



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



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA
DE CIRCULAR XX/2019, DE XX DE XXX, 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**

CIR/DE/003/19

XX de XXX de 2019

Índice

I.	OBJETO	5
II.	ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	5
III.	OPORTUNIDAD Y NECESIDAD	10
IV.	CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	12
V.	NORMAS AFECTADAS	13
VI.	DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	13
VII.	CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	15
1.	Consideraciones previas	15
1.1	Tipología de costes considerados	15
1.2	Ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2017/460	17
1.3	Consideración de los coeficientes de corto plazo en la previsión de capacidad	19
1.4	Asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos y de los costes del sistema asociados a los cargos	20
2.	Principios generales	21
3.	Información necesaria para la aplicación de la metodología	22
4.	Asignación de la retribución de la red de transporte	23
4.1	Retribución considerada	23
4.2	Definición de los servicios prestados por las infraestructuras de transporte troncal	24
4.3	Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación	25
4.4	Asignación de la retribución asociada a la red transporte troncal a los servicios prestados	25
4.5	Determinación de los peajes asociados a cada uno de los servicios prestados por la infraestructura de transporte troncal	26
4.5.1	Peajes estándar de capacidad firme anual	28

4.5.2	Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año	37
4.5.3	Peajes de capacidad interrumpible	54
4.6	Conciliación de ingresos	54
4.7	Valoración de la metodología de asignación	55
4.7.1	Valoración del cumplimiento de requisitos recogidos en el artículo 13 del Reglamento 715/2009 y el artículo 7 del código de tarifas	56
4.7.2	Comparación con la metodología de precios de referencia basados en la distancia ponderada por la capacidad	57
4.7.3	Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen	57
4.7.4	Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida	58
4.7.5	Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales	59
4.8	Análisis de la variación de los peajes de transporte	61
4.9	Evolución prevista de los peajes de transporte durante el periodo regulatorio	62
4.10	Modelo para el cálculo de los peajes de transporte	65
5.	Asignación de la retribución asociada a las redes locales	66
5.1	Retribución considerada	66
5.2	Definición de los servicios	67
5.3	Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación	67
5.4	Asignación de la retribución a los peajes de distribución	67
5.5	Determinación de los peajes	81
5.6	Análisis de la variación de los peajes de distribución	87
5.7	Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio	87
6.	Asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación	89
6.1	Retribución incluida en el cálculo de los peajes	90
6.2	Definición de los servicios prestados en la instalación	91
6.3	Asignación de la retribución a los servicios prestados en la planta	93
6.4	Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación	111
6.5	Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta	114
6.5.1	Peajes estándar de capacidad firme anual	114
6.5.2	Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año	120
6.5.3	Peajes estándar de capacidad interrumpible	123

6.6	Determinación del peaje para la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación	124
6.7	Análisis de la variación de los peajes de regasificación	125
6.8	Evolución prevista de los peajes y cánones de regasificación durante el periodo regulatorio	125
7.	Procedimiento de liquidaciones	129
8.	Periodo regulatorio y periodo tarifario	130
9.	Régimen transitorio	130
VIII. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR		132
1.	Asignación de la retribución del almacenamiento subterráneo y de los costes asociados a los cargos	132
1.1	Asignación de la retribución del almacenamiento subterráneo	132
1.2	Tasa aplicable a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos	134
1.3	Gestión Técnica del Sistema	134
1.4	Anualidades para la recuperación de los déficits de ejercicios anteriores y resto de coste a recuperar por los cargos	135
2.	Impacto económico	136
3.	Impacto sobre las políticas de orientación energética	140
4.	Impacto sobre la competencia	142
5.	Otros impactos	142
ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL PERIODO REGULATORIO		143
ANEXO II. METODOLOGÍA DE DISTANCIA PONDERADA POR CAPACIDAD		176
ANEXO III. CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES		200
ANEXO IV. BALANCE DE CAPACIDAD PARA EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA DE 2017		254

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR XX/2019, DE XX DE XXX, 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

I. OBJETO

Constituye el objeto de la presente Circular el establecimiento de la metodología para el cálculo de los precios de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural, conforme dicta el artículo 92.1 de la Ley 34/1998.

La presente memoria justificativa consiste en detallar la metodología por la que se define el procedimiento de cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución y explicar las decisiones adoptadas al respecto.

II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE reconoce como uno de los aspectos fundamentales para la creación del mercado interior de gas natural, el establecimiento de tarifas de acceso al transporte. En este sentido, el considerando 23 y el artículo 41 de esta Directiva determinan, por una parte, la necesidad de adoptar medidas para “*garantizar tarifas de acceso transparentes y no discriminatorias al transporte*” y, por otra parte, que las autoridades regulatorias tendrán, entre otras competencias, la de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución, o sus metodologías, velando porque no sean discriminatorias y no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro.

El Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005 tiene por objeto establecer normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior del gas. Este objetivo incluye la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red o de sus métodos de cálculo.

En relación con las tarifas de acceso, el artículo 13 del citado Reglamento (CE) nº 715/2009 determina que las tarifas de acceso, o los métodos para calcularlas, deberán respetar los principios de transparencia y no discriminación entre distintos usuarios, evitarán subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red, proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la

interoperabilidad de las redes de transporte y no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo de las diferentes redes de transporte. Adicionalmente, establece que las tarifas para los usuarios de la red se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Por último, establece que cuando las diferencias en las estructuras tarifarias o en los mecanismos de balance constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 41, apartado 6, de la Directiva 2009/73/CE, todos los gestores de redes de transporte fomentarán activamente, en estrecha colaboración con las autoridades nacionales competentes, la convergencia de las estructuras tarifarias y de los principios de tarificación incluyendo también los relativos al balance.

El 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, tiene por objeto fijar las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas. Dicho Reglamento, impone a la Autoridad Regulatoria una serie de obligaciones relativas al procedimiento de establecimiento de la metodología de cálculo y la información que debe acompañar a la publicación de las tarifas, que incluyen múltiples aspectos relacionados con la estructura. En particular, en el artículo 30 del Reglamento se establece que la Autoridad Reguladora Nacional deberá publicar conjuntamente con las tarifas de transporte la siguiente información:

1. Información sobre los parámetros y variables empleados en la metodología de cálculo para la determinación de los correspondientes peajes de transporte
2. Retribución reconocida a cada uno de los transportistas, así como justificación de su variación respecto del año anterior y la siguiente información relativa a su determinación:
 - a) Tipos de activos incluidos en la base regulatoria de activos
 - b) Coste del capital y metodología de cálculo
 - c) Inversiones en activos fijos, incluyendo los métodos utilizados para determinar el valor inicial de los mismos, los métodos para revaluar los activos, la justificación sobre la evolución de los activos y periodos de amortización y las cantidades para cada tipo de activo
 - d) Gastos de Operación
 - e) Mecanismos de incentivos y los objetivos de eficiencia
3. Los ingresos previstos por la aplicación de los peajes de transporte, incluyendo la descomposición de los mismos entre los asociados a:
 - a) Término capacidad y término de volumen
 - b) Entradas y Salidas
 - c) Consumidores nacionales y no nacionales

4. Explicación de:

- a) Las diferencias en el nivel de las tarifas de transporte respecto de la vigentes en el periodo tarifario anterior
- b) La diferencia estimada en el nivel de tarifas de transporte aplicables en el periodo tarifario y en cada uno de los periodos tarifarios restantes del periodo regulatorio

5. Un modelo tarifario simplificado, que se actualizará regularmente, acompañado de las correspondientes instrucciones de uso, que permita calcular los peajes de transporte aplicables en el periodo tarifario y estimar su posible evolución más allá del periodo tarifario.

Adicionalmente, dicho Reglamento establece en su artículo 10, que simultáneamente con la consulta final efectuada de conformidad con el artículo 26, la autoridad reguladora nacional realizará una consulta sobre los principios de un mecanismo de compensación efectivo entre gestores de redes de transporte a que se refiere el apartado 3 y sus consecuencias sobre los niveles tarifarios. El mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte se aplicará de conformidad con el artículo 41, apartado 6, letra a), de la Directiva 2009/73/CE y se publicará junto con las respuestas recibidas a la consulta.

Por otra parte, el artículo 28 establece que simultáneamente con la consulta final efectuada de conformidad con el artículo 26, apartado 1, la autoridad reguladora nacional consultará a las autoridades reguladoras nacionales de todos los Estados miembros conectados directamente y todas las partes interesadas pertinentes sobre los siguientes aspectos:

- a) El nivel de los multiplicadores;
- b) Si procede, el nivel de factores estacionales;
- c) Los niveles de descuentos aplicables a los productos estándar de capacidad interrumpible y a las entradas desde instalaciones de GNL y en los puntos de entrada y de salida desde las infraestructuras construidas con objeto de poner fin al aislamiento de los Estados Miembros.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece en el artículo 92 que los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las instalaciones de manera que se optimice el uso de las mismas y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos.

Adicionalmente, establece que los precios de los peajes y cánones deberán respetar el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista

y ser suficientes para cubrir los costes por el uso de las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

Continúa el citado artículo señalando que los peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes principios:

- a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
- b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

Finalmente, el citado artículo establece que, con carácter general, los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, así como los cargos, se establecerán anualmente, correspondiendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción original, incluía entre las funciones de dicha Comisión, la de establecer mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, especificando que la metodología de cálculo consistía en la asignación eficiente de los costes regulados establecidos por el Gobierno a los usuarios de las infraestructuras conforme a la estructura de peajes definida por el Gobierno.

En cumplimiento de dicha función el 22 de enero de 2014 se remitió al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) la *“Propuesta de CIRCULAR X/2014, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas¹”* para que remitieran las observaciones que consideraran oportunas en el plazo de dos meses.

La metodología de la propuesta de Circular, sometida a trámite de audiencia del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (CCH), definía los criterios de asignación de los costes de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento subterráneo de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo

¹ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00314>

criterios de eficiencia en el uso de las infraestructuras, conforme al marco tarifario vigente en ese momento.

Con carácter general, los agentes valoraron el trabajo de la CNMC, en la medida en que se trataba de un trabajo riguroso en el que se permitió la participación de los agentes, en línea con las mejores prácticas regulatorias, y se analizaban en profundidad diversos aspectos de la metodología. No obstante, algunos miembros del CCH indicaron que no les parecía adecuada ni la propuesta de Circular ni el momento en que se realizaba, por no estar coordinada con la reforma del sector gasista anunciada por el Gobierno.

Teniendo en cuenta las alegaciones de los miembros del CCH y la modificación² introducida en la Ley 24/2013, de 22 de diciembre, en relación con las competencias de la CNMC en relación con la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de acceso a las redes de electricidad, se optó por posponer el desarrollo de la metodología para la determinación de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario 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, procede a modificar la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, a efectos de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

Adicionalmente, el citado Real Decreto-ley 1/2019 establece que en el ejercicio de sus competencias la CNMC deberá respetar las orientaciones de política energética establecidas por el Gobierno y articula un mecanismo de conciliación en caso de discrepancia.

En relación con los peajes de acceso a las infraestructuras gasistas, tras la modificación introducida por el citado Real Decreto-ley 1/2019, la CNMC deberá establecer, mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de

² Mediante la disposición final cuarta de la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, modificó artículo 16.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico a efectos de atribuir de forma expresa al Gobierno –y no la CNMC- la competencia para establecer la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes, lo que deja sin efecto los apartados 6 (Definición de los peajes de transporte y distribución) y 7 (Períodos horarios de los peajes de transporte y distribución) la Circular 3/2014 e imposibilita su aplicación.

acuerdo con las orientaciones de política energética la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las infraestructuras de transporte, distribución y gas natural licuado, destinados a cubrir la retribución reconocida a las actividades el transporte, distribución y regasificación.

Finalmente, la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece en su apartado cuarto las orientaciones de política energética que la CNMC debe seguir en la metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural. En particular, conforme a las orientaciones de política energética:

- 1) La metodología de cálculo de los peajes y cánones debería fomentar el uso de las infraestructuras existentes para preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

En el caso de la actividad de las plantas de gas natural licuado y respetando las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado la metodología de peajes y cánones debería fomentar su uso frente a otras plantas internacionales con las que compita, teniendo asimismo en consideración su aportación a la seguridad de suministro y que parte de las inversiones en estas instalaciones, puedan ser recuperadas por el uso de otras infraestructuras del sistema. Se debería perseguir como objetivo que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales.

- 2) El diseño de los peajes y cánones debería evitar que los multiplicadores de corto plazo penalicen la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad como medida de protección al consumidor de electricidad.
- 3) El diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.
- 4) Mediante el diseño de los correspondientes peajes, la metodología de cálculo de los peajes y cánones debería incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.

III. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD

El Real Decreto Ley 1/2019 modifica las competencias de la CNMC como autoridad reguladora nacional en relación a la metodología para el establecimiento de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas

natural. En particular, establece que la CNMC deberá establecer, mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las instalaciones de las redes de transporte, distribución y gas natural licuado.

Esta función ya estaba contemplada en la normativa europea³ desde 2003, por lo que se considera oportuno proceder con cierta celeridad a la aprobación de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución.

Al respecto, cabe señalar, por una parte, que la Comisión Europea inició de oficio una investigación sobre la transposición de la Directiva 2009/72/CE y de la Directiva 2009/73/CE a la legislación española, con el fin de evaluar la posible falta de conformidad con la legislación de la Unión Europea, que culminó en septiembre de 2016 con un Dictamen Motivado dirigido al Reino de España, concluyendo que se habían transpuesto incorrectamente al ordenamiento jurídico español las directivas citadas.

Por otra parte, el pasado 31 de mayo de 2019 entró plenamente en vigor el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, imponiendo a la Autoridad Regulatoria una serie de obligaciones en relación con la metodología de determinación de peajes de transporte relativas al proceso de elaboración de la metodología, la estructura de peajes, la supervisión de la metodología por parte de ACER y la información que debe publicarse junto con peajes de transporte

Por último, teniendo en cuenta que el nuevo periodo regulatorio de la retribución de las actividades de transporte y distribución se inicia el próximo 1 de enero de 2021, se hace necesario disponer de una metodología de asignación que sirva para determinar los correspondientes peajes de acceso a las redes eléctricas, de forma coherente con la evolución de la retribución de las actividades del transporte y la distribución.

En definitiva, esta propuesta de Circular, recogida en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia. Esta Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que

³ La Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/92/CE contemplaba entre las competencias de las autoridades la de incluir al menos la fijación o la aprobación de tarifas o, como mínimo, las metodologías de cálculo de las tarifas de transporte, distribución y gas natural licuado.

persigue, adecuándose a los principios de política energética publicados por el Ministerio.

IV. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

La propuesta de Circular consta de cinco capítulos, 37 artículos, tres disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, una disposición final y cuatro Anexos.

El capítulo I dedicado a las disposiciones generales comprende cuatro artículos en los que se recogen el objeto de la circular, las definiciones, los principios generales y la metodología para determinar la capacidad equivalente.

El capítulo II, integrado por los artículos 5 a 17, está dedicado al establecimiento de la estructura del peaje de transporte y la definición de la metodología de cálculo de los peajes de transporte. El capítulo III, integrado por los artículos 18 a 26, está dedicado a la definición de la estructura de los peajes de acceso a las redes locales y la metodología de cálculo de los mismos. El capítulo IV, integrado por los artículos 27 a 35, está dedicado a la definición de la estructura y metodología de cálculo de los peajes para recuperar la retribución de regasificación. El capítulo V relativo otras disposiciones que contiene la publicación de los peajes, recogiendo la información que será publicada junto con la Resolución por la que se establecen los peajes transporte, distribución y redes locales así como las obligaciones de información a los distintos agentes para con la CNMC, a los efectos del cálculo anual de los peajes.

Las disposiciones adicionales primera y segunda establecen el periodo tarifario y el periodo regulatorio, respectivamente, mientras que la adicional tercera establece el mecanismo de liquidaciones.

La disposición transitoria primera establece el régimen aplicable en el sistema de liquidaciones en tanto no se defina la metodología de cargos, mientras que las disposiciones transitorias segunda y tercera establecen el régimen transitorio durante la adaptación de los sistemas de facturación y el periodo de convergencia de los peajes.

La disposición derogatoria única establece la derogación de cuantas disposiciones administrativas se opongan a lo establecido en la presente Circular.

La disposición final única establece la entrada en vigor de la Circular.

Finalmente, los anexos I, II y III recogen el detalle de la metodología de asignación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación y el Anexo IV los parámetros a aplicar a partir del 1 de enero de 2020.

V. NORMAS AFECTADAS

La Circular deja sin efectos cualquier disposición normativa desarrollada con anterioridad que se oponga a lo dispuesto en la misma. En particular, deja sin efecto los artículos relativos a los peajes de regasificación, transporte y distribución incluidos en la siguiente normativa:

- Capítulo IV (exceptuando el artículo 32) del **Real Decreto 949/2001**, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.
- Artículos 4, 9.5, 9.6, 9.7, 9.8 y 9.9, 10, 11, 12 y Anexo I (excepto punto 6) **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.
- Artículo 6 y puntos 2 y 3 del Anexo del **Real Decreto 984/2015**, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.
- Artículos 5.2 y 5.3 y 6 de la **Orden ITC/1660/2009**, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.
- Disposición transitoria segunda de la **Orden IET/2445/2014**, de 19 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.
- Disposición transitoria segunda de la **Orden TEC/1367/2018**, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019

VI. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En fecha 14 de febrero de 2019, la CNMC informó al Ministerio para la Transición Ecológica de las fechas previstas para la tramitación de las Circulares a desarrollar por la CNMC en 2019, en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural, la CNMC indicó lo siguiente:

<i>Circular de desarrollo normativo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)</i>	<i>Fecha prevista de adopción</i>
Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural.	Metodología y estructura de peajes de acceso a las infraestructuras de transporte, distribución y regasificación del sistema gasista, en línea con las mejores prácticas regulatorias en el entorno europeo y en aplicación del Reglamento UE 2017/460 sobre armonización de la estructura de tarifas de transporte de gas.	30/06/2019	01/11/2019

Tabla 1: Extracto de la previsión de Circulares de desarrollo normativo de la CNMC para 2019 en aplicación del RDL 1/2019 comunicada por la CNMC al Ministerio.

Posteriormente, la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece en su apartado cuarto las orientaciones de política energética que la CNMC debe seguir en la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural. En particular, conforme a las orientaciones de política energética:

1º La metodología de cálculo de los peajes y cánones debería fomentar el uso de las infraestructuras existentes para preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

En el caso de la actividad de las plantas de gas natural licuado y respetando las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado la metodología de peajes y cánones debería fomentar su uso frente a otras plantas internacionales con las que compita, teniendo asimismo en consideración su aportación a la seguridad de suministro y que parte de las inversiones en estas instalaciones, puedan ser recuperadas por el uso de otras infraestructuras del sistema. Se debería perseguir como objetivo que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales.

2º El diseño de los peajes y cánones debería evitar que los multiplicadores de corto plazo penalicen la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad como medida de protección al consumidor de electricidad.

3º El diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.

4º Mediante el diseño de los correspondientes peajes, la metodología de cálculo de los peajes y cánones debería incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.

En este epígrafe se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que surja en la misma y descripción de más trámites significativos (Tramitación RDL 1/2019, Consejo Consultivo de Electricidad).

VII. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

1. Consideraciones previas

1.1 Tipología de costes considerados

Un principio regulatorio básico para el establecimiento de precios regulados es que reflejen los costes. Por otra parte, los peajes y cánones deben ser suficientes (deben permitir la recuperación de los costes) y deben ser el resultado de una asignación que optimice el uso de los recursos y maximice el bienestar social.

En las actividades de redes con rendimientos crecientes a escala, la teoría económica presenta distintos métodos para la obtención de precios que permiten asegurar la cobertura de todos los costes. Respecto a otras posibles metodologías de asignación de costes basadas en el cálculo de costes marginales/incrementales y asignación de precios Ramsey de los costes hundidos de diferentes infraestructuras, las metodologías basadas en costes medios permiten el cálculo de precios, a partir de información accesible por el regulador.

Cabe indicar que la asignación de costes basada en la aplicación de una metodología de costes marginales, más propios de sistemas en expansión, proporciona la señal de eficiencia en costes, aunque no está exenta de problemas, tales como la asignación de costes hundidos de infraestructuras a partir de información conocida por el regulador. La asignación basada en costes medios se justifica tanto por la falta de información para el cálculo de costes marginales de las infraestructuras y los coeficientes que permitan alcanzar la suficiencia de los costes de una forma transparente y objetiva, como porque en sistemas de transporte mallados, más maduros y con exceso de capacidad en las infraestructuras, como sucede en el caso de España, el coste de inversión que impone la demanda incremental es reducido, debido a que los incrementos en la demanda no llevan a incurrir a gastos de inversiones adicionales. Desde esta perspectiva la asignación de costes para obtener una asignación suficiente

supondría la aplicación de factores de escala que implican discrecionalidad en su decisión⁴.

Como alternativa a los costes marginales, se pueden establecer peajes con base en costes medios. Esta alternativa requiere estimar los costes totales de los activos (valorando la base de activos existente ya sea mediante el coste histórico o el coste de reposición), y dividir dicha cantidad entre la variable inductora del coste previsto en un determinado periodo de referencia. La principal desventaja de la utilización de los costes medios es que no reflejan el coste incremental al que dan lugar las decisiones de los usuarios, sino una media del conjunto de costes de inversión incurridos en el pasado que no necesariamente coincide con las decisiones óptimas de inversión para atender la demanda prevista a futuro. La principal ventaja, no obstante, es que los peajes basados en costes medios

⁴ Desde una perspectiva económica, si no es posible que exista competencia en un mercado, la alternativa que se plantea es fijar un precio regulado que, en lo posible, consiga una pérdida de eficiencia mínima en relación a la que se obtendría en un mercado perfectamente competitivo (solución para alcanzar un equilibrio similar al obtenido en competencia perfecta, esto es, fijar un precio igual al coste marginal).

El periodo de vigencia de los peajes y cánones puede tener implicaciones sobre si los costes marginales que éstos deben reflejar son los de corto o largo plazo. La distinción entre ambos conceptos es debida, más que al horizonte temporal, a la flexibilidad para responder a incrementos de demanda. Estos costes son difíciles de cuantificar y errores en su medición podrían ocasionar peajes y cánones que no reflejen fielmente los costes de las infraestructuras. Los peajes basados en costes marginales de corto plazo podrían ser muy volátiles: bajos si el incremento en el uso de un determinado activo no requiere de mayor inversión, y elevados en caso de que el activo se encuentre próximo a su plena capacidad de utilización. Por otra parte, los costes marginales de largo plazo corresponden a aquellos costes operativos y de capital en los que se incurre en el largo plazo para responder a un aumento de la demanda en un plazo largo de tiempo. La fijación de peajes con costes marginales de largo plazo se realiza en la práctica mediante el coste incremental medio de largo plazo, que es el coste unitario de expansión de la capacidad existente necesario para atender el aumento previsto de la demanda a largo plazo.

La principal ventaja de la utilización de estos costes es que constituyen una señal de precio para los consumidores, puesto que éstos son conscientes de los costes que las decisiones incrementales de consumo conllevan, por lo que se consigue un nivel de consumo eficiente.

En la práctica, una de las dificultades que existen en la utilización de los costes marginales de largo plazo es que pueden existir diversas configuraciones del sistema gasista que cumplan el objetivo de abastecer un incremento dado de la demanda, por lo que es necesario, adicionalmente, simular el sistema gasista y los requisitos de suministro de la demanda punta.

Cabe destacar, por otra parte, la importancia del incremento previsto en la demanda: en caso de estimarse un incremento significativo respecto a la demanda actual, esto supondría que los costes marginales a largo plazo resultasen cercanos a los costes medios; sin embargo, en caso de que estos incrementos fueran reducidos implicaría que los costes marginales resultarían cercanos a cero.

Por último, en las actividades con rendimientos crecientes a escala, como es el caso de las infraestructuras gasistas, si se fija un precio igual al coste marginal, la empresa regulada no recuperará la totalidad de sus costes. Esta situación obligaría a implementar ajustes en las tarifas que permitieran recuperar dichos costes no marginales del sistema. Estos ajustes se deben efectuar de modo que distorsionen, en la menor medida posible, las decisiones de los usuarios.

son de fácil implementación y permiten recuperar todos los costes reconocidos de la actividad, no siendo necesarios ajustes posteriores.

En el sistema gasista español, con un amplio desarrollo de infraestructuras en los últimos años, el coste de inversión que actualmente impone la demanda incremental es reducido debido a que los incrementos en la demanda no llevan asociadas importantes inversiones adicionales. Desde esta perspectiva, la utilización del coste marginal de largo plazo, podría no ser la mejor alternativa para la determinación del precio regulado, tomando asimismo en consideración, la complejidad que implicaría el cálculo del mismo.

En el contexto actual, se considera que la mejor opción para determinar el precio regulado es la utilización del coste medio, el cual se complementa con la introducción de señales de eficiencia en el uso de las infraestructuras, debido a que, por una parte, en cada peaje se tiene en cuenta el principio de causalidad del coste y, por otra parte, los peajes de redes se calculan teniendo en cuenta que la capacidad de diseño de cada nivel de presión se establece considerando la capacidad demandada de los usuarios conectados en el propio nivel de presión y en niveles de presión de diseño inferiores.

1.2 Ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2017/460

La Directiva 73/2009 y el Reglamento 715/2009 recogen en su artículo 2 que tiene la consideración de transporte el transporte de gas natural por redes constituidas principalmente por gasoductos de alta presión, distintas de las redes de gasoductos previas⁵ y de la parte de los gasoductos de alta presión utilizados fundamentalmente para la distribución local de gas natural, para su suministro a los clientes, pero sin incluir el suministro

La Ley 34/1998 establece el artículo 59 que los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión son aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre la Red troncal y la Red de influencia local.

La Red de transporte troncal incluye los gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro, excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso, se consideran incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de

⁵ «red previa de gasoductos»: todo gasoducto o red de gasoductos explotados o construidos como parte de un centro de producción de petróleo o de gas, o utilizados para transportar gas natural de uno o más de dichos centros a una planta o terminal de transformación o a una terminal final costera de descarga.

regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

Por su parte, la Red de influencia local o red no troncal incluye los gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

Finalmente, las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bar.

Cabe señalar que, tras la reforma de la Ley 18/2014, las redes de influencia local y las redes de transporte secundario se asimilan a la distribución, así el artículo 60.5 prevé la posibilidad de establecer un régimen retributivo diferenciado para la instalación de transporte primario no troncal y el artículo 63.3 establece que las instalaciones de transporte secundario que no dispongan de aprobación del proyecto de ejecución tendrán la consideración de instalaciones de distribución a efectos del régimen retributivo.

Teniendo en cuenta la definición de transporte recogida en la Directiva y el Reglamento y la diferenciación establecida en la Ley 34/1998, se considera que únicamente queda bajo el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2017/460 la retribución del transporte asociado a la red troncal. En consecuencia, los usuarios de las entradas y las salidas por las conexiones internacionales únicamente deberán hacer frente a la retribución asociada a la red troncal de gas natural, mientras que los consumidores nacionales, además de hacer frente a la retribución asociada a la red troncal deberán soportar la retribución asociada a las redes de influencia local (esto es, red no troncal y redes de transporte secundario), dado que son dichos usuarios los que utilizan las mismas⁶.

En el Cuadro 1 se detalla la retribución de la actividad de transporte prevista para el ejercicio 2020, estimada conforme a la metodología establecida en la Ley 18/2014. En el ejercicio 2020 la retribución prevista para la actividad de transporte asciende a 808,2 M€, de los cuales el 71,3% se corresponde la retribución de la red troncal, el 19,8% se corresponde con la retribución de las redes de influencia local y el 8,9% se corresponde con la retribución de la red de transporte secundario.

⁶ En relación con lo anterior se indica que, en el ámbito de los informes que debe elaborar conforme al artículo 27 del Reglamento (UE) 2017/460, ACER ha señalado a Alemania e Italia la necesidad de revisar la definición de las redes de transporte y distribución a efectos de hacerlos compatibles con la normativa europea.

Cuadro 1. Retribución de la actividad de transporte prevista para el ejercicio 2020, estimada conforme a la metodología establecida en la Ley 18/2014

Retribución reconocida a la actividad de transporte (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución por la red troncal	576.024.033	71,3%
Retribución a la inversión	417.843.927	51,7%
Retribución O&M	139.052.576	17,2%
Gas de Operación	19.127.531	2,4%
Retribución de la red de influencia local	159.848.403	19,8%
Retribución a la inversión	104.551.679	12,9%
Retribución O&M	53.116.989	6,6%
Gas de Operación	2.179.736	0,3%
Retribución de la red de transporte secundario	72.323.323	8,9%
Retribución a la inversión	53.511.623	6,6%
Retribución O&M	17.615.988	2,2%
Gas de Operación	1.195.711	0,1%
Total	808.195.759	100,0%

Fuente: CNMC

1.3 Consideración de los coeficientes de corto plazo en la previsión de capacidad

La metodología de asignación de la Circular establece los términos de capacidad de los correspondientes peajes en base anual y, adicionalmente, los coeficientes que han de aplicarse a dichos términos por capacidad para obtener los correspondientes términos fijos de los peajes de duración inferior al año.

Teniendo en cuenta que ingresos resultantes de aplicar los peajes de una actividad dependerán tanto de la duración de los contratos como de los coeficientes de corto plazo aplicables a los productos de duración inferior a un año, se hace necesaria su consideración en la estimación de la capacidad, a efectos de evitar un exceso de recaudación.

En consecuencia, la capacidad contratada prevista se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$Q_{s,n} = \sum_{i=1}^m \frac{Q_i^d \times D_d}{\sum D} \times C_d$$

Siendo:

- $Q_{s,n}$: capacidad contratada prevista para el servicio s en el año n
- Q_i^d : capacidad contratada prevista para el servicio s del contrato o agrupación de contratos i con duración d en el año n
- D_d : duración en días del tipo de contrato i , excepto para el producto intradiario que se establece 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 8760 o 8784 en lugar de por 365 o 366, respectivamente.
- C_d coeficiente de corto plazo aplicable a los contratos con duración d .

A los efectos anteriores, en el caso de los productos interrumpibles, el multiplicador será el resultado de considerar tanto el coeficiente de corto plazo como el descuento del producto interrumpible respecto del producto firme.

1.4 Asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos y de los costes del sistema asociados a los cargos

Conforme se establece en el artículo 92 de la Ley 34/1998, la CNMC debe establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, transporte y distribución, mientras que el Gobierno debe establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso a los almacenamientos subterráneos, así como la metodología de cálculo de los cargos por los costes no asociados al uso de las instalaciones.

No obstante, en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular se ha optado por realizar una asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos y de los costes que se deben recuperar mediante cargos, a efectos poder analizar mínimamente el impacto sobre los usuarios de la metodología propuesta, así como presentar un primer esbozo del periodo transitorio de convergencia, si bien este dependerá de los criterios de asignación que finalmente establezca el Gobierno en la metodología de cargos.

Al respecto se indica que, la asignación recogida en la Memoria de aquellos conceptos cuya metodología es competencia del Ministerio no vincula en caso alguno a las metodologías que el Ministerio debe elaborar.

En el Cuadro 2 se muestra la previsión de costes para el ejercicio 2020 que debe ser recuperada con por los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas y los cargos. Se observa que la retribución de las actividades reguladas de regasificación, transporte, distribución y gestión técnica del sistema representan, aproximadamente, el 91% de los costes previstos para el ejercicio 2020.

Cuadro 2. Previsión de costes regulados para el ejercicio 2020

Retribución reconocida a la actividad (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Costes asociados al uso de instalaciones	2.765.177.330	96,0%
Retribución de regasificación	404.837.050	14,1%
Retribución de transporte	576.024.033	20,0%
Retribución de distribución	1.664.512.109	57,8%
Retribución de almacenamiento subterráneo	93.372.137	3,2%
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432.000	0,9%
Costes no asociados al uso	114.825.315	4,0%
Tasa de la CNMC y MITECO	4.032.004	0,1%
Adquisiciones GLP para suministros insulares	985.680	0,0%
Retribución por suministro a tarifa	110.000	0,0%
Anualidades por desajustes de ingresos	106.360.124	3,7%
Retribución del Operador del mercado	3.337.507	0,1%
Total	2.880.002.645	100,0%

Fuente: CNMC

2. Principios generales

La metodología para la determinación de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas se basa en los siguientes principios:

- Suficiencia.** Los peajes y cánones de cada una de las actividades garantizan la recuperación de los costes de dicha actividad, de acuerdo con las previsiones realizadas.
- Eficiencia.** Los peajes y cánones calculados con la metodología de la presente Circular, asignan los costes de las infraestructuras a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el suministro.

- c) **No discriminación** entre los usuarios de las infraestructuras con las mismas características, ya estén localizados en el territorio nacional o fuera del territorio nacional
- d) **Transparencia y objetividad**. Los criterios de asignación de costes de las infraestructuras, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología están definidos explícitamente y son públicos.
- e) La metodología asignativa promocionará la **competencia y el comercio eficiente de gas**.

3. Información necesaria para la aplicación de la metodología

En el presente epígrafe se resume la información necesaria para el establecimiento de los peajes de regasificación, transporte y distribución, cuyo detalle se recoge en el Anexo I. En particular, la metodología de asignación de la retribución del transporte, la distribución y la regasificación prevista para el ejercicio 2020 para el cálculo de los peajes correspondientes requiere la siguiente información:

- Demanda transportada de gas natural, desglosada por punto de entrada y de salida del sistema, diferenciando entre demanda convencional, demanda para la generación eléctrica.
- Capacidad media anual contratada, utilizada y facturada, desagregada por punto de entrada al sistema y de salida.
- Volumen de gas natural y capacidad contratada y facturada por los clientes acogidos a peajes de duración inferior a un año.
- Capacidad contratada y volumen de gas inyectado/extraído, desagregados por almacenamiento subterráneo.
- Previsiones sobre número de clientes, capacidad contratada y consumos, desagregada por peaje de transporte y/o distribución.
- Curvas de carga diaria de la demanda transportada (ciclos combinados, centrales térmicas y demanda convencional) y curvas de carga diaria de la demanda consumida (clientes telemedidos).
- Información sobre los costes de las instalaciones de transporte correspondiente al periodo 2008-2011, según datos de la contabilidad analítica, desglosados por transporte primario y secundario, instalaciones de regulación y medida y estaciones de compresión.
- Retribución de la actividad de transporte, desagregada por tipo de red: troncal, de influencia local y secundaria.
- Parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en capacidad

Adicionalmente, para la estimación de los precios de referencia según la metodología de capacidad ponderada por distancia, conforme al artículo 8 del código de tarifas es necesario disponer de la siguiente información:

- Modelo simplificado de red
- Capacidad contratada prevista en cada punto de entrada o agrupación de ellos y en cada punto de salida o agrupación de ellos;
- En aquellos casos en que puedan combinarse puntos de entrada y de salida en un determinado escenario de flujos, la distancia más corta de los gasoductos entre un punto de entrada o una agrupación de ellos y un punto de salida o una agrupación de ellos;
- Combinaciones de puntos de entrada y de salida, en aquellos casos en que algunos de ellos puedan combinarse en un determinado escenario de flujos;
- Reparto entradas-salidas a que se refiere el artículo 30, apartado 1, letra b), inciso v), punto 2, será de 50/50.
- Demanda transportada de gas natural, desglosada por punto de entrada y de salida del sistema, diferenciando entre demanda convencional, demanda para la generación eléctrica e inyecciones en almacenamientos subterráneos.
- Capacidad media anual contratada, utilizada y facturada, desagregada por punto de entrada al sistema y de salida.

4. Asignación de la retribución de la red de transporte

4.1 Retribución considerada

En el cálculo de los peajes se incluirá la retribución 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.

En el Cuadro 3 se detalla la retribución de la actividad de transporte asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2020, que resulta de aplicar la metodología de cálculo establecida en la Ley 18/2014. En particular, en el ejercicio 2020 la retribución prevista para la retribución asociada a la red de transporte troncal asciende a 576,0 M€, de los cuales el 72,5% se corresponde con retribución por inversión, el 24,1% se corresponde con la retribución por

costes operativos y el 3,3% se corresponde con la retribución del gas de operación.

Cuadro 3. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para 2020

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución a la inversión	417.843.927	72,54%
Retribución O&M	139.052.576	24,14%
Gas de Operación	19.127.531	3,32%
Total	576.024.033	100,00%

Fuente: CNMC

4.2 Definición de los servicios prestados por las infraestructuras de transporte troncal

El artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/460, establece que un servicio concreto se clasificará como transporte cuando:

- los costes de este servicio estén originados por los inductores de coste tanto de capacidad técnica o capacidad contratada prevista como de distancia;
- los costes de este servicio estén relacionados con la inversión y explotación de las infraestructuras que forman parte de la base de activos regulada para prestar servicios de transporte.

Respecto de los servicios no asociados al transporte, el reglamento establece que deberán ser recuperados a través las correspondientes tarifas y que éstas se calcularán de forma que reflejen los costes y serán no discriminatorias, objetivas y transparentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han considerado los siguientes servicios asociados al transporte:

- **Entrada a la red de transporte troncal:** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de transporte troncal hasta el punto de intercambio virtual de la red de transporte.
- **Salida de la red de transporte troncal:** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte de gas desde el punto de intercambio virtual de la red de transporte hasta la salida de la red de transporte troncal.

La red troncal no presta servicios diferenciados de los asociados al transporte. Esto es, **no se han considerado servicios no asociados al transporte**.

4.3 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación

El artículo 4.3 del Reglamento (UE) 2017/460 establece que las tarifas de transporte constarán de un término fijo por capacidad y, excepcionalmente, una parte de la retribución por servicios de transporte podrá recuperarse a través de un término variable cuando los costes sean ocasionados principalmente por la cantidad de flujo de gas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han considerado como variables inductoras la capacidad contratada, debido a que el diseño de la red se determina, principalmente, por la capacidad de inyección demandada, y el volumen de gas transportado, debido a que los costes variables del transporte (gas de operación) son función directa de la energía transportada.

Teniendo en cuenta las variables inductoras del coste de transporte, se define la siguiente estructura de peajes:

- a) Peaje de entrada a la red de transporte: consta de un término fijo por capacidad contratada, expresado en €/ (MWh/día)/año, y un término variable por volumen, expresado en €/MWh.
- b) Peaje de salida de la red de transporte troncal: consta de un término fijo por capacidad contratada, expresado en €/ (MWh/día)/año y un término variable por volumen, expresado en €/MWh.

4.4 Asignación de la retribución asociada a la red transporte troncal a los servicios prestados

Conforme al Reglamento (UE) 2017/460, la retribución correspondiente a la red troncal será recuperada por los correspondientes peajes de entrada y de salida. La retribución asociada a la inversión y los costes operativos se imputarán al término de capacidad, mientras que la retribución asociada al gas de operación se imputará al término variable.

Por otra parte, en la propuesta de Circular se impone que en la entrada de la red de transporte se recupere el 50% de la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte, en línea con las observaciones realizadas por los agentes a la anterior Propuesta de Circular y con el citado Reglamento (UE) 2017/460, que establece dicho valor a efectos de la comparación con la metodología de contraste.

Por último, de acuerdo con el artículo 4.3.a) del citado Reglamento, el término variable debe determinarse de manera que sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, por tanto, el gas de operación se ha asignado por servicio proporcionalmente a la demanda inyectada y extraída de la red de transporte troncal.

Cuadro 4. Asignación de la retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2020 por servicio

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total	Entrada		Salida	
			Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%	Término variable (C) * (D)	Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%	Término variable (C) * (E)
Retribución a la inversión	417.843.927 (A)	72,5%	208.921.963		208.921.963	
Retribución O&M	139.052.576 (B)	24,1%	69.526.288		69.526.288	
Gas de Operación	19.127.531 (C)	3,3%		9.602.783		9.524.748
Total	576.024.033	100,0%	278.448.251	9.602.783	278.448.251	9.524.748

Volumen circulado por la red de transporte troncal (MWh)	Previsión 2020	% sobre el total
Volumen inyectado en la red troncal	360.834.759	50,2% (D)
Volumen extraído de la red troncal	357.902.522	49,8% (E)
Total	718.737.281	100,0%

Fuente: CNMC

4.5 Determinación de los peajes asociados a cada uno de los servicios prestados por la infraestructura de transporte troncal

De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 715/2009 las tarifas para los usuarios de la red se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. En particular, el Reglamento establece en su artículo 13 que *“Las tarifas para los usuarios de la red [...] se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Los mecanismos de distribución de los costes y los métodos de fijación de índices en relación con los puntos de entrada y de salida serán aprobados por las autoridades reguladoras nacionales.”*

En consecuencia, conforme al citado reglamento la metodología para establecer los peajes de transporte debe ser la de entrada-salida. No obstante, existen diversas metodologías de asignación que permiten calcular peajes de transporte entrada-salida. A modo de ejemplo se indica que las metodologías más utilizadas en el entorno europeo son la postal (Alemania, Croacia, Dinamarca, Eslovaquia, Estonia, Grecia, Holanda, Hungría, Irlanda del Norte, Lituania, Polonia⁷, Rumania y Suecia), la de distancia al punto virtual (Austria⁸), la de capacidad ponderada

⁷ Polonia aplica la metodología postal, con la excepción del Poland West Europe transit gas pipeline para la que se aplica la metodología de distancia ponderada por capacidad.

⁸ La descripción de la metodología de distancia al punto virtual es que se presenta en la preconsulta publicada por la autoridad reguladora con fecha 31-01-2019.

por distancia (Bélgica, Chequia, Francia⁹, Italia, Portugal¹⁰) y la matricial (Eslovenia, Irlanda y Reino Unido).

Se indica que las metodologías anteriormente mencionadas son las que se recogen en las Consultas públicas¹¹ que los países están realizando conforme al artículo 26 del Reglamento 2017/460.

La metodología postal consiste en aplicar el mismo precio para todas las entradas y el mismo precio para todas las salidas, con independencia de su localización. Es la más simple de las metodologías y garantiza estabilidad y predictibilidad de las tarifas, al imponer el mismo precio a todos los puntos de entrada y a todos los puntos de salida independientemente de la topología de la red y los flujos de gas. Sin embargo, ésta presenta ciertos inconvenientes respecto al reflejo de costes y las señales de localización a los usuarios de la red.

La metodología de distancia ponderada por capacidad se basa en el principio de que la tarifa de cada punto de entrada o de salida debe establecerse teniendo en cuenta la contribución al coste total del sistema de ese punto. En particular, la metodología de capacidad ponderada por distancia establece el término de capacidad de un punto de entrada en función de la distancia de ese punto de entrada a cada uno de los puntos de salida ponderando dichas distancias por la capacidad contratada o demandada en cada uno de los puntos de salida considerados. Análogamente, el término de capacidad de un punto de salida es función de la distancia de dicho punto de salida a cada uno de los puntos de entrada considerados ponderado por la capacidad contratada o demandada en cada punto de entrada. Esta metodología presenta la ventaja de proporcionar señales diferenciadas de precio en las entradas y las salidas y, coherentemente, refleja mejor los costes. No obstante, presenta mayor inestabilidad de precios, dependiendo de la capacidad utilizada.

La metodología de distancia a un punto virtual es similar a la de distancia ponderada por capacidad, si bien la relación de precios se obtiene ponderando la distancia al punto virtual de balance por la capacidad. El punto virtual puede ser calculado matemáticamente o puede ser establecido geográficamente. Esta metodología presenta la ventaja de reflejar mejor los costes, en la medida en que tiene en cuenta la topología de la red. El principal inconveniente deriva de la

⁹ La metodología de Capacidad ponderada por distancia es la que se presenta en la preconsulta 2019-006 de 27 de marzo de 2019.

¹⁰ Capacidad ponderada por distancia modificada, a efectos de contemplar la utilización de la red

¹¹ ACER publica en su página web los links a las consultas públicas que las Autoridades Reguladoras están llevando a cabo en cumplimiento del artículo 26. Disponible en https://acer.europa.eu/es/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Paginas/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

definición del punto virtual, ya que permite cierto grado de libertad en su aplicación.

Finalmente, la metodología matricial consiste en la minimización de la diferencia entre la suma del peaje de entrada y salida y el coste asociado de transportar el gas desde el punto de entrada al punto de salida, realizándose la optimización considerando todos los posibles trayectos desde cada punto de entrada a cada punto de salida, dado un escenario de flujos de gas. De esta forma, el coste de acceso a la red viene determinado por la localización del punto de inyección y salida de gas de la red de transporte. La principal ventaja de esta metodología es el reflejo de costes, al tener en cuenta tanto la topología de la red como el flujo físico del gas. El principal inconveniente se deriva tanto de la complejidad para su implementación como por la sensibilidad de los precios al escenario de flujos considerado.

La elección de una u otra metodología depende, fundamentalmente, de las características de la red de transporte (si es una red mallada o no), de las características de los flujos de gas (patrón de flujos de gas predominante vs patrón de flujos de gas impredecible), de la información disponible por el regulador (las exigencias de información de cada una de las metodologías difiere entre sí) y los objetivos que el regulador desea alcanzar con la citada metodología (por ejemplo, equidad vs eficiencia, transparencia vs reflejo de costes, necesidad o no de proporcionar señales de localización, etc.).

En el caso español, en el que la red de transporte es mallada y cuenta con un exceso de capacidad relevante, se considera que la metodología que mejor refleja los costes es la de capacidad ponderada por distancia, en la medida en que introduce señales de precios diferenciadas sin necesidad de implementar un modelo complejo y de difícil comprensión para los agentes, como el de la metodología matricial. Al respecto cabe señalar que, la metodología de capacidad ponderada por distancia es la metodología de contraste prevista en el artículo 8 del Reglamento (UE) 2017/460.

En los epígrafes siguientes se describe en detalle la metodología de asignación propuesta.

4.5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual

Como se ha indicado, la metodología de distancia ponderada por capacidad establece el término de capacidad de un punto de entrada en función de la distancia de ese punto de entrada a cada uno de los puntos de salida ponderando dichas distancias por la capacidad contratada prevista en cada uno de los puntos de salida considerados. Análogamente, el término de capacidad de un punto de salida es función de la distancia de dicho punto de salida a cada uno de los puntos de entrada considerados ponderado por la capacidad contratada en cada punto de entrada.

La aplicación de la metodología de distancia ponderada por capacidad, por tanto, requiere determinar con anterioridad (i) los puntos de entrada a la red de transporte, (ii) los puntos de salida de la red de transporte, (iii) la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte, que dependerá de la red de transporte considerada y (iv) la capacidad prevista en cada uno de los puntos de entrada y salida.

Conforme al código de tarifas, los puntos de entrada y salida pueden ser físicos o pueden ser una agrupación de los mismos, por lo que la red de transporte utilizada para determinar los términos de capacidad asociados puede diferir de la red de transporte física, esto es, se puede utilizar una red de transporte simplificada.

La utilización de una red de transporte simplificada facilita la aplicación de la metodología CWD, al reducir el número de distancias a calcular, pero si la simplificación es muy elevada puede no representar adecuadamente la red de transporte real y, por tanto, no reflejar los costes asociados a dicha red.

Adicionalmente, la simplificación de la red de transporte hace necesario tomar decisiones sobre: i) el procedimiento de cálculo de la distancia entre los puntos de entrada y salida considerados y ii) asignar las inyecciones y extracciones de los puntos físicos a los puntos virtuales considerados, lo que permite cierto grado de libertad en su aplicación.

Teniendo en cuenta lo anterior y la evolución de las técnicas de computación actuales se ha optado por considerar la red física. En particular, la metodología de asignación tiene en cuenta la red de transporte troncal¹² existente en el momento de elaboración del presente informe.

En consecuencia, atendiendo a las infraestructuras en operación, ha considerado los siguientes **puntos de entrada al sistema**:

- 1) Las conexiones internacionales con países terceros mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau),
- 2) Las entradas desde una planta de regasificación¹³: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos.
- 3) Las entradas desde yacimientos: Marismas, Poseidón, Viura y Planta de biogás de Madrid
- 4) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

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

¹² 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.

¹³ 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) Las conexiones internacionales bidireccionales de Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau
- 2) Las salidas hacia los yacimientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas
- 3) Cada una de las salidas de la red de transporte hacia la red de transporte no troncal, red de transporte secundario y hacia la red de distribución.
- 4) Salida virtual hacia cada una de las plantas de regasificación

Una vez definidos los puntos de entrada y salida, el cálculo de la **distancia mínima**¹⁴ entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte se ha realizado empleando el algoritmo de Dijkstra¹⁵.

La **capacidad contratada prevista por punto de entrada** a la red de transporte se ha estimado teniendo en cuenta las siguientes hipótesis (para mayor detalle véase Anexo I):

- a) Partiendo del volumen de gas que se estima se va introducir en el sistema en el ejercicio 2020, se considera como previsión de entrada de gas natural el volumen previsto para el cierre de 2019, con la excepción de la entrada de Tarifa donde se estima que recupera en parte la caída registrada en 2019. El volumen de gas natural licuado se obtiene por diferencias.
- b) La previsión de capacidad contratada de entrada por las conexiones internacionales resulta de mantener el factor de carga registrado en 2019.
- c) La previsión de capacidad contratada global desde las entradas por planta de GNL resulta de mantener el factor de carga para el cierre del ejercicio 2019. La distribución de la capacidad contratada global por planta de regasificación resulta de considerar conjuntamente el factor de carga de cada una de las plantas y el modelo de tanque único, que dará lugar a un mayor equilibrio entre las plantas.
- d) La capacidad contratada prevista en cada uno los puntos de entrada virtuales (VIP Pirineos y VIP Ibérico) se desagrega por punto físico en función de la capacidad técnica del punto físico.
- e) La capacidad de entrada desde los almacenamientos subterráneos se ha estimado en función del perfil real de extracción, afectado el corto plazo por los correspondientes multiplicadores.

¹⁴ A estos efectos se ha solicitado la información 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.

¹⁵ 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.

La **capacidad contratada prevista por puntos de salida** de la red de transporte se ha estimado con las siguientes hipótesis (para mayor detalle véase Anexo I):

- a) En el caso de los puntos de salida virtuales con Francia y Portugal se ha desagregado por punto físico en función de la capacidad técnica del punto físico.
- b) En el caso de la capacidad de salida hacia los almacenamientos subterráneos, se ha estimado la capacidad contratada en función del perfil real de inyección.
- c) En el caso de salidas hacia plantas de regasificación se ha previsto una capacidad nula, motivado por las características del servicio.
- d) En el caso de las salidas hacia consumidores nacionales, se ha desagregado la capacidad de salida prevista para el ejercicio por colectivo de consumidores teniendo en cuenta la información disponible en la CNMC. En particular, para los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar y para los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5, para los que se dispone de información individualizada¹⁶, se ha estimado la capacidad contratada en función de la capacidad facturada en el último ejercicio con información completa (esto es, 2018). Para el resto de consumidores se ha estimado la capacidad contratada por punto de salida en función del factor de carga de cada grupo tarifario y el consumo registrado por este colectivo en cada uno de los municipios¹⁷.
- e) La capacidad prevista por punto de salida de corto plazo se afecta por los correspondientes multiplicadores.

En el Cuadro 5 y en el Cuadro 6 se presenta la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada y salida, respectivamente.

¹⁶ Se indica que para este colectivo de consumidores se dispone, por una parte, de la información individualizada de clientes de la base de datos de liquidaciones del sector gasista (SIFCO) y, por otra parte, que el GTS ha facilitado el punto de salida al que están conectados los consumidores con telemedida instalada (consumo superior a 5 GWh/año).

¹⁷ Se indica que para este colectivo de consumidores se dispone en la base de datos de liquidaciones SIFCO de información relativa a los municipios abastecidos desde la red de transporte y la relación entre punto de entrega de la red de transporte y municipio que el GTS publica en su página web (disponible en http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/CalidadGas/OtraInformacionCalidadNueva)

Cuadro 5. Previsión de capacidad contratada y volumen desagregada por punto de entrada de la red troncal. Año 2020

Puntos de entrada	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Volumen (MWh)
Conexión Internacional	676.005	214.487.621
CI Tarifa	206.644	61.878.662
CI Almería	256.994	90.634.611
VIP Pirineos	191.415	57.155.226
VIP Ibérico	20.953	4.819.122
Planta de regasificación	459.099	138.587.446
Barcelona	147.472	44.613.527
Cartagena	39.777	12.182.952
Huelva	104.838	30.649.708
Bilbao	101.014	32.215.071
Sagunto	35.621	9.575.757
Mugarodos	30.378	9.350.431
Almacenamiento Subterráneo	26.533	5.896.369
Serrablo	11.111	2.479.781
Gaviota	8.943	1.928.719
Marismas	3.590	826.594
Yela	2.889	661.275
Yacimientos	6.435	1.863.322
Marismas	178	44.472
Poseidon	284	35.439
Viura	5.673	1.685.871
PB Madrid	299	97.540
TOTAL ENTRADAS	1.168.072	360.834.759

Fuente: CNMC

Cuadro 6. Previsión de capacidad contratada y volumen desagregada por punto de salida de la red troncal. Año 2020

Puntos de salida	Capacidad contratada prevista (1) (MWh/día)	Volumen (MWh)
Conexión Internacional	139.543	10.157.482
VIP Pirineos	130.599	7.249.498
VIP Ibérico	8.944	2.907.984
Planta de regasificación	-	-
Barcelona	-	-
Cartagena	-	-
Huelva	-	-
Bilbao	-	-
Sagunto	-	-
Mugardos	-	-
Almacenamiento Subterráneo	40.851	7.595.090
Serrablo	10.932	2.031.807
Gaviota	23.686	4.402.249
Marismas	3.065	580.516
Yela	3.168	580.516
Salida nacional (2)	1.720.196	340.149.950
P > 60 bar	739.532	138.051.141
16 bar < P ≤ 60 bar	118.992	33.539.210
4 bar < P ≤ 16 bar	387.644	99.246.126
P ≤ 4 bar	474.029	69.313.473
TOTAL SALIDAS	1.900.590	357.902.522

Fuente: CNMC

Notas:

- (1) Excluida la capacidad de los consumidores suministrados desde plantas satélites
- (2) Se agrupan los puntos de salida por nivel de presión en la salida nacional, a efectos de presentación

Como se ha indicado anteriormente, la metodología de distancia ponderada por capacidad se limita a la determinación de los términos de capacidad de los peajes de entrada y salida de la red de transporte troncal. Esto es, la retribución por servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad se corresponde con la retribución por inversión y la retribución por costes operativos (véase epígrafe 4.1). Conforme al artículo 8.1.e del Reglamento (UE) 2017/460, el 50% de dicha retribución se recuperará a través del peaje de entrada a la red troncal y el 50% a través del peaje de salida de la red troncal (véase Cuadro 7).

Cuadro 7. Retribución de los servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad. Año 2020

Retribución por inversión y O&M de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total	Retribución a recuperar por el término de capacidad	
			Entrada [(A) + (B)] * 50%	Salida [(A) + (B)] * 50%
Retribución a la inversión	417.843.927 (A)	75,0%	208.921.963	208.921.963
Retribución O&M	139.052.576 (B)	25,0%	69.526.288	69.526.288
Total	556.896.502	100,0%	278.448.251	278.448.251

Fuente: CNMC

En el Cuadro 8 y en el Cuadro 9 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada y del peaje de salida de la red troncal para cada uno de los puntos de entrada considerados calculados conforme al artículo 8.2 del Reglamento (UE) 460/2017, tras realizar los ajustes previstos en el artículo 6.4 del código de tarifas (para mayor detalle véase epígrafe xx del Anexo II). En particular, se ha realizado los siguientes ajustes sobre los precios resultantes de la metodología de CWD:

- Los precios de entrada y salida por las conexiones internacionales asociadas a un punto virtual (VIP Pirineos y VIP Ibérico) se han calculado conforme al procedimiento establecido en el artículo 22.b del código de tarifas.
- Teniendo en cuenta que la regasificación se gestiona de forma conjunta por el GTS sin que los comercializadores tengan capacidad de decisión sobre la utilización de una instalación concreta, se ha optado por aplicar el mismo término de capacidad a las entradas a la red de transporte desde las plantas de regasificación y a las salidas de la red de transporte hacia las plantas de regasificación, aplicando el procedimiento establecido en el artículo 22.b del código de tarifas.
- Teniendo en cuenta que i) las instalaciones de almacenamiento subterráneo no se utilizan para competir con un punto de interconexión, ii) los almacenamientos subterráneos implican menores inversiones en las infraestructuras de transporte, en la medida en que contribuyen a aplanar el perfil de la demanda y iii) el gas que es introducido en el almacenamiento subterráneo desde la red de transporte debe pagar previamente el peaje de entrada y el gas que se extrae del almacenamiento subterráneo debe pagar posteriormente el correspondiente peaje de salida en el punto de salida, se establece un descuento del 100% en los términos fijos de los peajes de transporte de entrada y de salida aplicables a los almacenamientos subterráneos.
- Se ha considerado una única salida nacional

Cuadro 8. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte troncal. Año 2020

Punto de Entrada	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	% variación respecto precio medio
VIP Francia	191.415	202,01	38.668.099	-17,2%
VIP Portugal	20.953	334,41	7.006.779	37,1%
CI Tarifa	206.644	290,97	60.126.358	19,3%
CI Almería	256.994	262,45	67.447.070	7,6%
Plantas GNL	459.099	226,86	104.151.556	-7,0%
Yac. Poseidón	284	281,79	80.051	15,5%
Yac. Marismas	178	273,39	48.796	12,1%
Yac. Viura	5.673	153,48	870.641	-37,1%
PB Madrid	299	163,43	48.900	-33,0%
TOTAL	1.141.539	243,92	278.448.251	0,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 9. Términos de capacidad del peaje de salida de la red de transporte troncal

Punto de Salida	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	% variación respecto precio medio
Nacional	1.720.196	148,22	254.969.078	-1,0%
Plantas GNL (1)	-	176,24	-	17,7%
VIP Francia	130.599	167,58	21.885.204	11,9%
VIP Portugal	8.944	178,22	1.593.969	19,0%
TOTAL	1.859.739	149,72	278.448.251	0,0%

Fuente: CNMC

Se observa que, los términos fijos por capacidad de los peajes de entrada resultantes de aplicar la metodología CWD son inferiores al término fijo por capacidad resultante de aplicar la metodología postal en las entradas desde VIP de Francia, las plantas de GNL, el yacimiento de Viura y la Planta de Biogás de Madrid, y superiores en el resto de puntos de entrada.

Por otra parte, los términos fijos por capacidad de los peajes de salida resultantes de aplicar la metodología CWD son superiores al término fijo por capacidad resultante de la metodología postal en las salidas hacia los VIP de Francia y Portugal y hacia las plantas de GNL e inferior para salida hacia los consumidores nacionales.

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 tarifario¹⁸ entre el número de consumidores que conforma dicho grupo tarifario (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de la red de transporte troncal. Año 2020

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad prevista (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)
D.1	$C \leq 3.000$	3.374.272	32.259	148,22	4.781.499	1,42
D.2	$3.000 < C \leq 15.000$	4.050.275	203.396	148,22	30.147.583	7,44
D.3	$15.000 < C \leq 50.000$	308.655	50.187	148,22	7.438.698	24,10
D.4	$50.000 < C \leq 300.000$	52.127	39.460	148,22	5.848.781	112,20
D.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.266	83.332	148,22	12.351.585	580,82
D.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.148	47.346	148,22	7.017.614	2.229,27

Fuente: CNMC

Finalmente, como se ha comentado, el término variable debe determinarse de manera que sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, por tanto, el gas de operación se ha asignado por servicio proporcionalmente a la demanda inyectada y extraída de la red de transporte troncal (véase Cuadro 11).

¹⁸ Los consumidores se han segmentado teniendo en cuenta el volumen de consumo anual y el factor de carga. En el Anexo II se presenta la caracterización de clientes que ha servido de base para la segmentación. Cada grupo tarifario aglutina consumidores de las mismas características.

Cuadro 11. Obtención del término variable del peaje de entrada y del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año 2020

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)	
	Entrada	Salida
Retribución del gas de operación (A)	9.602.783	9.524.748

	Volumen (MWh)	
	Entrada	Salida
Variable inductora del coste (B)	360.834.759	357.902.522

	Término variable (€/MWh)	
	Entrada	Salida
Término variable del peaje (A)/(B)	0,0266	0,0266

Fuente: CNMC

4.5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

El código de tarifas define dos tipos de coeficientes de corto plazo: multiplicadores y factores estacionales. El **multiplicador** es el coeficiente que refleja la proporcionalidad entre un producto estándar de capacidad firme de duración inferior al año y un producto estándar de capacidad firme anual, mientras que el **factor estacional** es el coeficiente que refleja la evolución de la demanda en el año. Ambos coeficientes se pueden aplicar conjuntamente.

El artículo 13 del código de tarifas establece los límites al nivel de multiplicadores y factores estacionales mientras que en los artículos 14 y 15 se define la metodología de cálculo de los peajes correspondientes a productos estándar de capacidad firme de duración inferior a un año en ausencia de factores estacionales y con factores estacionales, respectivamente.

Respecto del **nivel de los multiplicadores** el código de tarifas establece que no podrán ser inferiores a 1 ni superiores a 1,5 para los productos estándar de capacidad trimestral y mensual y no podrán ser inferiores a 1 ni superiores a 3 para los productos estándar de capacidad diaria e intradiaria, salvo en casos debidamente justificados.

Respecto del **nivel de los factores estacionales**, el código de tarifas establece que la media aritmética multiplicador durante el año de gas aplicable al respectivo producto estándar de capacidad y los correspondientes factores estacionales deberá estar dentro del mismo rango que corresponde a los respectivos multiplicadores.

Respecto de la **metodología de cálculo de los peajes de corto plazo en ausencia de factores estacionales**, el código de tarifas establece que el precio del producto de corto plazo es el resultado de aplicar el multiplicador al precio del producto estándar de capacidad expresado en días (para los productos estándar de capacidad trimestral, mensual y diaria) u horas (para los productos estándar de capacidad intradiaria) por la duración del respectivo producto expresado en días u horas.

Respecto de la **metodología de cálculo de los peajes de corto plazo con factores estacionales**, el código de tarifas establece que los peajes aplicables a cada periodo serán resultado de aplicar un coeficiente diferenciado por periodo (trimestral, mensual, diario e intradiario) al precio del producto estándar de capacidad expresado en días (para los productos estándar de capacidad trimestral, mensual y diaria) u horas (para los productos estándar de capacidad intradiaria) por la duración del respectivo producto expresado en días u horas.

Los coeficientes aplicables para el cálculo del peaje del producto estándar de capacidad mensual se obtendrán como resultado de multiplicar la proporción que representa el mes en el cómputo del año por 12 elevado a una potencia comprendida entre 0 y 2 y por el correspondiente multiplicador. Los coeficientes aplicables para el cálculo de los peajes para los productos estándar de capacidad trimestral, diaria e intradiaria se obtienen como resultado de multiplicar los coeficientes mensuales por el multiplicador correspondiente (trimestral, diario o intradiario).

La metodología de cálculo de los peajes estándar de capacidad firme para los productos con duración inferior al año es de obligado cumplimiento en los puntos de interconexión con Estados Miembros.

La citada metodología no es de obligada aplicación en los puntos de interconexión con terceros países¹⁹, en los puntos de salida hacia los consumidores finales, en los puntos de salida hacia las redes de distribución, los puntos de entrada de las terminales e instalaciones de producción de «gas natural licuado» (GNL), ni a los puntos de entrada desde las instalaciones de almacenamiento, o a los puntos de salida hacia estas instalaciones, no obstante se ha considerado adecuada la extensión de la misma a dichos puntos.

¹⁹ Salvo que la Autoridad Regulatoria Nacional adopte la decisión de aplicar el Reglamento (UE) 2017/459 a los puntos de entrada desde terceros países o los puntos de salida hacia terceros países, o ambos, en cuyo caso la metodología de cálculo aplicará también en dichos puntos.

Teniendo en cuenta lo anterior, para la determinación de los coeficientes de corto plazo que se deben aplicar sobre los precios del correspondiente producto anual se hace necesario, en primer lugar, establecer el límite del nivel de los multiplicadores. En segundo lugar, analizar si procede aplicar o no factores estacionales para el cálculo de los peajes de corto plazo. En tercer lugar, si procede, calcular los factores estacionales. Finalmente, determinar los peajes de duración inferior al año.

I) Nivel de los multiplicadores

El nivel de los multiplicadores ha de establecerse de forma que se asegure la recuperación de la retribución reconocida sin que suponga una barrera a la contratación de corto plazo. En consecuencia, el nivel de los multiplicadores para cada uno de los productos considerados resulta de la comparación entre la facturación que se obtendría de contratar capacidad en términos anuales con la que resultaría de contratar la capacidad en términos trimestral, mensual, diario e intradiario. Se indica que el multiplicador se corresponde con el promedio de los multiplicadores que resultan de la comparación para los años 2015, 2016, 2017 y 2018.

En relación con el multiplicador intradiario se indica que resulta de la comparación de la facturación que obtendría un consumidor en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de diferente duración.

Cuadro 12. Valores de los multiplicadores para cada producto de duración interior al año de aplicación durante el periodo regulatorio

Producto	Nivel de multiplicadores de los puntos de entrada	Nivel de multiplicadores de los puntos de salida
Trimestral	1,20	1,20
Mensual	1,30	1,30
Diario	1,60	1,60
Intradiario (1)		
1 hora	36,30	51,99
2 horas	25,75	47,96
3 horas	18,14	47,29
4 horas	13,90	46,27
5 horas	11,27	46,19
6 horas	9,52	45,77
7 horas	8,52	19,48
8 horas	7,77	6,24
9 horas	7,03	4,47
10 horas	6,33	3,96
11 horas	5,81	3,72
12 horas	5,42	3,55
13 horas	5,11	3,49
14 horas	4,73	3,46
15 horas	4,30	3,42
16 horas	3,93	3,35
17 horas	3,48	3,27
18 horas	3,15	3,21
19 horas	2,97	3,12
20 horas	2,84	3,00
21 horas	2,76	2,80
22 horas	2,66	2,43
23 horas	2,49	2,05
24 horas	1,60	1,60

Fuente: CNMC

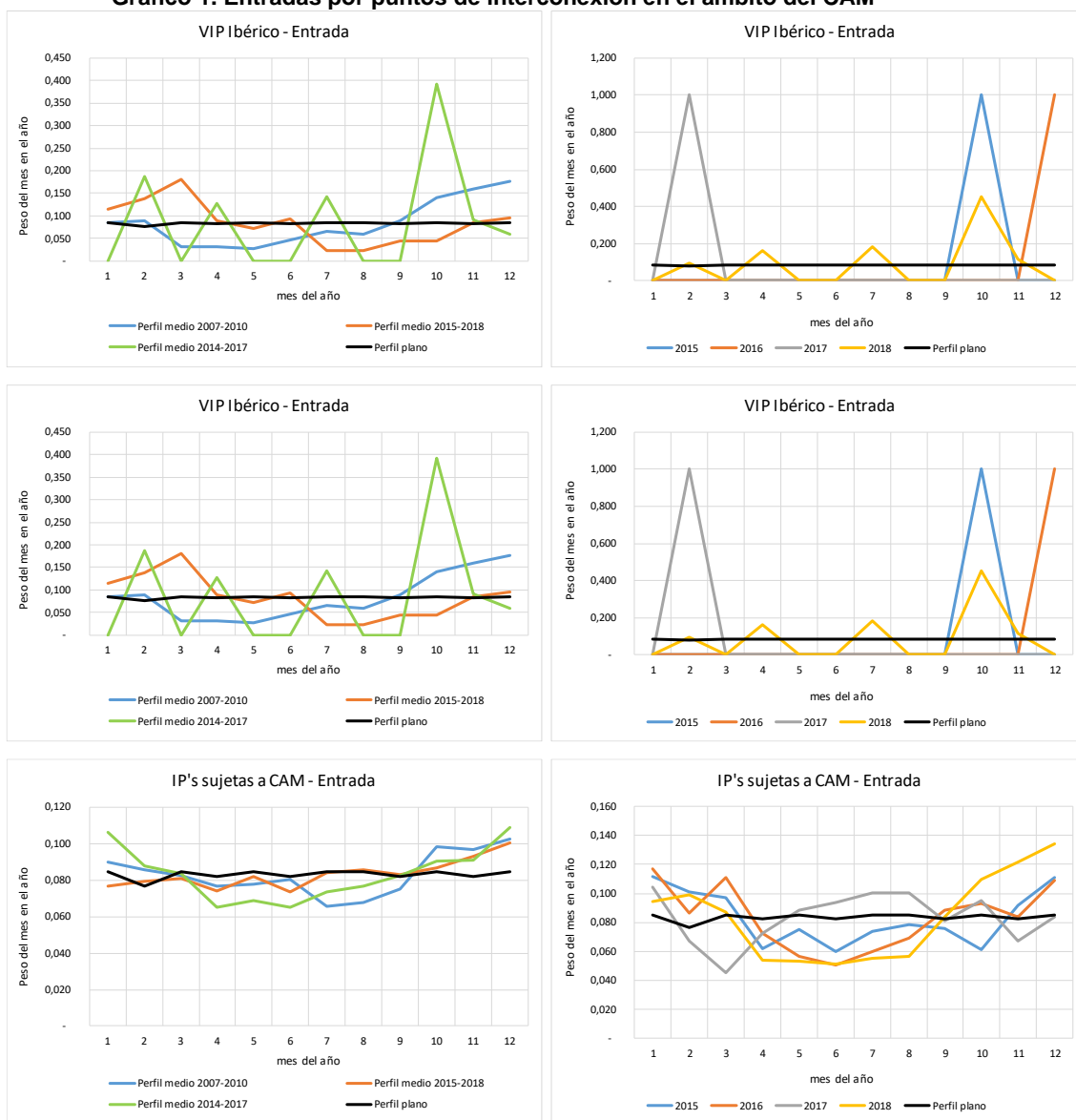
(1) En función del número de horas de duración del contrato

II) Análisis de la estacionalidad

En los gráficos siguientes se presenta el perfil de cada uno de los puntos de entrada y de salida, a efectos de analizar si procede o no aplicar factores estacionales en combinación con los multiplicadores. Para cada punto de entrada y de salida se presenta el perfil medio de tres periodos de cuatro años cada uno y el perfil de los cuatro últimos ejercicios con información completa (2015, 2016, 2017 y 2018). Adicionalmente, se presenta el perfil para la agrupación de puntos del mismo tipo: Entradas y salidas por puntos de interconexión sujetas a CAM (VIP Pirineos y VIP Portugal), Entradas por

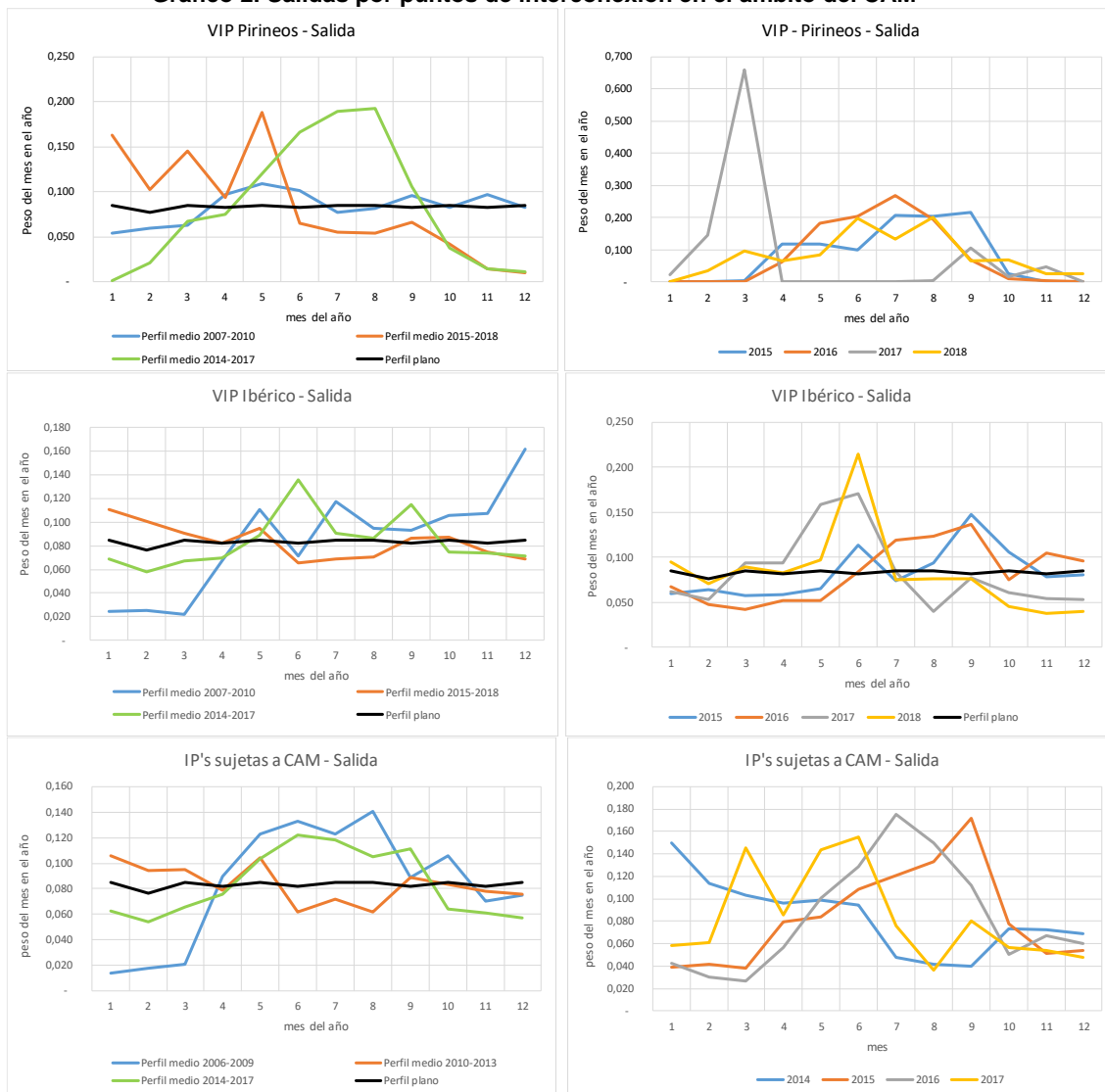
puntos de interconexión no sujetas a CAM (Tarifa y Almería) y Entradas desde plantas de GNL. Finalmente se presenta el perfil de la agrupación de todos los puntos de entrada y todos los puntos de salida, excluidos los puntos de interconexión sujetos a CAM, para los que el código de tarifa impide la agrupación con otros puntos de entrada.

Gráfico 1. Entradas por puntos de interconexión en el ámbito del CAM



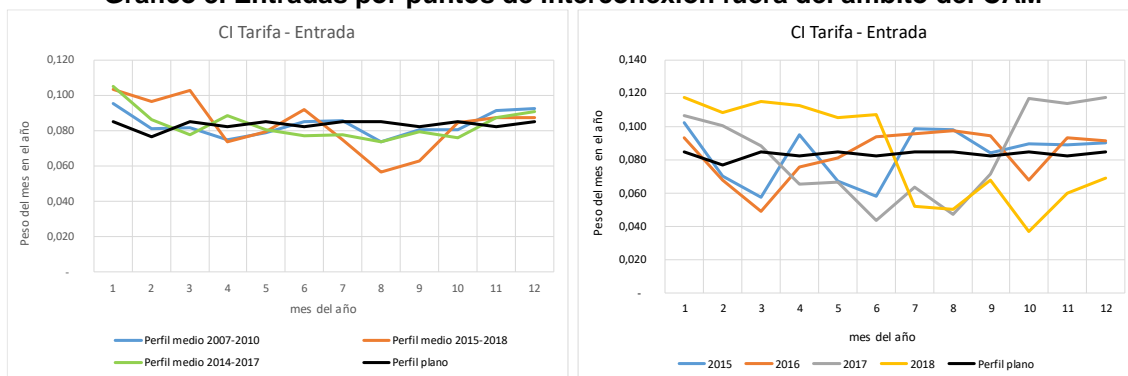
Fuente: CNMC

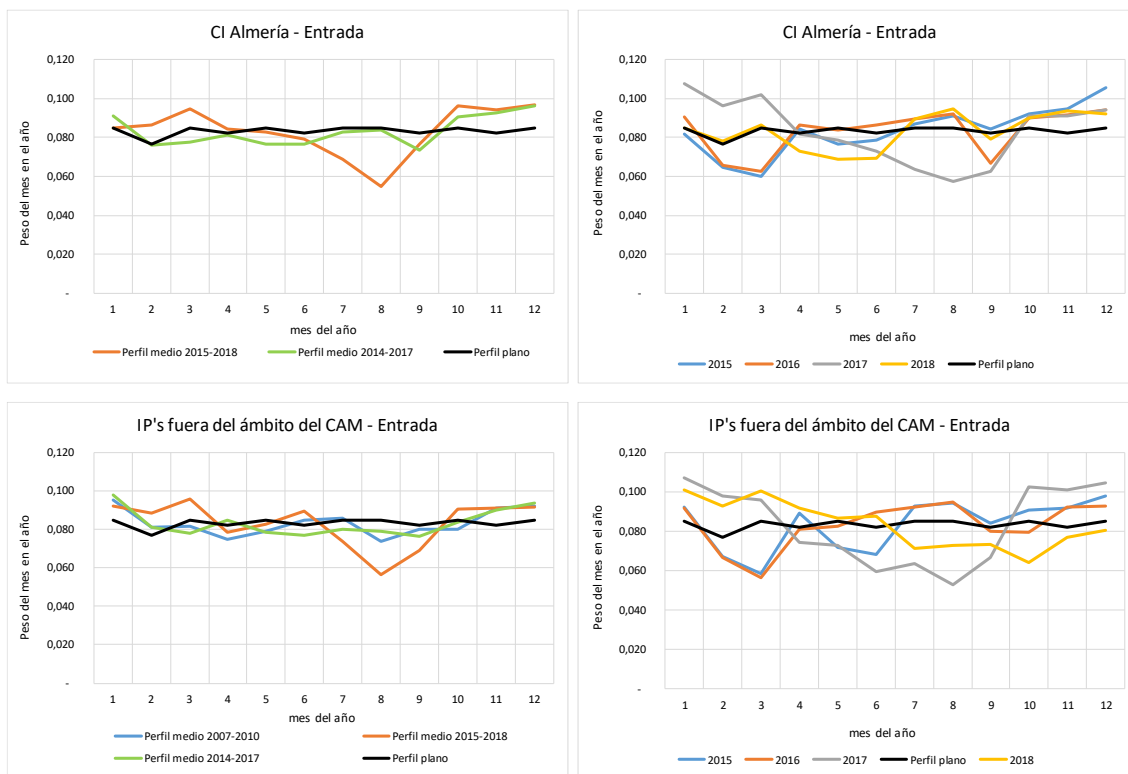
Gráfico 2. Salidas por puntos de interconexión en el ámbito del CAM



Fuente: CNMC

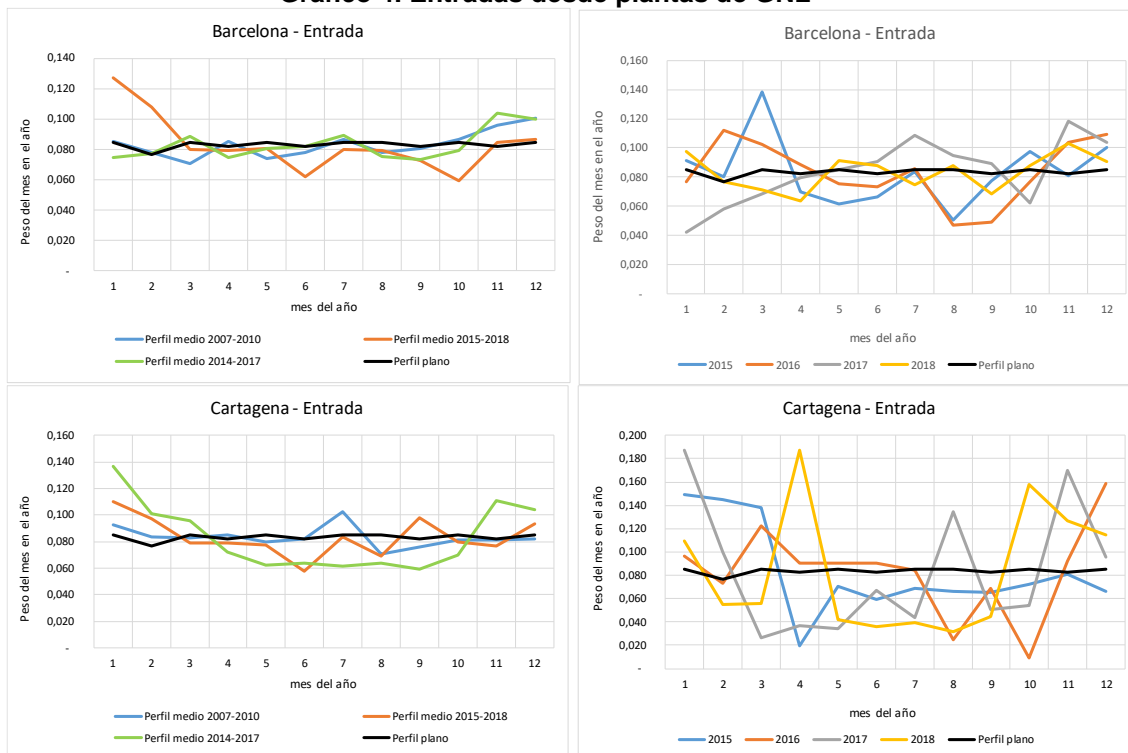
Gráfico 3. Entradas por puntos de interconexión fuera del ámbito del CAM

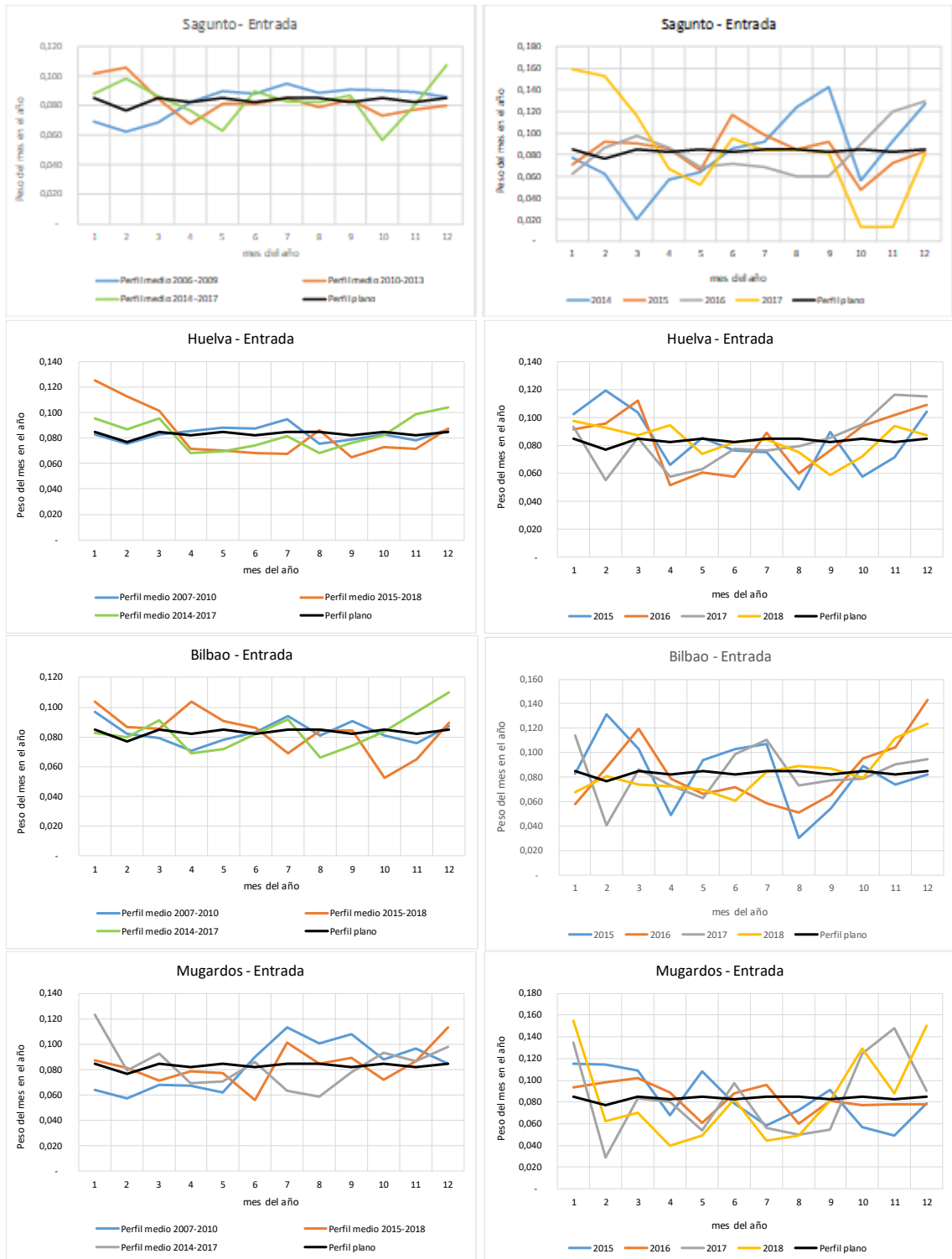


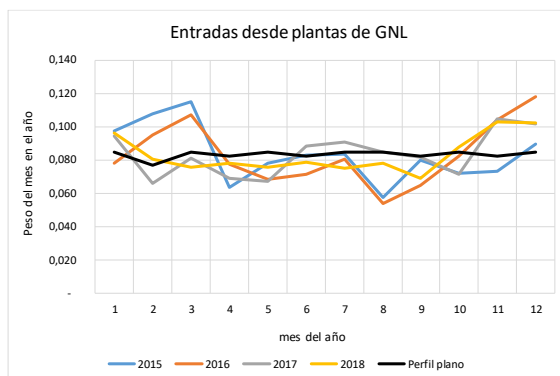
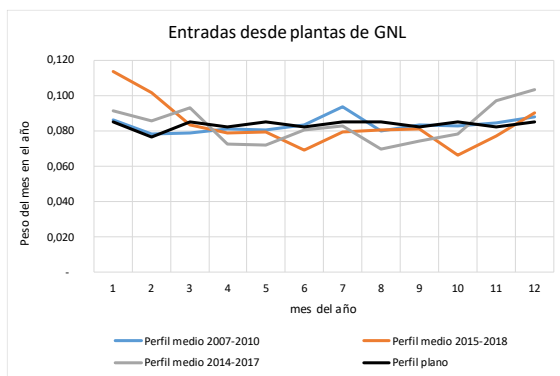


Fuente: CNMC

Gráfico 4. Entradas desde plantas de GNL

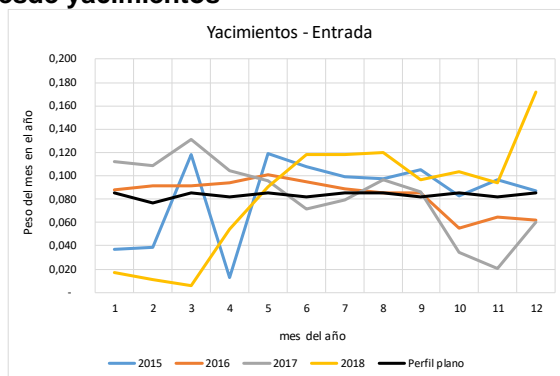
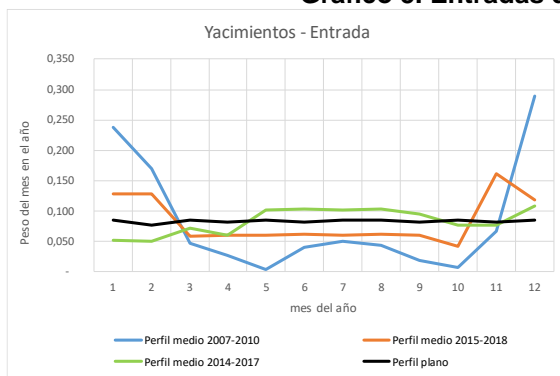






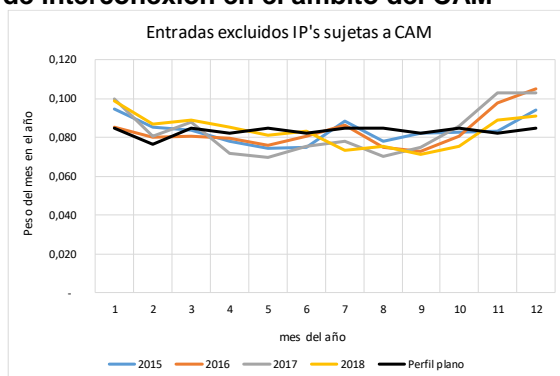
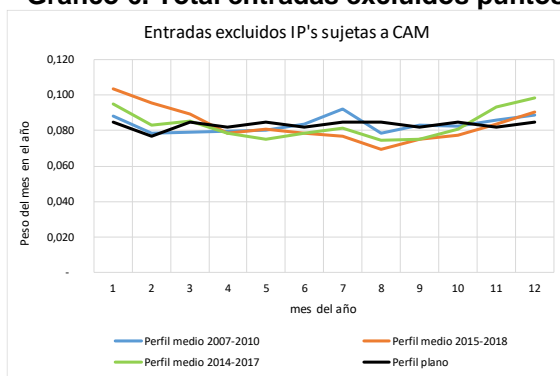
Fuente: CNMC

Gráfico 5. Entradas desde yacimientos



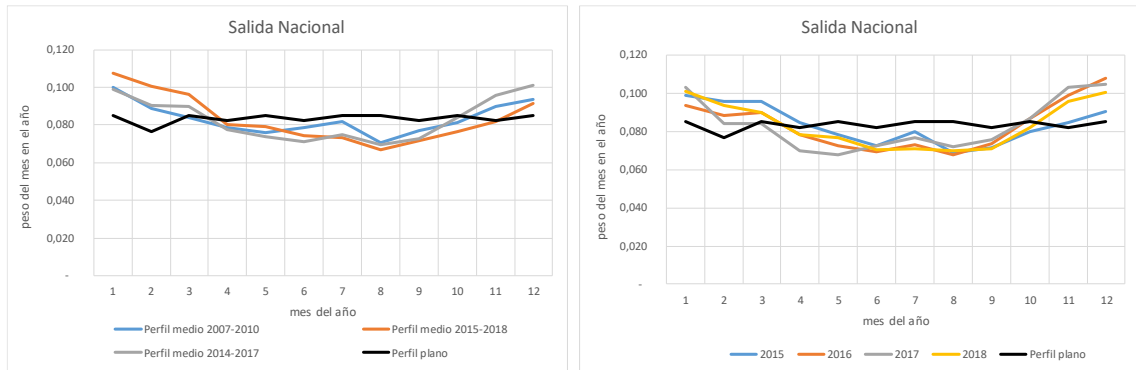
Fuente: CNMC

Gráfico 6. Total entradas excluidos puntos de interconexión en el ámbito del CAM



Fuente: CNMC

Gráfico 7. Salidas hacia consumidores nacionales



Fuente: CNMC

Se observa que, con la excepción de la salida hacia los consumidores nacionales, no se aprecia una estacionalidad clara ni en los puntos de entrada ni en los puntos de salida.

En consecuencia, únicamente se tendrán en cuenta factores estacionales en el cálculo de los peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año en la salida hacia los consumidores nacionales.

III) Determinación de los factores estacionales aplicables a la salida hacia los consumidores nacionales

Conforme establece el código de tarifas, la determinación de los factores estacionales se basará en el volumen de flujo previsto correspondiente a cada mes, a menos que la cantidad de flujo de gas en un mes sea igual a 0 en cuyo caso se tomará la capacidad contratada prevista.

Los coeficientes aplicables para el cálculo del peaje del producto estándar de capacidad mensual se obtendrán como resultado de multiplicar la proporción que representa el mes en el cómputo del año por 12 elevado a una potencia comprendida entre 0 y 2 y por el correspondiente multiplicador.

Los coeficientes aplicables para el cálculo de los peajes para los productos estándar de capacidad trimestral, diaria e intradiaria se obtienen como resultado de multiplicar los coeficientes mensuales por el multiplicador correspondiente (trimestral, diario o intradiario).

En particular los factores estacionales se determinarán conforme a las siguientes fórmulas:

a) Coeficiente mensual

$$C_{M,m} = [(Q_{m,a} \times 12)^n] \times M_M$$

Siendo:

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m .

En caso de que la media aritmética de los coeficientes mensuales supere el valor del multiplicador, deberán reescalarsse.

$Q_{m,a}$: proporción que representa el mes m en el cómputo del año a

n : potencia, que tomará un valor comprendido entre 0 y 2. Se ha tomado el valor de 1,5, a efectos de que ningún coeficiente resulte inferior a la unidad.

M_M : es el nivel del multiplicador mensual;

b) Coeficiente trimestral

$$C_{T,t} = C_{T0,t} \times M_T$$

Siendo:

$C_{T,t}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad trimestral, correspondiente al trimestre t .

En caso de que la media aritmética de los coeficientes trimestrales supere el valor del multiplicador, deberán reescalarsse.

$C_{T0,t}$: valor inicial del coeficiente correspondiente a un trimestre t . Se tomará como valor de inicio bien la media aritmética de los coeficientes mensuales respectivos aplicables a los tres meses correspondientes, bien un valor que no será inferior al coeficiente mínimo ni superior al coeficiente máximo de los coeficientes mensuales aplicables a los tres meses correspondientes.

M_T : es el nivel del multiplicador trimestral;

c) Coeficiente diario

$$C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$$

Siendo:

$C_{D,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad diaria en el mes m .

En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador, deberán reescalarsse.

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad I , correspondiente al mes m .

M_D : es el nivel del multiplicador para la capacidad diaria;

d) Producto estándar de capacidad intradiaria

$$C_{I,m,h} = C_{M,m} \times M_{Ih}$$

Siendo:

$C_{I,m,h}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad intradiaria en el mes m para un contrato de duración h horas;

En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador intradiario, deberán reescalarsse;

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m ;

M_{Ih} : es el nivel del multiplicador para la capacidad intradiaria para un contrato de duración h horas;

P_A : peaje del producto estándar de capacidad anual;

Se estima que el flujo de gas previsto para el periodo regulatorio presentará un perfil similar al perfil medio registrado en el periodo 2015-2018 por la demanda de los consumidores nacionales, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

En el Cuadro 13 se presenta el procedimiento de cálculo de los factores estacionales mensuales que habrán de aplicarse a los precios del producto estándar de capacidad anual para obtener el precio correspondiente al producto estándar de capacidad mensual.

Cuadro 13. Determinación de los coeficientes mensuales

Multiplicador mensual (M_M)		1,30	
Mes	Peso del mes en el año $Q_{m,a}$	Coefficientes mensuales iniciales $C_{M,m} = (Q_{m,a} \times 12)^{1,5} \times M_M$	coeficientes mensuales ajustados $C_{M,m} \times CA$
Enero	10,2%	1,78	1,76
Febrero	9,1%	1,49	1,47
Marzo	8,7%	1,40	1,39
Abril	7,5%	1,11	1,10
Mayo	7,1%	1,03	1,02
Junio	7,2%	1,03	1,02
Julio	7,5%	1,11	1,10
Agosto	7,1%	1,01	1,00
Septiembre	7,4%	1,08	1,07
Octubre	8,3%	1,29	1,28
Noviembre	9,7%	1,64	1,63
Diciembre	10,2%	1,78	1,77
Promedio factores estacionales (P)		1,31	1,30
Coefficiente de ajuste ($CA = M_M / P$)		0,992	

Fuente: CNMC

Como se ha indicado, los coeficientes para el cálculo de los peajes para los productos estándar de capacidad trimestral, diaria e intradiaria se obtienen como resultado de multiplicar los coeficientes mensuales por el multiplicador correspondiente, procediendo al ajuste de los mismos en caso necesario.

Se indica que en el cálculo de los coeficientes aplicables a los productos trimestrales se ha tomado como valor inicial de cada trimestre el promedio de los precios mensuales.

En los cuadros siguientes se muestra el procedimiento de cálculo de los coeficientes trimestrales, diarios e intradiarios. Se indica que, si bien a efectos ilustrativos en el caso de los coeficientes intradiarios se ha tomado un contratado de una duración de 10 horas, el procedimiento se realiza para todas las duraciones posibles del contrato intradiario.

Cuadro 14. Metodología de cálculo de los coeficientes trimestrales

Multiplicador trimestral (M_T)		1,20	
Trimestre	Valor inicial (promedio de los meses del trimestre)	Coeficientes trimestrales iniciales	Coeficientes trimestrales ajustados
	$C_{T0,t}$	$CT,t = C_{T0,t} \times M_T$	$C_{M,m} \times CA$
Q1	1,541	1,85	1,42
Q2	1,045	1,25	0,96
Q3	1,054	1,27	0,97
Q4	1,560	1,87	1,44
Promedio factores estacionales (P)		1,56	1,20
Coeficiente de ajuste ($CA = M_T / P$)		0,77	

Fuente: CNMC

Cuadro 15. Metodología de cálculo de los coeficientes diarios

Multiplicador diario (M_D)		1,60	
Mes	Coeficiente mensual	Coeficientes diarios iniciales	coeficientes mensuales ajustados
	$C_{M,m}$	$C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$	$C_{D,m} \times CA$
Enero	1,76	2,82	2,17
Febrero	1,47	2,36	1,81
Marzo	1,39	2,22	1,71
Abril	1,10	1,75	1,35
Mayo	1,02	1,63	1,25
Junio	1,02	1,63	1,26
Julio	1,10	1,75	1,35
Agosto	1,00	1,60	1,23
Septiembre	1,07	1,71	1,31
Octubre	1,28	2,06	1,58
Noviembre	1,63	2,61	2,00
Diciembre	1,77	2,83	2,17
Promedio factores estacionales (P)		2,08	1,60
Coeficiente de ajuste ($CA = M_D / P$)		0,77	

Fuente: CNMC

Cuadro 16. Metodología de cálculo de los coeficientes intradiarios para un contrato de duración de 10 horas

Multiplicador intradiario del contrato de 10 hora		3,55	
Mes	Coficiente mensual	Coficientes intradiarios iniciales para el contrato de duración de 10 horas	coeficientes mensuales ajustados
	$C_{M,m}$	$C_{I,m} = C_{M,m} \times M_I$	$C_{I,m} \times CA$
Enero	1,782	6,333	4,87
Febrero	1,479	5,256	4,04
Marzo	1,388	4,933	3,79
Abril	1,088	3,867	2,97
Mayo	1,008	3,582	2,76
Junio	1,010	3,590	2,76
Julio	1,088	3,866	2,97
Agosto	0,989	3,514	2,70
Septiembre	1,058	3,758	2,89
Octubre	1,283	4,558	3,51
Noviembre	1,642	5,835	4,49
Diciembre	1,785	6,345	4,88
Promedio factores estacionales (P)		4,620	3,55
Coficiente de ajuste ($CA = M_D / P$)		0,769	

Fuente: CNMC

IV) Determinación de los peajes de productos estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Como se ha comentado únicamente se tendrán en cuenta factores estacionales en el cálculo de los peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año en la salida hacia los consumidores nacionales. En consecuencia, los peajes de duración inferior al año aplicables a todos los puntos de entrada y salida, con la excepción de las salidas hacia los consumidores nacionales y las redes de distribución, se determinará conforme a la metodología establecida en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/460, mientras que los peajes de duración inferior al año aplicables a las salidas hacia los consumidores nacionales y redes de distribución se determinará conforme a la metodología establecida en el artículo 15 del Reglamento (UE) 2017/460.

En particular, el precio del producto de corto plazo correspondiente aplicable a todos los puntos de entrada y salida, con la excepción de las salidas hacia los consumidores nacionales y las redes de distribución, se determinará conforme a las siguientes fórmulas:

- a) Productos estándar de capacidad trimestral, mensual y diaria:

$$P = (M \times P_A / 365) \times D$$

Donde:

P: es el peaje de los productos estándar de capacidad trimestral, mensual o diaria

M: es el nivel del multiplicador trimestral, mensual o diario

P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;

D: es la duración del producto estándar de capacidad trimestral, mensual o diaria, expresado en días.

En el caso de los años bisiestos, la fórmula se ajustará de manera que la cifra 365 se sustituya por 366.

- b) Productos estándar de capacidad intradiaria:

$$P = (M \times P_A / 8760) \times H$$

Donde:

P: es el peaje del producto estándar de capacidad intradiaria

M: es el nivel del multiplicador intradiario;

P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;

H: es la duración del producto estándar de capacidad intradiaria, expresado en horas.

En el caso de los años bisiestos, la fórmula se ajustará de manera que la cifra 8760 se sustituya por 8784.

Los peajes de duración inferior al año aplicables en las salidas hacia los consumidores nacionales y redes de distribución se establecerán conforme a las siguientes fórmulas:

- a) Productos estándar de capacidad mensual:

$$P_{M,i} = (C_{M,m} \times P_A / 365) \times D$$

Siendo:

P_{M,m}: peaje estándar de capacidad mensual correspondiente al mes m

C_{M,m}: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.

P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;

D: es la duración del producto estándar de capacidad mensual expresado en días.

b) Producto estándar de capacidad trimestral

$$P_{T,t} = (C_{T,t} \times P_A / 365) \times D$$

Donde:

$P_{T,t}$: peaje estándar de capacidad trimestral correspondiente al trimestre t

$C_{T,t}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad trimestral, correspondiente al trimestre t.

P_A : peaje del producto estándar de capacidad anual;

D: es la duración del producto estándar de capacidad trimestral expresado en días.

c) Producto estándar de capacidad diaria

$$P_{D,m} = (C_{D,m} \times P_A / 365) \times D$$

Donde:

$P_{D,m}$: peaje estándar de capacidad diaria en el mes m

$C_{D,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad diaria en el mes m.

En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador, deberán reescalarsse.

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.

P_A : peaje del producto estándar de capacidad anual;

D: es la duración del producto estándar de capacidad diaria.

d) Producto estándar de capacidad intradiaria

$$P_{I,m,h} = (C_{I,m} \times P_A / 8.760) \times h$$

Donde:

$P_{I,m,h}$: peaje estándar de capacidad intradiaria de aplicación en el mes m a un contrato de duración h horas

$C_{I,m,h}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de

capacidad intradiaria en el mes m para un contrato de duración de h horas.

P_A : peaje del producto estándar de capacidad anual;

h : es la duración del producto estándar de capacidad intradiaria, expresado en horas.

En el caso de los años bisiestos, la fórmula se ajustará de manera que la cifra 365 se sustituya por 366 y la cifra 8760 se sustituya por 8784.

4.5.3 Peajes de capacidad interrumpible

El código de tarifas establece en el artículo 16 el procedimiento de cálculo del precio de los productos estándar de capacidad interrumpible que se debe aplicar en las interconexiones. En particular, establece que la Autoridad Regulatoria podrá decidir entre aplicar un descuento ex post o aplicar un descuento ex ante. El descuento ex ante dependerá de la probabilidad de interrupción y el descuento ex post, que solo podrá utilizarse en los puntos de interconexión en los que la interrupción de capacidad se haya debido a la congestión física, consiste en una compensación equivalente al triple del precio de reserva de los productos estándar de capacidad firme diaria.

En el caso de los peajes de capacidad interrumpible se ha optado un descuento ex post de aplicación a todos los puntos de entrada y de salida.

4.6 Conciliación de ingresos

Conforme al artículo 10 y a los artículos 17, 18, 19 y 20 del código de tarifas relativos a la compensación entre transportistas que operan en el mismo sistema entrada-salida y la conciliación de retribución e ingresos, respectivamente, se hace necesario establecer en la Circular y someter a consulta pública los siguientes aspectos:

- 1º Retribución reconocida a cada transportista
- 2º Ingresos percibidos por cada transportista
- 3º Diferencia entre la retribución reconocida e ingresos percibidos por cada uno de los transportistas
- 4º Definición de la cuenta regulatoria de cada uno de los transportistas en que se recojan los aspectos anteriores
- 5º Mecanismo de compensación entre los distintos transportistas
- 6º Destino, en su caso, de la prima obtenida en la subasta de capacidad en los puntos de interconexión virtual

A la hora de establecer la relación entre ingresos y pagos regulados entre los distintos agentes implicados de un sistema caben dos posibilidades. Por un lado, los precios fijados a los consumidores pueden ser los cobrados por las empresas, o bien directamente, o a través de otras. Otra posibilidad es que exista una “bolsa de compensación económica”, gestionada normalmente por el

regulador, en la que se ingresen todos los cobros y desde la cual se realicen todos los pagos a los distintos agentes. En el argot de los sistemas tarifarios, a los sistemas sometidos a estos métodos se les denomina “sistemas con liquidación”. Este es el caso en España.

Mediante el Sistema de liquidaciones se lleva a cabo la determinación de los flujos económicos entre los agentes con el objetivo de asignar a cada uno de ellos los ingresos del sistema en función de su retribución acreditada. Como resultado, se obtiene una matriz de pagos y cobros en donde se especifica los importes a intercambiar entre los agentes pagadores y los agentes con derechos de cobro.

En la cuenta regulatoria de cada agente se consideran los ingresos facturados hasta el mes de liquidación, así como los costes liquidables reconocidos (asociados al funcionamiento del sistema gasista) obteniéndose los ingresos netos de liquidación. A partir de los ingresos netos totales del Sistema, se determina el importe al que cada agente tiene derecho considerando la parte alícuota de su retribución frente a la retribución total. Teniendo en cuenta esta cantidad y los ingresos netos de cada agente se determina el importe a liquidar con el resto de agentes. Dicho importe se anota en la cuenta regulatoria de cada agente, de manera que el déficit o superávit de la cuenta regulatoria es la diferencia entre la retribución reconocida y la suma de los ingresos netos de liquidación y el importe liquidado.

El procedimiento de liquidación es anual y se aprueba mediante una liquidación definitiva de cada ejercicio. Adicionalmente, se realizan catorce liquidaciones provisionales mensuales a cuenta de la definitiva. Las doce primeras liquidaciones provisionales se llevan cabo con la información acumulada hasta cada mes de cada ejercicio y en las dos liquidaciones provisionales últimas se incluyen las facturaciones que se realizan en los dos primeros meses del siguiente ejercicio y que corresponden a movimientos de gas del ejercicio de liquidación.

Teniendo en cuenta lo anterior y dado que el actual sistema de liquidaciones se considera un mecanismo adecuado a efectos de cumplir con las obligaciones derivadas del código de tarifas, se hace necesario incorporar en la Circular los principios generales del mecanismo de liquidaciones con objeto de habilitar el desarrollo del procedimiento en la correspondiente Circular informativa (véase epígrafe 7).

4.7 Valoración de la metodología de asignación

El código de tarifas establece que la Autoridad Regulatoria deberá realizar y publicar en la consulta de la metodología de asignación de costes una valoración de la misma, a efectos de demostrar que la metodología seleccionada cumple

con los requisitos establecidos en el artículo 13 del Reglamento 715/2009 y el artículo 7 del código de tarifas.

Adicionalmente, cuando la metodología de precios sea distinta de la metodología de distancia ponderada por capacidad, “*Capacity Weighted Distance*” (CWD), conforme al artículo 26.1.a), la Autoridad Regulatoria deberá comparar los precios con los que resultan de aplicar dicha metodología.

Por último, el artículo 30.1. b) establece en su epígrafe v) la obligación a la Autoridad Regulatoria Nacional de publicar los siguientes ratios:

- Distribución de costes entre el término de capacidad y el término de volumen
- Distribución de costes asignados a entrada y a salida de la red de transporte
- Distribución de costes asignados a usuarios nacionales y no nacionales.

En los siguientes epígrafes se valora la adaptación de la metodología de asignación de costes seleccionada a cada uno de los aspectos establecidos en el código de tarifas, junto con la publicación de los ratios correspondientes.

4.7.1 Valoración del cumplimiento de requisitos recogidos en el artículo 13 del Reglamento 715/2009 y el artículo 7 del código de tarifas

Conforme al artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009 las tarifas, o los métodos para calcularlas, deberán ser transparentes y no discriminatorias, evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios, se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema, no limitarán la liquidez del mercado y no distorsionarán el comercio transfronterizo.

Conforme al artículo 7 del Reglamento (UE) 2017/460, las tarifas de transporte, además de cumplir con los criterios anteriores, deberán cumplir los siguientes requisitos:

- a) permitir que los usuarios de la red puedan reproducir el cálculo de los precios de referencia y realizar una previsión precisa;
- b) tener en cuenta los costes reales incurridos para prestar los servicios de transporte, habida cuenta del nivel de complejidad de la red de transporte;
- c) garantizar la no discriminación e impedir las subvenciones cruzadas indebidas, en especial teniendo en cuenta la valoración de la asignación de costes que figuran en el artículo 5;
- d) garantizar que cuando existe un significativo riesgo de volumen asociado, fundamentalmente, al transporte a través de un sistema de entrada-salida no se asigne a los clientes finales dentro de dicho sistema de entrada-salida;
- e) garantizar que los precios de referencia resultantes no distorsionan el comercio transfronterizo.

Los requisitos anteriores se corresponden con los principios generales que persigue la metodología para el establecimiento de los peajes y cánones de acceso de terceros a las infraestructuras de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento subterráneo recogidos en el artículo 3 de la de Circular y detallados en el epígrafe 2 de la presente Memoria.

Adicionalmente cabe señalar que, la metodología adoptada se corresponde con la metodología de precios de referencia basados en la distancia ponderada por la capacidad, recogida en el artículo 8 del Reglamento (UE) 2017/460, con una asignación de la retribución prevista para el ejercicio del 50% a las entradas y el 50% a las salidas. Dicha metodología establece los precios de referencia separadamente para cada punto de entrada y de salida, de forma transparente y no discriminatoria, evitando subvenciones cruzadas entre usuarios. Prueba de ello es que los test previstos en el artículo 6 con objeto de valorar la metodología de asignación de costes arrojan ratios inferiores al 10% previsto en el citado artículo.

Por último, se indica que la propuesta de metodología va acompañada por un libro Excel (Modelo transporte.xls), acompañado de una guía de usuario, que permite a los usuarios tanto la reproducción de los peajes resultantes de aplicar la metodología de asignación, como la proyección de los mismos hasta el fin del periodo regulatorio.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se concluye que la metodología propuesta cumple con los principios establecidos en el artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009 y el artículo 7 del Reglamento (UE) 2017/460.

4.7.2 Comparación con la metodología de precios de referencia basados en la distancia ponderada por la capacidad

La metodología de precios de referencia adoptada es la de distancia ponderada por capacidad, por lo que no procede la comparación.

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

La metodología propuesta 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 96,68% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 3,32% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. 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	556.896.502	96,68%
Volumen	19.127.531	3,32%
Total	576.024.033	100,00%

Fuente: CNMC

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

La metodología propuesta 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, en línea con la directriz marco, el código de tarifas y los comentarios recibidos por los agentes a la “*Propuesta de circular x/2013, de x de xxxxxx, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas*”.

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 50,01% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 49,99% en los puntos de salida (véase Cuadro 18).

Cuadro 18. 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	278.448.251	50,01%
	Volumen	9.602.783	
Salida	Capacidad	278.448.251	49,99%
	Volumen	9.524.748	
Total		576.024.033	100,00%

Fuente: CNMC

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

El código de tarifas 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 Regulatoria 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 19 y Cuadro 20 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 19. 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	759.590.816	245.183.677	0,323	
	Salida	1.299.909.997	255.481.147	0,197	
	Total	2.059.500.812	500.664.824	0,243	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	112.720.041	33.264.574	0,295	
	Salida	119.566.003	22.967.104	0,192	
	Total	232.286.044	56.231.678	0,242	(B)

$$\text{Comp} = 2 * | (A) - (B) | / [(A) + (B)]$$

0,42%

Fuente: CNMC

Cuadro 20. 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	759.590.816	245.183.677	0,323	
	Salida	1.299.909.997	254.969.078	0,196	
	Total	2.059.500.812	500.152.755	0,243	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	112.720.041	33.264.574	0,295	
	Salida	119.566.003	23.479.173	0,196	
	Total	232.286.044	56.743.747	0,244	(B)

$$\text{Comp} = 2 * | (A) - (B) | / [(A) + (B)]$$

0,59%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 21 se presentan los resultados obtenidos para los términos de volumen. Se observa que el índice obtenido está por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

Cuadro 21. 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	350.677.276	9.332.465	0,0266	
	Salida	347.745.040	9.254.430	0,0266	
	Total	698.422.316	18.586.895	0,0266	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	10.157.482	270.318	0,0266	
	Salida	10.157.482	270.318	0,0266	
	Total	20.314.965	540.636	0,0266	(B)

Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]	0,00%
--	--------------

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 22 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

Cuadro 22. 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	245.183.677	9.332.465	254.516.142	44,2%
	Salida	254.969.078	9.254.430	264.223.509	45,9%
	Total	500.152.755	18.586.895	518.739.651	90,1%
No nacionales (Intersistema)	Entrada	33.264.574	270.318	33.534.892	5,8%
	Salida	23.479.173	270.318	23.749.491	4,1%
	Total	56.743.747	540.636	57.284.382	9,9%

Fuente: CNMC

4.8 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.

Se indica, por una parte, que actualmente no existe un peaje de transporte, sino un peaje conjunto para las actividades de transporte y distribución y, por otra parte, que la metodología para establecer el peaje de transporte y distribución

vigente no es pública. En consecuencia, no es posible analizar la variación del peaje de transporte que resulta de la metodología de la circular respecto de los peajes vigentes.

4.9 Evolución prevista de los peajes de transporte durante 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.

Respecto a las previsiones relativas a la evolución de la retribución del transporte para el periodo 2021-2026, se ha considerado que se aplica la metodología actualmente sometida a consulta pública (véase CIR/DE/006/19), considerando las previsiones de demanda recogidas en el Anexo I.

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 similares entre sí y superiores a las derivadas de la propia evolución de la retribución del transporte, motivado por el incremento previsto de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio.

Asimismo, se observa que la evolución de los términos de capacidad de los puntos de entrada y los puntos de salida es similar entre ellos mismos, sin que se aprecien diferencias significativas entre los puntos de entrada ni entre los puntos de salida. Ello es debido a que el escenario de previsión no estima variaciones significativas en la relación entre los puntos de entrada ni entre los puntos de salida.

Por último, durante el periodo regulatorio se estima reducciones moderadas de los términos variables de los peajes de entrada y de salida, justificados por el incremento de la demanda, ya que se mantiene durante el periodo regulatorio y se mantiene la retribución asociada al gas de operación.

Cuadro 23. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte durante el periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión	417.843.927	368.905.110	313.679.042	274.075.356	234.468.359	189.107.721	180.167.516
Retribución O&M	139.052.576	118.331.526	111.680.622	112.035.587	112.307.778	113.339.971	114.196.522
Gas de Operación	19.127.531	19.114.359	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531
Total	576.024.033	506.350.994	444.487.196	405.238.474	365.903.668	321.575.224	313.491.569
% variación respecto del año anterior		-12,1%	-12,2%	-8,8%	-9,7%	-12,1%	-2,5%

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia	191.415	191.415	191.415	191.415	191.415	191.415	191.415
VIP Portugal	20.953	20.953	20.953	20.953	20.953	20.953	20.953
CI Tarifa	206.644	206.644	206.644	206.644	206.644	206.644	206.644
CI Almería	256.994	256.994	256.994	256.994	256.994	256.994	256.994
Plantas GNL	459.099	475.565	503.426	534.613	553.570	565.455	588.737
Yac. Poseidón	284	284	284	284	284	284	284
Yac. Marismas	178	178	178	178	178	178	178
Yac. Viura	5.673	5.673	5.673	5.673	5.673	5.673	5.673
PB Madrid	299	299	299	299	299	299	299
Total	1.141.539	1.158.005	1.185.866	1.217.053	1.236.009	1.247.895	1.271.177

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia	38.668.099	33.426.972	28.560.010	25.394.546	22.515.015	19.476.338	18.601.225
VIP Portugal	7.006.779	6.054.480	5.175.338	4.597.329	4.074.304	3.523.609	3.367.405
CI Tarifa	60.126.358	51.896.021	44.316.408	39.240.731	34.727.393	30.011.842	28.722.021
CI Almería	67.447.070	58.210.106	49.714.459	44.006.479	38.938.776	33.648.197	32.207.472
Plantas GNL	104.151.556	93.124.109	84.138.440	79.126.379	72.520.506	64.034.251	63.778.244
Yac. Poseidón	80.051	69.108	59.025	52.305	46.304	40.023	38.288
Yac. Marismas	48.796	42.125	35.988	31.893	28.234	24.404	23.346
Yac. Viura	870.641	753.148	644.047	573.721	509.098	440.588	420.516
PB Madrid	48.900	42.250	36.118	32.088	28.438	24.594	23.501
Total	278.448.251	243.618.318	212.679.832	193.055.471	173.388.068	151.223.846	147.182.019

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia	202,01	174,63	149,20	132,67	117,62	101,75	97,18
VIP Portugal	334,41	288,96	247,00	219,42	194,45	168,17	160,71
CI Tarifa	290,97	251,14	214,46	189,90	168,05	145,23	138,99
CI Almería	262,45	226,50	193,45	171,24	151,52	130,93	125,32
Plantas GNL	226,86	195,82	167,13	148,01	131,01	113,24	108,33
Yac. Poseidón	281,79	243,27	207,78	184,12	163,00	140,89	134,78
Yac. Marismas	273,39	236,01	201,63	178,68	158,19	136,73	130,80
Yac. Viura	153,48	132,76	113,53	101,14	89,74	77,67	74,13
PB Madrid	163,43	141,20	120,71	107,24	95,04	82,19	78,54
Peaje medio	243,92	210,38	179,35	158,63	140,28	121,18	115,78

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia		-13,55%	-14,56%	-11,08%	-11,34%	-13,50%	-4,49%
VIP Portugal		-13,59%	-14,52%	-11,17%	-11,38%	-13,52%	-4,43%
CI Tarifa		-13,69%	-14,61%	-11,45%	-11,50%	-13,58%	-4,30%
CI Almería		-13,70%	-14,59%	-11,48%	-11,52%	-13,59%	-4,28%
Plantas GNL		-13,68%	-14,65%	-11,44%	-11,49%	-13,56%	-4,34%
Yac. Poseidón		-13,67%	-14,59%	-11,39%	-11,47%	-13,57%	-4,33%
Yac. Marismas		-13,67%	-14,57%	-11,38%	-11,47%	-13,57%	-4,33%
Yac. Viura		-13,50%	-14,49%	-10,92%	-11,26%	-13,46%	-4,56%
PB Madrid		-13,60%	-14,51%	-11,16%	-11,37%	-13,52%	-4,44%
Peaje medio		-13,75%	-14,75%	-11,55%	-11,56%	-13,61%	-4,46%

Fuente: CNMC

Cuadro 24. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida de la red de transporte durante el periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión	417.843.927	368.905.110	313.679.042	274.075.356	234.468.359	189.107.721	180.167.516
Retribución O&M	139.052.576	118.331.526	111.680.622	112.035.587	112.307.778	113.339.971	114.196.522
Gas de Operación	19.127.531	19.114.359	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531
Total	576.024.033	506.350.994	444.487.196	405.238.474	365.903.668	321.575.224	313.491.569
% variación respecto del año anterior		-12,1%	-12,2%	-8,8%	-9,7%	-12,1%	-2,5%

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	1.720.196	1.743.719	1.778.986	1.830.628	1.858.757	1.875.695	1.865.785
Plantas GNL (1)							
VIP Francia	130.599	130.599	130.599	130.599	130.599	130.599	130.599
VIP Portugal	8.944	8.944	8.944	8.944	8.944	8.944	8.944
Total	1.859.739	1.883.262	1.918.529	1.970.171	1.998.300	2.015.238	2.005.327

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	254.969.078	223.191.807	195.018.925	177.305.334	159.419.671	139.148.771	135.377.940
Plantas GNL (1)							
VIP Francia	21.885.204	19.045.988	16.473.204	14.695.775	13.032.670	11.264.927	11.010.014
VIP Portugal	1.593.969	1.380.522	1.187.704	1.054.361	935.728	810.148	794.065
Total	278.448.251	243.618.318	212.679.832	193.055.471	173.388.068	151.223.846	147.182.019

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	148,22	128,00	109,62	96,85	85,77	74,19	72,56
Plantas GNL (1)	176,24	152,21	130,39	115,20	102,06	88,33	86,52
VIP Francia	167,58	145,84	126,14	112,53	99,79	86,26	84,30
VIP Portugal	178,22	154,35	132,79	117,89	104,62	90,58	88,78
Peaje medio	149,72	129,36	110,86	97,99	86,77	75,04	73,40

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional		-13,64%	-14,35%	-11,65%	-11,45%	-13,50%	-2,19%
Plantas GNL (1)		-13,64%	-14,33%	-11,65%	-11,40%	-13,46%	-2,05%
VIP Francia		-12,97%	-13,51%	-10,79%	-11,32%	-13,56%	-2,26%
VIP Portugal		-13,39%	-13,97%	-11,23%	-11,25%	-13,42%	-1,99%
Peaje medio		-13,60%	-14,30%	-11,61%	-11,45%	-13,52%	-2,19%

Fuente: CNMC

Cuadro 25. Evolución de los términos variables de los peajes de entrada a la red de transporte y de salida de la red de transporte durante el periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión	417.843.927	368.905.110	313.679.042	274.075.356	234.468.359	189.107.721	180.167.516
Retribución O&M	139.052.576	118.331.526	111.680.622	112.035.587	112.307.778	113.339.971	114.196.522
Gas de Operación	19.127.531	19.114.359	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531
Total	576.024.033	506.350.994	444.487.196	405.238.474	365.903.668	321.575.224	313.491.569
% variación respecto del año anterior		-12,1%	-12,2%	-8,8%	-9,7%	-12,1%	-2,5%

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

Volumen demandado (MWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	360.834.759	365.847.194	374.557.120	384.593.815	390.712.796	394.338.157	401.263.778
Salida	357.902.522	362.950.736	371.651.752	381.658.428	387.756.637	391.368.161	398.275.487
Total	718.737.281	728.797.930	746.208.872	766.252.243	778.469.433	785.706.318	799.539.265

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	50,2%	50,2%	50,2%	50,2%	50,2%	50,2%	50,2%
Salida	49,8%	49,8%	49,8%	49,8%	49,8%	49,8%	49,8%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	9.602.783	9.595.162	9.601.002	9.600.403	9.600.083	9.599.917	9.599.510
Salida	9.524.748	9.519.196	9.526.529	9.527.128	9.527.448	9.527.614	9.528.021
Total	19.127.531	19.114.359	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	0,0266127	0,0262272	0,0256329	0,0249624	0,0245707	0,0243444	0,0239232
Salida	0,0266127	0,0262272	0,0256329	0,0249624	0,0245707	0,0243444	0,0239232
Peaje medio	0,0266127	0,0262272	0,0256329	0,0249624	0,0245707	0,0243444	0,0239232

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional		-1,45%	-2,27%	-2,62%	-1,57%	-0,92%	-1,73%
Plantas GNL (1)		-1,45%	-2,27%	-2,62%	-1,57%	-0,92%	-1,73%
Peaje medio		-1,45%	-2,27%	-2,62%	-1,57%	-0,92%	-1,73%

Fuente: CNMC

4.10 Modelo para el cálculo de los peajes de transporte

El artículo 30.2.b) del código de tarifas establece que la publicación de las tarifas debe ser acompañada por un modelo tarifario simplificado, que se actualizará regularmente, acompañado de la explicación de cómo se utiliza, que permita a los usuarios de la red calcular las tarifas de transporte aplicables en el período tarifario vigente y estimar su posible evolución más allá de ese período tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior, se acompaña la Circular por un libro Excel en que se los agentes puedan simular los peajes durante el periodo regulatorio, acompañado de las correspondientes explicaciones para su correcta utilización.

5. Asignación de la retribución asociada a las redes locales

5.1 Retribución considerada

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 26 se detalla la retribución prevista para el ejercicio 2020 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, estimada conforme a la metodología establecida en los Anexos IX y X de la Ley 18/2014. Se indica que, al ser el ejercicio 2020 el primer año en que se aplicaría la metodología, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores. En consecuencia, en el ejercicio 2020 se imputa a los peajes de distribución 1.665 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 86,1% corresponde a la red de distribución. Se indica que la retribución de la distribución no incluye la compensación por suministro de aire propanado en territorios insulares ni la retribución por el suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras en dichos territorios, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014.

Cuadro 26. Retribución asignada a los peajes de distribución correspondiente al ejercicio 2020

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución de la red de influencia local	159.848.403	9,6%
Retribución a la inversión	104.551.679	6,3%
Retribución O&M	53.116.989	3,2%
Gas de Operación	2.179.736	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	72.323.323	4,3%
Retribución a la inversión	53.511.623	3,2%
Retribución O&M	17.615.988	1,1%
Gas de Operación	1.195.711	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	1.432.340.383	86,1%
Retribución de las redes	1.432.340.383	86,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	1.664.512.109	100,0%

Fuente: CNMC

5.2 Definición de los servicios

Las redes locales prestan los siguientes servicios

- a) **Entrada a la red local:** incluye el derecho a inyectar gas desde almacenamientos no básicos, plantas de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás conectadas a la red influencia local, red de transporte secundario o red de distribución.
- b) **Entrada-Salida de la red local:** incluye el derecho al uso de las infraestructuras necesarias para transportar el gas desde los puntos de salida de la red de transporte troncal hasta los consumidores finales o almacenamientos no básicos o desde las plantas satélites de GNL a los consumidores finales

5.3 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación

Teniendo en cuenta que la red se dimensiona para atender la capacidad demandada por los consumidores y que, con carácter general, los costes fijos relacionados con la prestación de un servicio se deben recuperar a través del término fijo del peaje, mientras que a través del término variable se recuperan los costes variables asociados a la prestación del servicio, se considera que las variables inductoras del coste son la capacidad contratada en los puntos de salida de la red y el volumen de gas circulado en los puntos de salida de la red.

En consecuencia, los peajes de distribución constan de un término fijo, expresado en $c\text{€}/(\text{kWh}/\text{día})/\text{mes}$, y un término variable por kWh transportado, expresado en $c\text{€}/\text{kWh}$.

No obstante, los peajes de acceso a las redes locales para los suministros conectados en redes de presión de diseño inferior o igual a 4 bar que no contraten capacidad, por no disponer del equipo de medida necesario, constarán de un término fijo por cliente, expresado en $c\text{€}/\text{consumidor}$ y mes, y un término variable por kWh transportado, expresado en $c\text{€}/\text{kWh}$.

5.4 Asignación de la retribución a los peajes de distribución

La metodología de asignación de la retribución asociada a las redes locales tiene en cuenta que las infraestructuras se dimensionan para atender la demanda punta anual de los consumidores y que cada consumidor debe pagar los costes de la red a la que está conectado más los costes de las redes de presión superior necesarias para su suministro.

No obstante, cabe señalar que una estructura de peajes diferenciados por nivel de presión (tales como los peajes vigentes o los considerados por la CNMC en su propuesta de Circular de 2014), presenta el inconveniente de que consumidores de las mismas características paguen peajes diferentes en función de la red destinada a su punto de suministro, lo que, a su vez, induce, por una parte, a los consumidores a solicitar la desconexión de la red a la que están conectados, para solicitar la conexión a redes de presión superior con objeto de reducir sus peajes. Y, por otra parte, al regulador a introducir peajes diferenciados para determinados colectivos de consumidores (por ejemplo, los peajes del grupo 2 bis o el peaje 3.5), a efectos de evitar mitigar en parte estas diferencias y evitar la duplicación de redes con el consiguiente coste para el sistema²⁰.

Para resolver este problema los reguladores han optado bien por aplicar un descuento en función de la proximidad a redes de presión de diseño superior (caso de Portugal, Reino Unido) bien por establecer una estructura tarifaria que no tenga en cuenta la presión de la red desde la que se suministra al consumidor (Alemania, Italia) o una combinación de ambas soluciones (Francia).

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Circular se propone una estructura de peajes para las redes regionales o locales que no tenga en cuenta la presión de la red desde la que se suministra al consumidor. A estos efectos se ha realizado una caracterización de los consumidores de gas natural y una segmentación de los mismos en función de las variables inductoras del coste. En el Cuadro 27 se muestra la estructura de peajes que resulta de la segmentación de clientes, así como el número de suministros, capacidad y consumo incluido en cada grupo tarifario. En el Anexo III se presenta la caracterización de clientes que ha servido de base para realizar dicha segmentación.

²⁰ Este aspecto fue puesto de manifiesto por diversos agentes en sus alegaciones a la propuesta de Circular de la CNMC del ejercicio 2014.

Cuadro 27. Estructura de peajes de distribución y número de suministros, capacidad y consumo anual previstos para el ejercicio 2020 en cada grupo tarifario.

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (kWh)	factor de carga (%)
D.1	$C \leq 3.000$	3.446.838	32.935.516	4.930.219	41,0%
D.2	$3.000 < C \leq 15.000$	4.122.183	207.178.000	28.247.635	37,4%
D.3	$15.000 < C \leq 50.000$	313.545	51.081.880	6.747.384	36,2%
D.4	$50.000 < C \leq 300.000$	52.916	40.068.849	6.294.295	43,0%
D.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.564	84.629.228	12.961.077	42,0%
D.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.184	47.957.124	8.158.213	46,6%
D.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.152	55.648.959	9.984.971	49,2%
D.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	709	86.680.363	18.832.948	59,5%
D.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	331	109.696.290	27.566.254	68,8%
D.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	168	187.500.672	50.057.661	73,1%
D.11	$C > 500.000.000$	103	825.457.919	167.664.888	55,6%
Total		7.962.693	1.728.834.801	341.445.548	54,1%

Fuente: CNMC

(1) Capacidad facturada. La capacidad facturada de los consumidores para los suministros sin equipo de medida se ha estimado en función de las curvas de carga del ejercicio 2017 (véase Anexo I)

De esta manera, una vez asignada la retribución de la red por nivel de presión teniendo en cuenta uso de las redes aguas arriba de cada nivel de tensión, se factura a todos los consumidores en función del nivel de presión al que estén conectados y se agrupan conforme a la estructura de peajes definida, de forma que, por una parte, se tienen en cuenta los costes de la red que induce su suministro y, por otra parte, se evitan diferencias de peajes en consumidores con las mismas características.

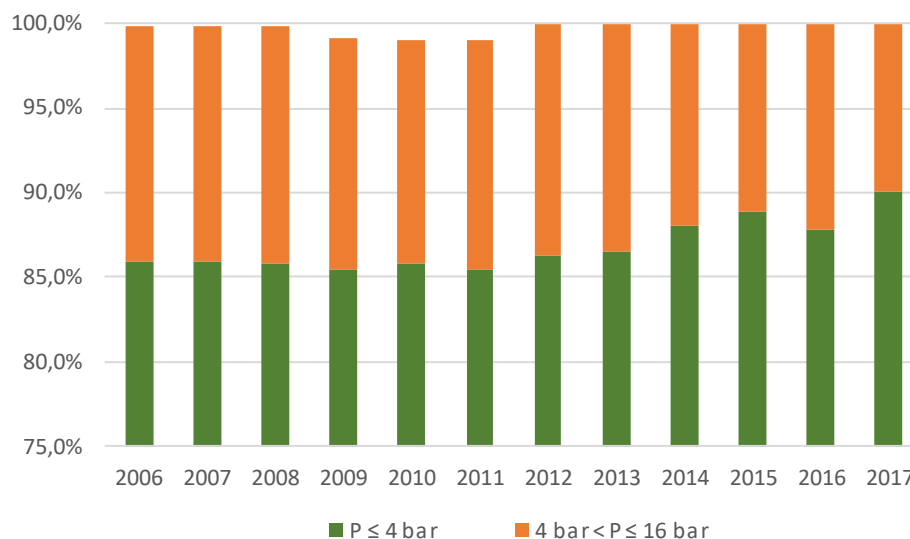
I. Asignación de la retribución por nivel de presión

Como se ha comentado, se considera que los usuarios deben sufragar los costes de las redes a las que están conectados y los costes de las redes de presión de diseño superior que se emplean para su suministro, para lo que se hace necesario desglosar, en primer lugar, la retribución de la distribución entre redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar (NP0) y redes de presión de diseño superior a 4 y 16 bar (NP1).

Dado que a la fecha de elaboración de la Circular no se dispone de una contabilidad regulatoria de costes, la retribución de la distribución se ha desglosado por nivel de presión con base en la información proporcionada por las empresas en el ámbito de los informes sobre las propuestas de peajes. En el Gráfico 8 se muestra el desglose de la retribución por nivel de presión, según dicha información para el periodo 2006-2017. Cabe señalar que, si bien se observa cierta estabilidad en la información proporcionada por las empresas para el periodo regulatorio, se ha tomado el promedio de los cuatro últimos años (2014-2017), resultando que el 89% y el 11% de la retribución corresponde a

redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar y a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, respectivamente.

Gráfico 8. Desglose de la retribución de la actividad de distribución por nivel de presión. Años 2006-2017



Fuente: Empresas distribuidoras

En el Cuadro 28 se muestra el resultado de aplicar los porcentajes obtenidos a la retribución de la actividad de distribución prevista para el ejercicio 2020 y en el Cuadro 29 la retribución de redes por nivel de presión asignada a los peajes de distribución.

Cuadro 28. Asignación de la retribución de la distribución por nivel de presión. Año 2020

Retribución de la actividad de distribución (€) (A)	1.432.340.383
% de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	11,0%
P ≤ 4 bar	89,0%
Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	157.669.855
P ≤ 4 bar	1.274.670.528

Fuente: CNMC y empresas distribuidoras

Cuadro 29. Asignación de la retribución asociada a las redes locales por nivel de presión. Año 2020

Retribución de redes locales (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	159.848.403	9,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	72.323.323	4,3%
4 bar < P ≤ 16 bar	157.669.855	9,5%
P ≤ 4 bar	1.274.670.528	76,6%
Total	1.664.512.109	100,0%

Fuente: CNMC y empresas distribuidoras

II. Asignación de la retribución de cada nivel de presión al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores

La retribución asociada a las redes locales, excluida la retribución asociada al gas de operación²¹, se asigna por niveles de presión teniendo en cuenta el flujo de gas que transita hacia niveles de presión inferiores en el día de mayor demanda del último año con información disponible. En general, el coste de la red del nivel de presión NP_i , se repartirá entre los niveles de presión NP_j , con $j \leq i$, de acuerdo a unos coeficientes α_j^i :

$$CD_i^{NPj} = CD_i * \alpha_j^i$$

Siendo los coeficientes α_j^i :

$$\alpha_0^0 = 1$$

$$\alpha_1^1 = \frac{Q_1}{Q_1 + \omega_0^1}$$

$$\alpha_0^1 = \frac{\omega_0^1}{Q_1 + \omega_0^1}$$

$$\alpha_2^2 = \frac{Q_2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2}$$

$$\alpha_1^2 = \frac{\omega_1^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2} * \alpha_1^1$$

$$\alpha_0^2 = \frac{\omega_1^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2} * \alpha_0^1 + \frac{\omega_0^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2}$$

$$\alpha_3^3 = \frac{Q_3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3}$$

²¹ Como se verá más adelante, la retribución asociada al gas de operación se asigna proporcionalmente al volumen.

$$\alpha_2^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_2^2$$
$$\alpha_1^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_1^2 + \frac{\omega_1^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_1^1$$
$$\alpha_0^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_0^2 + \frac{\omega_1^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_0^1 + \frac{\omega_0^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3}$$

Donde,

$\alpha\omega_j^i$: Flujo de gas que transita desde el nivel de presión de diseño i al nivel de presión de diseño inferior j , en el día de máxima demanda de último año con información disponible.

Q_i : Caudal demandado en el nivel de presión i en el día de máxima demanda.

Los coeficientes de asignación de la retribución del nivel de presión i al propio nivel de presión y a niveles de tensión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de capacidad para la hora de máxima demanda proporcionados por las empresas distribuidoras (véase Anexo IV).

En el Cuadro 30 se presentan los coeficientes α_j^i calculados conforme a la formulación anterior. Según los balances de potencia proporcionados por las empresas para la hora de máxima demanda, el coste del NP1 se debe en un 40,7% a los consumidores conectados en el mismo nivel de presión y en un 59,3% a los consumidores conectados en redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar. Del mismo modo el coste del NP2 (redes cuya presión de diseño está comprendida entre 16 y 60 bar) se debe en un 41,1% a los consumidores conectados en el propio nivel de presión, en un 22,7% a los consumidores conectados en el NP1 y en un 36,3% a los consumidores conectados en NP0 y así sucesivamente. Por último, el coste del NP3 (redes cuya presión de diseño es superior 60 bar) se debe en un 21,4% a los consumidores conectados en el propio nivel de presión, en un 10,6% a los a los consumidores conectados en el NP2, en un 27,3% a los consumidores conectados en el NP1 y en un 40,7% a los consumidores conectados en NP0.

Cuadro 30. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores j

Nivel de presión tarifario	α^i_j	Asignación
NP0 ($P \leq 4$ bar)	$\alpha^0_{0,p}$	1,0000
NP1 ($4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	$\alpha^1_{1,p}$	0,4073
	$\alpha^1_{0,p}$	0,5927
NP2 ($16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	$\alpha^2_{2,p}$	0,4105
	$\alpha^2_{1,p}$	0,2267
	$\alpha^2_{0,p}$	0,3629
NP3 ($P > 60$ bar)	$\alpha^3_{3,p}$	0,2136
	$\alpha^3_{2,p}$	0,1063
	$\alpha^3_{1,p}$	0,2726
	$\alpha^3_{0,p}$	0,4075

Fuente: CNMC

La asignación del coste de del nivel de presión tarifario i a niveles de presión inferiores se obtiene como el producto del coste del nivel tarifario i por la matriz de coeficientes. En el Cuadro 31 se muestra el resultado de la asignación de la retribución asociada a cada nivel de presión al propio nivel de presión a niveles de presión inferiores.

Cuadro 31. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores j

Nivel de presión tarifario	Retribución 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^i_j	Retribución asignada a cada nivel de tensión (€)
NP0 ($P \leq 4$ bar)	1.274.670.528	NP0	1,0000	1.274.670.528
NP1 ($4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	157.669.855	NP1	0,4073	64.224.984
		NP0	0,5927	93.444.870
NP2 ($16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	71.127.612	NP2	0,4105	29.196.959
		NP1	0,2267	16.121.589
		NP0	0,3629	25.809.063
NP3 ($P > 60$ bar)	157.668.668	NP3	0,4793	75.569.172
		NP2	0,0704	11.100.986
		NP1	0,1805	28.457.722
		NP0	0,2698	42.540.788

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 32 se muestra la retribución asociada a las redes regionales que se debe recuperar en cada nivel de presión, resultado de la agregación de los costes de redes de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores, tal y como se indica en el Anexo III de la Circular.

Cuadro 32. Retribución de redes locales o regionales a recuperar en cada nivel de presión

Nivel de presión tarifario	Nivel de presión de la red asignada	Retribución asignada al nivel de presión tarifario (€)
NP0	NP0	1.274.670.528
	NP1	93.444.870
	NP2	25.809.063
	NP3	42.540.788
	Total retribución	1.436.465.250
NP1	NP1	64.224.984
	NP2	16.121.589
	NP3	28.457.722
	Total retribución	108.804.296
NP2	NP2	29.196.959
	NP3	11.100.986
	Total retribución	40.297.945
NP3	NP3	75.569.172
	Total retribución	75.569.172

Fuente: CNMC

III. Desagregación de la retribución asignada a cada nivel de presión entre fijo y variable

En la propuesta de Circular de 2014, esta Comisión propuso recuperar los costes fijos a través de un término fijo y los costes variables a través de un término variable, entendiéndose que los peajes deben reflejar la naturaleza de los costes. No obstante, en las alegaciones a la propuesta de Circular los agentes, con carácter general, se mostraron en desacuerdo, si bien por diversas razones. En particular, algunos agentes indicaron que no se incentivaba el consumo eficiente, mientras que otros señalaron que cargar significativamente el término fijo podría inducir a los consumidores, especialmente los de menor tamaño, a la sustitución del gas natural por fuentes de energía alternativas. Adicionalmente, algunos agentes señalaron la falta de información auditada sobre la naturaleza de los costes.

Teniendo en cuenta las alegaciones a la propuesta de Circular de 2014, se ha optado por recuperar a través del término fijo la retribución de la red a la que está

conectado el consumidor y a través del término variable la retribución de las redes de niveles de presión superior a la que están conectados los consumidores (véase Cuadro 33) y la retribución asociada al gas de operación (véase Cuadro 34). Se indica que, análogamente a la retribución del gas de operación asociado a la red de transporte, la retribución del gas de operación se asigna entre toda la demanda proporcionalmente al volumen.

En Cuadro 35 se muestra el resultado de la asignación a los términos fijo y variable de la retribución asociada a las redes locales de cada nivel de presión.

Cuadro 33. Asignación de la retribución 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 asignada al nivel de presión tarifario (€)	Retribución, excluido el gas de operación, asignada al término fijo (€)	Retribución, excluido el gas de operación, asignada al término variable (€)
NP0	NP0	1.274.670.528	1.274.670.528	
	NP1	93.444.870		93.444.870
	NP2	25.809.063		25.809.063
	NP3	42.540.788		42.540.788
	Total retribución	1.436.465.250	1.274.670.528	161.794.722
NP1	NP1	64.224.984	64.224.984	
	NP2	16.121.589		16.121.589
	NP3	28.457.722		28.457.722
	Total retribución	108.804.296	64.224.984	44.579.311
NP2	NP2	29.196.959	29.196.959	
	NP3	11.100.986		11.100.986
	Total retribución	40.297.945	29.196.959	11.100.986
NP3	NP3	75.569.172	75.569.172	
	Total retribución	75.569.172	75.569.172	-

Fuente: CNMC

Cuadro 34. Asignación por nivel de presión de la retribución asociada al gas de operación

Retribución asociada al gas de operación (€) (A)	3.375.447
Demanda suministrada desde redes locales (MWh) (B)	341.445.548
Coste unitario (€/MWh) (C) = (A)/(B)	0,00989

Nivel de presión	Demanda suministrada por nivel de presión (MWh) (D)	Retribución del gas de operación asignada por nivel de presión (€) (C) * (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	70.609.071	698.024
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	99.246.126	981.123
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	33.539.210	331.560
NP3 (P > 60 bar)	138.051.141	1.364.740

Total	341.445.548	3.375.447
--------------	--------------------	------------------

Fuente: CNMC

Cuadro 35. Asignación de la retribución asociada a las redes locales por nivel de presión. Año 2020

Nivel de presión	Retribución a recuperar mediante un término fijo (€)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€)	Relación fijo vs variable
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.274.670.528	162.492.746	88,7%
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	64.224.984	45.560.434	58,5%
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	29.196.959	11.432.546	71,9%
NP3 (P > 60 bar)	75.569.172	1.364.740	98,2%
Total	1.443.661.644	220.850.465	

Fuente: CNMC

IV. Asignación de la retribución fija y variable de cada nivel de presión por grupo tarifario

Como se ha comentado, una vez asignada la retribución de la red por nivel de presión teniendo en cuenta uso de las redes aguas arriba de cada nivel de presión, se procede a su posterior asignación por colectivos de consumidores de

características similares, con objeto de que los usuarios de las redes de las mismas características paguen peajes similares.

A estos efectos se calcula, en primer lugar, los términos fijos y variables del peaje del correspondiente nivel de presión. En segundo lugar, se procede a facturar a todos los consumidores pertenecientes al mismo colectivo a los peajes que les corresponderían dado el nivel de presión al que están conectados. Por último, la retribución fija y variable de cada grupo tarifario resulta de agregar la facturación fija y variable de los consumidores que pertenecen al mismo grupo tarifario.

IV.a) Determinación de los costes unitarios fijos y variables de cada nivel de presión

Los costes unitarios fijos de cada nivel de presión se obtienen como el cociente entre la retribución que se debe recuperar a través del término fijo y la capacidad prevista de ese nivel de presión. Análogamente, los costes unitarios variables de cada nivel de presión se obtienen como el cociente entre la retribución que se debe recuperar a través del término variable y el volumen demandado en por ese nivel de presión (véase Cuadro 36).

Cuadro 36. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año 2020

I. Retribución a recuperar

Nivel de presión	Retribución a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.274.670.528	162.492.746
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	64.224.984	45.560.434
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	29.196.959	11.432.546
NP3 (P > 60 bar)	75.569.172	1.364.740
Total	1.443.661.644	220.850.465

II. Variables inductoras del coste

Nivel de presión	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	482.667.023	70.609.071
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	387.643.777	99.246.126
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	118.991.777	33.539.210
NP3 (P > 60 bar)	739.532.225	138.051.141
Total	1.728.834.801	341.445.548

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)	2,641	2,301
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,166	0,459
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,245	0,341
NP3 (P > 60 bar)	0,102	0,010

Fuente: CNMC

(1) Capacidad facturada. La capacidad facturada de los consumidores para los suministros sin equipo de medida se ha estimado en función de las curvas de carga del ejercicio 2017 (véase Anexo I)

IV.b) Facturación de los suministros a los peajes de su correspondiente nivel de presión

Una vez se dispone de los costes unitarios fijos y variables se procede a facturar a los consumidores a los peajes que le corresponderían dado la presión de diseño en la que está conectado.

Cuadro 37. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año 2020

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día y año) (1) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
D.1	C ≤ 3.000	32.879.500	55.117	2	897
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	207.163.807	14.160	-	33
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	51.005.752	72.260	2.842	1.026
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	39.611.013	433.074	3.673	21.088
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	81.610.270	2.915.521	62.758	40.680
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	36.968.530	10.717.110	210.404	61.081
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	19.637.929	34.166.941	1.617.945	226.145
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	11.851.399	70.897.933	3.329.602	601.429
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.938.823	98.880.157	6.336.846	2.540.464
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	127.939.306	28.548.484	31.012.881
D.11	C > 500.000.000	-	41.552.197	78.879.221	705.026.500
Total		482.667.023	387.643.777	118.991.777	739.532.225

Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
		2,6409	0,1657	0,2454

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
D.1	C ≤ 3.000	86.831.144	9.132	0	92
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	547.096.834	2.346	-	3
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	134.700.582	11.972	697	105
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	104.608.329	71.752	901	2.155
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	215.523.747	483.045	15.399	4.157
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	97.629.823	1.775.615	51.627	6.242
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	51.861.610	5.660.793	396.994	23.109
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	31.298.240	11.746.400	816.983	61.457
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	5.120.220	16.382.506	1.554.869	259.598
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	21.197.038	7.004.929	3.169.054
D.11	C > 500.000.000	-	6.884.386	19.354.559	72.043.201
Total		1.274.670.528	64.224.984	29.196.959	75.569.172

Fuente: CNMC

- (1) Capacidad facturada. La capacidad facturada de los consumidores para los suministros sin equipo de medida se ha estimado en función de las curvas de carga del ejercicio 2017 (véase Anexo I)

Cuadro 38. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año 2020

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
D.1	C ≤ 3.000	4.930.212	6	0	0
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	28.247.313	311	-	11
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.744.430	2.714	39	202
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.231.612	61.272	495	916
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.307.640	642.530	9.738	1.169
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.555.875	2.531.223	64.618	6.497
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.441.757	6.278.189	237.888	27.138
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.598.010	15.447.273	670.101	117.565
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	552.221	24.884.816	1.538.611	590.606
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	36.570.578	7.468.368	6.018.715
D.11	C > 500.000.000	-	12.827.213	23.549.353	131.288.322
Total		70.609.071	99.246.126	33.539.210	138.051.141

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	2,3013	0,4591	0,3409	0,0099

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
D.1	C ≤ 3.000	11.345.904	3	0	0
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	65.005.577	143	-	0
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	15.520.965	1.246	13	2
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	14.340.817	28.128	169	9
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	28.323.588	294.963	3.319	12
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	12.785.743	1.161.996	22.026	64
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	7.920.520	2.882.097	81.089	268
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5.978.803	7.091.304	228.418	1.162
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.270.828	11.423.751	524.468	5.839
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	16.788.277	2.545.751	59.500
D.11	C > 500.000.000	-	5.888.526	8.027.293	1.297.884
Total		162.492.746	45.560.434	11.432.546	1.364.740

Fuente: CNMC

IV.c) Determinación de la retribución fija y variable que se debe recuperar por cada grupo tarifario

La retribución fija y variable de cada grupo tarifario resulta de agregar la facturación fija y variable de los consumidores que pertenecen al mismo grupo tarifario (véase Cuadro 39).

Cuadro 39. Retribución fija y variable a recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año 2020

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
D.1	$C \leq 3.000$	86.840.368	11.345.907
D.2	$3.000 < C \leq 15.000$	547.099.183	65.005.720
D.3	$15.000 < C \leq 50.000$	134.713.356	15.522.226
D.4	$50.000 < C \leq 300.000$	104.683.137	14.369.122
D.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	216.026.348	28.621.882
D.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	99.463.306	13.969.830
D.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	57.942.506	10.883.975
D.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	43.923.080	13.299.688
D.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	23.317.192	13.224.885
D.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	31.371.021	19.393.527
D.11	$C > 500.000.000$	98.282.146	15.213.703
Total		1.443.661.644	220.850.465

Fuente: CNMC

5.5 Determinación de los peajes

Una vez que la retribución fija y variable se han asignado por niveles de presión de diseño y grupo tarifario en función de las variables inductoras de coste (capacidad contratada y energía consumida), los términos fijos y variables del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtienen como resultado de dividir el coste fijo o variable asignado entre la previsión de la variable de facturación fija o variable, respectivamente.

En el Cuadro 40 se muestran los términos fijos y variables que resultan de aplicar la metodología de la Circular para el ejercicio 2020.

Cuadro 40. Términos fijos y variables de los peajes de distribución por nivel de presión. Año 2020

I. Retribución a recuperar

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (A)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (B)
D.1	C ≤ 3.000	86.840.368	11.345.907
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	547.099.183	65.005.720
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	134.713.356	15.522.226
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	104.683.137	14.369.122
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	216.026.348	28.621.882
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	99.463.306	13.969.830
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	57.942.506	10.883.975
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	43.923.080	13.299.688
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	23.317.192	13.224.885
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	31.371.021	19.393.527
D.11	C > 500.000.000	98.282.146	15.213.703
Total		1.443.661.644	220.850.465

II. Variables inductoras del coste

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (MWh) (D)
D.1	C ≤ 3.000	32.935.516	4.930.219
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	207.178.000	28.247.635
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	51.081.880	6.747.384
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	40.068.849	6.294.295
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	84.629.228	12.961.077
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	47.957.124	8.158.213
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	55.648.959	9.984.971
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	86.680.363	18.832.948
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	109.696.290	27.566.254
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	187.500.672	50.057.661
D.11	C > 500.000.000	825.457.919	167.664.888
Total		1.728.834.801	341.445.548

III. Términos fijos y variables del peaje

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (C) / (A)	Coste unitario variable (€/MWh) (D) / (B)
D.1	C ≤ 3.000	2,637	2,30130
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	2,641	2,30128
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,637	2,30048
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,613	2,28288
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,553	2,20830
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2,074	1,71236
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1,041	1,09004
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,507	0,70619
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,213	0,47975
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,167	0,38742
D.11	C > 500.000.000	0,119	0,09074

Fuente: CNMC

(1) Capacidad facturada. La capacidad facturada de los consumidores para los suministros sin equipo de medida se ha estimado en función de las curvas de carga del ejercicio 2017 (véase Anexo I)

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 propone sustituir el término fijo por caudal por un término fijo por cliente.

A estos efectos, se ha procedido de la siguiente forma:

1º Determinación del término fijo por cliente inicial

Se calcula un término fijo por grupo tarifario que resulta del cociente entre la retribución que se debe recuperar por el término fijo y el número de suministros del grupo tarifario correspondiente (véase Cuadro 41).

Cuadro 41. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año 2020

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad (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 mes) (B) / (A) / 12
D.1	$C \leq 3.000$	3.446.838	32.935.516	4.930.219	86.840.368	2,10
D.2	$3.000 < C \leq 15.000$	4.122.183	207.178.000	28.247.635	547.099.183	11,06
D.3	$15.000 < C \leq 50.000$	313.545	51.081.880	6.747.384	134.713.356	35,80
D.4	$50.000 < C \leq 300.000$	52.916	40.068.849	6.294.295	104.683.137	164,86
D.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.564	84.629.228	12.961.077	216.026.348	834,82
D.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.184	47.957.124	8.158.213	99.463.306	2.603,28

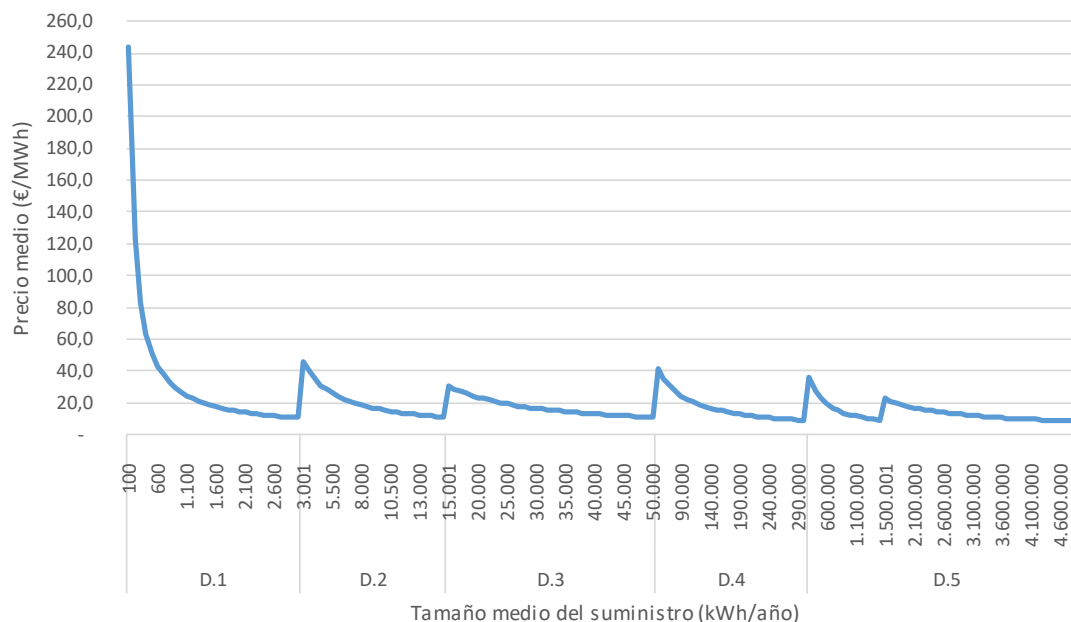
Fuente: CNMC

(1) Capacidad facturada. La capacidad facturada de los consumidores para los suministros sin equipo de medida se ha estimado en función de las curvas de carga del ejercicio 2017 (véase Anexo I)

Como consecuencia de considerar el factor de carga medio del grupo tarifario, al convertir el término fijo por capacidad en un término fijo por cliente, se producen discontinuidades relevantes en la transición entre grupos tarifarios²² (véase Gráfico 9).

²² Este problema ya fue puesto de manifiesto por los agentes en sus alegaciones a la propuesta de Circular de la CNMC de 2014.

Gráfico 9. Precio medio por peajes de distribución en función del tamaño medio del consumidor



Fuente: CNMC

2º Determinación del término fijo por cliente final

A efectos de minimizar las discontinuidades derivadas de la falta de información sobre factores de carga, se impone que la facturación por el término fijo del consumidor de menor tamaño de un grupo tarifario se corresponda con la facturación total (esto es, fijo más variable) del consumidor de mayor tamaño del grupo tarifario inmediatamente anterior (véase Cuadro 42).

Cuadro 42. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año 2020

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 mes) (B)	Término variable (€/MWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B) * 12	Término variable (€) (E) = (A)/1000*(C)	Facturación total (€) (F) = ((D) + (E))	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (F) del grupo anterior /12
D.1	C ≤ 3.000	3.000	2,10	2,3013	25,19	6,90	32,10	n.a.
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	15.000	11,06	2,3013	132,72	34,52	167,24	2,67
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	35,80	2,3005	429,65	115,02	544,67	13,94
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	164,86	2,2829	1.978,28	684,86	2.663,15	45,39
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	834,82	2,2083	10.017,79	3.312,44	13.330,23	221,93
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.500.000	2.603,28	1,7124	31.239,39	2.568,55	33.807,94	1.110,85

Fuente: CNMC

3º Determinación del término variable por cliente final

La retribución asignada a cada grupo tarifario no recuperada a través del término fijo se recupera a través del término variable (véase Cuadro 43).

Cuadro 43. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año 2020

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 mes) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) * 12
D.1	$C \leq 3.000$	3.446.838	4.930.219	n.a.	n.a.
D.2	$3.000 < C \leq 15.000$	4.122.183	28.247.635	2,67	132.314.274
D.3	$15.000 < C \leq 50.000$	313.545	6.747.384	13,94	52.437.273
D.4	$50.000 < C \leq 300.000$	52.916	6.294.295	45,39	28.821.829
D.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.564	12.961.077	221,93	57.428.855
D.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.184	8.158.213	1.110,85	42.442.206

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 (€/MWh) (F)/(B)
D.1	$C \leq 3.000$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
D.2	$3.000 < C \leq 15.000$	612.104.904	132.314.274	479.790.630	16,985
D.3	$15.000 < C \leq 50.000$	150.235.582	52.437.273	97.798.310	14,494
D.4	$50.000 < C \leq 300.000$	119.052.259	28.821.829	90.230.430	14,335
D.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	244.648.230	57.428.855	187.219.375	14,445
D.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	113.433.136	42.442.206	70.990.931	8,702

Fuente: CNMC

4º Determinación de los términos fijo y variable del peaje del grupo D.1

Los términos fijo y variable del peaje D.1 resultan de imponer la misma relación entre el término fijo y variable que resulta para el peaje D.2 (véase Cuadro 44).

Cuadro 44. Determinación de los términos de facturación del peaje D.1. Año 2020

I. Estructura fijo/variable del peaje D.2

	Facturación peaje D.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	132.314.274	21,6%
Término variable	479.790.630	78,4%
Total	612.104.904	100,0%

II. Determinación de los términos del peaje D.1

Retribución asignada al peaje D.1 (€) (B)	98.186.275
---	-------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	21.224.214	76.962.061

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	3.446.838	4.930.219

	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (C) / (D) /12	Término variable (€/MWh) (C) / (D)
Términos del peaje D.1	0,5131	15,6103

Fuente: CNMC

En el Cuadro 45 se muestran los términos fijos y variables que resultan de la metodología de asignación de la Circular para el ejercicio 2020.

Cuadro 45. Términos de facturación de los peajes de redes regionales. Año 2020

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por cliente (€/cliente y mes)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/MWh)	Facturación media (€/MWh)	% de término fijo
D.1	$C \leq 3.000$	0,513		15,610	19,915	21,6%
D.2	$3.000 < C \leq 15.000$	2,675		16,985	21,669	21,6%
D.3	$15.000 < C \leq 50.000$	13,937		14,494	22,266	34,9%
D.4	$50.000 < C \leq 300.000$	45,389		14,335	18,914	24,2%
D.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	221,929		14,445	18,876	23,5%
D.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1.110,852		8,702	13,904	37,4%
D.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$		1,041	1,090	6,893	84,2%
D.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$		0,507	0,706	3,038	76,8%
D.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$		0,213	0,480	1,326	63,8%
D.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$		0,167	0,387	1,014	61,8%
D.11	$C > 500.000.000$		0,119	0,091	0,677	86,6%

Fuente: CNMC

5.6 Análisis de la variación de los peajes de distribución

Los peajes de acceso a las redes vigentes contemplan un peaje conjunto para las actividades de transporte y distribución con un término de reserva de capacidad y un término de conducción que engloba la salida de la red de transporte y distribución, sin que la metodología para establecer dichos términos sea pública. En consecuencia, no es posible analizar la variación del peaje de acceso a las redes locales que resulta de la metodología de la circular respecto del término de conducción del peaje de transporte y distribución vigente.

No obstante, a efectos ilustrativos, en el epígrafe VIII.2 se compara la suma de los peajes de transporte y acceso a las redes locales, reescalados para recuperar la totalidad de los costes asociados a los cargos, con el término de conducción del peaje de transporte y distribución vigente.

5.7 Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio

En el Cuadro 46 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.

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

Término fijo (€/cliente y mes)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
D.1	C ≤ 3.000	0,508	0,502	0,460	0,423	0,383	0,343	0,338
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	2,675	2,646	2,423	2,230	2,019	1,809	1,781
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	13,937	13,792	12,634	11,628	10,524	9,431	9,284
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	45,389	44,908	41,135	37,859	34,268	30,709	30,230
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	221,927	219,017	200,465	184,479	167,002	149,680	147,339
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.110,843	1.096,284	1.003,144	922,837	835,127	748,268	736,379

Término fijo (€/MWh/día)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	104,085	102,874	93,243	84,870	76,062	67,693	66,435
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	50,656	49,788	44,889	40,698	36,372	32,306	31,675
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	21,247	20,733	18,631	16,857	15,049	13,362	13,095
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	16,721	15,910	14,220	12,845	11,498	10,239	10,078
D.11	C > 500.000.000	11,887	10,284	8,894	7,869	7,057	6,345	6,345

Término variable (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
D.1	C ≤ 3.000	15,655	15,590	14,304	13,164	11,909	10,665	10,499
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	16,985	16,925	15,532	14,294	12,930	11,579	11,399
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	14,494	14,465	13,279	12,221	11,053	9,897	9,743
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	14,335	14,269	13,087	12,041	10,890	9,752	9,599
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	14,445	14,378	13,177	12,114	10,948	9,798	9,641
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8,702	8,614	7,841	7,165	6,444	5,745	5,638
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1,090	1,000	0,888	0,808	0,730	0,654	0,642
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,706	0,632	0,556	0,504	0,455	0,409	0,401
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,480	0,417	0,363	0,329	0,298	0,268	0,263
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,387	0,334	0,291	0,265	0,240	0,217	0,212
D.11	C > 500.000.000	0,091	0,079	0,069	0,062	0,057	0,052	0,050

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

Término fijo (€/cliente y mes)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
D.1	C ≤ 3.000		-1,1%	-8,4%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%
D.2	3.000 < C ≤ 15.000		-1,1%	-8,4%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%
D.3	15.000 < C ≤ 50.000		-1,0%	-8,4%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%
D.4	50.000 < C ≤ 300.000		-1,1%	-8,4%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-1,3%	-8,5%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-1,3%	-8,5%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%

Término fijo (€/MWh/día)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-1,2%	-9,4%	-9,0%	-10,4%	-11,0%	-1,9%
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		-1,7%	-9,8%	-9,3%	-10,6%	-11,2%	-2,0%
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		-2,4%	-10,1%	-9,5%	-10,7%	-11,2%	-2,0%
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		-4,9%	-10,6%	-9,7%	-10,5%	-10,9%	-1,6%
D.11	C > 500.000.000		-13,5%	-13,5%	-11,5%	-10,3%	-10,1%	0,0%

Término variable (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
D.1	C ≤ 3.000		-0,4%	-8,2%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%
D.2	3.000 < C ≤ 15.000		-0,4%	-8,2%	-8,0%	-9,5%	-10,4%	-1,6%
D.3	15.000 < C ≤ 50.000		-0,2%	-8,2%	-8,0%	-9,6%	-10,5%	-1,6%
D.4	50.000 < C ≤ 300.000		-0,5%	-8,3%	-8,0%	-9,6%	-10,5%	-1,6%
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-0,5%	-8,4%	-8,1%	-9,6%	-10,5%	-1,6%
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-1,0%	-9,0%	-8,6%	-10,1%	-10,8%	-1,9%
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-8,3%	-11,2%	-9,0%	-9,7%	-10,3%	-1,9%
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		-10,5%	-12,1%	-9,3%	-9,7%	-10,2%	-2,0%
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		-13,1%	-12,9%	-9,3%	-9,5%	-9,9%	-2,0%
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		-13,7%	-12,9%	-9,2%	-9,2%	-9,6%	-2,1%
D.11	C > 500.000.000		-13,2%	-12,3%	-9,8%	-8,7%	-8,4%	-3,9%

Fuente: CNMC

6. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación

Los peajes deben reflejar el coste por el uso de las infraestructuras que el suministro de gas hace incurrir al sistema gasista. Teniendo en cuenta que las infraestructuras de regasificación engloban la prestación de varios servicios (descarga de GNL de buques, almacenamiento de GNL en tanque, regasificación y carga en cisterna, entre otros), se realiza una asignación del coste de los elementos de las infraestructuras a cada uno de los servicios que proporciona, a efectos de determinar los peajes correspondientes de cada uno de los servicios.

Con carácter general, los costes fijos relacionados con la prestación de un servicio se recuperan a través del término fijo del peaje mientras que a través del término variable se recuperarán los costes variables asociados a la prestación del servicio. Por otra parte, para que el peaje proporcione a los usuarios de los servicios de la planta la señal de precios adecuada, se debe identificar la variable inductora del coste para cada uno de los servicios prestados.

En los epígrafes siguientes se detalla el procedimiento de asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación previstas para el ejercicio 2020 a los peajes y cánones correspondientes a la actividad de regasificación, así como la evolución prevista durante el periodo regulatorio.

6.1 Retribución incluida en el cálculo de los peajes

En el cálculo de los peajes de la actividad de regasificación se incluye la retribución reconocida a la actividad prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes y cánones del ejercicio correspondiente, otros ingresos o costes liquidables correspondientes a la actividad de regasificación (tales como, ingresos por desbalances en plantas de GNL) y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 47 se detalla la retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2020, de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

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 el ejercicio 2018 ascendieron, aproximadamente a 0,4 M€ (el 0,1% de la retribución de la actividad de regasificación).

Adicionalmente, se indica que, conforme al procedimiento de liquidaciones, los ingresos correspondientes a un ejercicio facturados hasta el mes de febrero del ejercicio siguiente se incorporan en las liquidaciones de dicho ejercicio, mientras que los ingresos facturados en meses posteriores se incorporan en las liquidaciones del ejercicio siguiente. En consecuencia, en la determinación de los costes que debe imputarse a los peajes y cánones de la actividad de regasificación del ejercicio se tendrá en cuenta la diferencia entre los ingresos previstos y reales del ejercicio n-2. No obstante, al ser el ejercicio 2020 el primer año para el que se calculan los peajes y cánones resultantes de la metodología, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores.

En consecuencia, en el ejercicio 2020 la retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 404,8 M€, de los cuales el 38,2% se corresponde con

la retribución por costes de inversión (incluyendo el gas talón), el 32,6% con la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos, el 6,8% con la retribución por costes de operación y mantenimiento variables y el 14,9% 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/1983/2017 (véase Cuadro 47).

Cuadro 47. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2019

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2020	% sobre total
Retribución por disponibilidad	312.705.481	77,2%
Retribución por inversión	152.677.365	37,7%
Retribución por OM& fijo	130.717.724	32,3%
Retribución por OM& variable	27.401.296	6,8%
Retribución financiera gas talón	1.909.096	0,5%
Retribución por continuidad del suministro	56.349.466	13,9%
Retribución Musel	23.605.525	5,8%
DA1ª Orden ETU/1283/2017	12.176.578	3,0%
Ingresos por desbalances	n.a.	n.a.
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	404.837.050	100,0%

Fuente: CNMC

6.2 Definición de los servicios prestados en la instalación

La infraestructura de regasificación presta los siguientes servicios:

- **Descarga de buques:** El servicio de descarga de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación.
- **Almacenamiento de GNL:** El servicio de almacenamiento de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación.
- **Regasificación:** El servicio de regasificación incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL en las plantas de regasificación.
- **Carga de cisternas:** El servicio de carga de cisternas incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna del

GNL depositado en las plantas de regasificación para su transporte a las plantas satélites de regasificación.

- **Trasvase de GNL de planta a buque:** Este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para para transferir el GNL desde una planta de regasificación a un buque metanero.
- **Trasvase de GNL de buque a buque:** este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones de la planta de regasificación necesarias para transferir el GNL de un buque a otro buque. Para que dicha operación pueda realizarse, la planta debe disponer de dos atraques utilizables de manera simultánea.
- **Puesta en frío de buque²³:** este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones para realizar las operaciones necesarias para que un buque metanero sin carga pueda recibir GNL de las plantas de licuefacción o regasificación, en las condiciones de seguridad apropiadas. El volumen de carga asociado al servicio de puesta en frío no podrá ser superior al talón del buque.
- **Licuefacción virtual:** este servicio permite transformar de forma virtual el gas natural desde el punto salida de la red de transporte hacia una planta de regasificación en GNL. El GNL se reconocerá en el tanque de una planta de regasificación.

Adicionalmente, la instalación ofrecerá algunos de los servicios anteriores con carácter agregado:

- **Servicio de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación, al almacenamiento de la totalidad o parte del GNL descargado durante el tiempo necesario hasta su regasificación completa y la regasificación de dicho GNL a un flujo constante, en un periodo comprendido entre 20 y 40 días, según decida el contratante del servicio.
- **Servicio de almacenamiento de GNL y regasificación:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL durante el tiempo necesario hasta su regasificación completa y la regasificación del GNL a un flujo constante, en un periodo definido por el usuario y comprendido entre 5 y 50 días.
- **Servicio de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación, al almacenamiento de GNL descargado en la planta hasta un valor máximo definido y al uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL a

²³ La operación de puesta en frío consiste en la inertización, gasificación y puesta en frío de los tanques del buque metanero hasta una temperatura de -160°C.

buques desde dicha planta de regasificación, durante un periodo de tiempo determinado.

6.3 Asignación de la retribución a los servicios prestados en la planta

La retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2020 resulta de aplicar la metodología establecida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

De acuerdo con dicha metodología, la retribución de la actividad de regasificación tiene dos componentes: retribución por disponibilidad y retribución por continuidad de suministro. La retribución por disponibilidad se corresponde con la retribución reconocida a cada uno de los elementos por la inversión y los costes operativos fijos y variables. Por su parte la retribución por continuidad de suministro es un concepto retributivo adicional reconocido al titular de la inversión que no tiene una relación directa con los costes de inversión y los costes operativos.

Por otra parte, la retribución por disponibilidad incluye la retribución financiera y los costes operativos de la instalación hibernada correspondiente a El Musel. Este es un coste de naturaleza hundida que es independiente del uso de las instalaciones.



Finalmente, en la retribución del ejercicio se incluye, con carácter transitorio, el impacto de la Sentencia firme de 24 de octubre de 2016 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal Supremo²⁴. El impacto de dicha Sentencia está recogido en la Disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017.

Teniendo en cuenta la distinta naturaleza de los componentes que integran la retribución de la actividad de regasificación, se propone recuperar a través de los peajes por el uso de las instalaciones de regasificación la retribución por inversión y la retribución por los costes operativos fijos y variables y a través de un peaje específico la parte de la retribución que no tiene una relación directa con los costes de inversión y costes operativos y aquellos costes de naturaleza hundida (esto es, la retribución por continuidad de suministro, la retribución asociada a Musel y el impacto de la Sentencia firme de 24 de octubre de 2016

²⁴ La Sentencia procede a reconocer a Enagás Transporte S.A.U. la diferencia entre la retribución reconocida en la Resolución de 26 de octubre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se incluyen en el régimen retributivo diversas ampliaciones de plantas de regasificación de gas natural licuado propiedad de Enagás Transporte S.A.U., realizadas entre los años 2003 y 2005 y la que le corresponde de acuerdo a la citada sentencia, cantidad que se ha incrementado en los intereses devengados desde la fecha en que se hizo efectiva la liquidación de la resolución.

de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal) (véase Cuadro 48).

Cuadro 48. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2020	% sobre total	
Retribución por disponibilidad	312.705.481,00	77,2%	 <p>Retribución a recuperar a través de los peajes de regasificación por el uso de las instalaciones</p>
Retribución por inversión	152.677.364,75	37,7%	
Retribución por OM& fijo	130.717.724,33	32,3%	
Retribución por OM& variable	27.401.295,62	6,8%	
Retribución financiera gas talón	1.909.096,29	0,5%	
Retribución por continuidad del suministro	56.349.465,77	13,9%	 <p>Retribución a recuperar a través de los peajes por otros costes de regasificación</p>
Retribución MuseI	23.605.524,58	5,8%	
DA1ª Orden ETU/1283/2017	12.176.578,33	3,0%	
Total	404.837.049,67	100,0%	

Fuente: CNMC

I. Asignación por servicio de la retribución por inversión y de la retribución asociada a los costes operativos fijos de la actividad de regasificación

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 que se presta en la planta con las siguientes hipótesis de reparto por el uso de las infraestructuras:

- 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 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 de los servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- e) **Trasvase de GNL de planta a buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, 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 de los servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- f) **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 de los servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- g) **Puesta en frío:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, 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.

Dado que la retribución reconocida por elemento conforme a la Orden ITC/3994/2006 no recoge el detalle necesario para realizar la asignación descrita anteriormente, 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, para ello se ha tenido en cuenta el valor de reposición de cada una de las plantas y la información disponible en la CNMC de las auditorías de inversión, a efectos de su inclusión en los esquemas retributivos. En particular, en primer lugar, se calcula el valor de reposición de cada planta (véase Cuadro 49). En segundo lugar, se calcula la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición (véase Cuadro 50). En tercer lugar, desagrega el valor de reposición de las unidades no estandarizadas por elemento teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión. Asimismo, se desagrega la retribución asociada al tanque entre el propio tanque y las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 51). En cuarto lugar, teniendo en cuenta ambos esquemas retributivos se establece la relación entre los mismos (véase Cuadro 52). Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio de cálculo de los peajes (véase Cuadro 53).

**Cuadro 49. 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	
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
Relicador 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 EM G-2.500	EMU G-4.000	EM G-6.500	
Valor de reposición (€)	668.767.674	449.812.298	551.132.409	574.478.839	362.320.300	534.850.972	3.141.362.492
Unidades estandarizables	495.952.980	276.997.604	378.317.715	401.664.145	189.505.606	362.036.278	2.104.474.328
Tanques de GNL	348.596.800	206.406.000	269.245.160	279.794.800	137.604.000	275.208.000	1.516.854.760
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	12.283.898	8.030.190	10.615.689	10.615.689	8.030.190	10.896.722	60.472.377
Relicador 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	-	572.032	-	-	-	-	572.032
EM	1.678.640	-	1.780.531	1.243.444	-	-	4.702.615
EMU	986.708	986.708	649.371	572.032	818.041	986.708	4.999.567
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 50. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición

	Valor de reposición	Vida útil regulatoria	Amortización	% sobre total
Unidades estandarizables	2.041.728.040		118.979.857	85,2%
Tanques de GNL	1.516.854.760	20	75.842.738	54,3%
Cargadero de cisternas	24.992.585	20	1.249.629	0,9%
Vaporizador agua de mar	301.129.632	10	30.112.963	21,6%
Vaporizador de combustión sumergida	40.189.984	10	4.018.998	2,9%
Bombas secundarias	68.536.975	20	3.426.849	2,5%
Compresor boil off	69.878.608	20	3.493.930	2,5%
Relicador boil off	163.793	20	8.190	0,0%
Sistema de antorcha	9.630.150	20	481.508	0,3%
ERM	572.032	30	19.068	0,0%
EM	4.702.615	30	156.754	0,1%
EMU	5.076.906	30	169.230	0,1%
Unidades no estandarizables	1.036.888.164	50	20.737.763	14,8%
Valor de reposición (€)	3.078.616.204		139.717.620	100,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 51. 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
Infraestructura terrestre	19,0%	3.948.960
Edificios	2,2%	461.585
Adecuación de Terrenos	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)		75.842.738
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%	2.381.614
Tanque GNL	96,9%	73.461.124

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

Cuadro 52. 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	34.455.368	86.394.396	122.099.393	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
Tanques de GNL				75.842.738	75.842.738				82,6%
Tanque de GNL				73.461.124	73.461.124				80,0%
Bombas primarias				2.381.614	2.381.614				2,6%
Cargadero de cisternas		1.249.629			1.249.629		100,0%		
Vaporizador agua de mar			30.112.963		30.112.963			87,4%	
Vaporizador de combustión sumergida			4.018.998		4.018.998			11,7%	
Bombas secundarias				3.542.430	3.542.430				3,9%
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				3.023.619	3.023.619				3,3%
Relicador boil off				8.190	8.190				0,0%
Sistemas de medida (1)			323.406		323.406			0,9%	
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	36,3%			
Infraestructura terrestre	3.948.960				3.948.960	25,7%			
Edificios	461.585				461.585	3,0%			
Adecuación de Terrenos	1.186.670				1.186.670	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	2.548.445				2.548.445	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	946.666				946.666	6,2%			
Sistema de captación de agua	2.655.482				2.655.482	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacén	300.714				300.714	2,0%			
Total	15.343.003	1.249.629	34.455.368	91.789.156	142.837.156	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

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

Cuadro 53. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020 por elemento

	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)	23.754.508	1.679.875	42.033.038	203.520.696	270.988.117

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)				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	
Unidades estandarizables	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%	
Tanques de GNL				82,6%	191.559.094
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	80,0%	168.163.294
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%	162.882.629
Cargadero de cisternas		100,0%			5.280.665
Vaporizador agua de mar			87,4%		1.679.875
Vaporizador de combustión sumergida			11,7%		36.735.621
Bombas secundarias				3,9%	4.902.885
Sistema de antorcha				0,5%	7.854.498
Compresor boil off procesado interno de la planta				3,8%	1.067.629
Compresor boil off emisión directa a la red				3,3%	7.751.356
Relicador boil off				0,0%	6.704.158
Sistemas de medida (1)			0,9%		18.159
Unidades no estandarizables	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%	394.532
Interconexiones de gas natural	12,0%				2.859.877
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%				320.888
Instalaciones de obra civil terrestre	36,3%				8.666.090
Infraestructura terrestre	25,7%				6.113.901
Edificios	3,0%				714.640
Adecuación de Terrenos	7,7%				1.837.549
Instalaciones de descarga				5,9%	11.961.602
Sistemas de gestión y control	8,1%				1.917.994
Servicios auxiliares	16,6%				3.947.128
Sistema de suministro eléctrico	6,2%				1.465.658
Sistema de captación de agua	17,3%				4.111.298
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%				465.575
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	23.754.508 1.679.875 42.033.038 203.520.696 270.988.117

Fuente: CNMC

En el Cuadro 54 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020 desagregada por elemento.

Cuadro 54. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020 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	235.272.006	10.379.532	245.651.539	86,1%
Tanque almacenamiento GNL.	162.882.629	9.455.757	172.338.386	60,4%
Bombas primarias	5.280.665	306.556	5.587.221	2,0%
Sistema de bombas secundarias.	7.854.498	348.299	8.202.797	2,9%
Vaporizadores de agua de mar.	36.735.621	-	36.735.621	12,9%
Vaporizadores de combustión sumergida.	4.902.885	-	4.902.885	1,7%
Sistema de medida u odorización (1)	394.532	-	394.532	0,1%
Sistema de antorcha y combustor.	1.067.629	-	1.067.629	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	7.751.356	268.920	8.020.276	2,8%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	6.704.158	-	6.704.158	2,3%
Relicador de boil-off.	18.159	-	18.159	0,0%
Cargaderos de cisternas.	1.679.875	-	1.679.875	0,6%
Unidades no estandarizables	35.716.110	1.913.788	37.629.898	13,2%
Interconexiones de gas natural	2.859.877	-	2.859.877	1,0%
Interconexiones de gas natural licuado	320.888	159.824	480.712	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	8.666.090	-	8.666.090	3,0%
Instalaciones de descarga	11.961.602	-	11.961.602	4,2%
Sistemas de gestión y control	1.917.994	566.861	2.484.855	0,9%
Servicios auxiliares	3.947.128	309.912	4.257.040	1,5%
Sistema de suministro eléctrico	1.465.658	542.399	2.008.057	0,7%
Sistema de captación de agua	4.111.298	-	4.111.298	1,4%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	465.575	334.792	800.367	0,3%
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	1.909.096	-	1.909.096	0,7%
ERM	113.652	-	113.652	0,0%
Total	273.010.865	12.293.320	285.304.185	100,0%

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta las alegaciones de los agentes a la propuesta de Circular de enero de 2014 y el impacto en la operativa del conjunto del sistema, las instalaciones implicadas en la prestación de diferentes servicios en planta se han asignado teniendo en cuenta los criterios que se exponen a continuación.

Al respecto se indica que, se procede, en primer lugar a la desagregación de la retribución del tanque de GNL en función de su uso, teniendo en cuenta el criterio de diseño del mismo para, a continuación, asignar la retribución asociada de cada elemento por servicio

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

En la propuesta de Circular de enero de 2014 la CNMC propuso asignar la totalidad de la retribución reconocida a los tanques de almacenamiento al servicio de almacenamiento de GNL. Al respecto, en el procedimiento de audiencia varios agentes indicaron que los tanques debieran imputarse a todos aquellos servicios en los que interviene.

Teniendo en cuenta las alegaciones del CCH, se propone asignar la retribución reconocida al tanque de GNL a todos los servicios prestados en la planta con la excepción del servicio de trasvase de buque a buque, en la medida en que el tanque no participa en la prestación de dicho servicio.

La capacidad técnica de diseño del tanque de GNL ha de determinarse como la suma del gas talón, el stock de seguridad, el stock de flexibilidad logística (que es función de la frecuencia de llegada de los cargamentos programados y de la vaporización programada), y, en su caso, el almacenamiento a medio plazo.

Se propone asignar la retribución asociada al tanque de GNL por servicio teniendo en cuenta el criterio de diseño de los tanques de GNL.

El **gas talón** se corresponde con cantidad de gas que en ningún momento se puede reducir, salvo para sacar de servicio al tanque, ya sea de forma temporal o definitiva. Se considera que el gas talón es necesario para la prestación de los servicios en los que el tanque de GNL es un elemento activo, por lo que se propone asignar la parte de la retribución del tanque de GNL asociada a almacenamiento del gas talón a los servicios de vaporización carga en cisternas, trasvase de GNL de planta a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen del gas implicado en cada servicio. No se asigna la retribución asociada al gas talón a los servicios de descarga de buques, almacenamiento de GNL y trasvase de GNL de buque a buque, en la medida en que no es necesario para la prestación de dichos servicios.

En el Cuadro 55 se resume el procedimiento determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al gas talón.

Cuadro 55. Determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al gas talón

Planta	Almacenamiento GNL a 31/12/2018 (MWh) (A)	Gas talón a 31/12/2018 (MWh) (B)
Barcelona	5.206.000	473.230
Huelva	4.178.500	385.720
Cartagena	4.020.950	356.160
Bilbao	3.078.000	280.233
Sagunto	4.059.000	182.540
Mugaros	2.055.000	123.300
TOTAL	22.597.450	1.801.183
% de los tanques de GNL dedicado al almacenamiento del gas talón (C) = (B)/(A)		8,0%
Retribución reconocida a los tanques de GNL (D)		172.338.386
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (E) = (C) * (D)		13.787.071

Fuente: CNMC

El **stock de seguridad** se corresponde con la capacidad de almacenamiento de que debe disponer una planta para hacer frente a la demanda no interrumpible durante el número de horas máximo que la planta pueda estar sin recibir GNL por causas no gestionables (normalmente el cierre de los puertos de origen y/o de destino).

Conforme a los criterios de planificación²⁵, para hacer frente a posibles contingencias meteorológicas, el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL de cada una de las plantas de regasificación debe disponer de una capacidad de almacenamiento operativa de GNL (adicional al nivel mínimo operativo de llenado) en relación con la producción de forma continuada a su capacidad nominal, tal que le permita con un nivel de llenado del 50% disponer de una autonomía mínima de 3 días, si la planta se encuentra ubicada en el Mediterráneo, o 4 días, si la planta en cuestión se encuentra emplazada en el Atlántico o en el Cantábrico.

²⁵ Adicionalmente a la capacidad para hacer frente a contingencias meteorológicas, en la planificación del sector gasista se establece que las plantas de regasificación deben disponer de una capacidad de almacenamiento de GNL que permita una autonomía de al menos otros 3 días de producción nominal. No obstante, se considera que esta capacidad no está relacionada con el stock de seguridad por los que no se contempla en el criterio de asignación.

Cuadro 56. Determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al stock de seguridad

Planta	Capacidad de vaporización máxima demandada 2013-2018 (MWh/día) (A)	Capacidad de almacenamiento GNL a 31/12/2018 (MWh) (B)	Gas talón a 31/12/2018 (MWh) (C)	Días de almacenamiento por condiciones meteorológicas (D)	Stock de seguridad (MWh) (E) = [(A) * (D)] / 50%
Barcelona	382.233	5.206.000	473.230	3,00	2.293.397
Huelva	319.899	4.178.500	385.720	3,00	1.919.396,75
Cartagena	168.170	4.020.950	356.160	3,00	1.009.018,73
Bilbao	178.106	3.078.000	280.233	4,00	1.424.851,29
Sagunto	256.827	4.059.000	182.540	3,00	1.540.964,35
Mugardos	100.484	2.055.000	123.300	4,00	803.868,74
TOTAL	1.405.720	22.597.450	1.801.183		8.991.497
% del tanque asociado al stock de seguridad (F) = (E) / [(B) - (C)]					43,2%
Retribución reconocida a los tanques de GNL (€) (G)					172.338.386
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€) (H)					13.787.071
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€) [(F)*(G) - (H)]					68.551.424

Fuente: CNMC

Se señala que, en el cálculo del stock de seguridad se ha considerado la capacidad de vaporización máxima demandada en el periodo 2013-2018 en lugar de la capacidad nominal empleada en la planificación, a efectos de maximizar la utilización de los almacenamientos y minimizar el impacto del error de previsión en servicios sujetos a competencia internacional, lo que podría suponer una barrera al desarrollo del mercado interior del gas natural.

Se propone asignar parte de la retribución del tanque asociada al stock de seguridad al servicio de almacenamiento de GNL.

El **stock de flexibilidad logística** se corresponde con la capacidad que debe tener el tanque para permitir la descarga de barcos y la vaporización y carga en cisternas necesaria para satisfacer la demanda.

Dado que, en el caso español, en la planificación no se ha considerado necesario en el diseño de los tanques de GNL el almacenamiento a medio plazo, por lo que la retribución restante reconocida al tanque de GNL estaría asociado al stock de flexibilidad logística.

Cuadro 57. Determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al stock de seguridad

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€) (A)	172.338.386
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€) (B)	13.787.071
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€) (C)	68.551.424
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€) (D) = (A) - (B) - (C)	89.999.891

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que el stock de flexibilidad logística se determina para abastecer la demanda nacional, se propone su asignación a los servicios vaporización y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio

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 se asignan a los servicios de vaporización carga en cisternas, trasvase de GNL de planta a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 58).

Análogamente, se propone la asignación de la retribución reconocida por las tuberías de GNL a los servicios de descarga de GNL, carga en cisterna, trasvase de GNL de planta a buque, Traslase de GNL de buque a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 59).

Por último, la retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asigna a los servicios de descarga de GNL, trasvase de GNL de planta a buque, Traslase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 60).

Al respecto, se indica que, a efectos de establecer los precios de cada uno de los servicios, si en un ejercicio no hubiera previsión de volumen para las operaciones de trasvase 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 GWh²⁶, respectivamente, procediéndose, en su caso, a reescalar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

²⁶ Se corresponde con el promedio registrado en los últimos cuatro años 2015-2018 para los servicios de trasvase de GNL de planta a buque y puesta en frío y con el promedio de las dos únicas operaciones registradas para el servicio de trasvase de GNL de buque a buque.

Cuadro 58. 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)	111.283.280
Stock de flexibilidad logística	89.999.891
Gas talón	13.787.071
Bombas primarias	5.587.221
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	1.909.096

Servicio	Volumen previsto 2020 (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	140.228.276	91,7%	140.228.276	91,7%	102.015.234
Carga en Cisternas	12.739.687	8,3%	12.739.687	8,3%	9.268.046
Total	152.967.963	100,0%	152.967.963	100,0%	111.283.280

Fuente: CNMC

Cuadro 59. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)	480.712
Descarga de GNL	240.180
Vaporización	215.615
Carga en Cisternas	19.589
Trasvase de GNL de planta a buque	4.941
Trasvase de GNL de buque a buque	337
Puesta en frío	51
Total	480.712

Fuente: CNMC

Cuadro 60. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					11.961.602
Servicio	Volumen previsto 2020 (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	156.204.751	98,0%	156.204.751	97,8%	11.702.004
Trasvase de GNL de planta a buque	3.213.170	2,0%	3.213.170	2,0%	240.713
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	16.406
Puesta en frío	33.095	0,0%	33.095	0,0%	2.479
Total	159.451.016	100,0%	159.670.016	100,0%	11.961.602

Fuente: CNMC

c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio

Se propone asignar la retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a cada uno de los servicios.

Cuadro 61. 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)		800.367	
Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	68.551.424	38,12%	305.093
Vaporización	102.015.234	56,73%	454.026
Carga en Cisternas	9.268.046	5,15%	41.248
Total	179.834.704	100,00%	800.367

Fuente: CNMC

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

El Boil-off es el gas generado en los tanques en exceso respecto de la cantidad de gas en equilibrio con el GNL. Este gas tiene que ser evacuado de los tanques para mantener la presión estable.

El boil-off se genera fundamentalmente por la evaporización del GNL contenido en el tanque como consecuencia del intercambio de calor con el exterior a través de la superficie del tanque y por el desplazamiento del gas en equilibrio con el GNL almacenado durante el llenado del tanque.

El boil-off se comprime mediante compresores criogénicos y se envía al relicuador, donde se pone en contacto con GNL, y se condensa incorporándose nuevamente al proceso. De esta forma se evita su emisión a la atmósfera, y el consiguiente derroche.

En situaciones excepcionales o de emergencia, en las que el sistema de compresor y relicuador no son capaces de absorber todo el gas natural vaporizado, se dispone de una antorcha de seguridad diseñada para procesar todo el excedente de gas natural, evitando así su emisión directa a la atmósfera.

Teniendo en cuenta lo anterior y las alegaciones de varios miembros del CCH, 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 se asignan a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios. Se indica que en caso de que no haya previsión de prestación de servicio de trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque o puesta en fría para el ejercicio se consideran 50, 50 y 40 horas de funcionamiento, respectivamente, a efecto del cálculo de los peajes, procediéndose, en su caso, al reescalado de los precios para asegurar la suficiencia de ingresos (véase Cuadro 62).

El volumen de boil-off generado por servicio se ha estimado teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica (según la información aportada por las empresas) y la utilización de las instalaciones prevista para el ejercicio.

Cuadro 62. 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)	15.810.222
Sistema de antorcha y combustor.	1.067.629
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.020.276
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	6.704.158
Relicuador de boil-off.	18.159

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas para 2020	Horas de funcionamiento previstas a efectos de la asignación (C)	Previsión boil-off 2020 (GWh) (D) = (B) * (C)	% sobre total (E)	Retribución asignada (€) (A) * (E)
Descarga de GNL	0,113	2.900	2.900	329	2,71%	428.690
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	70,50%	11.145.772
Carga de GNL en sistemas	0,035	64.738	64.738	2.251	18,56%	2.935.000
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,71%	902.775
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	1.263	1.263	276	2,27%	359.348
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	14.232
Puesta en frío de buques	0,218	86	86	19	0,15%	24.405
Total				12.128	100,00%	15.810.222

Fuente: CNMC

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

Se propone asignar la retribución asociada a aquellos elementos de la planta que participan en la prestación de todos los servicios, sin que exista un inductor claro de coste, proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos. En particular, se asignan con este criterio la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico.

Cuadro 63. 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

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		68.551.424	95.143.235	8.643.728				172.338.386
Bombas primarias			5.121.899	465.323				5.587.221
Retribución financiera del gas talón			1.750.100	158.996				1.909.096
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		305.093	454.026	41.248				800.367
Sistema de bombas secundarias.			8.202.797					8.202.797
Vaporizadores de agua de mar.			36.735.621					36.735.621
Vaporizadores de combustión sumergida.			4.902.885					4.902.885
Sistema de medida u odotización.			508.184					508.184
Sistema de captación de agua			4.111.298					4.111.298
Sistema de antorcha y combustor.	28.948	752.649	198.194	60.962	24.266	961	1.648	1.067.629
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	217.468	5.654.075	1.488.879	457.963	182.292	7.219	12.380	8.020.276
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	181.782	4.726.247	1.244.556	382.812	152.378	6.035	10.349	6.704.158
Relicuidador de boil-off.	492	12.801	3.371	1.037	413	16	28	18.159
Cargaderos de cisternas.				1.679.875				1.679.875
Tuberías de gas natural			2.859.877					2.859.877
Tuberías de gas natural licuado	240.180		215.615	19.589	4.941	337	51	480.712
Instalaciones de descarga	11.702.004				240.713	16.406	2.479	11.961.602
Total	12.370.874	80.002.289	162.940.537	11.911.532	605.002	30.975	26.935	267.888.144
% de retribución asignado por servicio (B)	4,62%	29,86%	60,82%	4,45%	0,23%	0,01%	0,01%	100,0%
Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)	804.260	5.201.138	10.593.150	774.397	39.333	2.014	1.751	17.416.042
Obra civil	400.194	2.588.047	5.271.071	385.334	19.572	1.002	871	8.666.090
Sistemas de gestión y control	114.749	742.079	1.511.391	110.488	5.612	287	250	2.484.855
Servicios auxiliares.	196.587	1.271.325	2.589.306	189.287	9.614	492	428	4.257.040
Sistema de suministro eléctrico	92.731	599.687	1.221.382	89.287	4.535	232	202	2.008.057
Total	13.175.134	85.203.427	173.533.686	12.685.929	644.334	32.988	28.686	285.304.185

Fuente: CNMC

En el Cuadro 64 se resumen los criterios de asignación de cada elemento retributivo por servicio prestado en la planta y en el Cuadro 65 el resultado de la asignación por servicio.

Cuadro 64. Criterios de asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos

Asignación de la retribución por inversión	Criterio de asignación por servicio	Descarga de GNL	Almac. GNL	Carga de GNL en cisternas	Vaporiz.	Trasvase de GNL a buque	Trasvase de buque a buque	Puesta en frío de buques
Sistema de bombas secundarias.	Directo				100%			
Vaporizadores de agua de mar.	Directo				100%			
Vaporizadores de combustión sumergida.	Directo				100%			
Sistema de medida u odorización.	Directo				100%			
Sistema de captación de agua	Directo				100%			
Tuberías de gas natural	Directo				100%			
Cargaderos de cisternas.	Directo			100%				
Tanque almacenamiento GNL.								
Stock de seguridad	En función criterio diseño tanques y asignación directa		100%					
Stock flexibilidad logística	En función criterio diseño tanques y proporcional al volumen			SI	SI	SI		SI
Talón del Tanque	En función criterio diseño tanques y proporcional al volumen			SI	SI	SI		SI
Bombas primarias	En función de los volúmenes involucrados			SI	SI	SI		SI
Tuberías de gas natural licuado	En función de los volúmenes involucrados	SI		SI		SI	SI	SI
Instalaciones de descarga	En función de los volúmenes involucrados	SI				SI	SI	SI
Retribución Financiera Gas Talón /MILL	En función de los volúmenes involucrados			SI	SI	SI		SI
Orientaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL.	Proporcional a la retribución por los tanques asignado a cada actividad	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistema de antorcha y combustor.	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Relicador de boil-off.	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Instalaciones de obra civil terrestre		SI						
Infraestructura terrestre	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Adecuación de Terrenos	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Edificios	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistemas de gestión y control	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Servicios auxiliares.	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistema de suministro eléctrico	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Fuente: CNMC

Cuadro 65. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos. Año 2020

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.175.134
Almacenamiento de GNL	85.203.427
Vaporización	173.533.686
Carga de GNL en cisternas	12.685.929
Trasvase de GNL de planta a buque	644.334
Trasvase de GNL de buque a buque	32.988
Puesta en frío de buques	28.686
Total	285.304.185

Fuente: CNMC

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

Los costes de operación y mantenimiento variables se asignan por servicio conforme a los porcentajes establecidos en el epígrafe 1.c del Anexo I de la Circular. Dichos porcentajes han sido obtenidos a partir de la información proporcionada por las empresas titulares de instalaciones de regasificación a esta Comisión, en el ámbito del informe sobre las propuestas de órdenes por las que se establecen los peajes y cánones, una vez ha sido contrastada con la

información disponible de la Circular 1/2015²⁷. En particular, se dispone de información sobre los costes de O&M fijos y variables correspondiente a los ejercicios 2006-2017 aportada por las empresas en el ámbito del informe sobre las propuestas de Ordenes e información correspondiente a los ejercicios 2016-2017 en el ámbito de la Circular 1/2015. De acuerdo con dichas fuentes de información, los costes operativos de regasificación variables representan aproximadamente el 25% de los costes operativos, siendo los principales componentes el coste asociado al suministro eléctrico y, en menor medida, el coste de odorización.

En el cálculo de los porcentajes de asignación por servicio se ha considerado el promedio de los últimos cuatro años 2014-2017. Cabe señalar que, dado que no se dispone de información sobre los costes variables de las operaciones de trasvase de buque a buque, para la determinación del porcentaje correspondiente se ha considerado el mismo coste unitario que el de la puesta en frío.

En el Cuadro 66 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 2020.

Cuadro 66. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para 2020 por servicio prestado en la planta.

Retribución variable O&M (€) (A)		27.401.296
Asignación de la retribución por servicio	% de asignación de retribución variable por servicio (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	9,6%	2.637.899
Almacenamiento de GNL	3,4%	937.688
Carga de GNL en sistemas	77,7%	21.302.182
Vaporización	5,6%	1.521.162
Trasvase de GNL a buque	2,7%	741.341
Trasvase de GNL de buque a buque	0,8%	226.756
Puesta en frío de buques	0,1%	34.267
Total	100,0%	27.401.296

²⁷ Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad

Fuente: CNMC

III. Asignación de la retribución de regasificación no asociada al uso a de instalaciones

La retribución por continuidad de suministro, la retribución asociada a Musel y el impacto de la Sentencia firme de 24 de octubre de 2016 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal Supremo son conceptos retributivos de naturaleza hundida, cuya magnitud no depende de la demanda y en gran medida de carácter transitorio. En concreto, conforme a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología de retribución de las actividades de transporte y regasificación, está prevista la eliminación de la retribución por continuidad de suministro durante el periodo transitorio de cuatro años establecido en la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019. Asimismo, conforme a la Disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017, el impacto de la Sentencia del Tribunal Supremo se lamina en el periodo comprendido entre los años 2018 y 2022, ambos inclusive.

Se considera que estos costes, dada su naturaleza, su carácter transitorio y teniendo en cuenta que se obedecen a decisiones nacionales, deben ser soportados en su totalidad por la demanda nacional, independientemente desde dónde sea suministrada. Todo ello a efectos de maximizar la utilización de las instalaciones de regasificación en aquellos servicios sujetos a competencia internacional, lo que, a su vez, incidirá en la evolución de los peajes por el uso de las instalaciones.

En consecuencia, se propone asignar la retribución por continuidad de suministro, la retribución asociada a Musel y el impacto de la Sentencia del Tribunal Supremo a la demanda nacional y su recuperación a través de un peaje específico que conste de un único término variable.

6.4 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación

Una vez asignado el coste de cada uno de los elementos retributivos a cada uno de los servicios prestados por la planta, se identifica la variable inductora del coste y se determina la variable de facturación del servicio. En particular, se consideran como variables inductoras del coste y de facturación para cada uno de los servicios individuales prestados por la planta las siguientes.

- *Servicio de descarga*

El servicio de descarga consiste en el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación. El coste asociado a este servicio incluye todas aquellas instalaciones implicadas en la descarga, que depende, fundamentalmente, de dos variables inductoras del coste: el tamaño del buque, en la medida en que condiciona el diseño del puerto y de los costes asociados a la

transferencia del gas al tanque, que, a su vez, dependen del volumen de gas descargado. En consecuencia, se considera como variables de facturación un término fijo por buque en función del tamaño y un término variable por kWh descargado.

– *Servicio de almacenamiento de GNL*

El servicio de almacenamiento de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación. El coste asociado al servicio depende, fundamentalmente, del volumen de gas que como máximo puede ser almacenado, por lo que se considera como variable de facturación un término fijo por capacidad de almacenamiento contratada en kWh almacenado/día.

– *Servicio de regasificación*

El servicio de regasificación consiste en el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL. Se considera que el coste asociado a las instalaciones implicadas en el servicio de regasificación depende, fundamentalmente, de dos variables inductoras del coste: la capacidad de regasificación de la planta y el volumen de gas que se regasifica. Por tanto, se considera que la recuperación de los costes asociados a este servicio debe realizarse a través de dos variables de facturación: un término fijo por capacidad de regasificación contratada (kWh/día) y un término variable por kWh regasificado.

– *Servicio de carga de cisternas*

El servicio de carga de cisternas incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna del GNL depositado en las plantas de regasificación para su transporte a las plantas satélites de regasificación. El coste de las instalaciones asociadas depende, fundamentalmente, de dos variables inductoras del coste: el número de cargaderos, que, a su vez, determina el número de camiones que pueden ser cargados en un periodo de tiempo, lo que, a su vez, depende de la capacidad de las cisternas, y los costes asociados a la transferencia del gas desde el tanque a la cisterna, que, a su vez, dependen del volumen de gas cargado. En consecuencia, se considera como variables de facturación un término fijo por capacidad (kWh/día) y un término variable por kWh cargado. Cabe señalar que, actualmente, el peaje de carga en cisterna contempla un término fijo en función de la capacidad contratada.

– *Servicio de trasvase de GNL de planta a buque*

El servicio de trasvase de GNL de planta a buque incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transferir el GNL desde una planta de regasificación a un buque metanero. El coste asociado a este servicio incluye todas aquellas instalaciones implicadas en la carga de GNL desde el tanque de la planta al buque, que depende, fundamentalmente, de los costes

asociados a la transferencia del gas desde el tanque al buque, que, a su vez, dependen del volumen de gas cargado. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que i) la mayor parte de la retribución asignada a este servicio tiene naturaleza variable (el 66,4%), ii) la retribución fija asignada al servicio se realiza en función de un criterio de volumen implicado en la prestación del servicio y iii) el servicio está sometido a competencia internacional, se considera como variable de facturación un término variable por kWh de GNL cargado.

– *Servicio de trasvase de GNL de buque a buque*

El servicio de trasvase de GNL de buque a buque incluye el derecho al uso de las instalaciones de la planta de regasificación necesarias para transferir el GNL de un buque a otro buque. El coste asociado a la prestación del servicio incluye, por tanto, el coste de las instalaciones necesarias para el atraque del barco, cuya variable inductora, como se ha comentado, es el tamaño del buque, en la medida en que condiciona el diseño del puerto y las instalaciones empleadas en la transferencia del gas de un buque a otro buque, cuya variable inductora es el volumen de gas transferido. En consecuencia, cabría considerar dos variables inductoras de facturación: un término fijo por buque en función del tamaño y un término variable por kWh descargado. No obstante, análogamente al servicio de trasvase de GNL de planta a buque, y por las mismas razones, se considera como variable de facturación un único término variable por kWh de GNL trasvasado.

– *Servicio de trasvase de GNL de puesta en frío*

El servicio de puesta en frío de buques incluye el derecho al uso de las instalaciones para realizar las operaciones necesarias para que un buque metanero sin carga pueda recibir GNL de las plantas de licuefacción o regasificación, en las condiciones de seguridad apropiadas. El coste asociado a este servicio incluye todas aquellas instalaciones implicadas en la carga de GNL desde el tanque de la planta al buque, que depende, fundamentalmente, de los costes asociados a la transferencia del gas desde el tanque al buque, que, a su vez, dependen del volumen de gas cargado. No obstante, análogamente al servicio de trasvase de GNL de planta a buque y puesta en frío, y por las mismas razones, se considera como variable de facturación un único término variable por kWh de GNL trasvasado.

– *Servicio de licuefacción virtual*

El servicio de licuefacción virtual permite transformar de forma virtual el gas natural en el punto de salida hacia una planta de regasificación en GNL. En consecuencia, es un servicio que carece de variable inductora del coste. No obstante, dado que el servicio implica una reducción del servicio de vaporización, se propone como término de facturación un término fijo por capacidad de licuefacción contratada (kWh/día).

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

6.5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual

Una vez que se han asignado los costes fijos y variables de la planta a cada uno de los servicios y se han determinado las variables de facturación a partir de los inductores de coste, el peaje de cada servicio prestado en la planta se obtiene como resultado de dividir el coste fijo o variable asignado a cada servicio entre la previsión de la variable de facturación fija o variable, respectivamente, con la excepción del peaje de descarga, para el que se ha asignado la retribución fija por tamaño del barco en función del tiempo de descarga, el peaje de almacenamiento de GNL para el que se considera un único término fijo, dada la escasa relevancia de la retribución variable y los peajes de trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque y puesta en frío para los que se considera únicamente un término variable, a efectos de incentivar la utilización de los servicios.

En el Cuadro 67 se resume la retribución de la actividad de regasificación que se recupera mediante los peajes por el uso de los servicios prestados en la planta y en los cuadros siguientes se muestra la obtención de los términos de facturación de los peajes asociados a cada servicio.

Cuadro 67. Asignación de la retribución prevista para 2020 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	13.175.134	2.637.899	15.813.033
Almacenamiento de GNL	85.203.427	937.688	86.141.115
Vaporización	173.533.686	21.302.182	194.835.868
Carga de GNL en cisternas	12.685.929	1.521.162	14.207.092
Trasvase de GNL de planta a buque	644.334	741.341	1.385.675
Trasvase de GNL de buque a buque	32.988	226.756	259.745
Puesta en frío de buques	28.686	34.267	62.954
Total	285.304.185	27.401.296	312.705.481

Fuente: CNMC

Cuadro 68. 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)	13.175.589	2.634.150	15.809.738
%	83%	17%	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)	0	11,83	-
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	37	11,83	18.391.114
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	105	16,49	100.492.976
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	35	17,52	35.803.923
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	1	27,83	1.516.738
TOTAL	178	15,78	156.204.751

Determinación del coste horario fijo por operación

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	13.175.589
Nº de barcos (B)	178
Tiempo medio ponderado (C)	16
Nº horas de operación (B) * (C)	2.810
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	4.689

Términos de facturación

Tamaño del barco (T) (m3)	Término fijo (€/buque) (E)* (B)	Término variable (c€/kWh descargado) (A)/(D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	55.466	0,0016863
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	55.466	0,0016863
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	77.330	0,0016863
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	82.151	0,0016863
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	130.514	0,0016863

Fuente: CNMC

Cuadro 69. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL

	Retribución por inversión y O&M fijos	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	85.206.369	936.355	86.142.724
%	98,9%	1,1%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)
Variables de facturación previstas (B)	9.581.598

	Término fijo por capacidad contratada (€/MWh/día y mes)
Términos de facturación (A)/(B)	0,7492

Fuente: CNMC

Cuadro 70. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	173.533.686	21.302.182	194.835.868
%	89,1%	10,9%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	484.174.633	140.228.275.529

	Término fijo (c€/MWh/día/mes)	Término variable (c€/kWh regasificado)
Términos de facturación (A)/(B)	2,986761	0,015191

Fuente: CNMC

Cuadro 71. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	12.685.929	1.521.162	14.207.092
%	89,3%	10,7%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	40.347.680	12.739.687.076

	Término fijo (c€/kWh/día/mes)	Término variable (c€/kWh cargado en cisterna)
Términos de facturación (A)/(B)	2,620128	0,011940

Fuente: CNMC

Cuadro 72. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	644.334	741.341	1.385.675
%	46,5%	53,5%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	24	3.213.170

	Término variable (c€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,043125

Fuente: CNMC

Cuadro 73. 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)	32.988	226.756	259.745
%	12,7%	87,3%	100,0%

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

	Término variable (c€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,118605

Fuente: CNMC

Cuadro 74. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	28.686	34.267	62.954
%	45,6%	54,4%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	2	33.095.175

	Término variable (c€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,190220

Fuente: CNMC

Cuadro 75. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	173.533.686
Retribución por elementos comunes(1) al servicio de regasificación (€) (B)	10.593.150
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	6,1%

Término fijo del peaje de regasificación (c€/kWh/día) (D)	2,986761
---	----------

Término fijo del peaje de licuefacción virtual (c€/kWh/día) (D) * (C)	0,182323
---	----------

Fuente: CNMC

Finalmente, los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 76, Cuadro 77 y Cuadro 78).

Cuadro 76. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	€/Buque	Término tijo (€/MWh/día y mes)	Término variable (€/MWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	55.464		0,001689
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	55.464		0,001689
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	77.327		0,001689
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	82.148		0,001689
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	130.510		0,001689
Almacenamiento de GNL		0,74919	
Vaporización		2,98676	0,015191

Fuente: CNMC

Cuadro 77. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	Término tijo (€/MWh/día y mes)	Término variable (€/MWh)
Almacenamiento de GNL	0,74919	
Vaporización	2,98676	0,015191

Fuente: CNMC

Cuadro 78. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque

Servicio individual	€/Buque	Término tijo (€/MWh/día y mes)	Término variable (€/MWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	55.464		0,001689
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	55.464		0,001689
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	77.327		0,001689
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	82.148		0,001689
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	130.510		0,001689
Almacenamiento de GNL		0,74919	
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,043125

Fuente: CNMC

6.5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Conforme a la propuesta de Circular XX/2019 de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en

el sistema de gas natural, en el Cuadro 79 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

Cuadro 79. 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 cisterna	✓	✓	✓	✓	✗
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

Como se ha comentado, el nivel de los multiplicadores ha de establecerse de forma que se asegure la recuperación de la retribución reconocida sin que suponga una barrera a la contratación de corto plazo. En consecuencia, análogamente a la actividad del transporte, el nivel de los multiplicadores para cada uno de los productos considerados resulta de la comparación entre la facturación que se obtendría de contratar capacidad en términos anuales con la que resultaría de contratar la capacidad en términos trimestral, mensual y diario. El multiplicador del producto intradiario se ha calculado de forma que las facturaciones del producto diario e intradiario sean equivalentes. Cabe señalar que, dado que existen 23 productos intradiarios diferentes, dependiendo de la duración del contrato, el multiplicador es diferente para cada uno de los productos.

En los cuadros siguientes se muestran los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el periodo comprendido entre 2014 y 2018. Se indica que los multiplicadores propuestos se corresponden con el promedio del periodo 2015-2018, redondeados a un decimal, con la excepción del aplicable al servicio de almacenamiento de GNL para el que se propone el correspondiente al ejercicio 2018, debido a que es el único ejercicio que cuenta con el impacto del plan invernal.

Cuadro 80. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
2014	1,19	1,26	1,14	
2015	1,27	1,17	1,06	
2016	1,12	1,24	1,10	
2017	1,13	1,29	1,08	
2018	1,24	1,17	1,11	
Mensual	1,50	1,40	1,20	1,40
2014	1,28	1,48	1,23	
2015	1,46	1,33	1,09	
2016	1,22	1,42	1,15	
2017	1,26	1,56	1,12	
2018	1,47	1,26	1,16	
Diario	1,80	2,00	1,80	2,00
2014	1,52	2,18	1,87	
2015	1,76	1,93	1,72	
2016	1,46	2,04	1,78	
2017	1,56	2,14	1,80	
2018	1,81	1,70	1,78	
Intradiario	n.a.	(1)	n.a.	(1)

Fuente: CNMC

(1) En función del número de horas de duración del contrato.

Cuadro 81. Coeficiente del multiplicador intradiario dependiendo del número de horas de duración del contrato

Duración del contrato intradiario	2015	2016	2017	2018	Promedio 2014-2018	Multiplicador intradiario (diario * promedio)
1	7,20	30,80	22,20	25,40	21,40	42,80
2	11,50	19,80	16,80	18,70	16,70	33,40
3	10,00	11,40	11,30	11,00	10,90	21,80
4	7,30	8,60	8,90	8,70	8,40	16,80
5	6,20	6,40	7,40	7,10	6,80	13,60
6	5,50	5,40	6,40	6,00	5,80	11,60
7	5,20	5,00	5,60	5,40	5,30	10,60
8	5,10	4,50	5,10	5,00	4,90	9,80
9	4,20	4,10	4,50	4,70	4,40	8,80
10	3,60	3,70	4,10	4,40	4,00	8,00
11	3,10	3,30	3,70	4,20	3,60	7,20
12	2,80	3,10	3,50	4,10	3,40	6,80
13	2,60	3,00	3,30	3,90	3,20	6,40
14	2,50	2,80	3,10	3,70	3,00	6,00
15	2,20	2,50	2,80	3,40	2,70	5,40
16	1,90	2,30	2,50	3,10	2,50	5,00
17	1,70	2,10	2,20	2,70	2,20	4,40
18	1,60	2,00	2,00	2,30	2,00	4,00
19	1,50	1,90	1,80	2,10	1,80	3,60
20	1,50	1,80	1,80	2,00	1,80	3,60
21	1,50	1,80	1,70	1,90	1,70	3,40
22	1,50	1,70	1,70	1,80	1,70	3,40
23	1,40	1,60	1,60	1,70	1,60	3,20
24	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00

Fuente: CNMC

6.5.3 Peajes estándar de capacidad interrumpible

Conforme a la propuesta de Circular XX/2019, de XX, 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, se contemplan peajes de regasificación de capacidad interrumpible para los servicios de regasificación y licuefacción virtual diarios e intradiarios.

Análogamente a los peajes interrumpibles de la actividad de transporte, se propone aplicar un descuento ex-post del triple del precio de reserva del producto correspondiente por el número de horas interrumpido. En particular, se propone:

$$DI = \frac{3 * Tf_s * V * N}{T}$$

Donde,

- DI: Descuento por interrumpibilidad
- Tf_s: Término fijo del peaje correspondiente (diario o intradiario)
- V: Volumen no servido
- N: número de horas de interrupción
- T: tiempo total de la duración del contrato

6.6 Determinación del peaje para la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación

Como se ha comentado, la retribución asociada aquellos costes de naturaleza hundida que no dependen del uso de las instalaciones se recupera a través de un peaje específico de carácter transitorio, a efectos de maximizar la utilización de las instalaciones de regasificación.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, las variaciones del conjunto de los peajes y cánones debe ser absorbido por el conjunto de los peajes, cánones y cargos de forma gradual durante un periodo máximo de cuatro años, en el peaje transitorio de regasificación se incluirá, además de los conceptos señalados en el epígrafe 6.3, el impacto de la laminación de la variación de los peajes durante el periodo transitorio.

En el Cuadro 82 se muestra peaje asociado a la recuperación de los costes de regasificación no asociados al uso de las instalaciones que resulta para el ejercicio 2020, sin considerar el impacto del periodo transitorio.

Cuadro 82. Peaje transitorio de regasificación para la recuperación de otros costes de regasificación

Retribución a recuperar (€) (A)	92.131.569
Retribución por continuidad de suministro	56.349.466
Hibernación MUSEL	23.605.525
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578
Impacto de la convergencia	
Variables de facturación previstas (B)	352.906.875
Demanda consumidores nacionales conectados a la red de T&D (MWh)	340.149.950
Demanda consumidores nacionales conectados a PS distribución (MWh)	1.295.597
Demanda consumidores conectados PS únicliente y otros destinos (MWh)	11.461.328
	Término variable (€/MWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,261065

Fuente: CNMC

6.7 Análisis de la variación de los peajes de regasificación

En el Cuadro 83 se muestra el resultado de aplicar los peajes vigentes y los peajes de la Circular a la previsión de las variables de facturación para el ejercicio 2020. Se observa que, como resultado de aplicar la metodología de la Circular, todos los peajes de acceso a las infraestructuras de regasificación experimentarían una reducción comprendida entre el 6,0% y el 29,8%), con la excepción del peaje por el servicio de vaporización para el que resulta un incremento del 49,6%. Dado que la metodología de cálculo de los peajes de regasificación vigentes no es pública, no es posible justificar el motivo de las diferencias respecto de los peajes vigentes.

Cabe señalar que la facturación que resulta de aplicar los peajes de regasificación por el uso de las instalaciones de la Circular recupera el 77,2% de la retribución de regasificación prevista para el ejercicio (404,8 M€), mientras que la facturación que resulta de aplicar los peajes vigentes representa el 64% de la retribución prevista.

Cuadro 83. Peajes de regasificación vigentes y peajes de regasificación por el uso de las instalaciones de la Circular. Año 2020

Servicio	Previsión variables de facturación 2020			Facturación (€)			Facturación media (€/MWh)		
	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Metodología CNMC	Orden ETU/1367/2018	Diferencia	Metodología CNMC	Orden ETU/1367/2018	Tasa de variación (%)
Descarga de GNL	178	-	156.204.751	15.826.178	16.826.730	- 1.000.552	0,10	0,11	-5,9%
Almacenamiento de GNL	-	9.581.598	2.895.131.800	86.212.727	93.802.270	- 7.589.544	0,03	0,03	-8,1%
Vaporización	-	484.175	140.228.276	194.997.840	130.214.075	64.783.766	1,39	0,93	49,8%
Carga en Cisternas	-	40.348	12.739.687	14.218.903	16.125.550	- 1.906.647	1,12	1,27	-11,8%
Trasvase de GNL planta a buque	24	-	3.213.170	1.386.827	1.974.602	- 587.775	0,43	0,61	-29,8%
Puesta en frío	2	-	33.095	63.006	102.728	- 39.722	1,90	3,10	-38,7%
Trasvase de buque a buque	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
Total (1)			152.967.963	312.705.481	259.045.955	53.659.526	2,04	1,69	20,7%

Fuente: CNMC

(1) A efectos de la determinación de la facturación media total, el volumen total se corresponde con la agregación del volumen regasificado y el volumen cargado en cisternas.

6.8 Evolución prevista de los peajes y cánones de regasificación durante el periodo regulatorio

En el Cuadro 84 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 y del peaje de regasificación para la recuperación de costes no asociados al uso hasta el final del periodo regulatorio. Se observa que, con la excepción del peaje por el servicio de vaporización para el ejercicio 2020, los peajes de la actividad de regasificación experimentan reducciones durante todo el periodo regulatorio.

Cuadro 84. Evolución durante el periodo transitorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones y del peaje transitorio de regasificación para la recuperación de otros costes de regasificación

1. Previsión de la retribución regasificación

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	154.586.461	151.979.737	146.734.140	141.677.074	132.611.434	124.924.528	111.294.775
Retribución O & M Fijo	130.717.724	130.029.417	129.917.819	129.917.819	129.917.819	129.917.819	129.917.819
Retribución O & M Variable	27.401.296	21.098.716	19.000.000	19.000.000	19.000.000	19.000.000	19.000.000
Retribución por Continuidad del suministro	56.349.466	47.974.026	33.809.679	22.539.786	11.269.893	-	-
Hibernación MUSEL	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578	12.168.193	12.134.969	3.058.673	-	-	-
Total	404.837.050	386.855.614	365.202.132	339.798.877	316.404.671	297.447.872	283.818.118

2. Retribución por Servicio

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	13.175.134	12.954.977	12.565.278	12.255.434	11.705.830	11.242.675	10.422.369
Almacenamiento de GNL	85.203.427	84.003.474	81.746.536	79.589.562	75.940.034	72.894.191	67.544.706
Vaporización	173.533.686	171.927.970	169.706.069	167.628.542	163.364.098	159.570.892	153.020.688
Carga de GNL en sistemas	12.685.929	12.122.346	11.430.038	10.793.475	10.120.587	9.664.601	8.751.047
Trasvase de GNL de planta a buque	644.334	808.181	1.022.747	1.151.093	1.226.648	1.302.066	1.310.568
Trasvase de GNL de buque a buque	32.988	31.739	29.734	28.000	26.132	24.685	22.281
Puesta en frío de buques	28.686	27.958	26.756	25.661	24.163	22.927	20.930
Peaje transitorio otros costes de regasificación	-	-	-	-	-	-	-
Total	285.304.185	281.876.645	276.527.158	271.471.768	262.407.491	254.722.036	241.092.588

Retribución variable

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	2.637.899	2.029.913	1.828.728	1.828.728	1.828.728	1.828.728	1.828.728
Almacenamiento de GNL	937.686	721.569	650.054	650.054	650.054	650.054	650.054
Vaporización	21.302.182	16.392.432	14.767.772	14.767.772	14.767.772	14.767.772	14.767.772
Carga de GNL en sistemas	1.521.162	1.170.563	1.054.548	1.054.548	1.054.548	1.054.548	1.054.548
Trasvase de GNL de planta a buque	741.341	570.476	513.936	513.936	513.936	513.936	513.936
Trasvase de GNL de buque a buque	226.756	174.493	157.199	157.199	157.199	157.199	157.199
Puesta en frío de buques	34.267	26.369	23.756	23.756	23.756	23.756	23.756
Peaje transitorio otros costes de regasificación	92.131.569	83.893.153	69.678.981	49.331.117	35.001.187	23.729.843	23.729.538
Total variables	119.532.864	104.978.969	88.674.974	68.327.109	53.997.180	42.725.836	42.725.531

3. Previsión de las variables de facturación

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	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	Buques	178	184	195	206	212	217	226
	Volumen (MWh)	MWh	156.204.751	161.634.666	170.939.010	180.431.532	186.433.235	190.455.165	198.062.325
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	9.581.598	9.916.621	10.485.340	11.123.524	11.515.678	11.763.307	12.256.868
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	484.175	500.937	529.466	561.638	581.461	593.976	619.003
	Volumen (MWh)	MWh	140.228.276	144.728.751	152.479.095	161.227.417	166.790.623	170.380.419	177.561.452
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	40.348	40.661	41.113	41.565	42.010	42.436	42.842
	Volumen (MWh)	MWh	12.739.687	12.838.579	12.981.433	13.123.916	13.264.588	13.399.095	13.527.237
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	24	32	43	53	63	72	82
	Volumen (MWh)	MWh	3.213.170	4.043.174	5.453.390	6.054.158	6.351.383	6.648.607	6.945.832
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-	-	-	-	-	-
	Volumen (MWh)	MWh	-	-	-	-	-	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	2	2	2	2	2	2	2
	Volumen (MWh)	MWh	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	-	-	-	-	-	-	-
	Volumen (MWh)	MWh	-	-	-	-	-	-	-
Peaje transitorio otros costes de regasificación	Volumen (MWh)	MWh	352.906.875	358.088.707	365.489.226	375.042.411	381.076.028	384.765.846	391.801.240

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

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	TF	€/Buque	74,073	70,378	64,542	59,639	55,131	51,833	46,206
	TV	€/MWh	0,016901	0,012567	0,010705	0,010142	0,009815	0,009608	0,009239
Almacenamiento de GNL	TF	€/ (MWh/día) y año	8,99774	8,54956	7,86324	7,21811	6,65528	6,25616	5,56764
Regasificación	TF	€/ (MWh/día) y año	358,71	343,45	320,73	298,65	281,14	268,83	247,38
	TV	€/MWh	0,15204	0,11334	0,09691	0,09165	0,08860	0,08673	0,08323
Carga en Cisternas	TF	€/ (MWh/día) y año	314,68	298,34	278,19	259,85	241,07	227,90	204,40
	TV	€/MWh	0,11950	0,09124	0,08129	0,08040	0,07955	0,07876	0,07801
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,43161	0,34122	0,28196	0,27520	0,27423	0,27332	0,26286
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	1,18704	0,94234	0,85412	0,84620	0,83767	0,83108	0,82011
Puesta en frío	TV	€/MWh	1,90378	1,64268	1,52724	1,49412	1,44885	1,41151	1,35115
Licuefacción Virtual	TF	€/ (MWh/día) y año	0,18247	0,17053	0,15886	0,14864	0,14288	0,13868	0,13300
Peaje transitorio otros costes de regasificación	TF	€/ (MWh/día) y año	0,28106	0,23428	0,19065	0,13153	0,09185	0,06167	0,06057

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

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	TF	€/Buque		-5,0%	-8,3%	-7,6%	-7,6%	-6,0%	-10,9%
	TV	€/MWh		-25,6%	-14,8%	-5,3%	-3,2%	-2,1%	-3,8%
Almacenamiento de GNL	TF	€/ (MWh/día) y año		-5,0%	-8,0%	-8,2%	-7,8%	-6,0%	-11,0%
	TV	€/MWh		-4,3%	-6,6%	-6,9%	-5,9%	-4,4%	-8,0%
Regasificación	TF	€/ (MWh/día) y año		-25,5%	-14,5%	-5,4%	-3,3%	-2,1%	-4,0%
	TV	€/MWh		-5,2%	-6,8%	-6,6%	-7,2%	-5,5%	-10,3%
Carga en Cisternas	TF	€/ (MWh/día) y año		-23,7%	-10,9%	-1,1%	-1,1%	-1,0%	-0,9%
	TV	€/MWh		-20,9%	-17,4%	-2,4%	-0,4%	-0,3%	-3,8%
Trasvase de planta a buque	TF	€/MWh		-20,6%	-9,4%	-0,9%	-1,0%	-0,8%	-1,3%
	TV	€/MWh		-13,7%	-7,0%	-2,2%	-3,0%	-2,6%	-4,3%
Licuefacción Virtual	TF	€/ (MWh/día) y año		-6,5%	-6,8%	-6,4%	-3,9%	-2,9%	-4,1%
	TV	€/ (MWh/día) y año		-10,3%	-18,6%	-31,0%	-30,2%	-32,9%	-1,8%

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

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	0,101	0,093	0,084	0,078	0,073	0,069	0,062
Almacenamiento de GNL	0,030	0,028	0,026	0,024	0,022	0,021	0,018
Vaporización	1,389	1,301	1,210	1,131	1,068	1,023	0,945
Carga de GNL en cisternas	1,115	1,035	0,962	0,903	0,842	0,800	0,725
Trasvase de GNL de planta a buque	0,431	0,341	0,282	0,275	0,274	0,273	0,263
Trasvase de GNL de buque a buque	-	-	-	-	-	-	-
Puesta en frío de buques	1,902	1,642	1,526	1,493	1,448	1,411	1,350
Licuefacción virtual	-	-	-	-	-	-	-
Peaje transitorio otros costes de regasificación	0,261	0,234	0,191	0,132	0,092	0,062	0,061
Total (1)	2,647	2,455	2,207	1,949	1,757	1,619	1,485

7. Evolución de la facturación media (€/MWh) de los peajes de regasificación

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	-5,9%	-8,4%	-9,2%	-7,3%	-7,0%	-5,5%	-9,9%
Almacenamiento de GNL	-8,1%	-5,0%	-8,0%	-8,2%	-7,8%	-6,0%	-11,0%
Vaporización	50,2%	-6,3%	-7,0%	-6,5%	-5,6%	-4,2%	-7,6%
Carga de GNL en cisternas	-11,8%	-7,2%	-7,1%	-6,1%	-6,7%	-5,0%	-9,4%
Trasvase de GNL de planta a buque	-68,5%	-20,9%	-17,4%	-2,4%	-0,4%	-0,3%	-3,8%
Trasvase de GNL de buque a buque	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques	-38,7%	-13,7%	-7,0%	-2,2%	-3,0%	-2,6%	-4,3%
Licuefacción virtual	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Peaje transitorio otros costes de regasificación	n.a.	-10,3%	-18,6%	-31,0%	-30,2%	-32,9%	-1,8%
Total (1)	n.a.	-7,2%	-10,1%	-11,7%	-9,8%	-7,9%	-8,2%

Fuente: CNMC

(1) A efectos de la determinación de la facturación media total, el volumen total se corresponde con la agregación del volumen regasificado y el volumen cargado en cisternas.

Teniendo en cuenta que conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019 se debe definir un periodo transitorio de cuatro años de forma que las variaciones sean absorbidas de forma gradual, se propone aplicar los peajes que resultan para el periodo tarifario octubre 2023-septiembre 2024 durante cada uno de los periodos tarifarios anteriores, con la excepción del servicio de vaporización al que se aumentará linealmente hasta converger en el 1 de octubre de 2023. La diferencia entre los ingresos que resultan de aplicar los

peajes para el ejercicio correspondiente y la facturación a los peajes del periodo tarifario octubre 2023-septiembre 2024 se recuperaría a través del peaje transitorio para cubrir otros costes de regasificación.

Cuadro 85. Evolución de los peajes de regasificación durante el periodo de convergencia

1. Previsión de la retribución regasificación

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	154.586.461	151.979.737	146.734.140	141.677.074	132.611.434	124.924.528	111.294.775
Retribución O & M Fijo	130.717.724	130.029.417	129.917.819	129.917.819	129.917.819	129.917.819	129.917.819
Retribución O & M Variable	27.401.296	21.098.716	19.000.000	19.000.000	19.000.000	19.000.000	19.000.000
Retribución por Continuidad del suministro	56.349.466	47.974.026	33.809.679	22.539.786	11.269.893	-	-
Hibernación MUSEL	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578	12.168.193	12.134.969	3.058.673	-	-	-
Total	404.837.050	386.855.614	365.202.132	339.798.877	316.404.671	297.447.872	283.818.118

2. Ingresos por facturación por peajes de regasificación a precios oct 23-sep 24 (€)

Facturación regasificación a precios oct 23-sep 24 (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	11.347.468	11.741.897	12.417.808	13.107.389	13.543.381	13.080.094	12.259.557
Almacenamiento de GNL	63.766.379	65.997.852	69.782.839	74.030.128	76.640.018	73.593.147	68.241.852
Vaporización	127.168.429	136.601.819	150.025.545	165.502.568	178.247.997	174.454.588	167.904.326
Carga de GNL en cisternas	10.739.833	10.823.283	10.943.713	11.063.830	11.182.421	10.726.277	9.812.366
Trasvase de GNL de planta a buque	881.173	1.108.746	1.495.465	1.660.211	1.741.718	1.817.209	1.825.763
Trasvase de GNL de buque a buque	-	-	-	-	-	-	-
Puesta en frío de buques	47.954	47.950	47.950	47.950	47.950	46.714	44.716
Licuefacción virtual	-	-	-	-	-	-	-
Peaje transitorio otros costes de regasificación	190.885.813	160.534.067	120.488.813	74.386.801	35.001.187	23.729.843	23.729.538
Total	404.837.050	386.855.614	365.202.132	339.798.877	316.404.671	297.447.872	283.818.118

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

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,069	0,062
Almacenamiento de GNL	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,021	0,018
Vaporización	0,907	0,944	0,984	1,027	1,069	1,024	0,946
Carga de GNL en cisternas	0,843	0,843	0,843	0,843	0,843	0,801	0,725
Trasvase de GNL de planta a buque	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,273	0,263
Trasvase de GNL de buque a buque	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques	1,449	1,449	1,449	1,449	1,449	1,412	1,351
Licuefacción virtual	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Peaje transitorio otros costes de regasificación	0,541	0,448	0,330	0,198	0,092	0,062	0,061
Total (1)	2,647	2,455	2,207	1,949	1,757	1,619	1,485

4. Evolución de la facturación media (€/MWh) de los peajes de regasificación

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	-20,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-5,5%	-9,9%
Almacenamiento de GNL	-27,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-6,0%	-11,0%
Vaporización	1,1%	4,1%	4,2%	4,3%	4,1%	-4,2%	-7,6%
Carga de GNL en cisternas	-22,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-5,0%	-9,4%
Trasvase de GNL de planta a buque	-55,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,3%	-3,8%
Trasvase de GNL de buque a buque	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques	-34,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-2,6%	-4,3%
Licuefacción virtual	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Peaje transitorio otros costes de regasificación	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Total (1)	n.a.	-7,2%	-10,1%	-11,7%	-9,8%	-7,9%	-8,2%

Fuente: CNMC

7. Procedimiento de liquidaciones

En la actualidad, y de conformidad con lo establecido en las disposiciones adicional octava, 2 c) y transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como en la disposición transitoria sexta del Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la función de liquidación de las actividades reguladas del sector gasista está siendo realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por tanto, la CNMC, como órgano encargado de las liquidaciones de ingresos y costes del sistema de gas natural, y siguiendo lo establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, y en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, realiza para cada ejercicio 14 liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la liquidación de cierre de cada año. Cada una de estas liquidaciones, debido al sistema acumulativo utilizado en el proceso, acumula y corrige la liquidación efectuada anteriormente. Asimismo, si en cada una de estas liquidaciones provisionales aparecen desviaciones transitorias entre los ingresos y costes del sistema gasista, dichas desviaciones son soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual.

El artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece que los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer los costes del sistema gasista y que serán destinados “exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas”.

En el artículo 61 de esta misma Ley, se establece que el desajuste anual será financiado por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

El 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, prevé en sus artículos 10, 17, 18 ,19 y 20, la conciliación de ingresos de los transportistas para la recuperación por defecto o por exceso de la retribución por los servicios de transporte.

En línea con lo establecido en el reglamento para la actividad de transporte y teniendo en cuenta que conforme a la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE y el Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005, la Autoridad Regulatoria, en el ejercicio de sus funciones, debe velar porque no haya subvenciones cruzadas entre las actividades asociadas al transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

En la presente Circular se desarrolla la metodología de cálculo de los peajes de las distintas actividades reguladas, de manera que cada uno de los peajes está destinado a cubrir los costes correspondientes.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado, se hace necesario revisar el procedimiento de liquidaciones de forma que se lleve a cabo por actividad. La liquidación por actividad permite conocer la cobertura de los costes de cada actividad aportando mayor transparencia.

No obstante, se define un tratamiento específico para los ingresos (positivos o negativos) que se establezcan normativamente y cuyo origen esté vinculado al anterior sistema de liquidaciones debido a su carácter integral. Para estos ingresos se llevará a cabo un reparto por actividad de manera que la liquidación de estos ingresos se realice de forma equivalente a como se hubiese realizado en el sistema integral, es decir, el reparto para cada empresa será proporcional a su retribución frente a la retribución total del sistema (suma de las retribuciones de las actividades de transporte, distribución, plantas de gas natural licuado y almacenamiento subterráneo).

8. Periodo regulatorio y periodo tarifario

Respecto de la duración del periodo regulatorio, la metodología de la Circular tendrá una vigencia de seis años, acorde con el periodo regulatorio establecido en el artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia para la retribución de las actividades reguladas.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que la diferencia temporal entre la fecha de aplicación prevista de la metodología por la que se establece el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte, distribución y regasificación y las metodologías por las que establecen las respectivas retribuciones, se propone una duración superior para el primer periodo regulatorio, a efectos de hacer coincidir los periodos regulatorios sucesivos.

Respecto del periodo tarifario, se indica que los peajes de acceso a las infraestructuras de transporte, distribución y regasificación se establecerán para el año de gas y, conforme al artículo 92 de la Ley 34/1998, tendrán una duración anual.

9. Régimen transitorio

La metodología establecida en la Circular realiza una asignación de la retribución diferente a la implícita en los peajes vigentes, es por tanto necesario, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, definir un periodo

transitorio de forma que las variaciones del conjunto de peajes y cargos resultantes de las correspondientes metodologías sean absorbidas de forma gradual durante un periodo de cuatro años.

Por otra parte, la metodología establecida en la Circular introduce cambios respecto de la estructura de peajes de acceso vigentes. En particular, por una parte, se definen nuevos peajes como consecuencia de la introducción de nuevos servicios y, por otra parte, se modifica la estructura de los peajes de regasificación, transporte y distribución vigentes.

En consecuencia, se hace necesario el establecimiento de un periodo transitorio, en el que, teniendo en cuenta los cambios introducidos por la Circular se contemplen los siguientes aspectos:

1. Periodo de convergencia gradual de los peajes vigentes a los peajes y cargos que resulten de las metodologías establecidas por la CNMC y el Gobierno.
2. Adaptación de los contratos a la nueva estructura de peajes

La modificación de la estructura de peajes tiene implicaciones sobre los contratos firmados por los usuarios con anterioridad a su entrada en vigor, por tanto, se hace necesario definir un periodo durante el cual los agentes tengan la posibilidad de adaptar sus contratos anuales a las nuevas señales de precio, independientemente de si del momento de contratación o modificación de la capacidad contratada, con la excepción de los contratos referidos a conexiones internacionales.

Asimismo, se hace necesario definir el tratamiento de los contratos de duración inferior al año que pudieran estar afectados por la Circular.

3. Adaptación de los sistemas de facturación

La modificación de la estructura de peajes hace necesaria la adaptación de los sistemas de facturación de las empresas a la nueva estructura, por lo que se define un periodo transitorio tres meses para que los agentes afectados lleven a cabo las modificaciones necesarias.

4. Adaptación de los peajes vigentes a la nueva estructura de peajes

Durante el periodo de adaptación de los sistemas de facturación de los peajes, se hace necesario definir las reglas de transformación de la capacidad contratada y el volumen a la nueva estructura de peajes.

En consecuencia, se hace necesario incluir en la Circular una disposición transitoria en la que se establezcan los aspectos anteriores y habilite a la Comisión a su posterior desarrollo en la Resolución por la que se establezcan

los correspondientes peajes de acceso a las infraestructuras regasificación, transporte y distribución.

VIII. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

Como se ha indicado, si bien conforme al artículo 92 de la Ley 34/1998, el responsable de establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso a los almacenamientos subterráneos y de los cargos por los costes no asociados al uso de las instalaciones es el Gobierno, en la presente Memoria se ha optado por realizar una asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos y de los costes que se deben recuperar mediante los cargos, a efectos poder analizar el impacto sobre los usuarios de la metodología establecida en la Circular.

En consecuencia, antes de proceder al análisis de impacto de la Circular, se describe la asignación de la retribución del almacenamiento subterráneo y de los costes que se debe recuperar mediante cargos. Se insiste en que el ejercicio de asignación realizado no vincula en absoluto al Gobierno en la definición de las metodologías para el establecimiento de los peajes y cánones de acceso a los almacenamientos subterráneo y a los cargos.

1. Asignación de la retribución del almacenamiento subterráneo y de los costes asociados a los cargos

1.1 Asignación de la retribución del almacenamiento subterráneo

Los peajes de la actividad de almacenamiento subterráneo deben recuperar la retribución asociada a la inversión, a los costes operativos y al gas de operación de la actividad del almacenamiento subterráneo prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo y desvíos de ingresos y de otros ingresos o costes liquidables correspondientes a la actividad de almacenamiento subterráneo imputables a ejercicios anteriores.

En el Cuadro 86 se detalla la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo prevista por la CNMC para el ejercicio 2020, conforme a la metodología establecida en el Anexo XI de la Ley 18/2014. Al respecto se indica que en el ejercicio 2020 se han mantenido la previsión de ingresos por ventas de condesados del ejercicio 2019²⁸ (578 miles de €).

28

Cuadro 86. Retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo prevista para el ejercicio 2018

Concepto de coste	Retribución AA.SS. (€)	% sobre el total
Retribución por inversión	48.119.295	59,3%
Retribución por O&M	30.296.692	37,3%
Gas de Operación	3.340.000	4,1%
Ingresos por venta de condensados	- 587.250	-0,7%
Total	81.168.737	100,0%

Fuente: CNMC

Por otra parte, conforme a la normativa vigente, la infraestructura del almacenamiento subterráneo presta cada uno de los siguientes servicios:

- **Servicio de almacenamiento:** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas natural.
- **Servicio de inyección:** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para introducir el gas desde el punto de conexión con la red de transporte al almacenamiento subterráneo.
- **Servicio de extracción:** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para extraer el gas del almacenamiento subterráneo e introducirlo en la red de transporte.

En el Cuadro 87 se resume la asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos prevista para el ejercicio 2020 entre los servicios prestados por la instalación.

Cuadro 87. Asignación del coste de gas de operación de la actividad de almacenamiento subterráneo por servicio prestado en la instalación para el ejercicio 2018

Concepto de coste	Servicio de almacenamiento	Servicio de Inyección	Servicio de Extracción
Retribución por inversión	48.119.295		
Retribución por O&M	30.296.692		
Gas de Operación		1.720.139	1.619.861
Ingresos por venta de condensados			- 587.250
Total	78.415.987	1.720.139	1.032.611

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 88 se muestra los términos de facturación que resultan para la estructura de peajes establecida en la normativa vigente. En particular, el término fijo del peaje por el servicio de almacenamiento subterráneo se obtiene

como el cociente entre la retribución asignada y la capacidad contratada prevista para el ejercicio. Análogamente, los términos variables por los servicios de inyección y extracción serán los resultantes de dividir la retribución asignada a cada uno de los servicios entre el volumen previsto de inyección y extracción, respectivamente.

Cuadro 88. Determinación de los peajes y cánones de los servicios prestados por la instalación de almacenamiento subterráneo para el ejercicio 2018

Retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo (€)	Servicio de almacenamiento	Servicio de Inyección	Servicio de Extracción
Retribución por inversión	48.119.295	-	-
Retribución por O&M	30.296.692	-	-
Gas de Operación	-	1.720.139	1.619.861
Ingresos por venta de condensados	-	-	- 587.250

Total (A)	78.415.987	1.720.139	1.032.611
------------------	-------------------	------------------	------------------

Variable de facturación (B)	Servicio de almacenamiento	Servicio de Inyección	Servicio de Extracción
Capacidad contratada (MWh/día) (B)	25.679.624.797		
Volumen (kWh) (C)		8.455.371.810	7.962.450.178

Peaje por servicio	Servicio de almacenamiento	Servicio de Inyección	Servicio de Extracción
Término por capacidad contratada (€/kWh/mes) (A)/(B)/12	0,000254		
Término por volumen (€/kWh)(A)/(C)		0,0002034	0,0001297

Fuente: CNMC

1.2 Tasa aplicable a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos

Los términos fijos y variables de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas serán incrementados en 0,140, como resultado de aplicar la tasa correspondiente a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos, conforme se establece en el punto I.4.segundo del anexo de la Ley 3/2013.

1.3 Gestión Técnica del Sistema

La propuesta de Circular XX/2019, de XX de XX, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista, establece que la retribución anual del GTS para el periodo regulatorio 2021-2023 se sitúa en un rango entre

25.935 miles € (en un escenario de cumplimiento mínimo de incentivos) y 26.925 miles € (en el caso del cumplimiento máximo de incentivos). Sin considerar incentivos, la retribución anual se sitúa en 26.432 miles €. De esta cantidad, 1.667 miles € anuales de la cuenta regulatoria, estarán sujetos a la acreditación documental de los costes incurridos.

A efectos de valorar el impacto sobre los consumidores, se considera un nivel de cumplimiento medio de incentivos y el uso del total de la cuenta regulatoria, con lo que la retribución del GTS en 2021-2023 se sitúa en 26.432 miles €. Para los años siguientes, se considera esta misma cantidad como mejor previsión existente a fecha actual.

La retribución reconocida al Gestor Técnico del Sistema se asigna como cuota uniforme sobre los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas. Por tanto, los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas serán incrementados en 1,000% (véase Cuadro 89).

Cuadro 89. Asignación de la retribución reconocida al Gestor Técnico del Sistema

Ingresos peajes y cánones servicios básicos (miles €) (A)	2.720.062.047
Regasificación	394.690.353
Transporte	575.423.825
Distribución	1.656.454.079
Almacenamiento subterráneo	93.493.790
Retribución Gestión Técnica del sistema (miles €)	26.432.000
Cuota Gestión Técnica del sistema (%) (B)/(A)	1,000%

Fuente: CNMC

1.4 Anualidades para la recuperación de los déficits de ejercicios anteriores y resto de coste a recuperar por los cargos

Los términos fijos y variables de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas serán reescalados para asegurar la recuperación asociada a la retribución del operador del mercado, de las anualidades de los déficit de ejercicios anteriores, la retribución por el suministro a tarifa y el coste asociado a la adquisición de GLP para suministros insulares % (véase Cuadro 90).

Cuadro 90. Asignación de las anualidades para la recuperación de los déficits de ejercicios anteriores y resto de coste a recuperar por los cargos

	2020
Ingresos peajes y cánones servicios básicos (miles €) (A)	2.719.940.394
Regasificación	394.690.353
Transporte	575.423.825
Distribución	1.656.454.079
Almacenamiento subterráneo	93.372.137
Retribución Gestión Técnica del sistema (miles €)	110.850.515
Anualidades desajustes de ejercicios anteriores	106.459.209
Desajustes temporess anteriores a 31/12/2014	77.412.738
Desajustes Temporales 2015	5.532.823
Desajustes Temporales 2016	18.378.577
Desajustes Temporales 2017	5.135.071
Operador del Mercado Organizado de Gas	3.150.007
Almacenamientos Subterráneos	100.000
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.141.299
Cuota Gestión Técnica del sistema (%) (B)/(A)	4,100%

Fuente: CNMC

2. Impacto económico

Los peajes que resultan de la metodología de la Circular implican una asignación diferente entre los peajes de entrada²⁹ y los peajes de salida³⁰ respecto de los peajes de acceso vigentes. En particular, según la metodología de la Circular la retribución del transporte troncal se asigna entre entradas y salidas al 50% lo que implica un encarecimiento de las entradas respecto de los peajes vigentes. Asimismo, la asignación de la retribución de regasificación a los peajes de regasificación que resulta de la Circular difiere de la vigente. En consecuencia, no es posible valorar cuál será el impacto de la diferente asignación entre entradas y salidas que resulta de la metodología, en la medida en que son los

²⁹ Los peajes por los servicios de las infraestructuras de regasificación y el peaje de entrada a la red de transporte son facturados por operadores de las infraestructuras a los comercializadores.

³⁰ Los peajes de salida de la red de transporte y los peajes asociados a las redes locales son facturados por transportistas y distribuidoras a los comercializadores teniendo en cuenta las características cada uno de los puntos de suministro.

comercializadores los que trasladan el coste de los peajes de regasificación y entrada a los consumidores finales.

Por otra parte, el impacto sobre los distintos colectivos de consumidores finales que resulte de la metodología de la CNMC dependerá de la metodología de asignación de los cargos que defina el Gobierno.

No obstante, a efectos de valorar mínimamente el impacto de la Circular 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, el coste de la energía se corresponde con el precio del gas natural en frontera correspondiente al ejercicio 2018 (19,45 €/MWh).
- b) Se aplican los mismos peajes medios de entrada a todos los consumidores, independientemente del perfil de consumo.
- c) Se aplican los peajes de regasificación que resultan para el periodo de convergencia.
- d) Los peajes que resultan de la metodología de la Circular se reescalan para cubrir la tasa aplicable a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos, la retribución por la gestión técnica del sistema y las anualidades.

En el Cuadro 91 se muestra el resultado de facturar a las variables de previsión del ejercicio 2010 a los peajes de la Circular y a los peajes vigentes. Se observa que, con las hipótesis anteriores, los peajes de acceso de los consumidores de menor tamaño (típicamente domésticos) 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 21% y el 53%, mientras que los peajes de los consumidores de tamaño intermedio (que representan el 0,3% de los suministros y el 9% del consumo total) aumentan entre el 21% y el 52%.

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 2023 a septiembre de 2024 los peajes de los consumidores de tamaño intermedio deberían aumentar para converger entre el 1,2% y el 5,8% (véase Cuadro 92).

**Cuadro 91. 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.
Año 2020. 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
D.1	C ≤ 3.000	3.374.272	43,2%	4.834.601	1,4%	32.259	1,9%
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	4.050.275	51,8%	27.775.524	8,2%	203.396	11,8%
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	308.655	4,0%	6.640.881	2,0%	50.187	2,9%
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	52.127	0,7%	6.181.556	1,8%	39.460	2,3%
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.266	0,3%	12.724.528	3,7%	83.332	4,8%
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.148	0,0%	8.044.837	2,4%	47.346	2,8%
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.144	0,0%	9.871.305	2,9%	55.092	3,2%
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	707	0,0%	18.787.915	5,5%	86.469	5,0%
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	331	0,0%	27.566.254	8,1%	109.696	6,4%
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	168	0,0%	50.057.661	14,7%	187.501	10,9%
D.11	C > 500.000.000	103	0,0%	167.664.888	49,3%	825.458	48,0%
Total		7.812.197	100,0%	340.149.950	100,0%	1.720.196	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA. SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
D.1	C ≤ 3.000	0,774	0,288	0,449	50,030	51,541	19,451	70,992
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	0,774	0,288	0,449	31,904	33,414	19,451	52,865
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,774	0,288	0,449	25,193	26,704	19,451	46,155
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,774	0,288	0,449	20,314	21,825	19,451	41,276
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,774	0,288	0,449	13,810	15,321	19,451	34,772
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,774	0,288	0,449	10,325	11,836	19,451	31,287
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,774	0,288	0,449	5,621	7,132	19,451	26,583
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,774	0,288	0,449	3,683	5,194	19,451	24,645
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,774	0,288	0,449	2,989	4,500	19,451	23,951
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,774	0,288	0,449	2,605	4,116	19,451	23,567
D.11	C > 500.000.000	0,774	0,288	0,449	2,554	4,065	19,451	23,516
Total		0,77	0,29	0,45	7,19	8,70	19,45	28,15

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA. SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
D.1	C ≤ 3.000	0,659	0,288	0,862	22,571	24,379	19,451	43,830
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	0,659	0,288	0,862	24,521	26,329	19,451	45,780
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,659	0,288	0,862	25,190	26,998	19,451	46,449
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,659	0,288	0,862	21,496	23,304	19,451	42,755
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,659	0,288	0,862	21,487	23,295	19,451	42,746
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,659	0,288	0,862	16,150	17,958	19,451	37,409
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,659	0,288	0,862	8,722	10,530	19,451	29,981
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,659	0,288	0,862	4,508	6,316	19,451	25,767
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,659	0,288	0,862	2,611	4,419	19,451	23,870
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,659	0,288	0,862	2,247	4,055	19,451	23,506
D.11	C > 500.000.000	0,659	0,288	0,862	2,075	3,883	19,451	23,334
Total		0,66	0,29	0,86	6,46	8,27	19,45	27,72

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	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
D.1	C ≤ 3.000	-14,9%	0,0%	91,8%	-54,9%	-52,7%	0,0%	-38,3%
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	-14,9%	0,0%	91,8%	-23,1%	-21,2%	0,0%	-13,4%
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	-14,9%	0,0%	91,8%	0,0%	1,1%	0,0%	0,6%
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	-14,9%	0,0%	91,8%	5,8%	6,8%	0,0%	3,6%
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-14,9%	0,0%	91,8%	55,6%	52,0%	0,0%	22,9%
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-14,9%	0,0%	91,8%	56,4%	51,7%	0,0%	19,6%
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-14,9%	0,0%	91,8%	55,2%	47,6%	0,0%	12,8%
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-14,9%	0,0%	91,8%	22,4%	21,6%	0,0%	4,6%
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-14,9%	0,0%	91,8%	-12,7%	-1,8%	0,0%	-0,3%
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-14,9%	0,0%	91,8%	-13,8%	-1,5%	0,0%	-0,3%
D.11	C > 500.000.000	-14,9%	0,0%	91,8%	-18,8%	-4,5%	0,0%	-0,8%
Total		-14,9%	0,0%	91,8%	-10,2%	-5,0%	0,0%	-1,5%

Fuente: CNMC

**Cuadro 92. 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 2023-Septiembre 2024**

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
D.1	C ≤ 3.000	3.374.272	43,2%	4.834.601	1,4%	32.259	1,9%
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	4.050.275	51,8%	27.775.524	8,2%	203.396	11,8%
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	308.655	4,0%	6.640.881	2,0%	50.187	2,9%
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	52.127	0,7%	6.181.556	1,8%	39.460	2,3%
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.266	0,3%	12.724.528	3,7%	83.332	4,8%
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.148	0,0%	8.044.837	2,4%	47.346	2,8%
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.144	0,0%	9.871.305	2,9%	55.092	3,2%
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	707	0,0%	18.787.915	5,5%	86.469	5,0%
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	331	0,0%	27.566.254	8,1%	109.696	6,4%
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	168	0,0%	50.057.661	14,7%	187.501	10,9%
D.11	C > 500.000.000	103	0,0%	167.664.888	49,3%	825.458	48,0%
Total		7.812.197	100,0%	340.149.950	100,0%	1.720.196	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA. SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
D.1	C ≤ 3.000	0,859	0,245	0,454	50,031	51,588	19,451	71,040
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	0,859	0,245	0,454	31,904	33,462	19,451	52,913
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,859	0,245	0,454	25,192	26,750	19,451	46,201
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,859	0,245	0,454	20,302	21,860	19,451	41,311
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,859	0,245	0,454	13,764	15,322	19,451	34,773
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,859	0,245	0,454	10,130	11,688	19,451	31,139
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,859	0,245	0,454	5,544	7,102	19,451	26,553
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,859	0,245	0,454	3,673	5,231	19,451	24,682
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,859	0,245	0,454	2,983	4,541	19,451	23,992
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,859	0,245	0,454	2,603	4,161	19,451	23,612
D.11	C > 500.000.000	0,859	0,245	0,454	2,581	4,139	19,451	23,590
Total		0,77	0,29	0,45	7,19	8,70	19,45	28,15

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

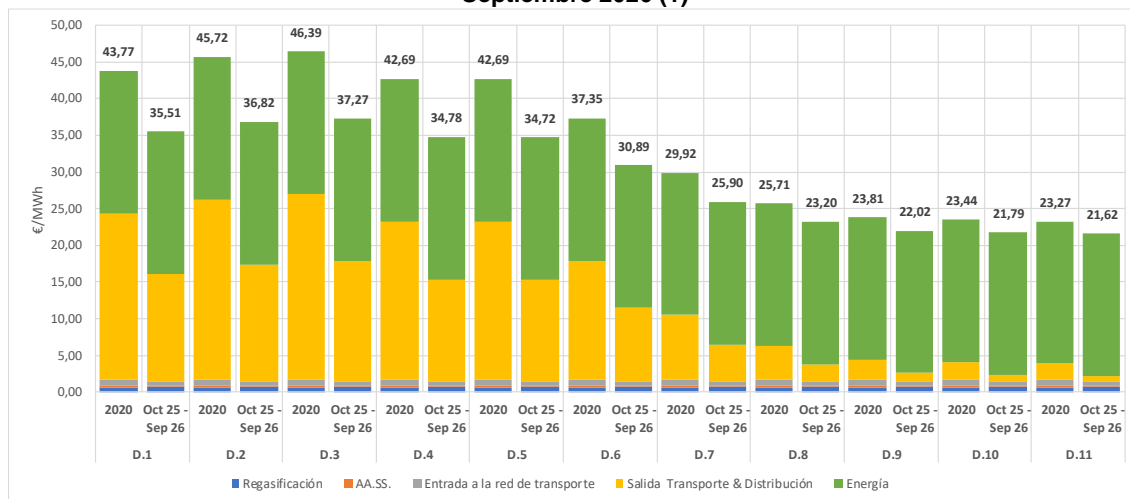
Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA. SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
D.1	C ≤ 3.000	0,804	0,245	0,508	16,659	18,216	19,451	37,667
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	0,804	0,245	0,508	18,134	19,692	19,451	39,143
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,804	0,245	0,508	18,640	20,198	19,451	39,649
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,804	0,245	0,508	15,828	17,386	19,451	36,837
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,804	0,245	0,508	15,769	17,327	19,451	36,778
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,804	0,245	0,508	11,493	13,050	19,451	32,502
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,804	0,245	0,508	5,852	7,410	19,451	26,861
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,804	0,245	0,508	2,780	4,337	19,451	23,788
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,804	0,245	0,508	1,425	2,982	19,451	22,433
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,804	0,245	0,508	1,167	2,725	19,451	22,176
D.11	C > 500.000.000	0,804	0,245	0,508	1,002	2,559	19,451	22,010
Total		0,66	0,29	0,86	6,46	8,27	19,45	27,72

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	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
D.1	C ≤ 3.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-66,7%	-64,7%	0,0%	-47,0%
D.2	3.000 < C ≤ 15.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-43,2%	-41,2%	0,0%	-26,0%
D.3	15.000 < C ≤ 50.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-26,0%	-24,5%	0,0%	-14,2%
D.4	50.000 < C ≤ 300.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-22,0%	-20,5%	0,0%	-10,8%
D.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-6,4%	0,0%	12,1%	14,6%	13,1%	0,0%	5,8%
D.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-6,4%	0,0%	12,1%	13,5%	11,7%	0,0%	4,4%
D.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-6,4%	0,0%	12,1%	5,6%	4,3%	0,0%	1,2%
D.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-24,3%	-17,1%	0,0%	-3,6%
D.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-52,2%	-34,3%	0,0%	-6,5%
D.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-55,2%	-34,5%	0,0%	-6,1%
D.11	C > 500.000.000	-6,4%	0,0%	12,1%	-61,2%	-38,2%	0,0%	-6,7%
Total		-14,9%	0,0%	91,8%	-10,2%	-5,0%	0,0%	-1,5%

Fuente: CNMC

Gráfico 10. Facturación final (€/MWh) de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020 vs Octubre 2025- Septiembre 2026 (1)



Fuente: CNMC

(1) No incluyen impuestos ni margen de comercialización

3. Impacto sobre las políticas de orientación energética

La Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece en su apartado quinto las orientaciones de política energética que la CNMC debe seguir en la metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad.

Se considera que los pejes que resultan de la metodología de la Circular cumplen con las orientaciones de política energética porque, la metodología establece unas reglas explícitas para asignar la retribución reconocida a las actividades de regasificación, transporte y distribución de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las infraestructuras. En este sentido, se establecen peajes diferenciados para cada uno de los servicios prestados por la instalación teniendo en cuenta cuales de ellos están sometidos a competencia internacional, a efectos de maximizar el uso de las infraestructuras, preservando en todo caso la suficiencia de ingresos para recuperar la retribución reconocida a cada una de las actividades.

Por otra parte, los multiplicadores de corto plazo se han definido de forma que se asegura la recuperación de la retribución reconocida sin que suponga una barrera a la contratación de corto plazo. Al respecto cabe señalar que los multiplicadores resultantes de la metodología de la Circular son inferiores a los multiplicadores establecidos en la normativa vigente. En consecuencia, los multiplicadores de la Circular no penalizan la formación de precios en el mercado mayorista, facilitando la electrificación de la economía.

A estos efectos ilustrativos se indica que, como resultado de facturar las variables de facturación registradas en el ejercicio 2018 correspondiente a los ciclos combinados, principales usuarios de los contratos de duración inferior a un año, se constata una reducción de la facturación de los peajes de salida de la red de transporte y redes locales, ajustados con las hipótesis recogidas en el epígrafe VIII.1, respecto del término de conducción de los peajes vigentes de entre el 17% y el 55%, dependiendo del perfil de contratación.

Por último, respecto de los peajes aplicables a la inyección de biometano y otros gases de origen renovable, se indica que conforme a la normativa europea el Regulador en el ámbito de sus funciones no puede discriminar ni positivamente ni negativamente determinados usos, sino que los peajes por el uso de las redes deben ser neutrales.

Al respecto cabe señalar que, el artículo 9 del Reglamento (UE) 2017/460, establece que únicamente se pueden establecer peajes inferiores a los resultantes de la metodología, en el caso (i) de las tarifas de transporte de entrada y salida de las instalaciones de almacenamiento, (ii) en los puntos de entrada desde instalaciones de GNL, y (iii) en los puntos de entrada y salida desde la infraestructuras construidas con objeto de poner fin al aislamiento de los Estados miembros, en lo que se refiere a sus sistemas de transporte de gas.

En este sentido ACER indicó en el informe sobre las tarifas de transporte de Alemania que *“La Agencia señala que la tarifa propuesta para las entradas de biogás y power to gas (“PtG”) se establece en cero. La Agencia comprende la razón detrás de esta elección, que se deriva de políticas sobre el cambio climático. Al mismo tiempo, la Agencia señala que este enfoque no cumple con el Artículo 6 (3) de la NC TAR, que requiere que el RPM se aplique a todos los puntos de la red. Por esta razón, la Agencia invita a BNetzA a considerar si el apoyo a gas renovable se podría cumplir de una manera diferente a un descuento en la tarifa de entrada.”*³¹

En consecuencia, a efectos de no discriminar entre el tratamiento dado a las inyecciones de biogás en las redes de transporte y distribución, se ha optado por establecer un descuento del 50% en el término fijo del peaje por el uso de las redes locales que le corresponda.

³¹ The Agency notes that the proposed tariff for entries from biogas and power-to-gas(‘PtG’) installations are set to zero. The Agency understands the rationale behind this choice, which is driven by policies on climate change. At the same time, the Agency remarks that this approach is not compliant with Article6(3) of the NC TAR, which requires that the RPM be applied to all points of the network. For this reason, the Agency invites BNetzA to consider if the support to renewable gasses could be met in a different way than a discount on the entry tariff.

4. Impacto sobre la competencia

La metodología de peajes propuesta no tendrá impactos sobre la competencia interna, en la medida en que los consumidores de las mismas características deberán hacer frente a los mismos peajes por el uso de las redes de transporte y distribución.

Por otra parte, en la medida en que, como resultado de la metodología propuesta, se produce, con carácter general, una reducción de la factura de los consumidores, se estima que podría tener un impacto beneficioso sobre las industrias sometidas a competencia internacional y, en particular, en las más intensivas en el uso del gas natural, que verán reducido su coste antes de impuestos en, aproximadamente, entre 1 y 1,5 €/MWh.

5. Otros impactos

La propuesta de Circular por la que se establece por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural no presenta impactos por razón de género. Asimismo, ha de señalarse que la misma tiene impacto nulo en la infancia, en la adolescencia, así como en la familia.

ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL PERIODO REGULATORIO

ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL PERIODO REGULATORIO

1. Sobre la actualización de previsión para 2019

Se ha actualizado la previsión de demanda de la CNMC para el ejercicio 2019 realizada en el Informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre de los ejercicios 2018 y 2019 (véase informe IPN/CNMC/098/18) en base a la información disponible hasta la fecha.

En resumen, la actualización de la previsión consiste en:

- Actualización del cierre del ejercicio 2018 a valores reales.
- La previsión de demanda de gas natural destinada a generación eléctrica se ha actualizado debido al fuerte incremento observado en los primeros meses de 2019, motivado por el aumento de participación en el mix eléctrico de los ciclos combinados debido al cierre de las centrales de carbón. En consecuencia, la demanda estimada destinada a generación eléctrica prevista para 2019 se eleva a 99 TWh frente a los 62 TWh registrados en 2018.
- La demanda industrial convencional se ha actualizado igualmente atendiendo a la última información disponible. La previsión de la demanda industrial se ha incrementado ligeramente (se prevé un incremento de un 2,7% frente a la real de 2018) debido a que se ha observado que la ralentización del crecimiento de la demanda esperada está siendo menor de lo previsto inicialmente.
- En cuanto a la demanda doméstica, se ha aumentado ligeramente debido a que, si bien se ha reducido el número de consumidores domésticos al observarse que la conversión de clientes de GLP a gas natural está siendo menor de lo previsto, el tamaño medio de los consumidores se ha revisado al alza en base a los últimos valores observados.
- Se han actualizado los caudales contratados y facturados en respuesta a la actualización de la demanda indicada.
- En relación con las entradas, se ha observado por un lado una fuerte disminución de las entradas por Tarifa compensado parcialmente por un aumento por Medgaz y un fuerte aumento de las entradas por el VIP Ibérico. Por ello, y además debido al aumento de la demanda, las entradas previstas para 2019 de GNL han sido revisadas al alza.

A continuación, se expone el nuevo escenario previsto para el 2019.

En el Cuadro I.1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada previstos por la CNMC para 2019. Se estima que la demanda del ejercicio 2019 alcanzará los 383,6 TWh, un 10,7% superior a la demanda registrada en el ejercicio 2018, justificado, fundamentalmente por el aumento previsto de la demanda del grupo 1 y en concreto la demanda destinada a generación eléctrica.

Asimismo, se estima un incremento de la capacidad contratada en 2019 del 17,5% sobre la de 2018, consecuencia del aumento del 32,7% de la capacidad contratada del grupo 1.

Cuadro I.1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para 2019

Grupo tarifario	2018 (A)			Previsión 2019 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	128.931	125	565.905	166.092	123	751.036	28,8%	-1,3%	32,7%
Grupo 2	126.278	3.749	483.805	129.723	3.750	489.751	2,7%	0,0%	1,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.416	151	121.370	33.940	151	120.462	-1,4%	0,0%	-0,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.863	3.599	362.434	95.783	3.600	369.289	4,3%	0,0%	1,9%
Grupo 3	74.686	7.853.096	23.680	70.121	7.908.376	23.694	-6,1%	0,7%	0,1%
3.1	12.931	4.776.540	-	12.083	4.810.641	-	-6,6%	0,7%	-
3.2	30.270	3.001.243	-	27.588	3.021.910	-	-8,9%	0,7%	-
3.3	1.756	25.021	-	1.686	25.193	-	-4,0%	0,7%	-
3.4	24.719	49.996	-	23.656	50.335	-	-4,3%	0,7%	-
3.5	5.010	296	23.680	5.109	298	23.694	2,0%	0,7%	0,1%
Grupo interrumpible	189	1	650	125	1	650	-33,9%	0,0%	0,0%
Materia prima	5.992	2	20.100	6.399	2	20.100	6,8%	0,0%	0,0%
GNL cliente final	10.498	-	-	11.128	-	-	6,0%	-	-
Total	346.575	7.856.973	1.094.140	383.588	7.912.252	1.285.230	10,7%	0,7%	17,5%

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

Respecto del escenario de previsión, cabe señalar que está muy condicionado por la evolución de la demanda destinada a la **generación eléctrica**. Al respecto se señala que, se estima que la demanda destinada a generación eléctrica aumentará en 2019 un 59,6% sobre la registrada 2018, mientras que la capacidad contratada de dichos consumidores aumentará un 54,4%.

Respecto a la **demanda convencional**, se prevé un incremento de la demanda convencional del grupo 1 y grupo 2 sobre la demanda de 2018 (de un 2,0% y de un 2,7 % respectivamente) y un incremento de la capacidad contratada por dichos consumidores de un 1,3% y 1,2% respectivamente.

En el Cuadro I.2 se muestra la demanda desglosada por nivel de presión de 2018 y prevista para 2019.

Cuadro I.2. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para 2019

Volumen (GWh)	2018 (A)			Previsión 2019 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	60.060	74.863	134.924	95.830	76.660	172.491	59,6%	2,4%	27,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	34.416	34.416	-	33.940	33.940		-1,4%	-1,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	137	91.915	92.052	230	95.678	95.908	67,8%	4,1%	4,2%
P ≤ 4 bar	-	74.686	74.686	-	70.121	70.121		-6,1%	-6,1%
Total	60.197	275.880	336.078	96.060	276.400	372.460	59,6%	0,2%	10,8%

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

En relación a la demanda de los consumidores conectados a **presión inferior a 4 bar**, se ha actualizado la previsión considerando las siguientes hipótesis:

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

La demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar, es producto de la estimación del número de clientes de cada grupo de peajes por el tamaño medio de los mismos.

– **Número de Clientes:** partiendo del número de clientes declarados por las empresas en la base de datos de liquidaciones gasistas para el año 2018, 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 CEPESA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U. en 2015-2017 por varias distribuidoras de gas natural. Al respecto si bien la incertidumbre es elevada, se ha estimado que se convertirán de las redes adquiridas un total de 176.129 puntos de suministro, de los cuales 100.216 se considera que ya se han convertido a finales de 2018. En consecuencia, se estima que en el año 2019:

- En el caso de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución, el incremento vegetativo del número de clientes considerado es del 0,4% y la conversión a gas natural de las redes de GLP adquiridas es de 19.696 puntos de suministro.
- En el caso de los consumidores conectados a plantas satélite, el incremento vegetativo del número de clientes considerado es del 2,5% y la conversión a gas natural de las redes de GLP adquiridas es de 4.246 puntos de suministro.

– **Tamaños medios:** para los grupos 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 se ha calculado teniendo en cuenta la temperatura media registrada en los meses de enero a marzo y para el resto del periodo se han considerado los tamaños medios promedios registrados en el periodo 2016 – 2018. Respecto al grupo 3.5 se

ha considerado un aumento del 2% de la demanda de dicho grupo, valores en línea con los crecimientos esperados de la demanda industrial.

Teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda de este colectivo a la temperatura y a efectos de facilitar la valoración de las previsiones de los distintos agentes, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2012, 2013 y 2018 como cálidos, 2011, 2014, 2015 y 2017 como extremadamente cálido y 2016 como muy cálido.

Adicionalmente, se indica que los inviernos (diciembre-febrero) de los ejercicios 2011-2012 y 2014-2015 fueron fríos; los de los ejercicios 2010-2011 y 2012-2013 y 2017-2018 fueron normales (éste último muy próximo al frío) y los de ejercicios 2013-2014 y 2015-2016 y 2018-2019 fueron cálidos. El invierno 2016-2017 fue calificado como muy cálido³².

En el Gráfico I.1 y en el Gráfico I.2 se muestra la evolución de los tamaños medios de los consumidores del grupo 3 conectados a la red de transporte – distribución y de los suministrados desde plantas satélite respectivamente.

³² Informes disponibles en:

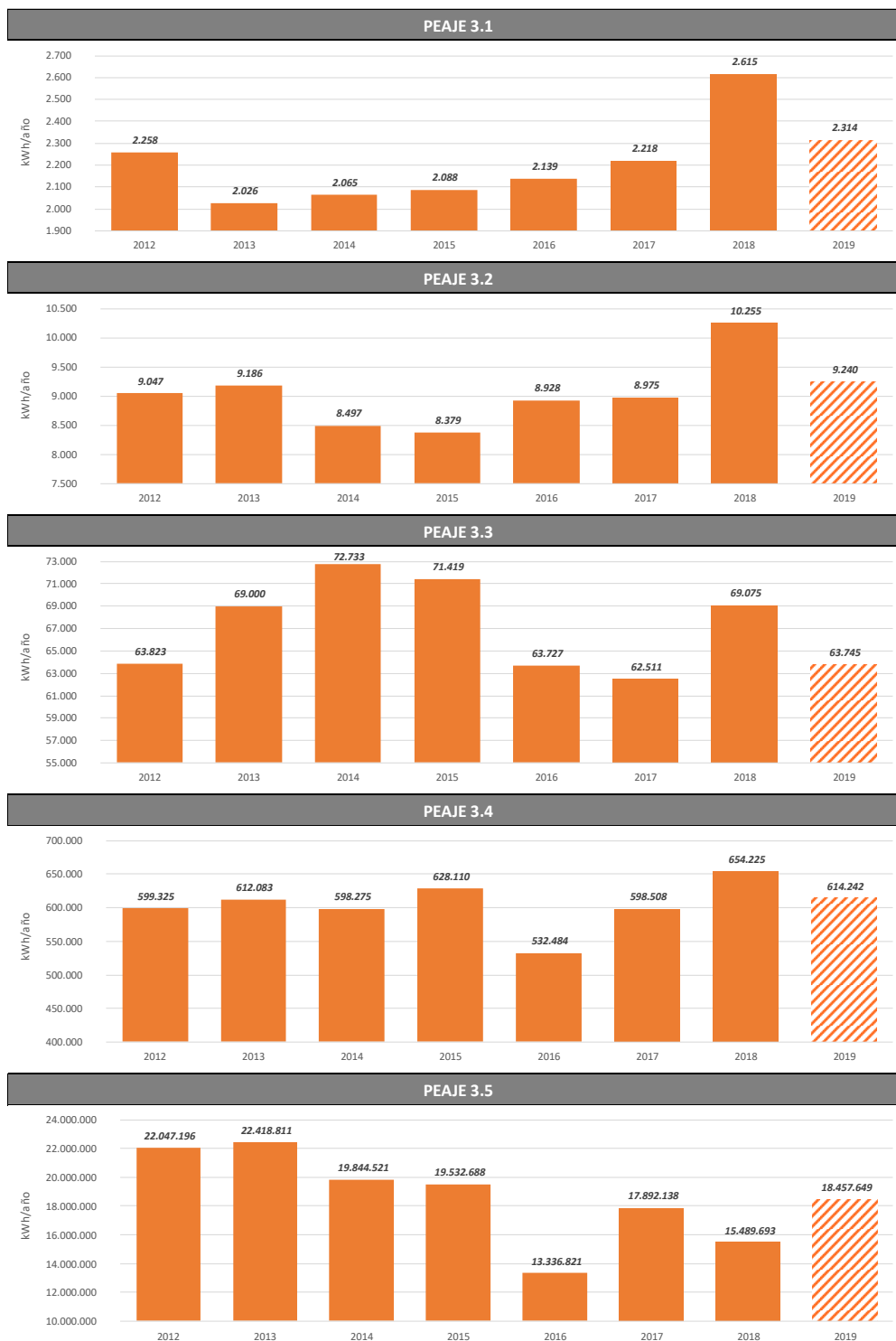
http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

Gráfico I.1. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2011 y 2018 y previstos por la CNMC para 2019 de los suministros conectados a la red de transporte-distribución.



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

Gráfico I.2. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2011 y 2018 y previstos por la CNMC para 2019 de los suministros de los suministros abastecidos desde plantas satélite



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

Como consecuencia de lo anterior, en el Cuadro I.3 se muestra para los consumidores abastecidos desde redes de presión inferior a 4 bar, la previsión para el cierre de 2019 del número de clientes y demanda del grupo 3, así como los registrados en 2018, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Según dichas previsiones el número de suministros aumentará en 2019 (un 0,7%, 55.281 clientes), mientras que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 6,1% motivado fundamentalmente por las temperaturas más altas registradas los primeros meses del año 2019 comparadas con el mismo periodo de 2018.

Cuadro I.3. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar

Peaje	Volumen (MWh)	Año 2018		Prevision cierre 2019		% variación 2019 sobre 2018	
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
I. Conectada a Plantas Satélite							
3.1	<5	247.763	94.742	231.338	99.985	-6,6%	5,5%
3.2	<50	452.130	44.091	429.932	46.531	-4,9%	5,5%
3.3	<100	24.930	361	24.280	381	-2,6%	5,5%
3.4	100 < C ≤ 8.000	412.925	631	409.144	666	-0,9%	5,5%
3.5	>8.000	107.137	7	134.731	7	25,8%	5,5%
TOTAL		1.244.886	139.832	1.229.425	147.570	-1,2%	5,5%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución							
3.1	<5	12.682.945	4.681.798	11.851.307	4.710.655	-6,6%	0,6%
3.2	<50	29.817.836	2.957.152	27.157.778	2.975.379	-8,9%	0,6%
3.3	<100	1.731.564	24.661	1.661.640	24.812	-4,0%	0,6%
3.4	100 < C ≤ 8.000	24.306.183	49.364	23.247.289	49.669	-4,4%	0,6%
3.5	>8.000	4.902.862	289	4.974.016	291	1,5%	0,6%
TOTAL		73.441.389	7.713.264	68.892.030	7.760.806	-6,2%	0,6%
III. Total							
3.1	<5	12.930.708	4.776.540	12.082.645	4.810.641	-6,6%	0,7%
3.2	<50	30.269.966	3.001.243	27.587.711	3.021.910	-8,9%	0,7%
3.3	<100	1.756.495	25.021	1.685.920	25.193	-4,0%	0,7%
3.4	100 < C ≤ 8.000	24.719.108	49.996	23.656.433	50.335	-4,3%	0,7%
3.5	>8.000	5.009.999	296	5.108.746	298	2,0%	0,7%
TOTAL		74.686.275	7.853.096	70.121.455	7.908.376	-6,1%	0,7%

Fuente: CNMC

Como se ha indicado con anterioridad, se han actualizado las previsiones de las entradas de gas natural con la información disponible de los contratos realizados en los meses de enero a abril. En estos meses se observa una fuerte disminución de las entradas por Tarifa, que se ve parcialmente compensado por Medgaz, así como un aumento de las entradas por el VIP Ibérico.

Además, consecuencia de la actualización de la demanda y de las entradas de gas natural, se ha revisado el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para adaptarlo a la misma. Por otro lado, respecto al trasvase de GNL a buque y puestas en frío se han actualizado las previsiones en base a la información disponible para los meses de enero a abril. En particular, se ha considerado que los trasvases de GNL a buque realizados en dicho periodo se mantienen para el resto del año, y que no se realizan más operaciones de puesta en frío en el año.

Para la adaptación al nuevo esquema propuesto en la Circular xx/2019, de xxx de xxx, 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 de contratación de capacidad de almacenamiento de GNL, se ha realizado una estimación de la capacidad contratada de almacenamiento de GNL. En primer lugar, se ha calculado cual hubiese sido el esquema de contratación óptimo, desglosando en productos anuales, trimestrales, mensuales y diarios, en base al del perfil diario de las existencias de GNL de 2018. El factor de carga resultante de dicho ejercicio se ha mantenido para la previsión de 2019. El volumen almacenado previsto para 2019 por su parte se ha calculado considerando el número de días de la capacidad de regasificación promedio de los últimos 5 años (16,94 días).

Igualmente, para la aplicación en la metodología de transporte, se han estimado las capacidades equivalentes que hubiese sido necesario contratar de inyección y extracción considerando las inyecciones y extracciones diarias en AASS de 2018. Para ello se han realizado las siguientes hipótesis:

- La capacidad de almacenamiento de 2019 se ha estimado con la información de los primeros 3 meses del año, y para el resto del año se han supuesto los mismos valores que en 2018.
- Los volúmenes de inyección y de extracción previstos de 2019 se calculan aplicando la misma relación con la capacidad de almacenamiento implícita en la previsión del GTS.
- Se han calculado las capacidades equivalentes que hubiese sido necesario contratar de inyección y extracción en 2018 en base al perfil diario de inyección y extracción real, aplicando la contratación óptima, la cual ha resultado ser tanto para la inyección como para la extracción la contratación mediante productos

diarios. Para obtener las capacidades de inyección y extracción previstas de 2019 se ha aplicado el factor de carga de 2018³³.

Se han actualizado las previsiones de las capacidades facturadas, de especial relevancia en la metodología propuesta, al haberse considerado como mejor previsión de la capacidad contratada la capacidad facturada prevista, debido a que se estima que, como consecuencia de la eliminación del esquema de penalizaciones/descuentos vigentes, los agentes ajustaran sus capacidades contratadas a las realmente utilizadas, con la excepción de las conexiones bidireccionales con Portugal y Francia donde se prevé se mantendrán las capacidades contratadas actuales.

Los supuestos considerados en la estimación de las capacidades facturadas, son los mismos que los indicados en el Informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre de los ejercicios 2018 y 2019 (véase informe IPN/CNMC/098/18), actualizados de acuerdo con lo expuesto con anterioridad.

Las capacidades contratadas y facturadas del grupo 3 se han estimado considerando la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2017.

En el Cuadro I.4 se muestran el volumen y la capacidades de entrada al sistema, en el Cuadro I.5 el volumen y la capacidades de salida del sistema y en el Cuadro I.6 el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previstos para 2019.

³³ Existe una diferencia respecto a las cantidades de inyección y extracción de 2018 debido al empleo de distintas fuentes de información (para el perfil diario de inyección y extracción se han empleado los datos de GIE, Cuadro I.4 y Cuadro I.5; en el Cuadro I.6 se indican datos de Liquidaciones)

Cuadro I.4. Volumen y capacidad contratada y facturada de entrada al sistema previstos para 2019

Punto de Entrada	Año 2018				Previsión Año 2019				% variación 2019 sobre 2018		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
TOTAL	338.998	1.132.902	1.074.549	82,0%	389.073	1.219.650	1.160.467	87,4%	14,8%	7,7%	6,6%
Conexión Internacional	194.703	643.413	613.298	82,9%	202.674	616.504	592.385	90,1%	4,1%	-4,2%	8,6%
Tarifa GME	75.114	242.534	230.753	84,9%	50.065	164.424	159.696	83,4%	-33,3%	-32,2%	-1,7%
MEDGAZ	79.293	238.200	231.367	91,2%	90.635	261.080	254.498	95,1%	14,3%	9,6%	4,3%
VIP Pirineos	40.190	162.462	150.963	67,8%	57.155	177.803	165.315	88,1%	42,2%	9,4%	29,9%
VIP Ibérico	106	217	216	133,5%	4.819	13.197	12.876	100,0%	4455,4%	5978,8%	-25,1%
Desde planta de regasificación	137.015	463.543	435.354	81,0%	180.380	584.691	549.940	84,5%	31,6%	26,1%	4,4%
Barcelona	50.848	166.077	156.872	83,9%	60.475	198.714	187.840	83,4%	18,9%	19,7%	-0,6%
Cartagena	6.665	21.098	19.869	86,6%	9.409	28.371	26.717	90,9%	41,2%	34,5%	5,0%
Huelva	39.924	148.418	137.971	73,7%	40.153	143.833	135.087	76,5%	0,6%	-3,1%	3,8%
Bilbao	27.728	87.993	84.379	86,3%	49.777	150.039	142.519	90,9%	79,5%	70,5%	5,3%
Sagunto	537	1.697	1.595	86,7%	7.927	24.124	22.449	90,0%	1376,0%	1321,2%	3,9%
Mugardos	11.313	38.259	34.666	81,0%	12.639	39.609	35.328	87,4%	11,7%	3,5%	7,9%
Desde AASS	6.215	22.699	22.699	75,0%	4.157	11.914	11.914	95,6%	-33,1%	-47,5%	27,4%
AS Serrablo	2.614	9.506	9.506	75,3%	1.748	4.989	4.989	96,0%	-33,1%	-47,5%	27,4%
AS Gaviota	2.033	7.651	7.651	72,8%	1.360	4.016	4.016	92,8%	-33,1%	-47,5%	27,4%
AS Marismas	871	3.071	3.071	77,7%	583	1.612	1.612	99,0%	-33,1%	-47,5%	27,4%
AS Yela	697	2.471	2.471	77,3%	466	1.297	1.297	98,5%	-33,1%	-47,5%	27,4%
Otros	1.064	3.247	3.198	89,8%	1.863	6.542	6.228	78,0%	75,1%	101,4%	-13,1%
Marismas	56	186	186	82,0%	44	136	136	89,4%	-20,1%	-26,7%	9,0%
Poseidon	30	217	186	38,3%	35	333	215	29,1%	16,8%	53,6%	-24,0%
Viura	881	2.588	2.557	93,2%	1.686	5.815	5.609	79,4%	91,4%	124,7%	-14,8%
Madrid	98	256	269	104,3%	98	257	269	104,1%	-0,1%	0,1%	-0,2%

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

Cuadro I.5. Volumen y capacidad contratada y facturada de salida del sistema previstos para 2019

Punto de Salida	Año 2018				Previsión Año 2019				% variación 2019 sobre 2018		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
TOTAL SALIDAS	357.991	1.733.128	1.687.835	56,6%	390.241	1.902.137	1.866.915	56,2%	9,0%	9,8%	-0,7%
Conexión Internacional	14.971	146.425	128.373	28,0%	10.157	135.384	117.376	20,6%	-32,2%	-7,5%	-26,6%
CI Biratou	8.654	127.097	109.152	18,7%	7.249	126.530	108.655	15,7%	-16,2%	-0,4%	-15,8%
CI Larrau											
CI Badajoz	6.317	19.327	19.220	89,6%	2.908	8.854	8.720	90,0%	-54,0%	-54,2%	0,5%
CI Tuy											
Almacenamiento Subterráneo	6.942	28.084	28.084	67,7%	7.624	25.953	25.953	80,5%	9,8%	-7,6%	18,8%
AS Serrablo	1.857	7.515	7.515	67,7%	2.039	6.945	6.945	80,5%	9,8%	-7,6%	18,8%
AS Gaviota	4.024	16.283	16.283	67,7%	4.419	15.048	15.048	80,5%	9,8%	-7,6%	18,8%
AS Marismas	531	2.107	2.107	69,0%	583	1.947	1.947	82,0%	9,8%	-7,6%	18,8%
AS Yela	531	2.178	2.178	66,7%	583	2.013	2.013	79,3%	9,8%	-7,6%	18,8%
Salida nacional	336.078	1.558.620	1.531.379	59,1%	372.460	1.740.800	1.723.587	58,6%	10,8%	11,7%	-0,8%
P > 60 bar	134.924	586.005	554.000	63,1%	172.491	771.136	751.775	61,3%	27,8%	31,6%	-2,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.416	121.370	120.854	77,7%	33.940	120.462	119.681	77,2%	-1,4%	-0,7%	-0,6%
4 bar < P ≤ 16 bar	92.052	363.084	368.241	69,5%	95.908	369.939	372.841	71,0%	4,2%	1,9%	2,3%
P ≤ 4 bar	74.686	488.161	488.284	41,9%	70.121	479.264	479.291	40,1%	-6,1%	-1,8%	-4,4%

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

Cuadro I.6. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para 2019

	Año 2018			Previsión Año 2019			% variación previsión 2019 sobre previsión cierre 2018		
	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día/mes)	GWh regasificados	
Regasificación	473.234	444.269	138.216	606.327	569.089	183.294	28,1%	32,6%	
Barcelona	165.998	156.805	50.848	198.688	187.834	60.475	19,7%	18,9%	
Huelva	148.450	138.002	39.912	143.837	135.088	40.153	-3,1%	0,6%	
Cartagena	21.104	19.872	6.665	28.374	26.718	9.409	34,4%	41,2%	
Sagunto	1.703	1.599	2	24.131	22.454	7.927	1316,9%	495490,7%	
Mugardos	38.260	34.669	11.313	39.610	35.329	12.639	3,5%	11,7%	
Bilbao	97.720	93.323	29.476	171.688	161.667	52.692	75,7%	78,8%	
Descarga de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
Barcelona	74	61.114		77	63.952		4,6%	4,6%	
Huelva	15	11.072		17	12.351		11,6%	11,6%	
Cartagena	49	45.071		47	43.317		-3,9%	-3,9%	
Sagunto	32	31.878		54	53.654		68,3%	68,3%	
Mugardos	4	2.418		14	8.757		262,1%	262,1%	
Bilbao	13	12.943		14	14.033		8,4%	8,4%	
Trasvase de GNL a buque	Nº de buques	GWh trasvasados		Nº de buques	GWh trasvasados		Nº de buques	GWh trasvasados	
	5	4.908		12	367		140,0%	-92,5%	
Puesta en frío	Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío	
	5	83		2	33		-60,0%	-60,0%	
Carga en cisternas	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	GWh cargados en cisternas	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día/mes)	GWh cargados en cisternas	
	34.663	36.343	11.729	39.386	38.492	12.385	13,6%	5,6%	
Almacenamiento de GNL	nº días capacidad regasificación	Volumen medio de gas almacenado (MWh/día)	Capacidad contratada estimada (MWh/día/mes)	nº días capacidad regasificación	Volumen medio de gas almacenado (MWh/día)	Capacidad contratada estimada (MWh/día/mes)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado	
	17,05	8.044.976	8.680.230	16,94	10.270.085	11.050.763	-0,6%	27,7%	
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
	22.275	6.194	5.777	22.215	7.624	4.157	-0,27%	23,1%	-28,0%

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

Por último, se han calculado las capacidades facturadas teniendo en cuenta los multiplicadores de las contrataciones de productos de duración inferior al año, con el objeto de tener cuenta en el cálculo del peaje el impacto de la contratación de los mismos sobre los ingresos.

En el cálculo de las previsiones de las entradas por tipo de producto, se ha realizado una previsión por punto de entrada de los volúmenes, capacidades contratadas y capacidades facturadas considerando la información disponible de capacidades contratadas hasta el mes de abril y estimándose para el resto del periodo y teniendo en cuenta las necesidades de gas natural para abastecer la demanda prevista de 2019. Para las salidas por conexiones internacionales y regasificación y carga en cisternas se ha procedido de misma manera.

Como se ha indicado, para la entrada y salida desde almacenamientos subterráneos, para incluir el efecto de los multiplicadores propuestos de los productos de corto plazo, se ha considerado la hipotética contratación óptima de 2018 y replicado dicho esquema de contratación a 2019, por lo que se ha supuesto que toda la capacidad se contrataría como producto diario.

En el cálculo de la previsión de demanda nacional desglosada por duración del contrato se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La demanda de gas destinada a generación eléctrica peninsular, se ha desagregado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) y mes considerando que la variación de la demanda prevista para 2019 afecta en mayor medida a los contratos de corto plazo que a los contratos de duración anual. En particular, se ha mantenido la demanda contratada anual del ejercicio 2018 para 2019.

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

- En el caso de la previsión de la demanda de gas destinada a generación eléctrica extrapeninsular se ha considerado que toda la demanda se abastece mediante contratos de largo plazo.
- El volumen y capacidad de la demanda convencional se ha distribuido por tipo de contrato (anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios) y mes considerando las siguientes hipótesis:
 - La relación entre corto y largo plazo se corresponde con la de 2018.
 - La demanda prevista de corto plazo se distribuye por mes y tipo de contrato manteniendo la misma estructura de contratación que la de 2018.
 - Las capacidades se estiman considerando el mismo factor de carga que el de dichos contratos en 2018 y aplicando los mismos factores de utilización que en 2018.

En el Cuadro I.7 se muestran las capacidades de entrada al sistema, en el Cuadro I.8 las capacidades por punto de salida, y en el Cuadro I.9 las capacidades del escenario de regasificación y almacenamiento de GNL previstos para 2019 teniendo en cuenta el multiplicador de cada producto.

Cuadro I.7. Capacidad facturada equivalente de entrada con multiplicadores

Punto de entrada	Capacidad facturada prevista 2019 (MWh/día)/mes	Capacidad facturada prevista (MWh/día)					Capacidad facturada prevista por punto de entrada teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores vigentes (MWh/día)	Capacidad facturada prevista por punto de entrada teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores propuestos por la CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria		
Ci Tarifa	159.696	133.191	12.310	12.235	1.960	-	179.999	167.191
Ci Medgaz	254.498	243.686	8.642	2.140	30	-	259.666	256.994
Ci Biriattou (*)	177.803	146.872	14.883	8.520	6.581	948	210.765	191.415
Ci Larrau (*)								
Ci Badajoz (*)	13.197	-	-	7.483	5.132	581	29.905	20.953
PR Barcelona	187.840	155.729	1	24.838	7.213	58	208.873	199.902
PR Cartagena	26.717	12.254	8.624	4.761	1.050	28	36.234	30.721
PR Huelva	135.087	129.780	1	3.246	2.041	20	140.670	137.344
PR Bilbao	142.519	104.605	156	33.976	3.559	224	163.378	156.080
PR Sagunto	22.449	-	-	22.148	300	0	31.511	29.486
PR Mugardos	35.328	14.831	6.446	13.958	94	0	42.935	41.062
Yac.Poseidón	215	-	-	203	12	-	319	284
Yac.Viura	5.609	5.496	-	-	113	-	5.838	5.673
Yac. Marismas	136	-	-	136	-	-	153	178
PB Madrid	269	175	-	88	6	-	314	299
AS Serrablo	4.989	-	-	-	4.989	-	N/A	7.833
AS Gaviota	4.016	-	-	-	4.016	-	N/A	6.305
AS Marismas	1.612	-	-	-	1.612	-	N/A	2.531
AS Yela	1.297	-	-	-	1.297	-	N/A	2.037
TOTAL	1.173.276	946.619	51.062	133.731	40.004	1.859	1.310.558	1.256.287

(*) Capacidad contratada

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

Cuadro I.8. Capacidad facturada equivalente de salida con multiplicadores

Punto de salida	Capacidad facturada prevista de salida (MWh/día)	Capacidad facturada prevista (MWh/día)					Capacidad facturada prevista por punto de salida teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores (MWh/día)	Capacidad facturada prevista por punto de salida teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria		
Conexión Internacional (*)	135.384	124.127	7	10.467	599	183	143.055	139.543
Ci Biriattou								
Ci Larrau	126.530	115.478	-	10.364	504	183	133.961	130.599
Ci Badajoz								
Ci Tuy	8.854	8.649	7	104	95	-	9.095	8.944
Almacenamiento Subterráneo	25.953	-	-	-	25.953	-	N/A	41.005
AS Serrablo	6.945				6.945		N/A	10.973
AS Gaviota	15.048				15.048		N/A	23.775
AS Marismas	1.947				1.947		N/A	3.076
AS Yela	2.013				2.013		N/A	3.180
Salida nacional	1.723.587	1.512.814	1.205	131.649	72.883	5.037	1.933.601	1.821.901
P > 60 bar	751.775	556.064	-	119.259	71.589	4.862	952.848	845.109
16 bar < P ≤ 60 bar	119.681	118.114	139	1.424	4	-	121.084	120.478
4 bar < P ≤ 16 bar	372.841	359.627	1.032	10.741	1.265	175	380.195	376.906
P ≤ 4 bar	471.033	470.758	33	218	24	-	471.212	471.146
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.258	8.250	1	6	1	-	8.263	8.261
TOTAL SALIDAS	1.884.924	1.636.941	1.212	142.116	99.435	5.221	2.076.656	2.002.449

(*) Capacidades contratadas

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

Cuadro I.9. Escenario de regasificación y almacenamiento de GNL asociado a la demanda prevista para 2019 con capacidades facturadas equivalente con multiplicadores

	Capacidad facturada prevista (MWh/día)	Capacidad facturada prevista (MWh/día)					Capacidad facturada multiplicadores vigentes (MWh/día)	Capacidad facturada multiplicadores CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria		
Regasificación	569.089	432.791	15.228	106.459	14.278	333	645.357	630.830
Barcelona	187.834	155.723	1	24.838	7.213	58	208.868	205.303
Huelva	135.088	129.780	1	3.246	2.041	20	140.671	138.539
Cartagena	26.718	12.255	8.624	4.762	1.050	28	36.235	31.548
Sagunto	22.454	5	0	22.148	300	0	31.516	31.614
Mugardos	35.329	14.832	6.446	13.958	94	0	42.935	42.294
Bilbao	161.667	120.197	156	37.507	3.580	228	185.132	181.532
Carga en cisternas	38.492	33.562	2.767	2.127	34	2	41.306	39.223
Barcelona	11.092	10.327	496	251	18	1	11.578	11.206
Huelva	8.884	8.245	263	373	2	1	9.113	8.987
Cartagena	9.104	7.644	1.006	449	5	-	10.091	9.299
Sagunto	2.571	1.489	509	570	2	0	3.082	2.737
Mugardos	3.925	3.524	193	200	8	0	4.165	3.990
Bilbao	2.917	2.333	300	284	0	0	3.276	3.004
Almacenamiento de GNL	11.050.763	7.935.861	2.146.770	268.999	699.133	-	N/A	12.406.134

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

2. Escenario previsto para el periodo 2020-2026 con la estructura vigente

Demanda en consumidor final

El escenario de demanda para el periodo 2020-2026 elaborado por la CNMC, se resume en el Cuadro I.10.

Cuadro I.10. Demanda en consumidor final. 2019 - 2026

GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	383.588	352.907	359.816	367.380	377.596	382.236	385.609	393.865
Demanda generación eléctrica	96.060	60.312	63.086	67.051	74.256	76.470	78.046	85.077
Demanda Convencional	287.528	292.595	296.730	300.329	303.340	305.766	307.563	308.788
Industrial	206.279	210.525	214.277	217.479	220.157	222.270	223.787	224.760
P > 60 bar	76.660	77.869	78.883	79.695	80.368	80.901	81.288	81.602
16 < P ≤ 60 bar	33.940	33.539	33.210	32.950	32.759	32.634	32.575	32.581
4 < P ≤ 16 bar	95.678	99.117	102.183	104.834	107.029	108.735	109.925	110.578
Doméstica	70.121	70.609	70.878	71.158	71.375	71.569	71.730	71.861
GNL directo a cliente final	11.128	11.461	11.576	11.692	11.809	11.927	12.046	12.166

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	10,1%	-8,0%	2,0%	2,1%	2,8%	1,2%	0,9%	2,1%
Demanda generación eléctrica	55,1%	-37,2%	4,6%	6,3%	10,7%	3,0%	2,1%	9,0%
Demanda Convencional	0,4%	1,8%	1,4%	1,2%	1,0%	0,8%	0,6%	0,4%
Industrial	2,5%	2,1%	1,8%	1,5%	1,2%	1,0%	0,7%	0,4%
P > 60 bar	2,4%	1,6%	1,3%	1,0%	0,8%	0,7%	0,5%	0,4%
16 < P ≤ 60 bar	-1,4%	-1,2%	-1,0%	-0,8%	-0,6%	-0,4%	-0,2%	0,0%
4 < P ≤ 16 bar	4,1%	3,6%	3,1%	2,6%	2,1%	1,6%	1,1%	0,6%
Doméstica	-6,1%	0,7%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
GNL directo a cliente final	6,0%	3,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%

Fuente: CNMC

Las previsiones para el periodo 2020-2026 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 para el ejercicio 2020, se ha reducido significativamente respecto a la de 2019 (- 43,7%) debido fundamentalmente al incremento previsto de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en dicho ejercicio. Para el periodo 2021-2026 se prevén incrementos anuales comprendidos entre el 2,2% y el 14,8% motivados

por las previsiones de incrementos de demanda de electricidad, cierre de nucleares y centrales de carbón y el incremento previsto de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en línea con las previsiones realizadas del sector eléctrico (véase Anexo I de la Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular XX/2019, de XX de 2019, 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 y electricidad).

Respecto a la demanda de gas natural de los ciclos situados en Baleares, se prevé un fuerte incremento en 2020 (187,7%) como consecuencia del previsible cierre de los grupos de carbón de la central de Alcudia. Para el resto del periodo 2021-2025 las tasas de crecimiento previstas son más moderadas (entre -1,9% y 2,9%). Finalmente, para el año 2026 se ha previsto un descenso de 42,6% debido a que se ha previsto que entre en funcionamiento un nuevo refuerzo del enlace peninsular.

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.

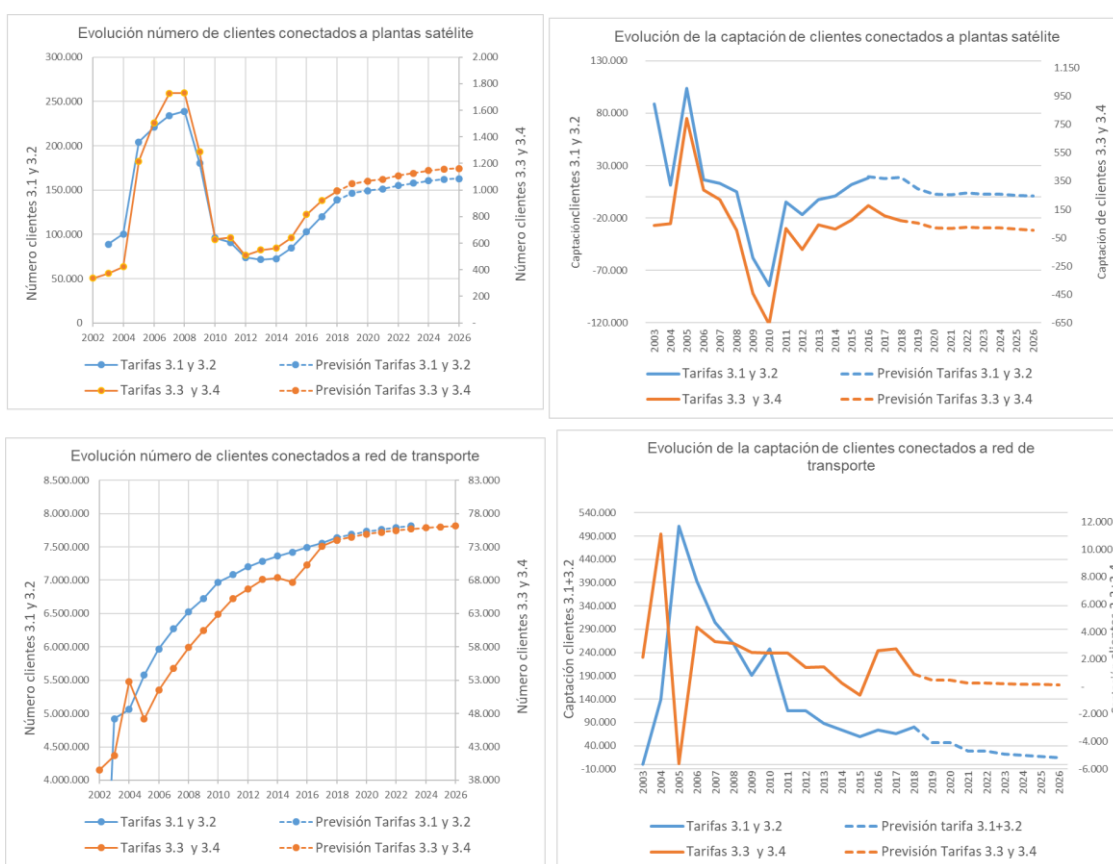
- Demanda convencional industrial: Se ha estimado una tasa de variación decreciente para el periodo 2020-2026 como consecuencia de unas previsiones decrecientes de las tasas de variación del PIB y de ganancias en eficiencia energética de la industria. Así, partiendo de una tasa de crecimiento del 2,5% en 2019, se prevé una disminución de las tasas de crecimiento anuales del 0,3% anualmente, situándose la tasa de variación en el 2026 un valor de 0,4%.
- 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 un 70% ya se habrán convertido en 2019, en torno a un 15% se transformará en 2020 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 (0,3% entre 2020 y 2023 y 0,2% entre 2024 y 2026) propias de un mercado maduro.

En el Gráfico I. 3 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 2019-2026.

Gráfico I. 3. 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 crece en 2020 un 0,6%, en 2021 y 2022 un 0,4%, en 2023 y 2024 un 0,3% y en 2025 y 2026 un 0,2%

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 todo el periodo los previstos para el ejercicio 2019.

En el Cuadro I.11 se indica el número de consumidores totales suministrados a presiones inferiores de 4 bar, los tamaños medios y demanda resultantes previstos para el periodo 2019-2026.

Cuadro I.11. Previsión de demanda Grupo 3 2019-2026

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Número de consumidores	7.908.376	7.958.718	7.989.645	8.021.952	8.046.971	8.069.367	8.087.804	8.102.952	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.1	4.810.641	4.841.399	4.860.616	4.880.750	4.896.375	4.910.356	4.921.826	4.931.215	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.2	3.021.910	3.041.015	3.052.440	3.064.316	3.073.483	3.081.693	3.088.491	3.094.109	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.3	25.193	25.353	25.448	25.547	25.623	25.691	25.748	25.795	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.4	50.335	50.651	50.841	51.036	51.187	51.322	51.435	51.528	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.5	298	300	301	302	303	304	305	305	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
Tamaño medio (MWh/año)	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.1	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.2	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.3	66,92	66,95	66,95	66,95	66,95	66,95	66,95	66,95	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.4	469,98	470,82	470,84	470,88	470,91	470,94	470,96	470,96	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.5	17.146,18	17.146,61	17.146,92	17.147,58	17.148,10	17.148,57	17.148,83	17.148,93	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Consumo (MWh)	70.121.455	70.609.071	70.877.764	71.158.359	71.375.171	71.569.388	71.729.557	71.861.381	0,7%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.1	12.082.645	12.159.636	12.207.698	12.257.848	12.296.763	12.331.570	12.360.211	12.383.729	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.2	27.587.711	27.762.319	27.866.671	27.975.203	28.058.970	28.134.005	28.196.106	28.247.410	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.3	1.685.920	1.697.385	1.703.745	1.710.340	1.715.428	1.719.985	1.723.766	1.726.896	0,7%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.4	23.656.433	23.847.940	23.937.983	24.032.055	24.104.677	24.169.754	24.223.438	24.267.635	0,8%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
3.5	5.108.746	5.141.790	5.161.667	5.182.913	5.199.333	5.214.074	5.226.037	5.235.710	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%

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

- **GNL directo a cliente final:** se estima que la demanda en 2020 crecerá un 3%, cifra algo superior al crecimiento estimado para la demanda industrial, manteniendo para el resto del periodo estimaciones de crecimiento del 1%.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda disminuya un 8% en 2020, volviendo a incrementarse en el periodo 2021-2026 con tasas que varían entre un 2% y un 2,8%.

En relación a la previsión de la capacidad que contratarán los agentes, se tiene en cuenta que como consecuencia de la eliminación del esquema de penalizaciones/descuentos vigentes, los agentes ajustarán sus capacidades contratadas a las realmente utilizadas, con la excepción de las conexiones bidireccionales con Portugal y Francia donde se estima que las capacidades contratadas se mantendrán. Por tanto, la previsión para el periodo 2020-2026 parte de la estimación de las capacidades facturadas de 2019.

Así mismo, se ha incluido en la previsión el impacto de los multiplicadores de los contratos de corto plazo propuestos en la metodología. La estimación resultante, para evitar confusiones, en adelante se denominará **capacidad contratada equivalente**.

Las capacidades contratadas equivalentes por peaje y tipo de consumidor (generación eléctrica, conectado a planta satélite y resto) se han estimado manteniendo los factores de carga implícitos en el escenario de previsión de la CNMC para 2019, la utilización media y considerando que la distribución implícita en los productos de corto y largo plazo se mantiene igual que la considerada para 2019.

En relación a las **exportaciones**, las capacidades contratadas equivalentes en las conexiones internacionales con Portugal y Francia previstas para 2019 se mantienen durante todo el periodo.

Por su parte, la estimación de la contratación de **capacidad en los AA.SS** se basa en el supuesto de que esta variará en función de las variaciones de demanda del ejercicio anterior en la medida que determinan las cantidades a almacenar para cumplir con los requisitos de existencias mínimas de seguridad. No se alcanzará la capacidad máxima de almacenamiento disponible en el horizonte de previsión. Las cantidades inyectadas y extraídas se han estimado aplicando la misma proporción sobre la capacidad de almacenamiento implícita en la previsión del GTS para 2020-2024 y mantenido para 2025 y 2026. En conclusión, en el Cuadro I.12 se resumen la capacidad de almacenamiento subterráneo y volúmenes inyectados y extraídos en los AA.SS durante 2020-2026. 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 2019 para todo el periodo.

Cuadro I.12. Capacidad almacenamiento subterráneo y volúmenes inyectados y extraídos en los AA.SS. 2020 – 2026

AA.SS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Capacidad almacenamiento (GWh/mes)	24.307	22.489	22.803	23.155	23.657	23.846	23.963
Inyección (GWh)	7.595	7.526	9.432	9.551	9.746	9.746	9.746
Extracción (GWh)	5.896	6.645	7.793	9.342	9.672	9.672	9.672
Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Capacidad almacenamiento	9,4%	-7,5%	1,4%	1,5%	2,2%	0,8%	0,5%
Inyección	-0,4%	-0,9%	25,3%	1,3%	2,0%	0,0%	0,0%
Extracción	41,9%	12,7%	17,3%	19,9%	3,5%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC

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 correspondientes³⁴, el saldo inyección-extracción previsto para cada ejercicio, excluyendo la demanda de los clientes conectados a una planta satélite.
- 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 (74,5%) y la utilización (93,6%) de la capacidad contratada previstas para 2019, y considerando que se mantiene el esquema de contratación de productos anuales y de corto plazo previsto para 2019 al aplicar los multiplicadores propuestos.
 - Se ha considerado como mejor previsión de las entradas por GN para el periodo 2020-2026 el volumen previsto para 2019 para cada punto de entrada, salvo para la entrada de Tarifa donde se ha considerado el promedio de los últimos tres años. Así el volumen previsto de entrada de GN para el periodo 2020-2026 es de 216.351 GWh. Las necesidades de regasificación globales se obtienen por diferencia.
 - Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se determina la previsión de la capacidad equivalente de regasificación, manteniendo el factor de carga previsto para 2019 (74,5%), y la utilización de la capacidad contratada prevista para dicho año (93,6%). Dicha previsión se ha distribuido por planta de regasificación considerando que se implanta el esquema de Tanque Virtual de Balance en 2020, 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 2023.

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**, una vez excluidos los consumidores abastecidos por aire propanado en las Islas Canarias.

La capacidad equivalente de carga en cisternas se estima manteniendo el factor de carga previsto para 2019 (84,6%) y la utilización de la capacidad contratada prevista para dicho año (97,7%) y considerando que se mantiene el esquema de contratación de productos anuales y de corto plazo previsto para 2019 al aplicar los multiplicadores propuestos.

En relación al número de cisternas, se estima que se mantienen los tamaños medios de las cisternas declarados para 2018 para cada planta de regasificación.

El volumen de **almacenamiento de GNL** se ha previsto considerando por un lado que se mantiene el promedio de los últimos 5 años del número de días de

³⁴Se han considerado las mermas establecidas en la Orden IET/2446/2013.

la capacidad contratada de regasificación (sin el efecto de los multiplicadores). En la previsión de la capacidad equivalente, se ha mantenido el factor de carga de la previsión de 2019 para todo el periodo. Además, como consecuencia de la oferta de nuevos productos y servicios en las plantas de regasificación, se prevé un aumento del uso de estas instalaciones bajo las hipótesis que se explican a continuación.

Se han tenido en cuenta los siguientes conceptos:

- La Circular de balance establece una penalización por desbalance positivo equivalente a 2 veces el peaje de almacenamiento de GNL diario. Se estima que los agentes, para evitar dicha penalización, contratarán por sí mismos capacidad de almacenamiento diaria. Para determinar el volumen asociado a este uso se ha tenido en cuenta la media anual de desbalances positivos en plantas de los tres últimos años (2016, 2017, 2018).
- Las previsiones de carga de buques como combustible (bunkering) se estima de acuerdo con el interés expresado por los agentes del sistema, en contrataciones de capacidad trimestral y mensual
- La contratación anual para el nuevo servicio de descarga, almacenamiento de GNL y carga a partir de 2021, estimando que hasta 2025 el 20% de la capacidad de almacenamiento de una planta estándar de 600.000 m³ GNL se emplearía para este servicio, incrementándolo al 50% en 2026.
- El uso del almacenamiento de GNL para arbitraje de precios entre cuentas y/o para almacenamiento estacional. Para estimar este valor se ha tenido en cuenta el valor promedio de incremento del almacenamiento de GNL en los meses de verano en 2018 y 2019.

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 80 buques en el año 2026 de 4.513 m³ de GNL de tamaño medio. Adicionalmente, se ha considerado que como consecuencia de los nuevos productos y servicios en las plantas de regasificación se realizaran entre 3 descargas adicionales en 2020 y 2021 y 5 en 2022 – 2026 a buques de gran tamaño.

Respecto al número de cargas de **puesta en frío** en el horizonte 2020-2026, se han mantenido las estimaciones de 2019.

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 2019.

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 una capacidad contratada nula, atendiendo tanto a las características del producto ofertado como a que no se dispone de un histórico que permita estimar la demanda de dicho servicio por parte de los agentes.

En el Cuadro I.13 se muestran las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de entrada al sistema, en el Cuadro I.106 las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de salida y en el Cuadro I.107 el escenario de regasificación y almacenamiento de GNL previstos para el periodo 2020-2026. Con el objeto de mostrar el impacto del cambio de los multiplicadores propuestos, para el año 2020 se indica además la capacidad equivalente con multiplicadores vigentes.

Cuadro I.13. Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada

Punto de entrada	2020			2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	Capacidad equivalente multiplicadores vigentes (MWh/día)	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)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)
CI Tarifa	222.474	206.644	61.879	206.644	61.879	206.644	61.879	206.644	61.879	206.644	61.879	206.644	61.879	206.644	61.879
CI Medgaz	259.666	256.994	90.635	256.994	90.635	256.994	90.635	256.994	90.635	256.994	90.635	256.994	90.635	256.994	90.635
CI Biriadou	210.765	191.415	57.155	191.415	57.155	191.415	57.155	191.415	57.155	191.415	57.155	191.415	57.155	191.415	57.155
CI Larrau															
CI Badajoz	29.905	20.953	4.819	20.953	4.819	20.953	4.819	20.953	4.819	20.953	4.819	20.953	4.819	20.953	4.819
CI Tuy															
PR Barcelona	154.090	147.472	44.614	147.389	44.589	149.026	45.084	150.365	45.489	154.447	46.724	157.479	47.641	165.072	49.938
PR Cartagena	46.915	39.777	12.183	58.339	17.868	79.477	24.342	102.822	31.492	105.614	32.347	107.687	32.982	112.879	34.572
PR Huelva	107.376	104.838	30.650	108.598	31.749	114.014	33.332	119.688	34.991	122.938	35.941	125.351	36.647	131.395	38.414
PR Bilbao	105.737	101.014	32.215	85.613	27.304	69.647	22.212	51.587	16.452	52.987	16.899	54.027	17.230	56.632	18.061
PR Sagunto	38.066	35.621	9.576	50.660	13.619	67.827	18.234	86.776	23.328	89.132	23.961	90.881	24.431	95.263	25.609
PR Mugardos	31.763	30.378	9.350	30.454	9.374	30.894	9.509	31.285	9.630	32.134	9.891	32.765	10.085	34.345	10.571
Yac. Poseidón	319	284	35	284	35	284	35	284	35	284	35	284	35	284	35
Yac. Viura	5.838	5.673	1.686	5.673	1.686	5.673	1.686	5.673	1.686	5.673	1.686	5.673	1.686	5.673	1.686
Yac. Marismas	153	178	44	178	44	178	44	178	44	178	44	178	44	178	44
PB Madrid	314	299	98	299	98	299	98	299	98	299	98	299	98	299	98
AS Serrabio	14.922	11.111	2.480	12.560	2.803	14.774	3.297	17.761	3.964	18.438	4.115	18.438	4.115	18.438	4.115
AS Gaviota	12.011	8.943	1.929	10.109	2.180	11.891	2.565	14.295	3.083	14.840	3.200	14.840	3.200	14.840	3.200
AS Marismas	3.880	3.590	661	3.266	748	3.841	879	4.618	1.057	4.794	1.097	4.794	1.097	4.794	1.097
AS Yela	4.821	2.889	827	4.058	934	4.773	1.099	5.738	1.321	5.957	1.372	5.957	1.372	5.957	1.372
TOTAL	1.249.014	1.168.072	360.835	1.193.486	367.518	1.228.603	376.903	1.267.374	387.157	1.283.720	391.898	1.294.658	395.152	1.322.055	403.301

Fuente: CNMC

Cuadro I.14. Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de salida

Punto de salida	2020			2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	Capacidad equivalente multiplicadores vigentes (MWh/día)	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)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)
Conexión Internacional	142.905	139.543	10.157	139.543	10.157	139.543	10.157	139.543	10.157	139.543	10.157	139.543	10.157	139.543	10.157
CI Biriattou	133.961	130.599	7.249	130.599	7.249	130.599	7.249	130.599	7.249	130.599	7.249	130.599	7.249	130.599	7.249
CI Larrau															
CI Badajoz	8.944	8.944	2.908	8.944	2.908	8.944	2.908	8.944	2.908	8.944	2.908	8.944	2.908	8.944	2.908
CI Tuy															
Planta de regasificación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PR Barcelona															
PR Cartagena															
PR Huelva															
PR Sagunto															
PR Mugardos															
Almacenamiento Subterráneo	78.117	40.851	7.595	40.601	7.549	51.033	9.488	51.827	9.636	53.032	9.860	53.032	9.860	53.032	9.860
AS Serrablo	20.905	10.932	2.032	10.865	2.019	13.657	2.538	13.869	2.578	14.192	2.638	14.192	2.638	14.192	2.638
AS Gavota	45.293	23.686	4.402	23.541	4.375	29.589	5.499	30.050	5.585	30.748	5.715	30.748	5.715	30.748	5.715
AS Marismas	5.861	3.065	581	3.046	577	3.829	725	3.888	736	3.979	754	3.979	754	3.979	754
AS Yela	6.059	3.168	581	3.149	577	3.958	725	4.020	736	4.113	754	4.113	754	4.113	754
Salida nacional	1.789.817	1.728.835	341.446	1.760.313	348.240	1.797.084	355.689	1.853.911	365.788	1.872.676	370.309	1.889.141	373.563	1.870.510	381.699
P > 60 bar	797.426	739.532	138.051	758.851	141.833	784.657	146.600	832.277	154.461	843.732	157.202	854.914	159.161	832.908	166.481
16 bar < P ≤ 60 bar	119.588	118.992	33.539	117.762	33.210	116.780	32.950	116.096	32.759	115.649	32.634	115.434	32.575	115.450	32.581
4 bar < P ≤ 16 bar	390.069	387.644	99.246	399.198	102.320	409.231	104.980	417.642	107.192	424.074	108.904	428.479	110.098	430.936	110.776
P ≤ 4 bar	474.094	474.029	69.313	475.749	69.565	477.461	69.815	478.780	70.008	479.957	70.180	480.962	70.328	481.821	70.453
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.640	8.638	1.296	8.753	1.313	8.956	1.343	9.116	1.367	9.264	1.389	9.352	1.402	9.393	1.408
TOTAL SALIDAS	2.010.840	1.909.228	359.198	1.940.457	365.946	1.987.659	375.334	2.045.281	385.581	2.065.250	390.326	2.081.715	393.580	2.063.084	401.716

Fuente: CNMC

Cuadro I.15. Previsión de la actividad de regasificación. 2020 - 2026

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Regasificación								
Volumen	GWh	140.228	146.229	154.562	163.449	167.904	171.206	179.680
Capacidad contratada equivalente	MWh/día	497.170	484.175	506.524	537.114	569.813	585.344	596.853
<i>Barcelona</i>		154.086	151.456	151.371	153.052	154.427	158.619	161.733
<i>Cartagena</i>		46.916	40.848	59.910	81.616	105.590	108.457	110.586
<i>Huelva</i>		107.378	105.750	109.542	115.005	120.729	124.007	126.441
<i>Bilbao</i>		118.953	116.640	100.016	82.897	63.804	65.598	66.905
<i>Sagunto</i>		38.073	38.192	54.317	72.722	93.039	95.565	97.440
<i>Mugardos</i>		31.764	31.289	31.368	31.821	32.224	33.099	33.748
Carga en Cisternas								
Volumen	GWh	12.740	12.872	13.018	13.159	13.300	13.432	13.559
Capacidad contratada equivalente	MWh/día	42.490	40.348	40.765	41.229	41.676	42.121	42.541
Almacenamiento de GNL								
Volumen almacenado	GWh/año	2.895.132	3.030.104	3.214.236	3.409.966	3.502.711	3.571.559	3.747.452
Nº días capacidad contratada	Nº días	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94
Capacidad contratada equivalente		9.581.598	10.028.295	10.637.689	11.285.469	11.592.414	11.820.272	12.402.399
Descarga de buques								
Volumen descargado	GWh/año	156.205	163.445	173.437	182.763	187.657	191.388	200.287
<i>Barcelona</i>		50.951	53.313	56.572	59.614	61.210	62.427	65.330
<i>Cartagena</i>		9.840	10.296	10.925	11.513	11.821	12.056	12.617
<i>Huelva</i>		34.511	36.111	38.318	40.379	41.460	42.284	44.250
<i>Bilbao (con BBE)</i>		42.746	44.727	47.462	50.014	51.353	52.374	54.809
<i>Sagunto</i>		6.977	7.300	7.747	8.163	8.382	8.548	8.946
<i>Mugardos</i>		11.180	11.698	12.413	13.081	13.431	13.698	14.335
<i>Canarias</i>		0	0	0	0	0	0	0
Nº buques		178	186	198	208	214	218	228
<i>Barcelona</i>		62	65	69	72	74	76	79
<i>Cartagena</i>		13	14	15	16	16	16	17
<i>Huelva</i>		38	39	42	44	45	46	48
<i>Bilbao (con BBE)</i>		43	45	47	50	51	52	55
<i>Sagunto</i>		12	12	13	14	14	14	15
<i>Mugardos</i>		11	12	12	13	13	14	14
<i>Canarias</i>		0	0	0	0	0	0	0
Trasvase de GNL a buques								
Volumen trasvado	GWh	3.213	4.320	5.831	6.128	6.426	6.723	7.020
Nº buques		24	35	46	55	65	75	85
Puesta en frío								
Volumen	GWh	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095
Nº buques		2	2	2	2	2	2	2

Fuente: CNMC

3. Escenario previsto para el periodo 2020-2026 con la estructura propuesta por la CNMC

Tras el análisis realizado de la caracterización de consumidores de gas natural para el ejercicio 2018 (véase Anexo III de la Memoria), y de segmentación de los mismos, se ha propuesto una nueva estructura de los peajes de distribución diferenciando los consumidores por niveles de consumo anual en lugar de considerar la presión de la red desde la que se suministran.

Por ello, se ha procedido a convertir la previsión de demanda realizada para el periodo 2020-2026 con la estructura vigente hasta la fecha, a la nueva estructura propuesta.

Esta conversión se ha llevado a cabo considerando la caracterización realizada para el ejercicio de 2018, de tal forma que, para cada grupo tarifario de la estructura vigente, se han asignado los volúmenes consumidos, puntos de suministro, capacidades contratadas y facturadas a los nuevos grupos tarifarios propuestos, distinguiendo a su vez entre demanda destinada a generación eléctrica, convencional y plantas satélite. En relación a las capacidades contratadas y facturadas del Grupo 3, se han estimado considerando la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2017.

De tal forma, la distribución resultante para el ejercicio 2018 para cada grupo tarifario vigente y tipo de consumo (generación eléctrica, convencional transporte-distribución y plantas satélite) se ha mantenido a lo largo de todo el periodo.

En el Cuadro I.16 se muestra la conversión de la demanda nacional por grupo tarifario de la estructura vigente a la nueva estructura propuesta para los años 2020 y 2021.

Cuadro I.16. Conversión de Previsión de demanda nacional del ejercicio 2020 y 2021 a estructura propuesta

				2020			2021		
				Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
				MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar				138.051.141	126	739.532.225	141.832.662	127	758.850.711
201A	2.1A	<3.000	kWh	0	1	897	0	1	944
202A	2.2A	<15.000		11	1	33	11	1	33
203A	2.3A	<50.000		202	5	1.026	205	6	1.040
204A	2.4A	<300.000		916	8	21.088	941	8	22.079
205A	2.5A	<1.500.000		1.169	1	40.680	1.186	1	41.257
206A	2.6A	<5.000.000		6.497	2	61.081	6.589	2	61.948
207A	2.7A	<15.000.000		27.138	3	226.145	28.149	3	233.419
208A	2.8A	<50.000.000		117.565	4	601.429	120.337	4	614.038
209A	2.9A	<150.000.000		590.606	8	2.540.464	602.269	9	2.594.083
210A	2.10A	<500.000.000		6.018.715	21	31.012.881	6.162.944	21	31.688.151
211A	2.11A	>500.000.000		131.288.322	71	705.026.500	134.910.030	72	723.593.717
P<60 bar				202.098.809	7.812.071	980.664.240	205.094.720	7.840.968	992.709.785
16-60 Bar				33.539.210	152	118.991.777	33.209.994	154	117.762.065
201A	2.1A	<3.000	kWh	0	1	2	0	1	2
202A	2.2A	<15.000		0	0	0	0	0	0
203A	2.3A	<50.000		39	1	2.842	38	1	2.814
204A	2.4A	<300.000		495	2	3.673	490	2	3.637
205A	2.5A	<1.500.000		9.738	10	62.758	9.642	10	61.183
206A	2.6A	<5.000.000		64.618	19	210.404	63.984	19	205.297
207A	2.7A	<15.000.000		237.888	30	1.617.945	235.552	31	1.574.798
208A	2.8A	<50.000.000		670.101	29	3.329.602	663.523	30	3.268.225
209A	2.9A	<150.000.000		1.538.611	17	6.336.846	1.523.508	17	6.273.123
210A	2.10A	<500.000.000		7.468.368	25	28.548.484	7.395.060	25	28.268.257
211A	2.11A	>500.000.000		23.549.353	18	78.879.221	23.318.197	18	78.104.729
4-16 Bar				99.246.126	3.636	387.643.777	102.319.624	3.672	399.198.485
201A	2.1A	<3.000	kWh	6	54	55.117	7	54	56.046
202A	2.2A	<15.000		311	24	14.160	321	24	14.368
203A	2.3A	<50.000		2.714	58	72.260	2.798	59	73.210
204A	2.4A	<300.000		61.272	298	433.074	63.168	301	439.206
205A	2.5A	<1.500.000		642.530	752	2.915.521	662.410	760	2.958.205
206A	2.6A	<5.000.000		2.531.223	745	10.717.110	2.609.607	752	10.892.845
207A	2.7A	<15.000.000		6.278.189	698	34.166.941	6.472.620	705	35.196.580
208A	2.8A	<50.000.000		15.447.273	573	70.897.933	15.925.231	579	73.087.445
209A	2.9A	<150.000.000		24.884.816	298	98.880.157	25.658.167	301	101.750.093
210A	2.10A	<500.000.000		36.570.578	122	127.939.306	37.701.158	123	131.892.390
211A	2.11A	>500.000.000		12.827.213	14	41.552.197	13.224.137	14	42.838.097
<4 Bar				69.313.473	7.808.282	474.028.687	69.565.102	7.837.142	475.749.235
201A	2.1A	<3.000	kWh	4.834.594	3.374.217	32.203.258	4.852.750	3.386.889	32.324.196
202A	2.2A	<15.000		27.775.202	4.050.250	203.382.102	27.876.384	4.065.055	204.122.290
203A	2.3A	<50.000		6.637.926	308.590	50.110.438	6.661.851	309.702	50.291.051
204A	2.4A	<300.000		6.118.873	51.820	39.002.055	6.140.927	52.006	39.142.630
205A	2.5A	<1.500.000		12.071.091	20.502	80.313.317	12.114.599	20.576	80.602.790
206A	2.6A	<5.000.000		5.442.499	2.383	36.357.046	5.462.115	2.391	36.488.087
207A	2.7A	<15.000.000		3.328.091	412	19.081.381	3.340.086	414	19.150.156
208A	2.8A	<50.000.000		2.552.977	101	11.640.267	2.562.178	101	11.682.222
209A	2.9A	<150.000.000		552.221	8	1.938.823	554.212	8	1.945.812
210A	2.10A	<500.000.000		0	0	0	0	0	0
211A	2.11A	>500.000.000		0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN				340.149.950	7.812.197	1.720.196.465	346.927.382	7.841.095	1.751.560.496
PLANTA SATÉLITE <4 Bar				1.295.597	150.497	8.638.335	1.312.661	152.565	8.752.640
201A	2.1A	<3.000	kWh	95.619	72.566	676.243	96.949	73.576	685.653
202A	2.2A	<15.000		472.111	71.908	3.781.705	478.505	72.886	3.832.853
203A	2.3A	<50.000		106.504	4.890	895.314	107.929	4.955	907.299
204A	2.4A	<300.000		112.739	789	608.958	114.165	799	616.656
205A	2.5A	<1.500.000		236.549	299	1.296.952	239.511	302	1.313.192
206A	2.6A	<5.000.000		113.376	36	611.485	114.802	36	619.167
207A	2.7A	<15.000.000		113.666	8	556.548	115.163	8	563.863
208A	2.8A	<50.000.000		45.033	1	211.131	45.636	1	213.958
209A	2.9A	<150.000.000		0	0	0	0	0	0
210A	2.10A	<500.000.000		0	0	0	0	0	0
211A	2.11A	>500.000.000		0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL				11.461.328			11.575.941		
TOTAL SISTEMA				352.906.875	7.962.693	1.728.834.801	359.815.984	7.993.660	1.760.313.136

Fuente: CNMC

Una vez obtenida la previsión para el periodo 2020 - 2026 en la estructura propuesta, se ha adaptado la misma al año de gas multiplicando por 3/12 la demanda del primer año natural para obtener el equivalente a la demanda de octubre a diciembre y por 9/12 la demanda del segundo año natural para obtener la demanda de enero a septiembre.

Finalmente, en el Cuadro I.17 se muestran las entradas, en el Cuadro I.18 las salidas y en el Cuadro I.19 el escenario de regasificación y almacenamiento de GNL de la previsión para el periodo octubre 2020 a septiembre 2026 de acuerdo con la estructura propuesta.

Cuadro I.17. Previsión 2020-2026 de las entradas con estructura propuesta y año de gas

Punto de entrada	Oct 20 - Sep 21		Oct 21 - Sep 22		Oct 22 - Sep 23		Oct 23 - Sep 24		Oct 24 - Sep 25		Oct 25 - Sep 26	
	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	61.878.662	206.644	61.878.662	206.644	61.878.662	206.644	61.878.662	206.644	61.878.662	206.644	61.878.662	206.644
CI Medgaz	90.634.611	256.994	90.634.611	256.994	90.634.611	256.994	90.634.611	256.994	90.634.611	256.994	90.634.611	256.994
CI Biriadou	57.155.226	191.415	57.155.226	191.415	57.155.226	191.415	57.155.226	191.415	57.155.226	191.415	57.155.226	191.415
CI Larrau												
CI Badajoz												
CI Tuy	4.819.122	20.953	4.819.122	20.953	4.819.122	20.953	4.819.122	20.953	4.819.122	20.953	4.819.122	20.953
PR Barcelona	44.594.825	147.410	44.959.906	148.617	45.387.440	150.030	46.414.948	153.427	47.411.515	156.721	49.363.647	163.174
PR Cartagena	16.446.748	53.699	22.723.435	74.192	29.704.607	96.986	32.133.425	104.916	32.823.357	107.169	34.174.833	111.581
PR Huelva	31.474.143	107.658	32.936.484	112.660	34.576.559	118.270	35.703.806	122.125	36.470.396	124.747	37.972.036	129.884
PR Bilbao	28.531.494	89.463	23.484.615	73.638	17.891.834	56.102	16.786.908	52.637	17.147.337	53.767	17.853.365	55.981
PR Sagunto	12.608.052	46.901	17.079.873	63.535	22.054.041	82.039	23.802.537	88.543	24.313.598	90.444	25.314.691	94.168
PR Mugardos	9.367.946	30.435	9.475.477	30.784	9.599.549	31.187	9.825.687	31.922	10.036.653	32.607	10.449.904	33.950
Yac.Poseidón	35.439	284	35.439	284	35.439	284	35.439	284	35.439	284	35.439	284
Yac.Viura	1.685.871	5.673	1.685.871	5.673	1.685.871	5.673	1.685.871	5.673	1.685.871	5.673	1.685.871	5.673
Yac. Marismas	44.472	178	44.472	178	44.472	178	44.472	178	44.472	178	44.472	178
PB Madrid	97.540	299	97.540	299	97.540	299	97.540	299	97.540	299	97.540	299
AS Serrablo	2.722.308	12.198	3.173.715	14.220	3.797.176	17.014	4.077.144	18.268	4.114.917	18.438	4.114.917	18.438
AS Gaviota	2.117.351	9.818	2.468.445	11.446	2.953.359	13.694	3.171.112	14.704	3.200.491	14.840	3.200.491	14.840
AS Marismas	725.949	3.171	846.324	3.697	1.012.580	4.424	1.087.238	4.750	1.097.311	4.794	1.097.311	4.794
AS Yela	907.436	3.941	1.057.905	4.594	1.265.725	5.497	1.359.048	5.902	1.371.639	5.957	1.371.639	5.957
TOTAL	365.847.194	1.187.133	374.557.120	1.219.824	384.593.815	1.257.681	390.712.796	1.279.633	394.338.157	1.291.923	401.263.778	1.315.205

Fuente: CNMC

	Oct 20 - Sep 21			Oct 21 - Sep 22			Oct 22 - Sep 23			Oct 23 - Sep 24			Oct 24 - Sep 25			Oct 25 - Sep 26		
	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	1.308.395	152.048	8.724.064	1.335.405	155.305	8.905.067	1.360.892	158.375	9.075.878	1.383.440	161.088	9.226.998	1.398.770	162.932	9.329.719	1.406.677	163.883	9.382.664
201A <3.000	96.617	73.323	683.300	98.701	74.905	698.041	100.664	76.395	711.923	102.397	77.710	724.180	103.575	78.604	732.513	104.185	79.067	736.823
202A <15.000	476.907	72.642	3.820.066	487.041	74.189	3.901.184	496.607	75.650	3.977.761	505.070	76.941	4.045.508	510.816	77.818	4.091.514	513.772	78.270	4.115.164
203A <50.000	107.573	4.939	904.302	109.844	5.043	923.396	111.990	5.142	941.437	113.890	5.229	957.409	115.180	5.288	968.251	115.841	5.319	973.812
204A <300.000	113.808	797	614.731	116.062	813	626.896	118.187	828	638.370	120.068	842	648.523	121.349	851	655.438	122.012	856	659.019
205A <1.500.000	238.771	301	1.309.132	243.445	307	1.334.759	247.852	313	1.358.925	251.752	318	1.380.308	254.410	322	1.394.878	255.788	323	1.402.436
206A <5.000.000	114.446	36	617.246	116.697	37	629.375	118.821	38	640.812	120.700	38	650.934	121.980	39	657.829	122.643	39	661.404
207A <15.000.000	114.789	8	562.034	117.169	8	573.661	119.416	8	584.640	121.406	8	594.358	122.757	8	600.962	123.453	8	604.359
208A <50.000.000	45.485	1	213.251	46.446	1	217.755	47.354	1	222.010	48.157	1	225.778	48.703	1	228.335	48.983	1	229.647
209A <150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210A <500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
211A >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	11.547.288			11.662.761			11.779.388			11.897.182			12.016.154			12.136.315		
CONEXIONES INTERNACIONALES	10.157.482		139.542.668	10.157.482		139.542.668	10.157.482		139.542.668	10.157.482		139.542.668	10.157.482		139.542.668	10.157.482		139.542.668
VIP Pirineos	7.249.498		130.598.724	7.249.498		130.598.724	7.249.498		130.598.724	7.249.498		130.598.724	7.249.498		130.598.724	7.249.498		130.598.724
VIP Ibérico	2.907.984		8.943.944	2.907.984		8.943.944	2.907.984		8.943.944	2.907.984		8.943.944	2.907.984		8.943.944	2.907.984		8.943.944
ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS	7.560.230		40.663.485	9.003.209		48.424.698	9.598.814		51.628.225	9.803.749		52.730.489	9.859.757		53.031.730	9.859.757		53.031.730
Serrablo	2.022.482		10.881.737	2.408.502		12.958.674	2.567.836		13.815.952	2.622.659		14.110.923	2.637.642		14.191.537	2.637.642		14.191.537
Gaviota	4.382.044		23.577.097	5.218.420		28.077.126	5.563.644		29.934.563	5.682.428		30.573.667	5.714.891		30.748.330	5.714.891		30.748.330
Yela	577.852		3.050.853	688.143		3.633.152	733.667		3.873.503	749.331		3.956.202	753.612		3.978.803	753.612		3.978.803
Marismas	577.852		3.153.798	688.143		3.755.746	733.667		4.004.206	749.331		4.089.696	753.612		4.113.060	753.612		4.113.060
TOTAL SISTEMA	375.806.419	7.985.918	1.932.649.705	384.649.917	8.017.919	1.975.858.647	394.798.708	8.044.800	2.030.875.270	401.037.259	8.067.891	2.060.257.576	404.783.085	8.087.359	2.077.599.038	411.818.479	8.103.370	2.067.741.880

Fuente: CNMC

Cuadro I.19. Previsión 2020-2026 regasificación y almacenamiento de GNL con estructura propuesta y año de gas

		Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques							
Numero Barcos	nº	184	195	206	212	217	226
Volúmen	(MWh)	161.634.666	170.939.010	180.431.532	186.433.235	190.455.165	198.062.325
Regasificación							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	500.937	529.466	561.638	581.461	593.976	619.003
Volúmen	(MWh)	144.728.751	152.479.095	161.227.417	166.790.623	170.380.419	177.561.452
Carga en cisterna							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	40.661	41.113	41.565	42.010	42.436	42.842
Número	nº	46.079	46.592	47.103	47.608	48.091	48.551
Volúmen	(MWh)	12.838.579	12.981.433	13.123.916	13.264.588	13.399.095	13.527.237
Trasvase de planta a buque							
Numero Barcos	nº	32	43	53	63	72	82
Volúmen	(MWh)	4.043.174	5.453.390	6.054.158	6.351.383	6.648.607	6.945.832
Trasvase de buque a buque							
Numero Barcos	nº	0	0	0	0	0	0
Volúmen	(MWh)	0	0	0	0	0	0
Puesta en frío							
Numero Barcos	nº	2	2	2	2	2	2
Volúmen	(MWh)	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095	33.095
Almacenamiento de GNL							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	9.916.621	10.485.340	11.123.524	11.515.678	11.763.307	12.256.868
Volúmen	(MWh)	2.996.360.858	3.168.202.609	3.361.033.279	3.479.524.596	3.554.347.316	3.703.479.206
Licuefacción Virtual							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	0	0	0	0	0	0
Volúmen	(MWh)	0	0	0	0	0	0

Fuente: CNMC

ANEXO II. METODOLOGÍA DE DISTANCIA PONDERADA POR CAPACIDAD

ANEXO II. METODOLOGÍA DE DISTANCIA PONDERADA POR CAPACIDAD

El artículo 26.1.a.vi del Reglamento (UE) 2017/460³⁵, 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, establece que en caso de que la metodología de precios de referencia propuesta no sea la de distancia ponderada por capacidad recogida en el artículo 8, se deberá incluir la comparación entre dicha metodología y la finalmente considerada.

En el presente Anexo se detallan los parámetros y el procedimiento de cálculo de los términos de capacidad de las tarifas de transporte según la metodología de distancia ponderada por capacidad.

Se incluye en el fichero denominado Modelo transporte.xls la siguiente información: (i) capacidades previstas para 2020 por punto de entrada y salida, (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

1. Parámetros de la metodología

La metodología de distancia ponderada por capacidad establece el término de capacidad de un punto de entrada en función de la distancia de ese punto de entrada a cada uno de los puntos de salida ponderando dichas distancias por la capacidad contratada prevista en cada uno de los puntos de salida considerados. Análogamente, el término de capacidad de un punto de salida es función de la distancia de dicho punto de salida a cada uno de los puntos de entrada considerados ponderado por la capacidad contratada en cada punto de entrada. De esta forma los términos de capacidad serán más elevados cuanto mayor sea la distancia entre cada punto de entrada y cada punto de salida.

La aplicación de la metodología de distancia ponderada por capacidad requiere, por tanto, determinar con anterioridad (i) los puntos de entrada a la red de transporte, (ii) los puntos de salida de la red de transporte, (iii) la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte y (iv) la capacidad prevista en cada uno de los puntos de entrada y salida.

No obstante, cabe señalar que, conforme al código de tarifas, los puntos de entrada y salida pueden ser físicos o pueden ser una agrupación de los mismos, por lo que, con carácter previo, se hace necesario definir el modelo de red considerado.

³⁵ Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460&from=EN>

1.1. Modelo de red de transporte

La red de transporte utilizada para determinar los términos de capacidad asociados puede diferir de la red de transporte física, esto es, se puede utilizar una red de transporte simplificada.

La utilización de una red de transporte simplificada facilita la aplicación de la metodología CWD, al reducir el número de distancias a calcular, pero si la simplificación es muy elevada puede no representar adecuadamente la red de transporte real y, por tanto, no reflejar los costes asociados a dicha red.

Adicionalmente, la simplificación de la red de transporte hace necesario tomar decisiones sobre: i) el procedimiento de cálculo de la distancia entre los puntos de entrada y salida considerados y ii) asignar las inyecciones y extracciones de los puntos físicos a los puntos virtuales considerados, lo que permite cierto grado de libertad en su aplicación.

Teniendo en cuenta lo anterior y la evolución de las técnicas de computación actuales se ha optado por considerar la red física. En particular, se ha considerado la red de transporte troncal³⁶ existente en el momento de elaboración del presente informe, con las siguientes simplificaciones.

- Se han simplificado los siguientes gasoductos duplicados:
 - o Montesa-Tivissa
 - o Tivissa-Arbós
 - o Arbós-Castellvi de Rosanes
 - o Castellvi de Rosanes-Planta de regasificación de Barcelona
 - o Tivissa-Mediana de Zaragoza
 - o Planta de regasificación de Huelva-Palomares del Río
 - o Getafe-Algete
 - o Algete-Sanchinarro
 - o 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.

³⁶ 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 con países terceros mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau),
- 2) Las entradas desde una planta de regasificación³⁷: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos.
- 3) Las entradas desde yacimientos: Marismas, Poseidón, Viura y Planta de biogás de Madrid
- 4) 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 bidireccionales de Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau
- 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)

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 Dijkstra³⁸.

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

³⁷ 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.

³⁸ 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.

bidireccional de la red de transporte es el existente entre las estaciones de compresión de Córdoba y Almendralejo.

1.5. Capacidad contratada prevista en cada punto de entrada

La capacidad contratada prevista por punto de entrada se corresponde con la capacidad facturada por punto de entrada contenida en el Anexo I de la Memoria.

Se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada la capacidad facturada prevista para el ejercicio 2020, debido a que se estima que como consecuencia de la eliminación del esquema de penalizaciones/descuentos vigentes los agentes ajustaran sus capacidades contratadas a las realmente utilizadas, con la excepción de las conexiones bidireccionales con Portugal y Francia para las que se ha considerado las capacidades contratadas.

La previsión de capacidad por punto de entrada de duración inferior al año se ha afectado por los correspondientes multiplicadores de corto plazo, con el objeto de tener cuenta en el cálculo del peaje el impacto de los mismos sobre los ingresos.

En el caso de los **puntos de interconexión virtuales** con Francia y Portugal se ha desagregado la capacidad contratada prevista 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.1).

Cuadro II.1. Capacidad contratada prevista en los puntos de entrada de las conexiones internacionales

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad contratada prevista VIP (A)			21			191
Capacidad contratada técnica (1)	80	0	80	165	60	225
% sobre total (B)	100%	0%	100%	73%	27%	100%
Capacidad contratada prevista punto físico (A) * (B)	21	0	21	140	51	191

Fuente: GTS y CNMC

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

En el caso de la entrada desde los **almacenamientos subterráneos** (en adelante, AA.SS.), se ha estimado la capacidad contratada por punto de entrada con las siguientes hipótesis:

- La capacidad de almacenamiento de 2019 se ha estimado con la información de los primeros 3 meses del año, y para el resto del año se han supuesto los mismos valores que en 2018.
- La capacidad de 2020 variará respecto la de 2019 en función de las variaciones de demanda del ejercicio anterior en la medida que determinan las cantidades a almacenar para cumplir con los requisitos de existencias mínimas de seguridad.
- El volumen de extracción se calcula aplicando la misma relación con la capacidad de almacenamiento implícita en la previsión el GTS.
- La capacidad es contratada por un único agente.
- La contratación de la capacidad de entrada se corresponde con la que minimizaría la facturación del peaje de transporte, teniendo en cuenta los multiplicadores de la Circular y el perfil de extracción diario desde los AA.SS previsto para el ejercicio 2020 se corresponde con el real registrado en 2018.
- La capacidad contratada prevista se distribuye por AA.SS. en función de las previsiones de extracción para el ejercicio 2018 proporcionada por el GTS.

Se indica que con las hipótesis anteriores la contratación de capacidad que minimiza la facturación del peaje de entrada a la red de transporte desde el almacenamiento subterráneo es la diaria.

En el Cuadro I.2 se muestran las capacidades contratadas previstas en cada punto de entrada.

Cuadro II.2. Capacidades de entrada previstas para 2020

Punto de entrada	Capacidad contratada prevista CNMC 2020 sin multiplicadores	Capacidad contratada prevista (MWh/día)					Capacidad contratada prevista teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores Propuestos por la CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
CI Tarifa	197.379,72	164.620,23	15.214,77	15.121,90	2.422,82	-	206.643,62
CI Medgaz	254.498,45	243.685,59	8.642,31	2.140,24	30,31	-	256.994,09
CI Biriattou	177.803,45	146.872,15	14.882,75	8.519,87	6.580,64	948,04	191.414,73
CI Larrau							
CI Badajoz	13.196,70	-	-	7.483,41	5.131,80	581,49	20.952,66
CI Tuy							
PR Barcelona	138.573,30	114.884,62	0,73	18.323,62	5.321,51	42,81	147.471,91
PR Cartagena	34.592,65	15.866,68	11.166,67	6.164,58	1.359,01	35,70	39.777,48
PR Huelva	103.115,33	99.063,81	0,49	2.477,56	1.558,17	15,29	104.837,68
PR Bilbao	92.236,92	67.699,13	100,74	21.988,73	2.303,32	145,00	101.013,58
PR Sagunto	27.118,97	-	-	26.755,94	362,90	0,13	35.620,72
PR Mugardos	26.136,03	10.972,36	4.768,64	10.325,82	69,20	0,00	30.377,89
Yac.Poseidón	214,50	-	-	202,65	11,85	-	284,08
Yac.Viura	5.608,68	5.496,16	-	-	112,52	-	5.672,82
Yac. Marismas	136,25	-	-	136,25	-	-	178,49
PB Madrid	268,61	175,00	-	87,50	6,11	-	299,22
AS Serrablo	7.077,13	-	-	-	7.077,13	-	11.111,10
AS Gaviota	5.696,34	-	-	-	5.696,34	-	8.943,25
AS Marismas	2.286,39	-	-	-	2.286,39	-	3.589,64
AS Yela	1.840,05	-	-	-	1.840,05	-	2.888,88
TOTAL	1.087.779,47	869.335,73	54.777,09	119.728,09	42.170,08	1.768,47	1.168.071,83

Fuente: GTS y CNMC

1.6. Capacidad contratada prevista en cada punto de salida

Asimismo, la capacidad contratada prevista por puntos de salida de la red de transporte se ha estimado partiendo de la previsión de capacidad facturada por punto de salida para el ejercicio 2020, con las siguientes hipótesis.

En el caso de los **puntos de interconexión virtuales** con Francia y Portugal se han desagregado 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.3).

Cuadro II.3. 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 prevista VIP (A)			9			131
Capacidad contratada técnica (1)	134	10	144	165	60	225
% sobre total (B)	93%	7%	100%	73%	27%	100%
Capacidad contratada prevista punto físico (A) * (B)	8	1	9	96	35	131

Fuente: GTS y CNMC

En el caso de las **salidas hacia los AA.SS.**, de forma similar a la previsión de capacidad contratada de entrada, se ha estimado la capacidad prevista para minimizar el impacto de los peajes de salida de la red de transporte, suponiendo que el perfil de inyección del ejercicio 2018 se mantiene y que la contratación es realizada por un único agente.

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.

En relación con la **salida hacia las plantas de regasificación** (licuefacción virtual) se ha considerado una capacidad contratada de salida nula, atendiendo tanto a las características del producto ofertado como a que no se dispone de un histórico que permita estimar la demanda de dicho servicio por parte de los agentes.

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 satélites³⁹, para el ejercicio por punto de salida en función de la información disponible por la CNMC.

En particular, se dispone de la siguiente información:

- Información individualizada sobre la ubicación del punto de suministro y las variables de facturación de consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar y de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar con teled medida instalada (consumo

³⁹ 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.

- 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 ejercicio 2017 proporcionada por el GTS.
 - Relación de CUPS de aquellos suministros con teled medida instalada por punto de salida correspondiente al ejercicio 2017, proporcionada por el GTS.
 - Relación entre punto de salida de la red de transporte y municipio, publicada por el GTS⁴⁰.
 - Curvas de carga diaria individualizada de los ciclos combinados, centrales térmicas, consumidores acogidos a peajes interrumpibles, consumidores acogidos al peaje de materia prima y curva de carga agregada por peaje de acceso de los consumidores con teled medida distintos de los anteriores, proporcionada por los transportistas y distribuidores correspondientes al ejercicio 2017.

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 facturada de los consumidores con teled medida instalada en el último año disponible (2018) teniendo en cuenta la duración de los contratos formalizados por el consumidor, según la información individualizada disponible en SIFCO.

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 3.4⁴¹, para lo que se ha procedido de la siguiente manera:

¹⁰ Se ha estimado el factor de carga de cada uno de los grupos tarifarios, como la relación entre el volumen máximo demandado en un día y el consumo anual registrado, de acuerdo con las curvas de carga estimadas para dichos peajes correspondientes a 2017 (véase Cuadro I.4).

⁴⁰ Disponible en http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/CalidadGas/OtraInformacionCalidadNueva

⁴¹ 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 II.4. Factores de carga considerados para los peajes 3.1 a 3.4

Peaje	Factor de carga (%)
3.1	41,131%
3.2	36,292%
3.3	48,613%
3.4	41,190%

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 publicada por el GTS en su página web.

Se indica que cuando un municipio es abastecido desde más de un punto de la red de transporte simultáneamente, la demanda asociada a dichos municipios se ha distribuido por punto de salida en función de la demanda registrada en el día de máxima demanda de 2017 (05/12/2017), de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

Finalmente, una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2018 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 de 2020 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 2018.

En el Cuadro I.5 se muestran las capacidades contratadas previstas por punto de salida, 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 II.5. Capacidades de salida previstas para 2020

	Capacidad contratada prevista por punto de salida del informe CNMC 2018 (MWh/día)	Capacidad contratada prevista (MWh/día)					Capacidad contratada prevista por punto de salida teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Conexión Internacional	132.062	121.086	7	10.206	585	179	139.543
CI Biriátou	123.354	112.580	-	10.104	492	179	130.599
CI Larrau							
CI Badajoz	8.708	8.506	7	102	93	-	8.944
CI Tuy							
Planta de regasificación	-	-	-	-	-	-	-
PR Barcelona							-
PR Cartagena							-
PR Huelva							-
PR Bilbao							-
PR Sagunto							-
PR Mugardos							-
Almacenamiento Subterráneo	25.855	-	-	-	25.855	-	40.851
AS Serrablo	6.919				6.919		10.932
AS Gaviota	14.991				14.991		23.686
AS Marismas	1.940				1.940		3.065
AS Yela	2.005				2.005		3.168
Salida nacional	1.633.439	1.446.764	1.232	117.034	63.975	4.435	1.720.196
P > 60 bar	657.857	486.597	-	104.360	62.646	4.254	739.532
16 bar < P ≤ 60 bar	118.205	116.657	137	1.406	4	-	118.992
4 bar < P ≤ 16 bar	383.462	369.872	1.061	11.047	1.301	180	387.644
P ≤ 4 bar (1)	473.915	473.638	33	220	24	-	474.029
TOTAL SALIDAS	1.791.356	1.567.850	1.238	127.239	90.415	4.614	1.900.590

Fuente: GTS y CNMC

Notas:

(3) Excluida la capacidad de consumidores suministrados desde plantas satélites

En el fichero anteriormente referido se detallan las capacidades contratada por punto de salida de la red de transporte y su desglose por nivel de presión.

2. Retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en capacidad

La metodología de distancia ponderada por capacidad se limita a la determinación de los términos de capacidad de los peajes de entrada y salida de la red de transporte troncal. Esto es, la retribución por servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad se corresponde con la retribución por inversión y la retribución por costes operativos.

Conforme al artículo 8.1.e del Reglamento (UE) 2017/460, el 50% de dicha retribución se recuperará a través del peaje de entrada a la red troncal y el 50% a través del peaje de salida de la red troncal (véase Cuadro I.6).

Cuadro II.6. Retribución de los servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total	Entrada	Salida
			Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%	Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%
Retribución a la inversión	417.843.927 (A)	75,0%	208.921.963	208.921.963
Retribución O&M	139.052.576 (B)	25,0%	69.526.288	69.526.288
Total	556.896.502	100,0%	278.448.251	278.448.251

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 8.2 del Reglamento (UE) 460/2017 el cálculo de los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal comprende los siguientes pasos:

1. Cálculo de la distancia ponderada desde cada punto de entrada de la red de transporte a todos los puntos de salida.

$$AD_{En} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex}}$$

Donde:

- AD_{En} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de entrada o una agrupación de puntos de entrada;
- CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en el punto de salida calculada en el punto 1.6 del presente anexo;
- $D_{En,Ex}$ es la distancia entre un punto de entrada y un punto de salida calculada en el punto 1.4 del presente anexo;

2. Cálculo de la ponderación del coste correspondiente a cada punto de entrada

$$W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{\sum_{all\ En} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

Donde:

- $W_{c,En}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de entrada concreto;
- AD_{En} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de entrada;
- CAP_{En} es la capacidad contratada prevista en un punto de entrada calculada en el punto 1.5 del presente anexo.

3. Cálculo de la retribución a recuperar por cada punto de entrada

$$R_{En} = W_{c,En} \times R_{\Sigma En}$$

Donde:

- $W_{c,En}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de entrada concreto;
- $R_{\Sigma En}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de entrada definido en el punto 2 del presente documento;
- R_{En} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de entrada o una agrupación de ellos.

4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte por punto físico

$$T_{En} = \frac{R_{En}}{CAP_{En}}$$

Donde:

- T_{En} es el precio de referencia en un punto de entrada físico;

- CAP_{En} es la capacidad contratada prevista en un punto de entrada de acuerdo con lo establecido en el punto 2 del presente documento;
- R_{En} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de entrada o una agrupación de ellos.

En el Cuadro I.7 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por punto de entrada físico calculados de acuerdo al procedimiento descrito anteriormente.

Cuadro II.7. 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 prevista (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	206.644	891	0,212	59.005.860	285,5
CI Almería	256.994	804	0,238	66.190.145	257,6
CI Biriattou	51.044	659	0,039	10.770.779	211,0
CI Larrau	140.371	604	0,098	27.176.712	193,6
CI Badajoz	20.953	1.024	0,025	6.876.202	328,2
CI Tuy	-	1.152	-	-	N/A
PR Barcelona	147.472	611	0,104	28.867.324	195,7
PR Cartagena	39.777	691	0,032	8.805.585	221,4
PR Huelva	104.838	876	0,106	29.421.949	280,6
PR Bilbao	101.014	595	0,069	19.250.656	190,6
PR Sagunto	35.621	531	0,022	6.061.962	170,2
PR Mugardos	30.378	1.007	0,035	9.803.139	322,7
YAC Marismas	178	837	0,000	47.887	268,3
YAC Poseidón	284	863	0,000	78.559	276,5
YAC Viura	5.673	470	0,003	854.416	150,6
BI Madrid	299	501	0,000	47.989	160,4
AASS Serrablo	11.111	604	0,008	2.150.189	193,5
AASS Gaviota	8.943	587	0,006	1.680.569	187,9
AASS Yela	3.590	507	0,002	583.263	162,5
AASS Marismas	2.889	837	0,003	775.067	268,3
TOTAL	1.168.072	744	1,000	278.448.251	238,4

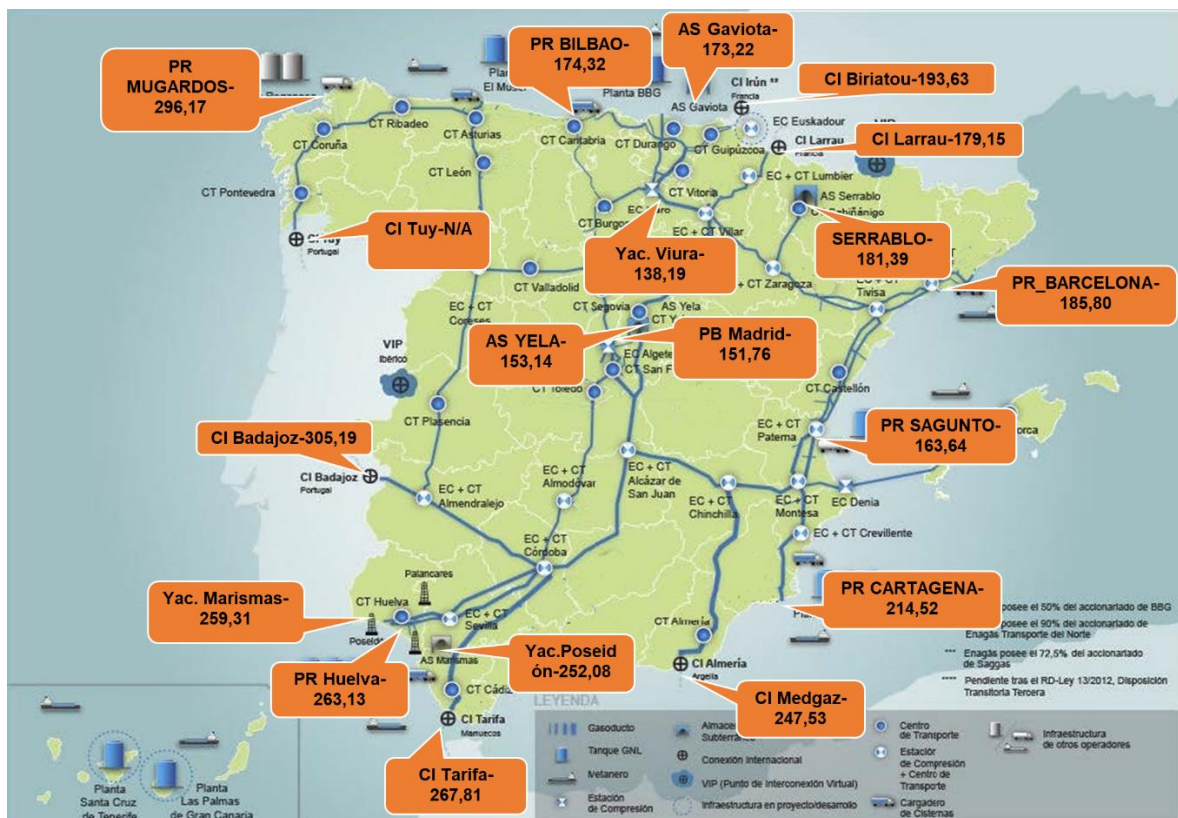
Fuente: CNMC

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

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 II.1).

Gráfico II.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

3.1.1. 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 22.b del Reglamento (UE) 2017/460. En particular, el precio de cada punto de interconexión virtual se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$P_{st,VIP} = \frac{\sum_i^n (P_{st,i} \times CAP_i)}{\sum_i^n CAP_i}$$

Donde:

- $P_{st, VIP}$ es el precio de reserva correspondiente a un determinado producto estándar de capacidad no agrupado en el punto de interconexión virtual;
- i es un punto de interconexión que contribuye al punto de interconexión virtual;
- n es el número de puntos de interconexión que contribuye al punto de interconexión virtual;
- $P_{st, i}$ es el precio de reserva correspondiente a un determinado producto estándar de capacidad no agrupado en el punto de interconexión;
- CAP_i es la capacidad técnica o la capacidad contratada prevista, según proceda, en el punto de interconexión.

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, se ha optado por aplicar el mismo término de capacidad a las entradas a la red de transporte desde los AA.SS. y desde las plantas de regasificación, conforme al artículo 12 de la de Circular XX/2019. El procedimiento empleado para la nivelación de precios es el empleado en los puntos de interconexión virtual en las interconexiones con Francia y Portugal.

En el Cuadro I.8 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 II.8. 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 prevista	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	191.415	198,25	-16,8%	37.947.491
VIP_PT	20.953	328,18	37,7%	6.876.202
CI Tarifa	206.644	285,54	19,8%	59.005.860
CI Medgaz	256.994	257,56	8,0%	66.190.145
Plantas GNL	459.099	222,63	-6,6%	102.210.615
AASS	26.533	195,57	-18,0%	5.189.088
Yac. Poseidón	284	276,54	16,0%	78.559
Yac. Marismas	178	268,29	12,5%	47.887
Yac. Viura	5.673	150,62	-36,8%	854.416
PB Madrid	299	160,38	-32,7%	47.989
TOTAL	1.168.072	238,38	0,0%	278.448.251

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que, conforme al punto 12.3 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. (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 I.9).

Cuadro II.9. 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 Qd (MWh/día)	Términos sin reescalar		Términos reescalado	
		Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes
		€/ (MWh/día) y año	miles de €	€/ (MWh/día) y año	miles de €
VIP_FR	191.415	198,25	37.947.491	202,01	38.668.099
VIP_PT	20.953	328,18	6.876.202	334,41	7.006.779
CI Tarifa	206.644	285,54	59.005.860	290,97	60.126.358
CI Medgaz	256.994	257,56	66.190.145	262,45	67.447.070
Plantas GNL	459.099	222,63	102.210.615	226,86	104.151.556
Yac. Poseidón	284	276,54	78.559	281,79	80.051
Yac. Marismas	178	268,29	47.887	273,39	48.796
Yac. Viura	5.673	150,62	854.416	153,48	870.641
BI Madrid	299	160,38	47.989	163,43	48.900
TOTAL INGRESOS (A)	1.141.539	239,38	273.259.163	243,92	278.448.251
TOTAL RETRIBUCIÓN (B)			278.448.251		
Factor de ajuste (B)/(A)			1,0190		

Fuente: CNMC

3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal

Análogamente, conforme al artículo 8.2 del Reglamento (UE) 460/2017 el cálculo de los términos de capacidad del peaje de salida de la red de troncal comprende los siguientes pasos:

1. Cálculo de la distancia ponderada desde cada punto de salida de la red de transporte a todos los puntos de entrada.

$$AD_{Ex} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{En} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ En} CAP_{En}}$$

Donde:

- AD_{Ex} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de salida o una agrupación de puntos de salida;

- CAP_{En} es la capacidad contratada prevista en el punto de entrada, estimada según se detalla en el punto 1.5 del presente anexo
- $D_{En,Ex}$ es la distancia entre un punto de entrada y un punto de salida, calculada según se describe en el punto 1.4 del presente anexo

2. Cálculo de la ponderación del coste correspondiente a cada punto de salida

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

Donde:

- $W_{c,Ex}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de salida concreto
- AD_{Ex} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de salida
- CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en un punto de salida calculada en el punto 1.6 del presente anexo

3. Cálculo de la retribución a recuperar por cada punto de salida

$$R_{Ex} = W_{c,Ex} \times R_{\Sigma Ex}$$

Donde:

- $W_{c,Ex}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de salida concreto;
- $R_{\Sigma Ex}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de salida definido en el punto 2 del presente documento;
- R_{Ex} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de salida o una agrupación de ellos.

4. Término de capacidad del peaje de salida a la red de transporte por punto físico

$$T_{Ex} = \frac{R_{Ex}}{CAP_{Ex}}$$

Donde:

- T_{Ex} es el precio de referencia en un punto de salida físico;
- CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en un punto de salida de acuerdo con lo establecido en el punto 1.6 del presente documento;
- R_{Ex} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de salida o una agrupación de ellos.

En el Cuadro I.10 se muestran los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal por punto de salida físico calculados de acuerdo al procedimiento anterior. Se indica que, 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 propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

Adicionalmente, en el Gráfico II.2 se muestran los precios que resultan para los puntos de salida nacionales agrupados por provincia. La metodología de distancia ponderada por capacidad no permite determinar los términos de capacidad de los puntos de salida a la red de transporte cuya capacidad de salida es nula, como las plantas de GNL. A efectos de evitar precios nulos en cualquier punto de salida, se ha optado por fijar el precio que correspondería en ese punto de salida en el caso de que la capacidad contratada fuera 1 MWh/día.

Se observa que los términos de capacidad del peaje de salida de los puntos localizados en el centro de la península resultan los menores, siendo los mayores los de la zona noroeste.

Cuadro II.10. 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.

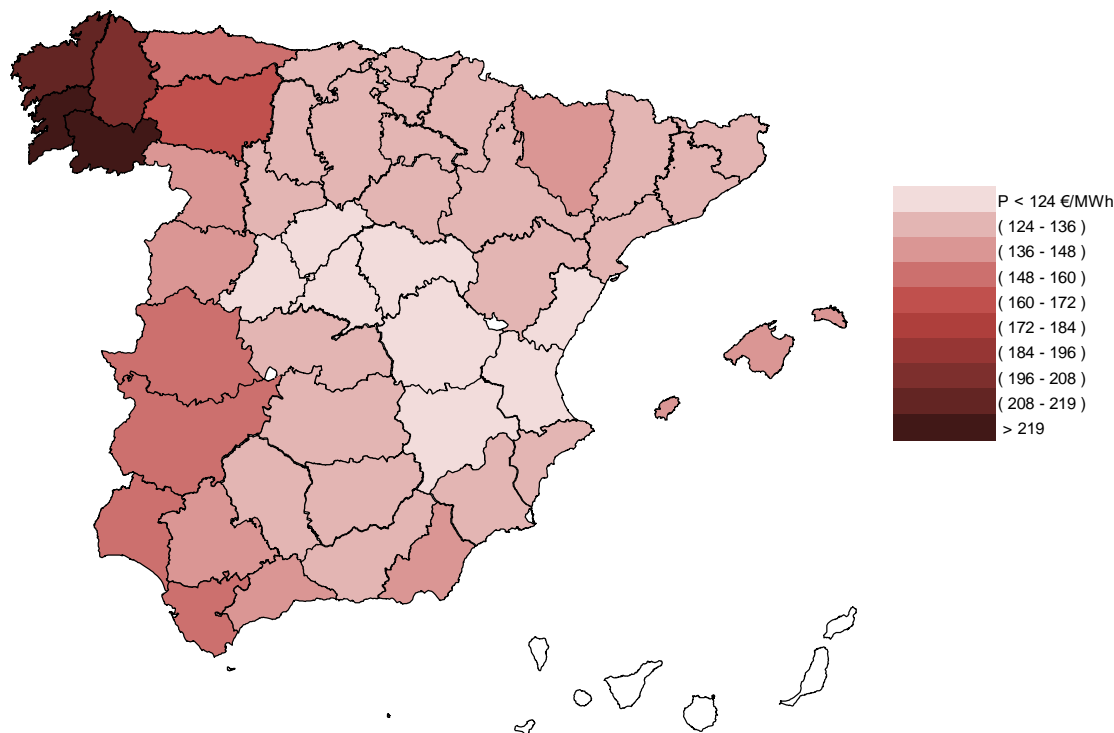
Punto de Salida	Capacidad contratada prevista en cada punto de salida (CAP _{Ex})	Distancia ponderada (AD _{Ex})	Ponderación del coste (W _{C,Ex})	Retribución a recuperar (R _{Ex})	Término de capacidad de salida (T _{Ex})
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Bariatou	34.826	840	0,021	5.749.940	165,10
CI Larrau	95.772	832	0,056	15.657.958	163,49
CI Badajoz	8.323	855	0,005	1.397.686	167,93
CI Tuy	621	1.324	0,001	161.520	260,05
PR Barcelona	0	891	-	0	188,71
PR Cartagena	0	739	-	0	159,81
PR Huelva	0	943	-	0	211,39
PR Bilbao	0	818	-	0	174,29
PR Sagunto	0	668	-	0	144,82
PR Mugardos	0	1.206	-	0	265,77
AS Serrablo	10.932	803	0,006	1.724.197	157,72
AS Gaviota	23.686	745	0,012	3.465.876	146,33
AS Marismas	3.065	612	0,001	368.382	120,19
AS Yela	3.168	826	0,002	514.359	162,34
Salida nacional (1)	1.720.196	738	0,896	249.408.333	144,99
TOTAL	1.900.590	746	1,000	278.448.251	146,51

Fuente: CNMC

Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, PB: Planta de Biogás 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.

Gráfico II.2. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad



Fuente: CNMC

Nota: A efectos de la presentación del resultado se muestra los puntos de salida nacionales agrupados por provincia. En el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

3.2.1. 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 22.b del Reglamento (UE) 2017/460.

Adicionalmente, en coherencia con los términos de capacidad de los peajes de entrada, se ha procedido a la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS. y las plantas de GNL.

Por último, teniendo en cuenta que ni comercializadores ni consumidores pueden seleccionar el punto de salida de la red de transporte desde el que se le suministra, se considera un único punto de salida hacia los consumidores conectados a redes locales.

La metodología empleada para la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS. y de las salidas hacia consumidores nacionales se corresponde con la establecida en el artículo 22.b del Reglamento (UE) 2017/460.

En el Cuadro I.11 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 II.11. 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 prevista	Término de capacidad de salida		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/ (MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
Nacional	1.720.196	144,99	-1,04%	249.408.333
VIP Pirineos	130.599	163,92	11,89%	21.407.899
VIP Ibérico	8.944	174,33	18,99%	1.559.205
AA.SS	40.851	148,66	1,47%	6.072.814
Plantas GNL	-	172,40	17,67%	-
TOTAL	1.900.590	146,51		278.448.251

Fuente: CNMC

Análogamente al peaje de entrada a la red de transporte, 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.

En el Cuadro I.12 se muestran los precios de salida de la red de transporte por punto de salida que resultan del ajuste previsto en el artículo 9 del Reglamento 2017/460. 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 II.12. 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 los artículos 6.4 y 9 del Reglamento 2017/460

Punto de Salida	Capacidad contratada prevista Qd (MWh/día)	Términos sin reescalar		Términos reescalado	
		Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes
		€/ (MWh/día) y año	miles de €	€/ (MWh/día) y año	miles de €
Nacional	1.720.196	144,99	249.408.333	148,22	254.969.078
VIP Pirineos	130.599	163,92	21.407.899	167,58	21.885.204
VIP Ibérico	8.944	174,33	1.559.205	178,22	1.593.969
Plantas GNL	-	172,40	-	176,24	-
TOTAL INGRESOS	1.859.739	146,46	272.375.437	149,72	278.448.251
TOTAL RETRIBUCIÓN			278.448.251		
Factor de reescalado			1,0223		

Fuente: CNMC

ANEXO III. CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES

ANEXO III. CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES

Desde el punto de vista regulatorio, el principal objetivo que se pretende al establecer una metodología de asignación de costes es que cada segmento de consumidores pague a través de su factura una estimación lo más cercana posible a los costes que su suministro causa al conjunto del sistema. En cualquier caso, ello implica analizar con qué factores están correlacionados cada uno de los costes identificados, y, correspondientemente, determinar una segmentación adecuada de clientes⁴² a efectos de definir una estructura de precios coherente.

1. Objeto

El objeto del presente anexo es realizar una caracterización de los clientes de gas natural, con el objetivo de realizar una segmentación de los mismos a efectos de definir la estructura de peajes de distribución. Para ello, a partir de la información disponible por la CNMC se ha procedido a analizar la distribución de clientes y su consumo por presión de diseño de la red a la que está conectado el punto de suministro, ubicación, actividad asociada, tamaño medio, capacidad demandada y utilización de la capacidad contratada.

2. Información utilizada

En la caracterización de la demanda se ha tenido en cuenta, fundamentalmente, la información disponible en el Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) aportada por los distintos agentes a efectos de llevar a cabo las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector del gas natural. En lo que respecta a la demanda nacional, en la base de datos SIFCO las empresas transportistas y distribuidoras aportan mensualmente información agregada sobre el número de suministros, consumo, capacidad y facturación desagregada por nivel de presión y peaje de acceso.

Adicionalmente, las empresas transportistas y distribuidoras aportan mensualmente información agregada sobre el número de suministros y consumo desagregada por municipio y peaje de acceso.

Finalmente, las empresas transportistas y distribuidoras aportan mensualmente información individualizada sobre las variables de facturación de todos aquellos puntos de suministro conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar

⁴² A los efectos de la caracterización de la demanda los términos cliente, consumidor y punto de suministro son equivalentes.

y de los suministros que conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar tengan obligación de disponer de equipos de teledadida⁴³.

Esta información ha sido contrastada y complementada con otras fuentes de información disponibles por la CNMC, tales como la información del Sistema de Información y Control del Sector Eléctrico (SINCRO), de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía, de información para el mercado minorista español de gas natural, de la proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras a efectos de la elaboración de los informes preceptivos sobre las propuestas de órdenes por las que se establecen los peajes y cánones.

En la caracterización realizada las variables analizadas han sido no sólo el número de clientes y su consumo, sino los tamaños medios, los factores de carga, las capacidades facturadas, así como los tipos de contratación realizados. Cabe señalar que el número promedio de clientes declarados en SIFCO, con información individualizada, se sitúa alrededor de **4.574 CUPS** para el año 2018.

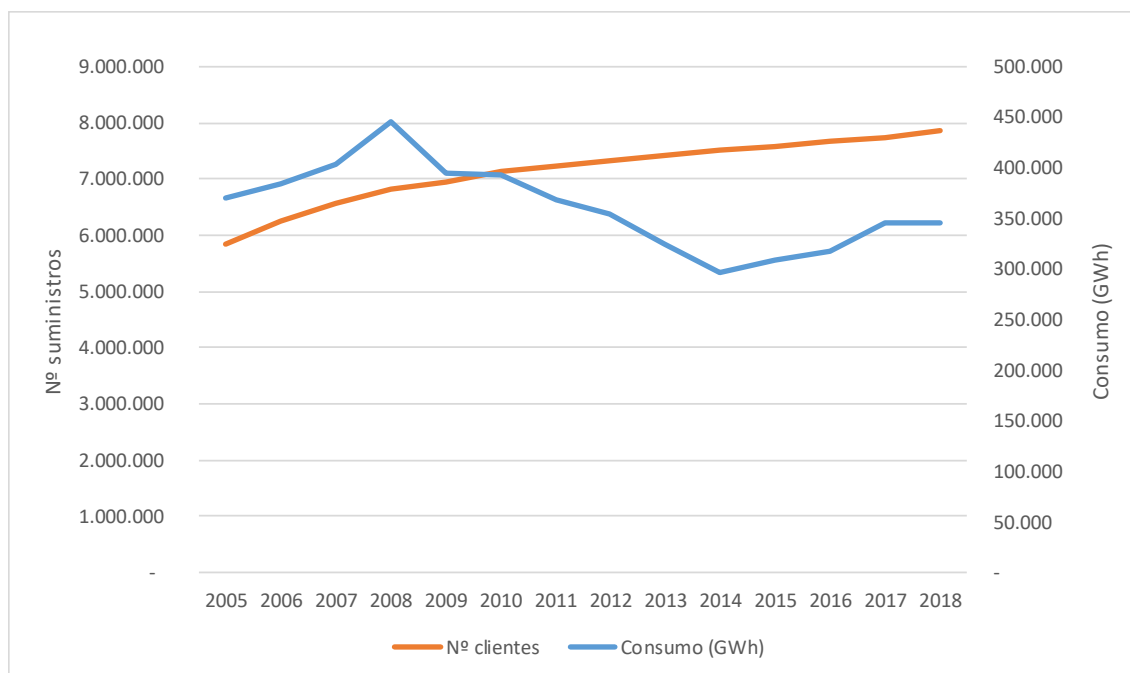
Para el resto de clientes, sin información individualizada, se han tomado datos agregados

3. Caracterización de la demanda

En el Gráfico III.1 se muestra la evolución de la demanda nacional de gas natural en términos de número de suministros y consumo. Se observa que, mientras que el número de suministros de gas natural no ha dejado de crecer durante todo el periodo de análisis, si bien lo incrementos son más relevantes en los primeros años, el consumo de los mismos aumentó rápidamente hasta 2008, para a partir de 2009 sufrir una recesión que se mantuvo hasta el ejercicio 2014, año a partir del cual se experimenta una cierta recuperación.

⁴³ Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de teledadida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios.

Gráfico III.1 Evolución del número de suministro y la demanda nacional de gas natural



Fuente: CNMC (Información base de datos SIFCO)

En los epígrafes siguientes, se caracterizará a la demanda nacional en función de los diversos parámetros que pudieran ser empleados en la segmentación: nivel de presión, capacidad demandada y volumen de consumo.

Se indica que el análisis se centra en el ejercicio 2018, año en que la demanda nacional de gas natural alcanzó 346 TWh con, aproximadamente, 7,8 millones de puntos de suministro.

3.1. Análisis por nivel de presión

Uno de los parámetros utilizados más habitualmente en la segmentación de los clientes es la presión de diseño de la red a la que están conectados los consumidores, por ser una variable relevante de reflejo de costes.

Teniendo en cuenta la información de que se dispone, a continuación, se analiza cada uno de los colectivos de consumidores conectados en los niveles de presión implícitos en los peajes vigentes, esto es, mayor de 60 bar, entre 16 bar y 60 bar, entre 4 bar y 16 bar e inferior a 4 bar.

En el año 2018 estaban conectados a las redes de transporte o distribución 7.811.305 puntos de suministro y fueron suministrados mediante camiones

cisternas 763⁴⁴ plantas unicliente. La demanda nacional de gas natural alcanzó 346 TWh, de los cuales el 97% fue destinado al suministro de clientes conectados en las redes de transporte y distribución y el 3% a suministro de plantas unicliente. En términos de puntos de suministro, el colectivo más numeroso, con el 99,94% del total de puntos de suministro, estaba conectado a redes de presión de diseño inferior a 4 bar. Mientras que en términos de consumo el colectivo más representativo es el de los suministros conectados a redes de presión de diseño superior a 60 bar, cuyo consumo concentra casi el 39% del consumo registrado en el ejercicio, seguido del colectivo de consumidores conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, cuyo consumo representa, aproximadamente, el 27% del consumo total. En coherencia, el tamaño medio de los consumidores es mayor cuanto mayor es el nivel de presión al que están conectados, pasando de 1.097 GWh/cliente para redes mayores de 60 bar a 10 MWh/cliente para los consumidores conectados a redes cuya presión de diseño es inferior a 4 bar.

Cuadro III.1 Demanda nacional de gas natural (GWh). Año 2018

Presión de diseño	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (MWh)
P (1) > 60 bar	123	0,002%	134.924	38,9%	1.096.941
16 bar < P ≤ 60 bar	153	0,002%	34.841	10,1%	227.717
4 bar < P ≤ 16 bar	3.677	0,047%	91.678	26,5%	24.933
P ≤ 4 bar	7.807.352	99,940%	74.495	21,5%	10
TOTAL	7.811.305	99,990%	335.937	97,0%	43
Plantas unicliente (*)	763	0,010%	10.498	3,0%	13.758
Total nacional	7.812.068	100,000%	346.434	100,0%	44

Fuente: CNMC (Información base de datos SIFCO)

Como se ha indicado a efectos de la caracterización se dispone información individualizada por punto de suministro e información agregada. En particular, en la base de datos SIFCO se dispone de información individualizada de 4.574 puntos de suministro, cuyo consumo representa, aproximadamente, el 80% de la demanda nacional de gas natural, si bien en términos de número de suministros apenas representa el 0,1% del total (Cuadro III.2).

⁴⁴ El número de plantas unicliente es el correspondiente al año 2017.

Cuadro III.2 Información agregada e individualizada de la demanda nacional de gas natural. Año 2018

Presión de diseño	Información agregada		Información individualizada		Individualizada vs agregada	
	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Nº Clientes	Consumo
P (1) > 60 bar	123	134.924	123	134.924	100,0%	100,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	153	34.841	153	34.841	100,0%	100,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.677	91.678	3.677	91.678	100,0%	100,0%
P ≤ 4 bar	7.807.352	74.495	621	6.260	0,0%	8,4%
3.1	4.748.216	12.902	-	-	0,0%	0,0%
3.2	2.982.119	30.135	-	-	0,0%	0,0%
3.3	27.386	1.779	-	-	0,0%	0,0%
3.4	49.320	24.698	309	1.278	0,6%	5,2%
3.5	312	4.981	312	4.981	100,0%	100,0%
Total	7.811.305	335.937	4.574	267.702	0,1%	79,7%

Fuente: CNMC (Información base de datos SIFCO)

Cabe señalar que, de los 4.574 suministros, 60 suministros tienen contratado caudal, pero no han consumido durante 2018.

En los siguientes epígrafes se caracteriza a los consumidores conectados en cada uno de los niveles de presión. Se indica que el análisis de los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar y de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 se ha realizado teniendo en cuenta la información individualizada disponible por la CNMC. La caracterización del resto de consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar se ha realizado teniendo en cuenta la información agregada.

3.1.1. Presión superior a 60 bar

En 2018 estaban conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar 123 suministros, cuyo consumo alcanzó 135 TWh, el 38,9% de la demanda nacional de gas natural.

3.1.1.1. Análisis por peaje

De acuerdo con la estructura de peajes vigentes, los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se distribuyen en tres grupos tarifarios, en función de su nivel de consumo. Se indica que, a efectos de no distorsionar la caracterización, se ha clasificado los puntos de suministro por grupo tarifario teniendo en cuenta el consumo total de cada punto de suministro,

esto es, independientemente del peaje⁴⁵ a que se hayan facturado, en su caso, los contratos de corto plazo.

En el Cuadro III.3 se muestra la distribución del nº de suministros y su consumo conforme a la estructura de peajes de acceso vigentes. Se observa que el peaje 1.3 es el que concentra el mayor volumen de consumo 112 TWh (83% del total del consumo para este nivel de presión). Acorde con la definición de los peajes, estos consumidores son los que tienen un mayor tamaño medio, 2.669 GWh, frente a 1.097 GWh que es el tamaño medio de los clientes conectados a redes de más de 60 bar. Por el contrario, los consumidores acogidos al peaje 1.1 apenas representan el 1,1% del consumo total de este nivel de presión, aunque concentran el 35% de los puntos de suministro. Se observa que, los consumidores acogidos al peaje 1.1 son los que presentan factores de carga más elevados.

Cuadro III.3 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por peaje de acceso. Año 2018

Peaje	Tramo de consumo (GWh)	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
1.1	C ≤ 200 GWh	43	35%	1.487	1,1%	35	73%
1.2	200 GWh < C ≤ 1.000 GWh	38	31%	21.332	15,8%	561	57%
1.3	C > 1.000 GWh	42	34%	112.105	83,1%	2.669	69%
Total		123	100%	134.924	100,0%	1.097	67%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.1.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar la distribución de clientes conectados a redes de presión superiores a 60 bar por Comunidad Autónoma, se observa que Andalucía con el 23% del total es la comunidad con mayor número de puntos de suministro, seguida por Aragón con el 11% y Comunidad Valenciana y Castilla la Mancha con el 9%.

Respecto de la distribución del consumo, Andalucía concentra también el mayor volumen con un 28% (37.253 GWh). Murcia, con un 16% y Cataluña, con un 12%, ocupan el segundo y tercer puesto respectivamente en consumo. Cabe señalar que, en Andalucía, las provincias con mayor consumo son Cádiz y Huelva que concentran el 82% del consumo total de la comunidad autónoma. En

⁴⁵ Los contratos de corto plazo se facturan al peaje correspondiente al volumen implicado en el contrato. En consecuencia, a un consumidor con varios tipos de contrato se le puede estar facturando a distintos peajes. A efectos de la caracterización, los consumidores se han clasificado en cada peaje teniendo en cuenta el consumo anual total.

el caso de Cataluña, únicamente dos provincias registran consumos en este nivel de presión, Barcelona (87%) y Tarragona (13%).

Al analizar el tamaño medio por Comunidad, Murcia se sitúa a la cabeza con 2.339 GWh/cliente, seguida de Cataluña (1.763 GWh/cliente) y Baleares (1.514 GWh/cliente). Mientras que los consumidores de País Vasco y Aragón presentan los factores de carga más elevados (87,5% y 87,1%, respectivamente). Véase Cuadro III.4

Cuadro III.4 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	28	22,8%	37.253	28%	1.330	75,3%
Aragón	13	10,6%	5.053	4%	389	87,1%
Asturias	2	1,6%	1.298	1%	649	33,0%
Baleares	3	2,4%	4.542	3%	1.514	22,1%
Cantabria	4	3,3%	3.750	3%	937	73,3%
Castilla La Mancha	11	8,9%	10.894	8%	990	74,2%
Castilla y León	10	8,1%	3.984	3%	398	84,5%
Cataluña	9	7,3%	15.868	12%	1.763	69,1%
Extremadura	1	0,8%	0	0%	0	41,9%
Galicia	4	3,3%	5.386	4%	1.346	81,3%
La Rioja	3	2,4%	2.262	2%	754	44,6%
Madrid	7	5,7%	1.689	1%	241	62,4%
Murcia	9	7,3%	21.055	16%	2.339	69,7%
Navarra	3	2,4%	1.422	1%	474	31,6%
País Vasco	5	4,1%	7.455	6%	1.491	87,5%
Comunidad Valenciana	11	8,9%	13.013	10%	1.183	74,9%
TOTAL	123	100,0%	134.924	100%	1.097	66,7%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.1.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.5 se muestra la distribución del número de suministros conectados a redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo desagregado por actividad según la clasificación del CNAE 2009. Se observa que, dos actividades destacan claramente sobre las demás: la de industria manufacturera y la de suministro de energía eléctrica, que, aglutinan el 78% de los puntos de suministro y el 95% del consumo total. Cabe señalar que la actividad dedicada al suministro de energía eléctrica concentra el 52% del consumo y el 41% de los puntos de suministro, mientras que la industria manufacturera concentra el 43% del consumo total y el 37% de los puntos de suministro. El mayor tamaño medio de los consumidores se corresponde con el de la actividad de suministro de energía eléctrica con 1.400 GWh/cliente,

presentando, sin embargo, este colectivo menor factor de carga (57%) que el de resto de las actividades, con la excepción del suministro dedicado a Otras actividades profesionales, científicas y técnicas (51%) y el dedicado a Agricultura, ganadería y pesca (54%).

Cuadro III.5 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por actividad. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	1	0,8%	326	0,2%	326	53,5%
Industrias extractivas	2	1,6%	894	0,7%	447	85,1%
Industria manufacturera	46	37,4%	57.898	42,9%	1.259	84,8%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	50	40,7%	69.993	51,9%	1.400	56,9%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	1	0,8%	1.176	0,9%	1.176	88,7%
Construcción	4	3,3%	4.252	3,2%	1.063	58,2%
Transporte y almacenamiento	18	14,6%	176	0,1%	10	77,6%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	1	0,8%	208	0,2%	208	50,7%
TOTAL	123	100,0%	134.924	100,0%	1.097	66,7%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

A efectos de profundizar en la caracterización de los consumidores dedicados a la actividad de suministro de energía eléctrica, en el Cuadro III.6 se muestra la distribución de suministros por tipo de generación. Se observa el 72% de los puntos de suministro (36 clientes) se corresponden con centrales de ciclo combinado, cuyo consumo aglutina el 83% del consumo total para este sector. El 22% de los puntos de suministro son instalaciones de Cogeneración que concentran el 17% del consumo total y tienen un tamaño medio de 1.054 GWh. Cabe señalar que, a pesar de que los ciclos combinados registran el mayor tamaño medio (1.604 GWh), presentan el factor de carga (53%) más reducido de este colectivo.

Cuadro III.6 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo cuya actividad se desarrolla en el sector de suministro de energía eléctrica por tipo de generación. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Ciclo Combinado	36	72%	57.758	83%	1.604	53%
Central Térmica	1	2%	41	0%	41	90%
Cogeneración	11	22%	11.599	17%	1.054	87%
Tratamiento de residuos	2	4%	596	1%	298	92%
TOTAL	50	100%	69.993	100%	1.400	57%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Análogamente, en el cuadro inferior se muestra con mayor grado de detalle las principales actividades desarrolladas en la Industria manufacturera. Las actividades que mayor volumen de consumo concentran son las dedicadas a Coquerías y refino de petróleo y la Industria química, con el 48% y el 29% del consumo registrado en este sector, respectivamente. Cabe señalar la mayor utilización de la capacidad de los consumidores dedicados a la Industria manufacturera respecto de los dedicados a la generación eléctrica.

Cuadro III.7 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo cuya actividad se desarrolla en la Industria manufacturera por actividad. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	4	9%	1.427	2%	357	83%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	2%	503	1%	503	88%
Industria del papel	6	13%	4.642	8%	774	78%
Coquerías y refino de petróleo	8	17%	27.759	48%	3.470	84%
Industria química	17	37%	16.556	29%	974	88%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	2%	53	0%	53	58%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	5	11%	1.661	3%	332	86%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	7%	4.676	8%	1.559	86%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	2%	621	1%	621	89%
TOTAL	46	100%	57.898	100%	1.259	85%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Finalmente, se indica que el colectivo de consumidores dedicado a la actividad de Transporte y almacenamiento se corresponde con las estaciones de compresión y centros de transporte de gas natural, con la excepción de un único suministro cuya actividad está relacionada con el transporte de pasajeros (véase Cuadro III.8).

Cuadro III.8 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo cuya actividad está relacionada con el Transporte y Almacenamiento. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Transporte terrestre y por tubería	17	94%	5	3%	0	55%
Almacenamiento y actividades anexas al transporte	1	6%	171	97%	171	78%
TOTAL	18	100%	176	100%	10	78%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Si bien la actividad principal de un consumidor puede no ser la producción de energía, existen numerosos puntos de suministro que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. En particular, según la información disponible en

la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 36 puntos de suministro, lo que representó el 29,3% de los suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y el 30,3% del consumo en ese nivel de presión.

Cabe señalar el alto grado de penetración de la cogeneración en la Industria extractiva y en la Industria manufacturera, en particular en las actividades de la madera y el corcho, la fabricación de otros productos minerales no metálicos, la industria de alimentación y del papel.

Cuadro III.9 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	% sobre total clientes conectados en redes P > 60 bar	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de clientes conectados en redes P > 60 bar	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	1	100,0%	326	100,0%	326	53,5%
Industrias extractivas	2	100,0%	894	100,0%	447	85,1%
Industria manufacturera	20	43,5%	26.548	45,9%	1.327	84,2%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	11	22,0%	11.599	16,6%	1.054	86,7%
Construcción	2	50,0%	1.503	35,3%	751	89,7%
TOTAL	36	29,3%	40.870	30,3%	1.135	84,7%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Cuadro III.10 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	% sobre total clientes en actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo registrado en actividad	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	2	50%	913	64%	456	81%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	100%	503	100%	503	88%
Industria del papel	3	50%	1.677	36%	559	66%
Coquerías y refino de petróleo	3	38%	14.991	54%	4.997	86%
Industria química	6	35%	6.628	40%	1.105	87%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	4	80%	1.659	100%	415	87%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	1	33%	176	4%	176	67%
TOTAL	20	43%	26.548	46%	1.327	84%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.1.4. Análisis por duración del contrato

En el Cuadro III.11 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión superiores a 60 bar y su consumo en función del tipo de contratación. Se

observa que, el 67%, cuyo consumo representa el 48% del total, de los clientes únicamente realizan contratos a largo plazo, el 24% de los clientes, cuyo consumo representa el 48% del consumo total, combinan contratos a largo plazo y contratos de duración inferior al año y el 9% de los clientes, con un consumo próximo al 4%, únicamente realizan contratos a corto plazo. Cabe señalar que el colectivo de consumidores que presenta factores de carga más elevados es el que únicamente realiza contratación de corto plazo. El colectivo de mayor tamaño medio por cliente es el que combina contratación anual y de corto plazo.

Cuadro III.11 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por tipo de contratación. Año 2018

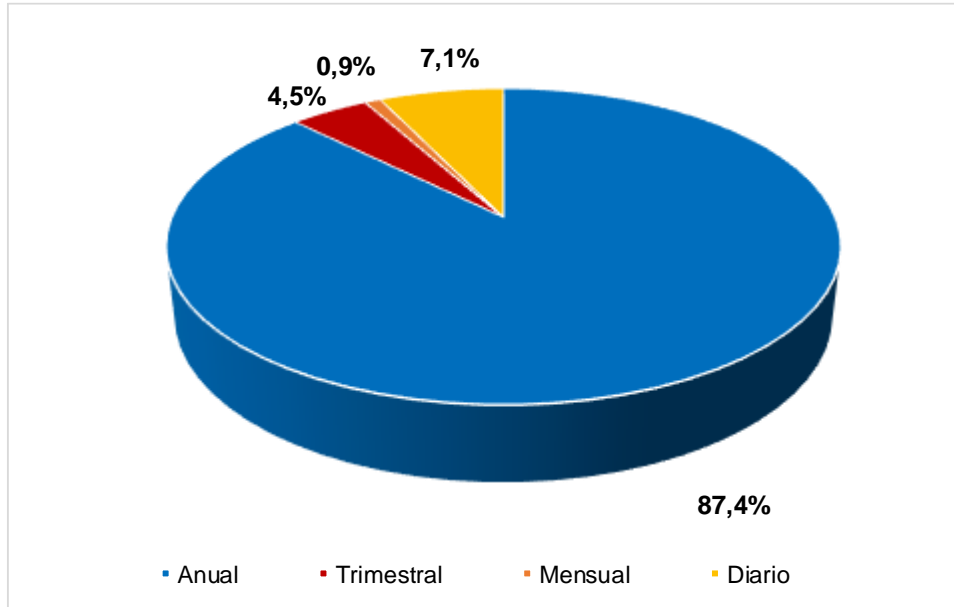
Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	82	67%	64.838	48,1%	791	66%
Anual y corto plazo	30	24%	65.160	48,3%	2.172	68%
Corto plazo	11	9%	4.926	3,7%	448	69%
TOTAL	123	100%	134.924	100,0%	1.097	67%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

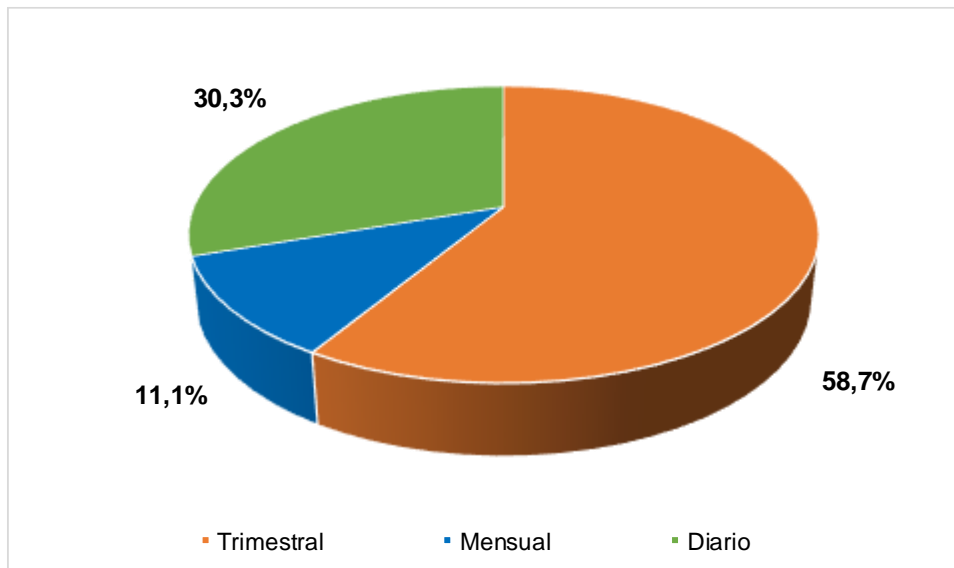
Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (87,4%), diarios (7,1%) y trimestrales (4,5%), mientras que los consumidores que únicamente contratan a corto plazo concentran su consumo en contratos trimestrales (58,7%), diarios (30,3%) y mensuales (11,1%). No existe contratación intradiaria.

Gráfico III.2 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

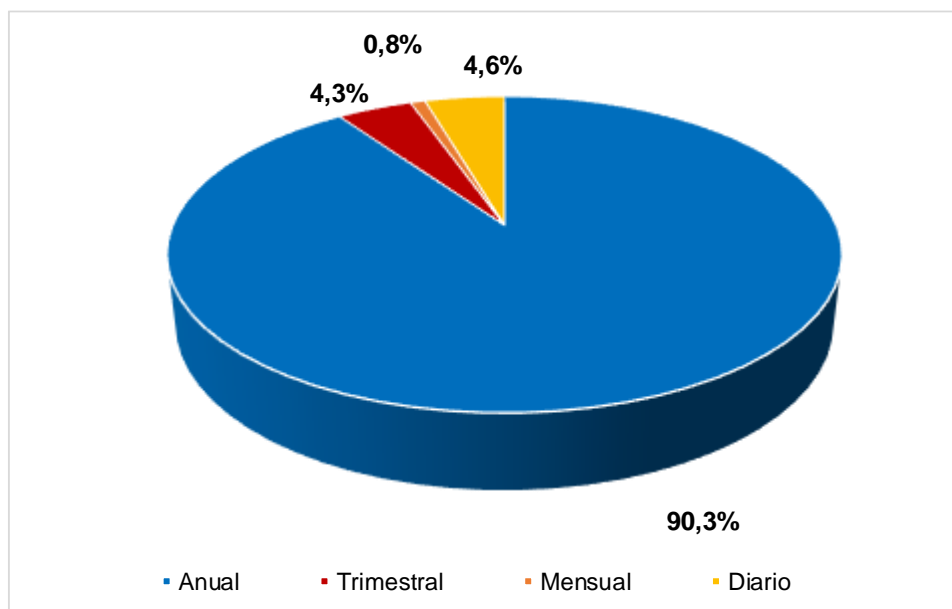
Gráfico III.3 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que contratan a corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 90,3% del consumo total, seguidos de los contratos diarios (4,6%), contratos trimestrales (4,3%) y mensuales (0,8%).

Gráfico III.4 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.1.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la tipología de contratación por actividad se observa que el Suministro de energía eléctrica es casi exclusivamente el único colectivo que presenta contratación a corto plazo (véase Cuadro III.12). La Industria manufacturera efectúa una contratación a corto plazo que alcanza el 0,8%.

Cuadro III.12 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por tipo de contrato y actividad. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Mensual	Diario
Agricultura, Ganadería y Pesca	100,0%			
Industrias extractivas	100,0%			
Industria manufacturera	99,3%	0,2%	0,0%	0,6%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	81,9%	8,2%	1,6%	8,3%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	100,0%			
Construcción	100,0%			
Transporte y almacenamiento	100,0%			
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%			
TOTAL	90,3%	4,3%	0,8%	4,6%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

La industria de suministro de energía eléctrica consume el 18,1% de su energía mediante contratos de corto plazo, destacando los contratos diarios con un 8,3% de la energía. Cabe señalar que del total de clientes de esta industria (50), 18 contratan únicamente a largo plazo, 22 compaginan contratación anual y de corto plazo y los restantes 10 realizan solo contratación a corto plazo.

Fuera de la actividad de suministro de energía eléctrica, la contratación en el corto plazo es residual, siendo el 99,3% del consumo efectuado a través de contratos de duración anual.

3.1.1.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.13 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión superior a 60 bar y su consumo por Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que las actividades más extendidas por el territorio nacional son las correspondientes a Suministro de energía eléctrica, Industria manufacturera y Transporte y almacenamiento.

En el sector del Suministro de energía eléctrica, Andalucía es la comunidad que concentra el mayor volumen de consumo (16,3% del total para este grupo de presión) y el mayor número de puntos de suministro (13,0% del total), seguida por Cataluña cuyo volumen de consumo y número de suministros representan el 11,6% y el 4,9% del total, respectivamente. Cabe señalar que, en las Comunidades Autónomas de Asturias, Baleares y Cataluña representa prácticamente la totalidad del consumo en este nivel de presión.

En el sector de la Industria manufacturera, el segundo en importancia tanto en número de clientes como en consumo, las Comunidades de Murcia y Andalucía son las que concentran un mayor consumo (con un 11% y 10,6% respectivamente) y un mayor número de puntos de suministro (con un 4,9% y 8,9% respectivamente).

Por último, como se ha comentado anteriormente, los suministros que llevan a cabo su actividad en el sector del Transporte y almacenamiento se corresponden con las estaciones de compresión y los centros de transporte del sistema gasista, de ahí elevada presencia en el territorio nacional y su escasa representatividad en términos de consumo.

Cuadro III.13 Distribución del número de suministros y el volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

CC.AA	Agricultura, Ganadería y Pesca		Industrias extractivas		Industria manufacturera		Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado		Suministro de agua y actividades de saneamiento		Construcción		Transporte y almacenamiento		Actividades profesionales, científicas y técnicas		TOTAL CC.AA	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía					8,9%	10,6%	13,0%	16,3%			0,8%	0,7%					22,8%	27,6%
Aragón			0,8%	0,2%	4,9%	3,0%	4,1%	0,6%					0,8%	0,0%			10,6%	3,7%
Asturias							1,6%	1,0%									1,6%	1,0%
Baleares							2,4%	3,4%									2,4%	3,4%
Cantabria					2,4%	1,6%	0,8%	1,2%									3,3%	2,8%
Castilla La Mancha					4,1%	5,4%	1,6%	2,3%			0,8%	0,4%	2,4%	0,0%			8,9%	8,1%
Castilla y León			0,8%	0,5%	3,3%	1,4%	1,6%	1,0%					2,4%	0,0%			8,1%	3,0%
Cataluña							4,9%	11,6%					2,4%	0,1%			7,3%	11,8%
Extremadura													0,8%	0,0%			0,8%	0,0%
Galicia					0,8%	2,6%	2,4%	1,4%									3,3%	4,0%
La Rioja												0,8%	1,7%	1,6%	0,0%		2,4%	1,7%
Madrid	0,8%	0,2%			2,4%	0,6%					0,8%	0,4%	1,6%	0,0%			5,7%	1,3%
Murcia					4,9%	11,0%	2,4%	4,6%									7,3%	15,6%
Navarra							1,6%	1,1%					0,8%	0,0%			2,4%	1,1%
País Vasco					1,6%	3,7%	1,6%	0,9%	0,8%	0,9%							4,1%	5,5%
Comunidad Valenciana					4,1%	3,0%	2,4%	6,5%					1,6%	0,0%	0,8%	0,2%	8,1%	9,5%
TOTAL	0,8%	0,2%	1,6%	0,7%	37,4%	42,9%	40,7%	51,9%	0,8%	0,9%	3,3%	3,2%	14,6%	0,1%	0,8%	0,2%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

Dada la especial relevancia de la Industria manufacturera, se procede a realizar un análisis más exhaustivo. A estos efectos, el Cuadro III.14 muestra la distribución de clientes y su consumo por Comunidad Autónoma y tipo de actividad en este sector.

Cabe señalar que, dentro de la Industria manufacturera el 47,9% del consumo corresponde a Coquerías y refino de petróleo. Este consumo se localiza en 8 únicos clientes que, por tanto, tienen un consumo medio muy elevado (3.470 GWh). Atendiendo a la Comunidad Autónoma, Murcia (17,2% del consumo), Andalucía (10,2%) y Castilla La Mancha (9,1%) son las que concentran el mayor volumen de consumo.

La Industria química es la segunda actividad de la Industria manufacturera más relevante, concentrando el 28,6% del consumo y el 37% de los clientes. Destacan, en términos de consumo, las Comunidades Autónomas de Andalucía (11,5%) y Murcia (6,4%). El tamaño medio de los clientes dedicados a esta actividad (974 GWh/año) es inferior al de los empleados en Coquerías y refino de petróleo.

La tercera actividad más representativa se corresponde con la Industria metalúrgica, que concentra el 8,1% del consumo y el 6,5% de los puntos de suministro. En este sector el tamaño medio es, aproximadamente, de 1.559 GWh/año.

Se observa que, con carácter general, todas las actividades desarrolladas en el sector de la Industria manufacturera presentan factores de carga elevados (85% para el conjunto de la industria). En la industria química este factor de carga alcanza con frecuencia valores superiores al 90% (como sucede en Castilla y León, Andalucía, Murcia y Castilla la Mancha).

Cuadro III.14 Distribución del número de suministros y el volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar de la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y tipo de actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	4	8,7%	1.427	2,5%	357	83%
Castilla y León	1	2,2%	318	0,5%	318	68%
Murcia	2	4,3%	515	0,9%	257	87%
Comunidad Valenciana	1	2,2%	595	1,0%	595	89%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles	1	2,2%	503	0,9%	503	88%
Castilla y León	1	2,2%	503	0,9%	503	88%
Industria del papel	6	13,0%	4.642	8,0%	774	78%
Andalucía	1	2,2%	651	1,1%	651	90%
Aragón	4	8,7%	3.613	6,2%	903	86%
Madrid	1	2,2%	378	0,7%	378	37%
Coquerías y refino de petróleo	8	17,4%	27.759	47,9%	3.470	84%
Andalucía	2	4,3%	5.878	10,2%	2.939	85%
Castilla La Mancha	3	6,5%	5.257	9,1%	1.752	82%
Murcia	1	2,2%	9.958	17,2%	9.958	87%
País Vasco	1	2,2%	5.029	8,7%	5.029	83%
Comunidad Valenciana	1	2,2%	1.636	2,8%	1.636	76%
Industria química	17	37,0%	16.556	28,6%	974	88%
Andalucía	6	13,0%	6.663	11,5%	1.110	91%
Aragón	1	2,2%	7	0,0%	7	64%
Cantabria	3	6,5%	2.146	3,7%	715	72%
Castilla La Mancha	1	2,2%	2.024	3,5%	2.024	91%
Castilla y León	1	2,2%	1.078	1,9%	1.078	94%
Madrid	2	4,3%	380	0,7%	190	84%
Murcia	2	4,3%	3.717	6,4%	1.858	91%
Comunidad Valenciana	1	2,2%	541	0,9%	541	83%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	2,2%	53	0,1%	53	58%
Castilla y León	1	2,2%	53	0,1%	53	58%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	5	10,9%	1.661	2,9%	332	86%
Aragón	1	2,2%	368	0,6%	368	94%
Castilla La Mancha	1	2,2%	24	0,0%	24	76%
País Vasco	1	2,2%	1	0,0%	1	7%
Comunidad Valenciana	2	4,3%	1.268	2,2%	634	85%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	6,5%	4.676	8,1%	1.559	86%
Andalucía	2	4,3%	1.137	2,0%	568	77%
Galicia	1	2,2%	3.540	6,1%	3.540	89%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	2,2%	621	1,1%	621	89%
Murcia	1	2,2%	621	1,1%	621	89%
TOTAL	46	100,0%	57.898	100,0%	1.259	85%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2. Presión superior a 16 bar e inferior a 60 bar

En 2018 estaban conectados a redes de presión superiores a 16 bar e inferiores a 60 bar 153 puntos de suministro, cuyo consumo ascendió a 34,8 TWh, el 10,1% de la demanda nacional de gas natural.

3.1.2.1. Análisis por peaje

En Cuadro III.15 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los consumidores conectados en redes de presión de diseño

comprendida entre 16 y 60 bar conforme a la estructura de peajes vigentes⁴⁶. Se observa que, los consumidores acogidos a los peajes 2.5 y 2.6 concentran el 95,4% del consumo total y el 34% del total de puntos de suministro. Estos consumidores tienen un tamaño medio superior al medio de este nivel de presión y registran elevados factores de carga (82% y 74% respectivamente). Por el contrario, los consumidores acogidos a los peajes 2.1 a 2.3 con el 53,6% del total de suministros conectados apenas representan el 2% del consumo total. Estos consumidores presentan factores de carga inferiores (entre el 34% y el 59%).

Cuadro III.15 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar conforme a la estructura de peajes vigentes. Año 2018

Peaje de acceso	Tramo de consumo (GWh)	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
2.1	C ≤ 500	6	3,9%	1	0,0%	0	34%
2.2	500 < C ≤ 5.000	29	19,0%	76	0,2%	3	59%
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	47	30,7%	591	1,7%	13	46%
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	19	12,4%	918	2,6%	48	60%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	34	22,2%	9.180	26,3%	270	74%
2.6	C > 500.000	18	11,8%	24.075	69,1%	1.337	82%
TOTAL		153	100%	34.841	100%	228	78%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar por Comunidad Autónoma, Cataluña es la que concentra mayor volumen de consumo y mayor número de puntos de suministro (58,8% y 56,2% del total). En términos de consumo Galicia, con un 14,4%, y Aragón, con un 10,6%, ocupan el segundo y tercer puesto respectivamente. En términos de número de suministros la Comunidad Valenciana es la segunda en tamaño. Castilla y León es la comunidad que presenta un tamaño medio por cliente más elevado (1.024 GWh), mientras que las Comunidades Autónomas de Madrid y La Rioja presentan los tamaños medios más bajos (con 6 GWh/año). Desde el punto de vista de la utilización de la capacidad, las Comunidades Autónomas de Castilla y León y Galicia presentan los factores de carga más elevados (con el 92% y el 82%, respectivamente) mientras que La Rioja y Baleares presentan valores claramente inferiores (44% y 45% respectivamente) (véase Cuadro III.16).

⁴⁶ Ver nota (46)

Cuadro III.16 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	8	5,2%	2.151	6,2%	269	81%
Aragón	7	4,6%	3.685	10,6%	526	81%
Baleares	1	0,7%	11	0,0%	11	45%
Castilla y León	2	1,3%	2.048	5,9%	1.024	92%
Cataluña	86	56,2%	20.479	58,8%	238	77%
Galicia	5	3,3%	5.024	14,4%	1.005	82%
La Rioja	1	0,7%	6	0,0%	6	44%
Madrid	1	0,7%	6	0,0%	6	72%
Comunidad Valenciana	42	27,5%	1.432	4,1%	34	63%
TOTAL	153	100,0%	34.841	100,0%	228	78%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.17 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por actividad. El sector de actividad más relevante se corresponde con la Industria manufacturera que concentra el 81,5% del consumo y el 73,2% de los puntos de suministro. A continuación, se sitúa el Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire con el 12,8% del consumo y el 7,8% de los puntos de suministro.

En cuanto al tamaño medio de los consumidores, el sector dedicado al Suministro de energía es el que registra el mayor tamaño (372 GWh/año), seguido por los sectores dedicados a la Agricultura, ganadería y pesca (309 GWh/año) y la Industria manufacturera (254 GWh/año). Por el contrario, los consumidores de menor tamaño desarrollan su actividad en la Hostelería (0,2 GWh/año), Actividades, profesionales, científicas y técnicas (2,1 GWh/año) y Otros Servicios (3,3 GWh/año).

Desde el punto de vista de utilización de la capacidad, se observa que los consumidores que desarrollan su actividad en el sector del Suministro de energía eléctrica e Industrias extractivas son los que presentan los factores de carga más elevados (82% y 80%, respectivamente). Por el contrario, el único consumidor que desarrolla su actividad en el sector de la Hostelería registra el factor de carga más bajo (31%).

Cuadro III.17 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por sector de actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	2	1,3%	617	1,8%	309	77%
Industrias extractivas	3	2,0%	335	1,0%	112	80%
Industria manufacturera	112	73,2%	28.396	81,5%	254	78%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	12	7,8%	4.459	12,8%	372	82%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	4	2,6%	489	1,4%	122	57%
Comercio	10	6,5%	495	1,4%	50	72%
Transporte y almacenamiento	2	1,3%	25	0,1%	12	40%
Hostelería	1	0,7%	0	0,0%	0	31%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	1	0,7%	2	0,0%	2	44%
Administración Pública	1	0,7%	3	0,0%	3	73%
Actividades Sanitarias	2	1,3%	9	0,0%	5	48%
Otros Servicios	3	2,0%	10	0,0%	3	56%
TOTAL	153	100%	34.841	100%	228	78%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Respecto de las actividades más relevantes en términos de consumo en el sector de la **Industria manufacturera** la Industria química (34,7%), Coquerías y refino del petróleo (26,9%) y la Industria del papel (17,5%) concentran los mayores consumos de la Industria manufacturera. En términos de puntos de suministro, la Industria química vuelve a situarse en cabeza con el 20,5% de los clientes, seguida de la Industria de la alimentación con el 19,6% de puntos de suministro, si bien ésta última solo concentra el 4% del consumo. Las Coquerías y el refino de petróleo cuentan con los clientes de mayor tamaño medio (1.530 GWh), mientras que el mayor factor de carga se da en la Fabricación de muebles (88%) (véase Cuadro III.18).

Cuadro III.18 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar de la Industria manufacturera por actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	22	19,6%	1.138	4,0%	52	68%
Industria textil	6	5,4%	37	0,1%	6	52%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	0,9%	535	1,9%	535	80%
Industria del papel	12	10,7%	4.958	17,5%	413	88%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	0,9%	141	0,5%	141	73%
Coquerías y refinado de petróleo	5	4,5%	7.651	26,9%	1.530	77%
Industria química	23	20,5%	9.849	34,7%	428	79%
Fabricación de productos farmacéuticos	4	3,6%	58	0,2%	15	75%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	7	6,3%	48	0,2%	7	48%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	9	8,0%	1.497	5,3%	166	83%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	5,4%	1.378	4,9%	230	73%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	5	4,5%	38	0,1%	8	52%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	0,9%	13	0,0%	13	77%
Fabricación de material y equipo eléctrico	1	0,9%	6	0,0%	6	32%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	5	4,5%	1.045	3,7%	209	64%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	0,9%	1	0,0%	1	67%
Fabricación de muebles	2	1,8%	4	0,0%	2	88%
Reparación e instalación de maquinaria y equipo	1	0,9%	0	0,0%	0	5%
TOTAL	112	100,0%	28.396	100,0%	254	78%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Respecto del sector dedicado al **Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado**, cabe señalar que todos los puntos de suministro se dedican a la generación de energía eléctrica. En particular, en la red de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar se encuentran conectados nueve cogeneradores y tres instalaciones de tratamiento de residuos. Las instalaciones de tratamiento de residuos son las que presentan el mayor tamaño medio (414 GWh/año) y los cogeneradores los que presentan un mayor factor de carga (84,8%). Véase Cuadro III.19.

Cuadro III.19 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar en el sector de Suministro de energía por actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Cogeneración	9	75%	3.218	72%	358	84,8%
Tratamiento de residuos	3	25%	1.241	28%	414	81,8%
TOTAL	12	100%	4.459	100%	372	81,8%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por último, se indica que, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 47 puntos de suministro, lo que representó el 30,7% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar y el 63,0% del consumo de ese nivel de presión.

Cuadro III.20 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	2	100,0%	617	100,0%	309	76,9%
Industria manufacturera	30	26,8%	17.069	60,1%	569	82,3%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	11	91,7%	3.853	86,4%	350	81,0%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	1	25,0%	9	1,8%	9	43,3%
Comercio	2	20,0%	418	84,4%	209	87,5%
Otros Servicios	1	33,3%	0	0,0%	0	27,5%
TOTAL	47	30,7%	21.966	63,0%	467	82,0%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que se refiere a los clientes industriales, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 30 puntos de suministro, lo que representó el 27% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar y el 60% del consumo de ese nivel de presión. Es de destacar por su nivel de consumo el sector de Industria química donde el 57% de los puntos de suministro y casi el 81% del consumo utiliza cogeneración. Asimismo, se debe destacar también la importancia de la Industria del papel con el 42% de los puntos de suministro y el 70% del consumo total.

Cuadro III.21 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	1	5%	348	31%	348	72%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	100%	535	100%	535	80%
Industria del papel	5	42%	3.455	70%	691	87%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	100%	141	100%	141	73%
Coquerías y refino de petróleo	2	40%	2.658	35%	1.329	84%
Industria química	13	57%	7.954	81%	612	83%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	1	14%	26	55%	26	47%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	3	33%	907	61%	302	90%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	100%	13	100%	13	77%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	2	40%	1.033	99%	516	64%
TOTAL	30	27%	17.069	60%	569	82%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2.4. Análisis por duración del contrato

Atendiendo a la duración de los contratos de los clientes conectados a redes de presión entre 16 y 60 bar, se observa que el 92% de los consumidores, cuyo consumo representa casi el 98% del consumo de este nivel de presión, emplean únicamente contratación anual. El 5% de los suministros, cuyo consumo representa el 2% del consumo de este nivel de presión, combinan contratos anuales y contratos de duración inferior al año, mientras que el 3% de los suministros, cuyo consumo representa el 0,2% del consumo de este nivel de presión, únicamente contratan a corto plazo (véase Cuadro III.22).

Cuadro III.22 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por tipo de contrato. Año 2018

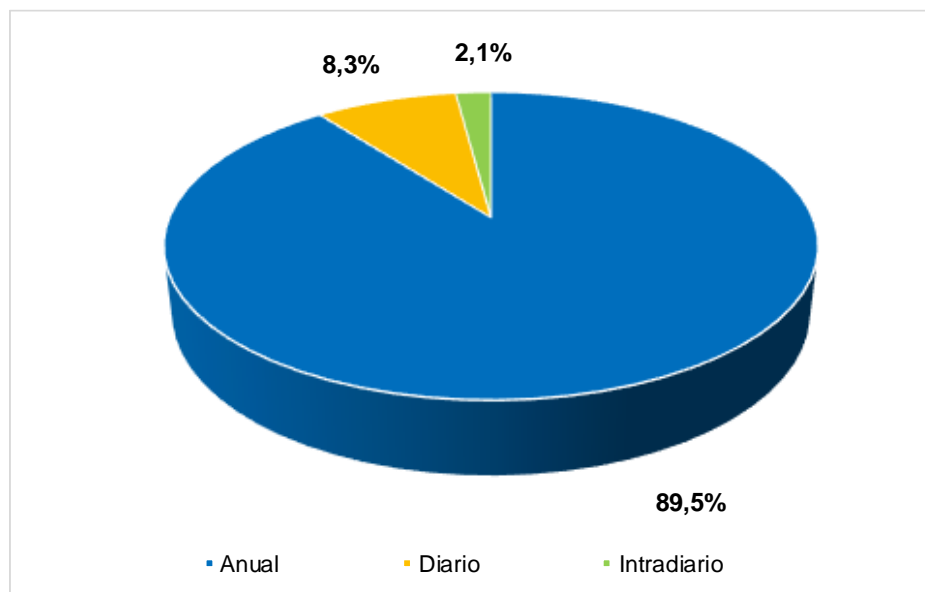
Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	141	92%	33.963	97,5%	241	78,6%
Anual y corto plazo	7	5%	802	2,3%	115	67,2%
Corto plazo	5	3%	75	0,2%	15	43,0%
TOTAL	153	100%	34.841	100,0%	228	78,2%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (89,5%) seguidos de contratos diarios (8,3%) e intradiarios (2,1%). Los consumidores que únicamente contratan a corto plazo sólo han empleado contratos diarios y trimestrales.

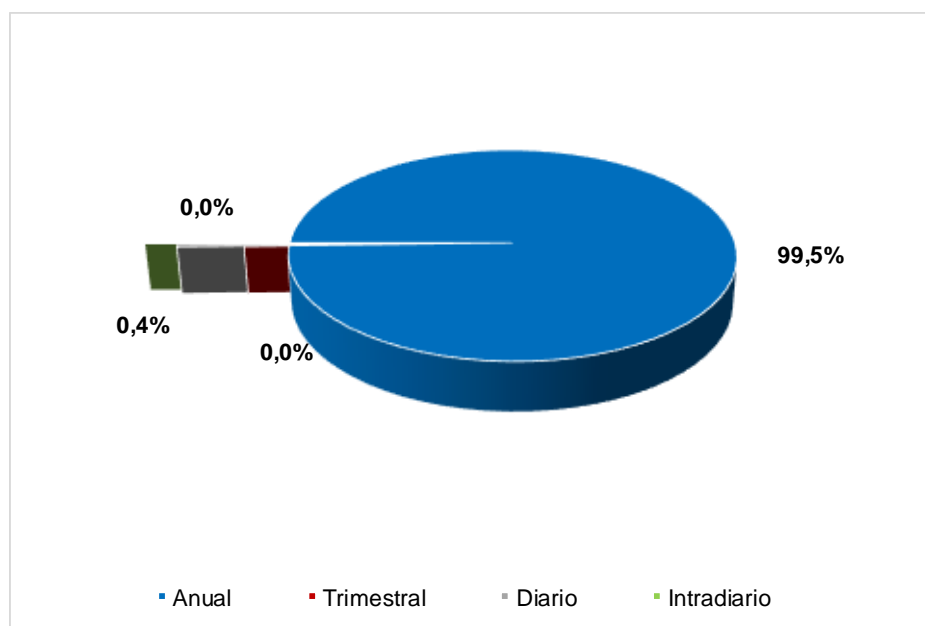
Gráfico III.5 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de comprendida entre 16 y 60 bar que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 99,5% del consumo total, seguidos de los contratos de duración diaria (0,4%). Los contratos trimestrales e intradiarios apenas alcanzan un 0,1% del consumo total.

Gráfico III.6 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.2.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la duración de los contratos por actividad, se observa que la contratación a corto plazo se concentra en el Comercio, las Industrias extractivas y la Industria manufacturera (véase Cuadro III.23).

Cuadro III.23 Distribución del consumo de los suministros conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar por actividad y tipo de contrato. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Diario	Intradiario
Agricultura, Ganadería y Pesca	100,0%			
Industrias extractivas	97,7%		0,6%	1,7%
Industria manufacturera	99,5%	0,0%	0,4%	0,0%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	100,0%			
Suministro de agua y actividades de saneamiento	99,7%	0,1%	0,2%	
Comercio	97,4%	0,0%	2,6%	
Transporte y almacenamiento	100,0%			
Hostelería	100,0%			
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%			
Administración Pública	100,0%			
Actividades Sanitarias	100,0%			
Otros Servicios	100,0%		0,0%	
TOTAL	99,5%	0,0%	0,4%	0,0%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.2.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.24 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar y su consumo por Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que el sector más extendido por el territorio nacional se corresponde con la Industria manufacturera.

Las Comunidades Autónomas de Cataluña y Valencia cuentan con representación en prácticamente la totalidad de los sectores analizados, mientras que Baleares, Castilla y León y La Rioja únicamente están representadas en un sector de actividad (Comercio, Industria manufacturera y Otros servicios, respectivamente).

Dentro del sector de la Industria manufacturera, Cataluña es la comunidad con mayor consumo (49,7% del total) y mayor número de puntos de suministro (41,2%). Galicia con un 13,2% del consumo total para este grupo de presión y, apenas un 2,6% de puntos de suministro, ocupa el segundo lugar en cuanto a consumo se refiere.

Dentro del sector de Suministro de energía eléctrica, Cataluña con un 7,1% y Andalucía con un 4,3% son las comunidades con representatividad en términos de consumo.

Respecto del resto de actividades, que si bien concentran casi el 19% de puntos de suministro apenas representan el 5,7% del consumo total de este grupo de presión, el sector más relevante es el de Agricultura, pesca y ganadería, con el 1,3% de puntos de suministro y el 1,8% del consumo, que se localiza en Andalucía, seguido por el Comercio, desarrollado en Baleares, Cataluña y Comunidad Valenciana, con el 6,5% de puntos de suministro y 1,4% del consumo y el de Suministro de agua y actividades de saneamiento, en Cataluña y Galicia, con el 2,6% de puntos de suministro y el 1,4% del consumo.

Cuadro III.24 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por Comunidad Autónoma y sector de actividad. Año 2018

CC.AA	Industria manufacturera		Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado		Resto de actividades	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía	1,3%	0,1%	2,6%	4,3%	1,3%	1,8%
Aragón	3,3%	8,9%	0,7%	1,1%	0,7%	0,6%
Baleares					0,7%	0,0%
Castilla y León	1,3%	5,9%				
Cataluña	41,2%	49,7%	3,9%	7,1%	11,1%	2,0%
Galicia	2,6%	13,2%			0,7%	1,2%
La Rioja					0,7%	0,0%
Madrid	0,7%	0,0%				
Comunidad Valenciana	22,9%	3,7%	0,7%	0,3%	3,9%	0,1%
TOTAL	73,2%	81,5%	7,8%	12,8%	19,0%	5,7%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

Profundizando en el sector de la Industria manufacturera (véase Cuadro III.25), la actividad más relevante se corresponde con la Industria química con el 34,7% del consumo y el 20,5% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en Cataluña, seguida por las comunidades de Galicia y Castilla y León. Al respecto cabe señalar que Tarragona aglutina el 52% de los puntos de suministros y 72% del consumo del total de suministros dedicados a esta actividad.

La segunda actividad en términos de consumo se corresponde con Coquerías y refino de petróleo con el 26,9% del consumo registrado en el sector de la Industria manufacturera. Esta actividad se desarrolla en Cataluña con el 19,3% del consumo y en Galicia con el 7,6% del consumo, y más concretamente en las provincias de Tarragona y La Coruña.

La tercera actividad en términos de consumo se corresponde con la Industria del papel, que concentra el 10,7% de los puntos de suministros y el 17,5% del consumo de la Industria manufacturera. Esta actividad se localiza fundamentalmente en las Comunidades Autónomas de Aragón, Cataluña y Castilla y León (con el 7,7%, 6,0% y 3,7%, respectivamente).

En término de número de suministros, la Industria de la alimentación es la segunda actividad más relevante de la industria manufacturera con un 19,6%, localizada fundamentalmente en la Comunidad Valenciana con el 11,6% de los suministros, seguida por Cataluña con el 6,3%.

Cuadro III.25 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar empleados en la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	2	1,8%	36	0,1%	18	42,9%
Industria de la alimentación	1	0,9%	31	0,1%	31	42,8%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	0,9%	5	0,0%	5	43,1%
Aragón	5	4,5%	3.096	10,9%	619	80,3%
Industria de la alimentación	1	0,9%	456	1,6%	456	89,0%
Industria del papel	2	1,8%	2.176	7,7%	1.088	86,2%
Fabricación de material y equipo eléctrico	1	0,9%	6	0,0%	6	31,6%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	0,9%	458	1,6%	458	57,2%
Castilla y León	2	1,8%	2.048	7,2%	1.024	91,9%
Industria del papel	1	0,9%	1.062	3,7%	1.062	92,3%
Industria química	1	0,9%	987	3,5%	987	91,5%
Cataluña	63	56,3%	17.304	60,9%	275	76,7%
Industria de la alimentación	7	6,3%	406	1,4%	58	71,3%
Industria textil	3	2,7%	17	0,1%	6	67,6%
Industria del papel	8	7,1%	1.714	6,0%	214	88,6%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	0,9%	141	0,5%	141	72,5%
Coquerías y refino de petróleo	4	3,6%	5.484	19,3%	1.371	75,4%
Industria química	19	17,0%	7.735	27,2%	407	77,1%
Fabricación de productos farmacéuticos	3	2,7%	53	0,2%	18	80,7%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	5	4,5%	39	0,1%	8	44,0%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	3	2,7%	275	1,0%	92	87,8%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	2,7%	828	2,9%	276	70,6%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	3	2,7%	34	0,1%	11	49,5%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	2	1,8%	577	2,0%	288	71,1%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	0,9%	1	0,0%	1	67,4%
Reparación e instalación de maquinaria y equipo	1	0,9%	0	0,0%	0	4,6%
Galicia	4	3,6%	4.607	16,2%	1.152	84,0%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartero	1	0,9%	535	1,9%	535	79,7%
Coquerías y refino de petróleo	1	0,9%	2.167	7,6%	2.167	82,2%
Industria química	1	0,9%	1.096	3,9%	1.096	84,2%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	1	0,9%	809	2,8%	809	92,2%
Madrid	1	0,9%	6	0,0%	6	71,8%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	0,9%	6	0,0%	6	71,8%
Comunidad Valenciana	35	31,3%	1.300	4,6%	37	63,7%
Industria de la alimentación	13	11,6%	245	0,9%	19	47,1%
Industria textil	3	2,7%	20	0,1%	7	43,3%
Industria del papel	1	0,9%	7	0,0%	7	12,3%
Industria química	2	1,8%	32	0,1%	16	54,8%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	2	1,8%	8	0,0%	4	79,3%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	5	4,5%	413	1,5%	83	68,2%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	2,7%	550	1,9%	183	76,8%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1,8%	4	0,0%	2	92,6%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	0,9%	13	0,0%	13	77,4%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	0,9%	4	0,0%	4	77,0%
Fabricación de muebles	2	1,8%	4	0,0%	2	87,5%
TOTAL	112	100,0%	28.396	100,0%	254	78,3%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3. Presión superior a 4 bar e inferior a 16 bar

3.1.3.1. Análisis por peaje

En el Cuadro III.26 se muestra la distribución de los suministros conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar e inferior a 16 bar y su consumo, que representan el 0,05% y el 26,5% del número de suministros y el consumo total del sistema, respectivamente.

Se observa que, conforme a la estructura de peajes vigente⁴⁷, el colectivo más numeroso se corresponde con el que registra un tamaño medio comprendido entre 0,5 y 5 GWh/año, si bien el que concentra el mayor volumen de consumo (48%) se corresponde con los consumidores acogidos al peaje 2.5, que en término de números de suministro apenas representa el 5,8% de los conectados en redes de diseño comprendidas entre 4 bar y 16 bar. Asimismo, se observa que cuanto mayor es el tamaño más elevado es el factor de carga de la capacidad facturada (86%).

Cuadro III.26 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar conforme a la estructura de peajes vigentes. Año 2018

Peaje	Tramo de consumo (MWh)	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
2.1	C ≤ 500	695	18,9%	134	0%	0	33%
2.2	500 < C ≤ 5.000	1.359	37,0%	2.905	3%	2	57%
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	1.038	28,2%	13.618	15%	13	51%
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	357	9,7%	19.150	21%	54	65%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	215	5,8%	44.192	48%	206	76%
2.6	C > 500.000	13	0,4%	11.679	13%	898	83%
TOTAL		3.677	100,0%	91.678	100%	25	68%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, se observa que, en términos de consumo, la Comunidad Valenciana es la de mayor consumo, con el 22% del total para este grupo de presión, seguida de Cataluña, con el 16%, y País Vasco, con el 13%.

En términos de número de suministros, Cataluña es la Comunidad Autónoma con mayor número, 861 (23,5%), seguida por la Comunidad Valenciana (16,2%) y País Vasco (15,1%).

⁴⁷ Ver Nota (46)

Asturias, Extremadura y Baleares son las comunidades cuyos clientes presentan el mayor tamaño medio, mientras que los consumidores de las Comunidades Autónomas de Navarra, Comunidad Valenciana y País Vasco son las que presentan los factores de carga más elevados y los de Baleares y Madrid los más reducidos (véase Cuadro III.27).

Cuadro III.27 CUPS Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	149	4,1%	4.962	5%	33,3	71%
Aragón	211	5,7%	4.036	4%	19,1	63%
Asturias	77	2,1%	5.272	6%	68,5	66%
Baleares	1	0,0%	56	0%	56,0	59%
Cantabria	60	1,6%	1.869	2%	31,2	70%
Castilla La Mancha	168	4,6%	4.485	5%	26,7	69%
Castilla y León	282	7,7%	7.583	8%	26,9	67%
Cataluña	861	23,4%	14.765	16%	17,1	68%
Extremadura	33	0,9%	1.861	2%	56,4	70%
Galicia	140	3,8%	3.350	4%	23,9	64%
La Rioja	48	1,3%	619	1%	12,9	65%
Madrid	250	6,8%	3.999	4%	16,0	59%
Murcia	76	2,1%	1.473	2%	19,4	60%
Navarra	172	4,7%	5.330	6%	31,0	73%
País Vasco	555	15,1%	12.166	13%	21,9	71%
Comunidad Valenciana	594	16,2%	19.851	22%	33,4	71%
TOTAL	3.677	100,0%	91.678	100%	24,9	68%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.28 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por Sector de actividad. Se indica que de los 3.667 de puntos de suministros conectados en este nivel de presión, la base de datos SIFCO no dispone de información sobre el sector de actividad de 241, lo que representa el 6,6% del número de suministros y el 1% del consumo de este nivel de presión.

El sector de actividad dedicado a la Industria manufacturera es el más representativo, con el 68,6% de los puntos de suministro y el 73,2% del consumo, seguido de lejos, en términos de puntos de suministro por el Sector dedicado al

Comercio (con el 5,4% de los puntos de suministro) y, en términos de consumo, por el Sector dedicado al Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire (con el 13,2% del consumo).

En términos de tamaño medio, el Suministro de energía presenta a los consumidores de mayor tamaño (107 GWh/año), seguido por la Industria extractiva (51,4 GWh/año) y la Construcción (44 GWh/año). Los sectores que concentran a los consumidores de menor tamaño son los de Información y comunicaciones y Hostelería.

En términos de utilización de la capacidad, los sectores dedicados al Suministro de energía, Construcción y Agricultura son los que presentan los factores de carga más elevados (79%, 79% y 71%, respectivamente).

Cuadro III.28 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por sector de actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	42	1,1%	1.093	1,2%	26,0	71%
Industrias extractivas	19	0,5%	976	1,1%	51,4	55%
Industria manufacturera	2.524	68,6%	67.128	73,2%	26,6	68%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	113	3,1%	12.092	13,2%	107,0	79%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	44	1,2%	931	1,0%	21,1	62%
Construcción	47	1,3%	2.088	2,3%	44,4	79%
Comercio	197	5,4%	1.730	1,9%	8,8	61%
Transporte y almacenamiento	108	2,9%	1.859	2,0%	17,2	61%
Hostelería	35	1,0%	51	0,1%	1,4	58%
Información y comunicaciones	10	0,3%	11	0,0%	1,1	58%
Actividades financieras	12	0,3%	456	0,5%	38,0	70%
Actividades Inmobiliarias	13	0,4%	50	0,1%	3,8	48%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	16	0,4%	46	0,1%	2,9	27%
Actividades Administrativas	25	0,7%	203	0,2%	8,1	58%
Administración Pública	23	0,6%	106	0,1%	4,6	46%
Educación	10	0,3%	21	0,0%	2,1	46%
Actividades Sanitarias	37	1,0%	451	0,5%	12,2	63%
Actividades Artísticas	10	0,3%	31	0,0%	3,1	50%
Otros Servicios	51	1,4%	501	0,5%	9,8	66%
Actividades de los hogares	97	2,6%	908	1,0%	9,4	53%
Actividades de organizaciones	3	0,1%	43	0,0%	14,3	43%
Sin especificar	241	6,6%	903	1,0%	3,7	50%
TOTAL	3.677	100,0%	91.678	100,0%	24,9	68%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por su relevancia, en el Cuadro III.29 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar de la Industria manufacturera. En término de números de suministro, la Industria de la alimentación concentra el 20,2% de los clientes seguida de la Fabricación de otros productos minerales no metálicos con el 15,8% y la Fabricación de productos metálicos con el 11,2%. En términos de consumo, la Industria de fabricación de otros productos minerales

no metálicos (32,8%) es la más relevante, seguida de la Industria de la alimentación (17,4%), la Metalurgia (14,2%) y la Industria química (8,2%). Exceptuando la Industria del tabaco que, con un solo cliente, registra el mayor tamaño medio (126 GWh), la Fabricación de otros productos minerales no metálicos es la actividad cuyos clientes tienen el mayor tamaño medio (55 GWh).

En términos de utilización de la capacidad, los consumidores dedicados a la Industria del tabaco, la Fabricación de productos de caucho y plásticos y la Fabricación de otros productos minerales no metálicos son los que registran los factores de carga más elevados.

Cuadro III.29 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar de la Industria manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	509	20,2%	11.675	17,4%	22,9	65%
Fabricación de bebidas	44	1,7%	1.196	1,8%	27,2	69%
Industria del tabaco	1	0,0%	126	0,2%	125,5	82%
Industria textil	138	5,5%	1.489	2,2%	10,8	56%
Confección de prendas de vestir	17	0,7%	76	0,1%	4,4	48%
Industria del cuero y del calzado	19	0,8%	163	0,2%	8,6	56%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	25	1,0%	831	1,2%	33,2	70%
Industria del papel	127	5,0%	5.922	8,8%	46,6	75%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	21	0,8%	56	0,1%	2,7	69%
Coquerías y refino de petróleo	13	0,5%	371	0,6%	28,5	66%
Industria química	206	8,2%	5.487	8,2%	26,6	70%
Fabricación de productos farmacéuticos	56	2,2%	1.000	1,5%	17,9	70%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	102	4,0%	2.408	3,6%	23,6	76%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	398	15,8%	21.997	32,8%	55,3	76%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	231	9,2%	9.514	14,2%	41,2	64%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	282	11,2%	1.963	2,9%	7,0	58%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	26	1,0%	86	0,1%	3,3	45%
Fabricación de material y equipo eléctrico	36	1,4%	277	0,4%	7,7	59%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	165	6,5%	1.724	2,6%	10,4	42%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	48	1,9%	378	0,6%	7,9	51%
Fabricación de otro material de transporte	14	0,6%	45	0,1%	3,2	28%
Fabricación de muebles	18	0,7%	39	0,1%	2,2	67%
Otras industrias manufactureras	23	0,9%	305	0,5%	13,2	72%
Reparación e instalación de maquinaria y equipo	5	0,2%	3	0,0%	0,7	29%
TOTAL	2.524	100,0%	67.128	100,0%	26,6	68%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Respecto del sector dedicado al **Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado**, cabe señalar que el 81,4% de los puntos de suministro y el 97,5% del consumo se dedica a la generación de energía eléctrica. En particular, en la red de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar se encuentran conectados tres centrales térmicas, 7 instalaciones de tratamiento de residuos, 46 cogeneradores, así como 1 instalación de biomasa. Además, la producción, transporte y distribución de energía eléctrica presenta 35 puntos de suministro, la Producción y distribución de combustibles gaseosos 17 y el Suministro de vapor y aire acondicionado 5. Los cogeneradores son los que presentan el mayor número de puntos de suministro (41%), el mayor consumo

(53%). La única instalación de biomasa presenta el mayor tamaño medio (322 GWh) y el mayor factor de carga (87%) (véase Cuadro III.30).

Cuadro III.30 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar dedicados al Suministro de energía. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Central Térmica	3	2,7%	137	1,1%	45,7	22%
Tratamiento de residuos	7	6,2%	1.507	12,5%	215,4	86%
Cogeneración	46	40,7%	6.428	53,2%	139,7	81%
Biomasa	1	0,9%	322	2,7%	322,4	87%
Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	35	31,0%	3.396	28,1%	97,0	82%
Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos	17	15,0%	29	0,2%	1,7	81%
Suministro de vapor y aire acondicionado	4	3,5%	271	2,2%	67,9	75%
TOTAL	113	100,0%	12.092	100,0%	107,0	79%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por último, se indica que, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración⁴⁸ en sus procesos productivos 568 puntos de suministro, lo que representó el 15,4% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar y el 40,8% del consumo de ese nivel de presión.

⁴⁸ La cogeneración incluye la propia cogeneración, la biomasa, los residuos y el tratamiento de residuos

Cuadro III.31 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	12	28,6%	954	87,2%	79	74%
Industrias extractivas	6	31,6%	810	82,9%	135	57%
Industria manufacturera	299	11,8%	23.915	35,6%	80	74%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	72	63,7%	8.558	70,8%	119	82%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	12	27,3%	333	35,8%	28	77%
Construcción	8	17,0%	301	14,4%	38	86%
Comercio	24	12,2%	572	33,1%	24	69%
Transporte y almacenamiento	46	42,6%	798	43,0%	17	72%
Hostelería	4	11,4%	23	45,2%	6	64%
Actividades financieras	2	16,7%	106	23,2%	53	77%
Actividades Inmobiliarias	2	15,4%	26	52,4%	13	53%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	5	31,3%	17	36,7%	3	67%
Administración Pública	2	8,7%	26	24,8%	13	42%
Educación	2	20,0%	8	38,5%	4	41%
Actividades Sanitarias	8	21,6%	244	54,0%	30	69%
Actividades Artísticas	1	10,0%	3	9,7%	3	77%
Otros Servicios	6	11,8%	71	14,2%	12	60%
Actividades de los hogares	17	17,5%	448	49,4%	26	51%
Actividades de organizaciones	1	33,3%	25	57,1%	25	38%
Sin especificar	39	16,2%	168	18,6%	4	48%
TOTAL	568	15,4%	37.406	40,8%	66	74%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que se refiere a los clientes industriales, según la información disponible en la CNMC, en 2017 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 299 puntos de suministro, lo que representó el 12% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar y el 36% del consumo de ese nivel de presión. Es de destacar, por su nivel de consumo la Fabricación de otros productos minerales no metálicos donde el 44% del consumo y el 23% de los puntos de suministro utiliza cogeneración. El porcentaje más elevado de cogeneración se da en la Industria de la madera con un 84% del consumo que utiliza cogeneración.

Cuadro III.32 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	66	13%	5.817	50%	88	73%
Fabricación de bebidas	4	9%	471	39%	118	93%
Industria textil	17	12%	637	43%	37	62%
Confección de prendas de vestir	1	6%	13	17%	13	36%
Industria del cuero y del calzado	4	21%	91	56%	23	55%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	10	40%	700	84%	70	77%
Industria del papel	33	26%	3.510	59%	106	78%
Industria química	15	7%	464	8%	31	53%
Fabricación de productos farmacéuticos	3	5%	351	35%	117	78%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	13	13%	1.424	59%	110	89%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	91	23%	9.691	44%	106	75%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	11	5%	161	2%	15	56%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	13	5%	161	8%	12	68%
Fabricación de material y equipo eléctrico	1	3%	16	6%	16	43%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	12	7%	200	12%	17	44%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	3	6%	15	4%	5	25%
Otras industrias manufactureras	2	9%	193	63%	97	81%
TOTAL	299	12%	23.915	36%	80	74%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3.4. Análisis por duración del contrato

Atendiendo a la duración de los contratos, se observa que el 94% de los consumidores conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, cuyo consumo representa el 89,9% del consumo registrado, realizan contratos anuales, el 3% (que concentran el 7,8% del consumo) emplean tanto contratos anuales como contratos de duración inferior al año y el 3% (con un consumo del 2,4% del total registrado) únicamente emplean contratos de duración inferior al año (véase Cuadro III.33).

Cabe señalar que los usuarios que se suministran a través de contratos de largo y corto plazo tienen mayor tamaño medio. El mayor factor de carga lo presentan los usuarios que únicamente realizan contratos de largo plazo.

Cuadro III.33 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por tipo de contrato. Año 2018

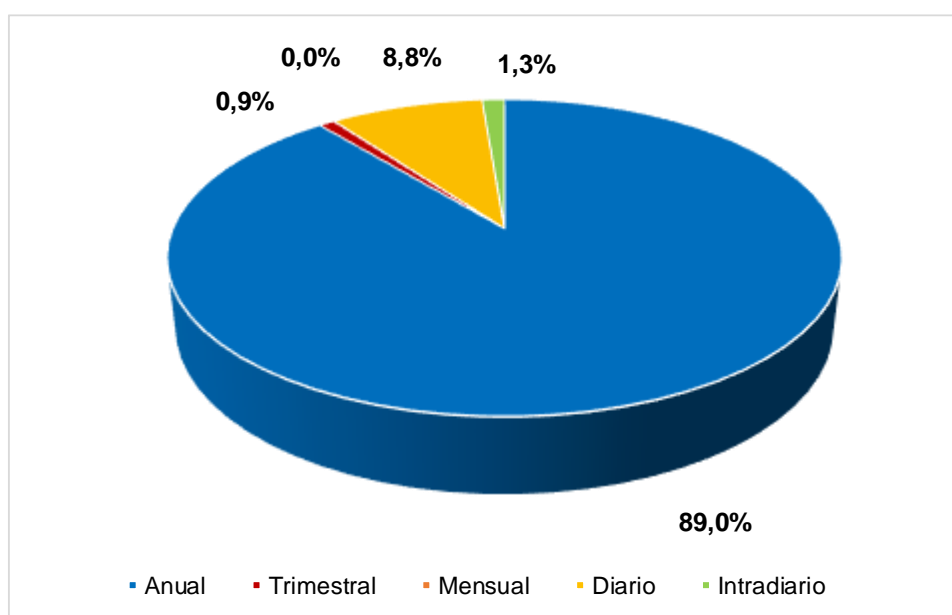
Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	3.469	94%	82.387	89,9%	24	68,9%
Anual y corto plazo	115	3%	7.135	7,8%	62	66,5%
Corto plazo	93	3%	2.155	2,4%	23	58,9%
TOTAL	3.677	100%	91.678	100,0%	25	68,4%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

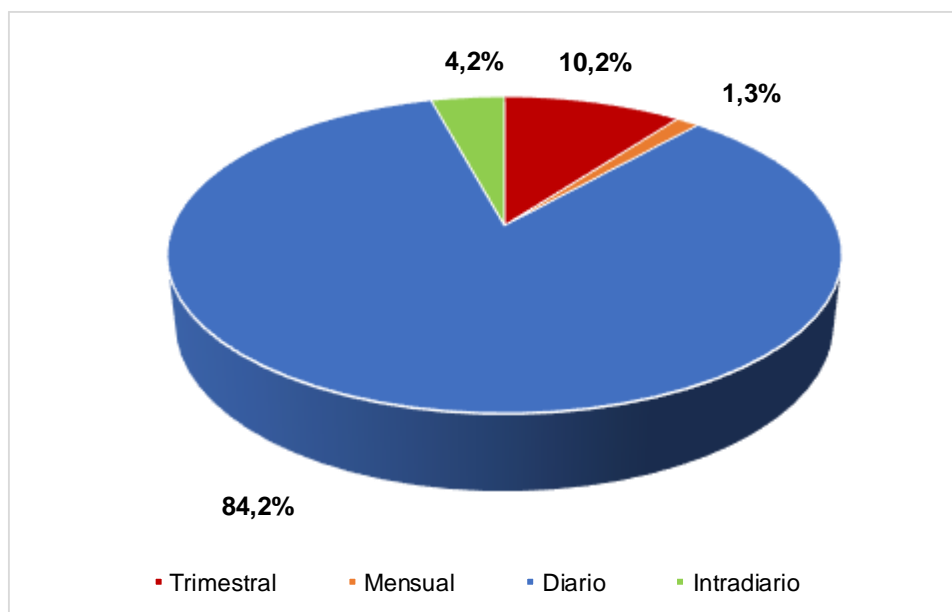
Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (89%) y diarios (8,8%), mientras que los consumidores que únicamente contratan a corto plazo concentran su consumo en contratos diarios (84,2%) y trimestrales (10,2%) (véanse Gráfico III.7 y Gráfico III.8).

Gráfico III.7 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

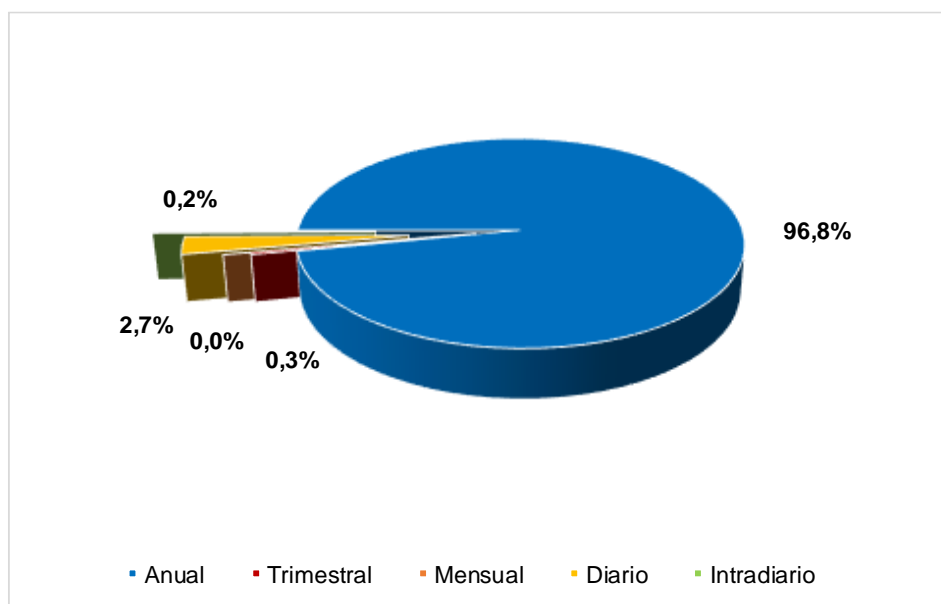
Gráfico III.8 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar que contratan a corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 96,8% del consumo total, seguidos de los contratos diarios (2,7%), mientras que la suma de contratos trimestrales, mensuales e intradiarios apenas superan el 0,5% del consumo registrado en este nivel de presión (véase Gráfico III.9).

Gráfico III.9 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.3.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la tipología de contratación por actividad se observa que el sector de Agricultura, ganadería y pesca es el que presenta una mayor incidencia de la contratación a corto plazo (13,4%). Sin embargo, el consumo de este sector es bastante residual representando únicamente el 5% del consumo total de corto plazo para este grupo de presión. La Industria manufacturera ocupa el primer lugar en valor absoluto, en cuanto a contratación a corto plazo, alcanzando un 84,2% del consumo total de corto plazo en este grupo de presión.

Cuadro III.34 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por tipo de contrato y actividad. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Agricultura, Ganadería y Pesca	86,6%	0,5%		11,8%	1,1%
Industrias extractivas	99,9%	0,1%			
Industria manufacturera	96,3%	0,3%	0,0%	3,2%	0,2%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	98,2%	0,8%	0,2%	0,6%	0,1%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	96,5%	0,3%		1,9%	1,2%
Construcción	100,0%			0,0%	
Comercio	98,9%	0,1%		1,0%	0,1%
Transporte y almacenamiento	99,6%				0,4%
Hostelería	100,0%				
Información y comunicaciones	100,0%				
Actividades financieras	100,0%				
Actividades Inmobiliarias	100,0%				
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%				
Actividades Administrativas	100,0%				
Administración Pública	100,0%				
Educación	100,0%				
Actividades Sanitarias	100,0%			0,0%	
Actividades Artísticas	100,0%				
Otros Servicios	99,9%	0,1%			
Actividades de los hogares	98,9%	0,0%	0,0%	0,6%	0,5%
Actividades de organizaciones	100,0%				
Sin especificar	96,3%	0,0%		2,3%	1,4%
TOTAL	96,8%	0,3%	0,0%	2,7%	0,2%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.3.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.35 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar y su consumo por Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que el sector más extendido por el territorio nacional se corresponde con la Industria manufacturera.

Dentro del sector de la Industria manufacturera, la Comunidad Valenciana es la comunidad con mayor consumo (19,6% del total) y Cataluña la que cuenta con mayor número de puntos de suministro (16,3%). Cataluña con un 10,7% del consumo total para este grupo de presión ocupa el segundo lugar en cuanto a consumo se refiere seguido por el consumo del País Vasco (10,3%).

Dentro del sector de Suministro de energía eléctrica, Cataluña con un 3,6% y País Vasco con un 2,0% son las comunidades con mayor representatividad en términos de consumo.

Respecto del resto de actividades, que concentra el 28,3% de puntos de suministro y que representa el 13,6% del consumo total de este grupo de presión, el sector más relevante es el de Construcción, con el 1,3% de puntos de suministro y el 2,3% del consumo, que se localiza en Navarra, Castilla y León y Madrid, seguido por el de Transporte y almacenamiento, con el 2,9% de los puntos de suministro y el 2% del consumo que se localiza en Madrid, Murcia y Cataluña y el del Comercio, con el 5,4% de los puntos de suministro y el 1,9% del consumo desarrollado en Comunidad Valenciana, Cataluña y País Vasco.

Cuadro III.35 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar por Comunidad Autónoma y sector de actividad. Año 2018

CC.AA	Industria manufacturera		Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado		Resto de actividades	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía	2,7%	2,8%	0,3%	1,7%	1,0%	0,9%
Aragón	3,4%	2,2%	0,2%	1,5%	2,1%	0,7%
Asturias	1,6%	5,1%	0,1%	0,3%	0,4%	0,4%
Baleares	0,0%	0,1%				
Cantabria	1,1%	1,8%	0,1%	0,0%	0,5%	0,2%
Castilla La Mancha	3,2%	3,7%	0,3%	0,4%	1,1%	0,8%
Castilla y León	5,2%	5,2%	0,3%	1,6%	2,1%	1,5%
Cataluña	16,3%	10,7%	0,6%	3,6%	6,5%	1,7%
Extremadura	0,6%	1,9%			0,3%	0,2%
Galicia	2,4%	3,0%	0,1%	0,1%	1,3%	0,6%
La Rioja	0,9%	0,4%	0,1%	0,2%	0,3%	0,1%
Madrid	3,6%	1,7%	0,1%	0,3%	3,1%	2,3%
Murcia	1,0%	0,8%	0,0%	0,2%	1,1%	0,6%
Navarra	3,9%	4,1%	0,2%	0,7%	0,6%	1,1%
País Vasco	10,2%	10,3%	0,4%	2,0%	4,5%	1,0%
Comunidad Valenciana	12,5%	19,6%	0,4%	0,5%	3,3%	1,6%
TOTAL	68,6%	73,2%	3,1%	13,2%	28,3%	13,6%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Profundizando en el sector de la Industria manufacturera (véase Cuadro III.36), la actividad más relevante se corresponde con la Fabricación de otros productos minerales no metálicos con el 32,8% del consumo y el 15,8% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en la Comunidad Valenciana, seguida a cierta distancia por Cataluña y Castilla La Mancha. Al respecto cabe señalar que Castellón aglutina el 43% de los puntos de suministro y 60% del consumo del total de suministros dedicados a esta actividad.

La segunda actividad en términos de consumo corresponde a la Industria de la alimentación con el 17,4% del consumo registrado en el sector de la Industria manufacturera y el 20,2% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla en Cataluña, Castilla León, País Vasco y Extremadura (con un 29%, 14%, 7% y 7% respectivamente sobre el consumo). Barcelona y Lérida aglutinan el 73% del consumo de Cataluña para esta actividad, y el 21% del consumo total del sector de la alimentación a nivel nacional.

La tercera actividad en términos de consumo se corresponde con la Metalurgia, que concentra el 9,2% de los puntos de suministro y el 14,2% del consumo de la Industria Manufacturera. Esta actividad se localiza fundamentalmente en las Comunidades Autónomas de País Vasco, Asturias y Cantabria (con el 33,0%, 26,3% y 7,3% del consumo total del sector de la metalurgia a nivel nacional, respectivamente).

Cuadro III.36 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar empleados en la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	101	4%	2.541	4%	25	66%
Industria de la alimentación	24	1%	630	1%	26	59%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	821	1%	26	77%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	365	1%	61	64%
Resto	39	2%	724	1%	19	62%
Aragón	144	6%	2.017	3%	14	61%
Industria de la alimentación	24	1%	208	0%	9	56%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	272	0%	9	64%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	235	0%	39	64%
Resto	82	3%	1.302	2%	16	61%
Asturias	87	3%	4.643	7%	53	70%
Industria de la alimentación	24	1%	445	1%	19	84%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	949	1%	30	85%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	2.502	4%	417	63%
Resto	25	1%	748	1%	30	74%
Baleares	32	1%	56	0%	2	59%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	56	0%	2	59%
Cantabria	80	3%	1.646	2%	21	71%
Industria de la alimentación	24	1%	327	0%	14	76%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	220	0%	7	70%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	690	1%	115	72%
Resto	18	1%	409	1%	23	66%
Castilla La Mancha	112	4%	3.395	5%	30	72%
Industria de la alimentación	24	1%	635	1%	26	60%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	1.485	2%	46	80%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	155	0%	26	68%
Resto	50	2%	1.121	2%	22	72%
Castilla y León	156	6%	4.759	7%	31	63%
Industria de la alimentación	24	1%	1.675	2%	70	63%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	835	1%	26	85%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	363	1%	60	63%
Resto	94	3%	1.887	3%	20	57%
Cataluña	475	19%	9.836	15%	21	65%
Industria de la alimentación	24	1%	3.378	5%	141	68%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	1.493	2%	47	80%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	524	1%	87	68%
Resto	413	16%	4.441	7%	11	60%
Extremadura	64	3%	1.707	3%	27	70%
Industria de la alimentación	24	1%	782	1%	33	65%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	417	1%	13	66%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	455	1%	76	63%
Resto	2	0%	53	0%	27	58%
Galicia	109	4%	2.716	4%	25	65%
Industria de la alimentación	24	1%	622	1%	26	70%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	157	0%	5	62%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	434	1%	72	63%
Resto	47	2%	1.503	2%	32	64%
La Rioja	76	3%	340	1%	4	58%
Industria de la alimentación	24	1%	163	0%	7	52%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	65	0%	2	79%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	7	0%	1	64%
Resto	14	1%	105	0%	7	58%
Madrid	135	5%	1.583	2%	12	56%
Industria de la alimentación	24	1%	328	0%	14	57%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	265	0%	8	60%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	200	0%	33	52%
Resto	73	3%	790	1%	11	56%
Murcia	75	3%	765	1%	10	54%
Industria de la alimentación	24	1%	534	1%	22	54%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	6	0%	0	54%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	46	0%	8	83%
Resto	13	1%	179	0%	14	50%
Navarra	148	6%	3.759	6%	25	68%
Industria de la alimentación	24	1%	452	1%	19	55%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	421	1%	13	67%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	247	0%	41	61%
Resto	86	3%	2.639	4%	31	73%
País Vasco	305	12%	9.401	14%	31	71%
Industria de la alimentación	24	1%	864	1%	36	80%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	793	1%	25	87%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	3.141	5%	524	63%
Resto	243	10%	4.603	7%	19	73%
Comunidad Valenciana	249	10%	17.964	27%	72	72%
Industria de la alimentación	24	1%	633	1%	26	59%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	13.741	20%	429	75%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	151	0%	25	73%
Resto	187	7%	3.439	5%	18	66%
Total	2.524	100%	67.128	100%	27	68%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.4. Presión inferior a 4 bar

Los consumidores conectados a redes de presión inferiores a 4 bar conforman el grupo más numeroso dentro del sistema gasista con 7.807.360 puntos de suministro.

Teniendo en cuenta la información disponible para la caracterización, se ha optado por caracterizar de forma separada a los clientes acogidos al peaje 3.5, para los que se dispone de información individualizada, del resto de consumidores conectados en este nivel de presión.

3.1.4.1. Análisis por peaje

Del total de puntos de suministro conectadas en redes de presión de diseño inferior a 4 bar, el 99% están acogidos al peaje 3.1 o 3.2 y representan un consumo del 57,8% del total para este grupo de presión. Los clientes acogidos al peaje 3.4 representan el 33,2% del consumo total, aunque sólo suponen el 0,6% de los puntos de suministro, mientras que los clientes acogidos al peaje 3.5 son los que presentan un mayor tamaño medio 15.965,7 MWh.

Del total de puntos de suministro acogidos al peaje 3.4 un 0,6% (309) cuyo consumo representa un 5,2% (1.278 GWh) del consumo total de este peaje presentan información individualizada en la base de datos SIFCO.

Cuadro III.37 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y su consumo por peaje de acceso. Año 2018

PEAJE	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio Cliente (MWh)
3.1	4.748.216	60,8%	12.902	17,3%	2,7
3.2	2.982.119	38,2%	30.135	40,5%	10,1
3.3	27.386	0,4%	1.779	2,4%	65,0
3.4	49.320	0,6%	24.698	33,2%	500,8
3.5	312	0,0%	4.981	6,7%	15.965,7
TOTAL	7.807.352	100,0%	74.495	100%	9,5

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO e información agregada)

3.1.4.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferiores a 4 bar por Comunidad Autónoma, analizaremos en primer lugar aquellos peajes (3.1, 3.2, 3.3, 3.4) de los que únicamente se tiene información agregada. En el caso de los clientes acogidos al peaje 3.5 el análisis se realizará en base a la información individualizada de la base de datos SIFCO.

Se observa que, en términos de consumo, Madrid es la Comunidad Autónoma con mayor consumo, con el 28% del total para este grupo de presión, seguida de Cataluña, con el 23%, y Castilla León, con el 9%.

En términos de número de suministros, Cataluña es la Comunidad Autónoma con mayor número, 2,2 millones (28%), seguida de Madrid, 1,8 millones (23%) y la Comunidad Valenciana, 0,7 millones (9%).

Si exceptuamos Canarias, cuyo consumo medio es muy superior al del resto de comunidades autónomas, Navarra, Aragón y Castilla y León son las comunidades cuyos clientes presentan el mayor tamaño medio (véase Cuadro III.38).

Cuadro III.38 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos a los peajes 3.1 a 3.4 y su consumo por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (MWh)
Andalucía	460.307	5,9%	2.419	3%	5,3
Aragón	212.192	2,7%	3.011	4%	14,2
Asturias	219.510	2,8%	2.009	3%	9,2
Baleares	98.797	1,3%	843	1%	8,5
Canarias	56	0,0%	42	0%	751,8
Cantabria	178.963	2,3%	1.059	2%	5,9
Castilla La Mancha	265.841	3,4%	2.832	4%	10,7
Castilla y León	481.056	6,2%	6.579	9%	13,7
Cataluña	2.208.841	28,3%	16.028	23%	7,3
Extremadura	79.581	1,0%	569	1%	7,1
Galicia	278.790	3,6%	2.177	3%	7,8
La Rioja	87.091	1,1%	1.044	2%	12,0
Madrid	1.770.601	22,7%	19.786	28%	11,2
Murcia	98.570	1,3%	528	1%	5,4
Navarra	146.139	1,9%	2.358	3%	16,1
País Vasco	544.023	7,0%	5.161	7%	9,5
Comunidad Valenciana	676.685	8,7%	3.072	4%	4,5
TOTAL	7.807.040	100,0%	69.513	100%	8,9

Fuente: CNMC (Información agregada)

Respecto de los **clientes acogidos al peaje 3.5** se observa que, en términos de consumo, Madrid es la Comunidad Autónoma con mayor consumo, con el 22% del total para este peaje (1,5% del total para este grupo de presión), seguida de Cataluña, con el 20%, y Castilla León, con el 15% (véase Cuadro III.39).

En términos de número de suministros, Madrid es la Comunidad Autónoma con mayor número, 68 (21%), seguida por Cataluña, 64 (20%) y Castilla y León, 36 (11%).

Las comunidades autónomas de Baleares, Castilla y León y Murcia son las que presentan clientes con el mayor tamaño medio y Extremadura, Castilla la Mancha y Cantabria las de menor tamaño medio.

El mayor factor de carga lo alcanzan las comunidades de Baleares, Extremadura y Cantabria (78%, 66% y 66% respectivamente).

Cuadro III.39 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos al peaje 3.5 y su consumo por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	19	6%	272	5%	14	54%
Aragón	10	3%	190	4%	19	52%
Asturias	14	4%	206	4%	15	58%
Baleares	5	2%	125	3%	25	78%
Cantabria	4	1%	46	1%	11	66%
Castilla La Mancha	20	6%	279	6%	14	63%
Castilla y León	36	12%	739	15%	21	60%
Cataluña	64	21%	992	20%	15	62%
Extremadura	4	1%	41	1%	10	66%
Galicia	12	4%	165	3%	14	57%
La Rioja	6	2%	89	2%	15	54%
Madrid	68	22%	1.091	22%	16	51%
Murcia	2	1%	39	1%	19	55%
Navarra	15	5%	183	4%	12	52%
País Vasco	19	6%	322	6%	17	63%
Comunidad Valenciana	14	4%	203	4%	15	57%
TOTAL	312	100,0%	4.981	100%	16	58%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.4.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.40 se muestra la distribución del número de suministros conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar y su consumo desagregado por actividad según la clasificación del CNAE 2009 para aquellos clientes de los que se dispone de información desagregada (peaje 3.5). Se observa que, dos actividades destacan claramente sobre las demás: la Industria manufacturera y las Actividades sanitarias, que, aglutinan el 59,6% de los puntos de suministro y el 58,4% del consumo total. Cabe señalar que la Industria manufacturera concentra el 44,3% del consumo total y el 46,2% de los puntos de suministro y el sector de las Actividades sanitarias concentra el 14,1% del consumo y el 13,5% de los puntos de suministro. El mayor tamaño medio de los consumidores se corresponde con el de la actividad de Agricultura, ganadería y pesca con 40 GWh/cliente. Las actividades que presentan un mayor factor de carga son el Suministro de agua y actividades de saneamiento y las Actividades financieras (92% y 77% respectivamente).

Cuadro III.40 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogido al peaje 3.5 por sector de actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	2	0,6%	79	1,6%	40	67%
Industria manufacturera	144	46,2%	2.209	44,3%	15	60%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	10	3,2%	264	5,3%	26	62%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	2	0,6%	62	1,3%	31	92%
Construcción	6	1,9%	108	2,2%	18	48%
Comercio	17	5,4%	352	7,1%	21	60%
Transporte y almacenamiento	4	1,3%	53	1,1%	13	33%
Hostelería	4	1,3%	69	1,4%	17	71%
Actividades financieras	2	0,6%	42	0,8%	21	77%
Actividades Inmobiliarias	1	0,3%	12	0,2%	12	45%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	3	1,0%	96	1,9%	32	60%
Actividades Administrativas	11	3,5%	115	2,3%	10	55%
Administración Pública	4	1,3%	55	1,1%	14	52%
Educación	6	1,9%	97	1,9%	16	31%
Actividades Sanitarias	42	13,5%	702	14,1%	17	61%
Actividades Artísticas	5	1,6%	56	1,1%	11	44%
Otros Servicios	15	4,8%	170	3,4%	11	60%
Actividades de los hogares	9	2,9%	119	2,4%	13	43%
Actividades de organizaciones	3	1,0%	66	1,3%	22	67%
Sin especificar	22	7,1%	255	5,1%	12	53%
TOTAL	312	100%	4.981	100%	16	58%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por su relevancia, en el Cuadro III.41 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 de la industria manufacturera. En términos de número de suministros, la Industria de la alimentación concentra el 35,4% de los clientes seguida de la Industria textil y la Industria metalúrgica, ambas con un 9,7% de puntos de suministro. En términos de consumo, la Industria de la alimentación (43,4%) es la más relevante, seguida de la

Metalurgia (9,8%) y la Fabricación de productos metálicos (7,5%). La industria química y la industria de la alimentación presentan los tamaños medios más elevados (19,6 y 18,8 GWh/cliente respectivamente).

En términos de utilización de la capacidad, la industria de la madera y del corcho presenta el factor de carga más elevado (99,2%) seguida por la actividad de las Artes gráficas (85,6%).

Cuadro III.41 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos al peaje 3.5 de la Industria manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	51	35,4%	959	43,4%	18,8	62,8%
Fabricación de bebidas	3	2,1%	39	1,8%	12,9	49,9%
Industria textil	14	9,7%	162	7,3%	11,5	57,2%
Confección de prendas de vestir	1	0,7%	11	0,5%	10,6	63,3%
Industria del cuero y del calzado	1	0,7%	14	0,6%	14,2	63,7%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	0,7%	11	0,5%	10,9	99,2%
Industria del papel	6	4,2%	87	3,9%	14,5	62,6%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	0,7%	14	0,6%	14,3	85,6%
Coquerías y refinado de petróleo	2	1,4%	37	1,7%	18,6	59,6%
Industria química	7	4,9%	137	6,2%	19,6	65,4%
Fabricación de productos farmacéuticos	4	2,8%	41	1,9%	10,3	71,0%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	6	4,2%	90	4,1%	15,0	53,6%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	7	4,9%	57	2,6%	8,2	73,1%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	14	9,7%	217	9,8%	15,5	70,7%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	13	9,0%	165	7,5%	12,7	53,9%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	0,7%	9	0,4%	9,3	53,1%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	6	4,2%	104	4,7%	17,3	43,0%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	2	1,4%	23	1,0%	11,3	47,2%
Fabricación de otro material de transporte	3	2,1%	24	1,1%	8,0	39,6%
Fabricación de muebles	1	0,7%	9	0,4%	9,0	41,1%
TOTAL	144	100,0%	2.209	100,0%	15,3	60,2%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que respecta a los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos al peaje 3.4 de los que se dispone información individualizada en la Base de datos SIFCO (309 puntos de suministro y 1.278 GWh de consumo), la Industria manufacturera se sitúa a la cabeza con el 32,3% del consumo y el 23,3% de los puntos de suministro. En segundo lugar, se situaría el sector de las Actividades sanitarias con el 14,7% del consumo y el 10,7% de los puntos de suministro. El mayor tamaño medio de los consumidores se corresponde con el de la Administración pública con 8,5 GWh/cliente.

Por último, se indica que, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración⁴⁹ en sus procesos productivos 48 puntos de suministro, lo que representó el 15,4% de los suministros conectados en redes

⁴⁹ La cogeneración incluye la propia cogeneración, la biomasa, los residuos y el tratamiento de residuos

de presión de diseño inferior a 4 bar y el 17,3% del consumo de ese nivel de presión.

Cuadro III.42 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria manufacturera	12	8,3%	204	9,2%	17	65%
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	7	70,0%	198	74,9%	28	59%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	1	50,0%	32	50,7%	32	85%
Construcción	1	16,7%	12	11,5%	12	56%
Comercio	2	11,8%	70	20,0%	35	75%
Transporte y almacenamiento	2	50,0%	21	39,8%	10	30%
Hostelería	2	50,0%	20	29,2%	10	70%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	1	33,3%	10	10,9%	10	87%
Actividades Administrativas	3	27,3%	39	34,1%	13	54%
Educación	1	16,7%	18	18,2%	18	42%
Actividades Sanitarias	6	14,3%	123	17,5%	20	80%
Actividades Artísticas	1	20,0%	19	33,3%	19	84%
Otros Servicios	1	6,7%	9	5,6%	9	58%
Actividades de los hogares	3	33,3%	36	30,3%	12	36%
Sin especificar	5	22,7%	48	18,8%	10	67%
TOTAL	48	15,4%	859	17,3%	18	62%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que se refiere a los clientes industriales, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 12 puntos de suministro, lo que representó el 8% de los suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar. Es de destacar por su nivel de consumo la Fabricación de otros productos minerales no metálicos donde el 61% del consumo y el 29% de los puntos de suministro utiliza cogeneración. La Industria de la madera y la de las Artes gráficas que cuentan cada una de ellas con un cliente utilizan un 100% de cogeneración, sin embargo, su consumo no es significativo.

Cuadro III.43 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	4	8%	90	9%	22	60%
Industria textil	1	7%	25	15%	25	62%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	100%	11	100%	11	99%
Industria del papel	1	17%	8	9%	8	57%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	100%	14	100%	14	86%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	2	29%	35	61%	17	83%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	1	7%	10	5%	10	47%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	8%	11	7%	11	63%
TOTAL	12	8%	204	9%	17	65%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.4.4. Análisis por duración del contrato

Atendiendo a la duración de los contratos, se observa que el 96% de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar y de los que se tiene información individualizada (peaje 3.5) (que concentran el 97,5% del consumo), realizan contratos anuales, el 2% (que concentran el 1,7% del consumo) emplean tanto contratos anuales como contratos de duración inferior al año y el 2% (con un consumo del 0,8% del total registrado) únicamente emplean contratos de duración inferior al año (véase Cuadro III.44).

Cabe señalar que los usuarios que se suministran a través de contratos de largo y corto plazo tienen mayor tamaño medio. Los usuarios que tienen sólo contratos de largo plazo presentan el mayor factor de carga (57,9%).

Cuadro III.44 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 por tipo de contrato. Año 2018

Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	301	96%	4.856	97,5%	16	57,9%
Anual y corto plazo	5	2%	86	1,7%	17	48,9%
Corto plazo	6	2%	39	0,8%	7	46,8%
TOTAL	312	100%	4.981	100,0%	16	57,6%

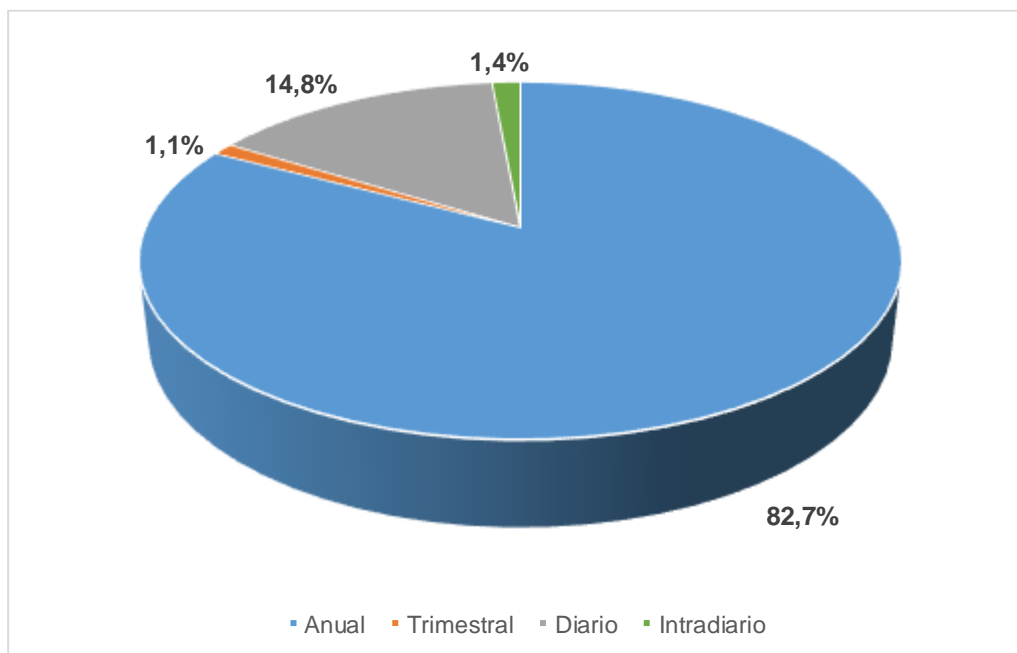
Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (82,7%),

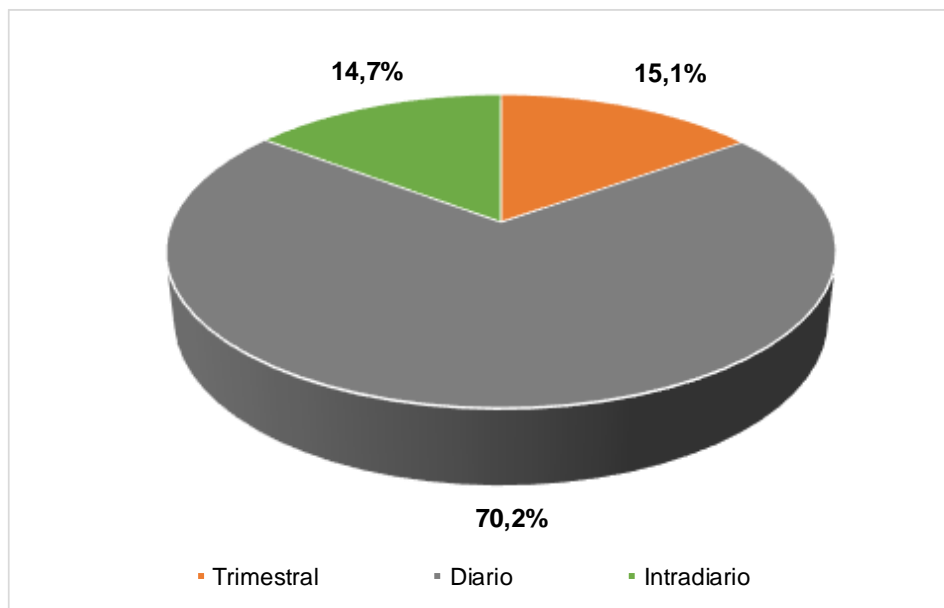
diarios (14,8%), intradiarios (1,4%) y trimestrales (1,1%), mientras que los consumidores que únicamente contratan a corto plazo concentran su consumo en contratos diarios (70,2%), trimestrales (15,1%) e intradiarios (14,7%) y (véase Gráfico III.10 y Gráfico III.11).

Gráfico III.10 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar (peaje 3.5) que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

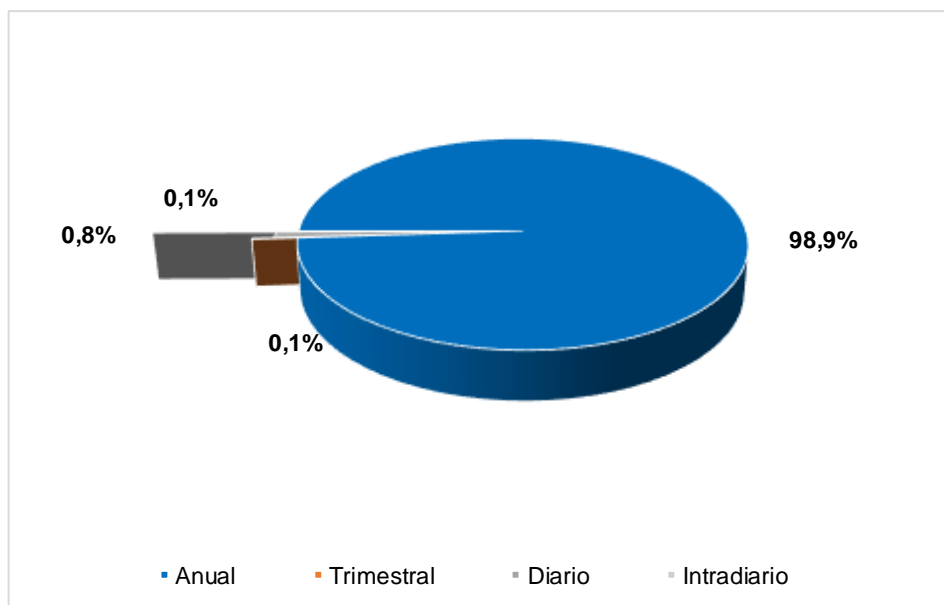
Gráfico III.11 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar (peaje 3.5) que contratan a corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 98,9% del consumo total, seguidos de los contratos diarios (1,4%), mientras que los contratos trimestrales e intradía apenas superan el 0,2% del consumo registrado en este nivel de presión (véase Gráfico III.12).

Gráfico III.12 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar (peaje 3.5) por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.4.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la tipología de contratación por actividad se observa que el colectivo agrupado bajo la etiqueta “Sin especificar” debido a que carecen de CNAE en la Base de Datos SIFCO es el que presenta una mayor incidencia de la contratación a corto plazo (11,6% del total de su consumo) y, que representa el 55% del consumo total de corto plazo en este grupo de presión. (véase Cuadro III.45). La Industria manufacturera ocupa el segundo lugar en valor absoluto en cuanto a contratación a corto plazo, alcanzando un 37,6% del consumo total de corto plazo en este grupo de presión. Analizando más en profundidad la Industria manufacturera por su importancia, se puede destacar que son únicamente 5 clientes los que realizan contratación a corto plazo. La Fabricación de ladrillos, tejas y productos de tierras cocidas para la construcción aglutina casi el 40% del consumo de corto plazo de la Industria manufacturera y concentra a 2 de los 5 clientes que realizan consumos de corto plazo. El sector del procesado y conservación de frutas y hortalizas realiza un 29% del consumo de corto plazo de la industria manufacturera.

Cuadro III.45 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 por tipo de contrato y actividad. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Diario	Intradiario
Agricultura, Ganadería y Pesca	98,2%		1,8%	
Industria manufacturera	99,1%	0,3%	0,6%	
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	100,0%			
Suministro de agua y actividades de saneamiento	100,0%			
Construcción	100,0%			
Comercio	100,0%			
Transporte y almacenamiento	100,0%			
Hostelería	100,0%			
Actividades financieras	100,0%			
Actividades Inmobiliarias	100,0%			
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%			
Actividades Administrativas	100,0%			
Administración Pública	100,0%			
Educación	100,0%			
Actividades Sanitarias	100,0%			
Actividades Artísticas	100,0%			
Otros Servicios	100,0%			
Actividades de los hogares	97,7%	0,4%	0,9%	1,0%
Actividades de organizaciones	100,0%			
Sin especificar	88,4%	0,0%	9,3%	2,3%
TOTAL	98,9%	0,1%	0,8%	0,1%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.4.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.46 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 y su consumo por

Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que el sector más extendido por el territorio nacional se corresponde con la Industria manufacturera.

Dentro del sector de la Industria manufacturera, Cataluña es la comunidad con mayor consumo (14,8% del total) y con mayor número de puntos de suministro (13,5%). Castilla y León con un 7,4% del consumo total para este grupo de presión ocupa el segundo lugar en cuanto a consumo se refiere.

Dentro del sector de las Actividades sanitarias, Madrid con un 3,4% y Baleares con un 2,1% son las comunidades con mayor representatividad en términos de consumo.

Respecto del resto de actividades, que concentra el 40,4% de puntos de suministro y que representa el 41,6% del consumo total de este grupo de presión, el sector más relevante es el de Comercio, con el 5,4% de puntos de suministro y el 7,1% del consumo, que se localiza en Castilla y León, País Vasco y Madrid, seguido por el Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado, con el 3,2% de los puntos de suministro y el 5,3% del consumo que se localiza en Madrid, Andalucía y Castilla y León y el de Otros servicios, con el 4,8% de los puntos de suministro y el 3,4% del consumo desarrollado en Madrid, País Vasco y Comunidad Valenciana.

Cuadro III.46 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 por Comunidad Autónoma y sector de actividad. Año 2018

CC.AA	Industria manufacturera		Actividades Sanitarias		Resto de actividades	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía	1,9%	1,4%	0,6%	0,8%	3,5%	3,2%
Aragón	1,3%	1,5%	0,3%	0,8%	1,6%	1,5%
Asturias	2,6%	2,6%	1,0%	0,7%	1,0%	0,9%
Baleares			1,0%	2,1%	0,6%	0,4%
Cantabria	0,6%	0,5%	0,3%	0,1%	0,3%	0,3%
Castilla La Mancha	1,6%	0,8%	1,6%	1,2%	3,2%	3,6%
Castilla y León	6,1%	7,4%	1,9%	1,9%	3,5%	5,5%
Cataluña	13,5%	14,8%	1,0%	0,8%	6,1%	4,2%
Extremadura	0,6%	0,4%	0,6%	0,4%		
Galicia	1,0%	1,0%	0,3%	0,3%	2,6%	2,0%
La Rioja	1,6%	1,4%	0,3%	0,4%		
Madrid	7,1%	5,0%	2,9%	3,4%	11,9%	13,5%
Murcia	0,3%	0,4%			0,3%	0,4%
Navarra	2,9%	2,2%	0,6%	0,4%	1,3%	1,1%
País Vasco	3,2%	3,4%	0,3%	0,2%	2,6%	2,9%
Comunidad Valenciana	1,9%	1,7%	0,6%	0,4%	1,9%	2,0%
TOTAL	46,2%	44,3%	13,5%	14,1%	40,4%	41,6%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Profundizando en el sector de la Industria manufacturera (véase Cuadro III.47), la actividad más relevante se corresponde con la Industria de alimentación con el 43,4% del consumo y el 35,4% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en Cataluña, seguida por Castilla y León y Navarra (con un 18%, 10% y 3% respectivamente sobre el consumo). Gerona, Barcelona, y Tarragona son las provincias con mayor consumo dentro de la Industria de la alimentación, concentrando un 40,6% del consumo total de la Industria de la alimentación para este grupo de presión y peaje.

La segunda actividad en términos de consumo se corresponde con la Metalurgia con el 9,8% del consumo registrado en el sector de la Industria manufacturera y el 9,7% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en Asturias y País Vasco (con un 5% y 3% respectivamente sobre el consumo de la Industria metalúrgica).

La tercera actividad en términos de consumo se corresponde con la Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo, que concentra el 9% de los puntos de suministro y el 7,5% del consumo de la Industria Manufacturera. Esta actividad se localiza fundamentalmente en las Comunidades Autónomas de Madrid, La Rioja y Castilla y León (con el 2,0%, 1% y 1% de consumo respectivamente sobre el total del consumo de la Industria manufacturera).

Cuadro III.47 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 empleados en la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Cientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	6	4%	72	3%	12	45%
Industria de la alimentación	4	3%	42	2%	10	48%
Fabricación de bebidas	1	1%	12	1%	12	48%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	18	1%	18	38%
Aragón	4	3%	74	3%	18	61%
Industria de la alimentación	1	1%	7	0%	7	34%
Fabricación de bebidas	1	1%	18	1%	18	82%
Industria química	1	1%	39	2%	39	71%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	1	1%	10	0%	10	44%
Asturias	8	6%	127	6%	16	54%
Industria de la alimentación	1	1%	15	1%	15	71%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	4%	107	5%	18	66%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	1%	5	0%	5	9%
Cantabria	2	1%	24	1%	12	69%
Industria de la alimentación	2	1%	24	1%	12	69%
Castilla La Mancha	5	3%	39	2%	8	60%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	3	2%	10	0%	3	90%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	2	1%	30	1%	15	54%
Castilla y León	19	13%	367	17%	19	58%
Industria de la alimentación	9	6%	222	10%	25	65%
Industria del papel	1	1%	11	0%	11	55%
Industria química	1	1%	7	0%	7	54%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	1%	14	1%	14	78%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	2	1%	37	2%	18	55%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	25	1%	13	65%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	36	2%	36	36%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	1%	14	1%	14	38%
Fabricación de otro material de transporte	1	1%	-	0%	-	0%
Cataluña	42	29%	739	33%	18	63%
Industria de la alimentación	16	11%	399	18%	25	65%
Industria textil	12	8%	143	6%	12	56%
Confección de prendas de vestir	1	1%	11	0%	11	63%
Industria del cuero y del calzado	1	1%	14	1%	14	64%
Industria del papel	1	1%	32	1%	32	103%
Industria química	3	2%	60	3%	20	61%
Fabricación de productos farmacéuticos	2	1%	18	1%	9	56%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	2	1%	22	1%	11	61%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	2	1%	17	1%	9	70%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	22	1%	11	54%
Extremadura	2	1%	19	1%	9	97%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	2	1%	19	1%	9	97%
Galicia	3	2%	50	2%	17	59%
Industria de la alimentación	2	1%	42	2%	21	60%
Industria del papel	1	1%	8	0%	8	57%
La Rioja	5	3%	68	3%	14	53%
Industria de la alimentación	1	1%	13	1%	13	58%
Fabricación de bebidas	1	1%	9	0%	9	29%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	1	1%	17	1%	17	56%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	28	1%	14	66%
Madrid	22	15%	249	11%	11	59%
Industria de la alimentación	6	4%	45	2%	8	69%
Industria textil	1	1%	8	0%	8	131%
Industria del papel	3	2%	36	2%	12	49%
Coquerías y refino de petróleo	2	1%	37	2%	19	60%
Industria química	2	1%	30	1%	15	74%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	1%	9	0%	9	117%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	2	1%	17	1%	9	53%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	33	2%	17	65%
Fabricación de otro material de transporte	2	1%	24	1%	12	40%
Fabricación de muebles	1	1%	9	0%	9	41%
Murcia	1	1%	21	1%	21	48%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	1%	21	1%	21	48%
Navarra	9	6%	109	5%	12	53%
Industria de la alimentación	6	4%	72	3%	12	54%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	1	1%	14	1%	14	42%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	1%	13	1%	13	62%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	1%	9	0%	9	53%
País Vasco	10	7%	169	8%	17	83%
Industria de la alimentación	1	1%	49	2%	49	71%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y esparto	1	1%	11	0%	11	99%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	4	3%	75	3%	19	85%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	17	1%	9	110%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	8	0%	8	85%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	1%	9	0%	9	80%
Comunidad Valenciana	6	4%	84	4%	14	60%
Industria de la alimentación	2	1%	29	1%	14	58%
Industria textil	1	1%	10	0%	10	51%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	1%	14	1%	14	86%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	1	1%	19	1%	19	72%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	11	1%	11	41%
Total	144	100%	2.209	100%	15	60%

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

ANEXO IV. BALANCE DE CAPACIDAD PARA EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA DE 2017

