	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.9	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.10	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.11	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

7. Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación

Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS uniclente		n.a.	-22,8%	-14,9%	-18,4%	-22,3%
Consumidores nacionales conectados a la red local	RL.1	n.a.	-23,9%	-16,4%	-19,4%	-23,9%
	RL.2	n.a.	-23,9%	-16,4%	-19,4%	-23,9%
	RL.3	n.a.	-23,9%	-16,4%	-19,4%	-23,9%
	RL.4	n.a.	-24,0%	-16,5%	-19,4%	-24,0%
	RL.5	n.a.	-24,0%	-16,5%	-19,5%	-24,0%
	RL.6	n.a.	-24,9%	-17,2%	-20,1%	-24,6%
	RL.7	n.a.	-25,5%	-17,7%	-20,5%	-24,9%
	RL.8	n.a.	-25,9%	-17,9%	-20,8%	-25,1%
	RL.9	n.a.	-26,0%	-18,0%	-20,8%	-25,2%
	RL.10	n.a.	-25,3%	-17,4%	-20,2%	-24,7%
	RL.11	n.a.	-19,4%	-11,1%	-15,2%	-18,1%

Fuente CNMC

X. OTRAS DISPOSICIONES

1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales

El artículo 24 de la Circular 6/2020 establece en su apartado 3 que mientras existan problemas de congestión zonal en el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por Resolución las zonas y los valores concretos de capacidad a contratar, previa comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En cumplimiento de lo anterior, el pasado 12 de marzo se recibió en la CNMC la propuesta del GTS de zonas con posibilidad de congestión y capacidad para ser contratada en régimen de interrumpibilidad para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022. En particular, el GTS propone las siguientes zonas y capacidades:

- a) 2 GWh/día en la Red prelitoral 45 bar (Montmeló), por la saturación del gasoducto Serinyá-Figuera, hasta la construcción del Ramal Norte del Gasoducto Martorell-Figuera y el gasoducto Figuera-Figuera.
- b) 3 GWh/día en la Red de Pamplona, dicha situación quedará parcialmente resuelta en 1 GWh/día, con la incorporación del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta y la cantidad restante, 2 GWh/día, con la incorporación de la duplicación Sansoain-Lumbier.

Se indica que la propuesta del GTS se corresponde con gasoductos declarados como saturados por los agentes, sin que en dicha solicitud se aporte información suficiente sobre el grado de saturación de los gasoductos que permita valorar adecuadamente la propuesta del GTS.

Teniendo en cuenta lo anterior, así como que la propuesta del GTS para el año de gas 2021-2022 se corresponde con las zonas propuestas en los cinco últimos ejercicios, sin que se hayan producido interrupciones, que para el año de gas 2020-2021 no se ha ofrecido capacidad interrumpible en dichas zonas y que la demanda prevista para el ejercicio es inferior a la registrada en el año 2018 en el caso del gasoducto Serinyá-Figuera y 2019 en el caso de la Red de Pamplona, no se considera necesario ofrecer capacidad interrumpible en los gasoductos propuestos por el GTS para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022.

2. Periodo transitorio

2.1 Análisis de la necesidad

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece en su disposición final tercera que una vez sean aprobadas las metodologías de cálculo de peajes y cargos por la CNMC y el Gobierno, respectivamente, en caso necesario se establecerán periodos transitorios con el objetivo que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años.

Teniendo en cuenta lo anterior, la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020 establece que la CNMC determinará en la resolución de precios por la que se establezcan los precios a las redes de transporte, redes locales y regasificación el procedimiento para la determinación de las variaciones de precios durante el periodo transitorio.

En los epígrafes anteriores se ha comparado la variación de los peajes de cada una de las actividades respecto de los peajes de acceso implícitos en los peajes vigentes, lo que permite valorar la necesidad de implementar un periodo transitorio en los peajes de acceso a la red de transporte y en los peajes de acceso a redes locales.

No obstante, adicionalmente, se hace necesario valorar el impacto de los precios propuestos sobre los consumidores nacionales con objeto de implementar en su caso el periodo transitorio para los mismos. Para que la comparación de precios sea homogénea se hace necesario añadir a los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2021-2022, los cargos, la cuota de GTS y la tasa de la CNMC.

A los efectos se han actualizado la anualidad del déficit de ejercicios anteriores a 2014 teniendo en cuenta el superávit registrado en la Liquidación 14/2020 y se han mantenido los costes del ejercicio 2020-2021 relativos al suministro a tarifa y adquisición de GLP para suministros insulares considerados en la memoria que acompañaba propuesta de Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre. Estos costes se han asignado por grupo tarifario conforme a la metodología establecida en el citado Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

Adicionalmente, a efectos de valorar mínimamente el impacto de global de sendas metodologías de peajes y cargos sobre los distintos colectivos de consumidores se han realizado las siguientes hipótesis:

- a) Se considera el mismo coste de la energía para todos los consumidores, independientemente del perfil de consumo. En particular, se ha considerado un precio de 20,00 €/MWh.
- b) Se aplican los mismos peajes medios de entrada a todos los consumidores, independientemente del perfil de consumo.
- c) No se incluye el margen de comercialización.

En el Cuadro 113 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2021-2022 para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de la Circular 6/2020 y a los peajes de la Resolución de precios 2020-2021. Se observa que, con las hipótesis anteriores, la factura total (esto es, peajes de acceso y energía) de los consumidores de menor tamaño y los de mayor tamaño (ciclos combinados y grandes industrias que operan en el sector químico, papel y construcción, entre otros) se reducen entre el 1,5% y el 12,5%, mientras que la de los consumidores de tamaño intermedio (que representan el 0,3% de los suministros y el 8,5% del consumo total) aumentan entre el 1,8% y el 4,6%. Cabe señalar que los peajes de salida para este colectivo aumentan entre el 5,4% y el 11,3%.

No obstante, teniendo en cuenta la evolución de la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución durante el periodo regulatorio, se indica que para el ejercicio tarifario de octubre de 2025 a septiembre de 2026 los peajes de los consumidores de tamaño intermedio se reducirían entre el 6,7% y el 12,2% (véase Cuadro 114).

Cuadro 113. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.889	57,5%	10.756.527	3,2%	68.544	4,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.328	36,3%	20.796.748	6,2%	149.653	10,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.270	5,1%	7.518.750	2,2%	54.157	3,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.861	0,7%	7.707.396	2,3%	45.017	3,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.345	0,3%	13.658.407	4,1%	79.311	5,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.234	0,0%	5.932.026	1,8%	31.924	2,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	987	0,0%	8.844.976	2,6%	50.164	3,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	664	0,0%	18.543.126	5,5%	89.569	6,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	0,0%	25.867.870	7,7%	104.945	7,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	0,0%	47.742.826	14,2%	164.502	11,4%
RL.11	C > 500.000.000	98	0,0%	168.655.454	50,2%	599.640	41,7%
Total		7.860.129	100,0%	336.024.106	100,0%	1.437.426	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	41,604	43,181	20,000	63,181
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	30,661	32,238	20,000	52,238
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	24,889	26,466	20,000	46,466
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,822	21,399	20,000	41,399
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	14,142	15,720	20,000	35,720
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	9,633	11,211	20,000	31,211
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	5,620	7,198	20,000	27,198
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,787	5,365	20,000	25,365
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,838	4,416	20,000	24,416
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,231	3,808	20,000	23,808
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,781	3,359	20,000	23,359
Total		0,83	0,264	0,486	6,77	8,35	20,00	28,35

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,686	0,253	0,669	33,646	35,254	20,000	55,254
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,686	0,253	0,669	25,008	26,615	20,000	46,615
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,686	0,253	0,669	21,813	23,421	20,000	43,421
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,686	0,253	0,669	16,547	18,154	20,000	38,154
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,686	0,253	0,669	15,744	17,352	20,000	37,352
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,686	0,253	0,669	10,151	11,759	20,000	31,759
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,686	0,253	0,669	6,207	7,815	20,000	27,815
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,686	0,253	0,669	3,380	4,988	20,000	24,988
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,686	0,253	0,669	1,806	3,414	20,000	23,414
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,471	3,079	20,000	23,079
RL.11	C > 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,218	2,826	20,000	22,826
Total		0,69	0,25	0,669	5,62	7,23	20,00	27,23

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-19,1%	-18,4%	0,0%	-12,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-18,4%	-17,4%	0,0%	-10,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-12,4%	-11,5%	0,0%	-6,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-16,5%	-15,2%	0,0%	-7,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	11,3%	10,4%	0,0%	4,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	5,4%	4,9%	0,0%	1,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	10,4%	8,6%	0,0%	2,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-10,8%	-7,0%	0,0%	-1,5%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-36,3%	-22,7%	0,0%	-4,1%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-34,1%	-19,2%	0,0%	-3,1%
RL.11	C > 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-31,6%	-15,9%	0,0%	-2,3%
Total		-17,1%	-4,1%	37,6%	-17,0%	-13,4%	0,0%	-4,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 114. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Octubre 2025-septiembre 2026. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.889	57,5%	10.756.527	3,2%	68.544	4,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.328	36,3%	20.796.748	6,2%	149.653	10,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.270	5,1%	7.518.750	2,2%	54.157	3,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.861	0,7%	7.707.396	2,3%	45.017	3,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.345	0,3%	13.658.407	4,1%	79.311	5,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.234	0,0%	5.932.026	1,8%	31.924	2,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	987	0,0%	8.844.976	2,6%	50.164	3,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	664	0,0%	18.543.126	5,5%	89.569	6,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	0,0%	25.867.870	7,7%	104.945	7,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	0,0%	47.742.826	14,2%	164.502	11,4%
RL.11	C > 500.000.000	98	0,0%	168.655.454	50,2%	599.640	41,7%
Total		7.860.129	100,0%	336.024.106	100,0%	1.437.426	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	41,604	43,181	20,000	63,181
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	30,661	32,238	20,000	52,238
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	24,889	26,466	20,000	46,466
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,822	21,399	20,000	41,399
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	14,142	15,720	20,000	35,720
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	9,633	11,211	20,000	31,211
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	5,620	7,198	20,000	27,198
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,787	5,365	20,000	25,365
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,838	4,416	20,000	24,416
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,231	3,808	20,000	23,808
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,781	3,359	20,000	23,359
Total		0,83	0,264	0,486	6,77	8,35	20,00	28,35

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,726	0,253	0,487	26,132	27,599	20,000	47,599
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,726	0,253	0,487	20,335	21,802	20,000	41,802
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,726	0,253	0,487	18,084	19,551	20,000	39,551
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,726	0,253	0,487	13,885	15,351	20,000	35,351
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,726	0,253	0,487	13,198	14,664	20,000	34,664
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,726	0,253	0,487	8,397	9,863	20,000	29,863
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,726	0,253	0,487	4,853	6,319	20,000	26,319
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,726	0,253	0,487	2,598	4,064	20,000	24,064
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,726	0,253	0,487	1,366	2,832	20,000	22,832
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,726	0,253	0,487	1,130	2,597	20,000	22,597
RL.11	C > 500.000.000	0,726	0,253	0,487	1,074	2,540	20,000	22,540
Total		0,726	0,253	0,487	4,579	6,04	20,000	26,04

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-37,2%	-36,1%	0,0%	-24,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-33,7%	-32,4%	0,0%	-20,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-27,3%	-26,1%	0,0%	-14,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-30,0%	-28,3%	0,0%	-14,6%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-6,7%	-6,7%	0,0%	-3,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-12,8%	-12,0%	0,0%	-4,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-13,7%	-12,2%	0,0%	-3,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-31,4%	-24,3%	0,0%	-5,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-51,9%	-35,9%	0,0%	-6,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-49,3%	-31,8%	0,0%	-5,1%
RL.11	C > 500.000.000	-12,3%	-4,1%	0,3%	-39,7%	-24,4%	0,0%	-3,5%
Total		-12,3%	-4,1%	0,3%	-32,4%	-27,6%	0,0%	-8,1%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 115, Cuadro 116, Cuadro 117 y Cuadro 118 se muestra el resultado de facturar al escenario previsto para 2021-2022 a los peajes de la propuesta de resolución y a los peajes vigentes, para los niveles de presión de mayor de 60 bar, entre 16 bar y 60 bar, entre 4 bar y 16 bar y menor o igual a 4 bar, respectivamente.

Se observa que, con las hipótesis anteriores y con carácter general, los peajes que resultan de la metodología son inferiores a los peajes vigentes, con la excepción de los clientes de tamaño intermedio (entre RL.5 y RL.7).

En particular, la facturación de los consumidores conectados en la red de 60 bar se reduce, en términos medios, el 2,1% (la facturación regulada el 14,3%), registrándose incrementos en puntos de suministro con reducida utilización de la capacidad contratada (18 suministros cuyo consumo es irrelevante respecto del consumo previsto para este nivel de presión). Se indica que estos suministros corresponden a estaciones de compresión y centros de transporte de gas natural.

Asimismo, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar, se reduce en términos medios un 3,0%, si bien la de los de mayor tamaño (peajes RL.9, RL.10 y RL.11) se reduce entre el 0,6% y el 3,9% (que representan el 39% de los suministros y el 97% del volumen registrado en este nivel de presión), mientras que los consumidores de menor tamaño (RL.5, RL.6 y RL.7) vería aumentada su facturación entre el 4,8% y el 22,9% (que representan el 42,9% de los suministros y el 1,0% del volumen de este nivel de presión).

De igual forma, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar registran reducciones respecto de la que resulta de aplicar los peajes vigentes, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes RL.5, RL.6 y RL.7 que registran incrementos de la factura comprendidos entre el 7,3% y el 30,5%.

Por último, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar resultante de aplicar los peajes de la Circular se reduce, en términos medios, un 8,0%, con reducciones en todos los grupos tarifarios con la excepción de los acogidos a los peajes RL.5 (que representan el 0,3% de los suministros y el 19,0% del volumen registrado en este nivel de presión) cuya facturación se incrementaría el 3,6%.

Cuadro 115. Facturación de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	2	1,7%	3	0,0%	2	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2	1,6%	25	0,0%	0	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4	3,3%	170	0,0%	1	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	10	8,1%	856	0,0%	4	0,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1	0,8%	1.300	0,0%	29	0,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1	0,8%	3.282	0,0%	12	0,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2	1,5%	16.542	0,0%	93	0,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	5,5%	202.222	0,1%	927	0,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	9	7,3%	826.678	0,6%	3.669	0,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	17	13,7%	5.404.507	3,8%	18.819	3,7%
RL.11	C > 500.000.000	68	55,8%	134.113.259	95,4%	485.660	95,4%
Total		123	100,0%	140.568.842	100,0%	509.216	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	212,93	214,506	20,000	234,506
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	2,62	4,200	20,000	24,200
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	3,14	4,720	20,000	24,720
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	9,04	10,621	20,000	30,621
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	21,76	23,339	20,000	43,339
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	7,05	8,633	20,000	28,633
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	2,58	4,157	20,000	24,157
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	2,56	4,141	20,000	24,141
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,55	4,128	20,000	24,128
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,81	3,383	20,000	23,383
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,75	3,332	20,000	23,332
Total		0,83	0,264	0,486	1,76	3,34	20,00	23,34

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,686	0,253	0,669	51,632	53,240	20,000	73,240
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,686	0,253	0,669	19,913	21,521	20,000	41,521
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,686	0,253	0,669	15,571	17,179	20,000	37,179
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,686	0,253	0,669	18,889	20,497	20,000	40,497
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,686	0,253	0,669	13,365	14,973	20,000	34,973
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,686	0,253	0,669	9,188	10,796	20,000	30,796
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,686	0,253	0,669	6,188	7,796	20,000	27,796
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,686	0,253	0,669	3,242	4,850	20,000	24,850
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,686	0,253	0,669	1,931	3,539	20,000	23,539
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,483	3,090	20,000	23,090
RL.11	C > 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,239	2,847	20,000	22,847
Total		0,686	0,253	0,669	1,26	2,86	20,00	22,86

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-75,8%	-75,2%	0,0%	-68,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	659,3%	412,4%	0,0%	71,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	395,6%	264,0%	0,0%	50,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	108,9%	93,0%	0,0%	32,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-38,6%	-35,8%	0,0%	-19,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	30,2%	25,1%	0,0%	7,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	139,9%	87,5%	0,0%	15,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	26,5%	17,1%	0,0%	2,9%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-24,3%	-14,3%	0,0%	-2,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-17,9%	-8,6%	0,0%	-1,3%
RL.11	C > 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-29,4%	-14,6%	0,0%	-2,1%
Total		-17,1%	-4,1%	37,6%	-28,7%	-14,3%	0,0%	-2,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 116. Facturación de los consumidores conectados a presión comprendidas entre 16 y 60 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	3	2,0%	406	0,0%	3	0,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11	7,2%	11.936	0,0%	48	0,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	27	17,4%	81.077	0,2%	474	0,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	28	18,3%	271.732	0,8%	1.728	1,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	25	16,1%	757.723	2,1%	3.726	3,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	14	9,1%	1.495.250	4,2%	6.430	5,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	28	18,3%	9.450.965	26,4%	32.403	26,1%
RL.11	C > 500.000.000	18	11,7%	23.744.015	66,3%	79.345	63,9%
Total		155	100,0%	35.813.104	100,0%	124.156	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000							
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000							
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	44,281	45,859	20,000	65,859
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	7,276	8,854	20,000	28,854
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	4,748	6,325	20,000	26,325
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	5,579	7,156	20,000	27,156
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,616	5,193	20,000	25,193
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,859	4,437	20,000	24,437
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,281	3,858	20,000	23,858
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,890	3,468	20,000	23,468
Total		0,83	0,264	0,486	2,11	3,68	20,000	23,68

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000							
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000							
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,686	0,253	0,669	16,516	18,124	20,000	38,124
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,686	0,253	0,669	13,849	15,457	20,000	35,457
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,686	0,253	0,669	9,570	11,178	20,000	31,178
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,686	0,253	0,669	6,848	8,456	20,000	28,456
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,686	0,253	0,669	3,429	5,037	20,000	25,037
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,686	0,253	0,669	1,886	3,494	20,000	23,494
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,466	3,073	20,000	23,073
RL.11	C > 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,150	2,758	20,000	22,758
Total		0,686	0,253	0,669	1,38	2,99	20,000	22,99

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000							
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000							
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-62,7%	-60,5%	0,0%	-42,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	90,3%	74,6%	0,0%	22,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	101,6%	76,7%	0,0%	18,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	22,8%	18,2%	0,0%	4,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-5,2%	-3,0%	0,0%	-0,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-34,0%	-21,3%	0,0%	-3,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-35,7%	-20,3%	0,0%	-3,3%
RL.11	C > 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-39,2%	-20,5%	0,0%	-3,0%
Total		-17,1%	-4,1%	37,6%	-34,6%	-18,9%	0,0%	-2,9%

Fuente: CNMC

Cuadro 117. Facturación de los consumidores conectados a presión comprendidas entre 4 y 16 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	55	1,5%	33	0,0%	96	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21	0,6%	254	0,0%	18	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	72	2,0%	2.584	0,0%	77	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	359	9,9%	66.743	0,1%	644	0,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	761	20,9%	651.164	0,7%	3.809	1,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	798	21,9%	2.527.122	2,8%	12.101	3,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	648	17,8%	5.950.447	6,5%	34.033	9,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	535	14,7%	15.311.065	16,8%	74.456	20,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	258	7,1%	23.170.411	25,4%	93.624	25,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	120	3,3%	32.887.354	36,0%	113.280	30,9%
RL.11	C > 500.000.000	11	0,3%	10.798.181	11,8%	34.635	9,4%
Total		3.639	100,0%	91.365.359	100,0%	366.775	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	3.389,266	3.390,843	20,000	3.410,843
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	110,707	112,284	20,000	132,284
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	84,109	85,687	20,000	105,687
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,085	20,663	20,000	40,663
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	6,126	7,704	20,000	27,704
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	4,840	6,417	20,000	26,417
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	4,378	5,955	20,000	25,955
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,672	5,249	20,000	25,249
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,829	4,407	20,000	24,407
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,286	3,864	20,000	23,864
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,865	3,443	20,000	23,443
Total		0,83	0,264	0,486	2,86	4,43	20,000	24,43

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,686	0,253	0,669	87,622	89,229	20,000	109,229
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,686	0,253	0,669	20,030	21,638	20,000	41,638
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,686	0,253	0,669	16,474	18,082	20,000	38,082
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,686	0,253	0,669	15,327	16,934	20,000	36,934
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,686	0,253	0,669	14,561	16,169	20,000	36,169
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,686	0,253	0,669	9,337	10,945	20,000	30,945
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,686	0,253	0,669	6,252	7,860	20,000	27,860
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,686	0,253	0,669	3,399	5,006	20,000	25,006
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,686	0,253	0,669	1,801	3,409	20,000	23,409
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,471	3,079	20,000	23,079
RL.11	C > 500.000.000	0,686	0,253	0,669	1,107	2,715	20,000	22,715
Total		0,686	0,253	0,669	2,47	4,08	20,000	24,08

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-97,4%	-97,4%	0,0%	-96,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-81,9%	-80,7%	0,0%	-68,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-80,4%	-78,9%	0,0%	-64,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-19,7%	-18,0%	0,0%	-9,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	137,7%	109,9%	0,0%	30,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	92,9%	70,5%	0,0%	17,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	42,8%	32,0%	0,0%	7,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-7,4%	-4,6%	0,0%	-1,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-36,3%	-22,6%	0,0%	-4,1%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-35,7%	-20,3%	0,0%	-3,3%
RL.11	C > 500.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-40,6%	-21,1%	0,0%	-3,1%
Total		-17,1%	-4,1%	37,6%	-13,6%	-8,1%	0,0%	-1,5%

Fuente: CNMC

Cuadro 118. Facturación de los consumidores conectados a presión iguales o inferiores a 4 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL_1	C ≤ 5.000	4.519.831	57,5%	10.756.491	15,8%	68.446	15,7%
RL_2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.305	36,4%	20.796.469	30,5%	149.634	34,2%
RL_3	15.000 < C ≤ 50.000	400.194	5,1%	7.515.997	11,0%	54.079	12,4%
RL_4	50.000 < C ≤ 300.000	57.489	0,7%	7.639.390	11,2%	44.366	10,1%
RL_5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.572	0,3%	12.994.006	19,0%	75.424	17,2%
RL_6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.408	0,0%	3.320.544	4,9%	19.337	4,4%
RL_7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	309	0,0%	2.606.256	3,8%	14.309	3,3%
RL_8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	97	0,0%	2.272.115	3,3%	10.460	2,4%
RL_9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	6	0,0%	375.531	0,6%	1.223	0,3%
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		7.856.211	100,0%	68.276.801	100,0%	437.279	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL_1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	41,593	43,171	20,000	63,171
RL_2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	30,660	32,237	20,000	52,237
RL_3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	24,869	26,447	20,000	46,447
RL_4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,828	21,406	20,000	41,406
RL_5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	14,550	16,127	20,000	36,127
RL_6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	13,403	14,981	20,000	34,981
RL_7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	8,481	10,058	20,000	30,058
RL_8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	4,734	6,311	20,000	26,311
RL_9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	3,924	5,501	20,000	25,501
RL_10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000							
RL_11	C > 500.000.000							
Total		0,83	0,264	0,486	24,77	26,35	20,000	46,35

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL_1	C ≤ 5.000	0,686	0,253	0,669	33,646	35,254	20,000	55,254
RL_2	5.000 < C ≤ 15.000	0,686	0,253	0,669	25,008	26,615	20,000	46,615
RL_3	15.000 < C ≤ 50.000	0,686	0,253	0,669	21,815	23,423	20,000	43,423
RL_4	50.000 < C ≤ 300.000	0,686	0,253	0,669	16,557	18,165	20,000	38,165
RL_5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,686	0,253	0,669	15,806	17,413	20,000	37,413
RL_6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,686	0,253	0,669	10,785	12,393	20,000	32,393
RL_7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,686	0,253	0,669	6,039	7,646	20,000	27,646
RL_8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,686	0,253	0,669	3,253	4,860	20,000	24,860
RL_9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,686	0,253	0,669	1,544	3,152	20,000	23,152
RL_10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000							
RL_11	C > 500.000.000							
Total		0,686	0,253	0,669	21,05	22,66	20,000	42,66

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL_1	C ≤ 5.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-19,1%	-18,3%	0,0%	-12,5%
RL_2	5.000 < C ≤ 15.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-18,4%	-17,4%	0,0%	-10,8%
RL_3	15.000 < C ≤ 50.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-12,3%	-11,4%	0,0%	-6,5%
RL_4	50.000 < C ≤ 300.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-16,5%	-15,1%	0,0%	-7,8%
RL_5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	8,6%	8,0%	0,0%	3,6%
RL_6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-19,5%	-17,3%	0,0%	-7,4%
RL_7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-28,8%	-24,0%	0,0%	-8,0%
RL_8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-31,3%	-23,0%	0,0%	-5,5%
RL_9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-17,1%	-4,1%	37,6%	-60,6%	-42,7%	0,0%	-9,2%
RL_10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000							
RL_11	C > 500.000.000							
Total		-17,1%	-4,1%	37,6%	-15,0%	-14,0%	0,0%	-8,0%

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 119 se muestra el resultado de facturar a los consumidores conectados a redes suministradas desde plantas satélite a las variables previstas para el ejercicio 2021-2022 a los peajes vigentes y a los peajes que resultan para el ejercicio.

Cabe señalar que, en el análisis no se ha tenido en cuenta el servicio de transporte desde la planta de regasificación hasta la planta satélite, descarga en la planta satélite y operación de la planta satélite, de acuerdo con las condiciones económicas libremente establecidas por cada empresa distribuidora. Se indica que las empresas distribuidoras proporcionan los servicios de transporte desde la planta de regasificación hasta la planta satélite descarga en la planta satélite y operación de la planta satélite, de acuerdo con las condiciones económicas libremente establecidas por cada empresa distribuidora. Los precios cobrados por estos servicios suelen constar de un término en función de la distancia entre la planta satélite y la planta de regasificación, aunque también suelen incorporar términos fijos¹⁸. Esta Comisión no dispone de la información necesaria para estimar el coste medio de transporte por carretera por grupo tarifario, por lo que se excluye del análisis.

Se observa que la facturación que resulta de aplicar los peajes del ejercicio 2021-2022 supera entre el 2,9% y el 15,3% a la que resulta de aplicar los peajes vigentes, registrándose el mayor impacto en los consumidores de tamaño intermedio.

Cabe señalar que la facturación media de acceso de los consumidores conectados a redes locales alimentadas desde plantas satélite a los peajes de acceso vigentes resulta entre el 26,6% y el 58,6% inferior a la de los consumidores suministrados conectados a redes locales alimentadas desde la red de transporte. En el caso de los peajes de la Circular, la facturación media de acceso de los consumidores suministrados desde plantas satélites resulta 1,6% inferior a la de los consumidores suministrados desde la red de transporte.

¹⁸ A modo de ejemplo las condiciones aplicables por algunas de las empresas distribuidoras son las siguientes: Nedgia (<https://www.nedgia.es/comercializadores/servicio-de-descarga-en-plantas-gnl/>), Nortegas (<https://www.nortegas.es/informacion-util/>), Redexis (<https://www.redexisgas.es/colaboradores/servicios/servicio-de-descarga-en-plantas-de-gnl/>).

Cuadro 119. Facturación de los consumidores conectados a redes locales alimentadas desde plantas satélite a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	109.553	66,1%	260.720	20,5%	1.685	20,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	45.259	27,3%	314.853	24,8%	2.329	28,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.448	5,7%	160.779	12,6%	1.189	14,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.016	0,6%	113.097	8,9%	701	8,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	305	0,2%	158.215	12,4%	983	11,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	55	0,0%	109.446	8,6%	680	8,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	0,0%	59.972	4,7%	296	3,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5	0,0%	94.251	7,4%	382	4,6%
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		165.653	100,0%	1.271.334	100,0%	8.247	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	25,7309	26,822	20,000	46,822
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	19,7464	20,838	20,000	40,838
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	16,2950	17,387	20,000	37,387
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	14,4554	15,547	20,000	35,547
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	10,7463	11,838	20,000	31,838
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	9,3356	10,427	20,000	30,427
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	3,9487	5,040	20,000	25,040
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	1,5234	2,615	20,000	22,615
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		0,708	0,264	15,954	16,926	20,000	36,93

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,686	0,253	32,6878	33,627	20,000	53,627
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,686	0,253	24,4615	25,400	20,000	45,400
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,686	0,253	21,7843	22,723	20,000	42,723
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,686	0,253	16,3446	17,283	20,000	37,283
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,686	0,253	15,7608	16,700	20,000	36,700
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,686	0,253	10,7757	11,715	20,000	31,715
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,686	0,253	4,7786	5,717	20,000	25,717
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,686	0,253	2,3251	3,264	20,000	23,264
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		0,686	0,253	21,052	21,99	20,000	41,99

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Salida Redes locales	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-17,1%	-4,1%	27,0%	25,4%	0,0%	14,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-17,1%	-4,1%	23,9%	21,9%	0,0%	11,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-17,1%	-4,1%	33,7%	30,7%	0,0%	14,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-17,1%	-4,1%	13,1%	11,2%	0,0%	4,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,1%	-4,1%	46,7%	41,1%	0,0%	15,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-17,1%	-4,1%	15,4%	12,3%	0,0%	4,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-17,1%	-4,1%	21,0%	13,4%	0,0%	2,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-17,1%	-4,1%	52,6%	24,8%	0,0%	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		-3,1%	-4,1%	32,0%	29,9%	0,0%	13,7%

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta los análisis anteriores y conforme a la disposición final tercera del Real Decreto Ley 1/2019, se implementa un periodo transitorio en los peajes de transporte y en el peaje de los consumidores conectados a la red de presión de diseño superior a 4 bar con consumo anual comprendido entre 300.000 kWh y 50.000.000 kWh (a los que serían de aplicación los peajes RL.5, RL.6 y RL.7), los consumidores conectados a red de presión igual o inferior de 4 bar con un consumo comprendido entre 300.000 kWh y 1.500.000 kWh (RL.5) y los consumidores conectados a una red alimentada desde plantas satélite.

Algunos agentes han solicitado la implementación de un periodo transitorio para alguno o todos los servicios prestados por la planta de regasificación.

Al respecto, cabe señalar que no hay unanimidad en las alegaciones recibidas sobre a qué peajes aplicar un periodo transitorio. No se contempla la implementación de un periodo transitorio para estos peajes teniendo en cuenta que los incrementos registrados en este ejercicio son inferiores a las reducciones registradas en el ejercicio 2020-2021 (véase Cuadro 120), primer año de aplicación de la metodología de la Circular y el importe de las primas registradas.

Cuadro 120. Comparación de la facturación de las Resolución de la CNMC para 2021-2022 frente a los de la Orden ETU/1367/2018

Servicio	Previsión variables de facturación Oct 21 - Sep 22			Facturación (€)			Facturación media (€/MWh)		
	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día)Año	Volumen (MWh)	Resolución CNMC 2021-2022	Orden ETU/1367/2018	Diferencia	Resolución CNMC 2021-2022	Orden ETU/1367/2018	Tasa de variación (%)
Descarga de GNL	233		222.495.186	13.995.669	23.273.151	- 9.277.483	0,06	0,10	-39,9%
Almacenamiento de GNL		13.722.268	3.062.984.831	78.512.673	99.240.709	- 20.728.035	0,03	0,03	-20,9%
Vaporización		670.410	207.046.634	135.127.019	181.794.442	- 46.667.423	0,65	0,88	-25,7%
Carga en Sistemas		53.341	14.473.937	13.212.398	20.913.499	- 7.701.101	0,91	1,44	-36,8%
Trasvase de GNL planta a buque	1		2.866.815	417.603	1.142.324	- 724.721	0,15	0,40	-63,4%
Puesta en frío	1		219.000	55.803	367.797	- 311.994	0,25	1,68	-84,8%
Trasvase de buque a buque	1		19.000	14.146	31.372	- 17.226	0,74	1,65	-54,9%
Total (1)				241.398.927	326.763.294	- 94.705.466			

Fuente: CNMC

(1) La facturación con los peajes de la Resolución de la CNMC 2021-2022 incluye la cuota del GTS y la tasa de la CNMC

2.2 Peajes de transporte durante el periodo transitorio

Respecto de la implementación de un periodo transitorio en los peajes de transporte, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas en artículo 6.4¹⁹ del

¹⁹ El Reglamento (UE) 2017/460 limita en su artículo 6.4 las modificaciones que pueden establecerse sobre los peajes que resultan de la metodología aprobada:

Reglamento (UE) 2017/460, se tiene en cuenta el reparto del coste entre las entradas y las salidas, manteniendo las diferencias de precios resultantes de la metodología aplicada.

En consecuencia, se propone incrementar progresivamente el reparto del coeficiente entrada salida del 30-70 implícito en los peajes vigentes hasta converger al 50-50 previsto en la Circular 6/2020 el último año del periodo regulatorio y tal y como se establece en la disposición final tercera del Real Decreto Ley 1/2919. En el primer año únicamente se implementa el impacto de pasar de un peaje postal al peaje que resulta de aplicar la Circular 6/2020, manteniendo el reparto entrada-salida implícito en los peajes vigentes. A partir del ejercicio 2022-2023, se modifica el coeficiente de reparto entrada-salida hasta converger al 50-50 establecido en la Circular, manteniéndose de esta manera la relación de precios entre las entradas que resulta de la metodología.

Cuadro 121. Reparto entrada-salida hasta el final del periodo regulatorio

Reparto entrada-salida	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Entrada	30%	35%	40%	45%	50%
Salida	70%	65%	60%	55%	50%

Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se detalla el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2021-2022 que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para los puntos de entrada y de salida, dada una asignación de la retribución fija de transporte del 30% a las entradas y el 70% a las salidas.

- a) *que la autoridad reguladora nacional realice una comparación de mercado por la que se ajusten los precios de referencia en un determinado punto de entrada o salida, de forma que los valores resultantes sean competitivos con el resto de precios de referencia;*
- b) *que el gestor o gestores de redes de transporte o la autoridad reguladora nacional realicen una nivelación, con arreglo a lo que determine esta última, para aplicar el mismo precio de referencia a algunos o a todos los puntos dentro de un grupo homogéneo de puntos;*
- c) *que el gestor o gestores de redes de transporte o la autoridad reguladora nacional realicen un reajuste, con arreglo a lo que determine esta última, para ajustar los precios de referencia en todos los puntos de entrada o todos los de salida o en ambos, ya sea multiplicando sus valores por una constante o sumando o restando a su valor una constante.*

Cuadro 122. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2021-2022 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión 2021-2022	% sobre el total	Término de capacidad		Término variable
			Entrada [(A) + (B)] * 30%	Salida [(A) + (B)] * 70%	
Retribución a la inversión (1)	373.955.174 (A)	77,1%	112.186.552	261.768.622	
Retribución O&M	99.038.291 (B)	20,4%	29.711.487	69.326.804	
Gas de operación	12.038.359 (C)	2,5%			12.038.359
Total	485.031.824	100,0%	141.898.040	331.095.426	12.038.359

Fuente: CNMC

Cuadro 123. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente (CAP _{En})	Distancia ponderada (AD _{En})	Ponderación del coste (W _{C,En})	Retribución a recuperar (R _{En})	Término de capacidad de entrada (T _{En})
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa	186.168	902	0,17145	24.327.914	130,7
CI Almería	224.308	819	0,18761	26.621.767	118,7
CI Irún	49.610	635	0,03218	4.565.766	92,0
CI Larrau	136.426	587	0,08180	11.606.650	85,1
CI Badajoz	8.477	1.002	0,00867	1.230.160	145,1
CI Tuy	3.853	1.123	0,00442	626.495	162,6
PR Barcelona	118.027	616	0,07422	10.532.283	89,2
PR Cartagena	118.388	711	0,08597	12.198.396	103,0
PR Huelva	145.480	875	0,13001	18.448.615	126,8
PR Bilbao	146.919	568	0,08523	12.093.977	82,3
PR Sagunto	57.209	550	0,03209	4.553.669	79,6
PR Mugardos	69.494	976	0,06925	9.825.810	141,4
YAC/AS Marismas	1.898	838	0,00162	230.279	121,3
YAC Poseidon	569	862	0,00050	71.002	124,9
YAC Viura	1.508	449	0,00069	98.142	65,1
BIO Madrid	336	493	0,00017	23.946	71,4
BIO La Galera (15.03A)	-	525	-	-	76,0
BIO Medina Sidonia (K07)	-	863	-	-	125,0
BIO Tudela (28A)	-	454	-	-	65,7
BIO Mascarague (F25)	-	546	-	-	79,1
BIO Sagunto (15.11)	-	543	-	-	78,6
BIO Sevilla (F07)	-	797	-	-	115,4
AASS Serrablo	17.592	595	0,01068	1.515.814	86,2
AASS Gaviota	26.926	560	0,01540	2.184.690	81,1
AASS Yela	15.791	500	0,00805	1.142.666	72,4
TOTAL	1.328.979	737	1,00000	141.898.040	106,77

Fuente: CNMC

Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AS: Almacenamiento subterráneo

Cuadro 124. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de entrada		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
VIP_FR	186.036	86,93	-18,6%	16.172.415
VIP_PT	12.330	150,59	41,0%	1.856.655
Plantas GNL	655.517	103,21	-3,3%	67.652.749
AA.SS	62.180	81,54	-23,6%	5.070.137
CI Tarifa	186.168	130,68	22,4%	24.327.914
CI Almería	224.308	118,68	11,2%	26.621.767
YAC Poseidón	569	124,89	17,0%	71.002
YAC Marismas	27	121,34	13,6%	3.313
YAC Viura	1.508	65,08	-39,0%	98.142
BIO Madrid	336	71,36	-33,2%	23.946
BIO La Galera (15.03A)	-	75,98		-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	124,96		-
BIO Tudela (28A)	-	65,70		-
BIO Mascarague (F25)	-	79,07		-
BIO Sagunto (15.11)	-	78,63		-
BIO Sevilla (F07)	-	115,43		-
TOTAL	1.328.979	106,77	0,0%	141.898.040

Fuente: CNMC

Cuadro 125. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Términos tras ajustes sin reescalar		Términos reescalados	
		Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes miles de €	Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes miles de €
VIP_FR	186.036	86,93	16.172.415	96,81	18.009.409
VIP_PT	12.330	150,59	1.856.655	167,69	2.067.549
Plantas GNL	655.517	88,86	58.249.017	98,95	64.865.411
CI Tarifa	186.168	130,68	24.327.914	145,52	27.091.275
CI Almería	224.308	118,68	26.621.767	132,16	29.645.683
YAC Poseidón	569	124,89	71.002	139,08	79.067
YAC Marismas	27	121,34	3.313	135,13	3.689
YAC Viura	1.508	65,08	98.142	72,48	109.290
BIO Madrid	336	71,36	23.946	79,46	26.666
BIO La Galera (15.03A)	-	75,98	-	84,61	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	124,96	-	139,15	-
BIO Tudela (28A)	-	65,70	-	73,17	-
BIO Mascarague (F25)	-	79,07	-	88,05	-
BIO Sagunto (15.11)	-	78,63	-	87,56	-
BIO Sevilla (F07)	-	115,43	-	128,54	-
TOTAL INGRESOS (A)	1.266.799	100,59	127.424.171	112,01	141.898.040
TOTAL RETRIBUCIÓN (B)			141.898.040		
Factor de ajuste (B)/(A)			1,1136		

Fuente: CNMC

Cuadro 126. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente en cada punto de salida (CAP _{Ex})	Distancia ponderada (AD _{Ex})	Ponderación del coste (W _{C,Ex})	Retribución a recuperar (R _{Ex})	Término de capacidad de salida (TE _{Ex})
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa		1.007	0,000		272,46
CI Biriatiou	34.219	817	0,023	7.567.147	221,14
CI Larrau	94.102	808	0,062	20.568.898	218,58
CI Badajoz	24.485	846	0,017	5.604.376	228,89
CI Tuy	1.827	1.282	0,002	633.924	346,93
PR Barcelona	978	865	0,001	228.844	234,02
PR Cartagena	981	780	0,001	207.015	211,06
PR Huelva	1.205	956	0,001	311.785	258,68
PR Bilbao	1.217	815	0,001	268.527	220,60
PR Sagunto	474	674	0,000	86.463	182,42
PR Mugardos	576	1.193	0,001	185.760	322,63
AS Serrablo	18.675	793	0,012	4.006.974	214,56
AS Gaviota	19.541	734	0,012	3.877.527	198,43
AS Marismas	17.049	611	0,009	2.816.097	165,17
AS Yela	4.169	820	0,003	925.308	221,95
Salida nacional (1)	1.437.426	730	0,857	283.806.781	197,44
TOTAL	1.656.925	739	1,000	331.095.426	199,83

Fuente: CNMC

Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento y AS: Almacenamiento subterráneo

(1) A efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. En el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

Cuadro 127. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de salida	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de salida		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
Nacional	1.437.426	197,44	-1,19%	283.806.781
CI Tarifa	-	272,46	36,35%	-
VIP Pirineos	128.320	219,26	9,73%	28.136.045
VIP Ibérico	26.312	237,09	18,65%	6.238.299
AA.SS	59.435	195,61	-2,11%	11.625.906
Plantas GNL	5.431	237,23	18,72%	1.288.395
TOTAL	1.656.925	199,83		331.095.426

Fuente: CNMC

Cuadro 128. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte una vez aplicados los ajustes previsto en el artículo 12 de la Circular 6/2020, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente	Términos tras ajustes sin reescalar		Términos reescalados	
		Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	miles de €	€/ (MWh/día) y año	miles de €
Nacional	1.437.426	197,44	283.806.781	204,63	294.134.874
CI Tarifa	-	272,46	-	282,38	-
VIP Pirineos	128.320	219,26	28.136.045	227,24	29.159.952
VIP Ibérico	26.312	237,09	6.238.299	245,71	6.465.319
Plantas GNL	5.431	237,23	1.288.395	245,86	1.335.281
TOTAL INGRESOS	1.597.490	199,98	319.469.520	207,26	331.095.426
TOTAL RETRIBUCIÓN			331.095.426		
Factor de reescalado			1,0364		

Fuente: CNMC

Cuadro 129. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2021-2022, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.889	68.544	204,63	14.025.929	3,10
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.328	149.653	204,63	30.622.854	10,72
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.270	54.157	204,63	11.081.936	27,69
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.861	45.017	204,63	9.211.642	159,20
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.345	79.311	204,63	16.229.088	760,33
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.234	31.924	204,63	6.532.438	2.923,99

Fuente: CNMC

Adicionalmente, en los cuadros siguientes se muestran los resultados de los test de valoración de precios que, conforme al artículo 30 del Reglamento (UE) 2017/460, la Autoridad Reguladora debe publicar con los correspondientes precios.

Cuadro 130. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	472.993.466	97,52%
Volumen	12.038.359	2,48%
Total	485.031.824	100,00%

Fuente: CNMC

Cuadro 131. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	141.898.040	30,49%
	Volumen	6.009.636	
Salida	Capacidad	331.095.426	69,51%
	Volumen	6.028.722	
Total		485.031.824	100,00%

Fuente: CNMC

Cuadro 132. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	857.263.021	125.387.553	0,146	(A)
	Salida	1.101.098.842	296.721.081	0,269	
	Total	1.958.361.863	422.108.635	0,216	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	125.093.256	16.510.486	0,132	(B)
	Salida	134.832.418	34.374.344	0,255	
	Total	259.925.674	50.884.831	0,196	
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				9,62%	

Fuente: CNMC

Cuadro 133. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	857.263.021	125.387.553	0,146	(A)
	Salida	1.101.098.842	295.470.155	0,268	
	Total	1.958.361.863	420.857.708	0,215	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	125.093.256	16.510.486	0,132	(B)
	Salida	134.832.418	35.625.271	0,264	
	Total	259.925.674	52.135.757	0,201	
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				6,89%	

Fuente: CNMC

Cuadro 134. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	348.995.843	5.785.111	0,0166	(A)
	Salida	350.147.228	5.804.196	0,0166	
	Total	699.143.071	11.589.307	0,0166	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	13.544.872	224.526	0,0166	(B)
	Salida	13.544.872	224.526	0,0166	
	Total	27.089.744	449.052	0,0166	
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				0,00%	

Fuente: CNMC

Cuadro 135. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	125.387.553	5.785.111	131.172.664	27,0%
	Salida	295.470.155	5.804.196	301.274.351	62,1%
	Total	420.857.708	11.589.307	432.447.015	89,2%
No nacionales (Intersistema)	Entrada	16.510.486	224.526	16.735.012	3,5%
	Salida	35.625.271	224.526	35.849.797	7,4%
	Total	52.135.757	449.052	52.584.809	10,8%

Fuente: CNMC

Por último, en el la modificación del coeficiente de reparto entrada-salida.

Cuadro 136 y en el Cuadro 137 se comparan los peajes que resultan para el ejercicio 2021-2022 respecto de los implícitos en la resolución de precios y en el Cuadro 138 se muestra la evolución de los peajes de transporte durante el periodo transitorio, conforme al artículo 30.2.a) del Reglamento (UE) 2017/460. Se observa que, como resultado de mantener el coeficiente de reparto entre entradas y salidas implícito en la Resolución de precios del ejercicio 2020-2021, el peaje medio de entrada a la red de transporte se reduciría un 13,51, motivado, fundamentalmente, por la reducción de la retribución prevista para el ejercicio 2021-2022 (-15,2%) respecto de la considerada en la determinación de los peajes del ejercicio 2020-2021 (véase apartado 7.4 del punto VII).

Respecto de la evolución de los peajes de entrada a lo largo del periodo regulatorio, se observa que el impacto más relevante se registra en el ejercicio 2021-2022 como consecuencia del paso de una metodología postal a una metodología entrada-salida. A partir del ejercicio 2021-2022, se registran aumentos en todos los puntos de entrada como consecuencia de la modificación del coeficiente de reparto entrada-salida.

Por el contrario, en los peajes de salida de la red de transporte se prevén reducciones para todo el periodo regulatorio resultado de la reducción de la retribución y la modificación del coeficiente de reparto entrada-salida.

Cuadro 136. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte implícito en los peajes vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Puntos de entrada	Término de capacidad del peaje de entrada entrada(€/MWh/día/año)		
	Resolución 2020-2021 (A)	Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
VIP Pirineos	128,97	96,81	-24,9%
VIP Ibérico	128,97	167,69	30,0%
Plantas GNL	128,97	98,95	-23,3%
CI Tarifa	128,97	145,52	12,8%
CI Almería	128,97	132,16	2,5%
YAC Poseidón	128,97	139,08	7,8%
YAC Marismas	128,97	135,13	4,8%
YAC Viura	128,97	72,48	-43,8%
BIO Madrid	128,97	79,46	-38,4%
BIO La Galera (15.03A)	128,97	84,61	-34,4%
BIO Medina Sidonia (K07)	128,97	139,15	7,9%
BIO Tudela (28A)	128,97	73,17	-43,3%
BIO Mascaraque (F25)	128,97	88,05	-31,7%
BIO Sagunto (15.11)	128,97	87,56	-32,1%
BIO Sevilla (F07)	128,97	128,54	-0,3%
TOTAL	128,97	112,01	-13,1%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 137. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Punto de Salida	Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día/año)		
	Resolución 2020-2021 (A)	Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	214,28	204,63	-4,5%
VIP_FR	238,49	227,24	-4,7%
VIP_PT	238,49	245,71	3,0%
CI Tarifa		282,38	
GNL	259,14	245,86	-5,1%
TOTAL	216,60	207,26	-4,3%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 138. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	472.993.466	441.717.939	410.496.910	374.856.720	341.417.629
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	485.031.824	453.756.298	422.535.269	386.895.079	353.455.987
% variación respecto del año anterior	-11,2%	-6,4%	-6,9%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	186.168	205.204	205.204	205.204	205.204
CI Almería	224.308	229.672	229.672	229.672	229.672
VIP Pirineos	186.036	195.950	195.950	195.950	195.950
VIP Ibérico	12.330	14.082	14.082	14.082	14.082
Plantas GNL	655.517	648.965	629.684	617.218	594.570
YAC Marismas	27	30	30	30	30
YAC Poseidón	569	620	620	620	620
YAC Viura	1.508	1.497	1.497	1.497	1.497
BIO Madrid	336	344	344	344	344
BIO La Galera (15.03A)	-	118	118	118	118
BIO Medina Sidonia (K07)	-	310	310	310	310
BIO Tudela (28A)	-	419	419	419	419
BIO Mascarague (F25)	-	-	236	236	236
BIO Sagunto (15.11)	-	192	192	192	192
BIO Sevilla (F07)	-	310	310	310	310
AASS	62.180	64.757	65.662	66.202	66.261
Total	1.328.979	1.362.466	1.344.326	1.332.400	1.309.811

3. Retribución (€) asignada a cada punto de entrada

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	27.091.275	31.870.057	34.613.027	35.976.975	36.982.565
CI Almería	29.645.683	32.322.312	34.907.518	36.299.156	37.350.104
VIP Pirineos	18.009.409	20.041.519	21.429.803	22.185.323	22.765.529
VIP Ibérico	2.067.549	2.506.228	2.702.195	2.800.663	2.873.996
Plantas GNL	64.865.411	67.472.651	70.104.416	70.965.465	70.266.520
YAC Marismas	3.689	4.282	4.643	4.817	4.946
YAC Poseidón	79.067	91.767	99.469	103.214	105.967
YAC Viura	109.290	114.440	122.018	126.152	129.356
BIO Madrid	26.666	28.976	31.169	32.313	33.177
BIO La Galera (15.03A)	-	10.560	11.303	11.742	12.084
BIO Medina Sidonia (K07)	-	45.975	49.936	51.898	53.344
BIO Tudela (28A)	-	32.322	34.399	35.571	36.489
BIO Mascarague (F25)	-	-	23.786	24.664	25.319
BIO Sagunto (15.11)	-	17.799	19.110	19.862	20.440
BIO Sevilla (F07)	-	42.391	45.973	47.708	48.981
AASS	-	-	-	-	-
Total	141.898.040	154.601.279	164.198.764	168.685.524	170.708.814

4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	145,52	155,31	168,68	175,32	180,22
CI Almería	132,16	140,73	151,99	158,05	162,62
VIP Pirineos	96,81	102,28	109,36	113,22	116,18
VIP Ibérico	167,69	177,98	191,89	198,88	204,09
Plantas GNL	98,95	103,97	111,33	114,98	118,18
YAC Marismas	135,13	143,92	156,03	161,91	166,22
YAC Poseidón	139,08	148,11	160,54	166,58	171,02
YAC Viura	72,48	76,44	81,50	84,27	86,41
BIO Madrid	79,46	84,34	90,72	94,05	96,57
BIO La Galera (15.03A)	84,61	89,63	95,95	99,67	102,57
BIO Medina Sidonia (K07)	139,15	148,50	161,30	167,64	172,31
BIO Tudela (28A)	73,17	77,11	82,06	84,86	87,05
BIO Mascaraque (F25)	88,05	93,58	100,95	104,68	107,46
BIO Sagunto (15.11)	87,56	92,94	99,79	103,71	106,73
BIO Sevilla (F07)	128,54	136,93	148,50	154,10	158,21
AASS	-	-	-	-	-
Peaje medio	106,77	113,47	122,14	126,60	130,33

5. Evolución del peaje de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	12,83%	6,73%	8,61%	3,94%	2,80%
CI Almería	2,48%	6,48%	8,00%	3,99%	2,90%
VIP Pirineos	-24,94%	5,65%	6,93%	3,53%	2,62%
VIP Ibérico	30,02%	6,13%	7,82%	3,64%	2,62%
Plantas GNL	-23,28%	5,07%	7,08%	3,27%	2,79%
YAC Marismas	4,77%	6,51%	8,41%	3,77%	2,66%
YAC Poseidón	7,84%	6,49%	8,39%	3,77%	2,67%
YAC Viura	-43,80%	5,47%	6,62%	3,39%	2,54%
BIO Madrid	-38,39%	6,13%	7,57%	3,67%	2,67%
BIO La Galera (15.03A)	-34,40%	5,94%	7,04%	3,88%	2,91%
BIO Medina Sidonia (K07)	7,89%	6,72%	8,61%	3,93%	2,79%
BIO Tudela (28A)	-43,27%	5,39%	6,43%	3,41%	2,58%
BIO Mascaraque (F25)	-31,73%	6,27%	7,88%	3,69%	2,66%
BIO Sagunto (15.11)	-32,11%	6,14%	7,37%	3,93%	2,91%
BIO Sevilla (F07)	-0,34%	6,53%	8,45%	3,77%	2,67%
AASS					
Peaje medio	-13,15%	6,27%	7,64%	3,65%	2,94%

Fuente: CNMC

Cuadro 139. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida de la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	472.993.466	441.717.939	410.496.910	374.856.720	341.417.629
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	485.031.824	453.756.298	422.535.269	386.895.079	353.455.987
% variación respecto del año anterior	-11,2%	-6,4%	-6,9%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de salida d la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	1.437.426	1.437.931	1.421.282	1.409.398	1.405.670
Plantas GNL	5.431	5.207	5.345	5.415	5.429
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	128.320	128.320	128.429	128.784	129.031
VIP Portugal	26.312	26.312	14.860	20.115	26.216
AA.SS	59.435	62.140	62.783	63.123	63.140
Total	1.656.925	1.659.910	1.632.699	1.626.834	1.629.486

3. Retribución (€) asignada a cada punto de salida

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	294.134.874	254.581.906	219.748.331	182.799.291	150.545.526
Plantas GNL	1.335.281	1.104.030	989.238	840.090	695.113
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	29.159.952	25.767.047	22.741.019	19.301.107	15.994.249
VIP Portugal	6.465.319	5.663.678	2.819.558	3.230.708	3.473.926
AA.SS	-	-	-	-	-
Total	331.095.426	287.116.660	246.298.146	206.171.196	170.708.814

4. Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	204,63	177,05	154,61	129,70	107,10
Plantas GNL	245,86	212,05	185,06	155,15	128,04
CI Tarifa	282,38	245,16	214,97	181,00	149,54
VIP Francia	227,24	200,80	177,07	149,87	123,96
VIP Portugal	245,71	215,25	189,74	160,62	132,51
AA.SS	-	-	-	-	-
Peaje medio	199,83	172,97	150,85	126,73	104,76

5. Evolución del peaje de salida de la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	-4,51%	-13,48%	-12,67%	-16,11%	-17,43%
Plantas GNL	-5,12%	-13,75%	-12,72%	-16,17%	-17,47%
CI Tarifa	-	-13,18%	-12,31%	-15,80%	-17,38%
VIP Francia	-4,72%	-11,64%	-11,82%	-15,36%	-17,29%
VIP Portugal	3,03%	-12,40%	-11,85%	-15,35%	-17,50%
AA.SS	-	-	-	-	-
Peaje medio	-4,31%	-13,44%	-12,79%	-15,99%	-17,34%

Fuente: CNMC

2.3 Peajes de redes locales durante el periodo transitorio

Se limitan las variaciones de los precios de los peajes hasta converger gradualmente, en el periodo de cuatro años conforme a la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, al peaje que resulta de la aplicación de la Circular 6/2020, a los consumidores conectados a la red de presión de diseño superior a 4 bar con consumo anual comprendido entre 300.000 kWh y 50.000.000 kWh (RL.5, RL.6 y RL.7), los consumidores conectados a red de presión igual o inferior de 4 bar con un consumo comprendido entre 300.000 kWh y 1.500.000 kWh (RL.5) y los consumidores conectados a una red alimentada desde plantas satélite.

En la propuesta sometida a consulta pública se contemplaba que los consumidores podían solicitar la aplicación del peaje general que les correspondiera por su volumen de consumo en cualquier momento del periodo transitorio. Una vez solicitada la aplicación del peaje general, los consumidores no podrían volver a solicitar la aplicación del peaje transitorio.

Teniendo en cuenta los comentarios de los agentes que se han pronunciado sobre este aspecto, finalmente se ha eliminado la posibilidad de que los consumidores pudieran elegir entre un peaje transitorio y uno general, estableciéndose unos únicos peajes que aplican a los consumidores en función de su de consumo anual y para los mencionados peajes en función del nivel de presión.

La gradualidad del impacto se implementará a través del peaje de acceso a las redes locales, esto es, a los consumidores a los que se limitan las variaciones de peajes les serán de aplicación los correspondientes peajes de transporte y otros costes de regasificación que les correspondan por el volumen de consumo anual.

Los peajes transitorios de acceso a las redes locales se determinarán conforme al siguiente procedimiento:

- 1º El peaje se determinará para los colectivos a los que se limitan las variaciones de peajes distribuyendo linealmente, entre el número de años que resta hasta la finalización del periodo transitorio, la diferencia de la facturación de los términos fijo y variable que anualmente resulten de la aplicación de los precios del ejercicio anterior al que se establecen los precios y los que resulten de la aplicación de la Circular 6/2020 para el año de gas 2025-2026.
- 2º El impacto sobre los ingresos del sistema que resulta de la aplicación del punto anterior, se asignará a los peajes para los que, de acuerdo con la metodología de la Circular 6/2020, resulten reducciones en la facturación de los peajes de acceso a las redes locales respecto del ejercicio anterior,

proporcionalmente a la reducción experimentada de los términos fijos y/o variables hasta el límite de la reducción total.

En ningún caso, como consecuencia del mecanismo anterior, se podrán producir incrementos de los términos fijos y variables en los peajes de redes locales a los que correspondiera una reducción.

- 3º En caso de que el impacto que resulta de la aplicación del punto primero superara el importe de la reducción que correspondiera para el resto de los peajes en el año de cálculo, se ajustarán los precios de los peajes aplicables a los consumidores a los que se limita la variación de los precios, con objeto de asegurar la suficiencia de ingresos para cubrir la retribución reconocida.
- 4º En el caso de que, en un ejercicio, como consecuencia de la evolución de las variables de facturación y/o de la evolución de la retribución, el peaje que resulte de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 fuera inferior al correspondiente peaje del ejercicio anterior para alguno de los colectivos a los que se limitan las variaciones de precios, se eliminará dicha limitación.

En los cuadros siguientes se detalla el procedimiento de cálculo de los peajes transitorios para el ejercicio 2021-2022. En particular, en el Cuadro 140 se muestra la diferencia de la facturación de peajes de salida de la red de transporte, redes locales y otros costes de regasificación a los precios implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y los precios que resultan de aplicar la metodología para el ejercicio 2025-2026, año de convergencia. Se indica que el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2021-2022 se mantiene con objeto de tener en cuenta únicamente el efecto precio. En el Cuadro 141 se añade el diferencial que corresponde imputar a la facturación a los precios del ejercicio 2020-2021 para obtener los términos de facturación correspondientes.

En el Cuadro 142 se calcula el impacto sobre la suficiencia de los peajes transitorios, en el Cuadro 143 se muestra la diferencia de facturación que resulta de la aplicación de los peajes del ejercicio 2021-2022 para los consumidores a los que no es de aplicación la limitación de la variación de precios y en el Cuadro 144 se realiza la asignación de la retribución no recuperada por los peajes transitorios al peaje de acceso a las redes locales del resto de consumidores. Por último, en el Cuadro 145 y Cuadro 146 se recogen los peajes de acceso a las redes locales que resultan tras la implementación del periodo transitorio.

Cuadro 140. Cálculo de los peajes transitorios para el ejercicio 2021-2022.

		Escenario demanda Oct 21- Sep 22		A. Facturación peajes año anterior			B. Facturación peajes oct 25 - sep 26			Diferencia					
Facturación por caudal	Variables de Facturación		Términos implícitos		Facturación (€)			Oct 25 - Sep 26			Facturación (€)				
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Término Fijo: €/kWh/día/ año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar															
RL.5 <1.500.000	664.401	3.886.584	0,763660	0,001402	2.968.029	931.158	3.899.187	1,854729	0,001534	7.208.559	1.019.386	8.227.944	4.240.530	88.227	4.328.757
RL.6 <5.000.000	2.611.481	12.586.809	0,513277	0,001364	6.460.519	3.560.808	10.021.327	1,188912	0,001026	14.964.611	2.678.622	17.643.234	8.504.092	-882.186	7.621.906
RL.7 <15.000.000	6.238.720	35.854.848	0,302995	0,001114	10.863.835	6.948.594	17.812.429	0,600417	0,000688	21.527.847	4.294.698	25.822.546	10.664.012	-2.653.896	8.010.116
Presión <4 bar TD															
RL.5 <1.500.000	12.994.006	75.424.363	0,047909	0,012134	3.613.541	157.665.785	161.279.325	1,854729	0,001534	139.891.718	19.936.609	159.828.327	136.278.178	-137.729.176	-1.450.998
PS															
RL.1 <5.000	260.720	1.685.097	0,659272	0,016799	1.110.938	4.379.730	5.490.667	3,316171	0,001600	5.588.069	417.269	6.005.338	4.477.132	-3.962.461	514.671
RL.2 <15.000	314.853	2.329.218	0,404752	0,014044	942.756	4.421.668	5.364.425	2,343135	0,001600	5.457.672	503.901	5.961.573	4.514.915	-3.917.767	597.148
RL.3 <50.000	160.779	1.189.410	0,169036	0,012919	201.054	2.077.069	2.278.123	2,096609	0,001600	2.493.728	257.237	2.750.965	2.292.675	-1.819.833	472.842
RL.4 <300.000	113.097	701.299	0,781235	0,008917	547.879	1.008.527	1.556.406	1,941257	0,001588	1.361.401	179.644	1.541.045	813.522	-828.882	-15.361
RL.5 <1.500.000	158.215	983.377	0,177357	0,008805	174.408	1.393.084	1.567.492	1,854729	0,001534	1.823.898	242.749	2.066.646	1.649.489	-1.150.335	499.155
RL.6 <5.000.000	109.446	680.253	0,051409	0,008382	34.971	917.332	952.303	1,188912	0,001026	808.761	112.260	921.021	773.790	-805.072	-31.281
RL.7 <15.000.000	59.972	296.243	0,138459	0,003016	41.017	180.847	221.864	0,600417	0,000688	177.869	41.284	219.154	136.852	-139.562	-2.710
RL.8 <50.000.000	94.251	381.728	0,201712	0,000610	76.999	57.528	134.527	0,308460	0,000476	117.748	44.876	162.624	40.748	-12.652	28.097
Facturación por cliente															
		Variables de Facturación		Términos implícitos		Facturación (€)			Oct 24 - Sep 25			Facturación (€)			
Facturación por cliente	Volumen (MWh)	Clientes	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar															
RL.5 <1.500.000	664.401	773	2,966,11	0,001402	2.292.022	931.158	3.223.180	2,071,6	0,009568	1.600.786	6.357.082	7.957.868	-691.236	5.425.924	4.734.688
RL.6 <5.000.000	2.611.481	826	6,977,45	0,001364	5.764.012	3.560.808	9.324.820	9,584,9	0,004333	7.917.979	11.316.512	19.234.491	2.153.967	7.755.704	9.909.671
Presión <4 bar TD															
RL.5 <1.500.000	12.994.006	20.572	163,02	0,012134	3.353.661	157.665.785	161.019.446	2,071,6	0,009568	42.616.897	124.328.491	166.945.387	39.263.235	-33.337.294	5.925.941
PS															
RL.1 <5.000	260.720	109.553	4,99	0,016799	546.623	4.379.730	4.926.352	24,3	0,013346	2.664.581	3.479.611	6.144.192	2.117.958	-900.119	1.217.839
RL.2 <15.000	314.853	45.259	18,63	0,014044	842.986	4.421.668	5.264.655	60,5	0,010850	2.737.207	3.416.295	6.153.502	1.894.221	-1.005.374	888.847
RL.3 <50.000	160.779	9.448	27,62	0,012919	260.990	2.077.069	2.338.060	152,4	0,009221	1.439.939	1.482.588	2.922.527	1.178.948	-594.481	584.467
RL.4 <300.000	113.097	1.016	503,06	0,008917	511.098	1.008.527	1.519.624	377,7	0,010626	383.767	1.201.804	1.585.571	-127.331	193.277	65.947
RL.5 <1.500.000	158.215	305	645,07	0,008805	196.642	1.393.084	1.589.725	2,071,6	0,009568	631.500	1.513.828	2.145.328	434.858	120.744	555.602
RL.6 <5.000.000	109.446	55	717,69	0,008382	39.595	917.332	956.927	9,584,9	0,004333	528.797	474.269	1.003.066	489.202	-443.062	46.140

Fuente: CNMC

Cuadro 141. Cálculo de los peajes transitorios para el ejercicio 2021-2022 (cont.)

Facturación por caudal	Escenario demanda Oct 21- Sep 22		Tasa de variación (%)			Diferencia a imputar			Facturación a obtener			Términos resultantes		Tasa de variación (%)		
	Variables de Facturación		Término Fijo	Término Variable	Total	Facturación (€)			Facturación (€)			Términos resultantes		Términos resultantes		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)				Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Total
Presión > 4 bar																
RL.5 <1.500.000	664.401	3.886.584	142,9%	9,5%	111,0%	848.106	17.645	865.751	3.816.135	948.804	4.764.938	0,981874	0,001428	28,6%	1,9%	22,2%
RL.6 <5.000.000	2.611.481	12.586.809	131,6%	-24,8%	76,1%	1.700.818	-176.437	1.524.381	8.161.338	3.384.371	11.545.709	0,648404	0,001296	26,3%	-5,0%	15,2%
RL.7 <15.000.000	6.238.720	35.854.848	98,2%	-38,2%	45,0%	2.132.802	-530.779	1.602.023	12.996.637	6.417.815	19.414.452	0,362479	0,001029	19,6%	-7,6%	9,0%
Presión <4 bar TD																
RL.5 <1.500.000	12.994.006	75.424.363	3771,3%	-87,4%	-0,9%	27.255.636	-27.545.835	-290.200	30.869.176	130.119.949	160.989.126	0,409273	0,010014	754,3%	-17,5%	-0,2%
PS																
RL.1 <5.000	260.720	1.685.097	403,0%	-90,5%	9,4%	895.426	-792.492	102.934	2.006.364	3.587.237	5.593.601	1,190652	0,013759	80,6%	-18,1%	1,9%
RL.2 <15.000	314.853	2.329.218	478,9%	-88,6%	11,1%	902.983	-783.553	119.430	1.845.739	3.638.115	5.483.854	0,792429	0,011555	95,8%	-17,7%	2,2%
RL.3 <50.000	160.779	1.189.410	1140,3%	-87,6%	20,8%	458.535	-363.967	94.568	659.589	1.713.103	2.372.691	0,554551	0,010655	228,1%	-17,5%	4,2%
RL.4 <300.000	113.097	701.299	148,5%	-82,2%	-1,0%	162.704	-165.776	-3.072	710.583	842.750	1.553.334	1,013240	0,007452	29,7%	-16,4%	-0,2%
RL.5 <1.500.000	158.215	983.377	945,8%	-82,6%	31,8%	329.898	-230.067	99.831	504.306	1.163.017	1.667.323	0,512831	0,007351	189,2%	-16,5%	6,4%
RL.6 <5.000.000	109.446	680.253	2212,7%	-87,8%	-3,3%	154.758	-161.014	-6.256	189.729	756.317	946.046	0,278909	0,006910	442,5%	-17,6%	-0,7%
RL.7 <15.000.000	59.972	296.243	333,6%	-77,2%	-1,2%	27.370	-27.912	-542	68.388	152.934	221.322	0,230850	0,002550	66,7%	-15,4%	-0,2%
RL.8 <50.000.000	94.251	381.728	52,9%	-22,0%	20,9%	8.150	-2.530	5.619	85.149	54.997	140.146	0,223062	0,000584	10,6%	-4,4%	4,2%
Facturación por cliente																
Facturación por cliente	Variables de Facturación		Término Fijo	Término Variable	Total	Facturación (€)			Facturación (€)			Términos resultantes		Términos resultantes		
	Volumen (MWh)	Clientes				Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
	Presión > 4 bar															
RL.5 <1.500.000	664.401	773	-30,2%	582,7%	146,9%	-138.247	1.085.185	946.938	2.153.775	2.016.343	4.170.118	2,787	0,003	-6,0%	116,5%	29,4%
RL.6 <5.000.000	2.611.481	826	37,4%	217,8%	106,3%	430.793	1.551.141	1.981.934	6.194.806	5.111.949	11.306.754	7,499	0,002	7,5%	43,6%	21,3%
Presión <4 bar TD																
RL.5 <1.500.000	12.994.006	20.572	1170,8%	-21,1%	3,7%	7.852.647	-6.667.459	1.185.188	11.206.308	150.998.326	162.204.634	545	0,012	234,2%	-4,2%	0,7%
PS																
RL.1 <5.000	260.720	109.553	387,5%	-20,6%	24,7%	423.592	-180.024	243.568	970.214	4.199.706	5.169.920	9	0,016	77,5%	-4,1%	4,9%
RL.2 <15.000	314.853	45.259	224,7%	-22,7%	16,9%	378.844	-201.075	177.769	1.221.830	4.220.594	5.442.424	27	0,013	44,9%	-4,5%	3,4%
RL.3 <50.000	160.779	9.448	451,7%	-28,6%	25,0%	235.790	-118.896	116.893	496.780	1.958.173	2.454.953	53	0,012	90,3%	-5,7%	5,0%
RL.4 <300.000	113.097	1.016	-24,9%	19,2%	4,3%	-25.466	38.655	13.189	485.632	1.047.182	1.532.814	478	0,009	-5,0%	3,8%	0,9%
RL.5 <1.500.000	158.215	305	221,1%	8,7%	34,9%	86.972	24.149	111.120	283.613	1.417.232	1.700.846	930	0,009	44,2%	1,7%	7,0%
RL.6 <5.000.000	109.446	55	1235,5%	-48,3%	4,8%	97.840	-88.612	9.228	137.436	828.719	966.155	2.491	0,008	247,1%	-9,7%	1,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 142. Impacto del periodo transitorio sobre la suficiencia

		Escenario demanda Oct 21- Sep 22		A. Facturación peajes año 2021-2022 sin transitorio			B. Facturación peajes año 2021-2022 con transitorio			Diferencia					
Facturación por caudal	Variables de Facturación		Términos implícitos		Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)					
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada a instalación	Término Fijo: €/kWh/día/ año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable : €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Facturación (€)		
													Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar															
RL.5 <1.500.000	664.401	3.886.584	2,193128	0,001867	8.523.777	1.240.476	9.764.253	0,981874	0,001428	3.816.135	948.804	4.764.938	-4.707.642	-291.672	-4.999.314
RL.6 <5.000.000	2.611.481	12.586.809	1,460899	0,001296	18.388.062	3.385.067	21.773.129	0,648404	0,001296	8.161.338	3.384.371	11.545.709	-10.226.724	-696	-10.227.420
RL.7 <15.000.000	6.238.720	35.854.848	0,761166	0,000895	27.291.494	5.584.172	32.875.665	0,362479	0,001029	12.996.637	6.417.815	19.414.452	-14.294.856	833.643	-13.461.213
Presión <4 bar TD															
RL.5 <1.500.000	12.994.006	75.424.363	2,193128	0,001867	165.415.284	24.260.579	189.675.864	0,409273	0,010014	30.869.176	130.119.949	160.989.126	-134.546.108	105.859.370	-28.686.738
PS															
RL.1 <5.000	260.720	1.685.097	3,871554	0,001938	6.523.942	505.367	7.029.309	1,190652	0,013759	2.006.364	3.587.237	5.593.601	-4.517.578	3.081.870	-1.435.708
RL.2 <15.000	314.853	2.329.218	2,749417	0,001938	6.403.991	610.291	7.014.282	0,792429	0,011555	1.845.739	3.638.115	5.483.854	-4.558.252	3.027.824	-1.530.428
RL.3 <50.000	160.779	1.189.410	2,465841	0,001938	2.932.897	311.560	3.244.457	0,554551	0,010655	659.589	1.713.103	2.372.691	-2.273.308	1.401.542	-871.766
RL.4 <300.000	113.097	701.299	2,291274	0,001925	1.606.867	217.763	1.824.630	1,013240	0,007452	710.583	842.750	1.553.334	-896.283	624.987	-271.297
RL.5 <1.500.000	158.215	983.377	2,193128	0,001867	2.156.672	295.398	2.452.070	0,512831	0,007351	504.306	1.163.017	1.667.323	-1.652.366	867.619	-784.747
RL.6 <5.000.000	109.446	680.253	1,460899	0,001296	993.782	141.866	1.135.648	0,278909	0,006910	189.729	756.317	946.046	-804.052	614.451	-189.602
RL.7 <15.000.000	59.972	296.243	0,761166	0,000895	225.490	53.680	279.170	0,230850	0,002550	68.388	152.934	221.322	-157.103	99.254	-57.848
RL.8 <50.000.000	94.251	381.728	0,397097	0,000634	151.583	59.737	211.320	0,223062	0,000584	85.149	54.997	140.146	-66.434	-4.739	-71.174
Facturación por cliente															
Facturación por cliente	Variables de Facturación		Términos implícitos		Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)					
	Volumen (MWh)	Clientes	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable : €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Facturación (€)		
													Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar															
RL.5 <1.500.000	664.401	773	2,356,81	0,010919	1.821.195	7.254.792	9.075.986	2.787,2	0,003035	2.153.775	2.016.343	4.170.118	332.580	-5.238.449	-4.905.869
RL.6 <5.000.000	2.611.481	826	10,934,44	0,005037	9.032.855	13.153.911	22.186.766	7.498,9	0,001957	6.194.806	5.111.949	11.306.754	-2.838.049	-8.041.963	-10.880.012
Presión <4 bar TD															
RL.5 <1.500.000	12.994.006	20.572	2,356,81	0,010919	48.484.734	141.885.414	190.370.148	544,7	0,011621	11.206.308	150.998.326	162.204.634	-37.278.426	9.112.912	-28.165.514
PS															
RL.1 <5.000	260.720	109.553	27,41	0,015099	3.003.119	3.936.566	6.939.685	8,9	0,016108	970.214	4.199.706	5.169.920	-2.032.905	263.140	-1.769.765
RL.2 <15.000	314.853	45.259	68,42	0,012327	3.096.799	3.881.232	6.978.031	27,0	0,013405	1.221.830	4.220.594	5.442.424	-1.874.969	339.362	-1.535.607
RL.3 <50.000	160.779	9.448	173,09	0,010475	1.635.325	1.684.102	3.319.427	52,6	0,012179	496.780	1.958.173	2.454.953	-1.138.545	274.071	-864.474
RL.4 <300.000	113.097	1.016	429,99	0,012083	436.861	1.366.549	1.803.410	478,0	0,009259	485.632	1.047.182	1.532.814	48.771	-319.367	-270.597
RL.5 <1.500.000	158.215	305	2,356,81	0,010919	718.450	1.727.602	2.446.051	930,4	0,008958	283.613	1.417.232	1.700.846	-434.836	-310.369	-745.206
RL.6 <5.000.000	109.446	55	10,934,44	0,005037	603.253	551.274	1.154.527	2.491,1	0,007572	137.436	828.719	966.155	-465.818	277.445	-188.373

Importe **-63.579.081**

Fuente: CNMC

Cuadro 143. Impacto sobre los consumidores no acogidos al transitorio de la aplicación de los peajes previstos.

Facturación por caudal	Escenario demanda Oct 21- Sep 22			A. Facturación peajes año 2020-2021			B. Facturación peajes año 2021-2022			Diferencia			Diferencia: sólo cantidades negativas						
	Variables de Facturación			Términos implícitos		Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)			Facturación (€)					
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (equivalentes)	Nº clientes	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total			
Transporte y Distribución																			
RL.1 ≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	1,703777	0,027095	116.784.042	291.445.430	408.229.471	3,871554	0,001938	265.372.517	20.849.967	286.222.484	148.588.476	-270.595.463	-122.006.988	0	-122.006.988	-122.006.988
RL.2 ≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	0,674168	0,021616	100.891.052	449.546.780	550.437.832	2,749417	0,001938	411.457.748	40.311.163	451.768.911	310.566.695	-409.235.617	-98.668.922	0	-98.668.922	-98.668.922
RL.3 ≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	0,142705	0,019937	7.728.487	149.903.015	157.631.502	2,465841	0,001938	133.542.580	14.569.985	148.112.565	125.814.093	-135.333.030	-9.518.937	0	-9.518.937	-9.518.937
RL.4 ≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	0,923031	0,012685	41.552.048	97.769.823	139.321.871	2,291274	0,001925	103.146.156	14.840.199	117.986.355	61.594.108	-82.929.624	-21.335.516	0	-21.335.516	-21.335.516
RL.5 ≤1.500.000	0	0	0	-	-	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.6 ≤5.000.000	3.320.544	19.337	1.408	0,015864	0,008814	306.768	29.267.584	29.574.352	1,460899	0,001296	28.249.369	4.304.172	32.553.541	27.942.601	-24.963.412	2.979.189	0	0	0
RL.7 ≤15.000.000	2.606.256	14.309	309	0,229121	0,002881	3.278.533	7.508.528	10.787.060	0,761166	0,000895	10.891.656	2.332.816	13.224.472	7.613.124	-5.175.712	2.437.412	0	0	0
RL.8 ≤50.000.000	18.543.126	89.569	664	0,279206	0,001142	25.008.182	21.172.781	46.180.963	0,397097	0,000634	35.567.591	11.752.671	47.320.263	10.559.409	-9.420.109	1.139.300	0	0	0
RL.9 ≤150.000.000	25.867.870	104.945	287	0,212149	0,000891	22.263.977	23.054.082	45.318.058	0,164107	0,000454	17.222.199	11.744.166	28.966.365	-5.041.778	-11.309.915	-16.351.693	-5.041.778	-11.309.915	-16.351.693
RL.10 ≤500.000.000	47.742.826	164.502	165	0,159979	0,000736	26.316.887	35.128.115	61.445.002	0,151999	0,000362	25.004.211	17.302.753	42.306.964	-1.312.676	-17.825.362	-19.138.039	-1.312.676	-17.825.362	-19.138.039
RL.11 >500.000.000	168.655.454	599.640	98	0,095696	0,000511	57.983.343	86.145.454	143.528.797	0,155010	0,000067	92.950.434	11.314.031	104.264.465	35.567.091	-74.831.423	-39.264.332	0	-39.264.332	-39.264.332
TOTAL	313.515.498	1.309.674	7.837.280			401.513.318	1.592.454.909				1.123.404.461	149.321.922	1.272.726.384	721.891.144	-1.041.619.669	-319.728.525	-6.354.454	-319.929.972	-326.284.426

Facturación por cliente y caudal	Variables de Facturación			Términos implícitos		Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)			Facturación (€)					
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (equivalentes)	Nº clientes	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total			
	Transporte y Distribución																		
RL.1 ≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	14,011	0,027095	63.327.756	291.445.430	354.773.186	27,41	0,015099	123.901.057	162.411.051	286.312.108	60.573.300	-129.034.378	-68.461.078	0	-68.461.078	-68.461.078
RL.2 ≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	29,643	0,021616	84.671.433	449.546.780	534.218.213	68,42	0,012327	195.440.787	256.364.375	451.805.162	110.769.354	-193.182.405	-82.413.051	0	-82.413.051	-82.413.051
RL.3 ≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	20,124	0,019937	8.055.142	149.903.015	157.958.157	173,09	0,010475	69.281.338	78.756.257	148.037.596	61.226.197	-71.146.758	-9.920.561	0	-9.920.561	-9.920.561
RL.4 ≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	618,330	0,012685	35.777.335	97.769.823	133.547.157	429,99	0,012083	24.879.572	93.128.002	118.007.574	-10.897.763	-4.641.820	-15.539.583	-10.897.763	-4.641.820	-15.539.583
RL.5 ≤1.500.000	0	0	0	-	-	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.6 ≤5.000.000	3.320.544	19.337	1.408	213,898	0,008814	301.166	29.267.584	29.568.750	10,934,44	0,005037	15.395.594	16.725.431	32.121.025	15.094.428	-12.542.153	2.552.275	0	0	0
RL.7 ≤15.000.000	2.606.256	14.309	309											7.613.124	-5.175.712	2.437.412	0	0	0
RL.8 ≤50.000.000	18.543.126	89.569	664											10.559.409	-9.420.109	1.139.300	0	0	0
RL.9 ≤150.000.000	25.867.870	104.945	287											-5.041.778	-11.309.915	-16.351.693	-5.041.778	-11.309.915	-16.351.693
RL.10 ≤500.000.000	47.742.826	164.502	165											-1.312.676	-17.825.362	-19.138.039	-1.312.676	-17.825.362	-19.138.039
RL.11 >500.000.000	168.655.454	599.640	98											35.567.091	-74.831.423	-39.264.332	0	-39.264.332	-39.264.332
TOTAL	313.515.498	1.309.674	7.837.280			192.132.832	1.210.065.464				428.898.349	607.385.116	1.036.283.466	284.150.687	-529.110.037	-244.959.350	-17.252.217	-233.836.120	-251.088.337

Fuente: CNMC

Cuadro 144. Asignación del diferencial de retribución no recuperada a los peajes de redes locales del resto de consumidores

Escenario demanda Oct 21- Sep 22				Diferencia: sólo cantidades negativas			Coste Transitorio			B. Facturación peajes año 2021-2022			B. Facturación peajes año 2021-2022 con transitorio				
63.579.081																	
Facturación por caudal	Variables de Facturación			Facturación (€)			Facturación (€)			Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Nº clientes	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día /año	Término Variable : €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Transporte y Distribución																	
RL.1 ≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	0	-122.006.988	-122.006.988	0	23.774.019	23.774.019	265.372.517	20.849.967	286.222.484	3,871554	0,004149	265.372.517	44.623.986	309.996.503
RL.2 ≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	0	-98.668.922	-98.668.922	0	19.226.414	19.226.414	411.457.748	40.311.163	451.768.911	2,749417	0,002863	411.457.748	59.537.577	470.995.325
RL.3 ≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	0	-9.518.937	-9.518.937	0	1.854.840	1.854.840	133.542.580	14.569.985	148.112.565	2,465841	0,002185	133.542.580	16.424.824	149.967.404
RL.4 ≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	0	-21.335.516	-21.335.516	0	4.157.393	4.157.393	103.146.156	14.840.199	117.986.355	2,291274	0,002465	103.146.156	18.997.592	122.143.747
RL.5 ≤1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.6 ≤5.000.000	3.320.544	19.337	1.408	0	0	0	0	0	0	28.249.369	4.304.172	32.553.541	1,460899	0,001296	28.249.369	4.304.172	32.553.541
RL.7 ≤15.000.000	2.606.256	14.309	309	0	0	0	0	0	0	10.891.656	2.332.816	13.224.472	0,761166	0,000895	10.891.656	2.332.816	13.224.472
RL.8 ≤50.000.000	18.543.126	89.569	664	0	0	0	0	0	0	35.567.591	11.752.671	47.320.263	0,397097	0,000634	35.567.591	11.752.671	47.320.263
RL.9 ≤150.000.000	25.867.870	104.945	287	-5.041.778	-11.309.915	-16.351.693	982.430	2.203.826	3.186.256	17.222.199	11.744.166	28.966.365	0,173468	0,000539	18.204.629	13.947.992	32.152.621
RL.1(≤500.000.000	47.742.826	164.502	165	-1.312.676	-17.825.362	-19.138.039	255.785	3.473.412	3.729.197	25.004.211	17.302.753	42.306.964	0,153554	0,000435	25.259.996	20.776.164	46.036.161
RL.1 >500.000.000	168.655.454	599.640	98	0	-39.264.332	-39.264.332	0	7.650.963	7.650.963	92.950.434	11.314.031	104.264.465	0,155010	0,000112	92.950.434	18.964.994	111.915.428
TOTAL	313.515.498	1.309.674	7.837.280	-6.354.454	-319.929.972	-326.284.426	1.238.215	62.340.866	63.579.081	1.123.404.461	149.321.922	1.272.726.384			1.124.642.677	211.662.789	1.336.305.465
Facturación por cliente																	
Facturación por cliente	Variables de Facturación			Facturación (€)			Facturación (€)			Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Nº clientes	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable : €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Transporte y Distribución																	
RL.1 ≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	0	-68.461.078	-68.461.078	0	17.335.303	17.335.303	123.901.057	162.411.051	286.312.108	27,4	0,016710	123.901.057	179.746.355	303.647.412
RL.2 ≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	0	-82.413.051	-82.413.051	0	20.868.138	20.868.138	195.440.787	256.364.375	451.805.162	68,4	0,013331	195.440.787	277.232.513	472.673.300
RL.3 ≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	0	-9.920.561	-9.920.561	0	2.512.025	2.512.025	69.281.338	78.756.257	148.037.596	173,1	0,010809	69.281.338	81.268.282	150.549.621
RL.4 ≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	-10.897.763	-4.641.820	-15.539.583	2.759.466	1.175.374	3.934.840	24.879.572	93.128.002	118.007.574	477,7	0,012235	27.639.038	94.303.376	121.942.414
RL.5 ≤1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.6 ≤5.000.000	3.320.544	19.337	1.408	0	0	0	0	0	0	15.395.594	16.725.431	32.121.025	10,934,4	0,005037	15.395.594	16.725.431	32.121.025
RL.7 ≤15.000.000	2.606.256	14.309	309	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.8 ≤50.000.000	18.543.126	89.569	664	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.9 ≤150.000.000	25.867.870	104.945	287	-5.041.778	-11.309.915	-16.351.693	1.276.649	2.863.829	4.140.478	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.1(≤500.000.000	47.742.826	164.502	165	-1.312.676	-17.825.362	-19.138.039	332.388	4.513.631	4.846.019	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.1 >500.000.000	168.655.454	599.640	98	0	-39.264.332	-39.264.332	0	9.942.278	9.942.278	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	313.515.498	1.309.674	7.837.280	-17.252.217	-233.836.120	-251.088.337	4.368.503	59.210.579	63.579.081	428.898.349	607.385.116	1.036.283.466			431.657.815	649.275.957	1.080.933.772

Fuente: CNMC

Cuadro 145. Peajes de acceso a las redes locales a consumidores facturados mediante un término fijo cliente

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado conectados a la red de transporte y distribución

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable (€/kWh)
RL.1	$C \leq 5.000$	27,412410	0,016710
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	68,423783	0,013331
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	173,086523	0,010809
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	477,678255	0,012235
RLTB.5 ≤ 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	544,731766	0,011621
RLTA.5 > 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	2.787,205393	0,003035
RLTB.6 ≤ 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	10.934,440729	0,005037
RLTA.6 > 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	7.498,928757	0,001957

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado conectados a a redes suministradas desde plantas satélite

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RLPS.1	$C \leq 5.000$	8,856097	0,016108
RLPS.2	$5.000 < C \leq 15.000$	26,996347	0,013405
RLPS.3	$15.000 < C \leq 50.000$	52,580327	0,012179
RLPS.4	$50.000 < C \leq 300.000$	477,990242	0,009259
RLPS.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	930,369321	0,008958
RLPS.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.491,127731	0,007572

Fuente: CNMC

Cuadro 146. Peajes de acceso a las redes locales para consumidores facturados mediante un término fijo por caudal

Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de teled medida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente conectados a red de transporte y distribución

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RL.1	$C \leq 5.000$	3,871554	0,004149
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2,749417	0,002863
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	2,465841	0,002185
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	2,291274	0,002465
RLTB.5 ≤ 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,409273	0,010014
RLTA.5 > 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,981874	0,001428
RLTB.6 ≤ 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1,460899	0,001296
RLTA.6 > 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,648404	0,001296
RLTB.7 ≤ 4 bar	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,761166	0,000895
RLTA.7 > 4 bar	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,362479	0,001029
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,397097	0,000634
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,173468	0,000539
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,153554	0,000435
RL.11	$C > 500.000.000$	0,155010	0,000112

Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de teled medida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente conectados a red suministradas desde plantas satélite

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RL.1	$C \leq 5.000$	1,190652	0,013759
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	0,792429	0,011555
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	0,554551	0,010655
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	1,013240	0,007452
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,512831	0,007351
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,278909	0,006910
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,230850	0,002550
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,223062	0,000584
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,173468	0,000539
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,153554	0,000435
RL.11	$C > 500.000.000$	0,155010	0,000112

Fuente: CNMC

3. Modificación de peaje tras la ubicación inicial

Teniendo en cuenta las consultas percibidas por parte de varios agentes en relación con la posibilidad de solicitar el cambio de peaje tras la ubicación inicial a la que hace referencia la Disposición transitoria tercera de la Circular 6/2020, se ha considerado oportuno establecer en la resolución que, los consumidores directos en el mercado o los comercializadores, podrán solicitar el cambio de

peaje en el plazo de un mes desde la comunicación por parte del responsable de facturación del grupo tarifario en que se ubican los puntos de suministro.

En la propuesta que se sometió a consulta pública, adicionalmente, se limitaba a una vez la posibilidad de realizar dicha solicitud durante el plazo indicado. No obstante, transcurrido dicho plazo, serían de aplicación las condiciones establecidas en el artículo 25.3 de la Circular, por lo que podrían solicitar la modificación de los peajes siempre que no haya transcurrido al menos un año desde la última solicitud.

No obstante, a la vista de las alegaciones recibidas sobre este aspecto solicitando mayor flexibilidad para los consumidores, se ha introducido con la posibilidad de que, durante el año de gas 2021-2022, puedan solicitar un cambio de peaje a pesar de que no hayan transcurrido doce meses desde la última modificación, computando esta última modificación a los efectos de la aplicación las condiciones establecidas en el artículo 25.3 de la Circular 6/2020.

4. Acreditación del punto de recarga de acceso público y exclusivo para recarga de vehículo de gas natural

Consideran las alegaciones recibidas en el trámite de audiencia pública, se ha considerado oportuno incluir a los efectos de la acreditación prevista en la disposición adicional cuarta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, un modelo declaración responsable que el comercializador deberá aportar al distribuidor, además de la documentación establecida normativamente, en la que se ponga de manifiesto que el punto de recarga será de acceso público y de uso exclusivo para recarga de vehículo de gas natural.

Se indica así mismo que esta declaración deberá ser adjuntada a la solicitud de contratación de acceso a la red como documentación requerida para su aceptación por el distribuidor en el caso de nuevos puntos de suministros y aportada para la aplicación de la disposición adicional cuarta de la Circular 6/2020 para suministros existentes que cumplan con los requisitos.

Además, se indica cómo se ha de proceder en caso de que, conforme a lo establecido en el apartado 5 de la disposición adicional cuarta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, se detectara que el punto de suministro no es de dedicación exclusiva a la recarga de vehículos de gas natural de acceso público. De modo que indica que (i) se refacturaran todos los consumos desde el momento inicial de la aplicación del peaje de salida de la red local que le hubiera correspondido teniendo en cuenta su consumo anual, incrementando los términos de facturación por capacidad, volumen y capacidad demandada de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación un 20% (ii) la facturación del exceso de capacidad de los peajes de transporte y redes locales, el caudal máximo demandado se corresponderá con el realmente registrado en cada periodo de facturación y (iii) en tanto no se acredite la

condición de punto de recarga de acceso público y exclusivo para recarga de vehículo de gas natural, siempre que el punto de suministro no sea dado de baja, se procederá a su reubicación en el escalón de consumo que le corresponda teniendo en cuenta el volumen de consumo registrado en los doce meses inmediatamente anteriores al momento de la detección del incumplimiento y serán de aplicación los peajes que le correspondan.

XI. PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN A PUBLICAR EN LA RESOLUCIÓN

En los cuadros siguientes se muestran los peajes de transporte, redes locales y regasificación:

Cuadro 147. Peajes de acceso de transporte

1.- Peajes de entrada al Sistema

Punto de Entrada	Término fijo por capacidad contratada	Término variable por volumen
	€/kWh/día y año	€/kWh
CI Tarifa	0,145520	0,000017
CI Almería	0,132165	0,000017
VIP Pirineos	0,096806	0,000017
VIP Ibérico	0,167690	0,000017
GNL / LNG	0,098953	0,000017
YAC Marismas	0,135128	0,000017
YAC Poseidón	0,139079	0,000017
YAC Viura	0,072477	0,000017
BIO Madrid	0,079464	0,000017
BIO La Galera (15.03A)	0,084605	0,000017
BIO Medina Sidonia (K07)	0,139149	0,000017
BIO Tudela (28A)	0,073167	0,000017
BIO Mascaraque (F25)	0,088053	0,000017
BIO Sagunto (15.11)	0,087561	0,000017
BIO Sevilla (F07)	0,128539	0,000017
AASS	0,000000	0,000017

2.- Peajes de salida de la red de transporte

Punto de Salida	Término fijo por capacidad contratada	Término variable por volumen
	€/kWh/día y año	€/kWh
Salida Nacional	0,204626	0,000017
GNL/ LNG	0,245862	0,000017
VIP Pirineos	0,227243	0,000017
VIP Ibérico	0,245714	0,000017
CI Tarifa	0,282377	0,000017
AASS	0,000000	0,000017

3.- Peaje de salida aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado

Peaje	Tamaño (kWh)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año)	Término Variable por Volumen (€/kWh)
RL.1	$C \leq 5.000$	3,103158	0,000017
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	10,721055	0,000017
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	27,686154	0,000017
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	159,202402	0,000017
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	760,326435	0,000017
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.923,990565	0,000017
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	-	0,000017

Fuente: CNMC

Cuadro 148. Peajes de acceso a las redes locales

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado conectados a la red de transporte y distribución

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable (€/kWh)
RL.1	$C \leq 5.000$	27,412410	0,016710
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	68,423783	0,013331
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	173,086523	0,010809
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	477,678255	0,012235
RLTB.5 ≤ 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	544,731766	0,011621
RLTA.5 > 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	2.787,205393	0,003035
RLTB.6 ≤ 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	10.934,440729	0,005037
RLTA.6 > 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	7.498,928757	0,001957

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado conectados a a redes suministradas desde plantas satélite

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RLPS.1	$C \leq 5.000$	8,856097	0,016108
RLPS.2	$5.000 < C \leq 15.000$	26,996347	0,013405
RLPS.3	$15.000 < C \leq 50.000$	52,580327	0,012179
RLPS.4	$50.000 < C \leq 300.000$	477,990242	0,009259
RLPS.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	930,369321	0,008958
RLPS.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.491,127731	0,007572

Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente conectados a red de transporte y distribución

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RL.1	$C \leq 5.000$	3,871554	0,004149
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2,749417	0,002863
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	2,465841	0,002185
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	2,291274	0,002465
RLTB.5 ≤ 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,409273	0,010014
RLTA.5 > 4 bar	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,981874	0,001428
RLTB.6 ≤ 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1,460899	0,001296
RLTA.6 > 4 bar	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,648404	0,001296
RLTB.7 ≤ 4 bar	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,761166	0,000895
RLTA.7 > 4 bar	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,362479	0,001029
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,397097	0,000634
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,173468	0,000539
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,153554	0,000435
RL.11	$C > 500.000.000$	0,155010	0,000112

Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente conectados a red suministradas desde plantas satélite

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RL.1	$C \leq 5.000$	1,190652	0,013759
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	0,792429	0,011555
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	0,554551	0,010655
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	1,013240	0,007452
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,512831	0,007351
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,278909	0,006910
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,230850	0,002550
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,223062	0,000584
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,173468	0,000539
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,153554	0,000435
RL.11	$C > 500.000.000$	0,155010	0,000112

Fuente: CNMC

Cuadro 149. Peajes de acceso de regasificación

Servicio	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	34.598		0,000010
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	34.598		0,000010
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	48.236		0,000010
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	51.243		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	81.411		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005391	0,000001
Regasificación		0,177397	0,000071
Carga de GNL en cisternas		0,221130	0,000088
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000144
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000252
Puesta en frío de buques			0,000736
Liquefacción Virtual		0,011585	

Fuente: CNMC

Cuadro 150. Peajes de otros costes de regasificación

Peaje de otros costes de regasificación aplicable a cargas de cisternas a excepción de los que tengan como destino un a planta satélite de distribución (€/kWh)	0,000308
---	----------

Peaje de otros costes de regasificación aplicable a cargas de cisternas a excepción de los que tengan como destino un a planta satélite de distribución (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Término Fijo €/Cliente	Término Fijo €/kWh/día/año
RL.1	$C \leq 5.000$	12,929063	0,852271
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	12,929063	0,246837
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	12,929063	0,095711
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	12,929063	0,016650
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	12,929063	0,003486
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	12,929063	0,000908
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	-	0,000256
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	-	0,000096
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	-	0,000035
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	-	0,000013
RL.11	$C > 500.000.000$	-	0,000002

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Para realizar la previsión de cierre del año de gas 2020-2021 se ha contrastado la información sobre el número de clientes, volumen y caudal contratado aportada por el GTS y por las empresas transportistas y distribuidoras con la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

1.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

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

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

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

Sistema Peninsular

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

Sistemas Extrapeninsulares

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

Total

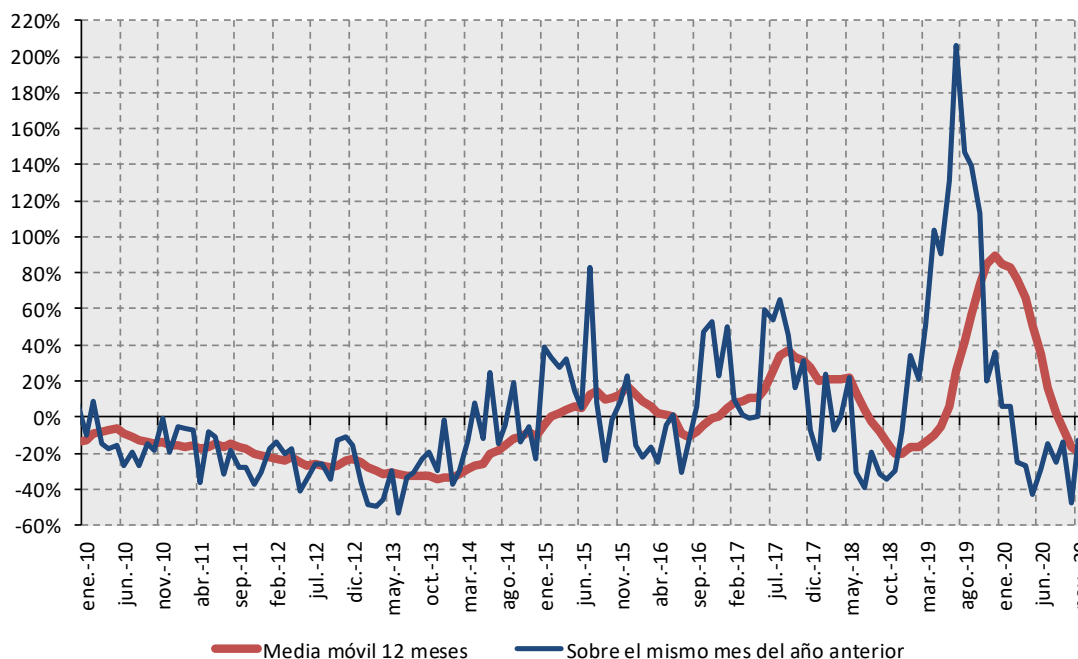
<i>P > 60 bar</i>	95.731.525	83.989.657	78.513.079	-12,3%	-18,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	48.114	210.343	195.258	337,2%	305,8%
TOTAL	95.779.638	84.200.000	78.708.337	-12,1%	-17,8%

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

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

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

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

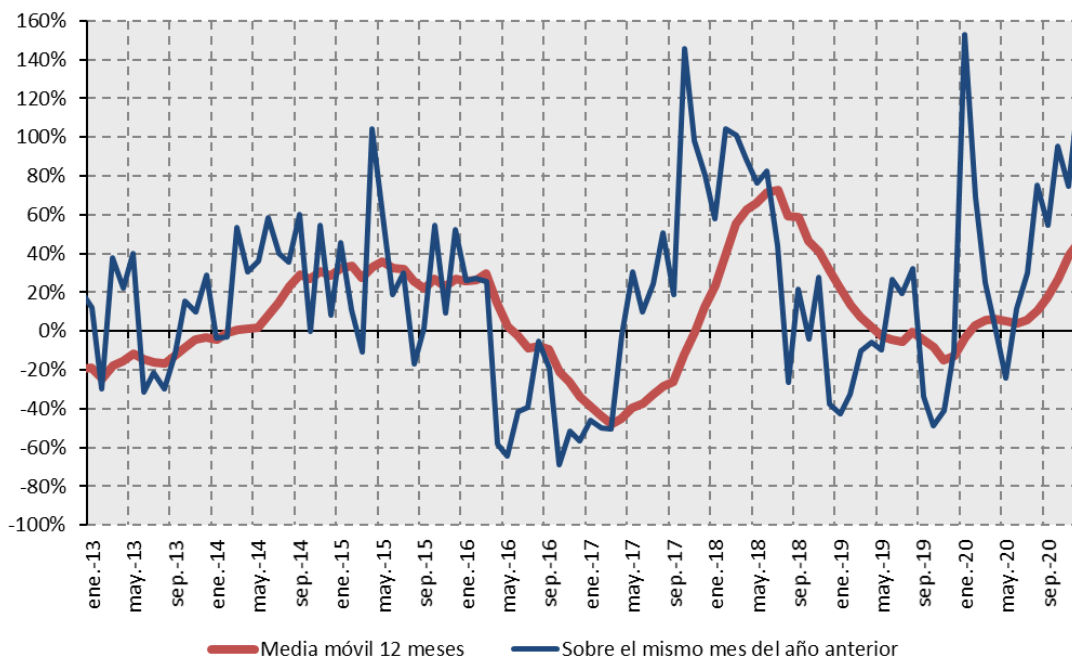


Fuente: GTS

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

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

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



Fuente: GTS

En línea con la previsión de los distintos agentes, la evolución registrada en los últimos meses y las condiciones meteorológicas imperantes, la CNMC estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 alcanzará 73,9 TWh, de los cuales 67 TWh se corresponden al sistema peninsular y 6,9 TWh al sistema balear.

Se indica que la previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica es coherente con el escenario de cobertura de demanda considerado en la elaboración del Informe de respuesta a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2021¹, considerando una eficiencia de las centrales peninsulares del 44,6% y de las del sistema balear del 39,1%.

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

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

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

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

Sistema Peninsular

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

Sistemas Extrapeninsulares

<i>P > 60 bar</i>	6.211.410	6.949.537	11,9%
TOTAL	6.211.410	6.949.537	11,9%

Total

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

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

Respecto a la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica, se indica que se dispone de dos fuentes de información. Por una parte, la previsión del GTS, que a su vez se ha elaborado a partir de la información que previamente le han proporcionado las empresas gasistas a éste, y por otra parte la previsión de las empresas gasistas, que han aportado a la CNMC en respuesta a su solicitud de información. Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC el caudal contratado promedio para el cierre del año de gas 2020-2021 se reducirá en torno al 12,6% respecto del registrado en el año de gas 2019-2020, mientras que según la previsión del GTS permanecerá constante (véase Cuadro I.3).

Cuadro I.3. Capacidad contratada por las instalaciones que demandan gas natural destinado a la generación eléctrica previsto por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2020-2021

Capacidad contratada (kWh/día)	Año Gas 2019-2020 (A) (SIFCO)	Previsión Capacidad Contratada Año de Gas 2020-2021 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular					
<i>P > 60 bar</i>	316.464.478	292.275.804	265.131.219	-7,6%	-16,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	508.597	1.941.638	941.915	281,8%	85,2%
TOTAL	316.973.075	294.217.442	266.073.133	-7,2%	-16,1%
Sistemas Extrapeninsulares					
<i>P > 60 bar</i>	56.050.360	78.853.921	60.024.922	40,7%	7,1%
TOTAL	56.050.360	78.853.921	60.024.922	40,7%	7,1%
Total					
<i>P > 60 bar</i>	372.514.838	371.129.725	325.156.141	-0,4%	-12,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	508.597	1.941.638	941.915	281,8%	85,2%
TOTAL	373.023.435	373.071.363	326.098.056	0,0%	-12,6%

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

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada por las centrales de generación, se ha optado por considerar como mejor previsión del caudal para el cierre del año de gas 2020-2021 la resultante de considerar las siguientes hipótesis:

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

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

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

En el Cuadro I.4 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio es un 18,8% inferior a la registrada en el año de gas 2019-2020 y un 7,2% y 18,8% inferior al caudal contratado previsto por las empresas y el GTS, respectivamente.

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

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

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

1.1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.5 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre del año de gas 2020-2021.

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

Cabe señalar que la principal diferencia entre ambas previsiones se registra en la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión inferiores a 4 bar. En concreto, mientras que el GTS estima que la demanda de este colectivo disminuirá un 7% respecto de la del año de gas 2019-2020, las empresas transportistas estiman que aumentará un 5,5%.

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

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

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

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

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

En el Cuadro I.6 se muestra para los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución la previsión del GTS y de las empresas gasistas para el cierre del año de gas 2020-2021 del número de clientes y demanda del grupo 3, así como los registrados en los años de gas 2018-2019 y 2019-2020, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

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

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

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

Cuadro I.6. Previsión para el cierre del año de gas 2020-2021 del GTS y de las empresas del número de clientes y la demanda del grupo 3, de los suministros conectados a la red de transporte - distribución

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

A) Nº clientes

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

B) Energía (MWh)

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

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

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

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

En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 por el GTS y las empresas gasistas de consumidores conectados a la red de transporte y distribución, con los realmente registrados entre los años de gas 2014-2015 y 2019-2020, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

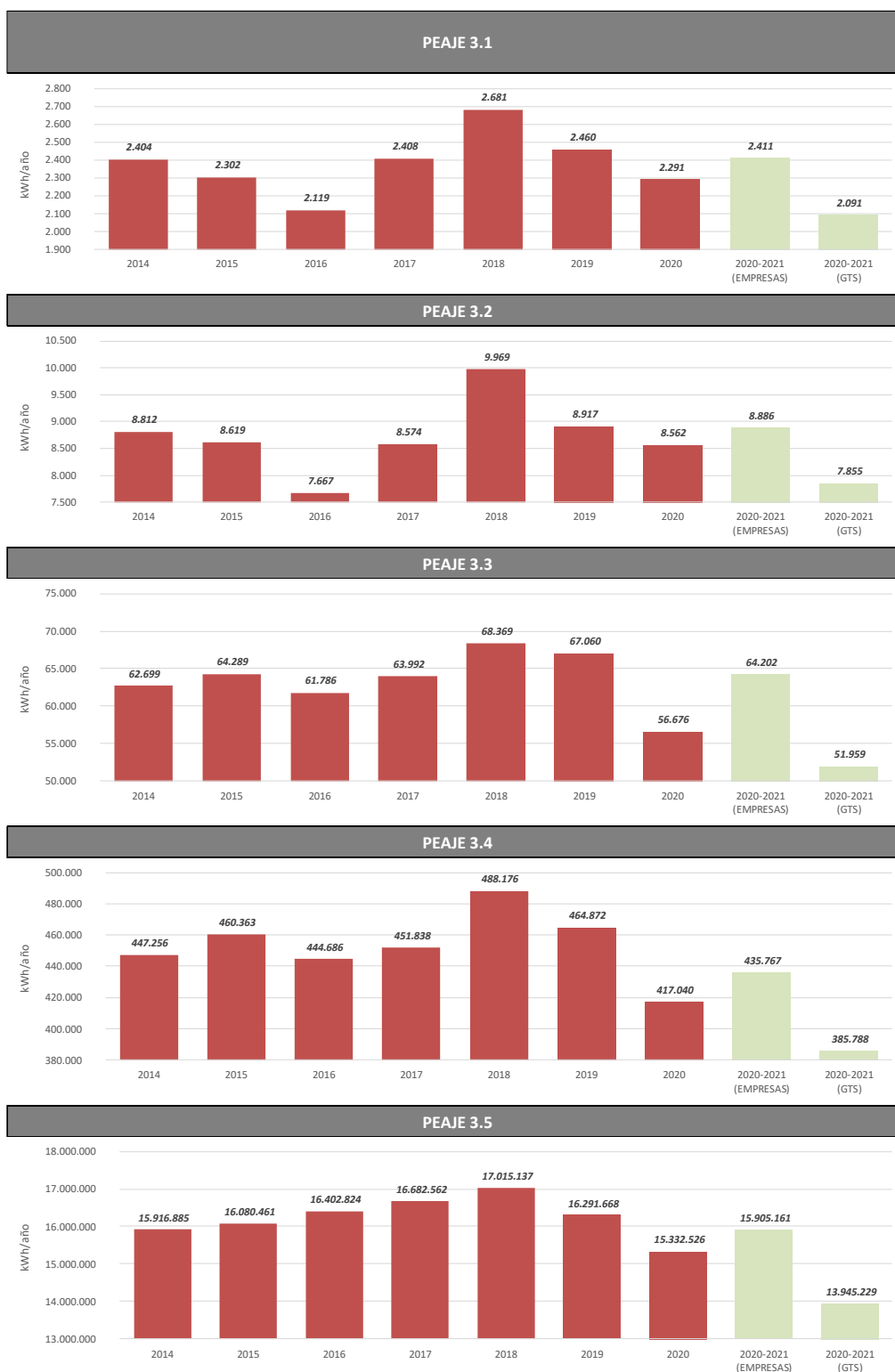
Teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda de este colectivo a la temperatura y a efectos de facilitar la valoración de las previsiones de los distintos agentes, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2013 y 2018 como cálidos, 2014, 2015, 2017 y 2020 como extremadamente cálidos y 2016 y 2019 como muy cálidos.

Adicionalmente, se indica que el invierno (diciembre-febrero) del ejercicio 2014-2015 fue frío; el del ejercicio 2017-2018 fue normal, pero muy próximo al frío, y los de los ejercicios 2013-2014, 2015-2016 y 2018-2019 fueron cálidos. Los inviernos de los ejercicios 2016-2017 y 2019-2020 fueron calificados como muy cálidos².

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

² Informes disponibles en:
http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

Gráfico I.3. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2014 y 2020 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2020-2021 de los suministros conectados a la red de transporte-distribución.



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

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite (véase Cuadro I.7), el GTS estima un crecimiento del número de suministros del 0,7% para el año de gas 2020-2021, motivado, fundamentalmente, por el incremento del número de suministros de los peajes 3.1 y 3.2. Por el contrario, las empresas, prevén una disminución del número de suministros del -0,9%, con reducciones en todos los peajes, a excepción del peaje 3.5.

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

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

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

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

A) Nº clientes

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

B) Energía (MWh)

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

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

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

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

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 por el GTS y las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con los realmente registrados entre 2014 y 2020, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Cabe señalar que, en ambos casos los tamaños medios previstos son superiores a los valores medios registrados entre 2014-2020 para los peajes 3.1 y 3.2 e inferiores para el resto de peajes.

Gráfico I.4. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2014 y 2020 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2020-2021 de los suministros abastecidos desde plantas satélite



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

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

- **Número de clientes:** para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución se ha estimado que la captación de clientes se situará, aproximadamente, en el promedio de las captaciones de los ejercicios 2019 y 2020, con la excepción de los acogidos al peaje 3.3 para los que se ha tomado la previsión de las empresas.

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

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

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

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

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

		Año Gas 2019-2020 (A)		Prevision cierre 2020-2021 (B)		% variación (B) sobre (A)	
Peaje	Volumen (MWh)	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes

I. Conectada a Plantas Satélite

3.1	<5	227.239	107.354	271.302	107.084	19,4%	-0,3%
3.2	<50	503.812	54.447	526.693	53.304	4,5%	-2,1%
3.3	<100	26.251	497	28.509	478	8,6%	-3,7%
3.4	100 < C ≤ 8.000	373.301	829	403.894	823	8,2%	-0,7%
3.5	>8.000	134.278	9	134.278	10	0,0%	15,7%
TOTAL		1.264.882	163.135	1.364.677	161.699	7,9%	-0,9%

II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución

3.1	<5	10.319.089	4.503.853	11.522.141	4.505.649	11,7%	0,0%
3.2	<50	27.346.227	3.194.037	30.149.866	3.227.241	10,3%	1,0%
3.3	<100	1.417.929	25.018	1.610.896	25.476	13,6%	1,8%
3.4	100 < C ≤ 8.000	21.436.456	51.401	22.589.465	52.534	5,4%	2,2%
3.5	>8.000	4.655.218	304	4.538.838	311	-2,5%	2,5%
TOTAL		65.174.919	7.774.613	70.411.206	7.811.211	8,0%	0,5%

III. Total

3.1	<5	10.546.328	4.611.206	11.793.443	4.612.733	11,8%	0,0%
3.2	<50	27.850.039	3.248.484	30.676.559	3.280.545	10,1%	1,0%
3.3	<100	1.444.180	25.515	1.639.405	25.955	13,5%	1,7%
3.4	100 < C ≤ 8.000	21.809.757	52.230	22.993.360	53.357	5,4%	2,2%
3.5	>8.000	4.789.497	312	4.673.116	321	-2,4%	2,9%
TOTAL		66.439.801	7.937.748	71.775.883	7.972.910	8,0%	0,4%

Fuente: CNMC

• **Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar**

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

Cuadro I.9. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar del GTS y de las empresas

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

Previsión cierre Año Gas 2020-2021				Tasa de variación sobre Año Gas 2019-2020			
GTS	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	
	<i>P > 60 bar</i>	73.517.207	91	254.985.716	4,2%	7,1%	5,5%
	<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	36.040.238	184	130.717.657	6,2%	19,2%	7,2%
	<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	86.842.555	3.607	361.090.959	-0,9%	-0,5%	0,4%
	TOTAL	196.400.000	3.882	746.794.332	2,2%	0,4%	3,3%

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

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

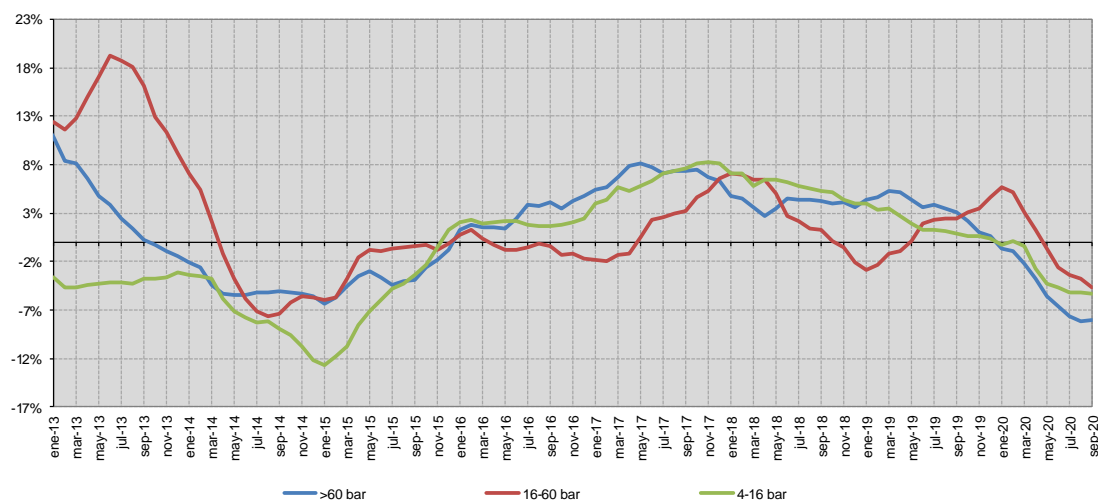
Respecto de la demanda de este colectivo, el GTS estima que aumentará un 2,2% respecto de la registrada en el año de gas 2019-2020, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que aumentará un 1,5%, en ambos casos con incrementos de la demanda de todos los grupos tarifarios, con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

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

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

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

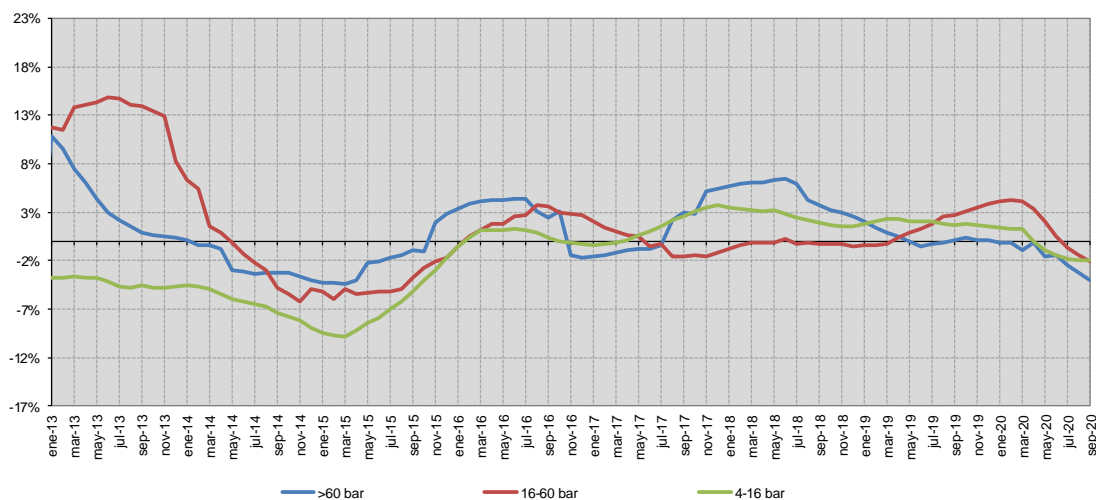
Gráfico I.5. Variación de la demanda convencional por nivel de presión. Media móvil de 12 meses



Fuente: CNMC

Asimismo, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de 12 meses a septiembre de 2020 de la **capacidad contratada** se sitúa en el -4,0% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en -2,1% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el -2,0% para los consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar (véase Gráfico I.6).

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



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta, las previsiones aportadas por el GTS, las empresas y la mayor eficiencia en la contratación que se viene registrando durante los últimos meses, la previsión para el cierre del año de gas 2020-2021 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- El volumen total de la demanda de los consumidores industriales para el cierre del ejercicio 2020-2021 se ha estimado teniendo en cuenta la demanda real registrada entre octubre de 2020 y febrero de 2021 y se ha estimado la demanda del resto del periodo, esto es de marzo a septiembre de 2021, considerando que se produce una recuperación del 30% de la demanda perdida como consecuencia de la crisis sanitaria en el mismo periodo del año anterior.
- El volumen total de la demanda de los consumidores industriales se ha desagregado por peaje de acceso teniendo en cuenta el volumen perdido en cada peaje como consecuencia de la crisis sanitaria, con la excepción de la demanda de los consumidores acogidos al peaje 1.1 y de los acogidos a los peajes 2.1 y 2.5 conectados a la red de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar, para los que se ha tenido la evolución registrada en los últimos meses según la información disponible en la base de datos de liquidaciones³.
- La capacidad contratada para los consumidores industriales se ha estimado suponiendo que la recuperación de la demanda del ejercicio 2020-2021 se

³ Para este colectivo de consumidores la información disponible muestra una evolución favorable de la demanda.

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

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

1.1.3. Demanda nacional

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

Prestación		Año Gas 2020-2021														
		Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
		Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad contratada
		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1		66.945.211	35	246.363.187	6.949.537	3	56.050.360	0	0	0	71.853.133	85	226.698.585	145.747.881	123	529.112.132
P<=60 bares	1.1	<200.000	904.148	26	4.469.461	0	0	0	0	0	1.170.001	37	4.954.877	2.074.149	63	9.424.338
	1.2	<1.000.000	2.651.836	4	5.960.846	2.083.893	1	22.040.160	0	0	14.933.205	26	48.617.579	19.668.934	30	76.618.586
	1.3	>1.000.000	63.389.226	5	235.932.880	4.865.644	2	34.010.200	0	0	55.749.928	22	173.126.128	124.004.798	30	443.069.209
	TOTAL GRUPO 2		27.565	3	337.858	0	0	0	0	0	0	123.081.209	3.780	479.370.874	123.108.774	3.783
16<P<=60 bares	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	34.429.143	154	121.091.796	34.429.143	154	121.091.796
	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	1.405	9	9.633	1.405	9	9.633	
	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	81.583	33	421.440	81.583	33	421.440	
	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	476.798	40	2.874.715	476.798	40	2.874.715	
	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	1.006.546	20	4.490.566	1.006.546	20	4.490.566	
	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	9.826.633	35	35.312.514	9.826.633	35	35.312.514	
TOTAL GRUPO 2		27.565	3	337.858	0	0	0	0	0	88.652.066	3.628	358.279.078	88.679.631	3.628	358.616.936	
4<P<=16 bares	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	128.939	639	955.203	128.945	639	955.732
	2.2	<5.000	3.540	1	207.782	0	0	0	0	2.906.683	1.380	13.021.674	2.810.223	1.381	13.229.456	
	2.3	<30.000	1.869	1	32.071	0	0	0	0	12.588.101	1.009	69.293.579	12.589.970	1.010	69.325.650	
	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	18.446.643	366	79.179.189	18.446.643	366	79.179.189	
	2.5	<500.000	22.151	0	97.476	0	0	0	0	43.042.619	218	156.745.911	43.064.770	219	156.843.387	
	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	11.639.080	14	39.083.522	11.639.080	14	39.083.522	
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x		0	0	0	0	0	0	1.364.677	161.699	8.894.466	70.411.206	7.811.211	452.780.521	71.775.883	7.972.910	461.674.987
P<=4 bar (5)	3.1	<=5	0	0	0	0	0	1.364.677	161.699	8.894.466	70.411.206	7.811.211	452.780.521	71.775.883	7.972.910	461.674.987
	3.2	<=50	0	0	0	0	0	271.302	107.084	1.753.490	11.522.141	4.505.649	73.310.353	11.793.443	4.612.733	75.063.843
	3.3	<=100	0	0	0	0	0	526.693	53.304	3.896.373	30.149.866	3.227.241	216.933.647	30.676.559	3.280.545	220.630.020
	3.4	100 < C <= 8000	0	0	0	0	0	28.509	478	175.893	1.610.896	25.476	9.371.301	1.639.405	25.955	9.546.994
	3.5 (4)	>8000	0	0	0	0	0	403.894	823	2.510.376	22.589.465	52.534	131.093.102	22.993.360	53.357	133.603.478
Suministro GNL Directo a cliente final (5)		0	0	0	0	0	0	11.223.831	0	0	0	0	0	11.223.831	0	0
TOTAL GAS DE EMISION		66.972.776	38	246.701.045	6.949.537	3	56.050.360	12.588.508	161.699	8.894.466	265.345.548	7.815.076	1.158.849.980	351.856.369	7.976.816	1.470.495.850

Fuente: CNMC

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

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				TOTAL			
			Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
P>60 bar			66.945.211	35	286.451.350	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	0	0	0	71.853.133	85	227.477.951	87%	145.747.881	123	569.979.661	70%	
RL1	<5.000		0	1	4.456	0%	0	0	0	0	0	0	0	2	1	56	12%	2	2	4.513	0%	
RL2	<15.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	24	2	91	22%	24	2	91	22%		
RL3	<50.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	165	4	687	66%	165	4	687	66%		
RL4	<300.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	831	10	3.976	57%	831	10	3.976	57%		
RL5	<1.500.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	1.262	1	28.753	12%	1.262	1	28.753	12%		
RL6	<5.000.000	KWh	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	3.187	1	11.551	76%	3.187	1	11.551	76%		
RL7	<15.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	15.883	2	139.979	31%	15.883	2	139.979	31%		
RL8	<50.000.000		24.439	1	135.476	49%	0	0	0	0	0	0	175.631	6	872.369	85%	200.070	7	1.007.846	84%		
RL9	<150.000.000		192.351	2	1.287.122	41%	0	0	0	0	0	0	639.016	7	2.787.855	63%	831.367	9	4.074.977	56%		
RL10	<500.000.000		990.504	4	4.184.899	65%	0	0	0	0	0	0	4.318.768	13	15.187.097	78%	5.309.272	17	19.371.996	75%		
RL11	>500.000.000		65.737.917	27	280.839.394	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	0	0	0	66.698.363	38	208.446.538	88%	139.385.817	68	545.336.292	70%	
P<60 bar			27.565	3	564.388	13%	0	0	0	1.364.677	161.699	8.894.466	42%	193.492.415	7.814.991	938.150.914	56%	194.884.657	7.976.693	948.609.768	56%	
16-60 Bar			0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	34.429.143	154	123.498.754	76%	34.429.143	154	123.498.754	76%		
RL1	<5.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0%	0	1	1	0%		
RL2	<15.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RL3	<50.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RL4	<300.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	398	3	2.942	37%	398	3	2.942	37%		
RL5	<1.500.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	11.209	11	48.250	64%	11.209	11	48.250	64%		
RL6	<5.000.000	KWh	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	76.132	27	470.243	44%	76.132	27	470.243	44%		
RL7	<15.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	259.160	28	1.683.956	42%	259.160	28	1.683.956	42%		
RL8	<50.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	730.858	25	3.662.368	55%	730.858	25	3.662.368	55%		
RL9	<150.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	1.448.982	14	8.898.607	88%	1.448.982	14	8.898.607	88%		
RL10	<500.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	9.165.018	28	32.059.451	78%	9.165.018	28	32.059.451	78%		
RL11	>500.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	22.737.385	18	78.764.846	79%	22.737.385	18	78.764.846	79%		
4-16 Bar			27.565	3	564.388	13%	0	0	0	0	0	0	88.652.066	3.626	362.871.639	67%	88.679.631	3.626	363.436.026	67%		
RL1	<5.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	31	55	92.724	0%	31	55	92.724	0%		
RL2	<15.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	238	21	17.796	4%	238	21	17.796	4%		
RL3	<50.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	2.411	72	76.578	9%	2.411	72	76.578	9%		
RL4	<300.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	62.283	358	629.340	27%	62.283	358	629.340	27%		
RL5	<1.500.000	KWh	1.325	1	153.299	2%	0	0	0	0	0	0	629.383	757	3.643.837	47%	630.708	758	3.797.137	46%		
RL6	<5.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	2.456.368	796	12.072.203	56%	2.456.368	796	12.072.203	56%		
RL7	<15.000.000		7.873	1	261.086	8%	0	0	0	0	0	0	5.778.161	645	33.852.815	47%	5.786.034	646	34.113.902	46%		
RL8	<50.000.000		18.367	1	150.003	34%	0	0	0	0	0	0	14.830.895	533	73.697.868	55%	14.849.262	534	73.847.871	55%		
RL9	<150.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	22.516.570	257	92.810.674	69%	22.516.570	257	92.810.674	69%		
RL10	<500.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	32.953.697	120	111.844.471	79%	32.953.697	120	111.844.471	79%		
RL11	>500.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	10.312.060	11	34.133.332	83%	10.312.060	11	34.133.332	83%		
<4 Bar			0	0	0	0%	0	0	0	1.364.677	161.699	8.894.466	42%	70.411.206	7.811.211	452.780.521	43%	71.775.883	7.972.910	461.674.987	43%	
RL1	<5.000		0	0	0	0%	0	0	0	271.302	107.084	1.753.490	42%	11.522.146	4.505.652	73.317.254	43%	11.793.448	4.612.736	75.070.744	43%	
RL2	<15.000		0	0	0	0%	0	0	0	348.654	44.098	2.579.273	37%	22.146.102	2.830.643	159.345.141	38%	22.494.756	2.874.741	161.924.413	38%	
RL3	<50.000		0	0	0	0%	0	0	0	178.039	9.206	1.317.100	37%	8.003.764	396.598	57.588.506	38%	8.181.804	405.804	58.905.607	38%	
RL4	<300.000		0	0	0	0%	0	0	0	118.512	948	735.101	44%	7.600.586	56.317	44.141.595	47%	7.719.098	57.265	44.876.696	47%	
RL5	<1.500.000		0	0	0	0%	0	0	0	174.008	294	1.081.535	44%	12.768.052	20.215	74.112.100	47%	12.942.100	20.598	75.193.655	47%	
RL6	<5.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	120.370	53	748.154	44%	3.265.425	1.383	19.031.412	47%	3.382.736	1.437	19.749.566	47%	
RL7	<15.000.000	MWh	0	0	0	0%	0	0	0	61.061	11	310.050	54%	2.537.560	303	13.964.365	50%	2.598.621	314	14.274.415	50%	
RL8	<50.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	92.730	5	369.762	69%	2.205.937	95	10.125.977	60%	2.298.667	100	10.495.740	60%	
RL9	<150.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	364.594	6	1.184.172	84%	364.594	6	1.184.172	84%		
RL10	<500.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RL11	>500.000.000		0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL			66.972.776	38	287.015.739	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	1.364.677	161.699	8.894.466	42%	265.345.548	7.815.076	1.166.628.865	62%	340.632.538	7.976.816	1.518.589.430	61%
GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL										11.223.831								11.223.831	0	0		
TOTAL SISTEMA			66.972.776	38	287.015.739	64%	6.949.537	3	56.050.360	34%	12.588.508	161.699	8.894.466	38%	265.345.548	7.815.076	1.166.628.865	62%	351.856.369	7.976.816	1.518.589.430	63%

Fuente: CNMC

1.2. Previsión de demanda 2021-2022

1.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

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

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

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

Fuente: GTS y empresas

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

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

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

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

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

En coherencia con el escenario de cobertura de demanda considerado en la elaboración Resolución de 18 de marzo de 2021⁴, estas previsiones se han realizado teniendo en cuenta el escenario de cobertura de la demanda eléctrica para el año 2021 (3/12) y las previsiones realizadas por el OS para el año 2022 (9/12), considerando una eficiencia de las centrales peninsulares del 44% y de las del sistema balear del 39,1%.

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

⁴ Para mayor información véase la Memoria que acompaña a la Resolución, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3414440_6.pdf

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

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

Sistema Peninsular

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

Sistemas Extrapeninsulares

<i>P > 60 bar</i>	6.949.537	7.024.767	1,1%
TOTAL	6.949.537	7.024.767	1,1%

Total

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

Fuente: CNMC.

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

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

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

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

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

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre el funcionamiento de los ciclos combinados, la información proporcionada por el GTS y las empresas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se ha optado por mantener en 2021-2022 el factor de carga previsto para el cierre del año de gas 2020-2021 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular y mantener la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 para las instalaciones de generación eléctrica situadas en territorios no peninsulares (véase Cuadro I.18).

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

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

Fuente: CNMC

1.2.2. Previsión de demanda convencional

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

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

GTS	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO) (A)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
	P > 60 bar	70.580.301	73.517.207	79.332.617	4,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	33.935.800	36.040.238	38.891.118	6,2%	7,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.674.130	86.842.555	93.712.035	-0,9%	7,9%
P ≤ 4 bar	66.439.801	61.760.000	58.760.217	-7,0%	-4,9%
TOTAL	258.630.032	258.160.000	270.695.987	-0,2%	4,9%
GNL directo a cliente final	11.057.242	12.240.000	13.676.546	10,7%	11,7%
TOTAL	269.687.274	270.400.000	284.372.533	0,3%	5,2%

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2019-2020 (SIFCO) (A)	Previsión de cierre Año Gas 2020-2021 (B)	Previsión Año Gas 2021-2022 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
	P > 60 bar	70.580.301	71.343.247	74.194.245	1,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	33.935.800	34.640.968	36.024.799	2,1%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.674.130	89.118.418	94.280.478	1,6%	5,8%
P ≤ 4 bar	66.439.801	70.089.778	72.001.731	5,5%	2,7%
TOTAL	258.630.032	265.192.412	276.501.254	2,5%	4,3%
GNL directo a cliente final	11.057.242	14.108.837	14.961.295	27,6%	6,0%
TOTAL	269.687.274	279.301.249	291.462.548	3,6%	4,4%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

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

En el Cuadro I.20 se comparan las previsiones para el año de gas 2021-2022 de la demanda del Grupo 3 remitida por el GTS y por las empresas gasistas de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.

Cuadro I.20. Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del grupo 3 y su demanda para el año de gas 2021-2022 de los consumidores suministrados desde la red de transporte y distribución.

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

A) Nº clientes

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

B) Energía (MWh)

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

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

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

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

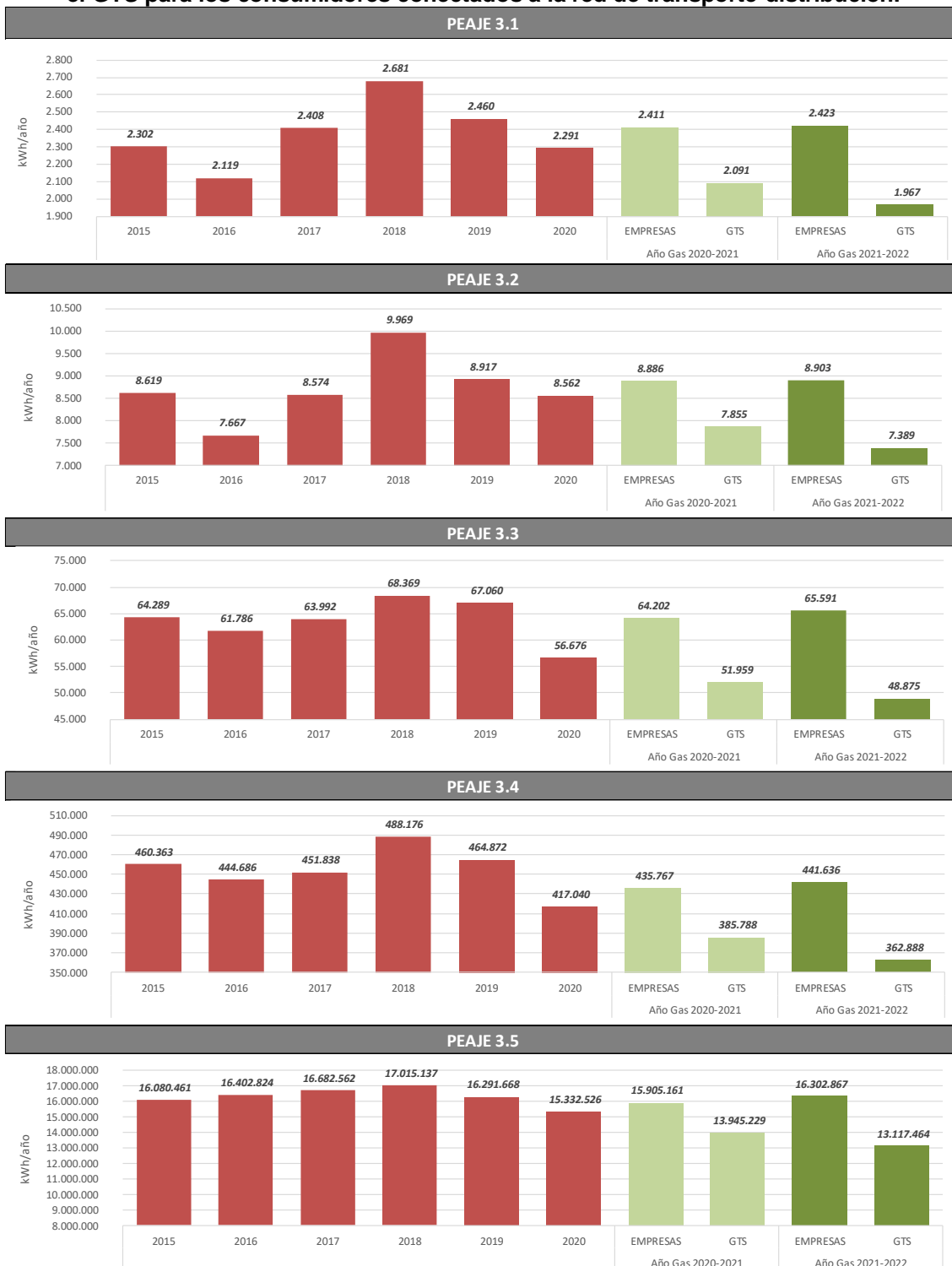
Respecto de la previsión de consumo, el GTS prevé una contracción de la demanda de dichos consumidores del 5,2% en todos los grupos tarifarios, mientras que las empresas distribuidoras estiman que, en términos medios, aumentará en un 2,7%, si bien prevé crecimientos inferiores para los consumidores típicamente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

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

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

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

Gráfico I.7. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2015 y 2020 y, previstos para el año de gas 2021-2022 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.



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

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

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

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

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

Cuadro I.21. Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del grupo 3 y su demanda para el año de gas 2021-2022 de los consumidores conectados a plantas satélite.

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

A) Nº clientes

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

B) Energía (MWh)

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

C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)

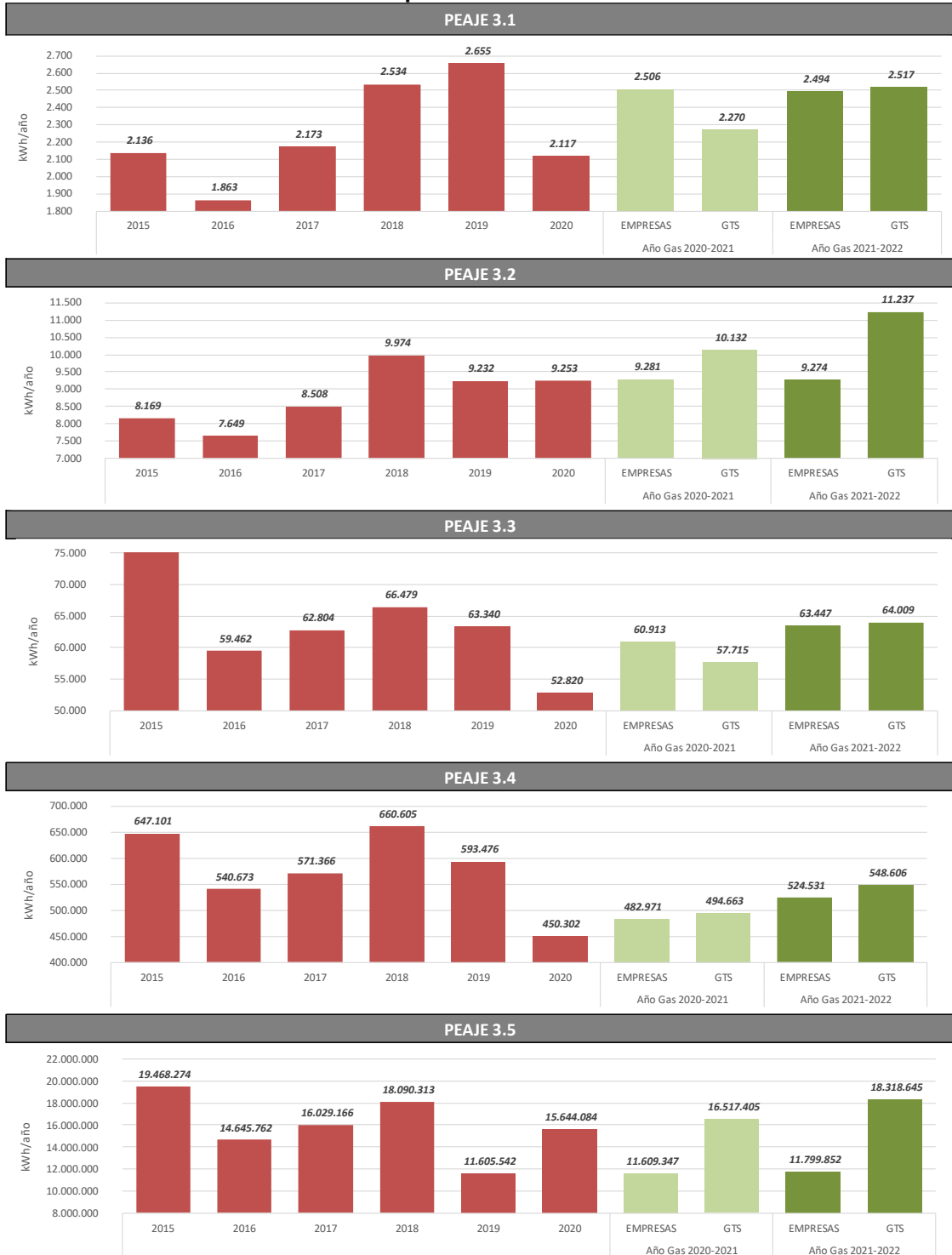
Grupo 3	7.754	8.278	8.071	9.180	8.326	10,9%	3,2%
3.1	2.117	2.270	2.506	2.517	2.494	10,9%	-0,5%
3.2	9.253	10.132	9.281	11.237	9.274	10,9%	-0,1%
3.3	52.820	57.715	60.913	64.009	63.447	10,9%	4,2%
3.4	450.302	494.663	482.971	548.606	524.531	10,9%	8,6%
3.5	15.644.084	16.517.405	11.609.347	18.318.645	11.799.852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

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

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

Gráfico I.8. Tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a plantas satélites registrados entre 2015 y 2020 y previstos para el año de gas 2021-2022 por las empresas distribuidoras y el GTS de los consumidores abastecidos mediante planta satélite



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

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

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

- El incremento del número de clientes se estima en 45.000, como resultado de proyectar la tendencia prevista para el cierre de 2020-2021, suponiendo que las captaciones de nuevos clientes se producirán en la distribución implícita en las previsiones de las empresas.
- El tamaño medio de estos consumidores se corresponderá a los tamaños medios considerados para el año de gas 2020-2021 sin tener en cuenta el efecto del episodio meteorológico de fuertes nevadas ocasionadas por la borrasca Filomena y posterior ola de frío, salvo para los peajes 3.1 y 3.2, que se estima que adicionalmente se reducirán un 0,5% como consecuencia de una mejora en eficiencia energética.

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

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

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

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

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

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

Fuente: CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro I.23 se resumen las previsiones del GTS y de las empresas transportistas y distribuidoras de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año de gas 2021-2022.

Cuadro I.23. Previsión del GTS y de las Empresas de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año de gas 2021-2022

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

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

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

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

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2021 el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 5,6% y el 6,5% (CE 5,6%, OCDE 5,7%, FMI 6,4%, Banco de España⁵ 6%; Gobierno 6,5%) y para el año 2022 el intervalo de variación se encuentra entre el 4,7% y el 7% (FMI 4,7%, OCDE 4,8%, CE 5,3%, Banco de España 7%).

Teniendo en cuenta las previsiones de los distintos agentes, la evolución prevista de la economía y tras analizar la evolución reciente registrada y el impacto de nuevos consumidores conectados a redes de más de 60 bar, se estima que la demanda de los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se incrementará un 4,8%, la de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar aumentarán un 4,0% y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar un 3,0%.

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

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

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

Fuente: CNMC

Previsión demanda convencional para el año de gas 2021-2022

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

⁵ En el escenario central

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

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

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

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

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

1.2.3. Demanda nacional

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

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

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

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

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

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

Prestación	Peaje	Volumen	Año Gas 2021-2022															
			Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL			
			Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	Volumen	Clientes promedio	Capacidad contratada	
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
TOTAL GRUPO 1			58.218.642	35	214.248.787	7.024.767	3	56.050.360	0	0	0	75.325.434	85	236.600.500	140.568.842	123	506.899.647	
GRUPO 1			58.218.642	35	214.248.787	7.024.767	3	56.050.360	0	0	0	75.325.434	85	236.600.500	140.568.842	123	506.899.647	
P>60 bares			1.1	<200.000	786.289	26	3.886.849	0	0	0	0	1.205.101	37	5.029.200	1.991.390	63	8.916.049	
			1.2	<1.000.000	2.306.159	4	5.183.827	2.106.451	1	22.040.180	0	0	15.739.877	26	50.686.372	20.152.487	30	77.910.358
			1.3	>1.000.000	55.126.193	5	205.178.111	4.918.315	2	34.010.200	0	0	58.380.456	22	180.884.929	118.424.965	30	420.073.239
TOTAL GRUPO 2			23.969	3	293.593	0	0	0	0	0	0	127.154.494	3.792	486.292.140	127.178.463	3.795	486.585.733	
GRUPO 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.813.104	156	122.947.633	35.813.104	156	122.947.633	
16<P<60 bares			2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	1.433	9	9.434	1.433	9	9.434	
			2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	87.222	33	421.500	87.222	33	421.500	
			2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	499.613	40	2.973.940	499.613	40	2.973.940	
			2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	1.039.072	20	4.613.763	1.039.072	20	4.613.763	
			2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	10.121.432	36	35.665.639	10.121.432	36	35.665.639	
			2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	24.064.330	18	79.263.357	24.064.330	18	79.263.357	
GRUPO 2			23.969	3	293.593	0	0	0	0	0	0	91.341.300	3.636	363.344.507	91.365.359	3.639	363.638.100	
4<P<16 bares			2.1	<500	3	236	0	0	0	0	0	139.968	641	998.333	138.971	641	998.569	
			2.2	<5.000	3.076	11	180.697	0	0	0	0	2.886.637	1.384	13.170.253	2.889.915	1.385	13.350.949	
			2.3	<30.000	1.625	1	27.890	0	0	0	0	12.947.132	1.012	69.690.435	12.948.757	1.013	69.718.326	
			2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	19.070.275	367	80.752.627	19.070.275	367	80.752.627	
			2.5	<500.000	19.263	0	84.770	0	0	0	0	44.096.203	219	159.074.928	44.115.467	219	159.159.698	
			2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	12.201.975	14	39.657.931	12.201.975	14	39.657.931	
TOTAL INTERRUPTIBLES			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRUPO A			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P>60 bares			4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<60 bares			4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares			4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x			0	0	0	0	0	0	1.271.334	165.653	8.246.625	68.276.801	7.856.211	437.279.284	69.548.134	8.021.864	445.525.909	
GRUPO 3			0	0	0	0	0	0	1.271.334	165.653	8.246.625	68.276.801	7.856.211	437.279.284	69.548.134	8.021.864	445.525.909	
P<=4 bar (3)			3.1	<5	0	0	0	0	260.720	109.553	1.685.097	10.756.486	4.519.827	68.438.824	11.017.206	4.629.380	70.123.920	
			3.2	<50	0	0	0	0	475.631	54.707	3.518.628	28.312.466	3.256.499	203.713.222	28.788.097	3.311.206	207.231.851	
			3.3	<100	0	0	0	0	31.263	529	192.661	1.543.728	26.103	8.980.554	1.574.990	26.631	9.173.215	
			3.4	100 < C <= 30.000	0	0	0	0	367.238	854	2.282.540	22.989.118	53.463	133.412.402	23.356.356	54.317	136.694.942	
			3.5 (4)	>30.000	0	0	0	0	136.482	10	567.695	4.675.003	319	22.734.282	4.811.485	329	23.301.981	
Suministro GNL Directo a cliente final (5)			0	0	0	0	0	0	11.901.976	0	0	0	0	0	11.901.976	0	0	
TOTAL GAS DE EMISION			58.242.611	38	214.542.379	7.024.767	3	56.050.360	13.173.309	165.653	8.246.625	270.756.728	7.860.088	1.160.171.925	349.197.415	8.025.782	1.439.011.289	

Fuente: CNMC

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

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				TOTAL			
			Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	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		58.218.642	35	216.306.530	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	0	0	0	0	75.325.434	85	236.859.296	87%	140.568.842	123	509.216.185	78%
	RL.1 <5.000	kWh	0	1	1.948	0%	0	0	0	0	0	0	0	3	1	57	12%	3	2	2.005	0%	
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	2	92	73%	25	2	92	73%	
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	4	698	67%	170	4	698	67%	
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	856	10	4.030	68%	856	10	4.030	68%	
	RL.5 <1.500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.300	1	29.185	12%	1.300	1	29.185	12%	
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.282	1	11.724	77%	3.282	1	11.724	77%	
	RL.7 <15.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.542	2	93.467	48%	16.542	2	93.467	48%	
	RL.8 <50.000.000		21.253	1	64.643	90%	0	0	0	0	0	0	0	180.970	6	862.662	57%	202.222	7	927.305	60%	
	RL.9 <150.000.000		167.277	2	830.938	59%	0	0	0	0	659.401	7	2.837.835	64%	826.678	9	3.668.773	62%				
	RL.10 <500.000.000		861.388	4	3.022.554	73%	0	0	0	0	4.543.119	13	15.785.298	73%	5.404.571	17	18.818.782	78%				
	RL.11 >500.000.000		57.188.724	27	212.386.447	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	69.919.768	38	217.223.337	88%	134.113.259	68	485.660.145	76%				
	P<60 bar		23.969	3	366.884	18%	0	0	0	1.271.334	165.653	8.246.625	42%	195.431.295	7.860.003	927.843.092	58%	196.726.597	8.025.659	936.456.601	58%	
	16-60 Bar		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.813.104	156	124.156.111	79%	35.813.104	156	124.156.111	79%		
	RL.1 <5.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0%	0	1	0%	0		
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.5 <1.500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.7 <15.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.8 <50.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.9 <150.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.10 <500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	RL.11 >500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4-16 Bar		23.969	3	366.884	18%	0	0	0	0	0	0	91.341.390	3.636	366.407.697	68%	91.365.359	3.639	366.774.581	68%		
	RL.1 <5.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	55	96.234	0%	33	55	96.234	0%		
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	254	21	18.364	4%	254	21	18.364	4%		
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.584	72	77.378	9%	2.584	72	77.378	9%		
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66.743	359	643.858	28%	66.743	359	643.858	28%		
	RL.5 <1.500.000		1.152	1	133.316	2%	0	0	0	0	650.012	760	3.675.926	48%	651.164	761	3.809.242	47%				
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	2.527.122	798	12.101.242	57%	2.527.122	798	12.101.242	57%				
	RL.7 <15.000.000		6.847	1	157.940	12%	0	0	0	0	5.943.600	647	33.875.447	48%	5.950.447	648	34.033.387	48%				
	RL.8 <50.000.000		15.970	1	75.628	58%	0	0	0	0	15.285.095	534	74.380.324	56%	15.311.065	535	74.455.952	56%				
	RL.9 <150.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	23.170.411	258	93.623.547	68%	23.170.411	258	93.623.547	68%				
	RL.10 <500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	32.887.354	120	113.280.179	80%	32.887.354	120	113.280.179	80%				
	RL.11 >500.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	10.798.181	11	34.635.199	85%	10.798.181	11	34.635.199	85%				
	<4 Bar		0	0	0	0	0	0	0	1.271.334	165.653	8.246.625	42%	68.276.801	7.856.211	437.279.284	43%	69.548.134	8.021.864	445.525.909	43%	
	RL.1 <5.000	MWh	0	0	0	0	0	0	0	260.720	109.553	1.685.097	42%	10.756.491	4.519.831	68.445.953	43%	11.017.211	4.629.384	70.131.049	43%	
	RL.2 <15.000		0	0	0	0	0	0	0	314.853	45.259	2.329.218	37%	20.796.469	2.856.305	149.634.289	38%	21.111.321	2.901.564	151.963.507	38%	
	RL.3 <50.000		0	0	0	0	0	0	0	160.779	9.448	1.189.410	37%	7.515.997	400.194	54.078.933	38%	7.676.776	409.642	55.268.344	38%	
	RL.4 <300.000		0	0	0	0	0	0	0	113.097	1.016	701.299	44%	7.639.390	57.489	44.366.194	47%	7.752.488	58.505	45.067.483	47%	
	RL.5 <1.500.000		0	0	0	0	0	0	0	158.215	305	983.371	44%	12.994.006	20.572	75.424.363	47%	13.152.222	20.877	76.407.741	47%	
	RL.6 <5.000.000		0	0	0	0	0	0	0	109.446	55	680.253	44%	3.320.544	1.408	19.336.971	47%	3.429.990	1.463	20.017.224	47%	
	RL.7 <15.000.000		0	0	0	0	0	0	0	59.972	12	286.243	55%	2.606.256	309	14.309.172	50%	2.666.229	321	14.605.415	50%	
	RL.8 <50.000.000		0	0	0	0	0	0	0	94.251	5	381.728	68%	2.272.115	97	10.460.166	60%	2.366.367	102	10.841.893	60%	
	RL.9 <150.000.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	375.531	6	1.223.253	84%	375.531	6	1.223.253	84%	
	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		58.242.611	38	216.673.414	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	1.271.334	165.653	8.246.625	42%	270.756.728	7.860.088	1.164.702.388	64%	337.295.440	8.025.782	1.445.672.787	64%
	GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL									11.901.976								11.901.976	0	0		
	TOTAL SISTEMA		58.242.611	38	216.673.414	74%	7.024.767	3	56.050.360	34%	13.173.309	165.653	8.246.625	43%	270.756.728	7.860.088	1.164.702.388	64%	349.197.415	8.025.782	1.445.672.787	66%

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

- Se considera que el perfil de extracción se corresponde con el perfil promedio de los registrados en los últimos 4 años de gas⁶.
- Se considera que únicamente se realizan contratos diarios, ya que son los que minimizan la facturación de peajes dados los multiplicadores aplicables a cada ejercicio.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: GTS y CNMC

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

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

La previsión del gas que se introduce en el sistema para los años de gas 2020-2021 y 2021-2022 a través de plantas de GNL se ha calculado como la diferencia entre el volumen que debe ser abastecido, coherente con el escenario de demanda previsto por la CNMC para dichos años, y el volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos y conexiones internacionales para dichos ejercicios.

Se indica que el volumen que puede ser abastecido mediante GN o GNL se determina sumando a la demanda prevista para el cierre de 2020-2021 y 2021-2022, excluyendo la demanda abastecida mediante plantas satélite y las inyecciones de biogás en las redes locales e incrementada por las mermas correspondientes, las exportaciones, el saldo inyección-extracción de los almacenamientos subterráneos previsto para cada uno de los ejercicios, las necesidades de gas talón y operación.

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

Como consecuencia de lo anterior, se estima que el volumen a introducirse en el sistema de transporte desde las plantas de GNL se reducirá un 11,4% en 2020-2021 y un 3,9% en 2021-2022.

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

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

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

2.1.4. Entradas a la red de transporte

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

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

Fuente: GTS, Empresas Distribuidoras y CNMC.

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

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

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

Fuente: CNMC.

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

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

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

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

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

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

Fuente: GTS y CNMC

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

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

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

En el caso de las **salidas hacia consumidores nacionales**, dado que los comercializadores no contratan capacidad de salida en los puntos de interconexión de la red troncal con la red no troncal/secundaria o con la red de distribución, se ha desagregado la capacidad de salida prevista, excluidos los consumidores suministrados desde plantas satélites⁷, para el ejercicio por punto de salida en función de la información disponible por la CNMC.

En particular, se dispone de la siguiente información:

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

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

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

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

La **capacidad contratada prevista para el resto de consumidores** abastecidos desde ese punto de salida se estima a partir de la capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar y acogidos a los peajes 3.1 a 3.4⁸, para lo que se ha procedido de la siguiente manera:

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

Puntos de salida	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Tasa de Variación 2022 s/ 2021		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	13.544.872	149.643.005	24,8%	13.544.872	149.643.005	24,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Tarifa GME	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Biriatiou	2.435.417	33.279.956	20,0%	2.435.417	33.279.956	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	6.697.396	91.519.880	20,0%	6.697.396	91.519.880	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	4.105.667	23.117.949	48,7%	4.105.667	23.117.949	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Tuy	306.393	1.725.220	48,7%	306.393	1.725.220	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Planta de regasificación	1.825.000	5.737.542	87,1%	1.825.000	5.431.027	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Barcelona	328.595	1.033.057	87,1%	328.595	977.868	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Cartagena	329.599	1.036.212	87,1%	329.599	980.855	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Huelva	405.025	1.273.340	87,1%	405.025	1.205.315	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Bilbao	409.032	1.285.939	87,1%	409.032	1.217.241	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Sagunto	159.274	500.733	87,1%	159.274	473.983	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Mugaridos	193.476	608.261	87,1%	193.476	575.766	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Desde A.A.S.S.	12.177.995	32.868.152	101,5%	12.298.122	37.146.961	90,7%	1,0%	13,0%	-10,6%
Serrablo	3.801.379	10.074.494	103,4%	3.872.157	11.672.087	90,9%	1,9%	15,9%	-12,1%
Gaviota	3.950.652	10.689.222	101,3%	4.042.770	12.213.416	90,7%	2,3%	14,3%	-10,4%
Yela	3.587.470	9.584.356	102,5%	3.527.951	10.655.858	90,7%	-1,7%	11,2%	-11,5%
Marismas	838.494	2.520.081	91,2%	855.243	2.605.600	89,9%	2,0%	3,4%	-1,4%
Salida nacional	339.267.861	1.461.601.385	63,6%	336.024.106	1.430.764.664	64,3%	-1,0%	-2,1%	1,2%
P > 60 bar	145.747.881	529.112.132	72,8%	140.568.842	506.899.647	76,0%	3,7%	-4,2%	4,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.429.143	121.091.796	77,9%	35.813.104	122.947.633	79,8%	4,0%	1,5%	2,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	88.679.631	358.616.936	69,8%	91.365.359	363.638.100	68,8%	3,0%	1,4%	-1,4%
P ≤ 4 bar	70.411.206	452.780.521	42,6%	68.276.801	437.279.284	42,8%	-3,0%	-3,4%	0,4%
TOTAL	366.815.728	1.649.850.085	60,9%	363.692.100	1.622.985.657	61,4%	-0,9%	-1,6%	0,8%

Fuente: GTS y CNMC

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

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

- *Regasificación*

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

- *Carga en cisternas*

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

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

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

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

- *Descarga de buques*

El volumen que se descarga en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación, carga en cisterna, trasvase de GNL a buque y puesta en frío para el año de gas 2020-2021 y 2021-2022.

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

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

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

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

- *Licuefacción virtual*

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

- *Almacenamiento de GNL*

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

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

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

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

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

Fuente: CNMC.

4. Capacidad contratada equivalente

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

Matemáticamente la capacidad contratada equivalente, se define como:

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

Siendo:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Demanda en consumidor final

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Año Gas 2022-2023		
	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar	145.747.881	123	569.979.661	140.568.842	123	509.216.185	131.598.191	124	477.173.012
RL1	2	2	4.513	3	2	2.005	3	2	1.112
RL2	24	2	91	25	2	92	25	2	96
RL3	165	4	687	170	4	698	171	4	729
RL4	831	10	3.976	856	10	4.030	862	10	4.212
RL5	1.262	1	28.753	1.300	1	29.185	1.309	1	30.501
RL6	3.187	1	11.551	3.282	1	11.724	3.304	1	12.252
RL7	15.883	2	138.979	16.542	2	93.467	16.654	2	96.347
RL8	200.070	7	1.007.848	202.222	7	927.305	199.963	7	968.751
RL9	831.367	9	4.074.977	826.678	9	3.668.773	803.704	9	3.734.988
RL10	5.309.272	17	19.371.996	5.404.507	17	18.818.762	5.293.987	17	19.053.943
RL11	139.385.817	68	545.336.292	134.113.259	68	485.660.145	125.278.210	69	453.270.080
P<60 bar	193.519.980	7.814.994	939.715.303	195.455.264	7.860.006	928.209.976	200.304.947	7.876.343	960.757.907
16-60 Bar	34.429.143	154	123.498.754	35.813.104	156	124.156.111	35.969.529	157	129.013.196
RL1	0	1	1	0	1	1	0	1	1
RL2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL4	398	3	2.942	406	3	2.881	408	3	3.256
RL5	11.209	11	48.250	11.936	11	48.158	11.989	11	52.007
RL6	76.132	27	470.243	81.077	27	473.843	81.431	27	502.928
RL7	259.160	28	1.683.956	271.732	28	1.727.993	272.918	29	1.771.689
RL8	730.858	25	3.662.368	757.723	25	3.725.572	761.033	25	3.816.955
RL9	1.448.982	14	6.806.697	1.495.250	14	6.429.544	1.501.781	14	6.610.927
RL10	9.165.018	28	32.059.451	9.450.965	28	32.403.256	9.492.245	29	33.372.031
RL11	22.737.385	18	78.764.846	23.744.015	18	79.344.863	23.847.724	18	82.883.401
4-16 Bar	88.679.631	3.628	363.436.028	91.365.359	3.639	366.774.581	95.391.273	3.676	390.414.616
RL1	31	55	92.724	33	55	96.234	35	56	109.731
RL2	238	21	17.796	254	21	18.364	266	21	20.674
RL3	2.411	72	76.578	2.584	72	77.378	2.698	73	87.224
RL4	62.263	358	629.340	66.743	359	643.858	69.688	363	728.127
RL5	630.708	758	3.797.137	651.164	761	3.809.242	679.653	768	3.957.947
RL6	2.456.368	796	12.072.203	2.527.122	798	12.101.242	2.638.615	806	12.951.987
RL7	5.786.034	646	34.113.902	5.950.447	648	34.033.387	6.211.546	655	36.412.465
RL8	14.849.262	534	73.847.871	15.311.065	535	74.455.952	15.983.241	541	79.535.886
RL9	22.516.570	257	92.810.674	23.170.411	258	93.623.547	24.192.655	261	99.296.669
RL10	32.063.887	120	111.844.471	32.887.354	120	113.280.179	34.338.296	122	119.844.201
RL11	10.312.060	11	34.133.332	10.798.181	11	34.635.199	11.274.580	11	37.469.705
<4 Bar	70.411.206	7.811.211	452.780.521	68.276.801	7.856.211	437.279.284	68.944.145	7.872.510	441.330.095
RL1	11.522.146	4.505.652	73.317.254	10.756.491	4.519.831	68.445.953	10.738.753	4.512.377	68.333.232
RL2	22.146.102	2.630.643	159.345.141	20.796.469	2.856.305	149.634.289	20.940.267	2.876.055	150.668.940
RL3	8.003.764	396.598	57.588.506	7.515.997	400.194	54.078.933	7.567.966	402.961	54.452.864
RL4	7.600.586	56.317	44.141.595	7.639.390	57.489	44.366.184	7.760.378	58.355	45.068.809
RL5	12.768.092	20.215	74.112.100	12.994.006	20.572	75.424.363	13.207.922	20.911	76.666.094
RL6	3.262.425	1.383	19.001.412	3.320.544	1.408	19.336.971	3.375.303	1.431	19.656.043
RL7	2.537.560	303	13.964.365	2.606.256	309	14.309.172	2.654.812	315	14.575.213
RL8	2.205.937	95	10.125.977	2.272.115	97	10.460.166	2.315.965	99	10.662.039
RL9	364.594	6	1.184.172	375.531	6	1.223.253	382.779	6	1.246.861
RL10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN	339.267.861	7.815.117	1.509.694.964	336.024.106	7.860.129	1.437.426.162	331.903.138	7.876.467	1.437.930.920
PLANTA SATÉLITE <4 Bar	1.364.677	161.699	8.894.466	1.271.334	165.653	8.246.625	1.369.002	169.035	8.973.407
RL1	271.302	107.084	1.753.490	260.720	109.553	1.685.097	265.208	111.439	1.714.107
RL2	348.654	44.098	2.579.273	314.853	45.259	2.329.218	331.239	46.390	2.450.444
RL3	178.039	9.206	1.317.100	160.779	9.448	1.189.410	169.147	9.684	1.251.314
RL4	118.512	948	735.101	113.097	1.016	701.299	131.156	1.104	813.279
RL5	174.008	294	1.081.535	168.215	305	983.377	183.516	339	1.140.629
RL6	120.370	53	748.154	109.446	55	680.253	126.947	61	789.033
RL7	61.061	11	310.050	59.972	12	296.243	64.272	13	352.858
RL8	92.730	5	369.762	94.251	5	381.728	97.516	5	461.741
RL9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL	11.223.831			11.901.976			12.178.089		
TOTAL SISTEMA	351.856.369	7.976.816	1.518.589.430	349.197.415	8.025.782	1.445.672.787	345.450.229	8.045.502	1.446.904.326

Fuente: CNMC

	Año Gas 2023-2024			Año Gas 2024-2025			Año Gas 2025-2026		
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
	MWh	Nº	Qd (kW/h/día)	MWh	Nº	Qd (kW/h/día)	MWh	Nº	Qd (kW/h/día)
P>60 bar	122.512.539	125	442.914.749	115.574.810	125	416.513.741	105.638.010	126	397.728.014
RL1 C ≤ 5.000	3	2	901	3	2	746	3	2	636
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	25	2	97	25	2	97	25	2	97
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	172	4	735	172	4	736	173	4	737
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	869	10	4.248	870	10	4.254	871	10	4.256
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	1.320	1	30.763	1.322	1	30.804	1.322	1	30.818
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.333	1	12.358	3.337	1	12.374	3.339	1	12.380
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16.797	2	97.176	16.820	2	97.305	16.827	2	97.350
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	197.965	7	962.953	195.588	7	954.197	193.818	7	947.568
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	781.358	9	3.604.926	761.611	9	3.494.489	747.324	9	3.414.959
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	5.188.853	17	18.627.423	5.088.716	17	18.232.750	5.015.687	17	17.945.792
RL11 C > 500.000.000	116.321.843	69	419.573.169	109.506.347	70	393.685.990	99.658.620	70	375.273.421
P<60 bar	204.333.420	7.891.184	978.367.163	207.919.028	7.901.574	992.884.620	211.219.880	7.909.581	1.007.942.440
16-60 Bar	36.131.344	159	129.593.584	36.133.991	161	129.603.080	36.134.909	162	129.606.371
RL1 C ≤ 5.000	0	1	1	0	1	1	0	1	1
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	410	3	3.271	410	3	3.271	410	3	3.271
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	12.043	11	52.241	12.043	11	52.245	12.044	12	52.246
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	81.797	28	505.191	81.803	28	505.228	81.805	28	505.241
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	274.146	29	1.779.669	274.166	29	1.779.790	274.173	29	1.779.835
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	764.456	25	3.834.127	764.512	26	3.834.408	764.532	26	3.834.505
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.508.537	14	6.640.668	1.508.647	14	6.641.154	1.508.686	15	6.641.323
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	9.534.948	29	33.522.161	9.535.646	29	33.524.617	9.535.889	29	33.525.468
RL11 C > 500.000.000	23.955.007	19	83.256.266	23.956.762	19	83.262.366	23.957.371	19	83.264.481
4-16 Bar	98.649.058	3.712	403.749.735	101.801.201	3.749	416.652.084	104.828.022	3.787	429.041.185
RL1 C ≤ 5.000	36	57	113.484	37	57	117.114	38	58	120.599
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	275	21	21.381	284	22	22.065	292	22	22.722
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	2.790	73	90.207	2.879	74	93.093	2.965	75	95.863
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	72.071	367	753.030	74.377	370	777.117	76.590	374	800.243
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	702.672	776	4.091.655	724.982	784	4.221.317	746.436	791	4.346.057
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.728.859	814	13.394.960	2.816.151	822	13.823.441	2.899.951	830	14.234.786
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.422.644	661	37.648.680	6.627.102	668	38.846.262	6.823.596	674	39.997.398
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	16.526.751	546	82.249.390	17.053.102	551	84.875.455	17.558.899	557	87.397.557
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.020.071	263	102.692.727	25.820.420	266	105.977.691	26.588.759	269	109.131.271
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	35.512.704	123	123.943.008	36.648.695	124	127.907.732	37.739.251	125	131.713.885
RL11 C > 500.000.000	11.660.184	11	38.751.212	12.033.173	11	39.990.796	12.391.245	11	41.180.803
<4 Bar	69.553.018	7.887.312	445.023.844	69.983.836	7.897.664	446.629.456	70.256.950	7.905.631	449.294.884
RL1 C ≤ 5.000	10.722.772	4.505.662	68.231.674	10.711.421	4.500.893	68.159.230	10.707.381	4.499.195	68.133.898
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	21.070.474	2.893.939	151.605.803	21.161.929	2.906.500	152.263.838	21.220.478	2.914.541	152.685.113
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	7.615.024	405.467	54.791.453	7.648.077	407.227	55.029.271	7.669.237	408.353	55.181.524
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	7.870.952	59.145	45.710.961	7.949.370	59.705	46.165.824	7.998.037	60.054	46.448.997
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	13.403.532	21.221	77.801.569	13.542.331	21.440	78.606.095	13.628.356	21.576	79.106.624
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.425.378	1.452	19.947.822	3.460.909	1.467	20.143.299	3.482.935	1.477	20.283.215
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2.699.301	320	14.818.962	2.730.914	324	14.516.560	2.750.720	326	15.100.660
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.356.163	100	10.847.098	2.384.739	102	10.515.603	2.402.691	102	11.061.301
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	389.423	6	1.268.503	394.146	6	1.229.736	397.113	6	1.293.552
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN	326.845.958	7.891.308	1.421.281.912	323.493.837	7.901.699	1.409.398.361	316.857.890	7.909.707	1.405.670.454
PLANTA SATÉLITE <4 Bar	1.398.281	171.593	9.162.334	1.423.200	173.964	9.323.672	1.451.389	177.186	9.507.770
RL1 C ≤ 5.000	268.579	112.856	1.735.893	271.868	114.238	1.757.153	276.738	116.284	1.788.628
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	337.753	47.302	2.498.630	343.413	48.095	2.540.502	350.169	49.041	2.590.478
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	172.473	9.875	1.275.920	175.363	10.040	1.297.302	178.813	10.238	1.322.822
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	134.487	1.131	833.939	137.211	1.153	850.828	139.981	1.176	868.008
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	188.330	348	1.170.555	192.255	355	1.194.946	196.209	363	1.219.525
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	130.278	63	809.734	132.993	64	826.607	135.728	66	843.609
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	66.066	13	362.670	67.520	13	370.626	68.957	13	378.495
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	100.315	5	474.994	102.578	5	485.709	104.795	6	496.205
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL	12.417.659			12.609.265			12.789.438		
TOTAL SISTEMA	340.661.899	8.062.901	1.430.444.246	337.526.303	8.075.663	1.418.722.033	331.098.717	8.086.893	1.415.178.224

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

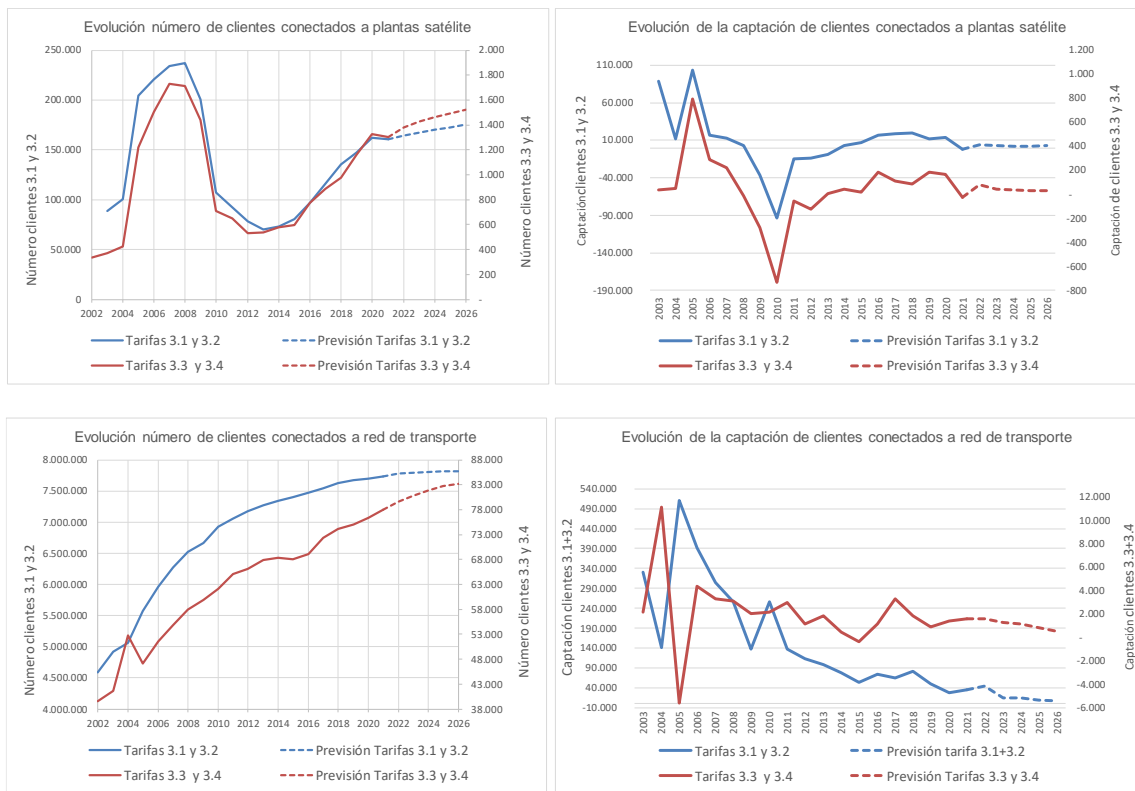
El aumento del número consumidores previsto es consecuencia de la tasa de crecimiento vegetativo y de la conversión prevista a gas natural de las redes de GLP adquiridas a REPSOL BUTANO, S.A. y de CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U. en 2015-2017 por varias distribuidoras de gas natural. Si bien existe un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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- La demanda prevista de gas a introducir en el sistema en el horizonte de previsión es el resultado de sumar a la demanda prevista para cada uno de los años incrementada por las mermas correspondientes⁹, el saldo inyección-extracción previsto para cada ejercicio, excluyendo la demanda de los clientes conectados a una planta satélite y excluyendo la previsión de inyección de biogás en la red de distribución.
- Una vez determinado el volumen de gas a introducir en el sistema, se determina la previsión del caudal equivalente aplicando para cada punto de entrada el factor de carga (73%) y la utilización (93%) de la capacidad contratada previstas para 2021-2022, y considerando que se mantiene el esquema de contratación de productos anuales y de corto plazo previsto para 2021-2022 al aplicar los multiplicadores propuestos.
- Se han considerado 6 nuevos puntos de entrada de inyección de biogás en la red de transporte conforme a las previsiones facilitadas por el GTS.
- Para el resto de entradas GN se ha considerado como mejor previsión para el periodo 2022-2023 a 2025-2026 el volumen previsto para 2021-2022 para cada punto de entrada, si bien la incertidumbre es elevada en relación a la posible evolución de los precios del GNL con el consiguiente impacto en las entradas de gas natural.

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

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

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

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

Fuente: Empresas

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

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

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

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

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

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

Respecto al **trasvase de GNL de planta a buque**, se ha supuesto que a lo largo del periodo se irá aumentando progresivamente el número de cargas de GNL debido al desarrollo del bunkering de GNL, hasta alcanzar cargas a 109 buques en el año de gas 2025-2026 de 5.606 m³ de GNL de tamaño medio.

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Año Gas 2022-2023			Año Gas 2023-2024			Año Gas 2024-2025			Año Gas 2025-2026		
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar	145.747.881	123	569.979.661	140.568.842	123	509.216.185	131.596.191	124	477.173.012	122.512.539	125	442.914.748	115.574.810	125	416.513.741	105.638.010	126	397.728.014
RL1 C ≤ 5.000	2	2	4.513	3	2	2.005	3	2	1.112	3	2	901	3	2	746	3	2	636
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	24	2	91	25	2	92	25	2	96	25	2	97	25	2	97	25	2	97
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	165	4	687	170	4	698	171	4	729	172	4	735	172	4	736	173	4	737
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	831	10	3.976	856	10	4.030	862	10	4.212	869	10	4.248	870	10	4.254	871	10	4.256
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	1.262	1	28.753	1.300	1	29.185	1.309	1	30.501	1.320	1	30.763	1.322	1	30.804	1.322	1	30.818
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.187	1	11.551	3.282	1	11.724	3.304	1	12.252	3.333	1	12.358	3.337	1	12.374	3.339	1	12.380
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	15.883	2	138.979	16.542	2	93.467	16.654	2	96.347	16.797	2	97.176	16.820	2	97.305	16.827	2	97.350
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	200.070	7	1.007.848	202.222	7	927.305	199.963	7	968.751	197.965	7	962.953	195.588	7	954.197	193.818	7	947.568
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	831.367	9	4.074.977	826.878	9	3.668.773	803.704	9	3.734.988	781.358	9	3.604.926	761.611	9	3.494.489	747.324	9	3.414.959
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	5.309.272	17	19.371.996	5.404.507	17	18.818.762	5.293.987	17	19.053.943	5.188.853	17	18.627.423	5.088.716	17	18.232.750	5.015.687	17	17.945.792
RL11 C > 500.000.000	139.385.817	68	545.336.292	134.113.259	68	485.660.145	125.278.210	69	453.270.080	116.321.843	69	419.573.169	109.506.347	70	393.685.990	99.658.620	70	375.273.421
P<60 bar	193.519.980	7.814.994	939.715.303	195.455.264	7.860.006	928.209.976	200.304.947	7.876.343	960.757.907	204.333.420	7.891.184	978.367.163	207.919.028	7.901.574	992.884.620	211.219.880	7.909.581	1.007.942.440
16-60 Bar	34.429.143	154	123.498.754	35.813.104	156	124.156.111	35.969.529	157	129.013.196	36.131.344	159	129.593.584	36.133.991	161	129.603.080	36.134.909	162	129.606.371
RL1 C ≤ 5.000	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	398	3	2.942	406	3	2.881	408	3	3.256	410	3	3.271	410	3	3.271	410	3	3.271
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	11.209	11	48.252	11.936	11	48.158	11.989	11	52.007	12.043	11	52.241	12.043	11	52.245	12.044	11	52.246
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	76.132	27	470.243	81.077	27	473.843	81.431	27	502.928	81.797	28	505.191	81.803	28	505.228	81.805	28	505.241
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	259.160	28	1.683.956	271.732	28	1.727.993	272.918	29	1.779.659	274.146	29	1.779.659	274.166	29	1.779.790	274.173	29	1.779.835
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	730.858	25	3.662.368	757.723	25	3.725.572	761.033	25	3.816.669	764.456	25	3.834.127	764.512	26	3.834.408	764.532	26	3.834.505
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.448.982	14	6.836.697	1.495.250	14	6.429.544	1.501.781	14	6.610.927	1.508.537	14	6.640.658	1.508.647	14	6.641.154	1.508.686	15	6.641.323
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	9.165.018	28	32.059.451	9.450.965	28	32.403.256	9.492.245	29	33.372.031	9.534.948	29	33.522.161	9.535.646	29	33.524.617	9.535.889	29	33.525.468
RL11 C > 500.000.000	22.737.385	18	78.784.846	23.744.015	18	79.344.863	23.847.724	18	82.863.401	23.955.007	19	83.256.266	23.956.762	19	83.262.366	23.957.371	19	83.264.481
4-16 Bar	88.679.631	3.628	363.436.028	91.365.359	3.639	366.774.581	95.391.273	3.676	390.414.616	98.648.058	3.712	403.749.735	101.801.201	3.749	416.652.084	104.828.022	3.787	429.041.185
RL1 C ≤ 5.000	31	55	92.724	33	55	96.234	35	56	109.731	36	57	113.484	37	57	117.114	38	58	120.599
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	238	21	17.796	254	21	18.364	266	21	20.674	275	21	21.381	284	22	22.065	292	22	22.722
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	2.411	72	76.578	2.584	72	77.378	2.698	73	87.224	2.790	73	80.207	2.879	74	83.093	2.965	75	85.863
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	62.263	358	629.340	66.743	359	643.858	69.688	363	728.127	72.071	367	753.030	74.377	370	777.118	76.590	374	800.243
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	630.708	758	3.797.137	651.164	761	3.809.242	679.653	768	3.957.947	702.672	776	4.091.655	724.982	784	4.221.317	746.436	791	4.346.057
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.456.368	796	12.072.203	2.527.122	798	12.101.242	2.638.615	806	12.951.987	2.728.859	814	13.394.960	2.816.151	822	13.823.441	2.899.951	830	14.234.786
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.786.034	646	34.113.902	5.950.447	648	34.033.387	6.211.546	655	36.412.465	6.422.644	661	37.648.860	6.627.102	668	38.846.262	6.823.596	674	39.997.398
RL8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	14.849.262	534	73.847.871	15.311.065	535	74.455.952	15.983.241	541	79.535.886	16.526.751	546	82.249.390	17.053.102	551	84.875.455	17.588.899	557	87.397.557
RL9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	22.516.570	257	92.810.674	23.170.411	258	93.623.547	24.192.655	261	99.296.669	25.020.071	263	102.692.727	25.820.420	266	105.977.691	26.588.759	269	109.131.271
RL10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	32.063.687	120	111.844.471	32.887.354	120	113.280.179	34.338.296	122	119.844.201	35.512.704	123	123.943.008	36.648.695	124	127.907.732	37.739.251	125	131.713.885
RL11 C > 500.000.000	10.312.060	11	34.133.332	10.798.181	11	34.635.199	11.274.580	11	37.469.705	11.660.184	11	38.751.212	12.033.173	11	39.990.796	12.391.245	11	41.180.803
<4 Bar	70.411.206	7.811.211	452.780.521	68.276.801	7.856.211	437.279.284	68.944.145	7.872.510	441.330.095	69.553.018	7.887.312	445.023.844	69.983.836	7.897.664	446.629.456	70.256.950	7.905.631	449.294.884
RL1 C ≤ 5.000	11.522.146	4.505.652	73.317.254	10.756.491	4.519.831	68.445.953	10.738.753	4.512.377	68.333.232	10.722.772	4.505.662	68.231.674	10.711.421	4.500.893	68.159.230	10.707.381	4.499.195	68.133.898
RL2 5.000 < C ≤ 15.000	22.146.102	2.830.643	159.345.141	20.796.469	2.856.305	149.634.289	20.940.267	2.876.055	150.668.940	21.070.474	2.893.939	151.605.803	21.161.929	2.906.500	152.263.838	21.220.478	2.914.541	152.685.113
RL3 15.000 < C ≤ 50.000	8.003.764	396.598	57.588.506	7.519.967	400.194	54.079.933	7.567.966	402.961	54.452.864	7.615.024	405.467	54.791.453	7.648.077	407.227	55.029.271	7.669.237	408.353	55.181.524
RL4 50.000 < C ≤ 300.000	7.600.586	56.317	44.141.595	7.639.390	57.489	44.366.184	7.760.378	58.355	45.068.809	7.870.952	59.145	45.710.981	7.949.370	59.705	46.165.824	7.998.037	60.054	46.448.997
RL5 300.000 < C ≤ 1.500.000	12.768.092	20.215	74.112.100	12.994.006	20.572	75.424.363	13.207.922	20.911	76.666.094	13.403.532	21.221	77.801.569	13.542.331	21.440	78.606.095	13.628.356	21.576	79.106.624
RL6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.262.425	1.383	19.001.412	3.200.544	1.408	19.339.971	3.375.303	1.431	19.656.043	3.425.378	1.452	19.947.822	3.460.909	1.467	20.143.299	3.482.935	1.477	20.283.215
RL7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2.537.560	303	13.964.365	2.606.256	309	14.309.172	2.654.812	315	14.575.213	2.699.301	320	14.818.962	2.730.914	324	14.516.560	2.750.720	326	15.100.660
RL8 15.000.000 <																		

	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Año Gas 2022-2023			Año Gas 2023-2024			Año Gas 2024-2025			Año Gas 2025-2026		
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
PLANTA SATÉLITE <4 Bar	1.364.677	161.699	8.894.466	1.271.334	165.653	8.246.625	1.369.002	169.035	8.973.407	1.398.281	171.593	9.162.334	1.423.200	173.964	9.323.672	1.451.389	177.186	9.507.770
RL.1 C ≤ 5.000	271.302	107.084	1.753.490	260.720	109.553	1.685.097	265.208	111.439	1.714.107	268.579	112.856	1.735.893	271.868	114.238	1.757.153	276.738	116.284	1.788.628
RL.2 5.000 < C ≤ 15.000	348.654	44.098	2.579.273	314.853	45.259	2.329.218	331.239	46.390	2.450.444	337.753	47.302	2.498.630	343.413	48.095	2.540.502	350.169	49.041	2.590.478
RL.3 15.000 < C ≤ 50.000	178.039	9.206	1.317.100	160.779	9.448	1.189.410	169.147	9.684	1.251.314	172.473	9.875	1.275.920	175.363	10.040	1.297.302	178.813	10.238	1.322.822
RL.4 50.000 < C ≤ 300.000	118.512	948	735.101	113.097	1.016	701.299	131.156	1.104	813.279	134.487	1.131	833.939	137.211	1.153	850.828	139.981	1.176	868.008
RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000	174.008	294	1.081.535	158.215	305	983.377	183.516	339	1.140.629	188.330	348	1.170.555	192.255	355	1.194.946	196.209	363	1.219.525
RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	120.370	53	748.154	109.446	55	680.253	126.947	61	789.033	130.278	63	809.734	132.993	64	826.607	135.728	66	843.609
RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	61.061	11	310.050	59.972	12	296.243	64.272	13	352.858	66.066	13	362.670	67.520	13	370.626	68.957	13	378.495
RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	92.730	5	369.762	94.251	5	381.728	97.516	5	461.741	100.315	5	474.994	102.578	5	485.709	104.795	6	496.205
RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.11 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL	11.223.831			11.901.976			0			0			0			0		
CONEXIONES INTERNACIONALES	13.544.872		157.075.401	13.544.872		154.632.772	10.454.108		154.632.772	10.475.351		143.289.138	10.483.049		148.898.433	10.483.049		155.246.328
VIP Pirineos	9.132.812		131.053.496	9.132.812		128.320.385	9.132.812		128.320.385	9.132.812		128.428.807	9.132.812		128.783.915	9.132.812		129.030.768
VIP Ibérico	4.412.060		26.021.905	4.412.060		26.312.388	1.321.296		26.312.388	1.342.539		14.860.331	1.350.237		20.114.518	1.350.237		26.215.560
PLANTAS DE REGASIFICACION	1.825.000		5.737.542	1.825.000		5.431.027	1.900.395		5.206.562	1.951.072		5.345.404	1.976.411		5.414.825	1.981.479		5.428.709
PR BARCELONA	328.595		1.033.057	328.595		977.868	342.170		937.453	351.295		962.451	355.857		974.951	356.789		977.450
PR CARTAGENA	329.599		1.036.212	329.599		980.856	343.215		940.316	352.368		965.391	356.944		977.929	357.659		980.436
PR HUELVA	405.025		1.273.340	405.025		1.205.315	421.757		1.155.499	433.004		1.186.312	438.627		1.201.719	439.752		1.204.800
PR BILBAO	409.032		1.285.939	409.032		1.217.241	425.930		1.166.932	437.288		1.198.050	442.967		1.213.610	444.103		1.216.721
PR SAGUNTO	159.274		500.733	159.274		473.983	165.854		454.393	170.276		466.510	172.488		472.569	172.930		473.781
PR MUGARDOS	193.476		608.261	193.476		575.766	201.469		551.970	206.841		566.689	209.528		574.048	210.065		575.520
ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS	12.177.995		84.138.331	12.298.122		59.435.137	12.857.710		62.139.551	13.026.403		62.782.812	13.061.141		63.122.704	13.064.781		63.140.298
Serrablo	3.801.379		25.284.992	3.872.157		18.675.339	4.048.348		19.525.103	4.101.462		19.727.224	4.112.400		19.834.023	4.113.546		19.839.551
Gaviota	3.950.652		27.679.501	4.042.770		19.541.465	4.226.724		20.430.639	4.282.178		20.642.135	4.293.598		20.753.887	4.294.795		20.759.671
Yela	3.587.470		24.526.332	3.527.951		17.049.373	3.688.480		17.825.152	3.736.873		18.009.676	3.746.838		18.107.177	3.747.882		18.112.223
Marismas	838.494		6.647.505	855.243		4.168.961	894.158		4.358.656	905.889		4.403.777	908.305		4.427.618	908.558		4.428.852
TOTAL SISTEMA	379.404.235	7.976.816	1.765.540.703	376.865.409	8.025.782	1.665.171.723	353.484.353	8.045.502	1.668.883.212	353.697.066	8.062.901	1.641.861.600	350.437.639	8.075.663	1.636.157.992	343.838.589	8.086.893	1.638.993.559

Fuente: CNMC

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

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

Fuente: CNMC