A LA SECRETARÍA DEL CONSEJO

DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

Expediente. -	**CIR/DE/003/19**
Asunto. -	**Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural**
	Trámite de información pública
Objeto del escrito. -	**Escrito de alegaciones**

DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A. ("**DICOGEXSA**"), con CIF A06244131, representada por D. DAVID GUILLÉN VIVER, con DNI 9177887J, como consta acreditado en los expedientes que esa Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ("**CNMC**") está actualmente tramitando relativos a propuestas de circulares y sobre los que ya ha existido trámite de información pública durante los meses de julio y agosto pasados, identificando a efectos de notificaciones, como medio electrónico, la sede electrónica de esa CNMC, como domicilio físico Calle ANTONIO DE NEBRIJA 8-A, 06006, BADAJOZ, y con dirección de correo electrónico a efectos de avisos de notificaciones dguillen@gasextremadura.com; y **GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L.** ("**GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA**"), con CIF B06410732, representada por D. LUIS ÁNGEL NOVILLO ANTÚNEZ, con DNI 8849806G, como consta acreditado en los expedientes que esa CNMC está actualmente tramitando y sobre los que ya ha existido trámite de información pública, identificando a efectos de notificaciones, como medio electrónico, la sede electrónica de esa CNMC, como domicilio físico Calle ANTONIO DE NEBRIJA 8-A, 06006, BADAJOZ, y con dirección de correo electrónico a efectos de avisos de notificaciones lnovillo@gasextremadura.com; ambas sociedades, denominados conjunta e indistintamente como "**las Sociedades**"; y, como mejor proceda en Derecho,

DICEN

1.- Que respetuosamente comparecemos ante esa CNMC al amparo de los artículos 105 de la Constitución, 13, 53 y 127 y siguientes de la Ley del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas (la "**LPAC**")[1], 3 y 110 de la Ley del Régimen Jurídico del Sector Público ("**LRJ**")[2] y 30 de la Ley de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "**LCNMC**)[3].

[1] Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.
[2] Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.
[3] Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2.- Que en virtud del presente escrito formulamos nuestras **alegaciones respecto del proyecto de circular por el que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural** (el "**Proyecto de Circular**" o la "**Propuesta de Circular**").

3.- Que, como vamos a exponer en el presente escrito, con todo respeto consideramos que el Proyecto de Circular incurre en irregularidades de diferente naturaleza que determinarían su nulidad de pleno de aprobarse en los términos actuales.

4.- Que, en todo caso y sin perjuicio de lo anterior, la metodología propuesta en el Proyecto de Circular contiene graves irregularidades y errores, según se detalla en el presente escrito, que deberán ser subsanados en el supuesto de que esa CNMC siga adelante con la tramitación del proyecto sin atender a la irregularidades que, en nuestra opinión, determinan su nulidad.

5.- Que las presentes alegaciones no prejuzgan (i) el escrito presentado con fecha 17 de septiembre de los corrientes, si bien parte del contenido del mismo es reiterado en el presente escrito (en tanto que a fecha de los presentes no se ha obtenido una respuesta por parte de esa CNMC), ni tampoco (ii) el ejercicio de las acciones que le brinda el ordenamiento jurídico (nacional, europeo e internacional) para la defensa de sus derechos e intereses legítimos (y/o de sus accionistas).

6.- Que, en tiempo y forma, se presentan las siguientes

A L E G A C I O N E S

Contenido:

0. ALEGACIÓN PREVIA: SOBRE EL INFORME DEL MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA.

1. EL PROYECTO DE CIRCULAR SE FUNDAMENTA EN UNA NORMA DE RANGO SUPERIOR (REAL DECRETO-LEY 1/2019) CONTRARIA AL DERECHO CONSTITUCIONAL.

2. VICIOS E INFRACCIONES EN LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO.

2.1. Ausencia de procedimiento legalmente establecido.

2.2. Indebida omisión del trámite inicial de consulta pública establecido en el artículo 133 de la LPAC.

2.3. Infracción del trámite de audiencia y ausencia total de transparencia.

2.4. Falta de análisis de competitividad y competencia, de impacto en la economía y de recuperación de costes.

2.5. El Proyecto de Circular no contiene un análisis del impacto presupuestario y de cargas administrativas y tampoco se analiza la alteración de los flujos económicos en determinados impuestos.

2.6. El Gobierno de la Nación se halla en funciones.

3. INFRACCIÓN DE LOS PRINCIPIOS GENERALES Y ORIENTACIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA, E INFRACCIÓN DE LA LEY 34/1998 DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y DE LA LEY 18/2014.

3.1. Incumplimiento de los principios generales aplicables.

3.2. Incumplimiento de las Orientaciones de Política Energética.

3.3. La necesidad de preservar los principios de sostenibilidad económica y financiera exige una coordinación entre las Circulares de retribución y de peajes.

3.4. Imposibilidad de introducir una revisión a la baja de los peajes existiendo un déficit pendiente de absorber por el sistema.

3.5. Vulneración de competencias.

4. INFRACCIÓN DEL PRINCIPIO DE SEGURIDAD JURÍDICA.

4.1. Consideraciones generales sobre el principio de seguridad jurídica.

4.2. Consideraciones particulares sobre el principio de seguridad jurídica al presente caso.

4.3. Falta de gradualidad y periodo transitorio insuficiente.

5. INFRACCIÓN DEL PRINCIPIO DE PROSCRIPCIÓN DE LA ARBITRARIEDAD.

5.1. Consideraciones generales sobre el principio de proscripción de arbitrariedad de los poderes públicos.

5.2. Incorrecciones de la Propuesta de la CNMC.

6. DISCRIMINACIÓN Y FALTA DE PROPORCIONALIDAD EN LOS IMPACTOS ECONÓMICOS SOBRE LOS CLIENTES.

6.1. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 2.

6.2. Impacto sobre clientes acogidos al peaje 3.5.

6.3. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 3 (excepto 3.5) suministrados desde gasoducto.

6.4. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 3 (excepto 3.5) suministrados desde planta satélite de GNL conectada a red de distribución.

6.5. Impacto sobre clientes con posibilidad de desconexión de red e instalar planta satélite de GNL monocliente propia.

6.6. Efecto de la evolución de los peajes a lo largo del periodo 2020-2026.

6.7. Conclusiones sobre el impacto de la metodología de peajes en los clientes.

7. PEAJES DE ACCESO A REDES LOCALES.

7.1. Inclusión de costes de transporte en el peaje de redes locales.

7.2. Eliminación de los niveles de presión en la estructura de peajes.

7.3. Discontinuidades entre rangos de consumo.

7.4. No definición de un peaje de entrada a las redes locales.

7.5. Incentivo insuficiente a la inyección de biometano y otros gases renovables.

8. IMPLICACIONES DE LA FACTURACIÓN MENSUAL.

9. OTROS IMPACTOS OPERATIVOS.

9.1. Refacturación por reubicación de clientes en grupos tarifarios.

9.2. Adecuación de la refacturación a años de gas.

9.3. Eliminación de la flexibilidad en los contratos de capacidad diaria.

10. NECESIDAD DE DESARROLLAR NORMATIVA ADICIONAL.

10.1. Procesos asociados a las tarifas de último recurso (TUR).

10.2. Procesos relacionados con la obligación de disponer de equipos de telemedida.

10.3. Procesos de balance, reparto y liquidación de saldos de mermas.

10.4. Otros servicios con precios regulados.

10.5. Ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores.

10.6. Incertidumbres sobre aplicación del año de gas a la reubicación de clientes.

11. IMPACTO PARA LOS DISTRIBUIDORES

ANEXO I CÁLCULOS DEL IMPACTO INICIAL DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE PEAJES SOBRE LOS CLIENTES SEGÚN SU TIPOLOGÍA.

Anexo II: CÁLCULO DEL EFECTO DE LA EVOLUCIÓN DE LOS PEAJES EN EL PERIODO 2020-2026.

* * * *

0. ALEGACIÓN PREVIA: SOBRE EL INFORME DEL MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA.

En el transcurso de la preparación de las presentes alegaciones se ha hecho público el Informe del Ministerio para la Transición Ecológica respecto del Proyecto de Circular, de fecha 5 de septiembre de 2019 (el "**Informe del Ministerio**").

Si bien es innegable la importancia del Informe del Ministerio para la valorar la legalidad, oportunidad y acierto del Proyecto de Circular (particularmente, para contrastar la adecuación del Proyecto de Circular a las orientaciones de política energética dictadas por Gobierno de la Nación), las presentes alegaciones no centraran sus argumentos sólo y exclusivamente en dicho Informe, sino también en otros argumentos tanto formales como de fondo que no son objeto del Informe del Ministerio. En todo caso, en las alegaciones siguientes se identificarán aquéllas que son compartidas por el mencionado Informe.

Dicho lo anterior, y de manera preliminar, de la revisión del Informe del Ministerio se ha detectado que varias de las reservas (jurídicas y de oportunidad) que el Proyecto de Circular plantea a las Sociedades son compartidas por el Ministerio y, en términos generales, el Ministerio considera que el Proyecto de Circular se adecúa solo parcialmente a las orientaciones de política energética, razón por la que insta la convocatoria de la Comisión de Cooperación para "*resolver las discrepancias identificadas*". En relación con este punto debemos señalar (i) primero, que, una vez finalizados los trabajos en la Comisión, debería reiterarse el trámite de audiencia, y (ii) segundo, que el trámite de dictamen ante el Consejo de Estado debe ser el último que se practique.

1. EL PROYECTO DE CIRCULAR SE FUNDAMENTA EN UNA NORMA DE RANGO SUPERIOR (REAL DECRETO-LEY 1/2019) CONTRARIA AL DERECHO CONSTITUCIONAL.

Con el máximo respeto, hemos de iniciar nuestras alegaciones señalando que el Proyecto de Circular, de aprobarse en el contexto normativo actual, sería nulo de pleno derecho como consecuencia de fundarse en una norma de rango superior (el Real Decreto-ley 1/2019[4]) contraria al Derecho constitucional.

En este mismo sentido se manifestaron las alegaciones de las Sociedades en sus alegaciones de fecha 8 de agosto de 2019 a los proyectos de circulares por el que se establece la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural (presentadas por DICOGEXSA), y por el que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado (presentadas por GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA). En adelante, indistintamente, ambos escritos de alegaciones serán denominados como "**Alegaciones a la Metodología de Retribución**".

Es por este motivo que, al objetivo de no reiterarnos en dichos argumentos y ayudar a la brevedad y síntesis, nos remitimos íntegramente a lo explicitado detalladamente en las Alegaciones a la Metodología de Retribución y, en particular, aunque no exclusivamente, a las alegaciones sobre la vulneración del artículo 86.1 de la Constitución, en el sentido de que el Real Decreto-ley 1/2019 vulnera dicho artículo por partida doble. Primero, ha sido dictado sin concurrir una situación de extraordinaria y urgente necesidad. Y segundo, afecta al ordenamiento de las instituciones básicas del Estado.

En efecto, la infracción relativa a la ausencia de una situación de extraordinaria y urgente necesidad se evidencia con solo leer la exposición de motivos del Real Decreto-ley 1/2019. El párrafo de referencia es el siguiente:

> *"La adopción de todas estas medidas mediante Real Decreto-ley está amparada por la jurisprudencia del Tribunal Constitucional pues resulta urgente su adopción para atender al Dictamen Motivado dirigido al Reino de España en septiembre de 2016 ya que, de no hacerse así, el riesgo de que la Comisión Europea presente un recurso de incumplimiento contra el Reino de España ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea es inminente.*
>
> *En este sentido, y en cuanto a la utilización del Real Decreto-ley como instrumento de transposición, cabe señalar que el Tribunal Constitucional, en su sentencia 1/2012, de 13 de enero, avala la concurrencia del presupuesto habilitante de la extraordinaria y urgente necesidad del artículo 86.1 de la Constitución cuando concurran «el patente retraso en la transposición» y la existencia de «procedimientos de incumplimiento contra el Reino de España»."*

La sentencia del Tribunal Constitucional 1/2012, de 13 de abril, lejos de justificar al Real Decreto-ley 1/2019, evidencia su inconstitucionalidad.

---

[4] 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.

Esta sentencia confirmó la concurrencia de una situación de extraordinaria y urgente necesidad en la aprobación del Real Decreto-ley 9/2000, de 6 de octubre, en virtud del cual se modificó la legislación entonces vigente en materia de evaluación de impacto ambiental a fin de transponer las directivas europeas entonces aplicables. Ahora bien, la sentencia de referencia no avaló, siempre y en todo caso, el uso del real decreto-ley para transponer el Derecho europeo. Esta sentencia circunscribió de manera exacta por qué, en el caso por ella enjuiciado, sí cabía observar una situación de extraordinaria y urgente necesidad.

La sentencia se pronuncia con toda claridad; a saber:

> *"De lo expuesto se deriva, en suma, que debemos considerar como factores relevantes para nuestro examen no sólo el elemento temporal (el patente retraso en la transposición de las directivas correspondientes) sino muy especialmente el elemento causal (la existencia de dos procedimientos de incumplimiento contra el Reino de España, cuya terminación mediante sendas sentencias que constataran el correspondiente incumplimiento se quería evitar a todo trance) así como el elemento material (la importancia que, conforme al art. 45 CE, cabe conferir a que la casi totalidad de los proyectos con relevancia económica y social quedara sometida cuanto antes a evaluación de impacto ambiental), por lo que, a la vista de la incidencia conjunta de estos tres factores en el presente caso, es preciso concluir que concurre el presupuesto habilitante de la extraordinaria y urgente necesidad requerido por el art. 86.1 CE."*

Como se observa, fueron tres los elementos considerados por el Tribunal Constitucional para confirmar la concurrencia de una situación de extraordinaria y urgente necesidad; se trata de los elementos temporal, causal y material.

La anterior doctrina constitucional determina, como decimos, la inconstitucionalidad del Real Decreto-ley 1/2019 como consecuencia de la inexistencia de una situación de extraordinaria y urgente necesidad. Pronunciémonos de manera directa:

- En primer lugar, no concurre el llamado "elemento causal". En la sentencia 1/2012 este elemento se identificó con "*la existencia de dos litigios promovidos por la Comisión Europea contra el Reino de España por incumplimiento de la transposición de ambas directivas*". Pues bien, las circunstancias eran bien diferentes cuando se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, en la que no se había interpuesto litigio alguno contra el Reino de España, sino que la Comisión Europea había emitido un dictamen motivado sin acudir a continuación ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea.

- En segundo término, porque tampoco concurre el denominado "*elemento material*". Sobre esta cuestión no es necesario que nos extendamos, pues la exposición de motivos del Real Decreto-ley 1/2019 guarda completo silencio al respecto.

En definitiva, y como resulta de la propia Memoria del Proyecto de Circular, la justificación ofrecida se refiere exclusivamente a la "necesidad" (derivada del Reglamento (UE) 2017/460 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas natural o la transferencia de competencia a la propia CNMC), pero de ningún modo a la "urgente necesidad", que consta huérfana de toda justificación objetiva.

2. VICIOS E INFRACCIONES EN LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO.

2.1. Ausencia de procedimiento legalmente establecido.

El presente procedimiento (aunque debería emplearse el término "expediente" por las razones que vamos a señalar seguidamente) está, desde su mismo origen, afectado por un vicio esencial determinante de la nulidad de pleno derecho de la futura Circular.

Este vicio radica en que no se está siguiendo un procedimiento previamente instituido y regulado por el ordenamiento jurídico.

En efecto, esa CNMC no está siguiendo ninguna norma que prestablezca un iter procedimental completo ordenador de las sucesivas fases dirigidas a la elaboración y aprobación de la Circular y en virtud del cual se garantice la adecuada participación de los ciudadanos, de las restantes Administraciones cuyas competencias pudieran verse afectadas y de los organismos consultivos.

Permítasenos que nos expliquemos más detalladamente al hilo de lo ya argumentado en nuestras Alegaciones a la Metodología de Retribución.

1.- La primera cuestión que debe ser atendida es que, como decimos, no hay en nuestro Derecho positivo ninguna norma que instituya y regule el completo procedimiento que ha de seguirse para la aprobación de la Circular; en efecto:

— Esta ausencia resulta evidente por sí sola. Estamos ante una cuestión binaria, o hay un procedimiento previamente instituido y regulado en su integridad, o no lo hay. Y en este caso no lo hay.

  Somos conocedores de que en la Memoria de la Circular se afirma que esa CNMC está actuando "*en cumplimiento del procedimiento establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019*".

  Ciertamente, en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019 se establecen diversas normas adjetivas, pero debe notarse que las mismas no instituyen un procedimiento íntegro de elaboración de disposiciones reglamentarias. Lo que la citada norma legal establece es un conjunto de reglas para la "*coordinación de los planes de regulación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con las orientaciones de política energética*", pero no un iter que garantice la participación de los interesados y de los restantes organismos y entidades con competencias en la materia.

— Vinculado con lo anterior, debe notarse que tampoco el artículo 30 de la LCNMC establece un procedimiento de elaboración de las circulares. Esta norma recoge que "*en el procedimiento de elaboración de las circulares se dará audiencia a los titulares de derechos e intereses legítimos que resulten afectados por las mismas*". Como se observa, la norma legal de referencia acoge, como no podía ser de otra forma, el principio de audiencia consagrado en el artículo 105 de la Constitución, pero no ordena un iter procedimental, pues no determina las fases, trámites y plazos que han de seguirse hasta llegar a la aprobación de las circulares.

— Esta ausencia puede comprobarse, también, por comparación. No hay en el ordenamiento una norma pareja o similar al artículo 26 de la Ley del

Gobierno[5], en la que se dispone el procedimiento de elaboración de las disposiciones reglamentarias del Gobierno y de sus miembros.

— A este respecto, debe recordarse que, de acuerdo con la jurisprudencia del Tribunal Supremo, el procedimiento de elaboración de disposiciones reglamentarias contemplado en la Ley del Gobierno no es aplicable a los denominados organismos reguladores (como es la CNMC).

  La sentencia del Tribunal Supremo de 30 de abril de 2012 (recurso 884/2011) se pronuncia sobre esta cuestión con absoluta claridad; a saber:

  "*La Ley del Gobierno regula el procedimiento de elaboración de los reglamentos producto de la potestad reglamentaria del propio Gobierno, sin que pueda extenderse de forma automática dicho procedimiento al ejercicio de la potestad reglamentaria de cualquier otro órgano constitucional o administrativo*".

— Vinculado con lo anterior, también debe recordarse que el "procedimiento administrativo común" establecido en la LPAC es ajeno a la elaboración de disposiciones reglamentarias. Así lo dispone la LPAC tanto (i) en su exposición de motivos, cuando indica que el "procedimiento administrativo común" es "*el conjunto ordenado de trámites y actuaciones formalmente realizadas, según el cauce legalmente previsto, para dictar un acto administrativo o expresar la voluntad de la Administración*", como (ii) en su artículo 1, cuando determina el objeto de Ley distinguiendo entre "*el procedimiento administrativo común a todas las Administraciones Públicas*" y "*los principios a los que se ha de ajustar el ejercicio de la iniciativa legislativa y la potestad reglamentaria*".

— Finalmente, los principios y reglas dispuestos en los artículos 127 y siguientes de la LPAC no instituyen un iter procedimental, sino, como acabamos de ver el punto anterior, "*los principios a los que se ha de ajustar el ejercicio de la iniciativa legislativa y la potestad reglamentaria*" (artículo 1 de la LPAC). Como vamos a señalar en el Apartado Segundo siguiente, tales principios y reglas han de ser observadas en el procedimiento de elaboración de la Circular, pero no constituyen, por sí mismas, un iter procedimental acabado.

2.- No existiendo un procedimiento regulado en el ordenamiento jurídico, el presente expediente carece de toda validez. En efecto, es una exigencia elemental que las normas reglamentarias se aprueben previa tramitación de un procedimiento previamente establecido por la Ley.

Así lo impone la Constitución Española en su artículo 105, cuando se remite a la ley para regular el procedimiento de aprobación de las disposiciones generales y el procedimiento administrativo.

Así lo exige también el Derecho europeo en el artículo 41 de la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea, en el que se positiviza el "*derecho a una buena administración*", el cual incluye las garantías relativas a la imparcialidad, equidad, audiencia, defensa y motivación; garantías que solo pueden ser realizadas previa tramitación de un procedimiento previamente establecido con carácter general.

[5] Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

En fin, también así lo determinan los principios conocidos como *"better regulation"* y *"smart regulation"* auspiciados por la Comisión Europea y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos ("**OCDE**") y expresamente acogidos por la LPAC en su exposición de motivos. En concreto, las Recomendaciones de la OCDE de 2012 incluyen la relativa a "*establecer mecanismos e instituciones para supervisar activamente los procedimientos y objetivos de la política regulatoria, apoyarla e implementarla, y por consecuencia fomentar la calidad de la regulación*".

3.- Frente a lo anterior cabría aducir que, materialmente, esa CNMC seguirá un procedimiento, pues ha elaborado una Memoria, ha conferido audiencia a los interesados, solicitará la intervención del Consejo de Estado, etc. Empero, este eventual argumento sería jurídicamente inoperante. La elaboración y aprobación de una norma reglamentaria (como es el Proyecto de Circular) debe seguir un procedimiento previamente establecido por la Ley, no siendo admisible seguir unos trámites que, en opinión del regulador, sean adecuados a pesar de no haber sido previamente instituidos.

El anterior criterio no responde a nuestra opinión personal, sino que es la doctrina del Tribunal Supremo. En efecto, el Alto Tribunal ha señalado en innumerables ocasiones que el respeto al procedimiento establecido constituye una de los límites esenciales del ejercicio de la potestad reglamentaria, de tal modo que, y como parece evidente, sin la existencia de un procedimiento legalmente prestablecido no cabe ejercitar dicha potestad. Podrían citarse numerosas sentencias. Baste remitirse a la reciente sentencia de 15 de marzo de 2019 (recurso 350/2019), en la que se subraya que "*desde el punto de vista formal el ejercicio de la potestad reglamentaria ha de sujetarse al procedimiento de elaboración legalmente establecido*".

2.2. Indebida omisión del trámite inicial de consulta pública establecido en el artículo 133 de la LPAC.

Con carácter adicional a lo anterior, y como también se argumentó en nuestras Alegaciones a la Metodología de Retribución, el presente expediente está afectado por otro vicio esencial, cual es la omisión del trámite de "consulta previa" previsto en el artículo 133.1 de la LPAC. Como hemos comentado anteriormente, los principios y reglas dispuestos en los artículos 127 y siguientes de la LPAC no instituyen un iter procedimental, sino, como acabamos de ver el punto anterior, "*los principios a los que se ha de ajustar el ejercicio de la iniciativa legislativa y la potestad reglamentaria*" (artículo 1 de la LPAC). En todo caso, y como explicamos a continuación, los principios previstos en la LPAC tampoco han sido respetados.

De este modo, procede acordar la retroacción del presente procedimiento al meritado trámite. En caso contrario, el Proyecto de Circular, una vez aprobado, incurriría en causa de nulidad de pleno derecho.

Exponemos a continuación las razones en que se funda nuestra posición.

1.- El artículo 133.1 de la LPAC se pronuncia con meridiana claridad; antes de elaborar el correspondiente proyecto normativo, debe practicarse un trámite de consulta con los administrados a fin de que puedan pronunciarse sobre los elementos esenciales que deben guiar la confección de la propuesta regulatoria.

Veamos la letra del citado precepto legal:

> *"Con carácter previo a la elaboración del proyecto o anteproyecto de ley o de reglamento, se sustanciará una consulta pública, a través del portal web de*

la Administración competente en la que se recabará la opinión de los sujetos y de las organizaciones más representativas potencialmente afectados por la futura norma acerca de:

a) Los problemas que se pretenden solucionar con la iniciativa.

b) La necesidad y oportunidad de su aprobación.

c) Los objetivos de la norma.

d) Las posibles soluciones alternativas regulatorias y no regulatorias."

2.- La regla establecida en el artículo 133.1 de la LPAC debe ser observada por esa CNMC en el presente expediente. Y ello por tres elementales razones; a saber:

— Primero, porque esa CNMC debe someterse a la Ley. Así lo impone el principio de legalidad establecido en el artículo 9.3 de la Constitución. Esta cuestión es hasta tal punto evidente que no necesita mayores consideraciones.

— Segundo, porque se trata de uno de "*los principios a los que se ha de ajustar el ejercicio de la iniciativa legislativa y la potestad reglamentaria*" (artículo 1 de la LPAC), siendo indudable que esa CNMC ejercita la potestad reglamentaria que le atribuye la LCNMC.

— Y tercero, porque esa CNMC está sometida a las prescripciones de la LPAC por imperativo de los artículos 2 de la LCNMC y 110 de la LRJSP.

3.- Pues bien, siendo aplicable el artículo 133.1 de la LPAC, su omisión determinaría, ineludiblemente, la nulidad de pleno derecho del Proyecto de Circular.

Esta conclusión es la que resulta de la consolidada jurisprudencia del Tribunal Supremo, quien en reiteradas ocasiones ha señalado que "*el exacto cumplimiento del procedimiento de elaboración* [de las normas reglamentarias] *posee un carácter formal o ad solemnitatem, de modo que las consecuencias que pueden derivar de su omisión o de su defectuosos cumplimiento desembocarían o darían lugar a la nulidad de la disposición indebidamente elaborada*" (vid., entre otras, la sentencia de 26 de septiembre de 2003).

4.- A fin de ser claros en la exposición de nuestro criterio, vamos a considerar un eventual "contraargumento" (valga el término), consistente en que el vicio denunciado no sería invalidante, o incluso habría sido subsanado, como consecuencia de la celebración del trámite de audiencia (en el que los interesados pueden pronunciarse respecto del proyecto normativo una vez ha sido redactado).

Empero, este eventual "contraargumento" es jurídicamente inadecuado y, por ende, no justifica la ilegalidad cometida en el presente procedimiento; saber:

— En primer lugar, porque como ha señalado el Tribunal Supremo, no cabe hablar de vicios no invalidantes en el seno del procedimiento de aprobación de normas reglamentarias, a diferencia de lo que acontece en el procedimiento administrativo (y ello "*dado el carácter sustancial que tienen las reglas de procedimiento para la elaboración y aprobación de las disposiciones de carácter general*", como indica su sentencia de 6 de octubre de 2015; recurso de casación 2676/2012).

— En segundo término, porque la “consulta previa” (aquí omitida) y el trámite audiencia son hitos procesales de diferente objeto y naturaleza, no siendo sustituibles uno por otro.

En efecto, la “consulta previa” tiene por objeto permitir a los administrados (i) intervenir cuando la llamada zona de “*oportunidad*” de la Administración goza de su máxima extensión, esto es, antes de la redacción de la propuesta normativa, y (ii) pronunciarse respecto de los aspectos estructurales de la norma a elaborar (los problemas que se pretenden solucionar con la iniciativa, la necesidad y oportunidad de su aprobación, los objetivos de la norma y las posibles soluciones alternativas regulatorias y no regulatorias). Este trámite, en consecuencia, habilita a los administrados a participar en fase embrionaria de la elaboración de la norma, siendo un cauce para influir en su mismo diseño y permitir a la Administración un exacto conocimiento previo de la realidad a normar.

Por su parte, el trámite de audiencia, de importancia incuestionable, tiene un alcance diferente. En este trámite la intervención de los administrados se refiere a un proyecto normativo ya elaborado (redactado), de tal modo que su capacidad de intervención se refiere a un “producto” diseñado en sus elementos estructurales.

La anterior no es nuestra visión del trámite de consulta previa, sino que obedece a su propia naturaleza. En efecto, la exposición de motivos de la LPAC atribuye a este trámite la siguiente configuración:

> *“Durante los más de veinte años de vigencia de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, en el seno de la Comisión Europea y de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos se ha ido avanzando en la mejora de la producción normativa («Better regulation» y «Smart regulation»). Los diversos informes internacionales sobre la materia definen la regulación inteligente como un marco jurídico de calidad, que permite el cumplimiento de un objetivo regulatorio a la vez que ofrece los incentivos adecuados para dinamizar la actividad económica, permite simplificar procesos y reducir cargas administrativas. Para ello, resulta esencial un adecuado análisis de impacto de las normas de forma continua, tanto ex ante como ex post, así como la participación de los ciudadanos y empresas en los procesos de elaboración normativa, pues sobre ellos recae el cumplimiento de las leyes. […]*
>
> *Junto con algunas mejoras en la regulación vigente sobre jerarquía, publicidad de las normas y principios de buena regulación, se incluyen varias novedades para incrementar la participación de los ciudadanos en el procedimiento de elaboración de normas, entre las que destaca, la necesidad de recabar, con carácter previo a la elaboración de la norma, la opinión de ciudadanos y empresas acerca de los problemas que se pretenden solucionar con la iniciativa, la necesidad y oportunidad de su aprobación, los objetivos de la norma y las posibles soluciones alternativas regulatorias y no regulatorias.”*
>
> Asimismo, las Recomendaciones de la OCDE de 2012 subrayan la importancia de esta fase, siendo una de sus recomendaciones “*integrar la Evaluación de Impacto Regulatorio (EIR) a las primeras*

etapas del proceso de diseño de políticas públicas para formular proyectos regulatorios nuevos. Identificar claramente las metas de política pública, y evaluar si es necesaria la regulación y de qué manera puede ser más efectiva y eficiente para alcanzar dichas metas. Tomar en cuenta los medios diferentes de la regulación y determinar la retribución de los diversos enfoques analizados para identificar el mejor".

Dicha forma de actuar, omitiendo este trámite inicial de consulta pública, es incluso contraria a la buena práctica de esta CNMC, quien ante una modificación de este tipo siempre crea los correspondientes grupos de trabajo donde los distintos agentes intervienen con sus aportaciones y puntos de vista en la elaboración de las circulares. Como ejemplo reciente la CNMC ha publicado la **memoria justificativa** de la "*Propuesta de orden por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores de energía eléctrica y de gas natural y modifica la resolución de 20 de diciembre de 2016 (INF/DE/011/19)".* En su punto 8 (Descripción de la tramitación) la CNMC expresamente indica:

> "***Para elaboración de la propuesta*** *de Resolución,* ***se ha trabajado durante dos años con los distribuidores y los comercializadores*** *en los grupos de trabajo de cambio de comercializador liderados por la CNMC.*
>
> *Asimismo, la propuesta de Resolución ha de seguir un trámite de audiencia pública en los Consejos Consultivos de Electricidad y de Hidrocarburos mediante el procedimiento ordinario".*

Llama poderosamente la atención que para la modificación de unos formatos que ya existían, la propia CNMC haya realizado un trabajo previo de dos años dando participación a los agentes interesados (comercializadores y distribuidores) mediante grupos de trabajo liderados por la propia CNMC, y en el presente caso, unas Circulares que cambian por completo el modelo de retribución de actividad de distribución y transporte hayan nacido clandestinamente sin participación alguna por parte de dichos agentes.

Debe mencionarse también el caso de la precedente "Propuesta de Circular x/2014, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas", en el que la CNMC sostuvo que "*esta Comisión considera que el establecimiento y revisión de la metodología de peajes y cánones de acceso debe ser un proceso transparente, en el que los agentes puedan participar activamente en su desarrollo. A partir de la consulta planteada, la CNE pretende conocer la opinión de los agentes sobre los principios generales, los criterios de imputación, las variables inductoras de los costes y las variables de facturación consideradas el proceso de elaboración de la metodología asignativa de costes de acceso para establecer peajes y cánones*". Motivo por el cual se justificaba según la CNMC la existencia de una consulta pública.

En definitiva, una regulación adecuada en temas capitales para el sector exige colaboración y contactos intensos y previos entre los agentes y el regulador. Es a través de este trámite por el que se puede articular jurídicamente el debate, diálogo propio de un proceso de revisión regulatoria pausado, ordenado, y de escucha activa, emulando los procesos de consulta pública de reguladores de referencia.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que la alternativa al modelo existente propuesto en el Proyecto de Circular no es la única metodología posible que cumpla con los principios generales perseguidos y con las orientaciones de política energética del Gobierno (en el año 2013 los borradores a este respecto de la propia CNMC se diferenciaban sustancialmente del contenido del Proyecto de Circular).

Y es que, más allá de la obligación legal de la consulta pública -anteriormente explicada-, considerando la relevancia de la materia y su incidencia para la economía a través de la factura de gas doméstica e industrial, el análisis y valoración de los cambios propuestos exige una reflexión más pausada y exhaustiva con el fin de avanzar hacia una metodología adecuada. Lo anterior hace difícilmente justificable que se haya omitido tan relevante actuación.

2.3. Infracción del trámite de audiencia y ausencia total de transparencia.

Con el máximo respeto hemos de señalar que el presente trámite de audiencia está siendo indebidamente practicado por tres razones:

1. Se ha concedido a los interesados únicamente el acceso a la Memoria del Proyecto de Circular, no habiéndose facilitado la documentación que ha servido a esa CNMC para la confección del Proyecto y la referida Memoria.

   El artículo 7.1 de la LCNMC, tal y como ha sido redactado por el Real Decreto-ley 1/2019, exige que la metodología que se establezca debe ajustarse a "*criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación*". El principio de transparencia es uno de los principios de buena regulación protegidos por el artículo 129 de la LPAC ("*En aplicación del principio de transparencia, las Administraciones Públicas posibilitarán el acceso sencillo, universal y actualizado a la normativa en vigor y los documentos propios de su proceso de elaboración, en los términos establecidos en el artículo 7 de la Ley 19/2013, de 9 de diciembre, de transparencia, acceso a la información pública y buen gobierno; definirán claramente los objetivos de las iniciativas normativas y su justificación en el preámbulo o exposición de motivos; y posibilitarán que los potenciales destinatarios tengan una participación activa en la elaboración de las normas.*").

   Pues bien, se observa una flagrante falta de información y de datos que vulneran el principio de transparencia. Así lo pone de manifiesto el propio Informe del Ministerio en múltiples pasajes (por ejemplo, la metodología propuesta por la CNMC no incluye ninguna comparación internacional con los peajes de nuestro entorno, o alude a la atenuación de los impactos reales que se ocasionan a determinados consumidores como consecuencia del empleo por parte de la CNMC de valores promedios que suavizan los perjuicios que pueden causarse a determinados usuarios). Estos elementos son esenciales en cualquier propuesta regulatoria.

   A mayor abundamiento, no existe información suficiente para conocer si se están produciendo subvenciones cruzadas entre actividades reguladas o discriminaciones vetadas por la LSH[6] (artículo 62). Precisamente, una de las funciones de la CNMC, según los artículos 41.1.f) de la Directiva 2009/73/CE y 7.3 de la LCNMC, es velar por que no haya subvenciones cruzadas entre

[6] Ley del Sector de Hidrocarburos.

las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro, por lo que la falta de información en este aspecto es especialmente trascendente porque impide enjuiciar la conformidad a Derecho de la actuación del regulador.

Por otro lado, la valoración de los impactos del Proyecto de Circular se realiza, en diversas ocasiones, utilizando valores promedios y no individualizados, lo que tiene un impacto evidente en la transparencia y certeza de la propuesta de peajes. Así sucede, por ejemplo, en los siguientes aspectos:

— La propuesta de peajes de red local, que afecta a los consumidores conectados a redes de distribución, transporte primario y transporte secundario y que ha eliminado la clasificación por presiones (actuales grupos 2 y 3) y mantiene solamente una clasificación por niveles de consumo, se basa en datos medios históricos.

— La propuesta de peajes para consumidores pequeños se basa en costes medios.

— El impacto calculado en la Memoria que se ocasiona a los consumidores industriales no conectados a la red troncal, a los que actualmente se les aplican los peajes del grupo 2 (presión de suministro entre 4 y 60 bar), es inferior al real, dado que la CNMC está utilizando el incremento medio que incluye tanto consumidores a presiones de menos de 4 bar (actuales peajes del grupo 3) como los consumidores a más de 4 bar (actuales peajes del grupo 2).

2. El plazo de la audiencia es manifiestamente insuficiente.

   La audiencia es un derecho esencial de todo interesado en un procedimiento administrativo, que se reconoce tanto en la LPAC (artículo 53.1.e y 76), como en la propia Constitución (artículo 105) y, particularmente, en lo que se refiere a la tramitación de reglamentos en el artículo 26.6 tanto de la LRJ y en la Ley del Gobierno.

Teniendo en cuanta la importancia capital del contenido del Proyecto de Circular, resulta relevante recalcar que hasta la publicación del Proyecto ningún agente tuvo conocimiento del contenido de la propuesta de nueva metodología (entre otros motivos porque no existió consulta pública previa), sin que existiera grupo de trabajo previo entre la CNMC y los agentes del sistema que permitiera adelantar el conocimiento de la norma que se somete a audiencia (como indicábamos, no ha existido consulta pública).

* * *

Dicho sea desde la lealtad, nos encontramos ante una grave infracción, pues esa CNMC está socavando la garantía prevista en el artículo 105 de la Constitución relativa a la "*la audiencia de los ciudadanos, directamente o a través de las organizaciones y asociaciones reconocidas por la ley, en el procedimiento de elaboración de las disposiciones administrativas que les afecten*".

Debemos subrayar que el trámite de audiencia en el procedimiento de elaboración de disposiciones reglamentarias debe llevarse a cabo de manera real, efectiva y con todas las garantías materiales y formales, pues, como ha señalado el Tribunal Constitucional desde sus inicios, "*a lo que se refiere el art. 105.1 de la Norma*

Suprema es a un caso de participación funcional del administrado en la elaboración de disposiciones de carácter general" (sentencia 61/1985, de 8 de mayo).

La lógica jurídica determina que la indebida celebración del trámite de audiencia equivale a su ausencia (pues, insistimos, de nada sirve un trámite de audiencia en el que los interesados desconocen sobre qué se están pronunciando).

Pues bien, la jurisprudencia sostiene con carácter general la nulidad de la disposición que se aprueba en infracción de esta garantía. La omisión del trámite de audiencia en el procedimiento de elaboración de normas reglamentarias no es subsanable, y ello porque el respeto al derecho de audiencia debe observarse plenamente como consecuencia de que en las disposiciones generales "*siempre hay un núcleo de oportunidad donde son posibles diversas soluciones justas"* (sentencia del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2017, recurso 3447/2015). Precisamente porque la potestad reglamentaria tiene una zona de "*oportunidad*", es preciso dar valor a la participación de los interesados en el momento en el que es oportuno hacerlo. Como viene diciendo desde antiguo el Tribunal Supremo, los interesados "*pueden emitir alegaciones que, hechas en vía administrativa* […], *podrían dar lugar a una rectificación al criterio de la Administración y que, sin embargo, formuladas en sede jurisdiccional son inoperantes*" (sentencia de 29 de diciembre de 1986).

El criterio jurisprudencial que acabamos de recoger tiene una importancia capital. Los interesados deben disponer de toda la información necesaria para formular alegaciones porque el trámite de audiencia es el momento adecuado para tratar de influir en la formación de la voluntad administrativa. Perdida esta oportunidad, la misma es irrecuperable en tanto que la aprobación de la norma cierra cualquier debate (podrá acudirse al debate procesal, pero su contenido y naturaleza nada tienen que ver, como ha indicado el Tribunal Supremo).

Pues bien, en el presente caso nos encontramos con que esta oportunidad se está negando a las empresas gasistas, quienes han de formular alegaciones en un plazo inútil, sin haber tenido acceso a la información que ha servido de base para la elaboración de la Propuesta de Circular y sin haber poder medir el impacto de las circulares de retribución sobre la de peajes y a la inversa.

2.4. Falta de análisis de competitividad y competencia, de impacto en la economía y de recuperación de costes.

La extensa Memoria de la Propuesta de Circular de peajes hace un análisis muy somero e insuficiente del impacto económico y sobre la competencia que tendrá dicha propuesta sobre la competitividad de la industria, las cuentas públicas y sobre la economía en general.

A pesar de los significativos impactos que puede producir la propuesta de peajes, como se expondrá posteriormente, sobre la economía, la competitividad de las empresas e industrias y de los diferentes agentes del mercado, no hay constancia en el expediente de tramitación un informe específico, si bien es cierto que no hemos tenido acceso al mismo a pesar de haber sido solicitado expresamente.

A tales efectos, el hecho de que la Propuesta de Circular haya de ser aprobada por el Pleno del Consejo de la CNMC, en cuyo seno se incluyen expertos en competencia, no exime a la CNMC de someter su propuesta de peajes a un informe que analice en profundidad cuáles son los impactos económicos, presupuestarios, sobre la competencia y la.

En relación con el análisis de competencia y competitividad, la Memoria se limita a indicar someramente que "*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*". Y añade que "*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*" (*cfr.* página 142 de la Memoria).

Este análisis es insuficiente, excesivamente simplista y no se apoya en ningún estudio o análisis en profundidad, ni en ningún dato o justificación que avale estas afirmaciones tan generalistas. Pero, además, lo que se expresa en la Memoria no se ajusta a la realidad:

— En primer lugar, no es cierto que se produzca una reducción en la factura de todos los consumidores, al menos, no ocurre así en consumidores que representan un porcentaje importante de la demanda total, como veremos a continuación.

  En efecto, en el caso particular de los grandes consumidores industriales, los principales beneficiados de la separación de los peajes de la red troncal respecto al resto de gasoductos de transporte, son los grandes consumidores conectados a la red troncal que obtienen un ahorro en el entorno de 1 euro/MWh. Sin embargo, los consumidores industriales no conectados a la red troncal, con consumos inferiores a 500 GWh/año (como se expondrá posteriormente y resulta del Anexo I al presente escrito denominado CÁLCULOS DEL IMPACTO INICIAL DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE PEAJES SOBRE LOS CLIENTES SEGÚN SU TIPOLOGÍA), a los que actualmente se les aplican los peajes grupo 2 (presión de suministro entre 4 y 60 bar y escalón de peaje hasta 2.5) tendrán incrementos en sus peajes (en 2018 se encontraban en esta categoría 3.853 clientes que consumían 90,3 TWh y suponen un 99,2% de los clientes acogidos al grupo 2[7]).

— Además, es destacable que entre los consumidores a los que se le incrementa el peaje se encuentran numerosos centros públicos, la mayoría acogidos al peaje 3.4 con consumos inferiores a 5 GWh/año, como es el caso de hospitales, colegios, universidades, etc., tanto privados como públicos sin que, como veremos, se haya realizado un estudio específico sobre el impacto que ello podría tener sobre los Presupuestos Generales del Estado.

  A modo de ejemplo y como muestra la propia circular de la CNMC, el consumo medio de un hospital se estima sobre los 12 GWh/año. El sobrecoste que un hospital público debería soportar por el cambio de tarifas se estima en torno a los 22.000 euros/año (ver punto anterior y Anexo I CÁLCULOS DEL IMPACTO INICIAL DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE PEAJES SOBRE LOS CLIENTES SEGÚN SU TIPOLOGÍA).

— El incremento del peaje de regasificación y del canon diario de almacenamiento de GNL restan competitividad a las plantas de GNL

[7] Información extraída del Informe de la CNMC *INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. Periodo: año 2018. Expediente IS/DE/007/19.*

españolas con respecto a la planta de Sines en Portugal y a las plantas francesas, lo que puede incidir en una infrautilización de las plantas regasificadoras españolas, sin que se haya efectuado por la CNMC ningún análisis de competitividad internacional.

Lo indicado anteriormente ha sido ya constatado el propio Informe del Ministerio. Según dicho Informe:

— "*La metodología propuesta por la CNMC no incluye ninguna comparación internacional con los peajes de las plantas de regasificación de nuestro entorno. Un análisis somero con los peajes de Portugal y Francia, da como resultado que, a pesar del incremento de los peajes de regasificación de la propuesta de Circular, éstos siguen estando por debajo de los de las plantas francesas. Sin embargo, se ha incrementado la diferencia con la planta portuguesa de Sines*" (*cfr.* página 23; subrayado nuestro).

— "*Los peajes de regasificación y de almacenamiento a corto plazo de GNL propuestos por la CNMC resultan más elevados que los actuales y restan competitividad a las plantas de GNL españolas, aumentando el diferencial de peajes existente con la planta de Sines (Portugal) al mismo tiempo que reducen la competitividad con las plantas francesas*" (*cfr.* páginas 2 y 3; subrayado nuestro).

— "*el incremento del peaje de regasificación y del canon diario de almacenamiento de GNL podría restar competitividad al gas natural introducido por estas instalaciones en relación con el transportado por las conexiones internacionales y reducir la entrada de gas por las plantas a favor de las conexiones internacionales o de la planta de regasificación de SINES, con la consiguiente pérdida de ingresos*" (*cfr.* página 4; subrayado nuestro).

— "*El impacto de la metodología propuesta para los consumidores industriales es dispar. Mientras que los peajes de transporte aplicados a consumidores conectados a la red troncal (grandes industrias y ciclos combinados) experimentan reducciones significativas, se incrementan los peajes de red local aplicados a consumidores industriales conectados a la red primaria no troncal o a la red de transporte secundaria. Este hecho, aparte de reducir la competitividad de las empresas, puede inducir a la desconexión de consumidores de la red de transporte y su sustitución por GNL transportado por carretera mediante cisternas*" (*cfr.* página 4; subrayado nuestro).

En lo que se refiere al análisis de impacto económico, la Memoria reconoce que su análisis es de mínimos (*cfr.* página 137) y que incluso "*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 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*".

Finalmente, en cuanto al análisis de recuperación de costes, aunque la Memoria indica que la propuesta de peajes se ha elaborado "*preservando en todo caso la suficiencia de ingresos para recuperar la retribución reconocida a cada una de las actividades*", lo cierto es que algunos de los peajes propuestos pueden ser insuficientes para cubrir la retribución reconocida, generando al sistema gasista

unos ingresos inferiores a su retribución marginal, lo que es contrario al principio y a la orientación de política energética de preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema.

El propio Informe del Ministerio hace referencia en diversos apartados al desajuste o desacople entre ingresos y costes. A modo de ejemplo, pone de manifiesto lo siguiente:

— "*La propuesta de peajes de red local de la CNMC, que afecta a los consumidores conectados a redes de distribución, transporte primario y transporte secundario ha eliminado la clasificación por presiones (actuales grupos 2 y 3) y mantiene solamente una clasificación por niveles de consumo. Sin embargo, la propuesta de la CNMC de retribución regulada a la distribución sí que continúa diferenciando por presión de suministro: para consumos anuales entre 50 MWh y 8 GWh/año cada MWh se retribuye con 4,5 €/año si es suministrado a presiones iguales o inferiores a 4 bar y con 1,25 €/MWh a presiones entre 4 y 60 bar. Es decir, la propuesta de la CNMC se basa en un mecanismo de asignación de costes medios históricos, sin tener en cuenta la retribución marginal aplicada al nuevo mercado captado, dando como resultado un peaje que puede ser insuficiente para cubrir la retribución de los nuevos suministros*" (*cfr.* página 9; subrayado nuestro).

— "*El actual incentivo que tenía el consumidor industrial para conectarse a redes de más de 4 bar habría desaparecido, mientras que permanece el incentivo para que el distribuidor capte consumos a presiones inferiores a 4 bar. Ello a pesar de ser más eficiente captar consumos a presiones más elevadas, al hacer uso de menos instalaciones.*

  Esto podría tener como consecuencia a medio plazo un incremento de la retribución a la distribución sin que vaya acompañado de un incremento de los ingresos por peajes" (cfr. página 10; subrayado nuestro).

— En relación con los consumidores de 2.500 kWh/año, se afirma que la cantidad recaudada por peajes "*no cubre la retribución marginal de este cliente (68,75 €/cliente) y generaría una importante reducción de ingresos en este escalón en el que se encuentran 3.374.272 consumidores con un consumo anual previsto de 4.834.601 MWh*" (*cfr.* página 10; subrayado nuestro).

— "*La propuesta de peajes de red local para los escalones Dl - D4 aumenta la recaudación en concepto de término variable en detrimento de la recaudación por el término fijo, que pasa de tener un peso del 32% de la recaudación a un 24%, lo que aumenta la volatilidad de los ingresos, que va a ser más dependiente del consumo, función a su vez de las condiciones de temperatura.* [...] *Sin embargo, para clientes domésticos-comerciales, la retribución marginal a la distribución sigue una pauta contraria, el término fijo (50 €/cliente) tiene un mayor peso que la retribución variable, lo que va a producir un desacople entre los ingresos por peajes y la retribución marginal. Es decir, si por motivos de temperatura o de mejoras en la eficiencia se reducen las ventas por clientes, la recaudación por peajes va a disminuir más de lo que va a disminuir la retribución*" (*cfr.* páginas 11 y 12; subrayado nuestro).

Adicionalmente, el desplazamiento de la recaudación por peajes desde los consumidores domésticos a los consumidores industriales puede llegar a tener un

impacto en la recaudación directa por IVA, efecto que no ha sido analizado por parte de la CNMC en su Memoria.

2.5. El Proyecto de Circular no contiene un análisis del impacto presupuestario y de cargas administrativas y tampoco se analiza la alteración de los flujos económicos en determinados impuestos.

Con arreglo al artículo 26.3, apartados d) y f) de la Ley del Gobierno, toda propuesta reglamentaria ha de incluir un análisis del impacto económico y presupuestario de la norma, que evaluará las consecuencias de su aplicación sobre los sectores, colectivos o agentes afectados por la norma, incluido el efecto sobre la competencia, la unidad de mercado y la competitividad y su encaje con la legislación vigente en cada momento sobre estas materias. Este análisis ha de incluir la realización del test Pyme de acuerdo con la práctica de la Comisión Europea (test que no consta se haya efectuado por la CNMC). Asimismo, se exige la identificación de las cargas administrativas que conlleva la propuesta, cuantificándose el coste de su cumplimiento para la Administración y para los obligados a soportarlas con especial referencia al impacto sobre las pequeñas y medianas empresas.

En el caso que nos ocupa, no existe un análisis presupuestario del Proyecto de Circular, ni tampoco el análisis de las cargas administrativas que ésta supondrá, lo que podría de por sí ser causa suficiente para declarar la nulidad de la futura circular que se apruebe.

El principio de estabilidad presupuestaria a que se sujeta el sector público requiere que se tengan en cuenta los mayores costes que van a asumir determinados centros públicos como consecuencia del incremento de los peajes que se produce en los consumidores medianos. Tal es el caso de colegios, universidades, hospitales, etc., que van a ver incrementado el importe de los peajes que van a abonar al sistema y de los impuestos asociados, sin que la propuesta sometida a audiencia contenga un análisis sobre este aspecto, ni una advertencia sobre los impactos que ello va a conllevar para el sector público, ya sea de manera global o de forma individualizada.

Asimismo, se advierte que la aprobación del Proyecto de Circular conllevará ciertas implicaciones impositivas o tributarias que tampoco han sido evaluadas en la Memoria y que no han sido tampoco sometidas a informe del Ministerio de Hacienda o del Ministerio de Economía y Empresa, o de otros entes públicos afectados. Así, por ejemplo, se va a producir un cambio de los flujos económicos en el IVA, dado que se va a incrementar el importe a abonar por aquellos consumidores afectados por un incremento de los peajes, mientras que los grandes consumidores y los consumidores domésticos habrán de abonar un importe inferior de IVA como consecuencia de la reducción de peajes de la que van a beneficiarse. Ello repercutirá también en el pago de la tasa de ocupación de naturaleza municipal, dado que es posible que algunos Ayuntamientos dejen de recaudar este impuesto o recauden una cuantía inferior, mientras que otros pasen a recaudar una cantidad superior a la que hasta ahora venían ingresando en su hacienda.

2.6. El Gobierno de la Nación se halla en funciones.

Finalmente, y como también se apuntaba en las Alegaciones a la Metodología de Retribución, la tramitación del presente expediente ignora un elemento esencial determinante de la nulidad del Proyecto de Circular. Este defecto radica en que, en la actualidad, el Gobierno de la Nación se halla en funciones.

La relevancia de esta circunstancia viene determinada por el Real Decreto-ley 1/2019 (al margen de las infracciones del ordenamiento en que esta norma incurre). Como es generalmente sabido, este Real Decreto-ley atribuye a esa CNMC la competencia que pretende ejercitarse mediante la aprobación del Proyecto de Circular (dejemos ahora de lado que esta competencia está siendo ejercitada de manera desviada), al tiempo que mantiene retenido en el Gobierno de la Nación el ejercicio de la dirección política en materia energética.

Así, el Real Decreto-ley establece el siguiendo diseño institucional:

— El apartado 1 del artículo 1 dispone que "*la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias de regulación, deberá tener en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializarán en unas orientaciones de política energética adoptadas por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos*". Por su parte, el apartado 2 de dicho precepto prevé que "*para aquellas propuestas de Circulares de carácter normativo que puedan incidir en los aspectos de política energética y, en particular, para las Circulares de metodología de peajes de transporte y distribución, de la retribución de las actividades reguladas, de las condiciones de acceso y conexión y de las normas técnicas y económicas de funcionamiento del sistema eléctrico y gasista, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá adoptar las orientaciones de política energética que deberá tener en cuenta la regulación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con el fin de asegurar la consistencia de la regulación y su adecuación a los objetivos y principios de política energética previstos. Las orientaciones de política energética se remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación de la Circular según la previsión del plan de actuación comunicada con arreglo a lo previsto en el párrafo anterior*".

— Procedimentalmente, la distribución de competencias entre la CNMC y el Gobierno de la Nación se articulan en el apartado 4 del artículo 1 en los siguientes términos: "*la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá remitir al Ministerio para la Transición Ecológica, con carácter previo a su aprobación, las Circulares referidas junto con una memoria justificativa de las mismas, con una antelación mínima de dos meses a la fecha prevista para su aprobación. En el plazo de un mes desde la remisión de las referidas Circulares, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá emitir un informe valorando la adecuación de las Circulares de carácter normativo a las orientaciones de política energética previamente adoptadas. Si en el informe se estima que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no ha tenido en cuenta dichas orientaciones generales, se convocará a la Comisión de Cooperación prevista en el artículo siguiente con el objeto de buscar el entendimiento entre ambas partes*".

Como se observa, el Real Decreto-ley establece el siguiente diseño institucional: (i) corresponde a la CNMC el ejercicio de la potestad reglamentaria, y (ii) el Gobierno de la Nación mantiene retenida la dirección política en materia energética.

Pues bien, siendo esto así, el presente expediente está viciado desde su origen.

Así lo impone el artículo 21.3 de la Ley del Gobierno, conforme al cual "*el Gobierno en funciones* […] *limitará su gestión al despacho ordinario de los asuntos públicos, absteniéndose de adoptar, salvo casos de urgencia debidamente acreditados o por razones de interés general cuya acreditación expresa así lo justifique, cualesquiera otras medidas*". Pues bien, no concurre en la actualidad ninguna urgencia que justifique la actuación del actual Gobierno en funciones. Así resulta del elemental hecho de que el Proyecto de Circular será aplicable desde el día 1 de enero de 2021, es decir, dentro de más de 17 meses.

Nuestra posición responde a la jurisprudencia del Tribunal Supremo. La muy reciente sentencia de 12 de marzo de 2019 (recurso 4333/2016) señala lo siguiente:

> "*El Gobierno en funciones ha de continuar ejerciendo sus tareas sin introducir nuevas directrices políticas ni, desde luego, condicionar, comprometer o impedir las que deba trazar el que lo sustituya*" de modo que "*el despacho ordinario de los asuntos públicos comprende todos aquellos cuya resolución no implique el establecimiento de nuevas orientaciones políticas ni signifique condicionamiento, compromiso o impedimento para las que deba fijar el nuevo Gobierno*".

Esta jurisprudencia se explica por sí sola. Es inadmisible que el actual Gobierno en funciones participe en el procedimiento de elaboración del Proyecto de Circular, pues su participación supone el ejercicio de su competencia para diseñar las orientaciones de política energética, lo cual, por concepto, supera al despacho ordinario de los asuntos.

3. INFRACCIÓN DE LOS PRINCIPIOS GENERALES Y ORIENTACIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA, E INFRACCIÓN DE LA LEY 34/1998 DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y DE LA LEY 18/2014.

3.1. Incumplimiento de los principios generales aplicables.

Siguiendo precisamente lo expuesto y reconocido en la Memoria del Proyecto de Circular (II. Antecedentes y Normativa Aplicable), la LSH[8] 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.

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. Asimismo, deberán respetar los siguientes principios (como expresamente reconoce la Memoria):

> 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.

[8] Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

A ello habría que sumar otros principios esenciales previstos en la normativa nacional, pero también esenciales en la normativa europea de aplicación tales como la necesidad de adoptar medidas para garantizar tarifas de acceso transparentes y no discriminatorias al transporte y, por otra parte, que la de establecer la metodología de peajes de conformidad con criterios transparentes velando porque no sean discriminatorias y no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro (considerando 23 y el artículo 41 de esta Directiva 2009/73/CE).

Si bien sobre la mayoría de los aspectos que se citan a continuación se profundizará en detalle en alegaciones posteriores, baste aquí indicar lo siguiente.

— Suficiencia. Según este principio los peajes de cada una de las actividades garantizan la recuperación de la retribución correspondiente a dicha actividad, de acuerdo con las previsiones realizadas.

  Pues bien, el hecho de que la previsión de demanda utilizada por la CNMC tome como referencia la demanda del año 2018, año frío, y que supere la demanda prevista en el PNIEC, conlleva preocupación e incertidumbre respecto de la capacidad real de la estructura de peajes propuesta para recuperar los costes de cada una de las actividades.

— Eficiencia. Según este principio los peajes calculados con la metodología del Proyecto de 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.

  La CNMC ha optado por eliminar la componente de nivel de presión en la metodología de asignación de costes. Lo anterior conlleva que existan subvenciones cruzadas, en la medida que los clientes conectados a presiones superiores pagarían el coste de infraestructuras que no utilizan.

— Transparencia y objetividad. Según estos principios, los criterios de asignación de la retribución reconocida a las infraestructuras, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología deben estar definidos explícitamente en el Proyecto de Circular y ser públicos.

  Como se ha explicado anteriormente, no resulta posible reproducir los cálculos de la Memoria debido a que no se ha facilitado toda la información necesaria para ello y, además, existen errores y dudas razonables en la interpretación de la misma.

  Adicionalmente, en la Disposición transitoria tercera del Proyecto de Circular se menciona que de acuerdo con el Real Decreto-ley 1/2019 existirá un período de transición, pero no se especifican reglas suficientes al respecto.

  Finalmente, el hecho de que la Memoria presente una valoración de impactos en términos promedio no refleja adecuadamente el impacto de los nuevos peajes sobre los clientes finales.

— No discriminación entre los usuarios de las infraestructuras con las mismas características, ya estén localizados en el territorio nacional o fuera del territorio nacional.

Pues bien, los clientes conectados a la red troncal de transporte se verán beneficiados respecto de los conectados a cualquier punto de las redes locales, ya que evitarán el pago del peaje de acceso a las redes locales.

— La metodología de asignación promoverá la competencia y el comercio eficiente de gas.

El establecimiento de un peaje de acceso a redes locales para la inyección de gases renovables lo situará en situación de inferioridad frente al gas convencional.

Igualmente, como consecuencia de los nuevos peajes el suministro de gas desde redes de transporte y distribución se situará también en situación de inferioridad frente al suministro de gas natural licuado (GNL) mediante planta satélite monocliente abastecida por camión cisterna.

3.2. Incumplimiento de las Orientaciones de Política Energética.

El Real Decreto-ley 1/2019 procede a modificar la LCNMC; la LSH; la LSE[9]; y la Ley 18/2014[10], 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.

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.*

[9] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
[10] Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

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."

Pues bien, el Informe del Ministerio es el primero en afirmar que no se han cumplido las orientaciones y, en particular, la 1 y la 3.

No obstante, en nuestra opinión las orientaciones 2 y 4 resultan también incumplidas en los siguientes extremos:

— En relación con que *"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."*

  Un análisis detallado de los impactos que provoca la Propuesta de Circular, más allá de los valores promedios mostrados en la página 138 y 139 de la Memoria, evidencia la existencia de un elevado número de consumidores industriales, más de 3.800, cuyos peajes se verán incrementados. Siendo para muchos de ellos el gas un elemento fundamental de su cuenta de explotación, afectará gravemente a su competitividad, viéndose en su caso obligados a buscar alternativas, entre ellas, la desconexión de la red de gasoductos y su sustitución por planta de GNL, con el perjuicio que conllevará para el sistema gasista en cuanto a pérdida de ingresos, infrautilización de infraestructuras, incidiendo nuevamente en el incumplimiento de la orientación de política energética previamente mencionada.

  Un cambio de metodología como el propuesto exige por parte del regulador de un análisis extenso y profundo de los impactos que se derivarán para los consumidores y usuarios en particular y para la economía en general. Sin embargo, la propuesta adolece de estudio de impacto pertinente, especialmente para la industria, motor de la economía y principal consumidor del sistema gasista, donde el coste energético es relevante y un elemento de su competitividad.

— En relación con que *"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."*

  La metodología propuesta contempla para la inyección en la red de gases no convencionales un descuento del 50% en la facturación por capacidad contratada. Más allá de las dudas interpretativas sobre el subyacente al que se debe aplicar este descuento (debiera ser sobre el peaje de entrada a la red local, pero sólo se desarrollan los peajes de entrada-salida), conviene hacer las siguientes observaciones:

  1. Un descuento del 50%, cuando este tipo de proyectos de inversión no conlleva necesariamente costes para el sistema y en la actualidad el

valor del peaje es inyección es nulo, resulta inadecuado para el cumplimiento de la orientación dictada por el Gobierno.

2. El hecho de que la regulación europea pueda no permitir para la inyección en red de gases convencionales el mismo tratamiento que para los almacenamientos subterráneos, con un descuento del 100%, no impide la aplicación de un descuento superior al propuesto por la CNMC, máxime considerando la falta de inversión/coste adicional que supone la conexión de plantas de biometano para el sistema gasista. En cualquier caso, la memoria no justifica el por qué tan sólo del 50%.

3. Por último, con objeto de cumplir con el principio general recogido en el artículo 3 sobre no discriminación entre usuarios, consideramos que el tratamiento entre plantas de biometano conectadas a red de transporte o a red local debiera ser el mismo, con la aplicación del mismo valor de peaje.

3.3. La necesidad de preservar los principios de sostenibilidad económica y financiera exige una coordinación entre las Circulares de retribución y de peajes.

Para poder definir los peajes (que, junto a los cargos, constituye una tipología de los ingresos del sistema gasista) es preciso conocer cuáles son los costes que hay afrontar, para dar cumplimiento al principio de sostenibilidad financiera y económica del sistema gasista que prevé el artículo 59 de la Ley 18/2014, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo.

Así, la Ley 18/2014 exige que toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga una reducción de ingresos debe incorporar una reducción "*equivalente*" de otras partidas de costes. Además, la ley previene que los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas.

Aunque es posible fijar los peajes realizando una estimación de los costes y de la demanda, dado que todavía no se han aprobado las circulares sobre metodología retributiva de la distribución de gas y sobre la tasa de retribución financiera aplicable y éstas (especialmente la primera de ellas) han introducido una modificación radical del anterior modelo retributivo (que ha exigido incluso que se convoque la Comisión de Cooperación entre la CNMC y el Ministerio), lo prudente sería (toda vez que erróneamente –a nuestro juicio- la tramitación de las propuestas de retribución se encuentran en una tramitación más avanzada) que la CNMC esperase a conocer cuál va a ser el importe de la retribución a percibir por los diferentes sujetos del sistema y qué conceptos van a ser incluidos finalmente entre los términos sujetos a retribución para realizar una estimación lo más certera posible sobre cuáles son los costes que hay que cubrir con los peajes.

A la fecha, no es posible determinar si la metodología propuesta, los criterios de reparto y las cuantías de los peajes que se fijen van a cumplir con el principio de sostenibilidad. De hecho, el propio Ministerio lo pone en duda. Así, en su Informe pone de manifiesto que el Proyecto de Circular genera ingresos "*volátiles*", lo que resulta, a todas luces, perjudicial para el sistema gasista que ha de garantizar en cada momento su equilibrio y sostenibilidad y la recuperación de costes. Pero también alude el Informe del Ministerio en tres ocasiones al concepto de

"*desacoplamiento ingresos-costes*", al tratar: (a) el incentivo al distribuidor para captar consumidores industriales a presión inferior a 4 bar (que generan una retribución alta en comparación con la retribución del consumo a presiones de 16 a 60 bar), mientras que los ingresos generados por los peajes quedan muy por debajo ya que han sido diseñados para cubrir el coste de las redes de transporte primario y secundario; (b) el "*desacople*" entre ingresos y retribuciones marginales en la distribución como consecuencia de que la CNMC ha aplicado una metodología en base a costes medios que produce unos peajes para consumidores pequeños muy inferiores a sus retribuciones marginales; y (c) la regulación de un término fijo (50 €/cliente) para clientes domésticos-comerciales que tiene un mayor peso que la retribución variable, lo que va a producir un "*desacople entre los ingresos por peajes y la retribución marginal. Es decir, si por motivos de temperatura o de mejoras en la eficiencia se reducen las ventas por clientes, la recaudación por peajes va a disminuir más de lo que va a disminuir la retribución*".

Adicionalmente, aun cuando se entendiera que las propuestas de circulares sobre metodología de retribución y tasa de retribución financiera se aprobaran tal y como han sido sometidas a trámite de audiencia, se evidencia una falta de coordinación entre aquéllas y el Proyecto de Circular que genera aun alto riesgo de incumplimiento de los principios de sostenibilidad y de recuperación de costes.

Así, por ejemplo, el Proyecto de Circular se fundamenta en un mecanismo de asignación de costes medios históricos, sin tener en cuenta la retribución marginal aplicada al nuevo mercado captado, dando como resultado un peaje que puede ser insuficiente para cubrir la retribución de los nuevos suministros. El Informe del Ministerio cita al respecto el siguiente ejemplo: un consumidor de 3.250 MWh/año (escalón de peajes D6) puede suponer a su distribuidor una retribución anual de 14.675 euros o de solamente 4.063 euros en función de que se suministre a una presión inferior o superior a 4 bar. Sin embargo, de acuerdo con la metodología de peajes propuesta por la CNMC, los ingresos serían iguales en ambos casos.

Otro ejemplo es el del incremento de costes que va a suponer para los distribuidores el cumplimiento de lo previsto en el Proyecto de Circular. Los cambios que se introducen en la estructura de peajes hacen necesaria la adaptación de los sistemas de lectura y de facturación de las empresas distribuidoras en un tiempo récord a esa nueva estructura (ello ha de realizarse en el exiguo plazo de tres meses), y ello previsiblemente incrementará, además, las reclamaciones de los consumidores cuyos peajes se hayan incrementado y la litigiosidad, además de los posibles impagos que se produzcan por parte de los clientes. Sin embargo, la propuesta de Circular sobre metodología retributiva no ha contemplado este mayor coste y el impacto operativo para las empresas distribuidoras.

Otro factor importante a tener en cuenta en la metodología usada por la CNMC es la estimación de demanda. Como dato de partida para el cálculo de los peajes, se ha usado el consumo del 2018 que fue un año con un consumo especialmente alto por las temperaturas registradas y las circunstancias del ciclo económico. A modo ilustrativo, el consumo en algunas zonas de España aumentó en un 15% en el año 2018 respecto al año anterior. Estas variaciones de consumo, unidas a la gran proporción de recaudación en función del consumo total, pueden suponer un riesgo a la sostenibilidad del sistema.

Por todo lo anterior, el sentido común y la propia aplicación de la normativa aplicable aconsejan y, de hecho, obligan, a que exista una coordinación del Proyecto de Circular con las circulares de retribución al objeto de garantizar en la

medida de la posible la satisfacción de los principios de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista y de recuperación de costes.

3.4. Imposibilidad de introducir una revisión a la baja de los peajes existiendo un déficit pendiente de absorber por el sistema.

La Ley 18/2014 establece en su artículo 61 -desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema- que *"[e]n todo caso, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja."*

La Ley 18/2014 aludía en su exposición de motivos a que el desajuste entre ingresos y gastos del sistema gasista se consideraba como un déficit estructural y obligaba a la actualización del marco regulatorio de la retribución de las actividades reguladas.

En consecuencia, se hacía necesaria una reforma basada en el principio de la sostenibilidad económica del sistema gasista y el equilibrio económico a largo plazo, que tuviera en consideración las fluctuaciones de la demanda, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el grado de desarrollo de las infraestructuras gasistas existentes en la actualidad sin menoscabo del principio de retribución adecuada de las inversiones en activos regulados ni de la seguridad de suministro.

En particular, el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, que expresamente se prevé como principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas, conllevó que cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. De esta manera se descartaba definitivamente la posibilidad de acumulación de déficit.

Ahora bien, también se incluían medidas para proteger a los agentes que financiaban el déficit existente y, entre ellas, la imposibilidad de revisar a la baja los peajes mientras existiesen esos desajustes temporales. En efecto, de acuerdo con el mencionado artículo 61:

> *"La parte del desajuste que sin sobrepasar los citados límites no se compense por subida de peajes y cánones será financiada por los sujetos del sistema de liquidación, de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.*
>
> *Estos sujetos tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en las liquidaciones correspondientes. Por este concepto se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.*
>
> *Asimismo, si en las liquidaciones mensuales a cuenta de la definitiva de cada ejercicio aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual"*

La CNMC conoce que todavía está pendiente parte de la amortización de los desajustes temporales de años anteriores, que conforman una deuda que aún tiene el sistema con las empresas reguladas.

Lo anterior supone que el Proyecto de Circular vulnera frontalmente una norma de rango superior que precisamente prohíbe el objetivo principal de la CNMC con su Proyecto de Circular. Lo anterior determina, sin necesidad de una detallada fundamentación, la nulidad de la futura circular en virtud, entre otros, del artículo 47.2 LPAC.

3.5. Vulneración de competencias.

Si bien el Informe del Ministerio recoge diversas menciones a cuestiones competenciales, dichas menciones no agotan las numerosas invasiones de competencia en las que incurre el Proyecto de Circular y que irían en contra del marco competencial aplicable tras el Real Decreto-ley 1/2019. Entre ellos destacamos las siguientes competencias:

- Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. La Propuesta de Circular, tanto en los apartados de retribución que incluyen los peajes de la actividad de transporte (artículo 6), de los de redes locales (artículo 18) como los de regasificación (artículo 28), incluye en su cuantificación "*las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos que resulten de aplicación de los peajes*". Sin embargo, entendemos que estos conceptos se corresponden con los desajustes recogidos en el artículo 61 de la Ley 18/2014, definidos como cargos y cuyo tratamiento corresponde desarrollar al Ministerio para la Transición Ecológica.

- Criterios de facturación. El Proyecto de Circular introduce cambios relevantes en la metodología en aspectos como la periodicidad de la facturación, la aplicación de penalizaciones por exceso de capacidad demandada, criterios de reubicación/refacturación, etc., siendo aspectos estrechamente ligados a medición, competencia claramente reservada al Ministerio y, en algunos casos, como el de la periodicidad de la facturación, contrarios a lo dispuesto en normas de rango superior (como se explicará en la Alegación 8 siguiente). Adicionalmente, estos aspectos merecen una reflexión pausada y un a coordinación en su desarrollo entre Ministerio y CNMC.

- Proceso de liquidaciones. A tenor de lo establecido en la LCNMC se considera que el proceso de liquidación de peajes es competencia del Ministerio.

Es crítico que el nuevo mapa competencial sea desarrollado de forma coordinada por la CNMC y el Ministerio, siendo imprescindible evitar la confusión entre los agentes, tanto para las empresas reguladas encargadas de su aplicación, como para los usuarios sobre los criterios a los que atenerse, siendo deseable una revisión global sobre qué aspectos siguen estando en vigor, cuales han de actualizarse y sobre quién es el responsable de su definición.

4. INFRACCIÓN DEL PRINCIPIO DE SEGURIDAD JURÍDICA.

El Proyecto de Circular infringe el principio de seguridad jurídica establecido en el artículo 9.3 de la Constitución.

Con la finalidad de exponer con la mayor claridad posible esta alegación vamos a seguir el siguiente discurso. En primer lugar, vamos a referirnos (en apretados términos) a la configuración de este principio. Seguidamente, vamos a identificar, en concreto, aquellos aspectos del Proyecto que violentan el principio de referencia.

4.1. Consideraciones generales sobre el principio de seguridad jurídica.

El Tribunal Constitucional ha señalado en innumerables ocasiones la esencial relevancia del principio de seguridad jurídica. En la ya clásica sentencia 133/1989, de 19 de julio, se alude al "*valor de la seguridad jurídica*", distinguiéndose en su contenido una doble vertiente, la subjetiva, relativa a la certeza de la norma, y la objetiva, reconducible a la idea de previsibilidad (entre otras, sentencia 273/2000, de 15 de noviembre).

Por lo que se refiere a la vertiente subjetiva, en la sentencia 46/1990, de 15 de marzo, se destaca que la exigencia de seguridad jurídica implica que el titular de la potestad normativa "*debe procurar que acerca de la materia sobre la que se legisle sepan los operadores jurídicos y los ciudadanos a qué atenerse, y debe huir de provocar situaciones objetivamente confusas como la que sin duda se genera en este caso dado el complicadísimo juego de remisiones entre normas que aquí se ha producido"* de tal modo que "*hay que promover y buscar la certeza respecto a qué es Derecho y no, como en el caso ocurre, provocar juegos y relaciones entre normas como consecuencia de las cuales se introducen perplejidades difícilmente salvables respecto a la previsibilidad de cuál sea el Derecho aplicable, cuáles las consecuencias derivadas de las normas vigentes incluso cuáles sean éstas*".

En su perspectiva objetiva, debe notarse que el principio de confianza legítima constituye un corolario de la seguridad jurídica. De acuerdo con la doctrina del Tribunal Constitucional, este principio "*protege la confianza de los ciudadanos que ajustan su conducta económica a la legislación vigente frente a cambios normativos que no sean razonablemente previsibles*" (sentencia 82/2009, de 23 de marzo) y según esta jurisprudencia para determinar cuándo una norma puede vulnerar este principio ha de estarse a las circunstancias específicas que concurren en cada caso, tomando en consideración especialmente "*la previsibilidad de la medida adoptada, las razones que han llevado a adoptarla y el alcance de la misma*", pues "*solo después de una ponderación de los distintos elementos en presencia es posible concluir si el art. 9.3 C.E. ha resultado vulnerado o si, por el contrario, la seguridad jurídica, que, insistimos, no es un valor absoluto, debe ceder ante otros bienes o derechos constitucionalmente protegidos*." (entre otras, sentencia 182/1997, de 28 de octubre).

Dicho lo anterior con carácter general, con todo respeto sostenemos que el Proyecto de Circular infringe el principio de seguridad jurídica.

4.2. Consideraciones particulares sobre el principio de seguridad jurídica al presente caso.

Sin necesidad de entrar al detalle, puesto que ya han sido tratadas anteriormente, los siguientes motivos determinan la infracción del principio de seguridad jurídica.

- Cambio drástico de metodología, sin que, como se ha explicado en la Alegaciones 2.2. y 2.3 anteriores, se tuviera noticia alguna de la metodología seguida por la CNMC con anterioridad al trámite de audiencia, sin participación previa de los agentes del mercado, etc.

- Falta Transparencia, tal y como se ha explicado en la Alegación 2.3 anterior.

— Ausencia de la debida y exigida coordinación entre el Proyecto de Circular y las propuestas de circulares de retribución (Alegación 3.3 anterior).

4.3. Falta de gradualidad y periodo transitorio insuficiente.

La nueva metodología recogida en la Propuesta de Circular define una estructura de peajes muy distinta a la de los peajes vigentes actualmente, en consecuencia «*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*» (págs. 130 y 131 de la Memoria de la Propuesta de Circular).

Adicionalmente, la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019 dispone: «*tanto el Gobierno como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán las metodologías para el cálculo de los cargos, retribuciones reguladas, cánones y peajes de acceso con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor y garantizarán que el impacto de la aplicación de las referidas metodologías en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual*».

En consecuencia, se hace necesario el establecimiento de un periodo transitorio, en el que, teniendo en cuenta los cambios introducidos por la Propuesta de Circular, se contemple entre un «*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*».

A tal efecto, se ha incluido la Disposición transitoria primera («*Entrada en funcionamiento de las liquidaciones de los peajes asociados al transporte, redes locales y regasificación*»), que dispone:

> «*La liquidación de los peajes asociados al transporte, redes locales y plantas de regasificación del modo previsto en la disposición adicional tercera de la presente Circular se llevará a cabo a partir del momento en que el Gobierno establezca las metodologías a las que hace referencia el artículo 59.8 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.*
>
> *En cualquier caso, la liquidación de los peajes asociados al transporte, redes locales y plantas de regasificación en los términos de la disposición adicional tercera, según establezca la Circular referida en el apartado 2 de la citada disposición adicional, se realizará a partir del primer año de gas completo en el que sean de aplicación los cargos y los peajes y cánones de acceso*».

Sin embargo, la redacción dada por la Propuesta de Circular no es clara ya que no permite conocer con certeza cuál es el periodo de transitoriedad. La misma dispone que la liquidación de los peajes se llevará a cabo en el momento en que el Gobierno establezca la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones, sin conocer con certeza cuál es esa fecha. Únicamente se tiene constancia que el Real Decreto de las metodologías de cálculo de los cargos habrá de aprobarse antes del 1 de enero de 2020. Añade la disposición transitoria primera que la liquidación de los peajes se realizará, en todo caso, a partir del primer año

de gas completo en el que sean de aplicación los cargos y los peajes y cánones de acceso, siendo esta fecha el 1 de enero de 2020 (disposición final única).

Desde luego no puede entenderse como periodo transitorio aquel que va desde la fecha actual hasta el 1 de enero de 2020, pues no es tiempo razonable que permita absorber de forma gradual los nuevos cambios que propone la Propuesta de Circular.

Asimismo, la modificación radical 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, a tal efecto se ha incluido la Disposición transitoria segunda («*Régimen transitorio durante la adaptación de los sistemas de facturación*»).

Dicho plazo es claramente insuficiente para llevar a cabo las modificaciones exigidas, dado el amplio alcance de las mismas y la criticidad asociada a cambios masivos en el proceso de facturación. Por otra parte, las modificaciones requeridas por la Propuesta de Circular coincidirán en el tiempo con las derivadas de la Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores y se modifica la Resolución de 20 de diciembre de 2016.

Téngase en cuenta que en el caso de la propuesta de circular por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, su disposición transitoria cuarta disponía un plazo de seis meses para realizar las obligaciones necesarias para dar cumplimiento a las obligaciones de la Circular (de manera literal, la misma disponía: «*en un plazo de 6 meses los titulares y gestores de redes de transporte y distribución deberán realizar las modificaciones necesarias para dar cumplimiento a las obligaciones de la presente Circular, en particular: i) la habilitación telemática de comunicación con los solicitantes, ii) la publicación de la información en los términos previstos en el artículo 23, y iii) la preparación de modelos de solicitud de permisos de acceso y conexión*»). En consecuencia, por pura coherencia, se exige al menos un plazo como mínimo igual al señalado en la propuesta de circular de acceso y conexión.

A mayor abundamiento, teniendo en cuenta que el Proyecto de Circular habrá de aprobarse el 1 de noviembre de 2019 según el calendario previsto por la CNMC, a 1 de febrero de 2020 habrán de quedar adaptados todos los sistemas de facturación, esto es un mes después de la entrada en vigor de la Circular.

Como alternativa, se propone a la CNMC que considere un periodo de adaptación más amplio que permita cumplir los siguientes aspectos:

- Un plazo razonable para la adaptación de los sistemas y los procesos.
- Tiempo adicional para desarrollar las adaptaciones a los sistemas asociadas a la Propuesta de Circular sobre los nuevos formatos.
- Aseguramiento de la calidad de la reubicación inicial de todos los clientes, para evitar posteriores reclamaciones y realizar adecuadamente el trabajo operativo asociado.

— Evitar que el año de gas comprendido entre enero y septiembre del año 2020 combine períodos con peajes anteriores y nuevos, y que entren en vigor con un año de gas completo de 12 meses.

5. INFRACCIÓN DEL PRINCIPIO DE PROSCRIPCIÓN DE LA ARBITRARIEDAD.

Adicionalmente, el Proyecto de Circular infringe el principio de proscripción de arbitrariedad de los poderes públicos establecido en el artículo 9.3 de la Constitución.

Al igual que hicimos en la alegación anterior, vamos a referirnos en primer lugar a la configuración de este principio, tras lo cual vamos a identificar, en concreto, aquellos aspectos del Proyecto de Circular que violentan el principio de referencia.

5.1. Consideraciones generales sobre el principio de proscripción de arbitrariedad de los poderes públicos.

1.- El principio de referencia se plasma, en primer lugar, en la obligación que pesa sobre los poderes públicos de justificar sus decisiones, y ello por la elemental razón de que "*lo discrecional no es lo mismo que lo caprichoso, y el margen de libertad que la norma puede atribuir a los poderes públicos lo sigue siendo aunque se le imponga la obligación de expresar los motivos de su actuación, deber lógico para que pueda distinguirse entre lo discrecional lícito y lo arbitrario injusto*" (sentencia del Tribunal Supremo de 5 de mayo de 1994).

En relación con esta cuestión debemos notar en primer lugar que, con carácter general, la obligación que pesa sobre la Administración de justificar (motivar) las regulaciones (decisiones o determinaciones) que adopte en sus instrumentos normativos. Somos conocedores de la doctrina del Tribunal Supremo conforme a la cual las disposiciones generales no están sujetas, en lo que a su motivación se refiere, al mismo grado de exigencia que los actos administrativos (y ello porque en aquéllas la Administración ejercita su potestad normativa, la cual no está sujeta, stricto sensu, a la obligación de motivación dispuesta en el artículo 34 de la LPAC). Ahora bien, esa misma doctrina jurisprudencial dispone que los principios de interdicción de la arbitrariedad de los poderes públicos, de protección de los derechos de los administrados en sus relaciones con la Administración y de plena sujeción de las decisiones administrativas al control jurisdiccional, exigen que las disposiciones generales vayan acompañadas de una justificación (o motivación) suficiente y razonable (pues, en caso contrario, se correrían los riesgos de consentir a los poderes públicos la creación de Derecho por su sola y simple voluntad, de impedir a los Administrados conocer las razones que soportan las normas a las que su comportamiento se sujeta y de imposibilitar el control de nuestros Tribunales sobre la actividad administrativa de regulación).

En estos mismos términos se ha pronunciado el Tribunal Supremo, entre otras muchas, en su sentencia de 27 de octubre de 2010 (recurso número 100/2009), al señalar lo siguiente:

> *"El concepto de arbitrariedad se vincula así, en su esencia última, al concepto de motivación y a la necesidad de justificación. Y así resulta que el ejercicio de la potestad reglamentaria, debe tener una fundamentación objetiva por exigencia derivada del artículo 9.3 CE. Y es que la motivación, por la que se hacen explícitas las razones de la ordenación, es garantía de la*

propia legalidad, ya que, incluso, la razonabilidad, al menos como marco o límite externo a la decisión administrativa válida, sirve de parámetro para el enjuiciamiento del Tribunal y puede justificar, en su caso, la anulación de la norma reglamentaria. Más clara es la Sentencia del Tribunal Supremo (Sala 3ª Sección 4ª) de 9 de junio de 2003, cuando dice que la otra reflexión general es la que se refiere a la necesidad de que los Reglamentos expresen una motivación concreta o describan las razones justificadoras de la regulación que incorporan."

A mayor abundamiento, debe tomarse en consideración la uniforme doctrina del Tribunal Supremo conforme a la cual pesa sobre la Administración un especial deber de motivación en relación con aquellas materias que sean particularmente complejas (resultando del todo evidente la complejidad del Proyecto de Circular); valga por todas, la sentencia del Tribunal Supremo de 21 octubre 2011 (recurso 137/2008), en virtud de la cual:

"Y, en fin, en tercer lugar porque, a diferencia de lo alegado por el Abogado del Estado, tratándose de una materia compleja, en la que interfieren cuestiones de índole técnica, matemática, económica y física, ha de aumentarse el esfuerzo por establecer una explicación razonable, sucinta pero asequible, y en todo caso que el destinatario del acto impugnado haya llegado a conocer las razones por las que le ha correspondido una concreta asignación de derechos de emisión para limitar la propagación de los gases de efecto invernadero, en conexión con un coste económicamente eficiente.

La complejidad de la operación de asignación no puede, en modo alguno, comportar la exención de motivación, o la devaluación de tal exigencia, sino, por el contrario, ha de estimular la búsqueda de fórmulas concretas de exteriorización de las razones de la decisión, que sean específicas en relación con el destinatario del acto administrativo. De manera que las motivaciones comunes que sirven a una pluralidad indeterminada de empresas, que se encuentran en diferente posición en el mercado, no puede integrar una motivación suficiente, pues sitúa a la parte en una zona de indefensión en la medida que le impide combatir en plenitud la resolución administrativa."

2.- Vinculado con lo anterior, la motivación en que debe fundarse la decisión normativa ha de ser racional y razonable, no siendo admisible que la Administración pretenda escudarse en afirmaciones vacías de contenido o jurídica o fácticamente incorrectas.

3.- Finalmente, el principio de interdicción de la arbitrariedad exige que la decisión pública sea coherente con la realidad sobre la que se proyecta. En este mismo sentido se ha pronunciado el Tribunal Supremo sentencia de 16 de junio de 2003 (recurso 647/2000), de acuerdo con la cual "*el principio de interdicción de la arbitrariedad supone la necesidad de que el contenido de la norma no aparezca carente de fundamentación objetiva, no resulte incongruente o contradictorio con la realidad que se pretende regular, ni con la «naturaleza de las cosas» o la esencia de las instituciones"*.

Dicho lo anterior con carácter general, el Proyecto de Circular incurre en clara arbitrariedad. Como vamos a comprobar, el Proyecto de Circular carece de una justificación completa y razonable, parte de errores de planteamiento e ignora la realidad del sector de la distribución del gas natural.

5.2. Incorrecciones de la Propuesta de la CNMC.

El Proyecto de Circular se funda en erróneas interpretaciones, hipótesis y cálculos, entre las que cabe citar:

5.2.1. Hipótesis del cálculo de peajes.

Las principales variables utilizadas en la imputación de los costes, especialmente en el ámbito de las infraestructuras de red, son el consumo, las capacidades diarias (Qd) y el número de clientes. Los valores de estas variables son conocidas solo en cierta medida, ya que no se dispone de información suficiente sobre la capacidad diaria de los consumidores no telemedidos.

Así la propuesta considera que la retribución de las redes locales 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"*. Esta hipótesis de cálculo tiene las siguientes inconsistencias:

- Usa como referencia el año 2017, caracterizado por ser un año cálido, por lo que traslada menos costes al mercado doméstico, más sensible a la climatología.
- Posteriormente el cálculo de los peajes no se hace con esa variable sino con los caudales contratados previstos para el 2020, lo cual no resulta coherente. Debería usarse en todos los casos la Qd prevista.

En definitiva, consideramos que de cara a una correcta asignación de los costes resulta esencial revisar en profundidad los caudales utilizados en el segmento de clientes no telemedidos.

Por ello, el modelo precisa definir una hipótesis previa para cuantificar adecuadamente las Qd teóricas para los consumidores no telemedidos (peajes D.1 a D.6) pues de ello depende el reparto de las retribuciones que la propuesta define como fijas de transporte troncal, por su parte de salida, de transporte regional y secundario, así como de distribución.

5.2.2. Incoherencia en los cálculos que acompañan al Proyecto de Circular.

En la revisión de las tablas y cuadros que figuran en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular se han apreciado ciertas inconsistencias, que se indican a continuación. Debido a que no hemos tenido acceso al expediente completo, a pesar de haberlo solicitado de forma expresa, es totalmente imposible reproducir los cálculos realizados por la CNMC y detectar el origen de dichas discrepancias.

- La CNMC indica en el cuadro 91 (4) (pág. 138) que se produce una bajada del peaje de regasificación de un -14,9%. Sin embargo, se constata que el peaje de regasificación aumenta un +50%, como advierte el propio Ministerio de Transición Ecológica en su informe sobre la Propuesta de Circular.
- Los valores unitarios para los peajes de acceso a las redes locales en 2020 que figuran en el Cuadro 46 (4) no coinciden con los del cuadro 45 para el peaje D1.
- El importe del término fijo para el peaje de regasificación indicado en el Cuadro 70 está expresado en c€/MWh/día /mes lo cual no concuerda con el valor indicado en el cuadro 84(4), donde viene expresado en

€/MWh/día/año, ambas cantidades son incompatibles entre sí pues el cambio de unidades arroja resultados distintos a los indicados.

— La naturaleza variable del peaje de recuperación de otros costes de regasificación que se indica en el Cuadro 82 no coincide con lo indicado en el Cuadro 84 (4) en el que se le da una naturaleza de término fijo.

— Los coeficientes de asignación de la retribución por nivel de presión que figuran en el Cuadro 30 no coinciden con los del Cuadro 31 en el nivel de presión NP3.

Si bien no parece que se trate de diferencias significativas el hecho de que existan dichas inconsistencias, junto con la imposibilidad de acceso al expediente completo, hacen que los cálculos no se puedan reproducir por parte de los agentes afectados por la medida.

6. DISCRIMINACIÓN Y FALTA DE PROPORCIONALIDAD EN LOS IMPACTOS ECONÓMICOS SOBRE LOS CLIENTES.

En aplicación del artículo 14 de la Constitución Española, el Tribunal Constitucional ha señalado en reiteradas ocasiones que el principio de igualdad *"impone al legislador el deber de dispensar un mismo tratamiento a quienes se encuentran en situaciones jurídicas iguales, con prohibición de toda desigualdad que, desde el punto de vista de la finalidad de la norma cuestionada, carezca de justificación objetiva y razonable o resulte desproporcionada en relación con dicha justificación"* (sentencia 255/2004, de 22 de diciembre).

De este modo, el principio de igualdad proscribe desigualdades que resulten artificiosas o injustificadas por no venir fundadas en criterios objetivos y razonables (tal y como han señalado en semejantes términos, entre otras, las sentencias del Tribunal Constitucional 96/2002, de 25 de abril, y 152/2003, de 17 de julio).

Por otra parte, de conformidad con el artículo 129 de la LPAC, todas las Administraciones Públicas deben cumplir con los "principios de buena regulación", entre ellos, el principio de proporcionalidad (*vid.* artículo 129: "*en el ejercicio de la iniciativa legislativa y la potestad reglamentaria, las Administraciones Públicas actuarán de acuerdo con los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia*").

Estos principios reguladores han sido definidos por la jurisprudencia española. En particular, en el caso de la proporcionalidad, para comprobar si una medida cumple el criterio de proporcionalidad, es necesario verificar el cumplimiento de los tres requisitos o condiciones siguientes: (i) si la medida es capaz de alcanzar el objetivo propuesto (idoneidad); (ii) si, además, es necesaria en el sentido de que no existe otra medida más moderada para lograr ese objetivo con igual eficacia (necesidad); y, por último, (iii) si la medida está ponderada o equilibrada porque genera más beneficios o ventajas para el interés general que el daño a otros bienes o valores conflictivos (proporcionalidad en sentido estricto) (*vid*. la sentencia del Tribunal Supremo de 24 de abril de 2007[RJ 2007, 3293]).

A lo anterior debe añadirse que principios esenciales recogidos en la normativa gasista de aplicación, entre los cuales destaca el de garantizar tarifas de acceso transparentes y no discriminatorias (considerando 23 y el artículo 41 de esta Directiva 2009/73/CE).

Pues bien, con todo respeto hemos de denunciar que el Proyecto de Circular confiere un tratamiento discriminatorio y desproporcionado, tal y como procedemos a explicar.

Sobre la base de dichos principios esta alegación analiza el impacto que tendrá sobre los clientes la nueva metodología de peajes definida por la CNMC en su Propuesta de Circular.

Para ello se ha tomado como referencia la tipificación de clientes que realiza la propia CNMC en la Memoria que acompaña a su Propuesta de Circular:

TIPOLOGÍA DE CLIENTES 2020

Cuadro 27 Pg, 69

			Consumo	Tamaño Medio	Capacidad			
Cliente	Tamaño MWh/año	Nº Clientes	MWh/año	MWh/año	MWh/dia	Fc	% Clientes	% MWh
D.1	C ≤ 3	3.446.838	4.930.219	1,430	32.936	41,0%	43,3%	1,4%
D.2	3 < C ≤ 15	4.122.183	28.247.635	7	207.178	37,4%	51,769%	8,3%
D.3	15 < C ≤ 50	313.545	6.747.384	22	51.082	36,2%	3,938%	2,0%
D.4	50 < C ≤ 300	52.916	6.294.295	119	40.069	43,0%	0,665%	1,8%
D.5	300 < C ≤ 1.500	21.564	12.961.077	601	84.629	42,0%	0,271%	3,8%
D.6	1.500 < C ≤ 5.000	3.184	8.158.213	2.562	47.957	46,6%	0,040%	2,4%
D.7	5.000 < C ≤ 15.000	1.152	9.984.971	8.668	55.649	49,2%	0,014%	2,9%
D.8	15.000 < C ≤ 50.000	709	18.832.948	26.563	86.680	59,5%	0,009%	5,5%
D.9	50.000 < C ≤ 150.000	331	27.566.254	83.282	109.696	68,8%	0,004%	8,1%
D.10	150.000 < C ≤ 500.000	168	50.057.661	297.962	187.501	73,1%	0,002%	14,7%
D.11	500.000 < C	103	167.664.888	1.627.814	825.458	55,6%	0,001%	49,1%
		7.962.693	**341.445.545**	**2.047.601**	**1.728.835**	**54,1%**	**100,00%**	**100,0%**

Con objeto de realizar una comparativa adecuada con la estructura actual de peajes y la correspondiente tipología de clientes se han tomado como referencia los datos que figuran en el *INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. Periodo: año 2018, Expediente IS/DE/007/19*, elaborado por la CNMC con fecha 25 de julio de 2019:

			Consumo	Tamaño Medio	Sobre Total		Sobre Grupo Tarifario	
Cliente	Tamaño MWh/año	Nº Clientes	MWh/año	MWh/año	% Clientes	% MWh	% Clientes	% MWh
3.1	C ≤ 5	4.697.059	12.869.145	2,740	59,68%	3,7%	59,7%	17,3%
3.2	5 < C ≤ 50	3.091.965	30.358.648	9,819	39,28%	8,7%	39,3%	40,7%
3.3	50 < C ≤ 100	24.836	1.771.868	71,343	0,32%	0,5%	0,3%	2,4%
3.4	100 < C ≤ 8.000	51.874	24.632.730	475	0,66%	7,1%	0,7%	33,0%
3.5	8.000 < C	314	4.902.854	15.614	0,00%	1,4%	0,0%	6,6%
2.1	0 < C ≤ 5.000	649	296.446	457	0,01%	0,1%	16,7%	0,2%
2.2	5.000 < C ≤ 500	1.422	3.176.060	2.234	0,02%	0,9%	36,6%	2,5%
2.3	500 < C ≤ 5.000	1.117	13.578.912	12.157	0,01%	3,9%	28,7%	10,6%
2.4	5.000 < C ≤ 30.000	412	20.206.771	49.046	0,01%	5,8%	10,6%	15,8%
2.5	30.000 < C ≤ 100.000	257	53.072.352	206.507	0,00%	15,3%	6,6%	41,4%
2.6	100.000 < C	33	37.775.199	1.144.703	0,00%	10,9%	0,8%	29,5%
1.1	0 < C ≤ 200.000	45	4.115.390	91.453	0,00%	1,2%	34,9%	3,2%
1.2	200.000 < C ≤ 1.000.000	35	20.703.352	591.524	0,00%	6,0%	27,1%	16,0%
1.3	1.000.000 < C	49	104.221.744	2.126.974	0,00%	30,0%	38,0%	80,8%
Peaje Materia Prima		3	5.992.361	1.997.454	0,00%	1,7%	100,0%	100,0%
Planta Satélite para un solo consumidor		829	10.176.620	12.276	0,01%	2,9%	100,0%	100,0%
		7.870.899	**347.850.452**					

En el presente análisis se han contemplado los peajes correspondientes a los servicios necesarios para el suministro a clientes conectados a red de distribución

en MOP 4 bar, de forma similar a la comparación que hace la CNMC en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular:

- Regasificación, incluyendo el nuevo "peaje por otros costes de regasificación".
- Entrada a la red de transporte: Término de reserva de capacidad.
- Salida a consumidor final: Término de conducción

También se han considerado los peajes correspondientes a carga de cisternas, con objeto de analizar el efecto que tendrían los nuevos peajes en la decisión de aquellos clientes que puedan instalar en sus terrenos una planta satélite de GNL monocliente y desconectarse de la red de distribución de gas natural.

Peajes actuales en vigor (Orden IET/2446/2013, versión consolidada a 22 de diciembre de 2018):

PEAJE DE REGASIFICACIÓN

TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
1,9612	0,0116
€/MWh/día/mes	€/MWh
19,612	0,116

ACCESO A PVB RED TRANSPORTE

TF Capacidad
€/MWh/día/mes
10,848

SALIDA DEL PVB A CONSUMIDOR FINAL

Cliente	Tamaño MWh/año	TF Capacidad €/MWh/día/mes	TF Cliente €/Cliente y mes	TV Volumen €/MWh	Coeficiente GNL
3.1	C ≤ 5		2,53	29,287	0,612
3.2	5 < C ≤ 50		5,79	22,413	0,615
3.3	50 < C ≤ 100		54,22	16,117	0,616
3.4	100 < C < 8.000		80,97	13,012	0,722
3.5	8.000 ≤ C	59,258		2,010	0,324
2.1	C ≤ 500	253,055		1,934	
2.2	500 < C ≤ 5.000	68,683		1,543	
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	44,971		1,249	
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	41,210		1,121	
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	37,887		0,983	
2.6	500.000 < C	34,848		0,852	

PEAJE DE CARGA EN CISTERNAS

TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
2,8806	0,0171
€/MWh/día/mes	€/MWh
28,806	0,171

Los nuevos peajes propuestos inicialmente (valores previstos para 2020) por la CNMC son los que se indican a continuación. Estos valores son los que percibirán los clientes en el primer año de aplicación de la nueva metodología y, por tanto, los

que impactarán de forma inmediata en los presupuestos y cuentas de los consumidores.

PEAJE DE REGASIFICACIÓN

Cuadro 70 Pg. 116

TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
2,986761	0,015191
€/MWh/día/mes	€/MWh
29,8676	0,1519

PEAJE PARA RECUPERACIÓN DE OTROS COSTES DE REGASIFICACIÓN

Cuadro 82 Pg. 124

TV Volumen
€/MWh
0,261065

PEAJE DE ENTRADA/SALIDA A LA RED DE TRANSPORTE TRONCAL

Cuadros 8 y 11 Pg. 35 y 37

		Entrada	Salida
		Media Ponderada	Nacional
Término de Capacidad	€/MWh/día/año	243,92	148,22
	€/MWh/día/mes	20,33	12,35
Término Variable	€/MWh	0,0226	0,0226

PEAJES DE REDES LOCALES

Cuadro 45 Pg. 87

Cliente	Tamaño MWh/año	TF Capacidad	TF Cliente	TV Volumen	Facturación Media	%
		€/MWh/día/mes	€/Cliente y mes	€/MWh	€/MWh	TF
D.1	C ≤ 3		0,51	15,610	19,914	21,6%
D.2	3 < C ≤ 15		2,68	16,985	21,669	21,6%
D.3	15 < C ≤ 50		13,94	14,494	22,266	34,9%
D.4	50 < C ≤ 300		45,39	14,335	18,914	24,2%
D.5	300 < C ≤ 1.500		221,93	14,445	18,876	23,5%
D.6	1.500 < C ≤ 5.000		1.110,85	8,702	13,905	37,4%
D.7	5.000 < C ≤ 15.000	86,74		1,090	6,891	84,2%
D.8	15.000 < C ≤ 50.000	42,21		0,706	3,037	76,8%
D.9	50.000 < C ≤ 150.000	17,71		0,480	1,325	63,8%
D.10	150.000 < C ≤ 500.000	13,93		0,387	1,013	61,8%
D.11	500.000 < C	9,91		0,091	0,676	86,5%

PEAJE DE CARGA EN CISTERNAS

Cuadro 71 Pg. 117

TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
2,620128	0,011940
€/MWh/día/mes	€/MWh
26,2013	0,1194

Correspondencia entre los peajes actuales y la propuesta:

Servicio	Peaje actual	Peaje propuesto
Regasificación	- Regasificación	- Regasificación - Recuperación de otros costes de regasificación
Entrada a la red de transporte	- Reserva de Capacidad	- Entrada a red de transporte troncal
Salida a consumidor final	- Término de Conducción	- Salida de red de transporte troncal - Peaje de red local
Carga de camión cisterna de GNL	- Carga de cisternas	- Carga en cisterna

El análisis realizado se descompone en los siguientes segmentos, según la estructura actual de peajes:

1. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 2.
2. Impacto sobre clientes acogidos al peaje 3.5.
3. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 3 (excepto 3.5) suministrados desde gasoducto.
4. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 3 (excepto 3.5) suministrados desde planta satélite de GNL conectada a red de distribución.
5. Impacto sobre clientes con posibilidad de desconexión de red e instalar planta satélite de GNL monocliente propia.

A continuación, se exponen los resultados del análisis para cada segmento en el orden indicado.

En el Anexo I: CÁLCULOS DEL IMPACTO INICIAL DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE PEAJES SOBRE LOS CLIENTES SEGÚN SU TIPOLOGÍA, adjunto al final del presente documento de alegaciones, se muestra detalle de los cálculos realizados (dichos cálculos no incluyen la aplicación del IVA correspondiente, por tener este impuesto un efecto distinto según la tipología del cliente).

6.1. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 2.

Este tipo de clientes suelen ser industrias conectadas a redes entre 4 y 60 bar. Se ha tenido en cuenta un factor de carga del 85% ya que son clientes que tienen capacidad y medios para optimizar el caudal diario contratado con objeto de no pagar penalizaciones ni por exceso ni por defecto.

El análisis se realiza sobre clientes con contrato anual para evitar distorsiones por el efecto de la estacionalidad derivada de los peajes de corto plazo.

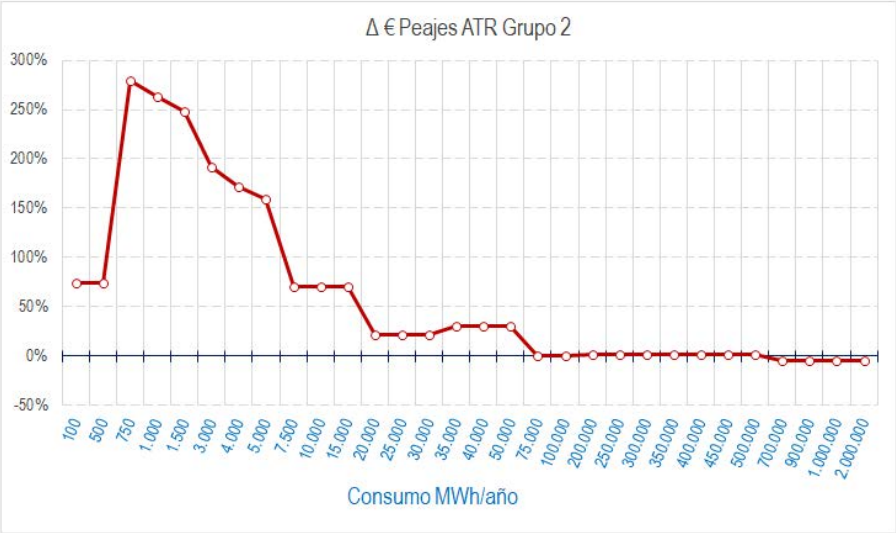
Resultados que arroja el análisis en función del consumo anual:

Fc	85%

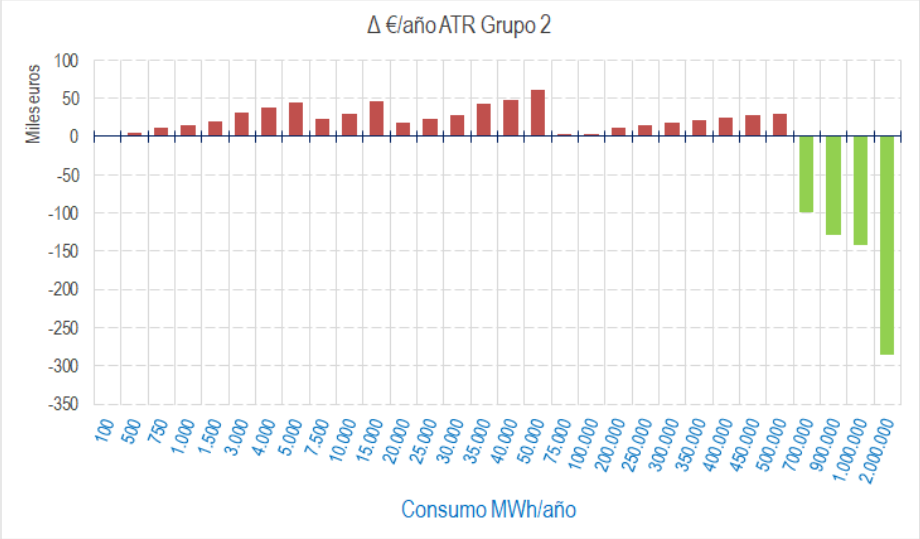
				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC									
				Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR			Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Total		
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
100	85,0%	0,32	2.1	87,46 €	41,96 €	1.172,18 €	1.301,59 €	13,02	D.4	130,71 €	26,11 €	80,88 €	50,03 €	1.978,17 €	2.265,90 €	22,66	964,31 €	74%	9,64
500	85,0%	1,61	2.1	437,28 €	209,79 €	5.860,89 €	6.507,97 €	13,02	D.5	653,57 €	130,53 €	404,40 €	250,17 €	9.885,65 €	11.324,33 €	22,65	4.816,36 €	74%	9,63
750	85,0%	2,42	2.2	655,92 €	314,69 €	3.149,67 €	4.120,28 €	5,49	D.5	980,36 €	195,80 €	606,60 €	375,26 €	13.496,90 €	15.654,92 €	20,87	11.534,64 €	280%	15,38
1.000	85,0%	3,22	2.2	874,56 €	419,58 €	4.199,55 €	5.493,70 €	5,49	D.5	1.307,14 €	261,07 €	808,80 €	500,34 €	17.108,15 €	19.985,51 €	19,99	14.491,80 €	264%	14,49
1.500	85,0%	4,83	2.2	1.311,84 €	629,38 €	6.299,33 €	8.240,55 €	5,49	D.5	1.960,72 €	391,60 €	1.213,21 €	750,52 €	24.330,65 €	28.646,68 €	19,10	20.406,13 €	248%	13,60
3.000	85,0%	9,67	2.2	2.623,69 €	1.258,75 €	12.598,66 €	16.481,10 €	5,49	D.6	3.921,43 €	783,20 €	2.426,41 €	1.501,03 €	39.436,22 €	48.068,30 €	16,02	31.587,19 €	192%	10,53
4.000	85,0%	12,89	2.2	3.498,25 €	1.678,34 €	16.798,22 €	21.974,80 €	5,49	D.6	5.228,58 €	1.044,26 €	3.235,22 €	2.001,38 €	48.138,22 €	59.647,65 €	14,91	37.672,85 €	171%	9,42
5.000	85,0%	16,12	2.2	4.372,81 €	2.097,92 €	20.997,77 €	27.468,51 €	5,49	D.6	6.535,72 €	1.305,33 €	4.044,02 €	2.501,72 €	56.840,22 €	71.227,01 €	14,25	43.758,51 €	159%	8,75
7.500	85,0%	24,17	2.3	6.559,22 €	3.146,88 €	22.413,08 €	32.119,18 €	4,28	D.7	9.803,58 €	1.957,99 €	6.066,04 €	3.752,58 €	33.336,56 €	54.916,74 €	7,32	22.797,57 €	71%	3,04
10.000	85,0%	32,23	2.3	8.745,62 €	4.195,84 €	29.884,10 €	42.825,57 €	4,28	D.7	13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32	30.396,76 €	71%	3,04
15.000	85,0%	48,35	2.3	13.118,44 €	6.293,76 €	44.826,15 €	64.238,35 €	4,28	D.7	19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32	45.595,13 €	71%	3,04
20.000	85,0%	64,46	2.3	17.491,25 €	8.391,68 €	59.768,20 €	85.651,14 €	4,28	D.8	26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22	18.670,97 €	22%	0,93
25.000	85,0%	80,58	2.3	21.864,06 €	10.489,61 €	74.710,25 €	107.063,92 €	4,28	D.8	32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22	23.338,71 €	22%	0,93
30.000	85,0%	96,70	2.3	26.236,87 €	12.587,53 €	89.652,30 €	128.476,70 €	4,28	D.8	39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22	28.006,45 €	22%	0,93
35.000	85,0%	112,81	2.4	30.609,69 €	14.685,45 €	95.022,91 €	140.318,05 €	4,01	D.8	45.750,04 €	9.137,28 €	28.308,16 €	17.512,03 €	81.856,17 €	182.563,68 €	5,22	42.245,63 €	30%	1,21
40.000	85,0%	128,93	2.4	34.982,50 €	16.783,37 €	108.597,61 €	160.363,48 €	4,01	D.8	52.285,76 €	10.442,60 €	32.352,19 €	20.013,75 €	93.549,91 €	208.644,20 €	5,22	48.280,72 €	30%	1,21
50.000	85,0%	161,16	2.4	43.728,12 €	20.979,21 €	135.747,02 €	200.454,35 €	4,01	D.8	65.357,20 €	13.053,25 €	40.440,23 €	25.017,19 €	116.937,39 €	260.805,26 €	5,22	60.350,90 €	30%	1,21
75.000	85,0%	241,74	2.4	65.592,18 €	31.468,82 €	203.620,53 €	300.681,53 €	4,01	D.9	98.035,79 €	19.579,88 €	60.660,35 €	37.525,78 €	87.362,61 €	303.164,41 €	4,04	2.482,88 €	1%	0,03
100.000	85,0%	322,32	2.4	87.456,24 €	41.958,42 €	271.494,04 €	400.908,70 €	4,01	D.9	130.714,39 €	26.106,50 €	80.880,47 €	50.034,38 €	116.483,48 €	404.219,21 €	4,04	3.310,51 €	1%	0,03
200.000	85,0%	644,64	2.5	174.912,49 €	83.916,84 €	489.682,35 €	748.511,68 €	3,74	D.10	261.428,78 €	52.213,00 €	161.760,93 €	100.068,75 €	185.190,49 €	760.661,96 €	3,80	12.150,27 €	2%	0,06
250.000	85,0%	805,80	2.5	218.640,61 €	104.896,05 €	612.102,94 €	935.639,61 €	3,74	D.10	326.785,98 €	65.266,25 €	202.201,17 €	125.085,94 €	231.488,11 €	950.827,45 €	3,80	15.187,84 €	2%	0,06
300.000	85,0%	966,96	2.5	262.368,73 €	125.875,26 €	734.523,53 €	1.122.767,53 €	3,74	D.10	392.143,17 €	78.319,50 €	242.641,40 €	150.103,13 €	277.785,74 €	1.140.992,94 €	3,80	18.225,41 €	2%	0,06
350.000	85,0%	1.128,12	2.5	306.096,86 €	146.854,47 €	856.944,12 €	1.309.895,45 €	3,74	D.10	457.500,37 €	91.372,75 €	283.081,64 €	175.120,31 €	324.083,36 €	1.331.158,43 €	3,80	21.262,98 €	2%	0,06
400.000	85,0%	1.289,28	2.5	349.824,98 €	167.833,68 €	979.364,71 €	1.497.023,37 €	3,74	D.10	522.857,56 €	104.426,00 €	323.521,87 €	200.137,50 €	370.380,98 €	1.521.323,92 €	3,80	24.300,55 €	2%	0,06
450.000	85,0%	1.450,44	2.5	393.553,10 €	188.812,89 €	1.101.785,29 €	1.684.151,29 €	3,74	D.10	588.214,76 €	117.479,25 €	363.962,10 €	225.154,69 €	416.678,61 €	1.711.489,41 €	3,80	27.338,12 €	2%	0,06
500.000	85,0%	1.611,60	2.5	437.281,22 €	209.792,10 €	1.224.205,88 €	1.871.279,21 €	3,74	D.10	653.571,95 €	130.532,50 €	404.402,34 €	250.171,88 €	462.976,23 €	1.901.654,90 €	3,80	30.375,69 €	2%	0,06
700.000	85,0%	2.256,24	2.6	612.193,71 €	293.708,94 €	1.539.907,49 €	2.445.810,15 €	3,49	D.11	915.000,74 €	182.745,50 €	566.163,27 €	350.240,63 €	331.899,84 €	2.346.049,97 €	3,35	-99.760,18 €	-4%	-0,14
900.000	85,0%	2.900,89	2.6	787.106,20 €	377.625,79 €	1.979.881,06 €	3.144.613,05 €	3,49	D.11	1.176.429,52 €	234.958,50 €	727.924,21 €	450.309,38 €	426.728,36 €	3.016.349,97 €	3,35	-128.263,09 €	-4%	-0,14
1.000.000	85,0%	3.223,21	2.6	874.562,45 €	419.584,21 €	2.199.867,85 €	3.494.014,50 €	3,49	D.11	1.307.143,91 €	261.065,00 €	808.804,67 €	500.343,76 €	474.142,63 €	3.351.499,96 €	3,35	-142.514,54 €	-4%	-0,14
2.000.000	85,0%	6.446,41	2.6	1.749.124,90 €	839.168,41 €	4.399.735,70 €	6.988.029,01 €	3,49	D.11	2.614.287,82 €	522.130,00 €	1.617.609,35 €	1.000.687,51 €	948.285,25 €	6.702.999,93 €	3,35	-285.029,08 €	-4%	-0,14

A la vista de los resultados obtenidos se concluye que <u>todas aquellas industrias con un consumo anual inferior a 500 GWh</u> (hasta el peaje actual 2.5) verán incrementados sus costes en detrimento de su competitividad internacional.

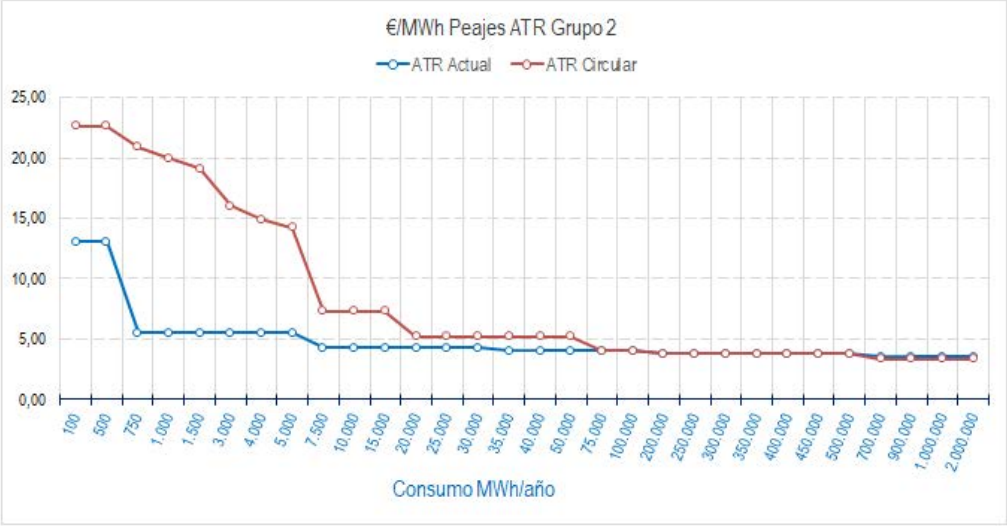
El gráfico siguiente muestra el incremento porcentual en los costes por acceso a las redes de gas que supondría para las industrias el nuevo modelo de peajes propuesto por la CNMC:

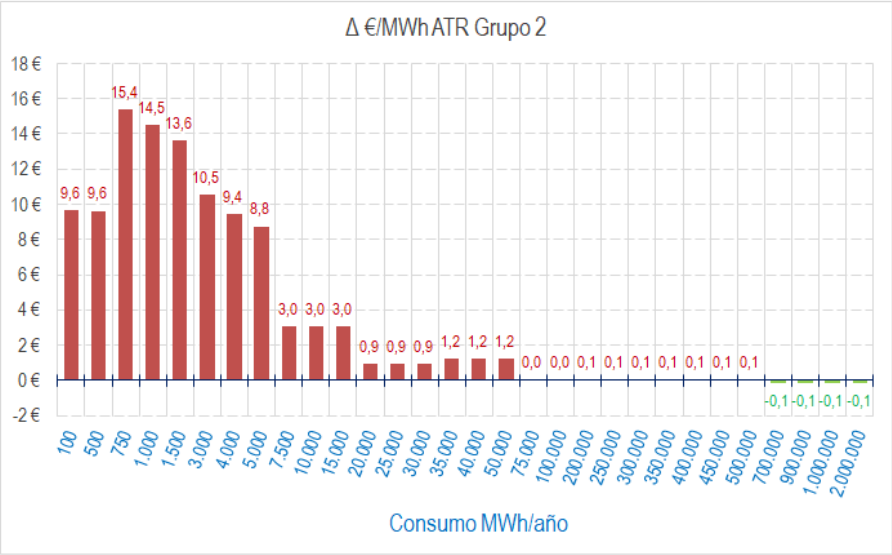


El efecto económico en términos absolutos se resume en el siguiente gráfico:



En términos de euros/MWh:





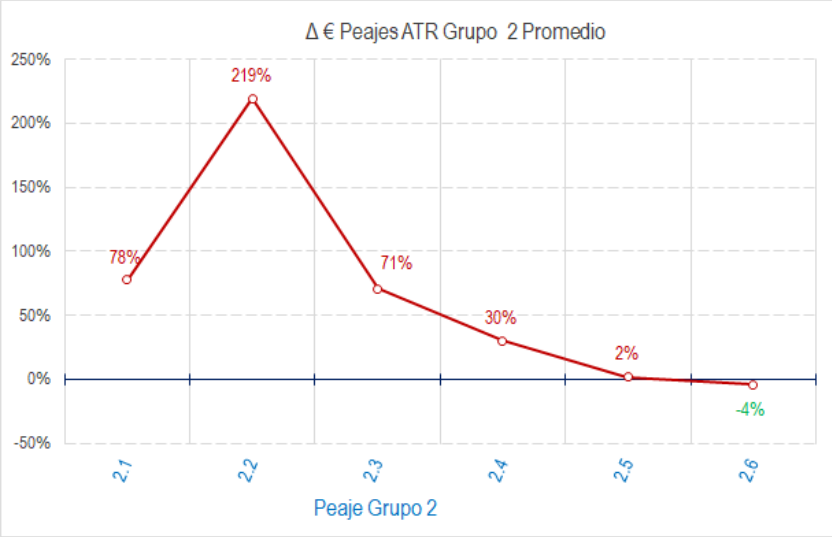
Es decir, las industrias españolas que no superen un consumo anual de 500 GWh verán incrementados sus costes de acceso a las redes de gas natural, que en algunos casos llegarán a duplicarse y casi triplicarse (+280% para un consumo anual de 750 MWh), con impactos económicos por subidas de costes superiores a +60.000 euros/año (para un consumo anual de 50 GWh). Las diferencias en el coste de acceso a las infraestructuras gasistas llegan a superar los +15 euros/MWh (para un consumo anual de 750 MWh), mientras que la reducción del coste para las industrias de gran consumo será de tan solo -0,1 euros/MWh.

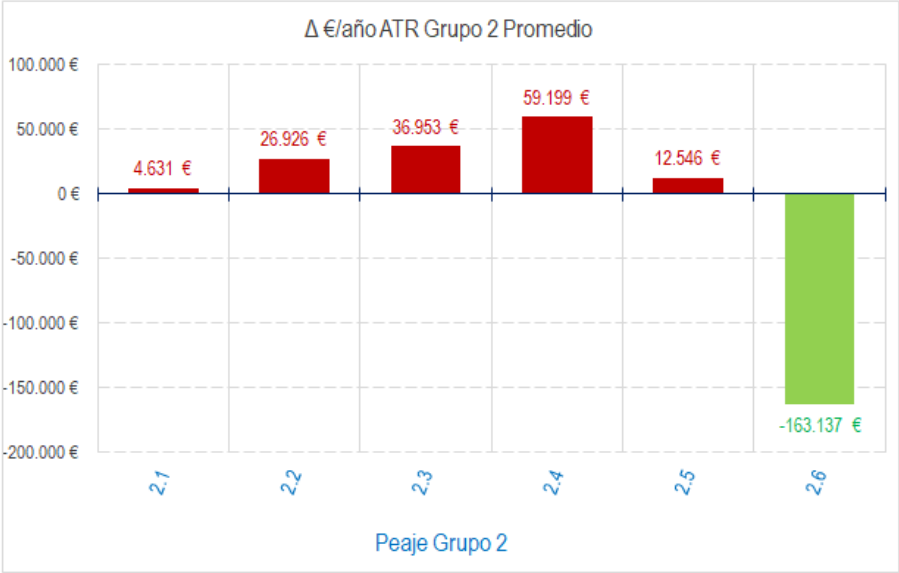
Si hacemos este análisis con los tamaños medios que aparecen el *INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. Periodo: año 2018, Expediente IS/DE/007/19*, elaborado por la CNMC con fecha 25 de julio de 2019, obtenemos el siguiente resultado:

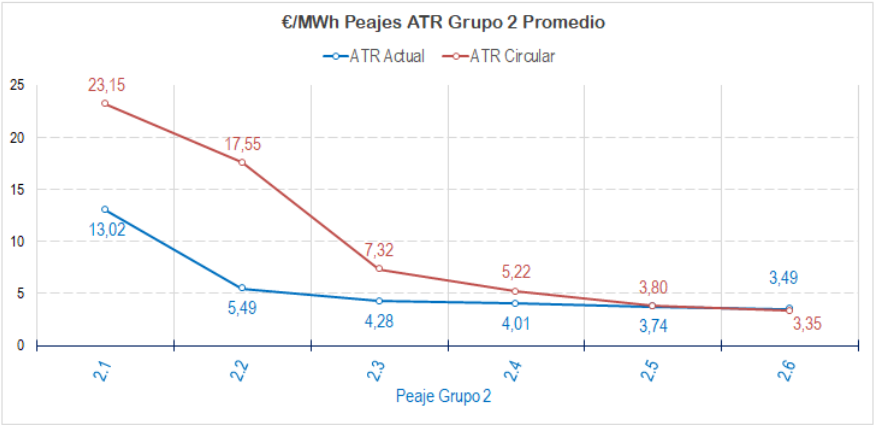
Fc	85%

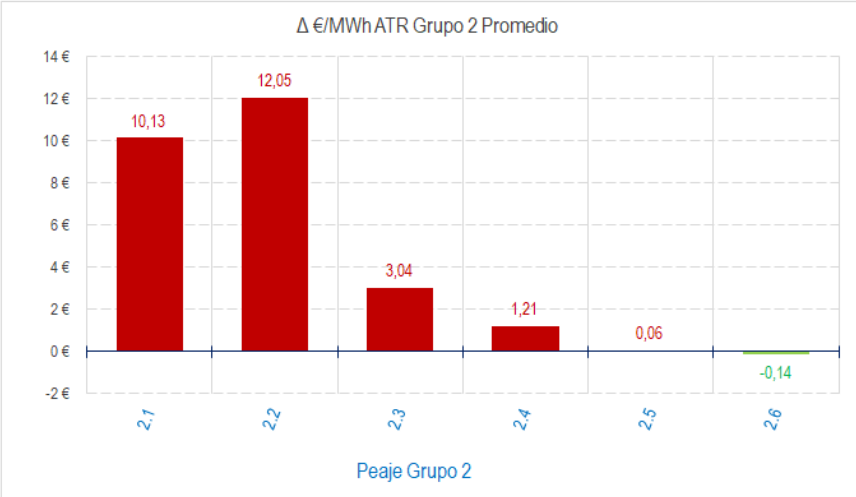
				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC										
				Regasif.	Entrada PVB	Salida PVB	Suma Peajes			Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes		Total		
Consumo	Fc	Capacidad		Total	Total	Total	ATR			Total	Total	Total	Total	Total	ATR				
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
457	85,0%	1,47	2.1	399,68 €	191,75 €	5.356,86 €	5.948,28 €	13,02	D.5	597,36 €	119,31 €	369,62 €	228,66 €	9.264,51 €	10.579,47 €	23,15	4.631,18 €	78%	10,13
2.234	85,0%	7,20	2.2	1.953,77 €	937,35 €	9.381,80 €	12.272,93 €	5,49	D.6	2.920,16 €	583,22 €	1.806,87 €	1.117,77 €	32.770,49 €	39.198,51 €	17,55	26.925,58 €	219%	12,05
12.157	85,0%	39,18	2.3	10.632,06 €	5.100,89 €	36.330,10 €	52.063,04 €	4,28	D.7	15.890,95 €	3.173,77 €	9.832,64 €	6.082,68 €	54.036,35 €	89.016,38 €	7,32	36.953,34 €	71%	3,04
49.046	85,0%	158,09	2.4	42.893,79 €	20.578,93 €	133.156,97 €	196.629,68 €	4,01	D.8	64.110,18 €	12.804,19 €	39.668,63 €	24.539,86 €	114.706,22 €	255.829,09 €	5,22	59.199,41 €	30%	1,21
206.507	85,0%	665,61	2.5	180.603,27 €	86.647,08 €	505.614,17 €	772.864,51 €	3,74	D.10	269.934,37 €	53.911,75 €	167.023,83 €	103.324,49 €	191.215,66 €	785.410,10 €	3,80	12.545,58 €	2%	0,06
1.144.703	85,0%	3.689,61	2.6	1.001.114,26 €	480.299,30 €	2.518.195,33 €	3.999.608,89 €	3,49	D.11	1.496.291,55 €	298.841,89 €	925.841,14 €	572.745,00 €	542.752,49 €	3.836.472,06 €	3,35	-163.136,82 €	-4%	-0,14

Gráficos resumen:









Es decir, los clientes industriales hasta el peaje 2.5 verán incrementados sus costes de acceso a las redes de distribución de gas, hasta en un +219% en el caso de un consumidor promedio con peaje 2.2, y con importantes impactos económicos negativos por subidas de costes, hasta +59.199 euros/año en el caso de un consumidor promedio con peaje 2.4.

Se da la circunstancia que de los 3.890 consumidores que había en 2018 acogidos a peajes del grupo 2, son 3.853 los acogidos a peajes hasta 2.5, es decir un 99,2% de los clientes industriales acogidos al grupo 2, que representan un 70,5% del consumo del grupo 2, verán mermada su competitividad con motivo de los nuevos peajes. Siendo tan solo 33 clientes industriales del grupo 2 (peaje 2.6) los beneficiados mínimamente, con una reducción promedio de -0,14 euros/MWh, de la nueva estructura de peajes.

Evidentemente esta situación supondrá, como hemos dicho, un importante deterioro de la competitividad internacional de la industria española y vendrá acompañada, inevitablemente, de un riesgo de desconexión de las industrias de las redes de gas natural.

6.2. Impacto sobre clientes acogidos al peaje 3.5.

Este tipo de clientes suelen ser empresas, industrias medianas y edificios institucionales (por ejemplo, hospitales públicos), que superan 8 GWh/año y están conectados a redes en MOP≤4 bar.

De igual manera que en el grupo 2, se ha tenido en cuenta un factor de carga del 85% ya que son clientes que tienen capacidad y medios para optimizar el caudal diario contratado con el objeto de no pagar penalizaciones ni por exceso ni por defecto.

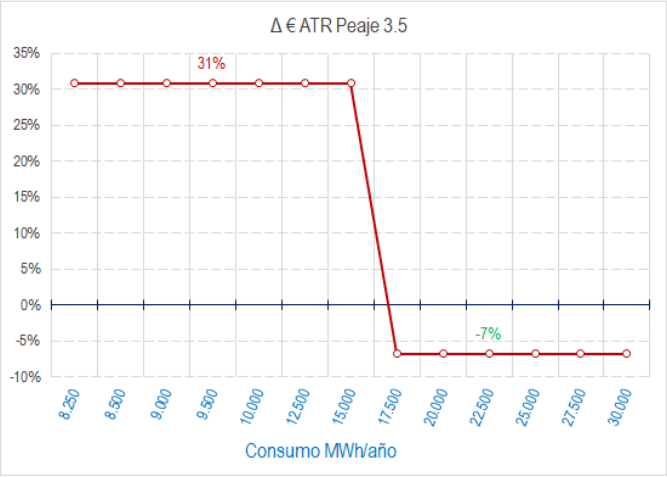
Se ha diferenciado el análisis para clientes sin bonificación en el término fio por caudal por consumo nocturno, entre las 23:00 y las 07:00 horas, superior al 30% y el caso de clientes con dicha bonificación en el término fijo por caudal máximo medido.

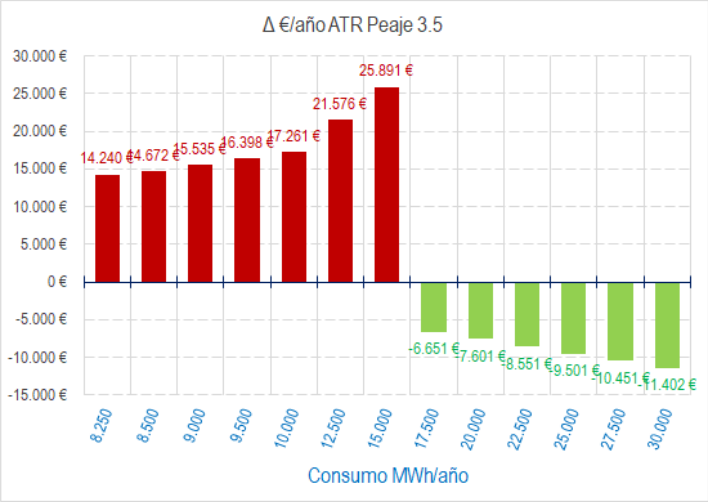
6.2.1. Clientes 3.5 sin consumo nocturno.

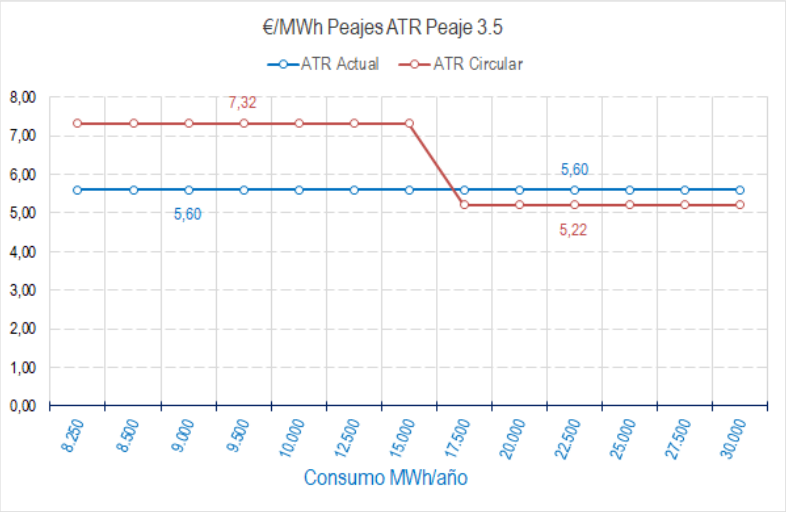
Fc	85%
Consumo Nocturno	0%

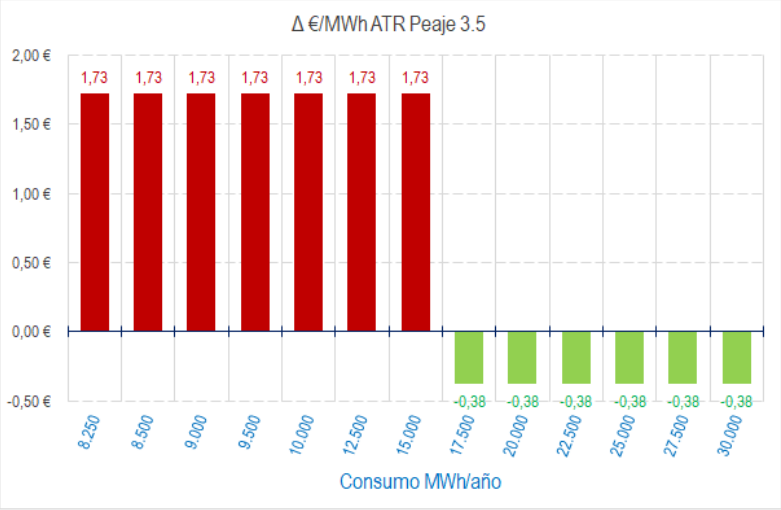
				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC									
				Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR			Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Total		
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
8.250	85,0%	26,59	3.5	7.215,14 €	3.461,57 €	35.491,58 €	46.168,29 €	5,60	D.7	10.783,94 €	2.153,79 €	6.672,64 €	4.127,84 €	36.670,22 €	60.408,42 €	7,32	14.240,13 €	31%	1,73
8.500	85,0%	27,40	3.5	7.433,78 €	3.566,47 €	36.567,08 €	47.567,33 €	5,60	D.7	11.110,72 €	2.219,05 €	6.874,84 €	4.252,92 €	37.781,44 €	62.238,98 €	7,32	14.671,65 €	31%	1,73
9.000	85,0%	29,01	3.5	7.871,06 €	3.776,26 €	38.718,09 €	50.365,41 €	5,60	D.7	11.764,30 €	2.349,59 €	7.279,24 €	4.503,09 €	40.003,88 €	65.900,09 €	7,32	15.534,69 €	31%	1,73
9.500	85,0%	30,62	3.5	8.308,34 €	3.986,05 €	40.869,09 €	53.163,49 €	5,60	D.7	12.417,87 €	2.480,12 €	7.683,64 €	4.753,27 €	42.226,31 €	69.561,21 €	7,32	16.397,72 €	31%	1,73
10.000	85,0%	32,23	3.5	8.745,62 €	4.195,84 €	43.020,10 €	55.961,56 €	5,60	D.7	13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32	17.260,76 €	31%	1,73
12.500	85,0%	40,29	3.5	10.932,03 €	5.244,80 €	53.775,12 €	69.951,95 €	5,60	D.7	16.339,30 €	3.263,31 €	10.110,06 €	6.254,30 €	55.560,94 €	91.527,91 €	7,32	21.575,95 €	31%	1,73
15.000	85,0%	48,35	3.5	13.118,44 €	6.293,76 €	64.530,15 €	83.942,34 €	5,60	D.7	19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32	25.891,14 €	31%	1,73
17.500	85,0%	56,41	3.5	15.304,84 €	7.342,72 €	75.285,17 €	97.932,74 €	5,60	D.8	22.875,02 €	4.568,64 €	14.154,08 €	8.756,02 €	40.928,09 €	91.281,84 €	5,22	-6.650,90 €	-7%	-0,38
20.000	85,0%	64,46	3.5	17.491,25 €	8.391,68 €	86.040,19 €	111.923,13 €	5,60	D.8	26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22	-7.601,02 €	-7%	-0,38
22.500	85,0%	72,52	3.5	19.677,66 €	9.440,64 €	96.795,22 €	125.913,52 €	5,60	D.8	29.410,74 €	5.873,96 €	18.198,11 €	11.257,73 €	52.621,83 €	117.362,37 €	5,22	-8.551,15 €	-7%	-0,38
25.000	85,0%	80,58	3.5	21.864,06 €	10.489,61 €	107.550,24 €	139.903,91 €	5,60	D.8	32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22	-9.501,28 €	-7%	-0,38
27.500	85,0%	88,64	3.5	24.050,47 €	11.538,57 €	118.305,27 €	153.894,30 €	5,60	D.8	35.946,46 €	7.179,29 €	22.242,13 €	13.759,45 €	64.315,56 €	143.442,89 €	5,22	-10.451,41 €	-7%	-0,38
30.000	85,0%	96,70	3.5	26.236,87 €	12.587,53 €	129.060,29 €	167.884,69 €	5,60	D.8	39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22	-11.401,54 €	-7%	-0,38

Gráficos resumen:









Queda de manifiesto que en este tipo de clientes se produce un incremento de peajes de un +31% en clientes con consumo hasta 15 GWh/año, llegando a suponer una subida de costes de casi +26.000 euros/año.

Por ejemplo, el caso de un hospital público de 12,5 GWh/año el incremento de costes sería de 21.576 euros/año, sobrecoste que deberá ser asumido por las cuentas generales del Estado o de las administraciones autonómicas, en función de sus competencias.

De acuerdo al informe de la CNMC, *Expediente IS/DE/007/19*, referido anteriormente, el tamaño medio de los clientes acogidos al peaje 3.5 es de 15,6 GWh/año, es decir el consumidor promedio está en la franja próxima a la que supone un incremento de costes. Siendo los ahorros promedios para los consumidores que estén por encima del tamaño medio de un -7%, que se traduce en una reducción de costes de acceso a las infraestructuras gasistas de tan solo -0,38 euros/MWh (entre -6.600 y -11.400 euros/año).

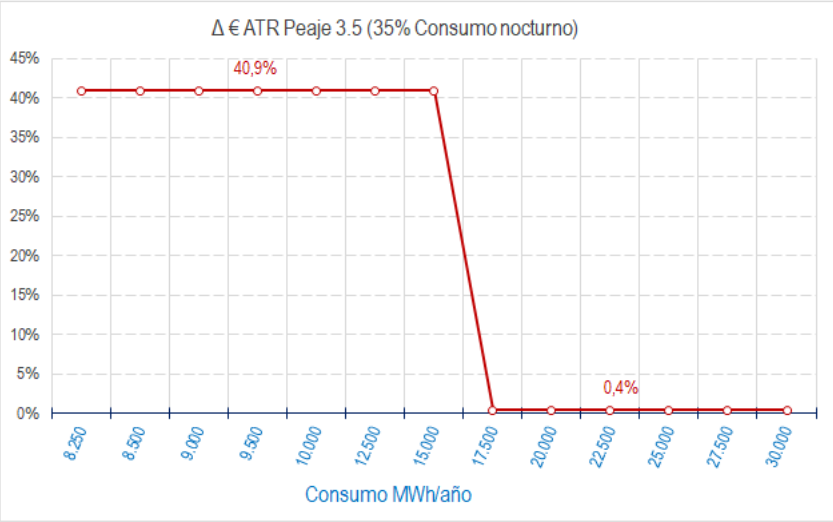
6.2.2. Clientes 3.5 con consumo nocturno superior al 30%.

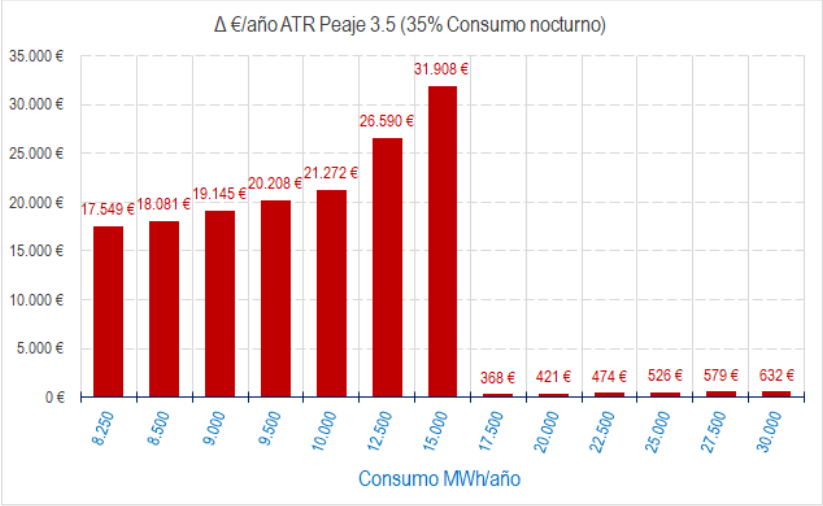
Para analizar este caso se ha tomado como referencia un consumo nocturno del 35% que conlleva la bonificación sobre el término fijo por caudal máximo medido, prevista en el punto Quinto del Anexo I de la Orden IET/2446/2013. Estos clientes se verán afectados incluso en mayor medida pues la metodología propuesta por la CNMC elimina dicha bonificación.

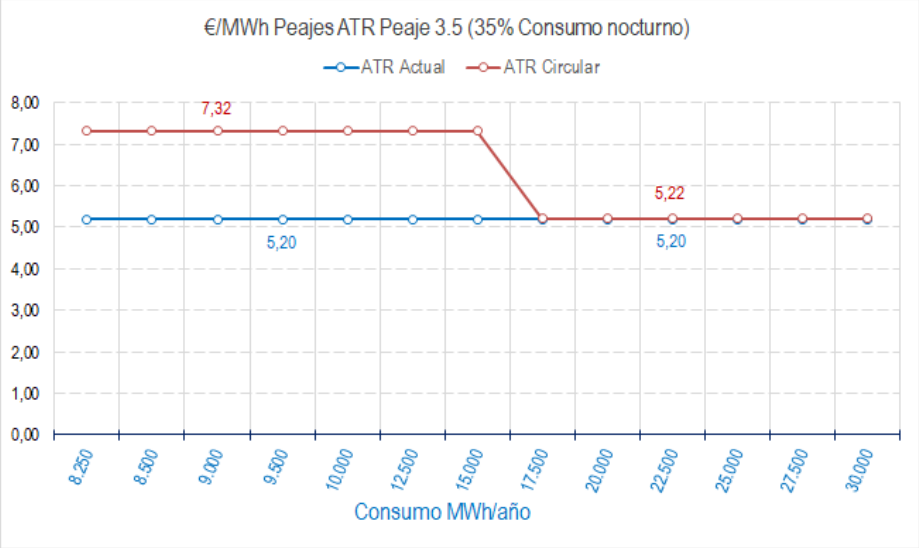
Fc	85%
Consumo Nocturno	35%

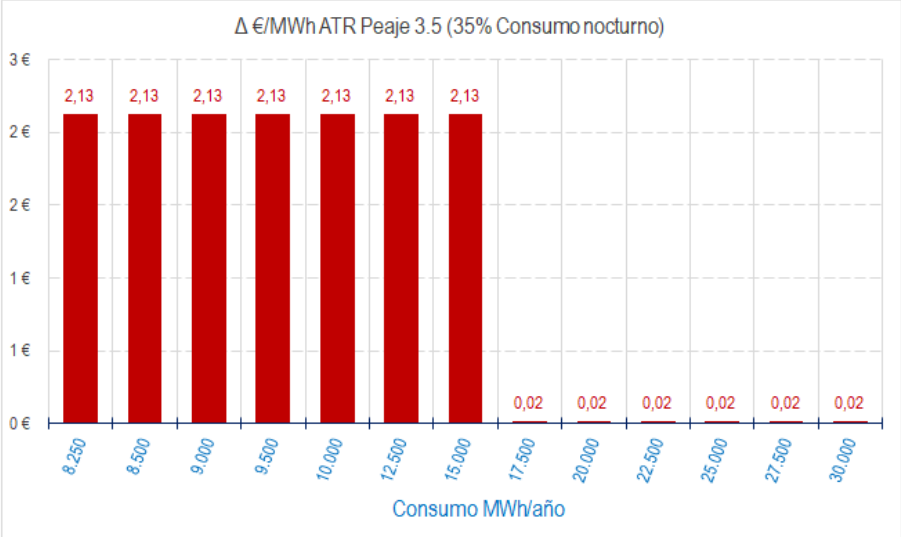
				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC							Total		
				Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR			Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR				
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
8.250	85,0%	26,59	3.5	7.215,14 €	3.461,57 €	32.182,49 €	42.859,20 €	5,20	D.7	10.783,94 €	2.153,79 €	6.672,64 €	4.127,84 €	36.670,22 €	60.408,42 €	7,32	17.549,22 €	41%	2,13
8.500	85,0%	27,40	3.5	7.433,78 €	3.566,47 €	33.157,72 €	44.157,96 €	5,20	D.7	11.110,72 €	2.219,05 €	6.874,84 €	4.252,92 €	37.781,44 €	62.238,98 €	7,32	18.081,01 €	41%	2,13
9.000	85,0%	29,01	3.5	7.871,06 €	3.776,26 €	35.108,17 €	46.755,49 €	5,20	D.7	11.764,30 €	2.349,59 €	7.279,24 €	4.503,09 €	40.003,88 €	65.900,09 €	7,32	19.144,60 €	41%	2,13
9.500	85,0%	30,62	3.5	8.308,34 €	3.986,05 €	37.058,63 €	49.353,02 €	5,20	D.7	12.417,87 €	2.480,12 €	7.683,64 €	4.753,27 €	42.226,31 €	69.561,21 €	7,32	20.208,19 €	41%	2,13
10.000	85,0%	32,23	3.5	8.745,62 €	4.195,84 €	39.009,08 €	51.950,55 €	5,20	D.7	13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32	21.271,78 €	41%	2,13
12.500	85,0%	40,29	3.5	10.932,03 €	5.244,80 €	48.761,35 €	64.938,18 €	5,20	D.7	16.339,30 €	3.263,31 €	10.110,06 €	6.254,30 €	55.560,94 €	91.527,91 €	7,32	26.589,72 €	41%	2,13
15.000	85,0%	48,35	3.5	13.118,44 €	6.293,76 €	58.513,62 €	77.925,82 €	5,20	D.7	19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32	31.907,67 €	41%	2,13
17.500	85,0%	56,41	3.5	15.304,84 €	7.342,72 €	68.265,89 €	90.913,46 €	5,20	D.8	22.875,02 €	4.568,64 €	14.154,08 €	8.756,02 €	40.928,09 €	91.281,84 €	5,22	368,38 €	0%	0,02
20.000	85,0%	64,46	3.5	17.491,25 €	8.391,68 €	78.018,16 €	103.901,09 €	5,20	D.8	26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22	421,01 €	0%	0,02
22.500	85,0%	72,52	3.5	19.677,66 €	9.440,64 €	87.770,43 €	116.888,73 €	5,20	D.8	29.410,74 €	5.873,96 €	18.198,11 €	11.257,73 €	52.621,83 €	117.362,37 €	5,22	473,64 €	0%	0,02
25.000	85,0%	80,58	3.5	21.864,06 €	10.489,61 €	97.522,70 €	129.876,37 €	5,20	D.8	32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22	526,26 €	0%	0,02
27.500	85,0%	88,64	3.5	24.050,47 €	11.538,57 €	107.274,97 €	142.864,00 €	5,20	D.8	35.946,46 €	7.179,29 €	22.242,13 €	13.759,45 €	64.315,56 €	143.442,89 €	5,22	578,89 €	0%	0,02
30.000	85,0%	96,70	3.5	26.236,87 €	12.587,53 €	117.027,24 €	155.851,64 €	5,20	D.8	39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22	631,51 €	0%	0,02

Gráficos resumen:









En este tipo de clientes se produce un incremento de peajes de un +40,9% en consumos hasta 15 GWh/año, llegando a un incremento de costes de casi +32.000 euros/año.

Por ejemplo, el caso de un hospital público de 12,5 GWh/año el incremento de costes sería de +26.590 euros/año, con el correspondiente deterioro sobre las cuentas generales del Estado o de las administraciones autonómicas, en función de sus competencias.

De acuerdo al informe de la CNMC, *Expediente IS/DE/007/19*, referido anteriormente, el tamaño medio de los clientes acogidos al peaje 3.5 es de 15,6 GWh/año, es decir el consumidor promedio está en la franja próxima a la que supone mayor incremento de costes, si bien en este caso (peaje 3.5 con un consumo nocturno del 35%) todos los consumidores experimentarán una subida de costes.

6.3. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 3 (excepto 3.5) suministrados desde gasoducto.

Este segmento incluye tanto clientes domésticos/residenciales como calefacciones centrales, pymes, pequeña y mediana industria, edificios institucionales (es decir, todos los suministros conectados a presión inferior o igual a 4 bar y con consumo anual inferior a 8 GWh/año).

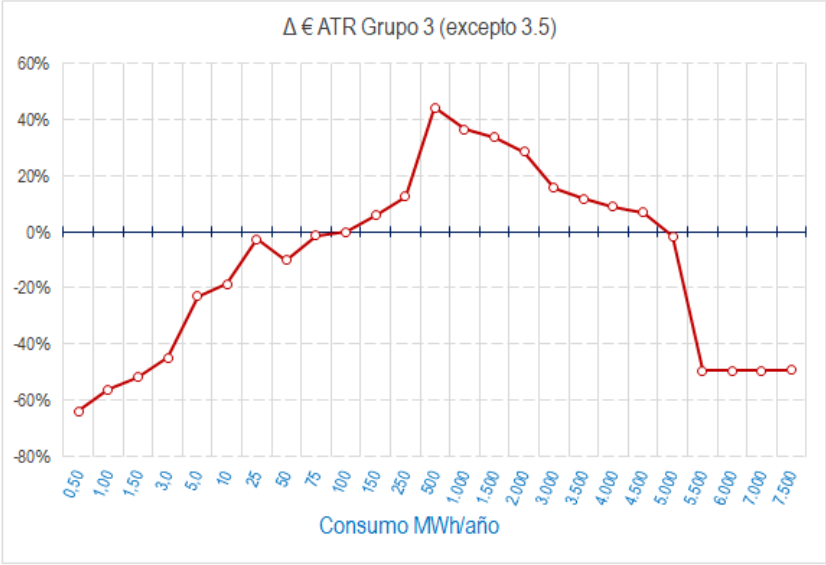
Para este tipo de clientes se ha tomado como factor de carga el que figura en la Propuesta de Circular de la CNMC para clientes con consumo inferior a 5 GWh/año, por ser clientes sin facturación por caudal máximo medido, a partir de ese consumo se ha considerado un factor de carga del 85% por ser estos últimos clientes con telemedida y facturación por caudal máximo medido, con lo que en su mayoría tienen optimizados los caudales contratados para evitar penalizaciones por exceso y/o defecto.

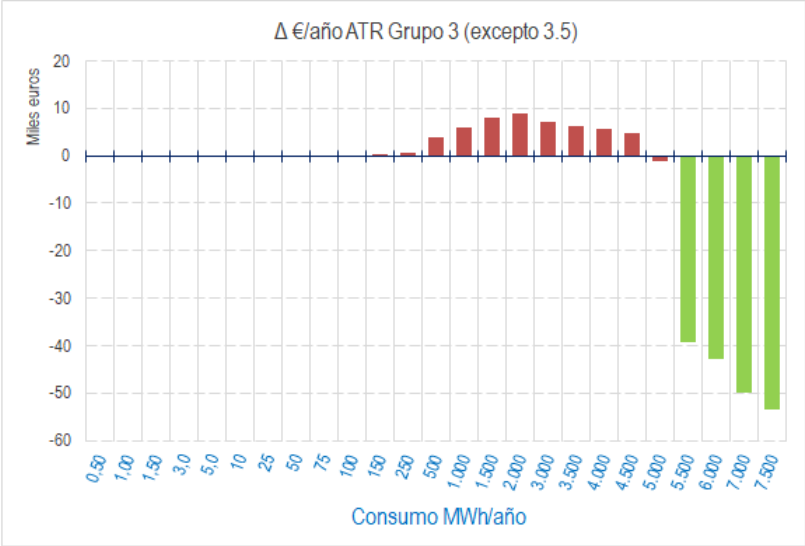
Los resultados comparativos son los siguientes:

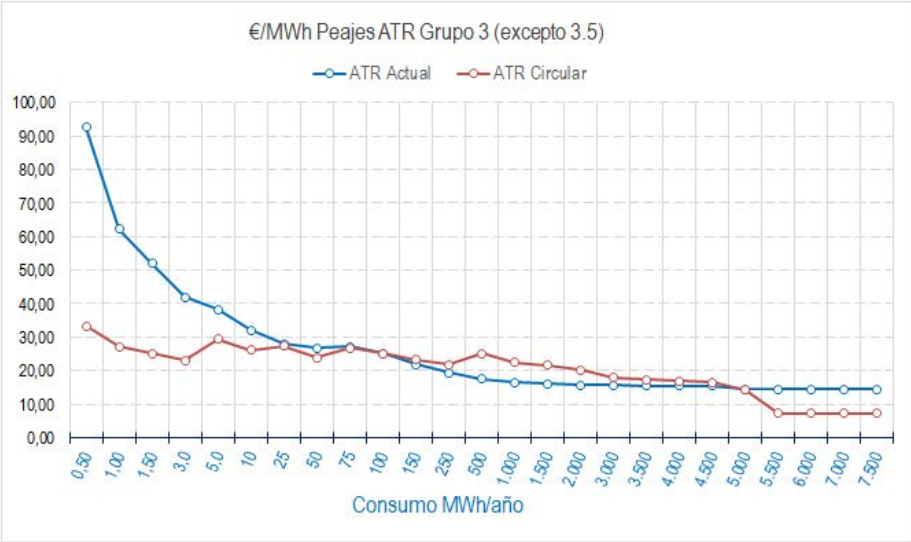
Fc	Memoria CNMC

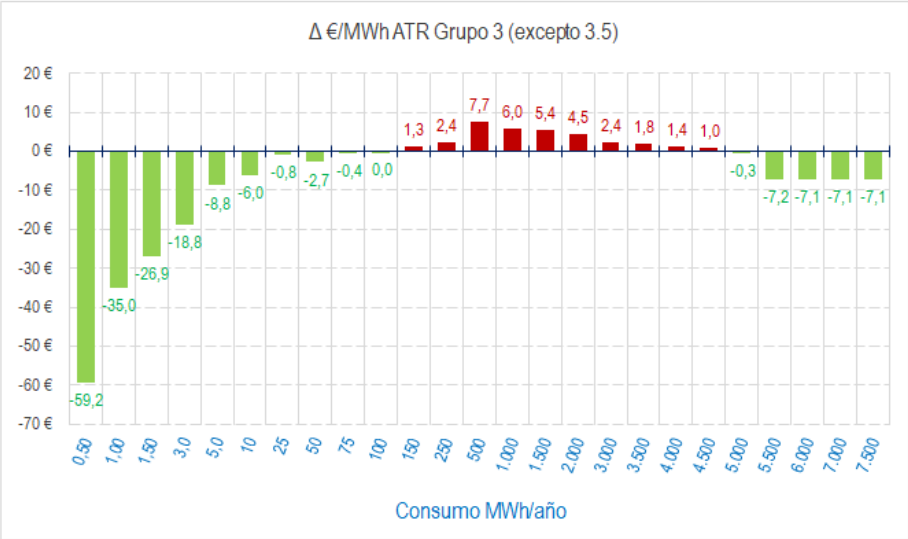
				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC									
				Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR			Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Total		
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
0,50	41,0%	0,00	3.1	0,84 €	0,43 €	45,00 €	46,28 €	92,56	D.1	1,27 €	0,13 €	0,83 €	0,51 €	13,96 €	16,70 €	33,39	-29,59 €	-64%	-59,17
1,00	41,0%	0,01	3.1	1,69 €	0,87 €	59,65 €	62,20 €	62,20	D.1	2,55 €	0,26 €	1,65 €	1,01 €	21,77 €	27,24 €	27,24	-34,97 €	-56%	-34,97
1,50	41,0%	0,01	3.1	2,53 €	1,30 €	74,29 €	78,13 €	52,08	D.1	3,82 €	0,39 €	2,48 €	1,52 €	29,57 €	37,78 €	25,19	-40,35 €	-52%	-26,90
3,0	41,0%	0,02	3.1	5,06 €	2,61 €	118,22 €	125,89 €	41,96	D.1	7,64 €	0,78 €	4,96 €	3,04 €	52,99 €	69,40 €	23,13	-56,49 €	-45%	-18,83
5,0	37,4%	0,04	3.1	9,21 €	4,77 €	176,80 €	190,78 €	38,16	D.2	13,90 €	1,31 €	9,06 €	5,55 €	117,03 €	146,84 €	29,37	-43,94 €	-23%	-8,79
10	37,4%	0,07	3.2	18,42 €	9,55 €	293,61 €	321,58 €	32,16	D.2	27,81 €	2,61 €	18,12 €	11,10 €	201,95 €	261,58 €	26,16	-60,00 €	-19%	-6,00
25	36,2%	0,19	3.2	47,44 €	24,64 €	629,81 €	701,89 €	28,08	D.3	71,63 €	6,53 €	46,73 €	28,62 €	529,59 €	683,10 €	27,32	-18,78 €	-3%	-0,75
50	36,2%	0,38	3.2	94,88 €	49,28 €	1.190,13 €	1.334,29 €	26,69	D.3	143,27 €	13,05 €	93,46 €	57,24 €	891,94 €	1.198,96 €	23,98	-135,33 €	-10%	-2,71
75	43,0%	0,48	3.3	121,06 €	62,15 €	1.859,42 €	2.042,63 €	27,24	D.4	182,51 €	19,58 €	118,15 €	72,46 €	1.619,79 €	2.012,50 €	26,83	-30,13 €	-1%	-0,40
100	43,0%	0,64	3.3	161,42 €	82,87 €	2.262,34 €	2.506,63 €	25,07	D.4	243,35 €	26,11 €	157,54 €	96,62 €	1.978,17 €	2.501,78 €	25,02	-4,85 €	0%	-0,05
150	43,0%	0,95	3.4	242,13 €	124,30 €	2.923,44 €	3.289,87 €	21,93	D.4	365,03 €	39,16 €	236,31 €	144,92 €	2.694,92 €	3.480,33 €	23,20	190,46 €	6%	1,27
250	43,0%	1,59	3.4	403,54 €	207,17 €	4.224,64 €	4.835,36 €	19,34	D.4	608,38 €	65,27 €	393,84 €	241,54 €	4.128,42 €	5.437,45 €	21,75	602,09 €	12%	2,41
500	42,0%	3,26	3.4	826,34 €	424,99 €	7.477,64 €	8.728,97 €	17,46	D.5	1.246,08 €	130,53 €	807,64 €	495,20 €	9.885,65 €	12.565,09 €	25,13	3.836,12 €	44%	7,67
1.000	42,0%	6,53	3.4	1.652,68 €	849,98 €	13.983,64 €	16.486,30 €	16,49	D.5	2.492,15 €	261,07 €	1.615,27 €	990,40 €	17.108,15 €	22.467,04 €	22,47	5.980,74 €	36%	5,98
1.500	42,0%	9,79	3.4	2.479,01 €	1.274,97 €	20.489,64 €	24.243,63 €	16,16	D.5	3.738,23 €	391,60 €	2.422,91 €	1.485,60 €	24.330,65 €	32.368,99 €	21,58	8.125,36 €	34%	5,42
2.000	46,6%	11,76	3.4	2.998,89 €	1.530,45 €	26.995,64 €	31.524,98 €	15,76	D.6	4.517,58 €	522,13 €	2.912,91 €	1.787,79 €	30.734,22 €	40.474,63 €	20,24	8.949,66 €	28%	4,47
3.000	46,6%	17,64	3.4	4.498,33 €	2.295,67 €	40.007,64 €	46.801,64 €	15,60	D.6	6.776,37 €	783,20 €	4.369,37 €	2.681,68 €	39.436,22 €	54.046,84 €	18,02	7.245,20 €	15%	2,42
3.500	46,6%	20,57	3.4	5.248,05 €	2.678,29 €	46.513,64 €	54.439,98 €	15,55	D.6	7.905,77 €	913,73 €	5.097,60 €	3.128,63 €	43.787,22 €	60.832,94 €	17,38	6.392,97 €	12%	1,83
4.000	46,6%	23,51	3.4	5.997,77 €	3.060,90 €	53.019,64 €	62.078,31 €	15,52	D.6	9.035,16 €	1.044,26 €	5.825,82 €	3.575,58 €	48.138,22 €	67.619,05 €	16,90	5.540,73 €	9%	1,39
4.500	46,6%	26,45	3.4	6.747,49 €	3.443,51 €	59.525,64 €	69.716,64 €	15,49	D.6	10.164,56 €	1.174,79 €	6.554,05 €	4.022,52 €	52.489,22 €	74.405,15 €	16,53	4.688,50 €	7%	1,04
5.000	85,0%	16,12	3.4	4.372,81 €	2.097,92 €	66.031,64 €	72.502,37 €	14,50	D.6	6.535,72 €	1.305,33 €	4.044,02 €	2.501,72 €	56.840,22 €	71.227,01 €	14,25	-1.275,36 €	-2%	-0,26
5.500	85,0%	17,73	3.4	4.810,09 €	2.307,71 €	72.537,64 €	79.655,45 €	14,48	D.7	7.189,29 €	1.435,86 €	4.448,43 €	2.751,89 €	24.446,81 €	40.272,28 €	7,32	-39.383,17 €	-49%	-7,16
6.000	85,0%	19,34	3.4	5.247,37 €	2.517,51 €	79.043,64 €	86.808,52 €	14,47	D.7	7.842,86 €	1.566,39 €	4.852,83 €	3.002,06 €	26.669,25 €	43.933,39 €	7,32	-42.875,13 €	-49%	-7,15
7.000	85,0%	22,56	3.4	6.121,94 €	2.937,09 €	92.055,64 €	101.114,67 €	14,44	D.7	9.150,01 €	1.827,46 €	5.661,63 €	3.502,41 €	31.114,13 €	51.255,63 €	7,32	-49.859,04 €	-49%	-7,12
7.500	85,0%	24,17	3.4	6.559,22 €	3.146,88 €	98.561,64 €	108.267,74 €	14,44	D.7	9.803,58 €	1.957,99 €	6.066,04 €	3.752,58 €	33.336,56 €	54.916,74 €	7,32	-53.351,00 €	-49%	-7,11

Gráficos resumen:









En este segmento de clientes se produce un incremento importante para los clientes con peaje 3.4 que no superen 5 GWh/año, llegando a un incremento del +44% para clientes con 500 MWh/año, con incremento de costes de +7,7 euros/MWh.

En el escalón de consumo con mayor subida de costes se encuentran calefacciones centrales, sector turístico-hotelero, centros comerciales, edificios públicos e institucionales (centros educativos, asistenciales, instalaciones deportivas, etc), pequeñas industrias, pymes, que perderán competitividad y se verán incluso incentivados a cambiar a otros combustibles menos eficientes y más contaminantes (gasóleo, propano, etc), con los correspondientes efectos perjudiciales para la calidad del aire y los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero.

Esta subida de costes no solo lastrará la competitividad de empresas y PYMES, sino también sectores estratégicos para España (turístico-hotelero), las economías domésticas (caso de edificios de viviendas con calefacción central) y las cuentas públicas de las administraciones central, autonómicas y locales (edificios públicos e institucionales).

Por otro lado, la estructura propuesta supone bajadas de hasta un -59% (-59,2 euros/MWh) en clientes de muy bajo consumo (0,5 euros/MWh), los cuales no llegarán a cubrir con sus ingresos ni tan siquiera los costes de distribución asociados, como vemos a continuación:

Ingresos por peajes

Consumo MWh/año	Fijo €/mes	Variable €/MWh	Total Ingresos €/año
0,5	0,51	15,61	
€/año	6,16 €	7,81 €	13,96 €

Retribución al distribuidor

Consumo MWh/año	Fijo €/año	Variable €/MWh	Total Costes €/año
0,5	50,00	7,50	
€/año	50,00 €	3,75 €	53,75 €

Déficit por cliente/año	**-39,79 €**

Esta situación debería ser objeto de una reflexión más profunda por parte de la CNMC con objeto de no provocar distorsiones entre ingresos y gastos del sistema gasista, que pongan en riesgo el equilibrio-económico financiero alcanzado tras la reforma de 2014 gracias a las medidas dictadas por el Gobierno en el Real Decreto-

ley 8/2014 y la Ley 18/2014. Es más, cabría hacer una reflexión de si tras la reforma de 2014 es necesario y conveniente acometer en estos momentos nuevas reformas integrales en el sector gasista que pueden resultar perjudiciales para el conjunto de la sociedad.

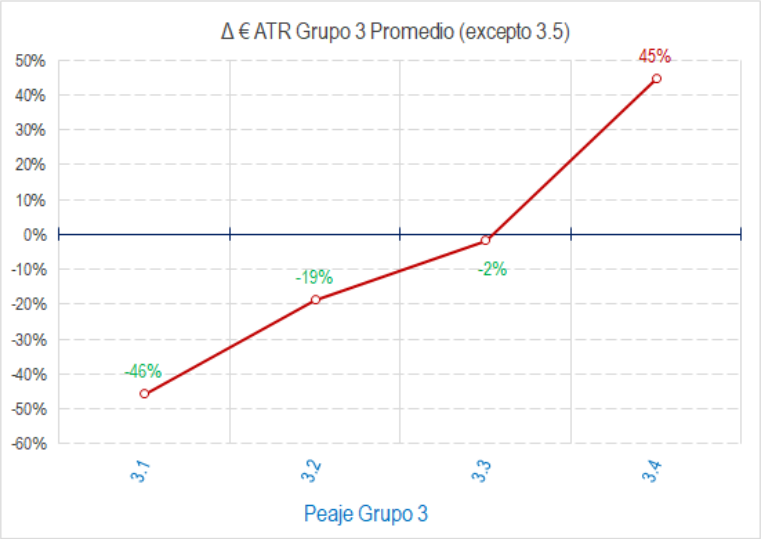
Si hacemos el análisis para los tamaños medios indicados en el *INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. Periodo: año 2018, Expediente IS/DE/007/19*, elaborado por la CNMC con fecha 25 de julio de 2019, obtenemos los siguientes resultados:

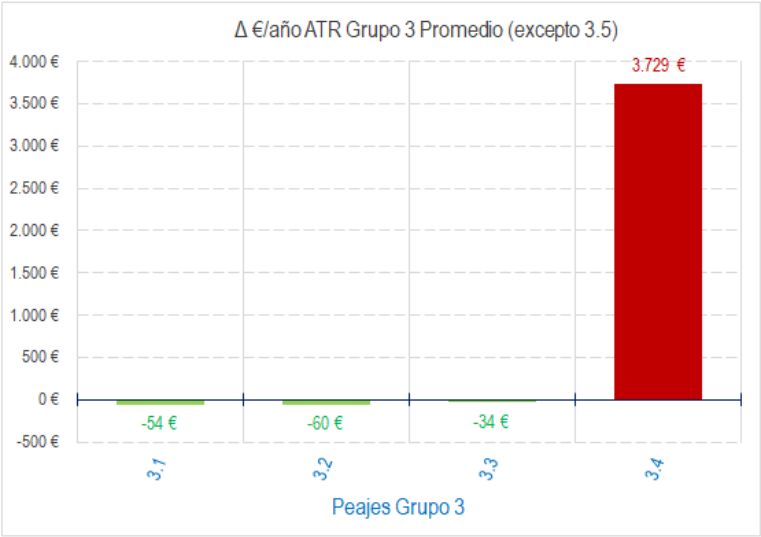
Fc	Memoria CNMC

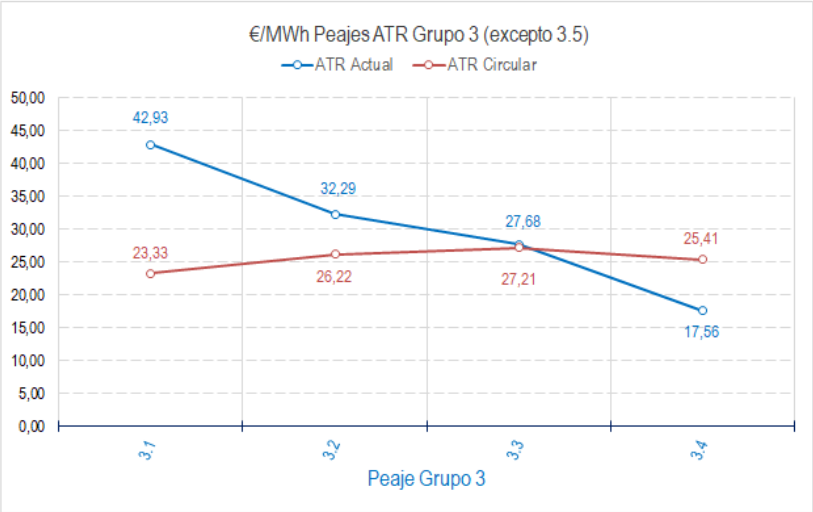
				PEAJES ACTUALES				
				Regasif.	Entrada PVI	Salida PVB	Suma Peajes	
Consumo	Fc	Capacidad		Total	Total	Total	ATR	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh
2,74	41,0%	0,02	3.1	4,63 €	2,38 €	110,61 €	117,61 €	42,93
9,82	37,4%	0,07	3.2	18,09 €	9,37 €	289,55 €	317,02 €	32,29
71	43,0%	0,45	3.3	115,16 €	59,12 €	1.800,48 €	1.974,76 €	27,68
475	42,0%	3,10	3.4	785,02 €	403,74 €	7.152,34 €	8.341,10 €	17,56

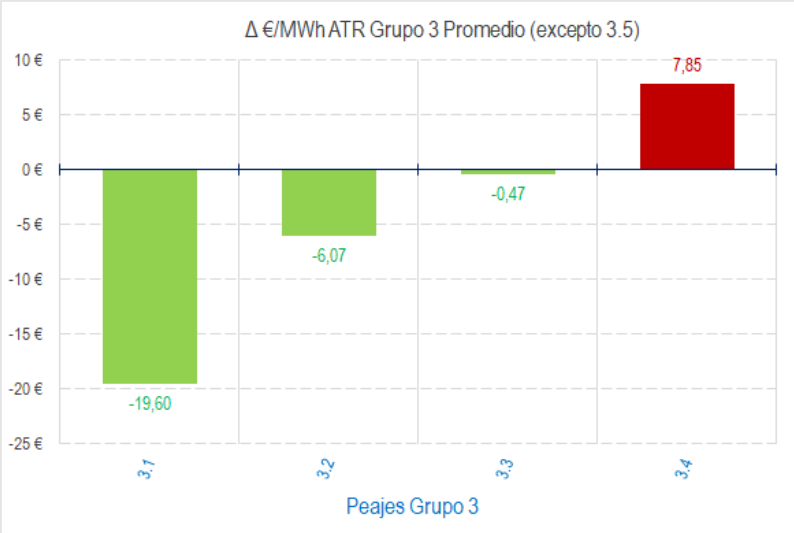
	PEAJES CIRCULAR CNMC							Total		
	Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes				
	Total	Total	Total	Total	Total	ATR				
Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
D.1	6,98 €	0,72 €	4,53 €	2,77 €	48,93 €	63,92 €	23,33	-53,69 €	-46%	-19,60
D.2	27,30 €	2,56 €	17,79 €	10,90 €	198,88 €	257,43 €	26,22	-59,59 €	-19%	-6,07
D.4	173,61 €	18,63 €	112,39 €	68,93 €	1.567,37 €	1.940,93 €	27,21	-33,83 €	-2%	-0,47
D.5	1.183,77 €	124,01 €	767,25 €	470,44 €	9.524,52 €	12.070,00 €	25,41	3.728,89 €	45%	7,85

Gráficos resumen:









Es decir, los clientes con peaje 3.4 (un total de 51.874 clientes a final de 2018) verán cómo, de media, sus costes de acceso a la red se incrementarán un +45%, con impactos negativos en sus cuentas por aumentos de costes superiores a +3.700 euros/año (+7,85 euros/MWh), impactando negativamente en la competitividad de la mediana industria, pymes, economías domésticas y presupuestos de las administraciones públicas.

6.4. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 3 (excepto 3.5) suministrados desde planta satélite de GNL conectada a red de distribución.

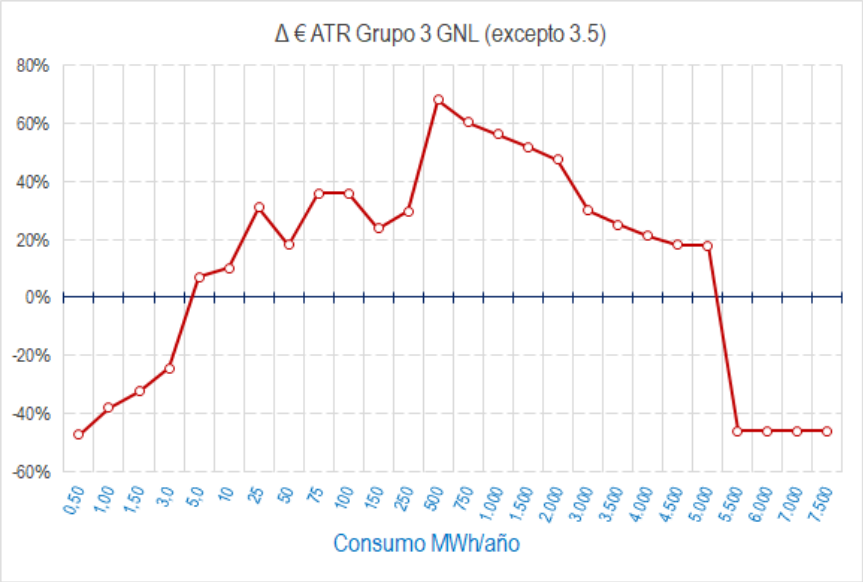
Como complemento al punto anterior se realiza el mismo ejercicio para clientes conectados a red de distribución suministrada desde planta satélite de GNL.

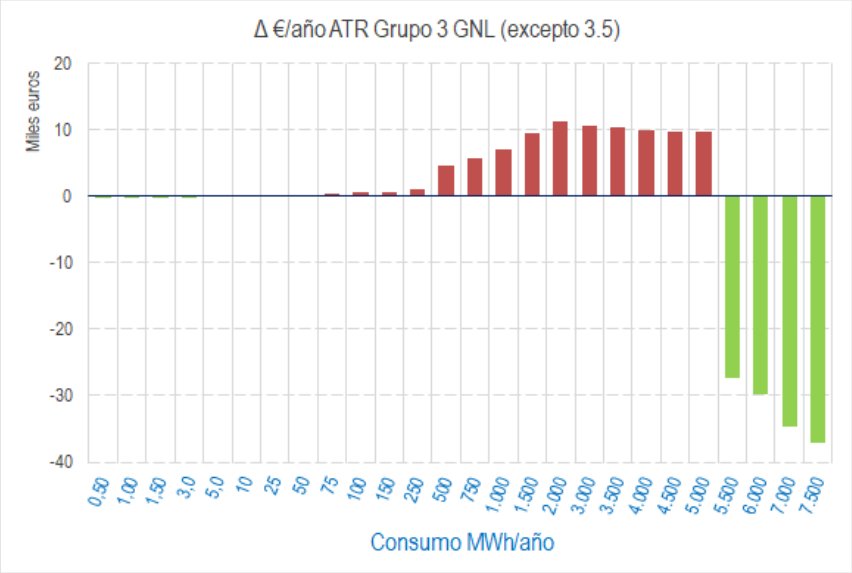
Resultados en función del consumo anual:

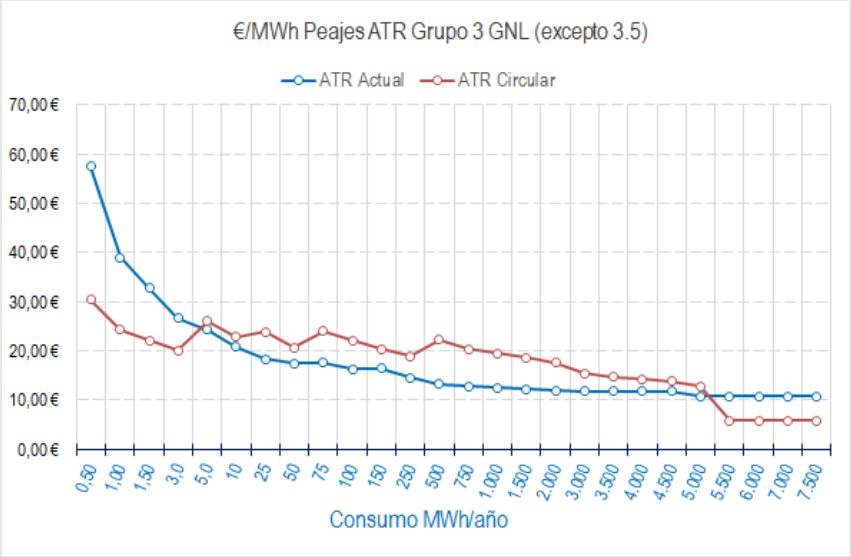
Fc	Memoria CNMC

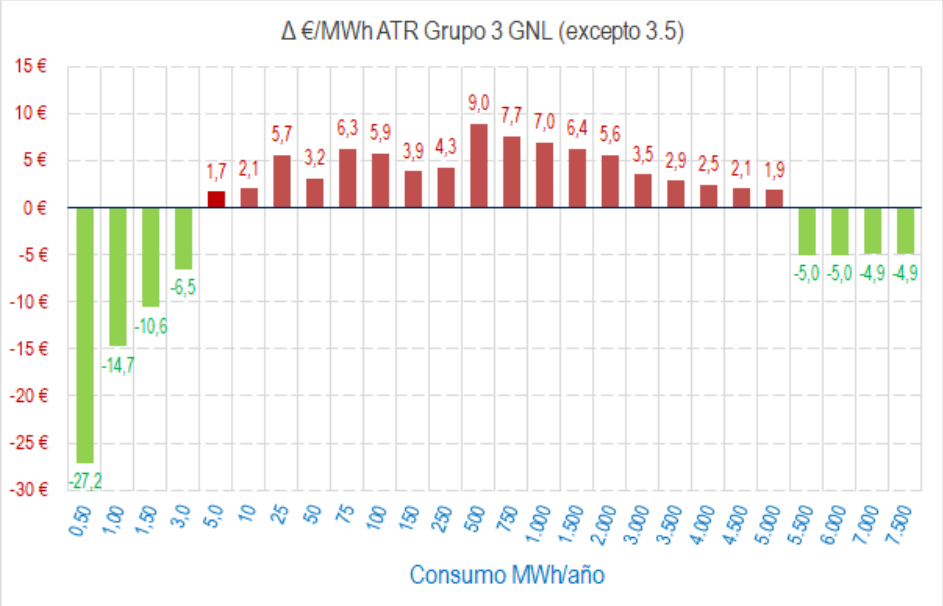
				PEAJES ACTUALES					PEAJES CIRCULAR CNMC							
				Carga Cisternas Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR			Carga Cisternas Total	Otros Regasif. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Total		
Consumo	Fc	Capacidad	Peaje					Peaje								
MWh/año	%	MWh/día		€/año	€/año	€/año	€/MWh		€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
0,50	41,0%	0,00	3.1	1,24 €	27,54 €	28,78 €	57,56	D.1	1,11 €	0,13 €	13,96 €	15,20 €	30,40	-13,58 €	-47%	-27,16
1,00	41,0%	0,01	3.1	2,48 €	36,50 €	38,98 €	38,98	D.1	2,22 €	0,26 €	21,77 €	24,25 €	24,25	-14,74 €	-38%	-14,74
1,50	41,0%	0,01	3.1	3,72 €	45,47 €	49,19 €	32,79	D.1	3,33 €	0,39 €	29,57 €	33,29 €	22,19	-15,89 €	-32%	-10,60
3,0	41,0%	0,02	3.1	7,44 €	72,35 €	79,79 €	26,60	D.1	6,66 €	0,78 €	52,99 €	60,43 €	20,14	-19,36 €	-24%	-6,45
5,0	37,4%	0,04	3.1	13,53 €	108,20 €	121,73 €	24,35	D.2	12,13 €	1,31 €	117,03 €	130,46 €	26,09	8,73 €	7%	1,75
10	37,4%	0,07	3.2	27,06 €	180,57 €	207,63 €	20,76	D.2	24,25 €	2,61 €	201,95 €	228,81 €	22,88	21,18 €	10%	2,12
25	36,2%	0,19	3.2	69,70 €	387,33 €	457,03 €	18,28	D.3	62,49 €	6,53 €	529,59 €	598,61 €	23,94	141,58 €	31%	5,66
50	36,2%	0,38	3.2	139,40 €	731,93 €	871,33 €	17,43	D.3	124,99 €	13,05 €	891,94 €	1.029,98 €	20,60	158,66 €	18%	3,17
75	43,0%	0,48	3.3	177,86 €	1.145,40 €	1.323,26 €	17,64	D.4	159,07 €	19,58 €	1.619,79 €	1.798,44 €	23,98	475,18 €	36%	6,34
100	43,0%	0,64	3.3	237,15 €	1.393,60 €	1.630,75 €	16,31	D.4	212,09 €	26,11 €	1.978,17 €	2.216,37 €	22,16	585,62 €	36%	5,86
150	43,0%	0,95	3.4	355,73 €	2.110,72 €	2.466,45 €	16,44	D.4	318,14 €	39,16 €	2.694,92 €	3.052,22 €	20,35	585,77 €	24%	3,91
250	43,0%	1,59	3.4	592,88 €	3.050,19 €	3.643,07 €	14,57	D.4	530,23 €	65,27 €	4.128,42 €	4.723,92 €	18,90	1.080,85 €	30%	4,32
500	42,0%	3,26	3.4	1.214,03 €	5.398,86 €	6.612,89 €	13,23	D.5	1.086,19 €	130,53 €	9.885,65 €	11.102,37 €	22,20	4.489,48 €	68%	8,98
750	42,0%	4,90	3.4	1.821,05 €	7.747,52 €	9.568,57 €	12,76	D.5	1.629,28 €	195,80 €	13.496,90 €	15.321,98 €	20,43	5.753,41 €	60%	7,67
1.000	42,0%	6,53	3.4	2.428,06 €	10.096,19 €	12.524,25 €	12,52	D.5	2.172,37 €	261,07 €	17.108,15 €	19.541,59 €	19,54	7.017,33 €	56%	7,02
1.500	42,0%	9,79	3.4	3.642,09 €	14.793,52 €	18.435,61 €	12,29	D.5	3.258,56 €	391,60 €	24.330,65 €	27.980,80 €	18,65	9.545,19 €	52%	6,36
2.000	46,6%	11,76	3.4	4.405,99 €	19.490,85 €	23.896,84 €	11,95	D.6	3.935,31 €	522,13 €	30.734,22 €	35.191,66 €	17,60	11.294,82 €	47%	5,65
3.000	46,6%	17,64	3.4	6.608,98 €	28.885,52 €	35.494,50 €	11,83	D.6	5.902,96 €	783,20 €	39.436,22 €	46.122,38 €	15,37	10.627,89 €	30%	3,54
3.500	46,6%	20,57	3.4	7.710,48 €	33.582,85 €	41.293,32 €	11,80	D.6	6.886,79 €	913,73 €	43.787,22 €	51.587,74 €	14,74	10.294,42 €	25%	2,94
4.000	46,6%	23,51	3.4	8.811,97 €	38.280,18 €	47.092,15 €	11,77	D.6	7.870,62 €	1.044,26 €	48.138,22 €	57.053,10 €	14,26	9.960,95 €	21%	2,49
4.500	46,6%	26,45	3.4	9.913,47 €	42.977,51 €	52.890,98 €	11,75	D.6	8.854,45 €	1.174,79 €	52.489,22 €	62.518,46 €	13,89	9.627,48 €	18%	2,14
5.000	85,0%	16,12	3.4	6.425,86 €	47.674,84 €	54.100,71 €	10,82	D.6	5.664,13 €	1.305,33 €	56.840,22 €	63.809,68 €	12,76	9.708,97 €	18%	1,94
5.500	85,0%	17,73	3.4	7.068,45 €	52.372,18 €	59.440,62 €	10,81	D.7	6.230,54 €	1.435,86 €	24.446,81 €	32.113,21 €	5,84	-27.327,41 €	-46%	-4,97
6.000	85,0%	19,34	3.4	7.711,03 €	57.069,51 €	64.780,54 €	10,80	D.7	6.796,95 €	1.566,39 €	26.669,25 €	35.032,60 €	5,84	-29.747,95 €	-46%	-4,96
7.000	85,0%	22,56	3.4	8.996,21 €	66.464,17 €	75.460,38 €	10,78	D.7	7.929,78 €	1.827,46 €	31.114,13 €	40.871,36 €	5,84	-34.589,02 €	-46%	-4,94
7.500	85,0%	24,17	3.4	9.638,79 €	71.161,50 €	80.800,30 €	10,77	D.7	8.496,19 €	1.957,99 €	33.336,56 €	43.790,74 €	5,84	-37.009,55 €	-46%	-4,93

Gráficos resumen:




Δ €/año ATR Grupo 3 GNL (excepto 3.5)
Miles euros
20
10
0
-10
-20
-30
-40
0,50 1,00 1,50 3,0 5,0 10 25 50 75 100 150 250 500 750 1.000 1.500 2.000 3.000 3.500 4.000 4.500 5.000 5.500 6.000 7.000 7.500
Consumo MWh/año


€/MWh Peajes ATR Grupo 3 GNL (excepto 3.5)
ATR Actual
ATR Circular
70,00 €
60,00 €
50,00 €
40,00 €
30,00 €
20,00 €
10,00 €
0,00 €
0,50 1,00 1,50 3,0 5,0 10 25 50 75 100 150 250 500 750 1.000 1.500 2.000 3.000 3.500 4.000 4.500 5.000 5.500 6.000 7.000 7.500
Consumo MWh/año


Δ €/MWh ATR Grupo 3 GNL (excepto 3.5)
15 €
10 €
5 €
0 €
-5 €
-10 €
-15 €
-20 €
-25 €
-30 €
-27,2
-14,7
-10,6
-6,5
1,7
2,1
5,7
3,2
6,3
5,9
3,9
4,3
9,0
7,7
7,0
6,4
5,6
3,5
2,9
2,5
2,1
1,9
-5,0
-5,0
-4,9
-4,9
0,50 1,00 1,50 3,0 5,0 10 25 50 75 100 150 250 500 750 1.000 1.500 2.000 3.000 3.500 4.000 4.500 5.000 5.500 6.000 7.000 7.500
Consumo MWh/año

En este caso, se produce un incremento de costes para todos los clientes excepto los de peaje 3.1 con consumo hasta 3 MWh/año (futuro peaje D1) y los de peaje 3.4 con consumo superior a 5 GWh/año (futuro peaje D7). Esta situación se explica porque el sistema actual de peajes contempla unos coeficientes reductores, de aplicación al término de conducción, para clientes en redes de distribución alimentadas por planta satélite, mientras que la nueva estructura de peajes elimina estos coeficientes.

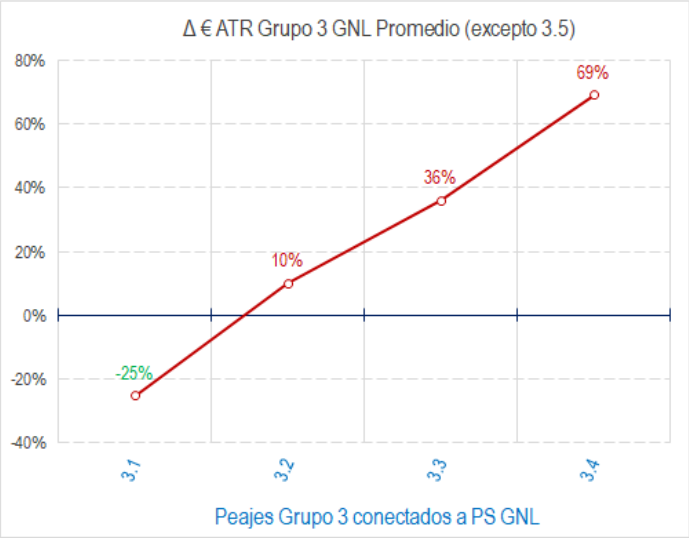
Realizando el mismo ejercicio para los tamaños medios:

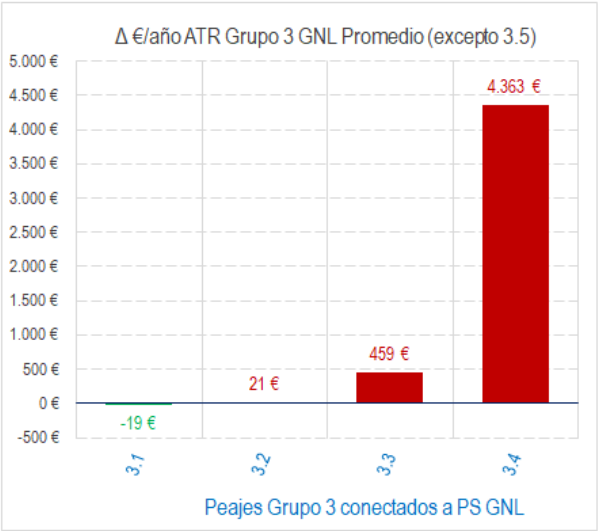
Fc	Memoria CNMC

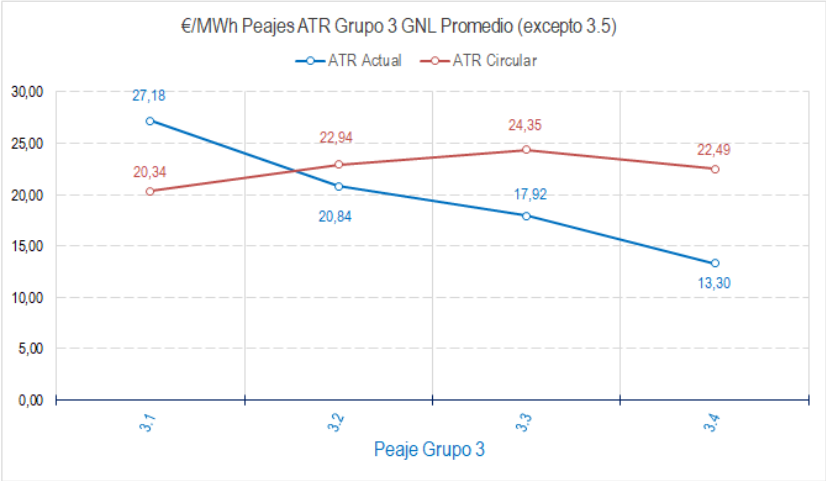
				PEAJES ACTUALES			
				arga Cisterna	Salida PVB	Suma Peajes	
Consumo	Fc	Capacidad	Peaje	Total	Total	ATR	
MWh/año	%	MWh/día		€/año	€/año	€/año	€/MWh
2,74	41,0%	0,02	3.1	6,80 €	67,69 €	74,49 €	27,18
9,82	37,4%	0,07	3.2	26,57 €	178,08 €	204,65 €	20,84
71,34	43,0%	0,45	3.3	169,19 €	1.109,09 €	1.278,28 €	17,92
475	42,0%	3,10	3.4	1.153,33 €	5.163,99 €	6.317,32 €	13,30

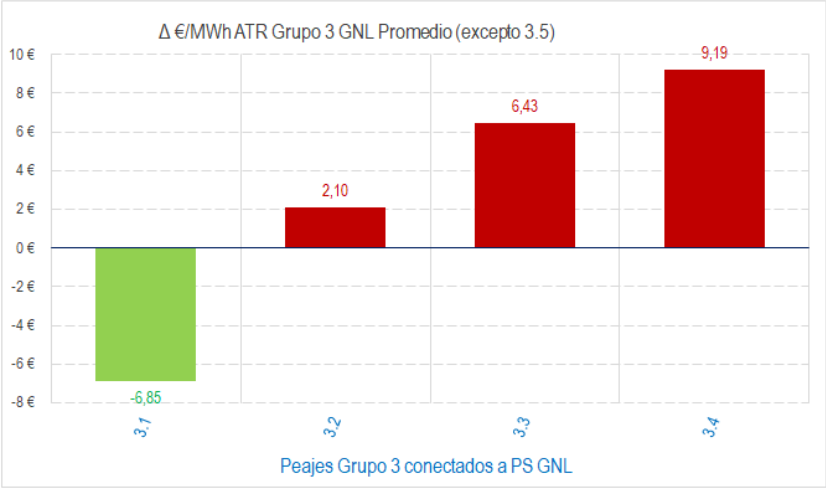
	PEAJES CIRCULAR CNMC					Total		
	Carga Cisternas	tros Regas	Red Local	Suma Peajes				
	Total	Total	Total	ATR				
Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
D.1	6,08 €	0,72 €	48,93 €	55,72 €	20,34	-18,76 €	-25%	-6,85
D.2	23,82 €	2,56 €	198,88 €	225,25 €	22,94	20,61 €	10%	2,10
D.4	151,31 €	18,63 €	1.567,37 €	1.737,31 €	24,35	459,03 €	36%	6,43
D.5	1.031,88 €	124,01 €	9.524,52 €	10.680,41 €	22,49	4.363,09 €	69%	9,19

Gráficos resumen:









En el caso de clientes conectados a red de distribución alimentada desde planta satélite de GNL no son ya únicamente los acogidos al peaje 3.4 los que verán incrementados sus costes de acceso a las infraestructuras gasistas (en este caso en un +69% para el tamaño medio de 475 MWh/año), sino también los clientes comerciales de consumo medio-bajo (subida de +36% para el tamaño medio 3.3 con 71,3 MWh/año) y los consumidores domésticos con calefacción individual (subida de +10% para el tamaño medio 3.2 con 9,8 MWh/año).

Por tanto, la nueva estructura de peajes tiene un efecto negativo para los clientes que va aumentando a medida que sube su consumo, siendo estos clientes los que, paradójicamente, generan mayores ingresos al sistema, provocando incentivos a los clientes que menos ingresos aportan al sistema gasista.

6.5. Impacto sobre clientes con posibilidad de desconexión de red e instalar planta satélite de GNL monocliente propia.

Finalmente, se ha hecho un análisis de las diferencias de costes que, con la nueva estructura de peajes, tendrían aquellos clientes que puedan desconectarse de la red de gas natural y montar una planta satélite de GNL monocliente propia.

Se ha analizado la situación para los clientes que mayor incremento van a experimentar en sus peajes, los que actualmente tienen peaje del grupo 2 y consumo inferior a 75 GWh/año (ver punto 3.1. Impacto sobre clientes acogidos al grupo 2).

En general se trata de industrias, empresas u organismos públicos con disponibilidad de terrenos para instalación de su propia planta satélite de GNL que les permita la desconexión de la red.

En este caso se ha tomado una distancia a planta regasificadora (para carga de cisternas) de 250 km y unos costes estimados de gestión de planta y existencias, transporte de GNL por carretera y descargas de 0,05 euros/Tm km.

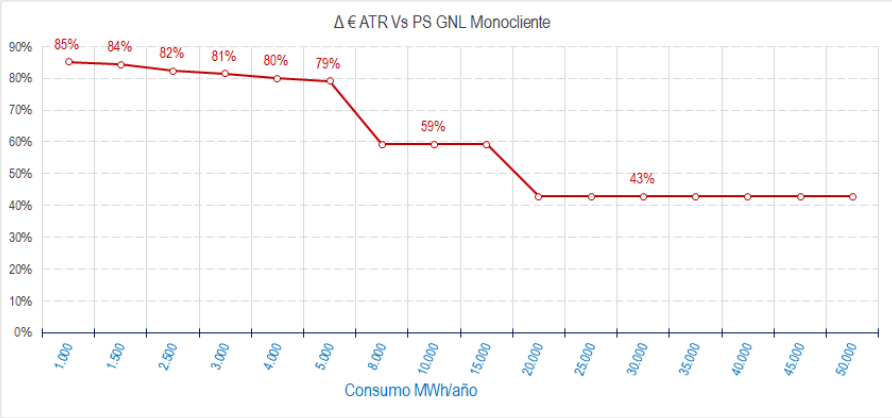
También se ha estimado un factor de carga del 85% por tratarse de clientes con capacidad para optimizar su contratación de caudal máximo al objeto de no incurrir en penalizaciones por exceso o defecto de caudal contratado.

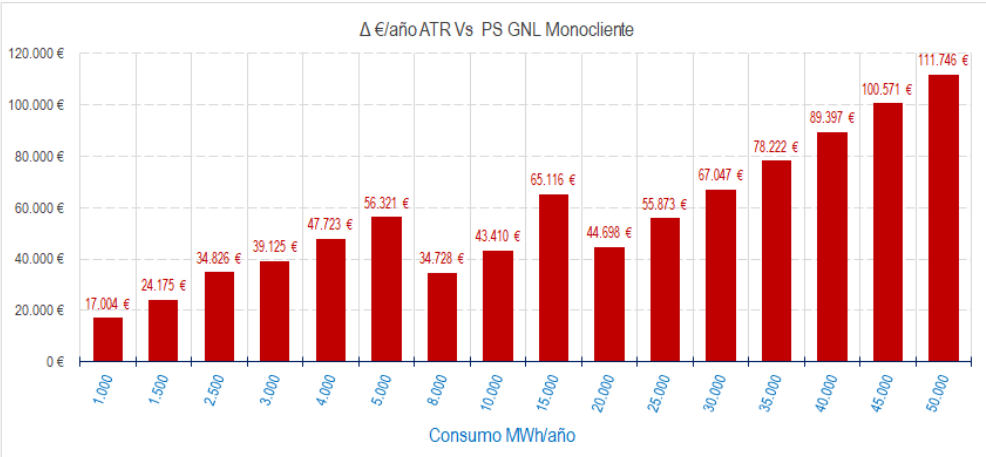
Resultados:

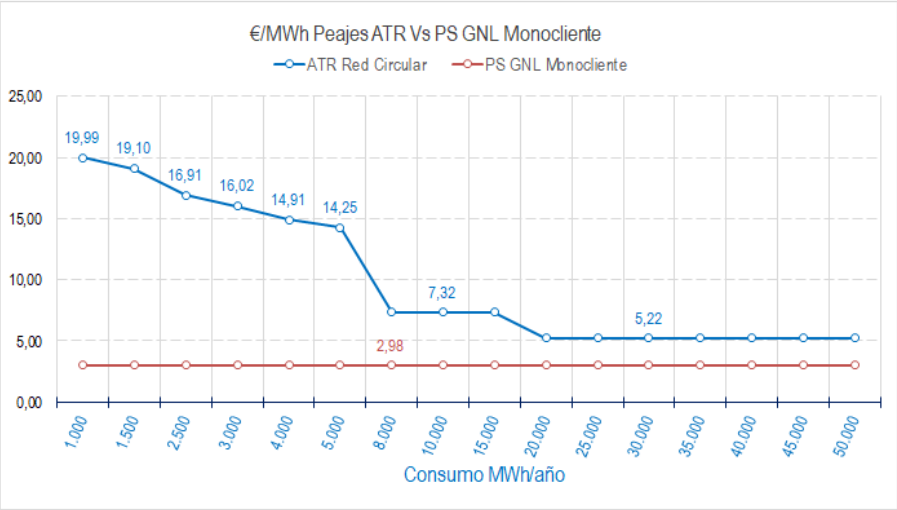
Fc	85%
km hasta Planta	250

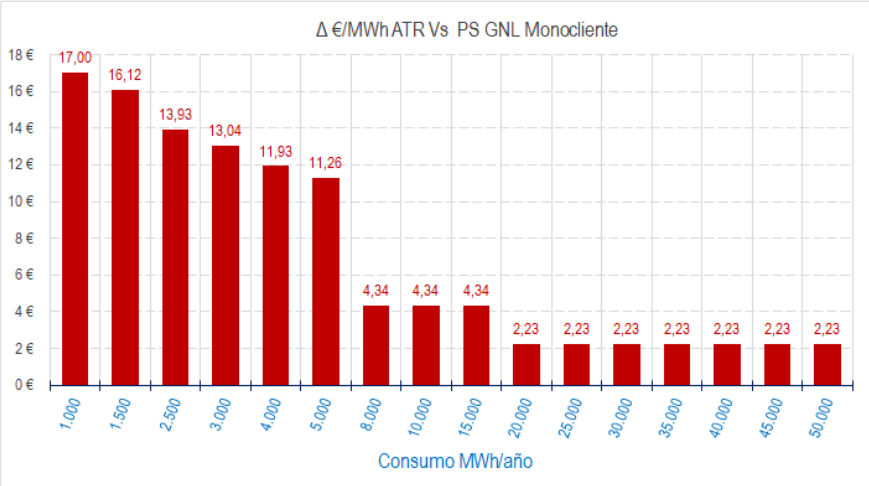
				PEAJES CIRCULAR CNMC							PLANTA SATÉLITE MONOCLIENTE					Total		
				Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Carga Cisternas Total	Otros Regasif. Total	Tpte. Carretera Total	Suma Costes PS GNL ATR				
Consumo	Fc	Capacidad																
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
1.000	85,0%	3,22	D.5	1.307,14 €	261,07 €	808,80 €	500,34 €	17.108,15 €	19.985,51 €	19,99	1.132,83 €	261,07 €	1.587,30 €	2.981,19 €	2,98	17.004,31 €	85%	17,00
1.500	85,0%	4,83	D.5	1.960,72 €	391,60 €	1.213,21 €	750,52 €	24.330,65 €	28.646,68 €	19,10	1.699,24 €	391,60 €	2.380,95 €	4.471,79 €	2,98	24.174,90 €	84%	16,12
2.500	85,0%	8,06	D.6	3.267,86 €	652,66 €	2.022,01 €	1.250,86 €	35.085,22 €	42.278,62 €	16,91	2.832,06 €	652,66 €	3.968,25 €	7.452,98 €	2,98	34.825,64 €	82%	13,93
3.000	85,0%	9,67	D.6	3.921,43 €	783,20 €	2.426,41 €	1.501,03 €	39.436,22 €	48.068,30 €	16,02	3.398,48 €	783,20 €	4.761,90 €	8.943,58 €	2,98	39.124,72 €	81%	13,04
4.000	85,0%	12,89	D.6	5.228,58 €	1.044,26 €	3.235,22 €	2.001,38 €	48.138,22 €	59.647,65 €	14,91	4.531,30 €	1.044,26 €	6.349,21 €	11.924,77 €	2,98	47.722,88 €	80%	11,93
5.000	85,0%	16,12	D.6	6.535,72 €	1.305,33 €	4.044,02 €	2.501,72 €	56.840,22 €	71.227,01 €	14,25	5.664,13 €	1.305,33 €	7.936,51 €	14.905,96 €	2,98	56.321,05 €	79%	11,26
8.000	85,0%	25,79	D.7	10.457,15 €	2.088,52 €	6.470,44 €	4.002,75 €	35.559,00 €	58.577,86 €	7,32	9.062,61 €	2.088,52 €	12.698,41 €	23.849,54 €	2,98	34.728,32 €	59%	4,34
10.000	85,0%	32,23	D.7	13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32	11.328,26 €	2.610,65 €	15.873,02 €	29.811,92 €	2,98	43.410,40 €	59%	4,34
15.000	85,0%	48,35	D.7	19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32	16.992,39 €	3.915,98 €	23.809,52 €	44.717,89 €	2,98	65.115,60 €	59%	4,34
20.000	85,0%	64,46	D.8	26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22	22.656,52 €	5.221,30 €	31.746,03 €	59.623,85 €	2,98	44.698,25 €	43%	2,23
25.000	85,0%	80,58	D.8	32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22	28.320,65 €	6.526,63 €	39.682,54 €	74.529,81 €	2,98	55.872,82 €	43%	2,23
30.000	85,0%	96,70	D.8	39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22	33.984,77 €	7.831,95 €	47.619,05 €	89.435,77 €	2,98	67.047,38 €	43%	2,23
35.000	85,0%	112,81	D.8	45.750,04 €	9.137,28 €	28.308,16 €	17.512,03 €	81.856,17 €	182.563,68 €	5,22	39.648,90 €	9.137,28 €	55.555,56 €	104.341,73 €	2,98	78.221,95 €	43%	2,23
40.000	85,0%	128,93	D.8	52.285,76 €	10.442,60 €	32.352,19 €	20.013,75 €	93.549,91 €	208.644,20 €	5,22	45.313,03 €	10.442,60 €	63.492,06 €	119.247,70 €	2,98	89.396,51 €	43%	2,23
45.000	85,0%	145,04	D.8	58.821,48 €	11.747,93 €	36.396,21 €	22.515,47 €	105.243,65 €	234.724,73 €	5,22	50.977,16 €	11.747,93 €	71.428,57 €	134.153,66 €	2,98	100.571,07 €	43%	2,23
50.000	85,0%	161,16	D.8	65.357,20 €	13.053,25 €	40.440,23 €	25.017,19 €	116.937,39 €	260.805,26 €	5,22	56.641,29 €	13.053,25 €	79.365,08 €	149.059,62 €	2,98	111.745,64 €	43%	2,23

Gráficos resumen:









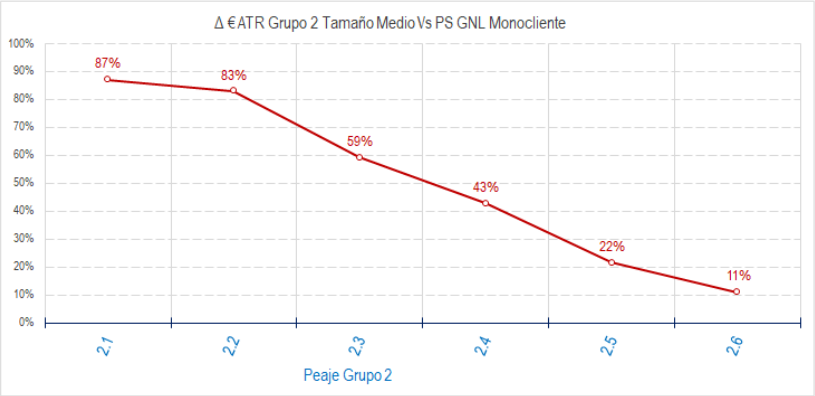
Por tanto, los clientes que dispongan de terrenos para la instalación de una planta satélite de GNL monocliente propia tendrán un fuerte incentivo a la desconexión de la red (ahorros entre el -85% y el -43% en los costes de acceso a las infraestructuras gasistas y servicios que les permiten la disponibilidad de gas), con ahorros de costes que van desde -17.000 hasta más de -111.000 euros al año. Siendo los clientes con consumos entre 1 y 5 GWh/año los que pueden llegar a bajar entre -17,00 y -11,26 euros/MWh los costes de acceso a infraestructuras gasistas y servicios asociados al suministro.

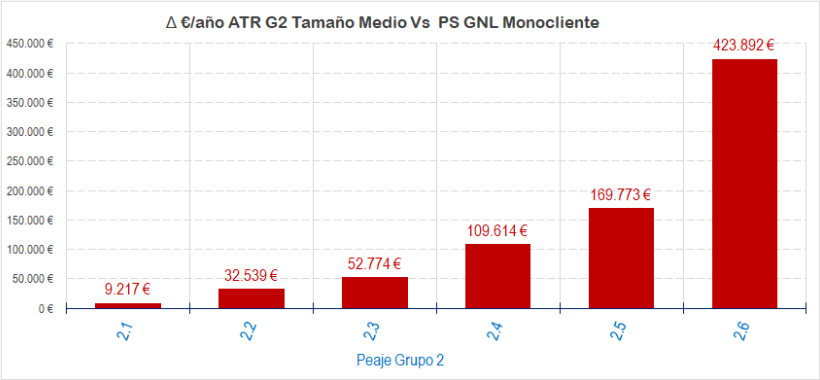
Haciendo los cálculos para los tamaños medios de 2018 obtenemos los siguientes valores:

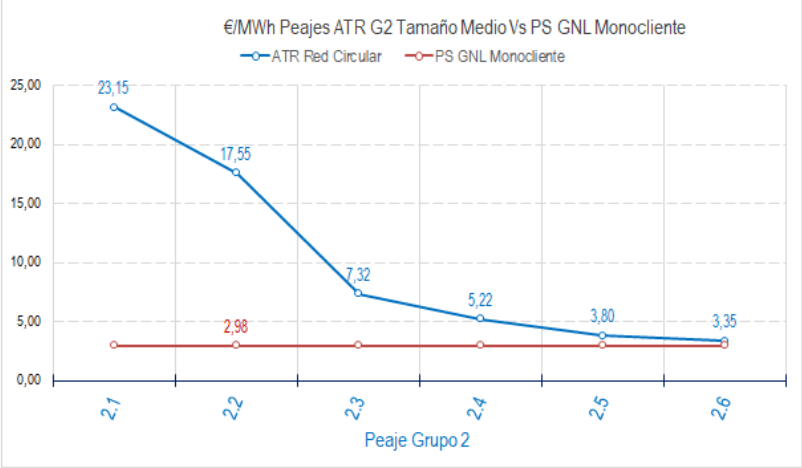
Fc	85%
km hasta Planta	250

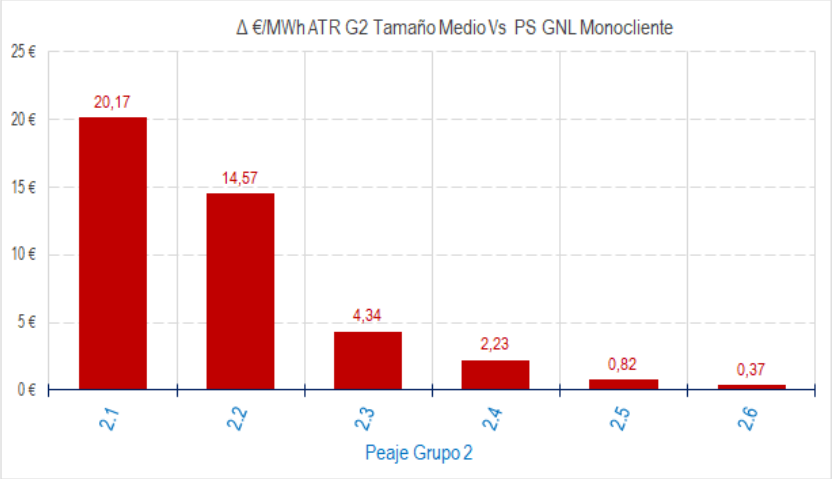
					PEAJES CIRCULAR CNMC							PLANTA SATÉLITE MONOCLIENTE					Total		
					Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Carga Cisternas Total	Otros Regasif. Total	Tpte. Carretera Total	Suma Costes PS GNL ATR				
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje 1	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
457	85,0%	1,47	2.1	D.5	597,36 €	119,31 €	369,62 €	228,66 €	9.264,51 €	10.579,47 €	23,15	517,70 €	119,31 €	725,40 €	1.362,40 €	2,98	9.217,06 €	87%	20,17
2.234	85,0%	7,20	2.2	D.6	2.920,16 €	583,22 €	1.806,87 €	1.117,77 €	32.770,49 €	39.198,51 €	17,55	2.530,73 €	583,22 €	3.546,03 €	6.659,98 €	2,98	32.538,52 €	83%	14,57
12.157	85,0%	39,18	2.3	D.7	15.890,95 €	3.173,77 €	9.832,64 €	6.082,68 €	54.036,35 €	89.016,38 €	7,32	13.771,76 €	3.173,77 €	19.296,83 €	36.242,36 €	2,98	52.774,02 €	59%	4,34
49.046	85,0%	158,09	2.4	D.8	64.110,18 €	12.804,19 €	39.668,63 €	24.539,86 €	114.706,22 €	255.829,09 €	5,22	55.560,58 €	12.804,19 €	77.850,79 €	146.215,56 €	2,98	109.613,53 €	43%	2,23
206.507	85,0%	665,61	2.5	D.10	269.934,37 €	53.911,75 €	167.023,83 €	103.324,49 €	191.215,66 €	785.410,10 €	3,80	233.936,46 €	53.911,75 €	327.788,89 €	615.637,10 €	2,98	169.773,00 €	22%	0,82
1.144.703	85,0%	3.689,61	2.6	D.11	1.496.291,55 €	298.841,89 €	925.841,14 €	572.745,00 €	542.752,49 €	3.836.472,06 €	3,35	1.296.749,11 €	298.841,89 €	1.816.988,89 €	3.412.579,89 €	2,98	423.892,17 €	11%	0,37

Gráficos resumen:









Por tanto, si tenemos en cuenta el análisis realizado anteriormente para el segmento de clientes industriales y empresas acogidos a peajes del grupo 2 a finales de 2018, en el que el 99,2% de los clientes (3.853 en términos absolutos) verían incrementados sus costes, la metodología recogida en la Propuesta de Circular implica un riesgo real de que estos clientes adopten la medida de desconectarse de las redes de gas natural e instalen una planta satélite monocliente propia, con los siguientes efectos inmediatos:

- Aumento del transporte pesado por carreteras.
- Aumento del transporte de mercancías peligrosas por carreteras.
- Aumento del almacenamiento de gases combustibles en las industrias.
- Aumento de las emisiones contaminantes y de efecto invernadero.
- Reducción de ingresos del sistema gasista.
- Pérdida del equilibrio económico-financiero del sistema gasista.

6.6. Efecto de la evolución de los peajes a lo largo del periodo 2020-2026.

Si bien la evolución de los peajes a lo largo del periodo mitigará el impacto inicial, no corrige la discriminación y falta de proporcionalidad entre los distintos tipos de clientes.

Como muestra se ha calculado el impacto sobre los distintos clientes considerando los tamaños medios de 2018 y el promedio de peajes del periodo 2020 a 2026, de este modo se obtienen los siguientes resultados:

Peaje	Tamaño Medio	Periodo	Nuevo Peaje	% Δ ATR	Δ €/MWh Promedio
2.1	457	oct-2020 a oct-2026	D.5	46%	6,04
2.2	2.234	oct-2020 a oct-2026	D.6	160%	8,77
2.3	12.157	oct-2020 a oct-2026	D.7	33%	1,43
2.4	49.046	oct-2020 a oct-2026	D.8	-1%	-0,02
2.5	206.507	oct-2020 a oct-2026	D.10	-24%	-0,90
2.6	1.144.703	oct-2020 a oct-2026	D.11	-29%	-1,01
3.1	2,74	oct-2020 a oct-2026	D.1	-56%	-23,84
3.2	9,82	oct-2020 a oct-2026	D.2	-34%	-10,83
3.3	71,34	oct-2020 a oct-2026	D.4	-19%	-5,38
3.4	475	oct-2020 a oct-2026	D.5	18%	3,21
3.1 PS GNL de distribución	2,74	oct-2020 a oct-2026	D.1	-38%	-10,25
3.2 PS GNL de distribución	9,82	oct-2020 a oct-2026	D.2	-8%	-1,74
3.3 PS GNL de distribución	71,34	oct-2020 a oct-2026	D.4	13%	2,33
3.4 PS GNL de distribución	475	oct-2020 a oct-2026	D.5	40%	5,36

Sigue habiendo grandes diferencias en cuanto a la afección sobre los clientes.

Para el peaje 3.5 además se ve claramente el efecto de las discontinuidades en los cambios de escalón de consumo, precisamente en el entorno del tamaño medio de 2018 (de 15.000 a 15.614 MWh/año):

Peaje	Tamaño Medio	Periodo	Nuevo Peaje	% Δ ATR	Δ €/MWh Promedio
3.5 sin consumo nocturno	15.000	oct-2020 a oct-2026	D.7	2%	0,12
3.5 sin consumo nocturno	15.614	oct-2020 a oct-2026	D.8	-29%	-1,61
3.5 con 35% cons. Nocturno	15.000	oct-2020 a oct-2026	D.7	10%	0,52
3.5 con 35% cons. Nocturno	15.614	oct-2020 a oct-2026	D.8	-23%	-1,21

Por otro lado, la evolución de los peajes no consigue evitar el incentivo a las desconexiones de red en favor de las plantas satélite de GNL monoclientes (excepto para el peaje 2.6):

Peaje	Tamaño Medio	Periodo	Nuevo Peaje	% Δ ATR	Δ €/MWh Promedio
2.1 Vs PS Monocliente	457	oct-2020 a oct-2026	D.5	86%	16,39
2.2 Vs PS Monocliente	2.234	oct-2020 a oct-2026	D.6	81%	11,60
2.3 Vs PS Monocliente	12.157	oct-2020 a oct-2026	D.7	53%	3,06
2.4 Vs PS Monocliente	49.046	oct-2020 a oct-2026	D.8	33%	1,33
2.5 Vs PS Monocliente	206.507	oct-2020 a oct-2026	D.10	6%	0,18
2.6 Vs PS Monocliente	1.144.703	oct-2020 a oct-2026	D.11	-7%	-0,18

El detalle de los cálculos incluidos en este punto (6.6) se adjunta al final del documento como Anexo II: CÁLCULO DEL EFECTO DE LA EVOLUCIÓN DE LOS PEAJES EN EL PERIODO 2020-2026.

6.7. Conclusiones sobre el impacto de la metodología de peajes en los clientes.

A modo de resumen de los puntos anteriores (6.1 a 6.6) se pueden destacar las siguientes conclusiones, las cuales han sido elaboradas con las cifras obtenidas en

el análisis realizado, cuyos resultados han sido expuestos anteriormente en el punto correspondiente.

6.7.1. Pérdida de competitividad de la industria.

Las orientaciones de política energética dictadas por el Gobierno indican que "el diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial".

Sin embargo, la circular provoca un efecto contrario, ya que impacta de forma significativamente negativa en las industrias españolas con peajes 2,1, 2.2, 2.3, 2.4 y 2.5, 3.4 y 3.5, lastrando su competitividad internacional con las consiguientes implicaciones en términos de actividad industrial y empleo.

6.7.2. Impacto negativo las pymes, en el sector residencial y en el sector público.

El aumento de peajes (3.4 y 3.5) no solo impactará negativamente en la industria sino también en las pymes españolas, en sectores estratégicos para España como el turístico-hotelero, en edificios de viviendas con calefacción central y en el sector público (especialmente el sanitario por la subida de peajes para centros hospitalarios y asistenciales).

6.7.3. Impacto negativo en el desarrollo del gas natural vehicular.

Por el mismo motivo, la metodología propuesta pone en un serio riesgo el desarrollo del gas natural vehicular GNV, ya que las gasineras conectadas a red (gas natural comprimido, GNC) también se verán perjudicadas económicamente. Por ejemplo, una gasinera conectada a presión entre 4 y 60 bar y con un consumo de 5 GWh/año (peaje 2.2) experimentará una subida de peajes del +159% con un incremento en términos absolutos de 43.758 euros/año, por lo que el gas natural perderá competitividad con respecto a carburantes más contaminantes y de mayores emisiones de gases de efecto invernadero (diésel y gasolina).

6.7.4. Desincentivos a la sustitución de otros combustibles por gas natural.

Otra consecuencia directa es que no sólo se verán afectados clientes que ya tienen gas natural, sino aquellos otros suministros aún susceptibles de convertirse al gas natural, por ejemplo, calderas centrales de gasoil o carbón, que ya no verán atractivo el cambio y seguirán usando combustibles menos eficientes y más contaminantes provocando un deterioro en la calidad del aire de nuestras ciudades.

6.7.5. Incentivos a la sustitución de gas natural por otros combustibles.

Como hemos indicado, los clientes percibirán que el coste de su suministro de gas natural deja de ser competitivo y se plantearán su sustitución por otros combustibles que provocarán el aumento de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero.

6.7.6. Incentivos a la desconexión de red en favor de plantas satélite monocliente.

Como consecuencia de todo lo anterior, la metodología propuesta provoca incentivos económicos a la desconexión de la red y su sustitución por plantas satélite de GNL monocliente. En los polígonos industriales la mayoría de las empresas e industrias tendrán la posibilidad de instalar una planta monocliente de GNL en sus terrenos, por disponer de espacio para ello, haciendo que aumente ostensiblemente el tráfico pesado de camiones cisternas por carretera, el tránsito constante de mercancías peligrosas por carretera, además de un aumento de emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero.

En este punto cabe señalar que en 2018 el consumo de los 3.857 clientes acogidos suministrados en presiones entre 4 y 60 bar con peaje hasta el 2.5 fue de 90.330 GWh, para cuyo suministro sería preciso movilizar por carretera anualmente más de 286.764 camiones cisterna de 20 Tm de GNL (315 MWh).

6.7.7. Infrautilización de instalaciones del sistema gasista.

La metodología debería seguir las orientaciones de política energética, entre ellas: "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".

A pesar de ello la Propuesta de Circular pone en riesgo el uso de las infraestructuras existentes pues la subida de los peajes para la mayor parte de la industria (92,5% de los clientes acogidos al grupo 2) y suministros de consumo medio (peaje 3.5 hasta 15 GWh/año y peaje 3.4 con consumo hasta 5 GWh/año), hará que empresas e industrias afectadas por esta subida se planteen la desconexión de la red para optar por otros combustibles más contaminantes (propano, gasóleo, fuel-oil), o recurrir a otras alternativas como plantas satélite monocliente de gas natural licuado.

6.7.8. Riesgos para el equilibrio económico-financiero del sistema gasista.

La Ley 34/1998, establece que los precios de los peajes y cánones deberán cumplir 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.

Sin embargo, la nueva metodología provoca incentivos para los clientes de muy bajo consumo, que generan menos ingresos al sistema gasista, y provoca desincentivos para clientes de consumo medio que, con sus ingresos, permiten el equilibrio económico-financiero del sistema gasista.

De este modo se pone en riesgo la sostenibilidad del sistema gasista (incentivos a clientes de bajo consumo y a las desconexiones de red, infrautilización de infraestructuras, penalizaciones a clientes con consumos medios) con el consiguiente riesgo de tener que subir peajes para compensar la bajada de ingresos.

6.7.9. Incumplimiento del PENIEC y de las orientaciones de política energética.

Por todo lo anterior la circular es contraria a los objetivos medioambientales fijados en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) y a las orientaciones de política energética recogidas en la Orden TEC/406/2019.

7. PEAJES DE ACCESO A REDES LOCALES.

Por su importancia, procedemos a continuación a identificar errores, incertidumbres y aspectos de obligatoria mejora, relativos al peaje de acceso a redes locales.

7.1. Inclusión de costes de transporte en el peaje de redes locales.

La propuesta de metodología incorpora en el peaje de acceso a redes locales la retribución de la red de transporte de influencia local y la red de transporte secundario, además de la retribución de la red de distribución. De acuerdo con el cuadro 26 de la Memoria, el peso de las componentes de transporte incluidas en el peaje de acceso a las redes locales representa un 13,9% del total.

Sin embargo, el peaje resultante no queda desglosado de ninguna manera entre conceptos de transporte y distribución. Como consecuencia de ello, se dificulta la posibilidad de realizar comparativas de los peajes de transporte y distribución con los de otros países, lo cual es imprescindible para verificar que los costes de ambas actividades están alineados con los estándares europeos, y poder constatar el impacto de los precios del gas sobre la competitividad de la industria española frente a la de sus competidores internacionales.

7.2. Eliminación de los niveles de presión en la estructura de peajes.

La eliminación de los niveles de presión en la metodología de cálculo de los peajes de acceso local induce una subvención cruzada contraria al principio de eficiencia.

El modelo elegido por la CNMC hace que los peajes de acceso a redes locales sean iguales dentro de un mismo rango de consumo, de modo que los clientes conectados a presiones superiores a 4 bar pagarán el conjunto de infraestructuras utilizadas por los clientes conectados a las redes con presión inferior o igual a 4 bar.

Todo ello a pesar de que la propia CNMC en el punto 5.4 de la Memoria (pág. 67) indica que *"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 <u>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</u>".*

En este sentido, la Circular incumple el Reglamento (CE) Nº 715/2009 que determina que las tarifas de acceso deben respetar los principios de transparencia y <u>no discriminación entre distintos usuarios</u>, evitar subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red, proporcionar incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte y no limitar la liquidez de mercado.

Por otro lado, la metodología propuesta no es coherente con la circular de distribución (CIR/DE/007/19) al hacer desaparecer los niveles de presión en la estructura de peajes, que, sin embargo, seguirán siendo de aplicación a la retribución de la actividad de distribución. Igualmente, ambas circulares establecen distintos escalones de consumo para segmentar los puntos de suministro. De este modo se pierde toda coherencia y correspondencia entre la estructura prevista para los ingresos del sistema gasista (peajes) y los costes derivados de la actividad de distribución.

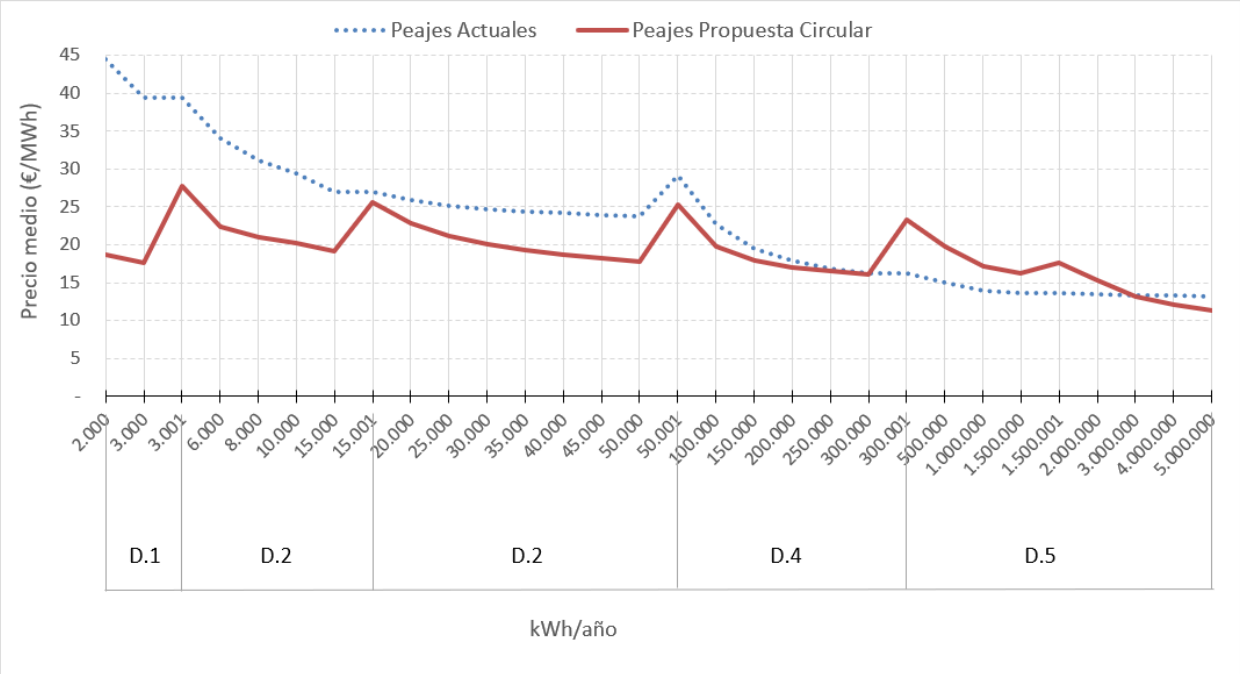
7.3. Discontinuidades entre rangos de consumo.

El apartado 5.5 de la Memoria, dedicado a exponer la metodología de determinación de los peajes de acceso a las redes locales, indica el procedimiento empleado por la CNMC para resolver la situación de que los clientes con consumos inferiores a 5 GWh (D.1 a D.6) no dispongan de equipos de telemedida que permita determinar el caudal diario que efectivamente están consumiendo.

Para ello se utiliza el factor de carga medio de cada grupo tarifario, y de este modo calcula un término fijo por cliente dividiendo la retribución fija que se debe recuperar por el número de clientes. Sin embargo, se obtienen resultados que presentan discontinuidades relevantes en los saltos entre grupos tarifarios.

Para paliar este efecto, la CNMC adopta un criterio aparentemente arbitrario consistente en imponer 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.

El resultado de este planteamiento es una reducción del impacto de las discontinuidades, pero a pesar de ello sigue habiendo discontinuidades relevantes y mucho más acentuadas que las existentes en los peajes vigentes. El gráfico adjunto muestra una comparación entre las discontinuidades de los peajes vigentes y las resultantes de la propuesta de la Circular.



El modelo propuesto induce por tanto una problemática de discontinuidades que no existen en la metodología vigente.

7.4. No definición de un peaje de entrada a las redes locales.

Si bien en la Memoria y en la Propuesta de Circular se define que uno de los servicios prestados por las redes de área local es el de entrada a la red local, no se realiza un cálculo específico del peaje que correspondería a esta actividad, el cual es necesario para hacer una valoración correcta de dicho servicio, especialmente si, como veremos a continuación, se tiene como objetivo incentivar la inyección de biometano y otros gases renovables.

7.5. Incentivo insuficiente a la inyección de biometano y otros gases renovables.

Es en el apartado 3 del capítulo VIII de la Memoria (ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR) donde se aborda la problemática de los peajes aplicables a las inyecciones de biometano y otros gases renovables en las redes locales.

La solución considera un descuento del 50% sobre la totalidad del peaje de salida de las redes locales. Sin embargo, el peaje de salida incluye la retribución de infraestructuras que no son utilizadas por quien inyecta el gas renovable, y que por otra parte son pagadas íntegramente por los clientes conectados a las salidas.

Aplicar un peaje de entrada equivalente al 50% de la totalidad del peaje de redes locales implica penalizar la inyección de gas renovable en las redes de área local.

El artículo quinto («Circular de metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural») de 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, dispone:

> «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*».
>
> Sin embargo, la redacción dada en la Propuesta de Circular no permite que los agentes interesados en inyectar biometano conozcan con razonable certeza cuál es el peaje a abonar por este servicio. Extremo que comparte el Ministerio para la Transición Ecológica quien en su Informe sobre la Propuesta de Circular de peajes señalaba que: «*sería deseable que la Propuesta de Circular incorporase suficiente predictibilidad a los agentes interesados en inyectar biometano a la red, anticipando el peaje a abonar por este servicio sin que sea necesario recurrir a la metodología CWD, compleja y no reproducible por los agentes*» (*vid.* pág 17 del Informe del Ministerio para la Transición Ecológica).

8. IMPLICACIONES DE LA FACTURACIÓN MENSUAL.

La nueva propuesta de metodología de peajes conlleva la obligatoriedad de hacer una lectura de los contadores de forma mensual, en la actualidad estas lecturas se hacen de forma bimestral de acuerdo al Real Decreto 1434/2002[11].

Concretamente la propuesta en sus artículos 16 (condiciones de facturación de los peajes de transporte) y 26 (condiciones de facturación de los peajes de acceso a las redes) establece que la facturación se realizará mensualmente por parte de la empresa distribuidora o transportista, según el caso. Esta disposición se contradice con el artículo 51 (Lectura de suministros) del Real Decreto 1434/2002, en cual se establece que la lectura de suministros tendrá obligatoriamente periodicidad mensual solo para los consumidores con un consumo anual igual o superior a 100.000 kWh.

En este sentido se debe señalar que las competencias trasferidas a la CNMC no son suficientes para modificar mediante una Circular lo dispuesto por una norma de rango superior como es el Real Decreto 1434/2002.

Por otro lado, la obligatoriedad de realizar lecturas de forma mensual en vez de bimestralmente, implicará que los costes de lectura se vean duplicados para las empresas distribuidoras con el consiguiente perjuicio económico para las mismas pues serán costes no reconocidos si atendemos a la Propuesta de Circular de retribución (CIR/DE/007/19), que, como hemos indicado ya, no guarda coherencia con esta nueva Propuesta de Circular sobre metodología de peajes.

Por lo tanto, se solicita a la CNMC a que el contenido de ambas Circulares esté coordinado y cualquier obligación impuesta a los distribuidores con implicaciones en costes tenga su correlativo reconocimiento retributivo.

[11] Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

9. OTROS IMPACTOS OPERATIVOS.

9.1. Refacturación por reubicación de clientes en grupos tarifarios.

En la metodología propuesta la reubicación de clientes en grupos tarifarios según su consumo durante el "año de gas" se hará junto con una refacturación retroactiva para todos los clientes, incluidos los domésticos y de bajo consumo, actualmente esta refacturación retroactiva solo se aplica a clientes con peajes del grupo 2.

Esta medida provocará situaciones problemáticas e insatisfacción en los clientes, ya que, por ejemplo, un cliente asignado inicialmente al grupo D.1, será reubicado en el grupo D.2 a final del año de gas si supera el consumo de 3 MWh, y se realizaría adicionalmente una refacturación al cliente en el entorno de 40 euros (37,22 euros para un consumo de 3,5 MWh/año):

MWh/año **3,5**	Fijo	Variable	Suma	IVA 21%	Total
D1	6,16 €	54,64 €	60,79 €	12,77 €	73,56 €
D2	32,10 €	59,45 €	91,55 €	19,22 €	110,77 €
				Refacturación	**37,22 €**

Estos sobrecostes refacturados añadirán complejidad a la facturación para los clientes domésticos y comerciales de bajo consumo, que tendrán mayores dificultades para entender sus facturas. Estos ajustes retroactivos en la facturación referidos al "año de gas", que a su vez incluyen meses de dos años naturales, generarán el desconcierto de los clientes y no serán bien comprendidos por ellos, trayendo consigo un gran número de reclamaciones e impagos, con el correspondiente coste asociado a la tramitación de las mismas y con el riesgo de pérdida de clientes.

Esta refacturación por reubicación de los clientes domésticos en grupos tarifarios supone un riesgo potencial de bajas y reclamaciones, lo que conllevará nuevos costes operativos y un deterioro de imagen inasumibles para el sistema gasista y las empresas que operan en el mismo. Por tanto, una medida como ésta requeriría de un análisis más detallado y una profunda reflexión sobre su necesidad y conveniencia, especialmente en el caso de clientes domésticos y comerciales de consumo medio-bajo.

9.2. Adecuación de la refacturación a años de gas.

El nuevo sistema de peajes es de obligada implementación a partir del 1 de enero del 2020, mientras que en el nuevo calendario de gas natural "el año de gas" comenzará el 1 de octubre del mismo año.

Esto hará necesaria la facturación con la nueva metodología de peajes en un periodo de 9 meses, que comienza a mitad del periodo de mayor consumo de gas para los consumidores domésticos (invierno de 2019-2020).

Debido a la relevancia del consumo durante el año de gas para cada cliente con objeto de llevar a cabo la asignación de su rango tarifario, es necesario definir de forma más clara y detallada cómo hacer esta asignación inicial, máxime cuando de esta asignación se derivarán en el futuro refacturaciones a los clientes finales.

9.3. Eliminación de la flexibilidad en los contratos de capacidad diaria.

La metodología vigente actualmente admite unos intervalos de tolerancia en la capacidad diaria medida (85%/105% sobre la capacidad diaria contratada),

otorgando a los procedimientos de contratación y facturación de una necesaria flexibilidad para los clientes finales acogidos a peajes con término fijo por capacidad diaria.

Sin embargo, la metodología propuesta elimina de raíz este intervalo para las capacidades diarias, obligando a los sistemas de facturación a generar un contrato diario para cada uno de los días en los que el cliente ha superado la capacidad contratada, con el correspondiente aumento de la complejidad, desconcierto de los clientes finales y los costes que todo ello conllevará para los sistemas de contratación y facturación.

Además, esta medida implica mayores penalizaciones por superar la capacidad contratada, lo que también reduce la flexibilidad para los clientes obligándoles a contratar capacidades por encima de las necesarias para no incurrir en dichas penalizaciones, lo cual se traducirá en un aumento adicional de los costes fijos para las empresas e industrias españolas y una pérdida de su competitividad internacional.

10. NECESIDAD DE DESARROLLAR NORMATIVA ADICIONAL.

La Propuesta de Circular incorpora modificaciones en la estructura de peajes que traen como consecuencia la necesidad de adaptar numerosos procesos y procedimientos que forman parte de la actividad regulada de distribución, pero que, por no estar en el alcance de la Propuesta o no formar parte de las competencias de la CNMC, no son desarrollados en la metodología recogida en la Memoria que acompaña a la Propuesta. No obstante, se requiere su aclaración para dar certidumbre a los agentes que intervienen en el sistema gasista (transportistas, distribuidores y comercializadoras) y evitar lagunas regulatorias que provoquen desconcierto y consecuencias negativas para el cliente final.

Estos aspectos, que se ven afectados por la nueva estructura de peajes y no pueden ser obviados por la CNMC a la hora de definir la metodología, son los indicados a continuación:

10.1. Procesos asociados a las tarifas de último recurso (TUR).

Sin entrar en el detalle de cómo afecta la nueva metodología a los valores de las tarifas de último recurso actuales (TUR1 y TUR2), las cuales son competencia del Ministerio de Transición Ecológica, resulta imprescindible revisar la incidencia de la nueva metodología sobre la normativa asociada a la aplicación de las tarifas de último recurso y sus peajes correspondientes. Por ejemplo, es necesario definir el peaje que se aplicará a los clientes que, sin tener derecho a la TUR, pasan transitoriamente a la comercializadora de último recurso, como es el caso de los clientes con consumo superior a 50 MWh/año cuyo contrato en el mercado liberalizado queda extinguido, y que en la actualidad son asignados al peaje 3.2.

10.2. Procesos relacionados con la obligación de disponer de equipos de telemedida.

De acuerdo con el artículo 9 (Telemedida) de la Orden IET/2446/2013, todos los consumidores con consumo superior a 5 GWh/año deberán disponer de equipos de telemedida operativos capaces de medir y registrar los caudales diarios. Dicho artículo establece también los peajes actuales de aplicación a modo de penalización para aquellos clientes que incumplan la obligación de tener instalados los equipos

de telemedida o cuando éstos se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes. Estas penalizaciones están referidas a la actual estructura de peajes por lo que es preciso hacer las adaptaciones correspondientes por parte de los organismos competentes.

10.3. Procesos de balance, reparto y liquidación de saldos de mermas.

La propuesta de metodología crea una nueva estructura de peajes basada exclusivamente en niveles de consumo. Por el contrario, los procesos de balance, reparto de consumos y cálculo de saldos de mermas tienen como parámetro principal los niveles de presión a los que los consumidores de gas se encuentran conectados. Ello obliga, al menos, a realizar un análisis sobre la necesidad de revisión y adaptación de la normativa correspondiente de las NGTS correspondientes (NGTS-06 Repartos y NGTS-07 Balance) así como sus protocolos de detalle (PD) desarrollados por diversas Órdenes y Resoluciones ministeriales, aspectos todos ellos no contemplados ni siquiera en el apartado específico de NORMAS AFECTADAS (Capítulo V) de la Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular. Con el objeto de no generar incertidumbre regulatoria, solicitamos que lleve a cabo un análisis más exhaustivo de la normativa a modificar, y en su caso, se proceda de inmediato a adaptar dicha regulación en aras de una correcta seguridad jurídica.

10.4. Otros servicios con precios regulados.

El cambio de grupos tarifarios afectará de forma directa a otros conceptos regulados que se encuentran fuera de las competencias de la CNMC, ya sea por estar dentro de las competencias del Ministerio de Transición Ecológica o de las Comunidades Autónomas, que están referidos a los actuales peajes. Por ello se hace necesaria una revisión coordinada de otros conceptos regulados como derechos de alta, derechos de acometida, derechos de enganche y verificación y costes de inspección periódica.

Por esta razón, la CNMC debería incluir dentro del apartado 9 de la Memoria, sobre el Régimen Transitorio, un punto adicional que indique las adaptaciones normativas que deberán llevar a cabo el Ministerio de Transición Ecológica y las administraciones autonómicas antes de que entren en vigor los nuevos peajes, con objeto de no provocar distorsiones y lagunas en la aplicación de otros conceptos regulados.

10.5. Ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores.

La CNMC ha publicado otra propuesta de resolución (INF/DE/011/19), por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores y se modifica la Resolución de 20 de diciembre de 2016 que se verá afectada por la Propuesta de Circular de peajes.

En primer lugar, cabe destacar que el trámite de elaboración de la resolución ha sido precedido por un trabajo de análisis abierto y participativo tanto en las diferentes reuniones de Cambio de Comercializador, celebradas en la CNMC, como mediante reuniones bilaterales que ha permitido una definición adecuada del contenido de la resolución propuesta, con participación, además de la CNMC, de todos los agentes afectados, comercializadoras y distribuidoras. El punto 8 (Descripción de la Tramitación) de la Memoria de propuesta de resolución de los formatos de ficheros de intercambio (INF/DE/011/19), indica que *"Para la elaboración de la propuesta de Resolución, se ha trabajado durante dos años con*

los distribuidores y los comercializadores en los grupos de trabajo de cambio comercializador liderados por la CNMC", a diferencia de la tramitación de la Propuesta de Circular de peajes, desarrollada sin el trámite previo de consulta a los agentes afectados y sin un trabajo conjunto que hubiera permitido contar con la visión del sector afectado.

La Propuesta de Circular de peajes, si se aprueba en su redacción conocida, supondrá necesariamente nuevas modificaciones, no contempladas en el Expediente INF/DE/011/19, para los formatos de intercambio de información y para los sistemas propios de las empresas involucradas, ya que afectará a procesos de facturación (B70), así como procesos operativos en la interacción entre comercializadores y distribuidores, por ejemplo A1_41 (cambio de comercializador con modificación), A1_38 (alta), A1_05 (modificación de contrato), sistema de intercambio de puntos de suministro (SIPS) y los correspondientes informes asociados.

A efectos de la resolución, la CNMC debe ser consciente que está proponiendo dos propuestas regulatorias aisladas, que afectarán ambas a los sistemas propios de los agentes del mercado. Es necesario que estos dos cambios normativos sean coordinadas para evitar riesgos técnicos y económicos que, sin duda, generan incertidumbre en los agentes y en los clientes finales.

10.6. Incertidumbres sobre aplicación del año de gas a la reubicación de clientes.

Como ya se ha indicado anteriormente, la modificación del año de gas tiene incidencia directa en los procedimientos de reubicación de clientes y refacturación de sus consumos. En la actualidad, en el caso de nuevos clientes, hay que esperar los primeros 12 meses naturales para determinar su consumo real. Sin embargo, con el cambio al año de gas del 1 de octubre del año "n" al 30 de septiembre del año "n+1" y con el texto propuesto no queda suficientemente claro cuál debe ser el procedimiento a seguir por el distribuidor, planteándose la duda de si mantener el criterio actual (consumo de los 12 meses naturales) o esperar al primer año de gas completo con las consiguientes complejidades operativas, por ejemplo, en el caso de un cliente que se da de alta en diciembre del año "n" habría que esperar a septiembre del año "n+2" para conocer su consumo real en un año de gas completo, con el consiguiente riesgo de tensiones con los clientes en caso de que el punto de suministro haya cambiado de titular. Se solicita una redacción más clara al respecto y, como se indicó en el punto 7.1 anteriormente citado, se tenga en cuenta las complejidades derivadas de estos procesos de reubicación y refacturación para clientes domésticos y de consumo medio-bajo.

En definitiva, como consecuencia de la Propuesta de Circular se produce una afección a otras normas que no se ha tenido en cuenta por parte de la CNMC y que debe incluirse en el análisis que ésta hace en su Memoria, al objeto de no provocar lagunas normativas, incoherencias y desconcierto en los agentes y en los clientes finales.

11. IMPACTO PARA LOS DISTRIBUIDORES

El diseño de la metodología no es relevante exclusivamente cara a su repercusión en la factura del gas del consumidor final, sino que es igualmente crítica para el futuro de los distribuidores. En la medida que la retribución de la actividad de distribución sigue vinculada a los puntos de suministro conectados y a la energía

vehiculada, la bondad o no de la metodología de peajes repercutirá directamente en los ingresos de los distribuidores.

Un incremento poco reflexivo de los peajes, como sucede para los industriales de menor consumo y para residenciales, comerciales, colectivos e institucionales de consumo medio-alto (ver punto 3 del presente documento de alegaciones), podría provocar su decisión de desconexión de la red de distribución y suministro vía planta, que inevitablemente conllevará una pérdida de ingresos para el sistema gasista en general y para el distribuidor en particular, a través de una menor retribución por desarrollo de mercado, componente retributiva propuesta en el borrador de circular de retribución de distribución.

Por el otro lado, la implementación de la metodología de peajes propuesta requiere necesariamente de la modificación de los procesos y adaptación de los sistemas de información actuales, cuyo coste no quedará reconocido si atendemos nuevamente a la propuesta de circular de retribución (CIR/DE/007/19), que como hemos indicado ya no guarda coherencia con esta nueva Propuesta de Circular sobre metodología de peajes.

Por lo tanto, se solicita a la CNMC a que el contenido de ambas Circulares esté coordinado y cualquier obligación impuesta a los distribuidores con implicaciones en costes tenga su correlativo reconocimiento retributivo.

* * *

En mérito a lo expuesto,

SOLICITO que se tenga por presentado este escrito, por hechas las alegaciones que en el mismo se contienen y, en sus méritos, proceda a subsanar las irregularidades jurídicas (formales y materiales) identificadas en los comentarios generales y particulares anteriores; y en particular acuerde:

- Paralizar (o suspender) el presente procedimiento hasta que se aprueben la correspondiente norma por la que se regule el procedimiento de elaboración de circulares de la CNMC, y (ii) se constituya el Gobierno de la Nación.
- Con independencia de lo anterior, retrotraer el presente procedimiento al trámite inicial de consulta pública establecido en el artículo 133 de la LPAC.
- En el caso de que no se atengan a las anteriores pretensiones, se elabore una nueva versión del Proyecto de Circular en la que se corrijan los defectos e infracciones identificados en las Alegaciones anteriores.

Es justicia que pido en Badajoz, a 27 de septiembre de 2019.

D. David Guillén Viver
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A.
DICOGEXSA

D. Luis Ángel Novillo Antúnez
GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L.

Listado de Anexos

ANEXO I CÁLCULOS DEL IMPACTO INICIAL DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE PEAJES SOBRE LOS CLIENTES SEGÚN SU TIPOLOGÍA.

Anexo II: CÁLCULO DEL EFECTO DE LA EVOLUCIÓN DE LOS PEAJES EN EL PERIODO 2020-2026.

ANEXO I CÁLCULOS DEL IMPACTO INICIAL DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE PEAJES SOBRE LOS CLIENTES SEGÚN SU TIPOLOGÍA.

TIPOLOGÍA DE CLIENTES 2020

Cuadro 27 Pg, 69

Cliente	Tamaño MWh/año	Nº Clientes	Consumo MWh/año	Tamaño Medio MWh/año	Capacidad MWh/día	Fc	% Clientes	% MWh
D.1	C ≤ 3	3.446.838	4.930.219	1,430	32.936	41,0%	43,3%	1,4%
D.2	3 < C ≤ 15	4.122.183	28.247.635	7	207.178	37,4%	51,769%	8,3%
D.3	15 < C ≤ 50	313.545	6.747.384	22	51.082	36,2%	3,938%	2,0%
D.4	50 < C ≤ 300	52.916	6.294.295	119	40.069	43,0%	0,665%	1,8%
D.5	300 < C ≤ 1.500	21.564	12.961.077	601	84.629	42,0%	0,271%	3,8%
D.6	1.500 < C ≤ 5.000	3.184	8.158.213	2.562	47.957	46,6%	0,040%	2,4%
D.7	5.000 < C ≤ 15.000	1.152	9.984.971	8.668	55.649	49,2%	0,014%	2,9%
D.8	15.000 < C ≤ 50.000	709	18.832.948	26.563	86.680	59,5%	0,009%	5,5%
D.9	50.000 < C ≤ 150.000	331	27.566.254	83.282	109.696	68,8%	0,004%	8,1%
D.10	150.000 < C ≤ 500.000	168	50.057.661	297.962	187.501	73,1%	0,002%	14,7%
D.11	500.000 < C	103	167.664.888	1.627.814	825.458	55,6%	0,001%	49,1%
		7.962.693	341.445.545	2.047.601	1.728.835	54,1%	100,00%	100,0%

TIPOLOGÍA DE CLIENTES SEGÚN PEAJES VIGENTES

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. AÑO 2018. IS/DE/007/19

Cliente	Tamaño MWh/año	Nº Clientes	Consumo MWh/año	Tamaño Medio MWh/año	Sobre Total % Clientes	Sobre Total % MWh	Sobre Grupo Tarifario % Clientes	Sobre Grupo Tarifario % MWh
3.1	C ≤ 5	4.697.059	12.869.145	2,740	59,68%	3,7%	59,7%	17,3%
3.2	5 < C ≤ 50	3.091.965	30.358.648	9,819	39,28%	8,7%	39,3%	40,7%
3.3	50 < C ≤ 100	24.836	1.771.868	71,343	0,32%	0,5%	0,3%	2,4%
3.4	100 < C ≤ 8.000	51.874	24.632.730	475	0,66%	7,1%	0,7%	33,0%
3.5	8.000 < C	314	4.902.854	15.614	0,00%	1,4%	0,0%	6,6%
2.1	0 < C ≤ 5.000	649	296.446	457	0,01%	0,1%	16,7%	0,2%
2.2	5.000 < C ≤ 500	1.422	3.176.060	2.234	0,02%	0,9%	36,6%	2,5%
2.3	500 < C ≤ 5.000	1.117	13.578.912	12.157	0,01%	3,9%	28,7%	10,6%
2.4	5.000 < C ≤ 30.000	412	20.206.771	49.046	0,01%	5,8%	10,6%	15,8%
2.5	30.000 < C ≤ 100.000	257	53.072.352	206.507	0,00%	15,3%	6,6%	41,4%
2.6	100.000 < C	33	37.775.199	1.144.703	0,00%	10,9%	0,8%	29,5%
1.1	0 < C ≤ 200.000	45	4.115.390	91.453	0,00%	1,2%	34,9%	3,2%
1.2	200.000 < C ≤ 1.000.000	35	20.703.352	591.524	0,00%	6,0%	27,1%	16,0%
1.3	1.000.000 < C	49	104.221.744	2.126.974	0,00%	30,0%	38,0%	80,8%
Peaje Materia Prima		3	5.992.361	1.997.454	0,00%	1,7%	100,0%	100,0%
Planta Satélite para un solo consumidor		829	10.176.620	12.276	0,01%	2,9%	100,0%	100,0%
		7.870.899	347.850.452					

ACCESO A PVB RED TRANSPORTE

TF Capacidad
€/MWh/día/mes
10,848

SALIDA DEL PVB A CONSUMIDOR FINAL

Cliente	Tamaño MWh/año	TF Capacidad €/MWh/día/mes	TF Cliente €/Cliente y mes	TV Volumen €/MWh	Coeficiente GNL
3.1	C ≤ 5		2,53	29,287	0,612
3.2	5 < C ≤ 50		5,79	22,413	0,615
3.3	50 < C ≤ 100		54,22	16,117	0,616
3.4	100 < C < 8.000		80,97	13,012	0,722
3.5	8.000 ≤ C	59,258		2,010	0,324
2.1	C ≤ 500	253,055		1,934	
2.2	500 < C ≤ 5.000	68,683		1,543	
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	44,971		1,249	
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	41,210		1,121	
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	37,887		0,983	
2.6	500.000 < C	34,848		0,852	

Multiplicadores a corto plazo

Mes	Trimestral	Mensual	Diario
Enero		2,30	0,15
Febrero	1,91	2,00	0,13
Marzo		1,90	0,13
Abril		1,40	0,09
Mayo	1,21	1,20	0,09
Junio		1,00	0,08
Julio		1,20	0,08
Agosto	1,08	1,00	0,07
Septiembre		1,20	0,08
Octubre		1,30	0,09
Noviembre	1,36	1,40	0,09
Diciembre		1,60	0,11

PEAJE DE REGASIFICACIÓN

TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
1,9612	0,0116
€/MWh/día/mes	€/MWh
19,612	0,116

PEAJE DE CARGA EN CISTERNAS

TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
2,8806	0,0171
€/MWh/día/mes	€/MWh
28,806	0,171

PEAJE DE ENTRADA/SALIDA A LA RED DE TRANSPORTE TRONCAL
Cuadros 8 y 11 Pg. 35 y 37

		Entrada	Salida
		Media Ponderada	Nacional
Término de Capacidad	€/MWh/día/año	243,92	148,22
	€/MWh/día/mes	20,33	12,35
Término Variable	€/MWh	0,0226	0,0226

Multiplicadores a corto plazo
Cuadro 12 Pg. 40

Trimestral	1,20
Mensual	1,30
Diario	1,60

PEAJES DE REDES LOCALES
Cuadro 45 Pg. 87

Cliente	Tamaño MWh/año	TF Capacidad €/MWh/día/mes	TF Cliente €/Cliente y mes	TV Volumen €/MWh	Facturación Media €/MWh	% TF
D.1	C ≤ 3		0,51	15,610	19,914	21,6%
D.2	3 < C ≤ 15		2,68	16,985	21,669	21,6%
D.3	15 < C ≤ 50		13,94	14,494	22,266	34,9%
D.4	50 < C ≤ 300		45,39	14,335	18,914	24,2%
D.5	300 < C ≤ 1.500		221,93	14,445	18,876	23,5%
D.6	1.500 < C ≤ 5.000		1.110,85	8,702	13,905	37,4%
D.7	5.000 < C ≤ 15.000	86,74		1,090	6,891	84,2%
D.8	15.000 < C ≤ 50.000	42,21		0,706	3,037	76,8%
D.9	50.000 < C ≤ 150.000	17,71		0,480	1,325	63,8%
D.10	150.000 < C ≤ 500.000	13,93		0,387	1,013	61,8%
D.11	500.000 < C	9,91		0,091	0,676	86,5%

Multiplicadores a corto plazo + Estacionalidad
Cuadro 13, 14, 15 Pg. 49, 50

Mes	Trimestrales	Mensuales	Diarios
Enero		1,76	2,17
Febrero	1,42	1,47	1,81
Marzo		1,39	1,71
Abril		1,10	1,35
Mayo	0,96	1,02	1,25
Junio		1,02	1,26
Julio		1,10	1,35
Agosto	0,97	1,00	1,23
Septiembre		1,07	1,31
Octubre		1,28	1,58
Noviembre	1,44	1,63	2,00
Diciembre		1,77	2,17

PEAJE DE REGASIFICACIÓN
Cuadro 70 Pg. 116

TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
2,986761	0,015191
€/MWh/día/mes	€/MWh
29,8676	0,1519

Multiplicadores a corto plazo
Cuadro 80 Pg. 122

Trimestral	1,20
Mensual	1,40
Diario	2,00

PEAJE PARA RECUPERACIÓN DE OTROS COSTES DE REGASIFICACIÓN
Cuadro 82 Pg. 124

TV Volumen
€/MWh
0,261065

Multiplicadores a corto plazo
Cuadro 80 Pg. 122

Trimestral	1,10
Mensual	1,20
Diario	1,80

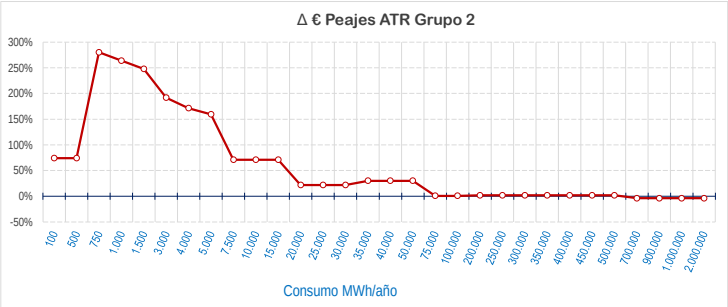
PEAJE DE CARGA EN CISTERNAS
Cuadro 71 Pg. 117

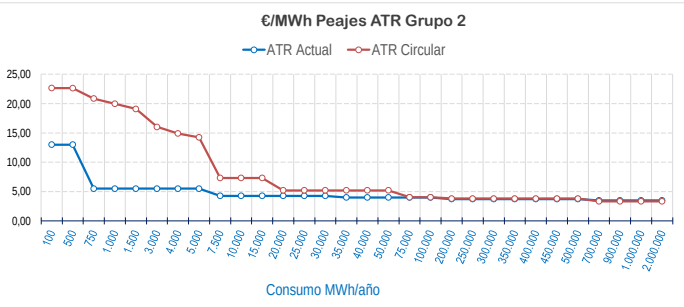
TF Capacidad	TV Volumen
c€/kWh/día/mes	c€/kWh
2,620128	0,011940
€/MWh/día/mes	€/MWh
26,2013	0,1194

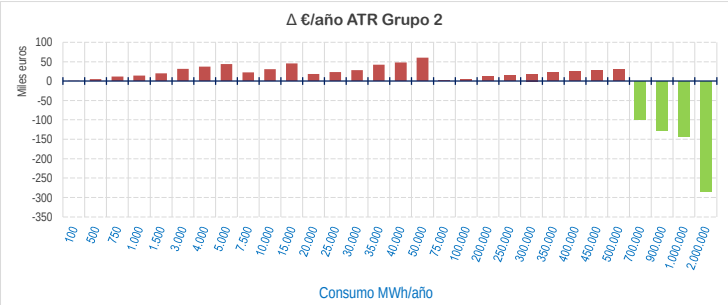
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 2

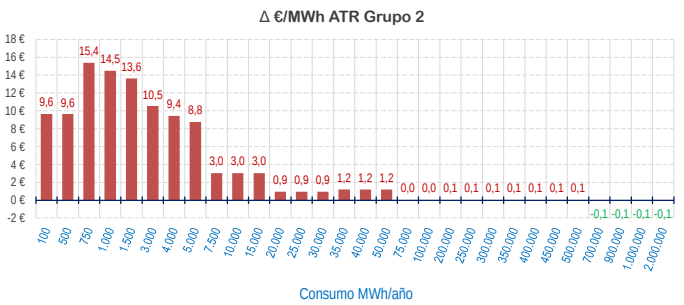
Fc	85%

				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC										
				Regasif.	Entrada PVB	Salida PVB	Suma Peajes				Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes				
Consumo	Fc	Capacidad		Total	Total	Total	ATR				Total	Total	Total	Total	Total	ATR		Total		
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje		€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
100	85,0%	0,32	2.1	87,46 €	41,96 €	1.172,18 €	1.301,59 €	13,02	D.4		130,71 €	26,11 €	80,88 €	50,03 €	1.978,17 €	2.265,90 €	22,66	964,31 €	74%	9,64
500	85,0%	1,61	2.1	437,28 €	209,79 €	5.860,89 €	6.507,97 €	13,02	D.5		653,57 €	130,53 €	404,40 €	250,17 €	9.885,65 €	11.324,33 €	22,65	4.816,36 €	74%	9,63
750	85,0%	2,42	2.2	655,92 €	314,69 €	3.149,67 €	4.120,28 €	5,49	D.5		980,36 €	195,80 €	606,60 €	375,26 €	13.496,90 €	15.654,92 €	20,87	11.534,64 €	280%	15,38
1.000	85,0%	3,22	2.2	874,56 €	419,58 €	4.199,55 €	5.493,70 €	5,49	D.5		1.307,14 €	261,07 €	808,80 €	500,34 €	17.108,15 €	19.985,51 €	19,99	14.491,80 €	264%	14,49
1.500	85,0%	4,83	2.2	1.311,84 €	629,38 €	6.299,33 €	8.240,55 €	5,49	D.5		1.960,72 €	391,60 €	1.213,21 €	750,52 €	24.330,65 €	28.646,68 €	19,10	20.406,13 €	248%	13,60
3.000	85,0%	9,67	2.2	2.623,69 €	1.258,75 €	12.598,66 €	16.481,10 €	5,49	D.6		3.921,43 €	783,20 €	2.426,41 €	1.501,03 €	39.436,22 €	48.068,30 €	16,02	31.587,19 €	192%	10,53
4.000	85,0%	12,89	2.2	3.498,25 €	1.678,34 €	16.798,22 €	21.974,80 €	5,49	D.6		5.228,58 €	1.044,26 €	3.235,22 €	2.001,38 €	48.138,22 €	59.647,65 €	14,91	37.672,85 €	171%	9,42
5.000	85,0%	16,12	2.2	4.372,81 €	2.097,92 €	20.997,77 €	27.468,51 €	5,49	D.6		6.535,72 €	1.305,33 €	4.044,02 €	2.501,72 €	56.840,22 €	71.227,01 €	14,25	43.758,51 €	159%	8,75
7.500	85,0%	24,17	2.3	6.559,22 €	3.146,88 €	22.413,08 €	32.119,18 €	4,28	D.7		9.803,58 €	1.957,99 €	6.066,04 €	3.752,58 €	33.336,56 €	54.916,74 €	7,32	22.797,57 €	71%	3,04
10.000	85,0%	32,23	2.3	8.745,62 €	4.195,84 €	29.884,10 €	42.825,57 €	4,28	D.7		13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32	30.396,76 €	71%	3,04
15.000	85,0%	48,35	2.3	13.118,44 €	6.293,76 €	44.826,15 €	64.238,35 €	4,28	D.7		19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32	45.595,13 €	71%	3,04
20.000	85,0%	64,46	2.3	17.491,25 €	8.391,68 €	59.768,20 €	85.651,14 €	4,28	D.8		26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22	18.670,97 €	22%	0,93
25.000	85,0%	80,58	2.3	21.864,06 €	10.489,61 €	74.710,25 €	107.063,92 €	4,28	D.8		32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22	23.338,71 €	22%	0,93
30.000	85,0%	96,70	2.3	26.236,87 €	12.587,53 €	89.652,30 €	128.476,70 €	4,28	D.8		39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22	28.006,45 €	22%	0,93
35.000	85,0%	112,81	2.4	30.609,69 €	14.685,45 €	95.022,91 €	140.318,05 €	4,01	D.8		45.750,04 €	9.137,28 €	28.308,16 €	17.512,03 €	81.856,17 €	182.563,68 €	5,22	42.245,63 €	30%	1,21
40.000	85,0%	128,93	2.4	34.982,50 €	16.783,37 €	108.597,61 €	160.363,48 €	4,01	D.8		52.285,76 €	10.442,60 €	32.352,19 €	20.013,75 €	93.549,91 €	208.644,20 €	5,22	48.280,72 €	30%	1,21
50.000	85,0%	161,16	2.4	43.728,12 €	20.979,21 €	135.747,02 €	200.454,35 €	4,01	D.8		65.357,20 €	13.053,25 €	40.440,23 €	25.017,19 €	116.937,39 €	260.805,26 €	5,22	60.350,90 €	30%	1,21
75.000	85,0%	241,74	2.4	65.592,18 €	31.468,82 €	203.620,53 €	300.681,53 €	4,01	D.9		98.035,79 €	19.579,88 €	60.660,35 €	37.525,78 €	87.362,61 €	303.164,41 €	4,04	2.482,88 €	1%	0,03
100.000	85,0%	322,32	2.4	87.456,24 €	41.958,42 €	271.494,04 €	400.908,70 €	4,01	D.9		130.714,39 €	26.106,50 €	80.880,47 €	50.034,38 €	116.483,48 €	404.219,21 €	4,04	3.310,51 €	1%	0,03
200.000	85,0%	644,64	2.5	174.912,49 €	83.916,84 €	489.682,35 €	748.511,68 €	3,74	D.10		261.428,78 €	52.213,00 €	161.760,93 €	100.068,75 €	185.190,49 €	760.661,96 €	3,80	12.150,27 €	2%	0,06
250.000	85,0%	805,80	2.5	218.640,61 €	104.896,05 €	612.102,94 €	935.639,61 €	3,74	D.10		326.785,98 €	65.266,25 €	202.201,17 €	125.085,94 €	231.488,11 €	950.827,45 €	3,80	15.187,84 €	2%	0,06
300.000	85,0%	966,96	2.5	262.368,73 €	125.875,26 €	734.523,53 €	1.122.767,53 €	3,74	D.10		392.143,17 €	78.319,50 €	242.641,40 €	150.103,13 €	277.785,74 €	1.140.992,94 €	3,80	18.225,41 €	2%	0,06
350.000	85,0%	1.128,12	2.5	306.096,86 €	146.854,47 €	856.944,12 €	1.309.895,45 €	3,74	D.10		457.500,37 €	91.372,75 €	283.081,64 €	175.120,31 €	324.083,36 €	1.331.158,43 €	3,80	21.262,98 €	2%	0,06
400.000	85,0%	1.289,28	2.5	349.824,98 €	167.833,68 €	979.364,71 €	1.497.023,37 €	3,74	D.10		522.857,56 €	104.426,00 €	323.521,87 €	200.137,50 €	370.380,98 €	1.521.323,92 €	3,80	24.300,55 €	2%	0,06
450.000	85,0%	1.450,44	2.5	393.553,10 €	188.812,89 €	1.101.785,29 €	1.684.151,29 €	3,74	D.10		588.214,76 €	117.479,25 €	363.962,10 €	225.154,69 €	416.678,61 €	1.711.489,41 €	3,80	27.338,12 €	2%	0,06
500.000	85,0%	1.611,60	2.5	437.281,22 €	209.792,10 €	1.224.205,88 €	1.871.279,21 €	3,74	D.10		653.571,95 €	130.532,50 €	404.402,34 €	250.171,88 €	462.976,23 €	1.901.654,90 €	3,80	30.375,69 €	2%	0,06
700.000	85,0%	2.256,24	2.6	612.193,71 €	293.708,94 €	1.539.907,49 €	2.445.810,15 €	3,49	D.11		915.000,74 €	182.745,50 €	566.163,27 €	350.240,63 €	331.899,84 €	2.346.049,97 €	3,35	-99.760,18 €	-4%	-0,14
900.000	85,0%	2.900,89	2.6	787.106,20 €	377.625,79 €	1.979.881,06 €	3.144.613,05 €	3,49	D.11		1.176.429,52 €	234.958,50 €	727.924,21 €	450.309,38 €	426.728,36 €	3.016.349,97 €	3,35	-128.263,09 €	-4%	-0,14
1.000.000	85,0%	3.223,21	2.6	874.562,45 €	419.584,21 €	2.199.867,85 €	3.494.014,50 €	3,49	D.11		1.307.143,91 €	261.065,00 €	808.804,67 €	500.343,76 €	474.142,63 €	3.351.499,96 €	3,35	-142.514,54 €	-4%	-0,14
2.000.000	85,0%	6.446,41	2.6	1.749.124,90 €	839.168,41 €	4.399.735,70 €	6.988.029,01 €	3,49	D.11		2.614.287,82 €	522.130,00 €	1.617.609,35 €	1.000.687,51 €	948.285,25 €	6.702.999,93 €	3,35	-285.029,08 €	-4%	-0,14







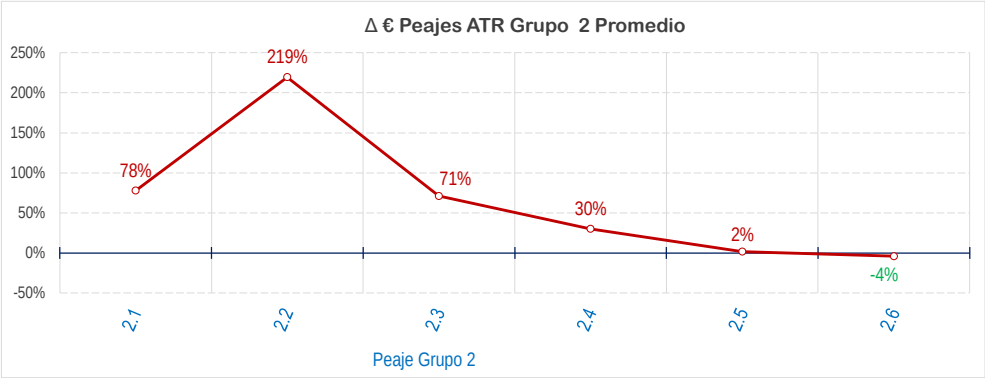


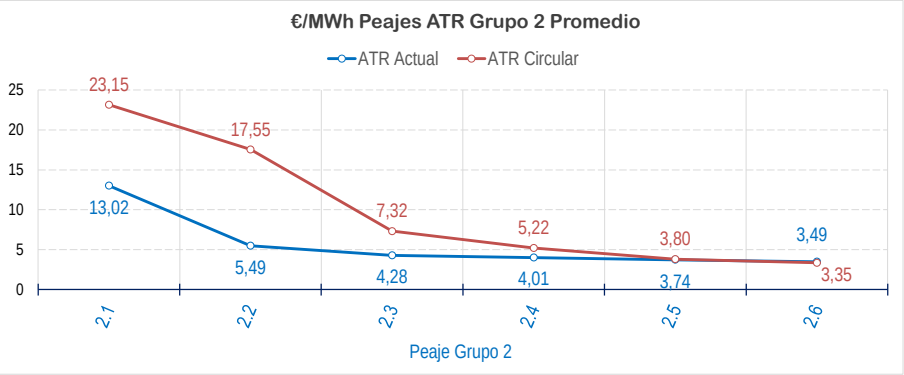
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 2 (TAMAÑO MEDIO 2018)

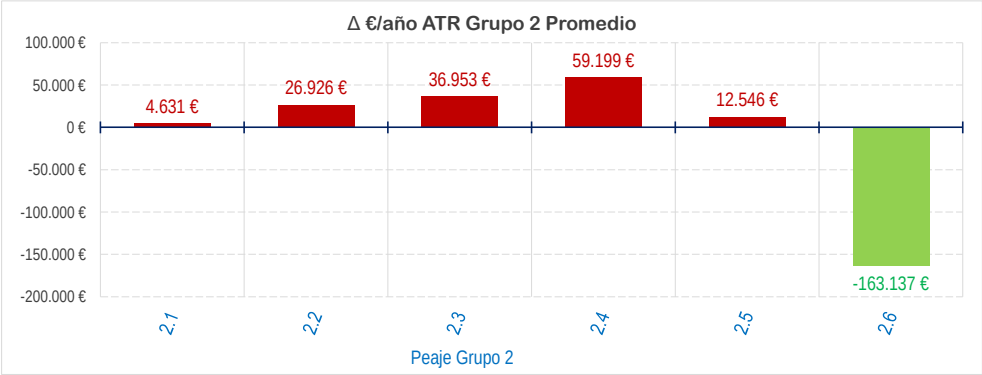
Fc	85%

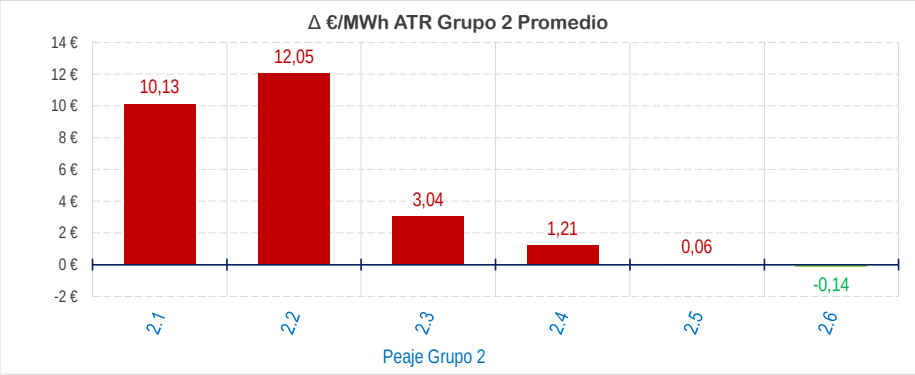
				PEAJES ACTUALES						
				Regasif.		Entrada PVB	Salida PVB		Suma Peajes	
Consumo	Fc	Capacidad		TV	Total	Total	TV	Total	ATR	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh
457	85,0%	1,47	2.1	0,116	399,68 €	191,75 €	1,934	5.356,86 €	5.948,28 €	13,02
2.234	85,0%	7,20	2.2	0,116	1.953,77 €	937,35 €	1,543	9.381,80 €	12.272,93 €	5,49
12.157	85,0%	39,18	2.3	0,116	10.632,06 €	5.100,89 €	1,249	36.330,10 €	52.063,04 €	4,28
49.046	85,0%	158,09	2.4	0,116	42.893,79 €	20.578,93 €	1,121	133.156,97 €	196.629,68 €	4,01
206.507	85,0%	665,61	2.5	0,116	180.603,27 €	86.647,08 €	0,983	505.614,17 €	772.864,51 €	3,74
1.144.703	85,0%	3.689,61	2.6	0,116	1.001.114,26 €	480.299,30 €	0,852	2.518.195,33 €	3.999.608,89 €	3,49

	PEAJES CIRCULAR CNMC							Total		
	Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes				
	Total	Total	Total	Total	Total	ATR				
Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
D.5	597,36 €	119,31 €	369,62 €	228,66 €	9.264,51 €	10.579,47 €	23,15	4.631,18 €	78%	10,13
D.6	2.920,16 €	583,22 €	1.806,87 €	1.117,77 €	32.770,49 €	39.198,51 €	17,55	26.925,58 €	219%	12,05
D.7	15.890,95 €	3.173,77 €	9.832,64 €	6.082,68 €	54.036,35 €	89.016,38 €	7,32	36.953,34 €	71%	3,04
D.8	64.110,18 €	12.804,19 €	39.668,63 €	24.539,86 €	114.706,22 €	255.829,09 €	5,22	59.199,41 €	30%	1,21
D.10	269.934,37 €	53.911,75 €	167.023,83 €	103.324,49 €	191.215,66 €	785.410,10 €	3,80	12.545,58 €	2%	0,06
D.11	1.496.291,55 €	298.841,89 €	925.841,14 €	572.745,00 €	542.752,49 €	3.836.472,06 €	3,35	-163.136,82 €	-4%	-0,14





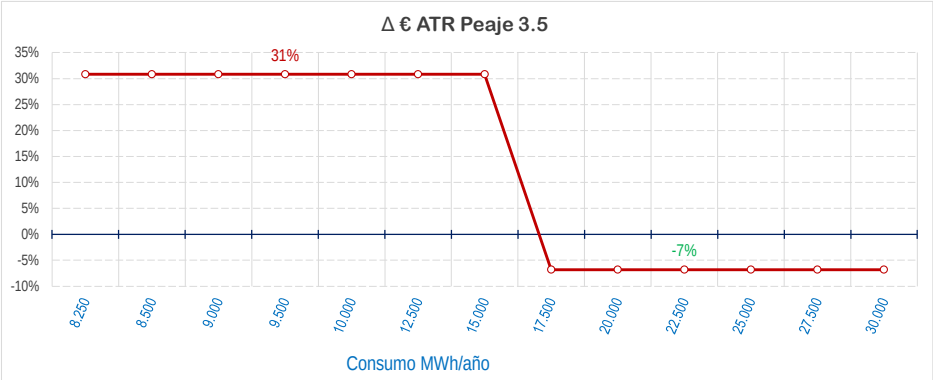


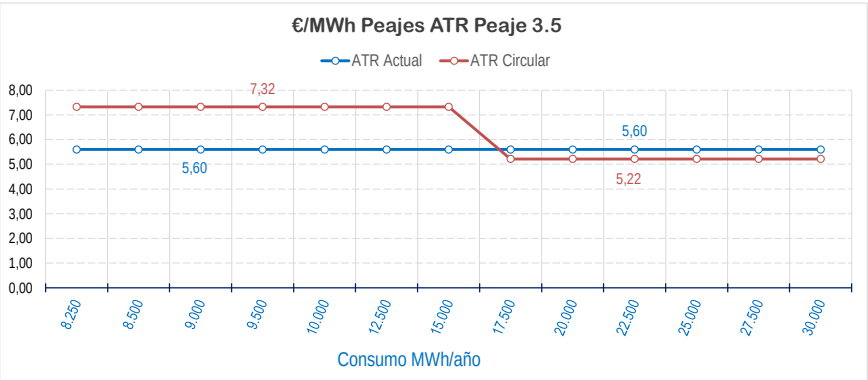


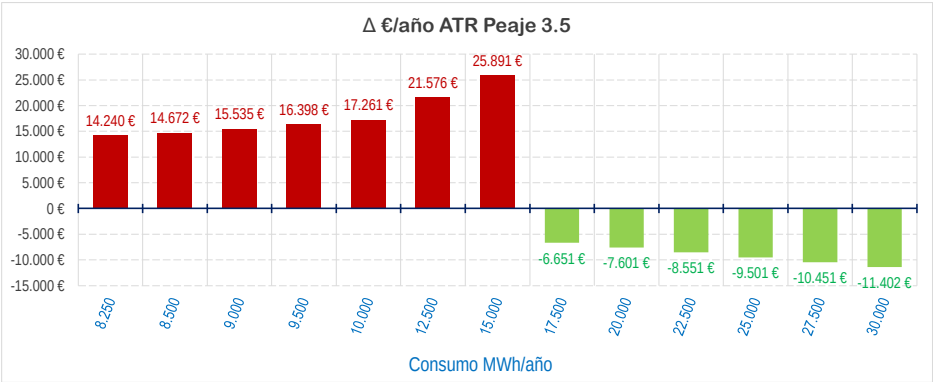
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJE 3.5 SIN CONSUMO NOCTURNO

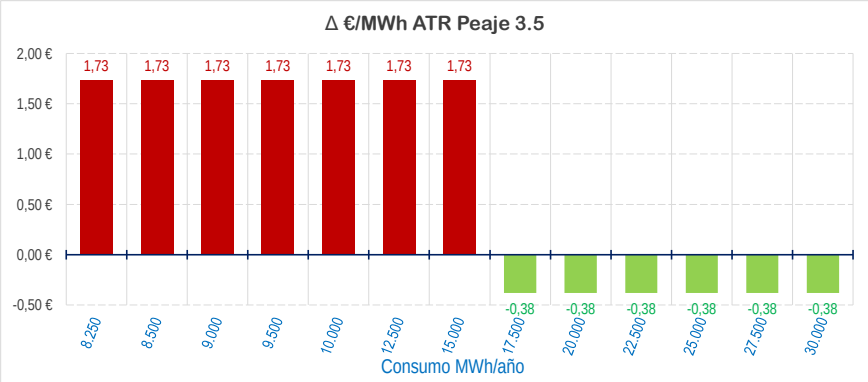
Fc	85%
Consumo Nocturno	0%

				PEAJES ACTUALES									PEAJES CIRCULAR CNMC										
				Regasif.		Entrada PVB	Salida PVB		Suma Peajes				Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes			Total		
Consumo	Fc	Capacidad		TV	Total	Total	TV	Total	ATR				Total	Total	Total	Total	Total	ATR					
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
8.250	85,0%	26,59	3.5	0,116	7.215,14 €	3.461,57 €	2,010	35.491,58 €	46.168,29 €	5,60	D.7	10.783,94 €	2.153,79 €	6.672,64 €	4.127,84 €	36.670,22 €	60.408,42 €	7,32	14.240,13 €	31%	1,73
8.500	85,0%	27,40	3.5	0,116	7.433,78 €	3.566,47 €	2,010	36.567,08 €	47.567,33 €	5,60	D.7	11.110,72 €	2.219,05 €	6.874,84 €	4.252,92 €	37.781,44 €	62.238,98 €	7,32	14.671,65 €	31%	1,73
9.000	85,0%	29,01	3.5	0,116	7.871,06 €	3.776,26 €	2,010	38.718,09 €	50.365,41 €	5,60	D.7	11.764,30 €	2.349,59 €	7.279,24 €	4.503,09 €	40.003,88 €	65.900,09 €	7,32	15.534,69 €	31%	1,73
9.500	85,0%	30,62	3.5	0,116	8.308,34 €	3.986,05 €	2,010	40.869,09 €	53.163,49 €	5,60	D.7	12.417,87 €	2.480,12 €	7.683,64 €	4.753,27 €	42.226,31 €	69.561,21 €	7,32	16.397,72 €	31%	1,73
10.000	85,0%	32,23	3.5	0,116	8.745,62 €	4.195,84 €	2,010	43.020,10 €	55.961,56 €	5,60	D.7	13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32	17.260,76 €	31%	1,73
12.500	85,0%	40,29	3.5	0,116	10.932,03 €	5.244,80 €	2,010	53.775,12 €	69.951,95 €	5,60	D.7	16.339,30 €	3.263,31 €	10.110,06 €	6.254,30 €	55.560,94 €	91.527,91 €	7,32	21.575,95 €	31%	1,73
15.000	85,0%	48,35	3.5	0,116	13.118,44 €	6.293,76 €	2,010	64.530,15 €	83.942,34 €	5,60	D.7	19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32	25.891,14 €	31%	1,73
17.500	85,0%	56,41	3.5	0,116	15.304,84 €	7.342,72 €	2,010	75.285,17 €	97.932,74 €	5,60	D.8	22.875,02 €	4.568,64 €	14.154,08 €	8.756,02 €	40.928,09 €	91.281,84 €	5,22	-6.650,90 €	-7%	-0,38
20.000	85,0%	64,46	3.5	0,116	17.491,25 €	8.391,68 €	2,010	86.040,19 €	111.923,13 €	5,60	D.8	26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22	-7.601,02 €	-7%	-0,38
22.500	85,0%	72,52	3.5	0,116	19.677,66 €	9.440,64 €	2,010	96.795,22 €	125.913,52 €	5,60	D.8	29.410,74 €	5.873,96 €	18.198,11 €	11.257,73 €	52.621,83 €	117.362,37 €	5,22	-8.551,15 €	-7%	-0,38
25.000	85,0%	80,58	3.5	0,116	21.864,06 €	10.489,61 €	2,010	107.550,24 €	139.903,91 €	5,60	D.8	32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22	-9.501,28 €	-7%	-0,38
27.500	85,0%	88,64	3.5	0,116	24.050,47 €	11.538,57 €	2,010	118.305,27 €	153.894,30 €	5,60	D.8	35.946,46 €	7.179,29 €	22.242,13 €	13.759,45 €	64.315,56 €	143.442,89 €	5,22	-10.451,41 €	-7%	-0,38
30.000	85,0%	96,70	3.5	0,116	26.236,87 €	12.587,53 €	2,010	129.060,29 €	167.884,69 €	5,60	D.8	39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22	-11.401,54 €	-7%	-0,38





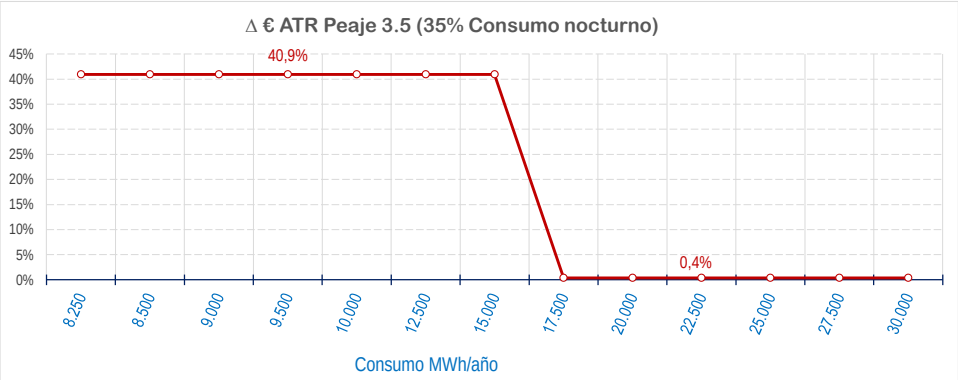


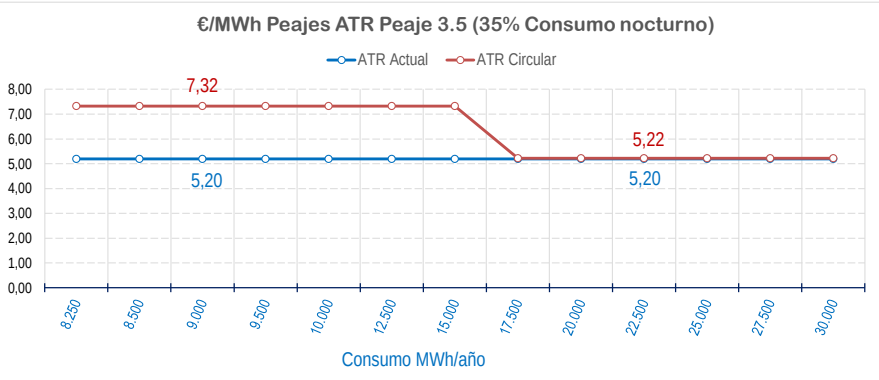


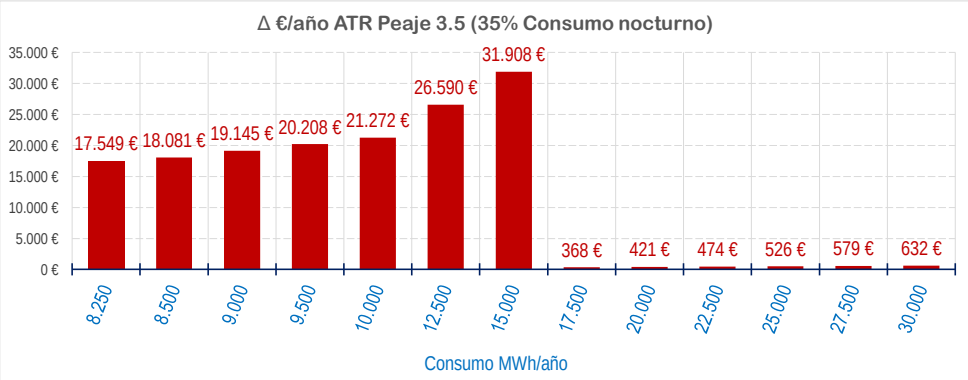
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJE 3.5 CON CONSUMO NOCTURNO

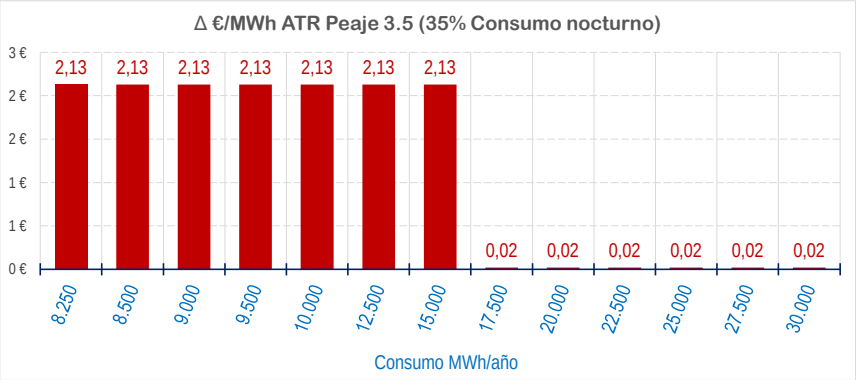
Fc	85%
Consumo Nocturno	35%

				PEAJES ACTUALES								PEAJES CIRCULAR CNMC								Total		
				Regasif.		Entrada PVB	Salida PVB		Suma Peajes			Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes					
Consumo	Fc	Capacidad		TV	Total	Total	TV	Total	ATR			Total	Total	Total	Total	Total	ATR					
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh		Δ €/año	%	Δ €/MWh
8.250	85,0%	26,59	3.5	0,116	7.215,14 €	3.461,57 €	2,010	32.182,49 €	42.859,20 €	5,20	D.7	10.783,94 €	2.153,79 €	6.672,64 €	4.127,84 €	36.670,22 €	60.408,42 €	7,32		17.549,22 €	41%	2,13
8.500	85,0%	27,40	3.5	0,116	7.433,78 €	3.566,47 €	2,010	33.157,72 €	44.157,96 €	5,20	D.7	11.110,72 €	2.219,05 €	6.874,84 €	4.252,92 €	37.781,44 €	62.238,98 €	7,32		18.081,01 €	41%	2,13
9.000	85,0%	29,01	3.5	0,116	7.871,06 €	3.776,26 €	2,010	35.108,17 €	46.755,49 €	5,20	D.7	11.764,30 €	2.349,59 €	7.279,24 €	4.503,09 €	40.003,88 €	65.900,09 €	7,32		19.144,60 €	41%	2,13
9.500	85,0%	30,62	3.5	0,116	8.308,34 €	3.986,05 €	2,010	37.058,63 €	49.353,02 €	5,20	D.7	12.417,87 €	2.480,12 €	7.683,64 €	4.753,27 €	42.226,31 €	69.561,21 €	7,32		20.208,19 €	41%	2,13
10.000	85,0%	32,23	3.5	0,116	8.745,62 €	4.195,84 €	2,010	39.009,08 €	51.950,55 €	5,20	D.7	13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32		21.271,78 €	41%	2,13
12.500	85,0%	40,29	3.5	0,116	10.932,03 €	5.244,80 €	2,010	48.761,35 €	64.938,18 €	5,20	D.7	16.339,30 €	3.263,31 €	10.110,06 €	6.254,30 €	55.560,94 €	91.527,91 €	7,32		26.589,72 €	41%	2,13
15.000	85,0%	48,35	3.5	0,116	13.118,44 €	6.293,76 €	2,010	58.513,62 €	77.925,82 €	5,20	D.7	19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32		31.907,67 €	41%	2,13
17.500	85,0%	56,41	3.5	0,116	15.304,84 €	7.342,72 €	2,010	68.265,89 €	90.913,46 €	5,20	D.8	22.875,02 €	4.568,64 €	14.154,08 €	8.756,02 €	40.928,09 €	91.281,84 €	5,22		368,38 €	0%	0,02
20.000	85,0%	64,46	3.5	0,116	17.491,25 €	8.391,68 €	2,010	78.018,16 €	103.901,09 €	5,20	D.8	26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22		421,01 €	0%	0,02
22.500	85,0%	72,52	3.5	0,116	19.677,66 €	9.440,64 €	2,010	87.770,43 €	116.888,73 €	5,20	D.8	29.410,74 €	5.873,96 €	18.198,11 €	11.257,73 €	52.621,83 €	117.362,37 €	5,22		473,64 €	0%	0,02
25.000	85,0%	80,58	3.5	0,116	21.864,06 €	10.489,61 €	2,010	97.522,70 €	129.876,37 €	5,20	D.8	32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22		526,26 €	0%	0,02
27.500	85,0%	88,64	3.5	0,116	24.050,47 €	11.538,57 €	2,010	107.274,97 €	142.864,00 €	5,20	D.8	35.946,46 €	7.179,29 €	22.242,13 €	13.759,45 €	64.315,56 €	143.442,89 €	5,22		578,89 €	0%	0,02
30.000	85,0%	96,70	3.5	0,116	26.236,87 €	12.587,53 €	2,010	117.027,24 €	155.851,64 €	5,20	D.8	39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22		631,51 €	0%	0,02





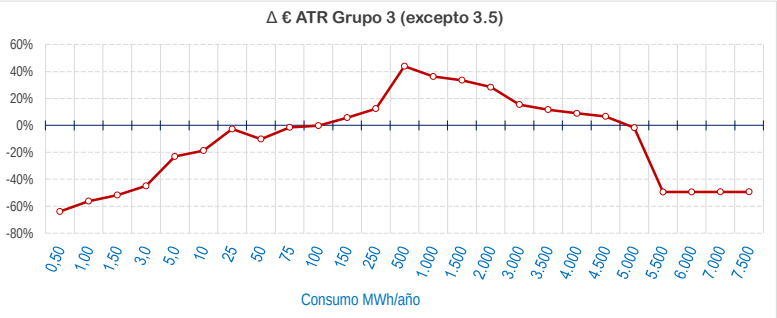


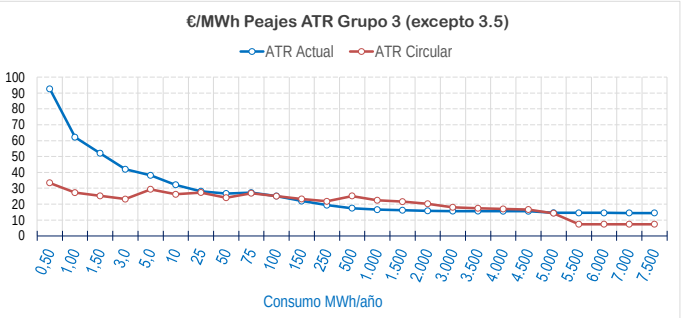


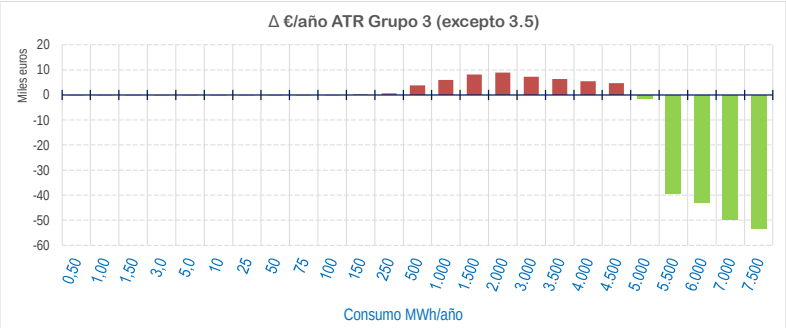
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 3 (EXCEPTO 3.5) SUMINSTRADOS DESDE GASODUCTO

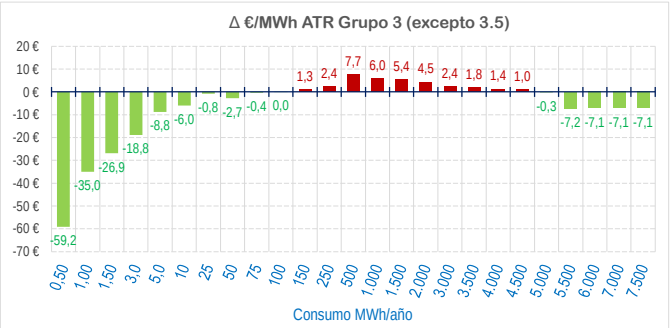
Fc	Memoria CNMC

				PEAJES ACTUALES								PEAJES CIRCULAR CNMC							Total		
				Regasif.		Entrada PVB	Salida PVB		Suma Peajes ATR			Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes ATR				
Consumo	Fc	Capacidad		TV	Total	Total	TV	Total				Total	Total	Total	Total	Total					
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
0,50	41,0%	0,00	3.1	0,116	0,84 €	0,43 €	29,287	45,00 €	46,28 €	92,56	D.1	1,27 €	0,13 €	0,83 €	0,51 €	13,96 €	16,70 €	33,39	-29,59 €	-64%	-59,17
1,00	41,0%	0,01	3.1	0,116	1,69 €	0,87 €	29,287	59,65 €	62,20 €	62,20	D.1	2,55 €	0,26 €	1,65 €	1,01 €	21,77 €	27,24 €	27,24	-34,97 €	-56%	-34,97
1,50	41,0%	0,01	3.1	0,116	2,53 €	1,30 €	29,287	74,29 €	78,13 €	52,08	D.1	3,82 €	0,39 €	2,48 €	1,52 €	29,57 €	37,78 €	25,19	-40,35 €	-52%	-26,90
3,0	41,0%	0,02	3.1	0,116	5,06 €	2,61 €	29,287	118,22 €	125,89 €	41,96	D.1	7,64 €	0,78 €	4,96 €	3,04 €	52,99 €	69,40 €	23,13	-56,49 €	-45%	-18,83
5,0	37,4%	0,04	3.1	0,116	9,21 €	4,77 €	29,287	176,80 €	190,78 €	38,16	D.2	13,90 €	1,31 €	9,06 €	5,55 €	117,03 €	146,84 €	29,37	-43,94 €	-23%	-8,79
10	37,4%	0,07	3.2	0,116	18,42 €	9,55 €	22,413	293,61 €	321,58 €	32,16	D.2	27,81 €	2,61 €	18,12 €	11,10 €	201,95 €	261,58 €	26,16	-60,00 €	-19%	-6,00
25	36,2%	0,19	3.2	0,116	47,44 €	24,64 €	22,413	629,81 €	701,89 €	28,08	D.3	71,63 €	6,53 €	46,73 €	28,62 €	529,59 €	683,10 €	27,32	-18,78 €	-3%	-0,75
50	36,2%	0,38	3.2	0,116	94,88 €	49,28 €	22,413	1.190,13 €	1.334,29 €	26,69	D.3	143,27 €	13,05 €	93,46 €	57,24 €	891,94 €	1.198,96 €	23,98	-135,33 €	-10%	-2,71
75	43,0%	0,48	3.3	0,116	121,06 €	62,15 €	16,117	1.859,42 €	2.042,63 €	27,24	D.4	182,51 €	19,58 €	118,15 €	72,46 €	1.619,79 €	2.012,50 €	26,83	-30,13 €	-1%	-0,40
100	43,0%	0,64	3.3	0,116	161,42 €	82,87 €	16,117	2.262,34 €	2.506,63 €	25,07	D.4	243,35 €	26,11 €	157,54 €	96,62 €	1.978,17 €	2.501,78 €	25,02	-4,85 €	0%	-0,05
150	43,0%	0,95	3.4	0,116	242,13 €	124,30 €	13,012	2.923,44 €	3.289,87 €	21,93	D.4	365,03 €	39,16 €	236,31 €	144,92 €	2.694,92 €	3.480,33 €	23,20	190,46 €	6%	1,27
250	43,0%	1,59	3.4	0,116	403,54 €	207,17 €	13,012	4.224,64 €	4.835,36 €	19,34	D.4	608,38 €	65,27 €	393,84 €	241,54 €	4.128,42 €	5.437,45 €	21,75	602,09 €	12%	2,41
500	42,0%	3,26	3.4	0,116	826,34 €	424,99 €	13,012	7.477,64 €	8.728,97 €	17,46	D.5	1.246,08 €	130,53 €	807,64 €	495,20 €	9.885,65 €	12.565,09 €	25,13	3.836,12 €	44%	7,67
1.000	42,0%	6,53	3.4	0,116	1.652,68 €	849,98 €	13,012	13.983,64 €	16.486,30 €	16,49	D.5	2.492,15 €	261,07 €	1.615,27 €	990,40 €	17.108,15 €	22.467,04 €	22,47	5.980,74 €	36%	5,98
1.500	42,0%	9,79	3.4	0,116	2.479,01 €	1.274,97 €	13,012	20.489,64 €	24.243,63 €	16,16	D.5	3.738,23 €	391,60 €	2.422,91 €	1.485,60 €	24.330,65 €	32.368,99 €	21,58	8.125,36 €	34%	5,42
2.000	46,6%	11,76	3.4	0,116	2.998,89 €	1.530,45 €	13,012	26.995,64 €	31.524,98 €	15,76	D.6	4.517,58 €	522,13 €	2.912,91 €	1.787,79 €	30.734,22 €	40.474,63 €	20,24	8.949,66 €	28%	4,47
3.000	46,6%	17,64	3.4	0,116	4.498,33 €	2.295,67 €	13,012	40.007,64 €	46.801,64 €	15,60	D.6	6.776,37 €	783,20 €	4.369,37 €	2.681,68 €	39.436,22 €	54.046,84 €	18,02	7.245,20 €	15%	2,42
3.500	46,6%	20,57	3.4	0,116	5.248,05 €	2.678,29 €	13,012	46.513,64 €	54.439,98 €	15,55	D.6	7.905,77 €	913,73 €	5.097,60 €	3.128,63 €	43.787,22 €	60.832,94 €	17,38	6.392,97 €	12%	1,83
4.000	46,6%	23,51	3.4	0,116	5.997,77 €	3.060,90 €	13,012	53.019,64 €	62.078,31 €	15,52	D.6	9.035,16 €	1.044,26 €	5.825,82 €	3.575,58 €	48.138,22 €	67.619,05 €	16,90	5.540,73 €	9%	1,39
4.500	46,6%	26,45	3.4	0,116	6.747,49 €	3.443,51 €	13,012	59.525,64 €	69.716,64 €	15,49	D.6	10.164,56 €	1.174,79 €	6.554,05 €	4.022,52 €	52.489,22 €	74.405,15 €	16,53	4.688,50 €	7%	1,04
5.000	85,0%	16,12	3.4	0,116	4.372,81 €	2.097,92 €	13,012	66.031,64 €	72.502,37 €	14,50	D.6	6.535,72 €	1.305,33 €	4.044,02 €	2.501,72 €	56.840,22 €	71.227,01 €	14,25	-1.275,36 €	-2%	-0,26
5.500	85,0%	17,73	3.4	0,116	4.810,09 €	2.307,71 €	13,012	72.537,64 €	79.655,45 €	14,48	D.7	7.189,29 €	1.435,86 €	4.448,43 €	2.751,89 €	24.446,81 €	40.272,28 €	7,32	-39.383,17 €	-49%	-7,16
6.000	85,0%	19,34	3.4	0,116	5.247,37 €	2.517,51 €	13,012	79.043,64 €	86.808,52 €	14,47	D.7	7.842,86 €	1.566,39 €	4.852,83 €	3.002,06 €	26.669,25 €	43.933,39 €	7,32	-42.875,13 €	-49%	-7,15
7.000	85,0%	22,56	3.4	0,116	6.121,94 €	2.937,09 €	13,012	92.055,64 €	101.114,67 €	14,44	D.7	9.150,01 €	1.827,46 €	5.661,63 €	3.502,41 €	31.114,13 €	51.255,63 €	7,32	-49.859,04 €	-49%	-7,12
7.500	85,0%	24,17	3.4	0,116	6.559,22 €	3.146,88 €	13,012	98.561,64 €	108.267,74 €	14,44	D.7	9.803,58 €	1.957,99 €	6.066,04 €	3.752,58 €	33.336,56 €	54.916,74 €	7,32	-53.351,00 €	-49%	-7,11









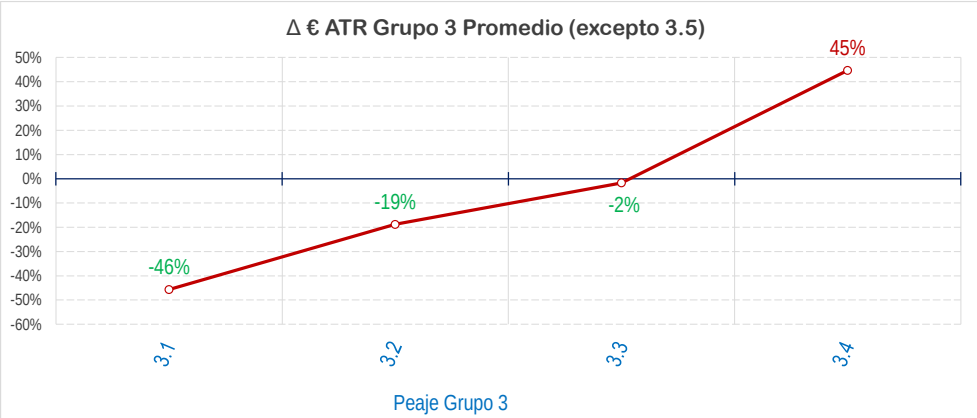
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:

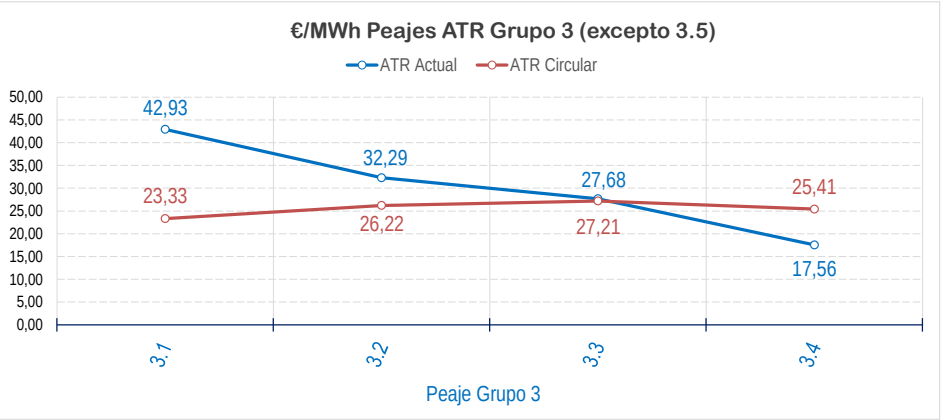
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 3 (EXCEPTO 3.5) SUMINISTRADOS DESDE GASODUCTO. TAMAÑO MEDIO 2018

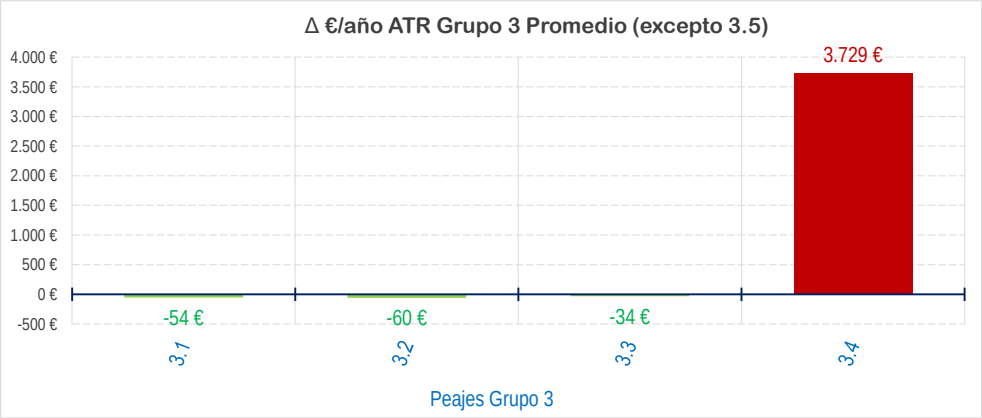
Fc	Memoria CNMC

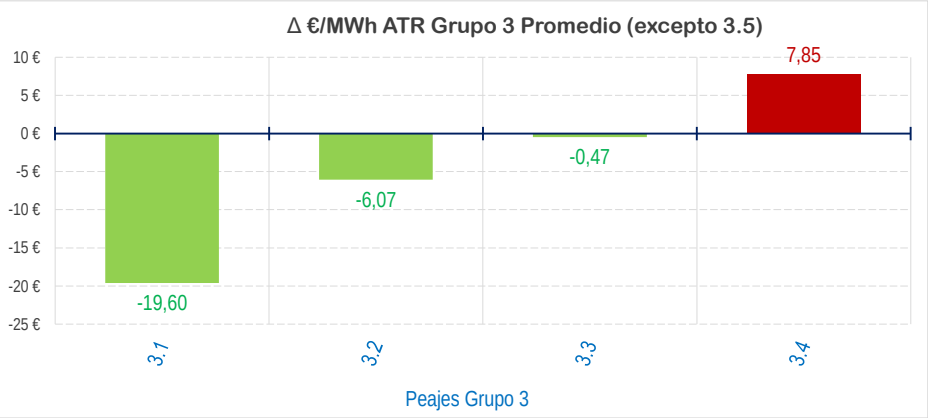
				PEAJES ACTUALES						
				Regasif.		Entrada PVB	Salida PVB		Suma Peajes ATR	
Consumo	Fc	Capacidad		TV	Total	Total	TV	Total		
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/MWh
2,74	41,0%	0,02	3.1	0,116	4,63 €	2,38 €	29,287	110,61 €	117,61 €	42,93
9,82	37,4%	0,07	3.2	0,116	18,09 €	9,37 €	22,413	289,55 €	317,02 €	32,29
71	43,0%	0,45	3.3	0,116	115,16 €	59,12 €	16,117	1.800,48 €	1.974,76 €	27,68
475	42,0%	3,10	3.4	0,116	785,02 €	403,74 €	13,012	7.152,34 €	8.341,10 €	17,56

	PEAJES CIRCULAR CNMC									
	Regasif.	Otros Regasif.	Entrada Transp.	Salida Transp.	Red Local	Suma Peajes ATR		Total		
Peaje	Total €/año	Total €/año	Total €/año	Total €/año	Total €/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
D.1	6,98 €	0,72 €	4,53 €	2,77 €	48,93 €	63,92 €	23,33	-53,69 €	-46%	-19,60
D.2	27,30 €	2,56 €	17,79 €	10,90 €	198,88 €	257,43 €	26,22	-59,59 €	-19%	-6,07
D.4	173,61 €	18,63 €	112,39 €	68,93 €	1.567,37 €	1.940,93 €	27,21	-33,83 €	-2%	-0,47
D.5	1.183,77 €	124,01 €	767,25 €	470,44 €	9.524,52 €	12.070,00 €	25,41	3.728,89 €	45%	7,85





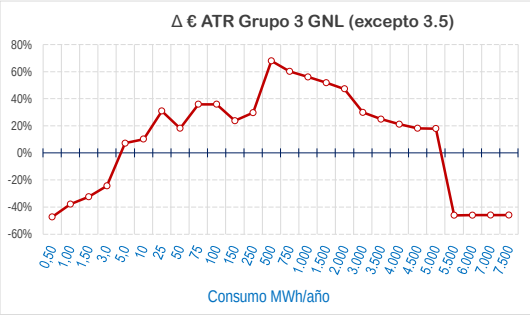


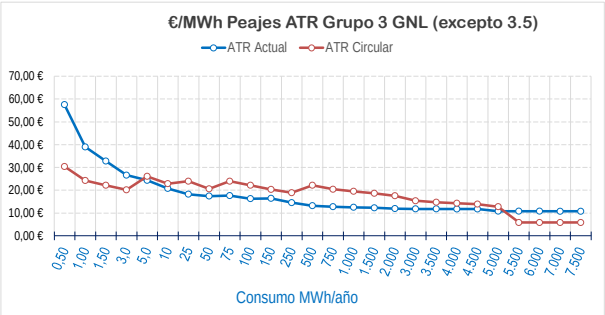


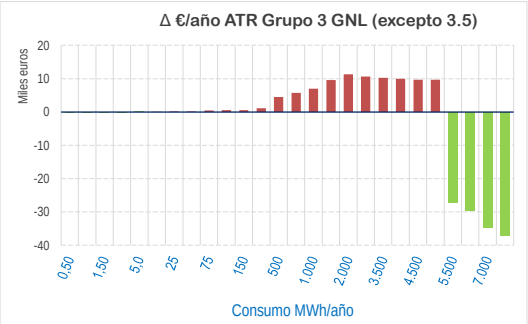
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 3 (EXCEPTO 3.5) ALIMENTADOS DESDE PLANTA DE GNL CONECTADA A RED

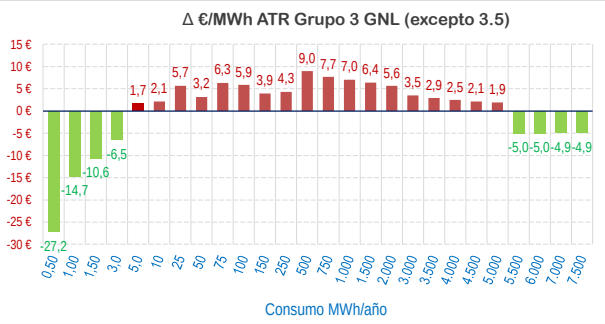
Fc	Memoria CNMC

				PEAJES ACTUALES					PEAJES CIRCULAR CNMC								
				Carga Cisternas	Salida PVB	Suma Peajes			Carga Cisternas	Otros Regasif.	Red Local	Suma Peajes		Total		
Consumo	Fc	Capacidad	Peaje	Total	Total	ATR			Total	Total	Total	ATR				
MWh/año	%	MWh/día		€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
0,50	41,0%	0,00	3.1	1,24 €	27,54 €	28,78 €	57,56	D.1	1,11 €	0,13 €	13,96 €	15,20 €	30,40	-13,58 €	-47%	-27,16
1,00	41,0%	0,01	3.1	2,48 €	36,50 €	38,98 €	38,98	D.1	2,22 €	0,26 €	21,77 €	24,25 €	24,25	-14,74 €	-38%	-14,74
1,50	41,0%	0,01	3.1	3,72 €	45,47 €	49,19 €	32,79	D.1	3,33 €	0,39 €	29,57 €	33,29 €	22,19	-15,89 €	-32%	-10,60
3,0	41,0%	0,02	3.1	7,44 €	72,35 €	79,79 €	26,60	D.1	6,66 €	0,78 €	52,99 €	60,43 €	20,14	-19,36 €	-24%	-6,45
5,0	37,4%	0,04	3.1	13,53 €	108,20 €	121,73 €	24,35	D.2	12,13 €	1,31 €	117,03 €	130,46 €	26,09	8,73 €	7%	1,75
10	37,4%	0,07	3.2	27,06 €	180,57 €	207,63 €	20,76	D.2	24,25 €	2,61 €	201,95 €	228,81 €	22,88	21,18 €	10%	2,12
25	36,2%	0,19	3.2	69,70 €	387,33 €	457,03 €	18,28	D.3	62,49 €	6,53 €	529,59 €	598,61 €	23,94	141,58 €	31%	5,66
50	36,2%	0,38	3.2	139,40 €	731,93 €	871,33 €	17,43	D.3	124,99 €	13,05 €	891,94 €	1.029,98 €	20,60	158,66 €	18%	3,17
75	43,0%	0,48	3.3	177,86 €	1.145,40 €	1.323,26 €	17,64	D.4	159,07 €	19,58 €	1.619,79 €	1.798,44 €	23,98	475,18 €	36%	6,34
100	43,0%	0,64	3.3	237,15 €	1.393,60 €	1.630,75 €	16,31	D.4	212,09 €	26,11 €	1.978,17 €	2.216,37 €	22,16	585,62 €	36%	5,86
150	43,0%	0,95	3.4	355,73 €	2.110,72 €	2.466,45 €	16,44	D.4	318,14 €	39,16 €	2.694,92 €	3.052,22 €	20,35	585,77 €	24%	3,91
250	43,0%	1,59	3.4	592,88 €	3.050,19 €	3.643,07 €	14,57	D.4	530,23 €	65,27 €	4.128,42 €	4.723,92 €	18,90	1.080,85 €	30%	4,32
500	42,0%	3,26	3.4	1.214,03 €	5.398,86 €	6.612,89 €	13,23	D.5	1.086,19 €	130,53 €	9.885,65 €	11.102,37 €	22,20	4.489,48 €	68%	8,98
750	42,0%	4,90	3.4	1.821,05 €	7.747,52 €	9.568,57 €	12,76	D.5	1.629,28 €	195,80 €	13.496,90 €	15.321,98 €	20,43	5.753,41 €	60%	7,67
1.000	42,0%	6,53	3.4	2.428,06 €	10.096,19 €	12.524,25 €	12,52	D.5	2.172,37 €	261,07 €	17.108,15 €	19.541,59 €	19,54	7.017,33 €	56%	7,02
1.500	42,0%	9,79	3.4	3.642,09 €	14.793,52 €	18.435,61 €	12,29	D.5	3.258,56 €	391,60 €	24.330,65 €	27.980,80 €	18,65	9.545,19 €	52%	6,36
2.000	46,6%	11,76	3.4	4.405,99 €	19.490,85 €	23.896,84 €	11,95	D.6	3.935,31 €	522,13 €	30.734,22 €	35.191,66 €	17,60	11.294,82 €	47%	5,65
3.000	46,6%	17,64	3.4	6.608,98 €	28.885,52 €	35.494,50 €	11,83	D.6	5.902,96 €	783,20 €	39.436,22 €	46.122,38 €	15,37	10.627,89 €	30%	3,54
3.500	46,6%	20,57	3.4	7.710,48 €	33.582,85 €	41.293,32 €	11,80	D.6	6.886,79 €	913,73 €	43.787,22 €	51.587,74 €	14,74	10.294,42 €	25%	2,94
4.000	46,6%	23,51	3.4	8.811,97 €	38.280,18 €	47.092,15 €	11,77	D.6	7.870,62 €	1.044,26 €	48.138,22 €	57.053,10 €	14,26	9.960,95 €	21%	2,49
4.500	46,6%	26,45	3.4	9.913,47 €	42.977,51 €	52.890,98 €	11,75	D.6	8.854,45 €	1.174,79 €	52.489,22 €	62.518,46 €	13,89	9.627,48 €	18%	2,14
5.000	85,0%	16,12	3.4	6.425,86 €	47.674,84 €	54.100,71 €	10,82	D.6	5.664,13 €	1.305,33 €	56.840,22 €	63.809,68 €	12,76	9.708,97 €	18%	1,94
5.500	85,0%	17,73	3.4	7.068,45 €	52.372,18 €	59.440,62 €	10,81	D.7	6.230,54 €	1.435,86 €	24.446,81 €	32.113,21 €	5,84	-27.327,41 €	-46%	-4,97
6.000	85,0%	19,34	3.4	7.711,03 €	57.069,51 €	64.780,54 €	10,80	D.7	6.796,95 €	1.566,39 €	26.669,25 €	35.032,60 €	5,84	-29.747,95 €	-46%	-4,96
7.000	85,0%	22,56	3.4	8.996,21 €	66.464,17 €	75.460,38 €	10,78	D.7	7.929,78 €	1.827,46 €	31.114,13 €	40.871,36 €	5,84	-34.589,02 €	-46%	-4,94
7.500	85,0%	24,17	3.4	9.638,79 €	71.161,50 €	80.800,30 €	10,77	D.7	8.496,19 €	1.957,99 €	33.336,56 €	43.790,74 €	5,84	-37.009,55 €	-46%	-4,93







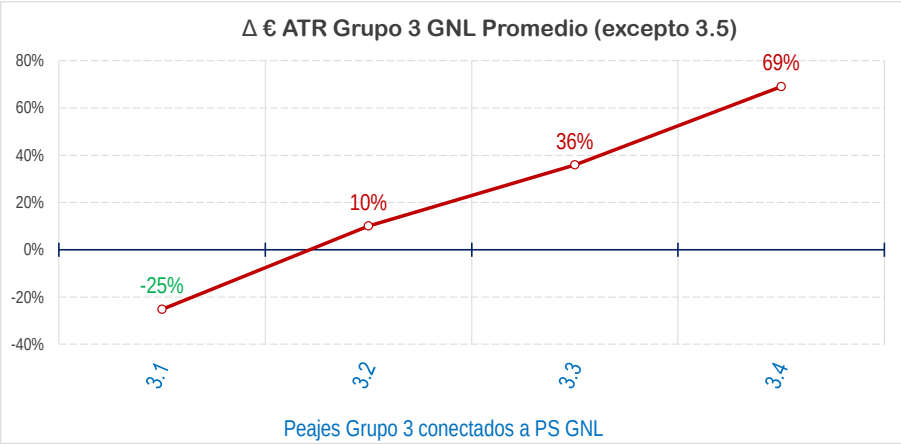


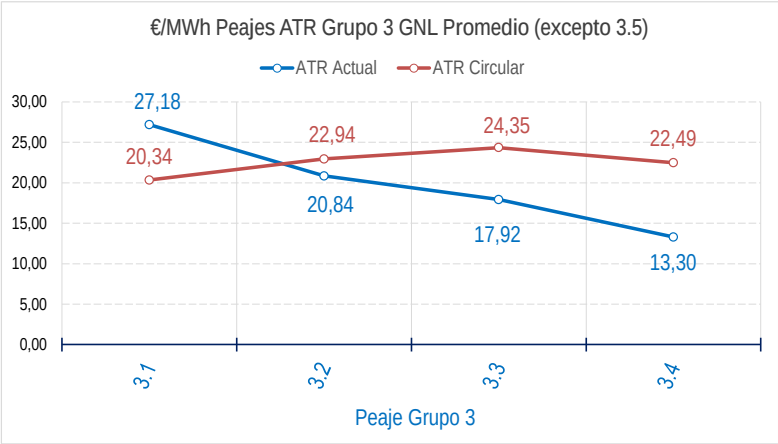
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 3 (EXCEPTO 3.5) ALIMENTADOS DESDE PLANTA DE GNL CONECTADA A RED. TAMAÑO MEDIO 2018.

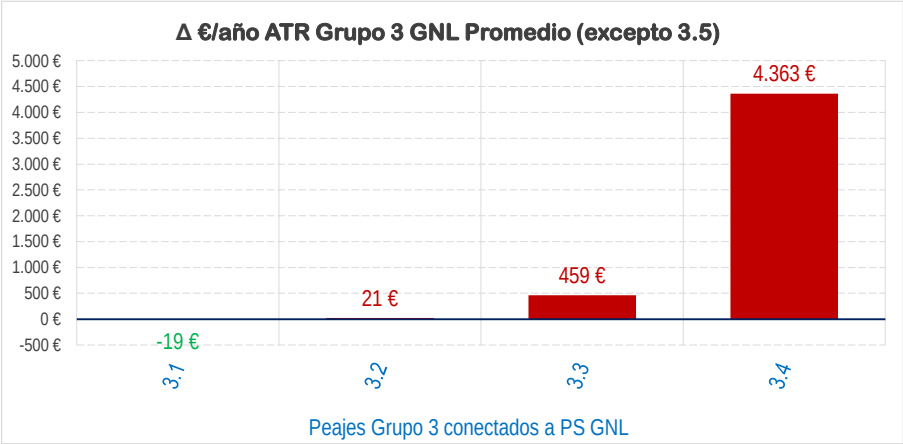
Fc	Memoria CNMC

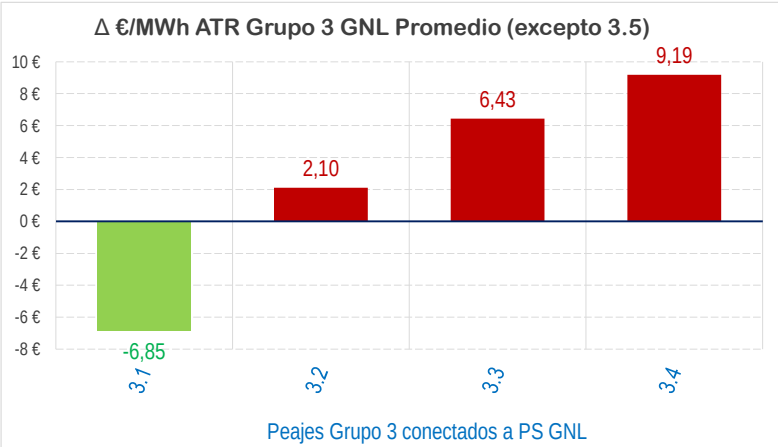
				PEAJES ACTUALES					
				Carga Cisternas		Salida PVB		Suma Peajes	
Consumo	Fc	Capacidad	Peaje	TV	Total	TF Cliente	Total	ATR	
MWh/año	%	MWh/día		€/MWh	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh
2,74	41,0%	0,02	3.1	0,171	6,80 €	18,58 €	67,69 €	74,49 €	27,18
9,82	37,4%	0,07	3.2	0,171	26,57 €	42,73 €	178,08 €	204,65 €	20,84
71,34	43,0%	0,45	3.3	0,171	169,19 €	400,79 €	1.109,09 €	1.278,28 €	17,92
475	42,0%	3,10	3.4	0,171	1.153,33 €	701,52 €	5.163,99 €	6.317,32 €	13,30

	PEAJES CIRCULAR CNMC					Total		
	Carga Cisternas	Otros Regasif.	Red Local	Suma Peajes				
	Total	Total	Total	ATR				
Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
D.1	6,08 €	0,72 €	48,93 €	55,72 €	20,34	-18,76 €	-25%	-6,85
D.2	23,82 €	2,56 €	198,88 €	225,25 €	22,94	20,61 €	10%	2,10
D.4	151,31 €	18,63 €	1.567,37 €	1.737,31 €	24,35	459,03 €	36%	6,43
D.5	1.031,88 €	124,01 €	9.524,52 €	10.680,41 €	22,49	4.363,09 €	69%	9,19





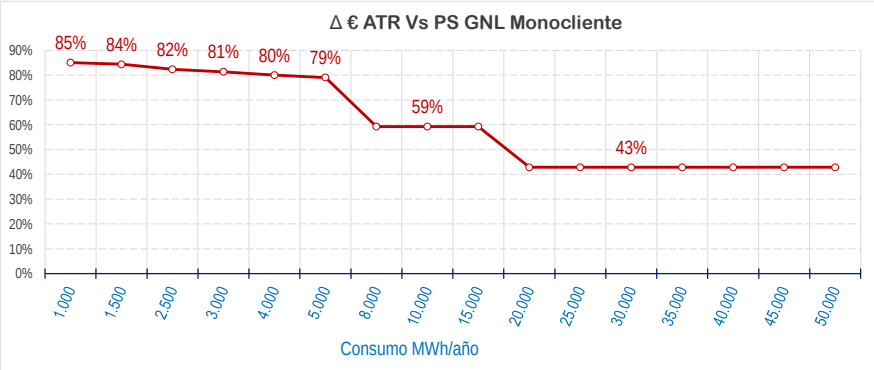


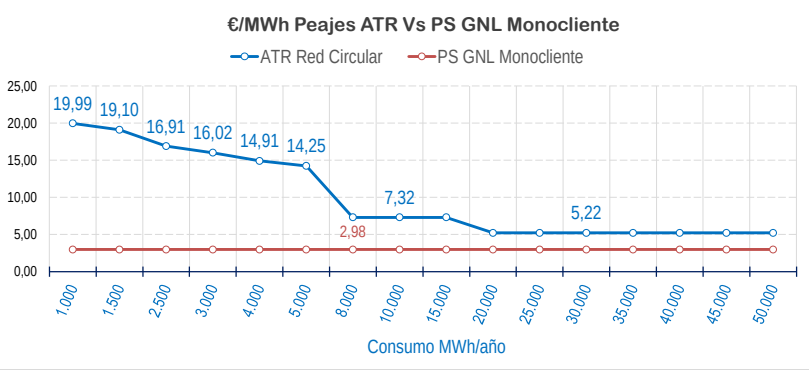


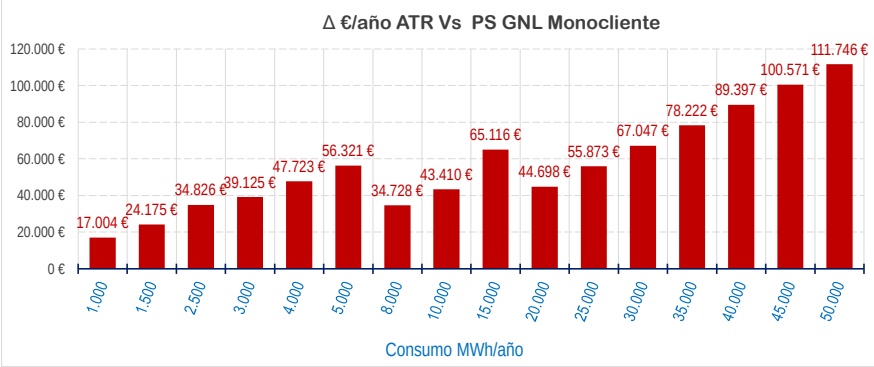
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 2 Vs. OPCIÓN PLANTA SATÉLITE MONOCLIENTE

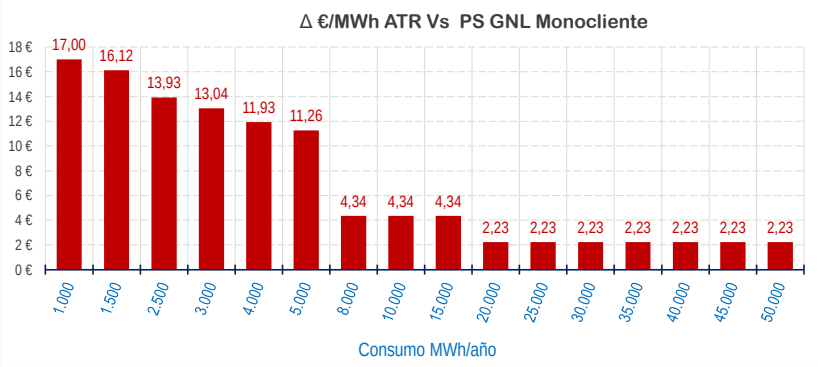
Fc	85%
km hasta Planta	250

				PEAJES CIRCULAR CNMC							PLANTA SATELITE MONOCLIENTE					Total		
				Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Carga Cisternas Total	Otros Regasif. Total	Tpte. Carretera Total	Suma Costes PS GNL ATR				
Consumo	Fc	Capacidad																
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
1.000	85,0%	3,22	D.5	1.307,14 €	261,07 €	808,80 €	500,34 €	17.108,15 €	19.985,51 €	19,99	1.132,83 €	261,07 €	1.587,30 €	2.981,19 €	2,98	17.004,31 €	85%	17,00
1.500	85,0%	4,83	D.5	1.960,72 €	391,60 €	1.213,21 €	750,52 €	24.330,65 €	28.646,68 €	19,10	1.699,24 €	391,60 €	2.380,95 €	4.471,79 €	2,98	24.174,90 €	84%	16,12
2.500	85,0%	8,06	D.6	3.267,86 €	652,66 €	2.022,01 €	1.250,86 €	35.085,22 €	42.278,62 €	16,91	2.832,06 €	652,66 €	3.968,25 €	7.452,98 €	2,98	34.825,64 €	82%	13,93
3.000	85,0%	9,67	D.6	3.921,43 €	783,20 €	2.426,41 €	1.501,03 €	39.436,22 €	48.068,30 €	16,02	3.398,48 €	783,20 €	4.761,90 €	8.943,58 €	2,98	39.124,72 €	81%	13,04
4.000	85,0%	12,89	D.6	5.228,58 €	1.044,26 €	3.235,22 €	2.001,38 €	48.138,22 €	59.647,65 €	14,91	4.531,30 €	1.044,26 €	6.349,21 €	11.924,77 €	2,98	47.722,88 €	80%	11,93
5.000	85,0%	16,12	D.6	6.535,72 €	1.305,33 €	4.044,02 €	2.501,72 €	56.840,22 €	71.227,01 €	14,25	5.664,13 €	1.305,33 €	7.936,51 €	14.905,96 €	2,98	56.321,05 €	79%	11,26
8.000	85,0%	25,79	D.7	10.457,15 €	2.088,52 €	6.470,44 €	4.002,75 €	35.559,00 €	58.577,86 €	7,32	9.062,61 €	2.088,52 €	12.698,41 €	23.849,54 €	2,98	34.728,32 €	59%	4,34
10.000	85,0%	32,23	D.7	13.071,44 €	2.610,65 €	8.088,05 €	5.003,44 €	44.448,75 €	73.222,32 €	7,32	11.328,26 €	2.610,65 €	15.873,02 €	29.811,92 €	2,98	43.410,40 €	59%	4,34
15.000	85,0%	48,35	D.7	19.607,16 €	3.915,98 €	12.132,07 €	7.505,16 €	66.673,13 €	109.833,49 €	7,32	16.992,39 €	3.915,98 €	23.809,52 €	44.717,89 €	2,98	65.115,60 €	59%	4,34
20.000	85,0%	64,46	D.8	26.142,88 €	5.221,30 €	16.176,09 €	10.006,88 €	46.774,96 €	104.322,10 €	5,22	22.656,52 €	5.221,30 €	31.746,03 €	59.623,85 €	2,98	44.698,25 €	43%	2,23
25.000	85,0%	80,58	D.8	32.678,60 €	6.526,63 €	20.220,12 €	12.508,59 €	58.468,69 €	130.402,63 €	5,22	28.320,65 €	6.526,63 €	39.682,54 €	74.529,81 €	2,98	55.872,82 €	43%	2,23
30.000	85,0%	96,70	D.8	39.214,32 €	7.831,95 €	24.264,14 €	15.010,31 €	70.162,43 €	156.483,15 €	5,22	33.984,77 €	7.831,95 €	47.619,05 €	89.435,77 €	2,98	67.047,38 €	43%	2,23
35.000	85,0%	112,81	D.8	45.750,04 €	9.137,28 €	28.308,16 €	17.512,03 €	81.856,17 €	182.563,68 €	5,22	39.648,90 €	9.137,28 €	55.555,56 €	104.341,73 €	2,98	78.221,95 €	43%	2,23
40.000	85,0%	128,93	D.8	52.285,76 €	10.442,60 €	32.352,19 €	20.013,75 €	93.549,91 €	208.644,20 €	5,22	45.313,03 €	10.442,60 €	63.492,06 €	119.247,70 €	2,98	89.396,51 €	43%	2,23
45.000	85,0%	145,04	D.8	58.821,48 €	11.747,93 €	36.396,21 €	22.515,47 €	105.243,65 €	234.724,73 €	5,22	50.977,16 €	11.747,93 €	71.428,57 €	134.153,66 €	2,98	100.571,07 €	43%	2,23
50.000	85,0%	161,16	D.8	65.357,20 €	13.053,25 €	40.440,23 €	25.017,19 €	116.937,39 €	260.805,26 €	5,22	56.641,29 €	13.053,25 €	79.365,08 €	149.059,62 €	2,98	111.745,64 €	43%	2,23





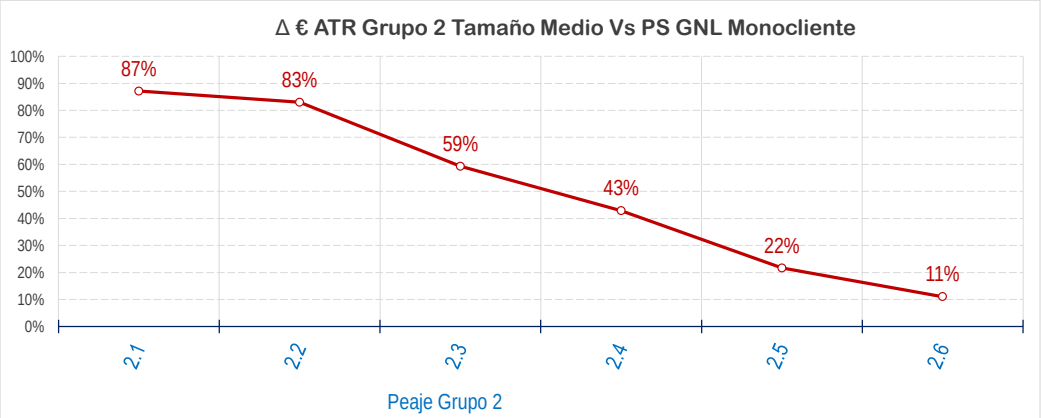


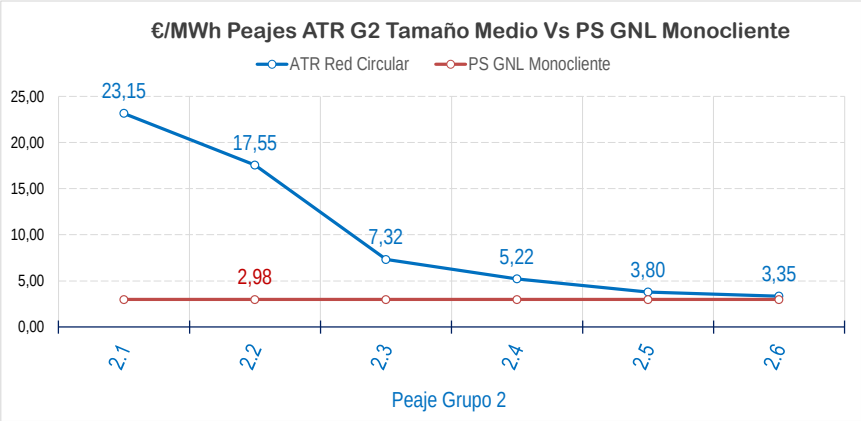


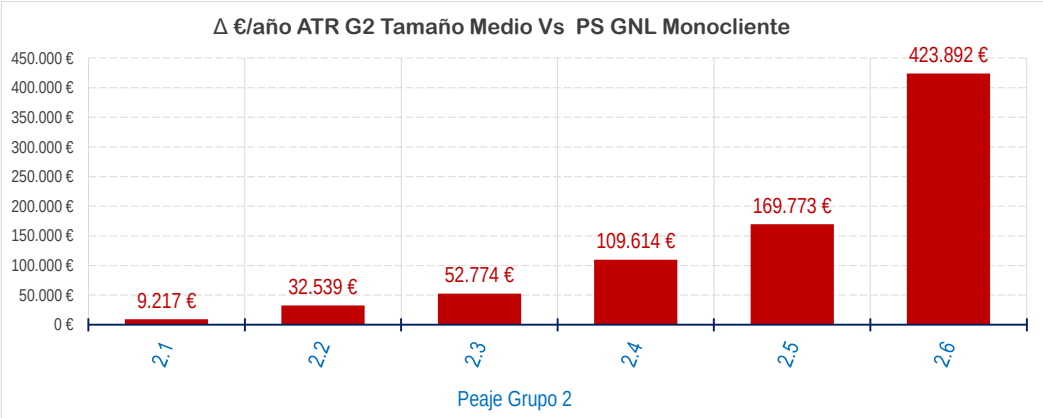
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES:
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 2 TAMAÑOS MEDIOS 2018 Vs. OPCIÓN PLANTA SATÉLITE MONOCLIENTE

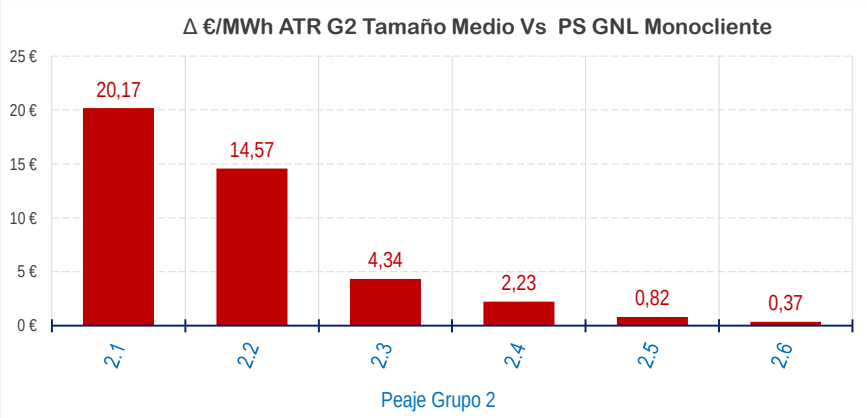
Fc	85%
km hasta Planta	250

					PEAJES CIRCULAR CNMC							PLANTA SATÉLITE MONOCLIENTE					Total		
					Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Carga Cisternas Total	Otros Regasif. Total	Tpte. Carretera Total	Suma Costes PS GNL ATR				
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje 1	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
457	85,0%	1,47	2.1	D.5	597,36 €	119,31 €	369,62 €	228,66 €	9.264,51 €	10.579,47 €	23,15	517,70 €	119,31 €	725,40 €	1.362,40 €	2,98	9.217,06 €	87%	20,17
2.234	85,0%	7,20	2.2	D.6	2.920,16 €	583,22 €	1.806,87 €	1.117,77 €	32.770,49 €	39.198,51 €	17,55	2.530,73 €	583,22 €	3.546,03 €	6.659,98 €	2,98	32.538,52 €	83%	14,57
12.157	85,0%	39,18	2.3	D.7	15.890,95 €	3.173,77 €	9.832,64 €	6.082,68 €	54.036,35 €	89.016,38 €	7,32	13.771,76 €	3.173,77 €	19.296,83 €	36.242,36 €	2,98	52.774,02 €	59%	4,34
49.046	85,0%	158,09	2.4	D.8	64.110,18 €	12.804,19 €	39.668,63 €	24.539,86 €	114.706,22 €	255.829,09 €	5,22	55.560,58 €	12.804,19 €	77.850,79 €	146.215,56 €	2,98	109.613,53 €	43%	2,23
206.507	85,0%	665,61	2.5	D.10	269.934,37 €	53.911,75 €	167.023,83 €	103.324,49 €	191.215,66 €	785.410,10 €	3,80	233.936,46 €	53.911,75 €	327.788,89 €	615.637,10 €	2,98	169.773,00 €	22%	0,82
1.144.703	85,0%	3.689,61	2.6	D.11	1.496.291,55 €	298.841,89 €	925.841,14 €	572.745,00 €	542.752,49 €	3.836.472,06 €	3,35	1.296.749,11 €	298.841,89 €	1.816.988,89 €	3.412.579,89 €	2,98	423.892,17 €	11%	0,37









Anexo II: CÁLCULO DEL EFECTO DE LA EVOLUCIÓN DE LOS PEAJES EN EL PERIODO 2020-2026.

PROMEDIOS PEAJES CIRCULAR (PERIODO 2020 2026)

RED DE TRANSPORTE			2020	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	Promedio
ENTRADA	TF	€/MWh/año	243,92	210,38	179,35	158,63	140,28	121,18	115,78	167,07
SALIDA	TF	€/MWh/día/año	148,72	129,36	110,86	97,99	86,77	75,04	73,4	103,16
ENTRADA-SALIDA	TV	€/MWh	0,0266127	0,0262272	0,0256329	0,0249624	0,0245707	0,0243444	0,0239232	0,0251819

REDES LOCALES

FIJOS			2020	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	Promedio
D1	TF	€/cliente/mes	0,508	0,502	0,46	0,423	0,383	0,343	0,338	0,42
D2	TF	€/cliente/mes	2,675	2,646	2,423	2,23	2,019	1,809	1,781	2,23
D3	TF	€/cliente/mes	13,937	13,792	12,634	11,628	10,524	9,431	9,284	11,60
D4	TF	€/cliente/mes	45,389	44,908	41,135	37,859	34,268	30,709	30,23	37,79
D5	TF	€/cliente/mes	221,927	219,017	200,465	184,479	167,002	149,68	147,339	184,27
D6	TF	€/cliente/mes	1.110,84	1.096,28	1.003,14	922,84	835,13	748,27	736,38	921,84
D7	TF	€/MWh/día	104,09	102,87	93,24	84,87	76,06	67,69	66,44	85,04
D8	TF	€/MWh/día	50,66	49,79	44,89	40,70	36,37	32,31	31,68	40,91
D9	TF	€/MWh/día	21,25	20,73	18,63	16,86	15,05	13,36	13,10	17,00
D10	TF	€/MWh/día	16,72	15,91	14,22	12,85	11,50	10,24	10,08	13,07
D11	TF	€/MWh/día	11,89	10,28	8,89	7,87	7,06	6,35	6,35	8,38
VARIABLES			2020	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	Promedio
D1	TV	€/MWh	15,655	15,590	14,304	13,164	11,909	10,665	10,499	13,112
D2	TV	€/MWh	16,985	16,925	15,532	14,294	12,930	11,579	11,399	14,235
D3	TV	€/MWh	14,494	14,465	13,279	12,221	11,053	9,897	9,743	12,165
D4	TV	€/MWh	14,335	14,269	13,087	12,041	10,890	9,752	9,599	11,996
D5	TV	€/MWh	14,445	14,378	13,177	12,114	10,948	9,798	9,641	12,072
D6	TV	€/MWh	8,702	8,614	7,841	7,165	6,444	5,745	5,638	7,164
D7	TV	€/MWh	1,090	1,000	0,888	0,808	0,730	0,654	0,642	0,830
D8	TV	€/MWh	0,706	0,632	0,556	0,504	0,455	0,409	0,401	0,523
D9	TV	€/MWh	0,480	0,417	0,363	0,329	0,298	0,268	0,263	0,345
D10	TV	€/MWh	0,387	0,334	0,291	0,265	0,240	0,217	0,212	0,278
D11	TV	€/MWh	0,091	0,079	0,069	0,062	0,057	0,052	0,050	0,066

REGASIFICACION		2020	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	Promedio
TF	€/MWh/día/año	358,71	343,45	320,73	298,65	281,14	268,83	247,38	302,70
TV	€/MWh	0,15204	0,11334	0,09691	0,09165	0,0886	0,08673	0,08323	0,10179

OTROS COSTES DE REGASIFICACIÓN

TV	€/MWh	0,26106	0,23428	0,19065	0,13153	0,09185	0,06167	0,06057	0,14737

CARGA CISTERNAS		2020	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	Promedio
TF	€/MWh/día/año	314,68	298,34	278,19	259,85	241,07	227,9	204,4	260,63
TV	€/MWh	0,1195	0,09124	0,08129	0,0804	0,07955	0,07876	0,07801	0,08696

Peaje	Tamaño Medio	Periodo	Nuevo Peaje	% Δ ATR	Δ €/MWh Promedio
2.1	457	oct-2020 a oct-2026	D.5	46%	6,04
2.2	2.234	oct-2020 a oct-2026	D.6	160%	8,77
2.3	12.157	oct-2020 a oct-2026	D.7	33%	1,43
2.4	49.046	oct-2020 a oct-2026	D.8	-1%	-0,02
2.5	206.507	oct-2020 a oct-2026	D.10	-24%	-0,90
2.6	1.144.703	oct-2020 a oct-2026	D.11	-29%	-1,01
3.1	2,74	oct-2020 a oct-2026	D.1	-56%	-23,84
3.2	9,82	oct-2020 a oct-2026	D.2	-34%	-10,83
3.3	71,34	oct-2020 a oct-2026	D.4	-19%	-5,38
3.4	475	oct-2020 a oct-2026	D.5	18%	3,21
3.1 PS GNL de distribución	2,74	oct-2020 a oct-2026	D.1	-38%	-10,25
3.2 PS GNL de distribución	9,82	oct-2020 a oct-2026	D.2	-8%	-1,74
3.3 PS GNL de distribución	71,34	oct-2020 a oct-2026	D.4	13%	2,33
3.4 PS GNL de distribución	475	oct-2020 a oct-2026	D.5	40%	5,36

Peaje	Tamaño Medio	Periodo	Nuevo Peaje	% Δ ATR	Δ €/MWh Promedio
3.5 sin consumo nocturno	15.000	oct-2020 a oct-2026	D.7	2%	0,12
3.5 sin consumo nocturno	15.614	oct-2020 a oct-2026	D.8	-29%	-1,61
3.5 con 35% cons. Nocturno	15.000	oct-2020 a oct-2026	D.7	10%	0,52
3.5 con 35% cons. Nocturno	15.614	oct-2020 a oct-2026	D.8	-23%	-1,21

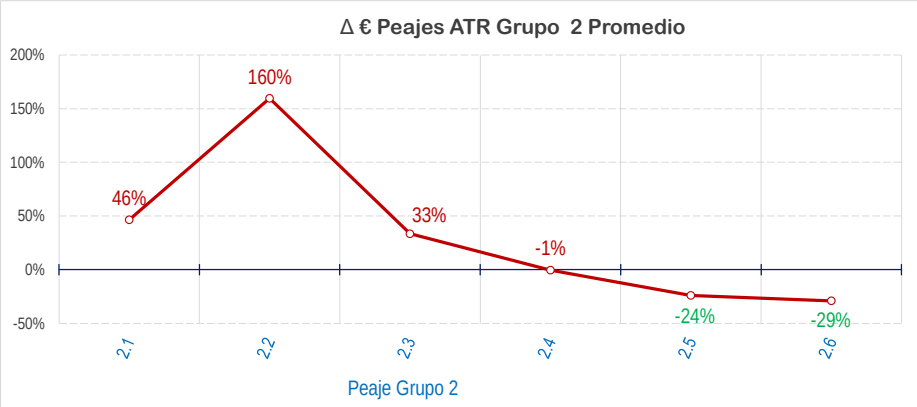
Peaje	Tamaño Medio	Periodo	Nuevo Peaje	% Δ ATR	Δ €/MWh Promedio
2.1 Vs PS Monocliente	457	oct-2020 a oct-2026	D.5	86%	16,39
2.2 Vs PS Monocliente	2.234	oct-2020 a oct-2026	D.6	81%	11,60
2.3 Vs PS Monocliente	12.157	oct-2020 a oct-2026	D.7	53%	3,06
2.4 Vs PS Monocliente	49.046	oct-2020 a oct-2026	D.8	33%	1,33
2.5 Vs PS Monocliente	206.507	oct-2020 a oct-2026	D.10	6%	0,18
2.6 Vs PS Monocliente	1.144.703	oct-2020 a oct-2026	D.11	-7%	-0,18

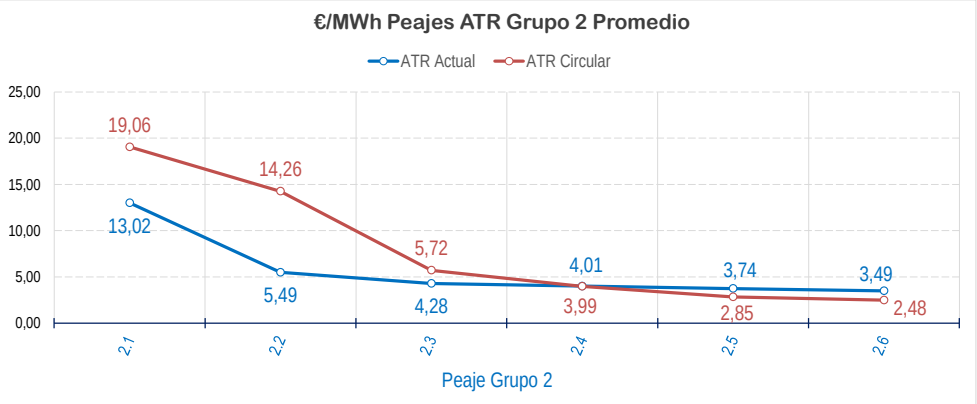
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES (PROMEDI PEAJES PERIODO 2020-2026):
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 2 (TAMAÑO MEDIO 2018)

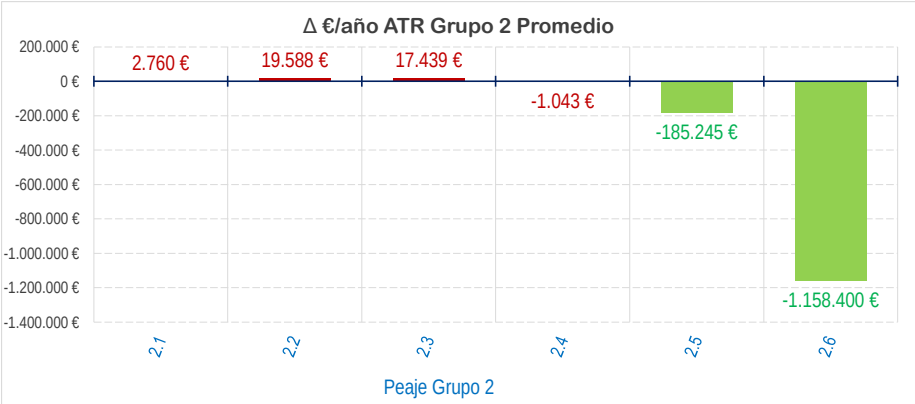
Fc	85%

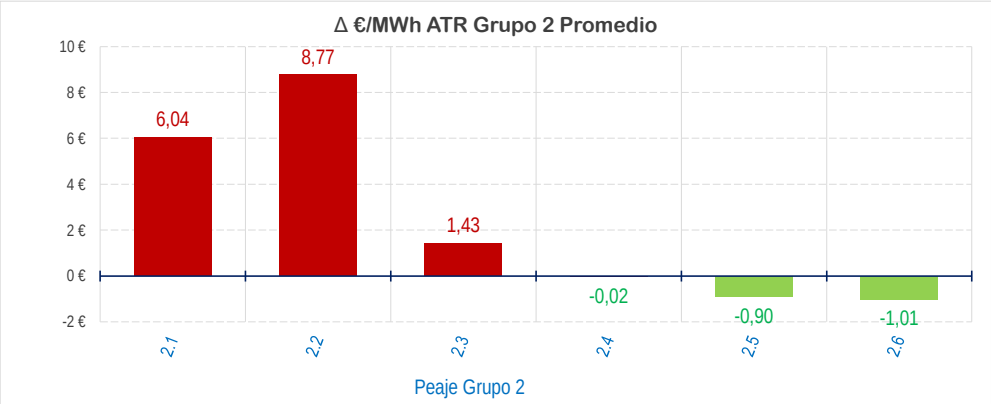
				PEAJES ACTUALES				
Consumo	Fc	Capacidad		Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh
457	85,0%	1,47	2.1	399,68 €	191,75 €	5.356,86 €	5.948,28 €	13,02
2.234	85,0%	7,20	2.2	1.953,77 €	937,35 €	9.381,80 €	12.272,93 €	5,49
12.157	85,0%	39,18	2.3	10.632,06 €	5.100,89 €	36.330,10 €	52.063,04 €	4,28
49.046	85,0%	158,09	2.4	42.893,79 €	20.578,93 €	133.156,97 €	196.629,68 €	4,01
206.507	85,0%	665,61	2.5	180.603,27 €	86.647,08 €	505.614,17 €	772.864,51 €	3,74
1.144.703	85,0%	3.689,61	2.6	1.001.114,26 €	480.299,30 €	2.518.195,33 €	3.999.608,89 €	3,49

	PEAJES CIRCULAR CNMC							Total		
	Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR				
Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
D.5	492,37 €	67,35 €	257,60 €	163,46 €	7.727,72 €	8.708,51 €	19,06	2.760,23 €	46%	6,04
D.6	2.406,93 €	329,22 €	1.259,27 €	799,07 €	27.066,46 €	31.860,95 €	14,26	19.588,02 €	160%	8,77
D.7	13.098,03 €	1.791,58 €	6.852,70 €	4.348,41 €	43.411,35 €	69.502,06 €	5,72	17.439,01 €	33%	1,43
D.8	52.842,46 €	7.227,91 €	27.646,40 €	17.543,16 €	90.326,96 €	195.586,90 €	3,99	-1.042,78 €	-1%	-0,02
D.10	222.491,90 €	30.432,94 €	116.404,51 €	73.865,07 €	144.424,77 €	587.619,20 €	2,85	-185.245,32 €	-24%	-0,90
D.11	1.233.310,00 €	168.694,88 €	645.249,78 €	409.446,50 €	384.507,40 €	2.841.208,56 €	2,48	-1.158.400,33 €	-29%	-1,01







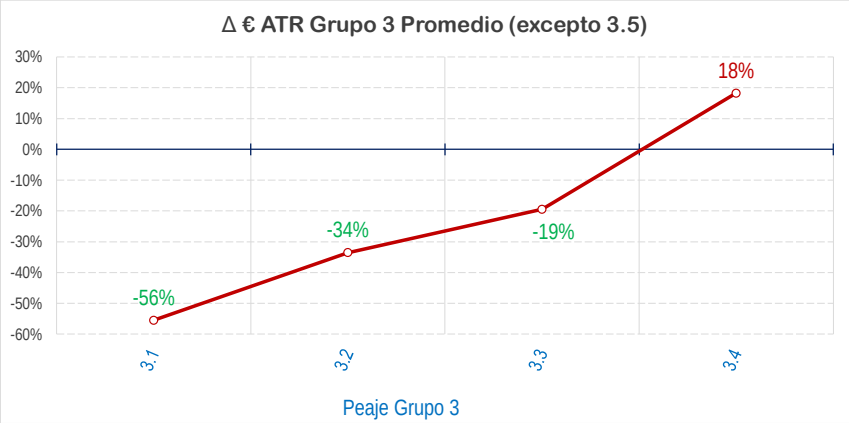


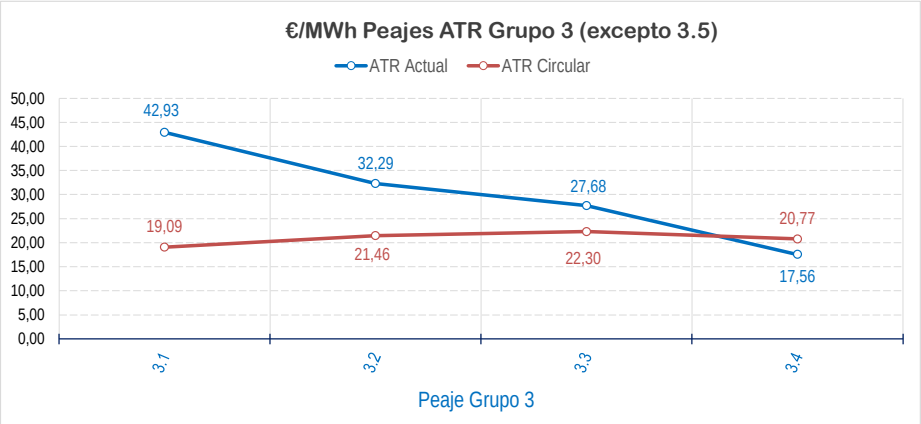
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES (PROMEDI PEAJES PERIODO 2020-2026):
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 3 (EXCEPTO 3.5). TAMAÑO MEDIO 2018

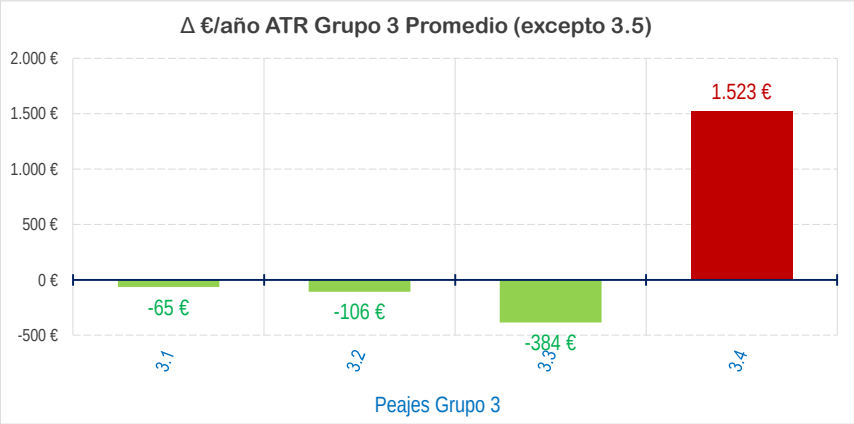
Fc	Memoria CNMC

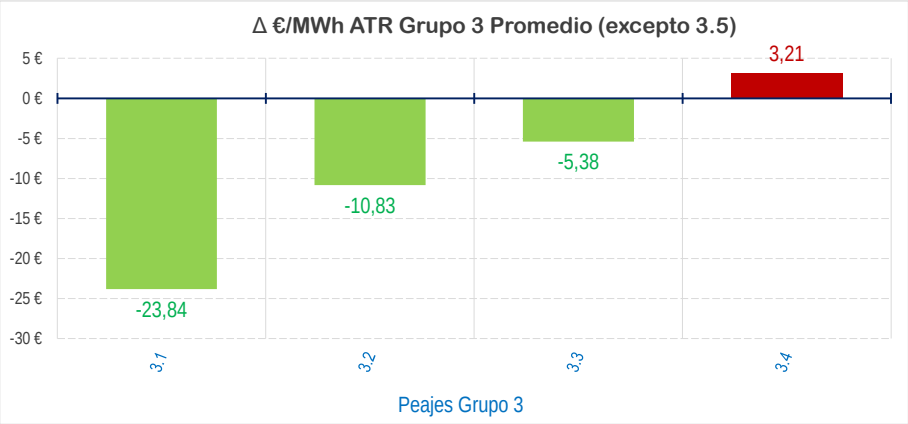
				PEAJES ACTUALES				
				Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR	
Consumo	Fc	Capacidad						
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh
2,74	41,0%	0,02	3.1	4,63 €	2,38 €	110,61 €	117,61 €	42,93
9,82	37,4%	0,07	3.2	18,09 €	9,37 €	289,55 €	317,02 €	32,29
71	43,0%	0,45	3.3	115,16 €	59,12 €	1.800,48 €	1.974,76 €	27,68
475	42,0%	3,10	3.4	785,02 €	403,74 €	7.152,34 €	8.341,10 €	17,56

	PEAJES CIRCULAR CNMC							Total		
	Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR				
Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
D.1	5,82 €	0,40 €	3,13 €	1,96 €	41,00 €	52,30 €	19,09	-65,31 €	-56%	-23,84
D.2	22,80 €	1,45 €	12,28 €	7,68 €	166,48 €	210,68 €	21,46	-106,33 €	-34%	-10,83
D.4	144,73 €	10,51 €	77,67 €	48,65 €	1.309,26 €	1.590,82 €	22,30	-383,93 €	-19%	-5,38
D.5	987,13 €	70,00 €	530,13 €	331,91 €	7.945,00 €	9.864,18 €	20,77	1.523,07 €	18%	3,21









ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES (PROMEDI PEAJES PERIODO 2020-2026):

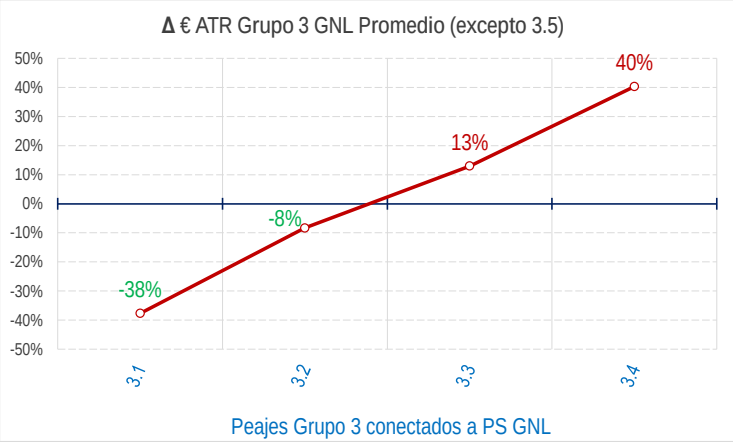
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 3 (EXCEPTO 3.5) ALIMENTADOS DESDE PLANTA DE GNL CONECTADA A RED. TAMAÑO MEDIO 2018.

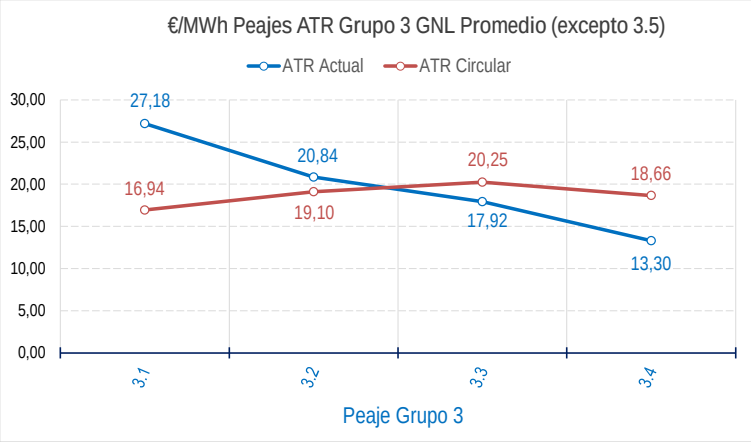
Fc	Memoria CNMC

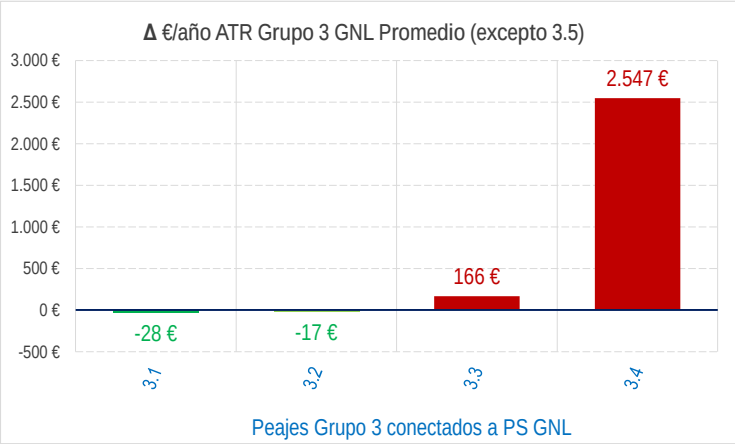
				PEAJES ACTUALES			
				Carga Cisternas Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR	
Consumo	Fc	Capacidad	Peaje				
MWh/año	%	MWh/día		€/año	€/año	€/año	€/MWh
2,74	41,0%	0,02	3.1	6,80 €	67,69 €	74,49 €	27,18
9,82	37,4%	0,07	3.2	26,57 €	178,08 €	204,65 €	20,84
71,34	43,0%	0,45	3.3	169,19 €	1.109,09 €	1.278,28 €	17,92
475	42,0%	3,10	3.4	1.153,33 €	5.163,99 €	6.317,32 €	13,30

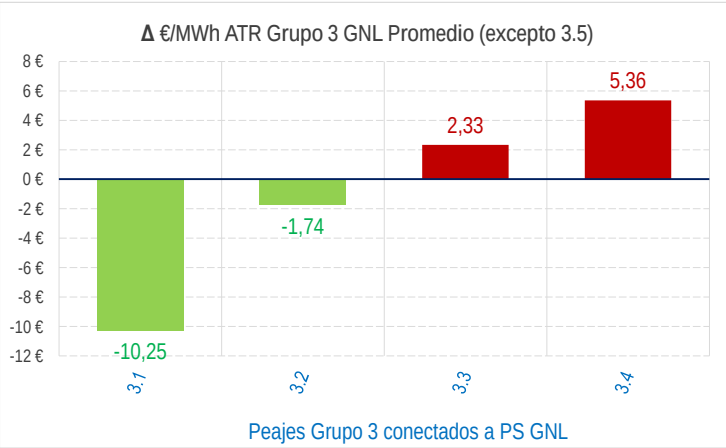
	PEAJES CIRCULAR CNMC				
	Carga Cisternas Total	tros Regas Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR	
Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh
D.1	5,01 €	0,40 €	41,00 €	46,41 €	16,94
D.2	19,62 €	1,45 €	166,48 €	187,55 €	19,10
D.4	124,57 €	10,51 €	1.309,26 €	1.444,34 €	20,25
D.5	849,65 €	70,00 €	7.945,00 €	8.864,64 €	18,66

Total		
Δ €/año	%	Δ €/MWh
-28,08 €	-38%	-10,25
-17,09 €	-8%	-1,74
166,06 €	13%	2,33
2.547,33 €	40%	5,36





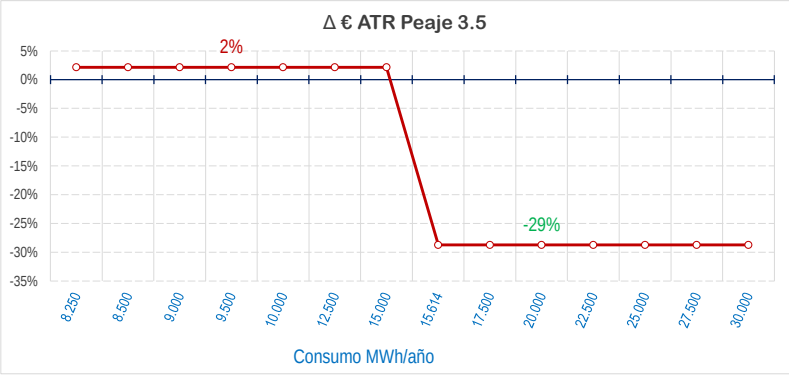


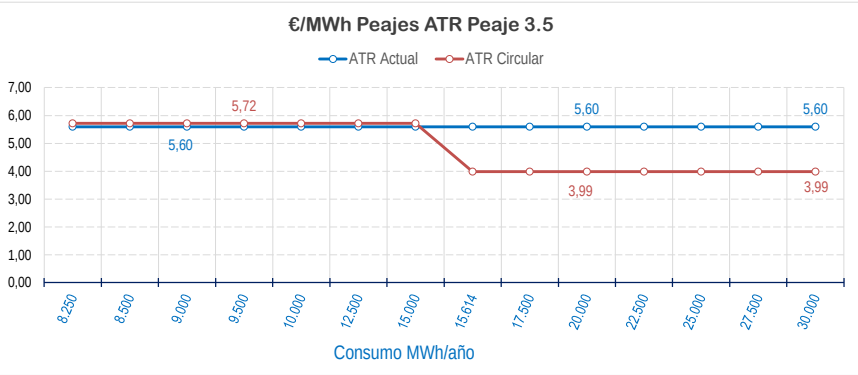


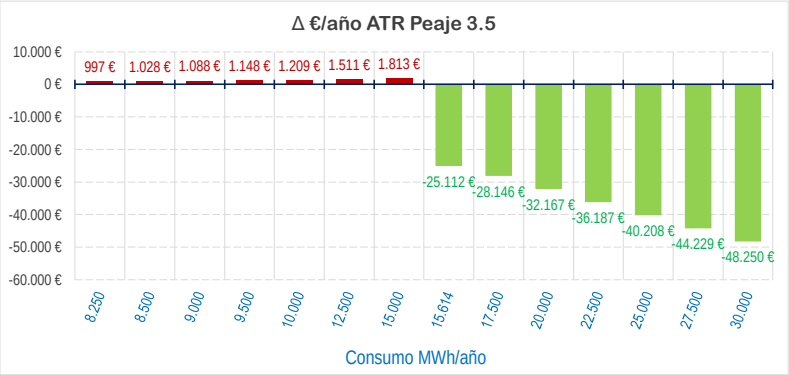
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES (PROMEDI PEAJES PERIODO 2020-2026):
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJE 3.5 SIN CONSUMO NOCTURNO

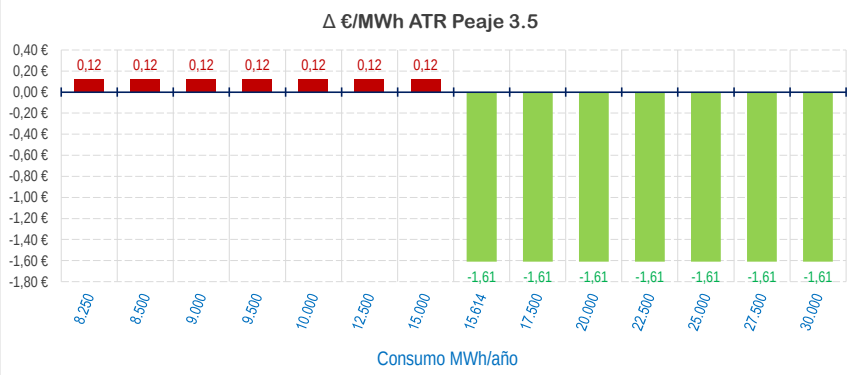
Fc	85%
Consumo Nocturno	0%

				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC							Total		
				Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR			Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR				
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
8.250	85,0%	26,59	3.5	7.215,14 €	3.461,57 €	35.491,58 €	46.168,29 €	5,60	D.7	8.888,60 €	1.215,80 €	4.650,39 €	2.950,93 €	29.459,87 €	47.165,58 €	5,72	997,29 €	2%	0,12
8.500	85,0%	27,40	3.5	7.433,78 €	3.566,47 €	36.567,08 €	47.567,33 €	5,60	D.7	9.157,95 €	1.252,65 €	4.791,31 €	3.040,35 €	30.352,59 €	48.594,84 €	5,72	1.027,51 €	2%	0,12
9.000	85,0%	29,01	3.5	7.871,06 €	3.776,26 €	38.718,09 €	50.365,41 €	5,60	D.7	9.696,65 €	1.326,33 €	5.073,15 €	3.219,19 €	32.138,04 €	51.453,36 €	5,72	1.087,95 €	2%	0,12
9.500	85,0%	30,62	3.5	8.308,34 €	3.986,05 €	40.869,09 €	53.163,49 €	5,60	D.7	10.235,36 €	1.400,02 €	5.354,99 €	3.398,04 €	33.923,48 €	54.311,88 €	5,72	1.148,40 €	2%	0,12
10.000	85,0%	32,23	3.5	8.745,62 €	4.195,84 €	43.020,10 €	55.961,56 €	5,60	D.7	10.774,06 €	1.473,70 €	5.636,83 €	3.576,88 €	35.708,93 €	57.170,40 €	5,72	1.208,84 €	2%	0,12
12.500	85,0%	40,29	3.5	10.932,03 €	5.244,80 €	53.775,12 €	69.951,95 €	5,60	D.7	13.467,58 €	1.842,13 €	7.046,04 €	4.471,10 €	44.636,16 €	71.463,00 €	5,72	1.511,05 €	2%	0,12
15.000	85,0%	48,35	3.5	13.118,44 €	6.293,76 €	64.530,15 €	83.942,34 €	5,60	D.7	16.161,09 €	2.210,55 €	8.455,25 €	5.365,32 €	53.563,39 €	85.755,60 €	5,72	1.813,26 €	2%	0,12
15.614	85,0%	50,33	3.5	13.655,42 €	6.551,39 €	67.171,58 €	87.378,38 €	5,60	D.8	16.822,62 €	2.301,04 €	8.801,35 €	5.584,94 €	28.755,97 €	62.265,91 €	3,99	-25.112,47 €	-29%	-1,61
17.500	85,0%	56,41	3.5	15.304,84 €	7.342,72 €	75.285,17 €	97.932,74 €	5,60	D.8	18.854,61 €	2.578,98 €	9.864,45 €	6.259,54 €	32.229,37 €	69.786,95 €	3,99	-28.145,79 €	-29%	-1,61
20.000	85,0%	64,46	3.5	17.491,25 €	8.391,68 €	86.040,19 €	111.923,13 €	5,60	D.8	21.548,12 €	2.947,40 €	11.273,66 €	7.153,76 €	36.833,57 €	79.756,51 €	3,99	-32.166,61 €	-29%	-1,61
22.500	85,0%	72,52	3.5	19.677,66 €	9.440,64 €	96.795,22 €	125.913,52 €	5,60	D.8	24.241,64 €	3.315,83 €	12.682,87 €	8.047,98 €	41.437,77 €	89.726,08 €	3,99	-36.187,44 €	-29%	-1,61
25.000	85,0%	80,58	3.5	21.864,06 €	10.489,61 €	107.550,24 €	139.903,91 €	5,60	D.8	26.935,15 €	3.684,25 €	14.092,08 €	8.942,20 €	46.041,96 €	99.695,64 €	3,99	-40.208,27 €	-29%	-1,61
27.500	85,0%	88,64	3.5	24.050,47 €	11.538,57 €	118.305,27 €	153.894,30 €	5,60	D.8	29.628,67 €	4.052,68 €	15.501,29 €	9.836,42 €	50.646,16 €	109.665,21 €	3,99	-44.229,09 €	-29%	-1,61
30.000	85,0%	96,70	3.5	26.236,87 €	12.587,53 €	129.060,29 €	167.884,69 €	5,60	D.8	32.322,18 €	4.421,10 €	16.910,49 €	10.730,64 €	55.250,35 €	119.634,77 €	3,99	-48.249,92 €	-29%	-1,61





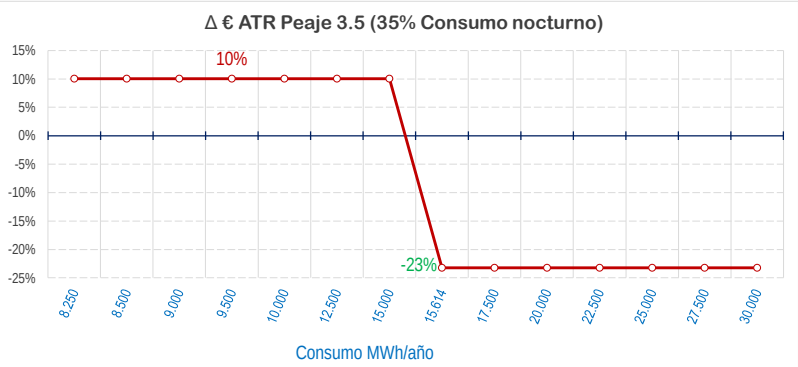


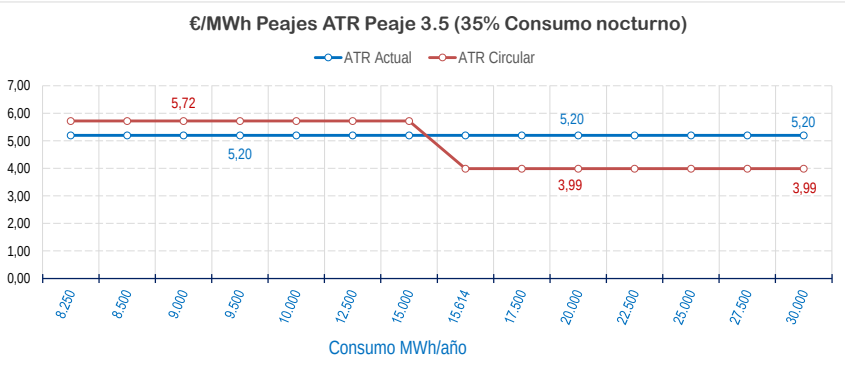


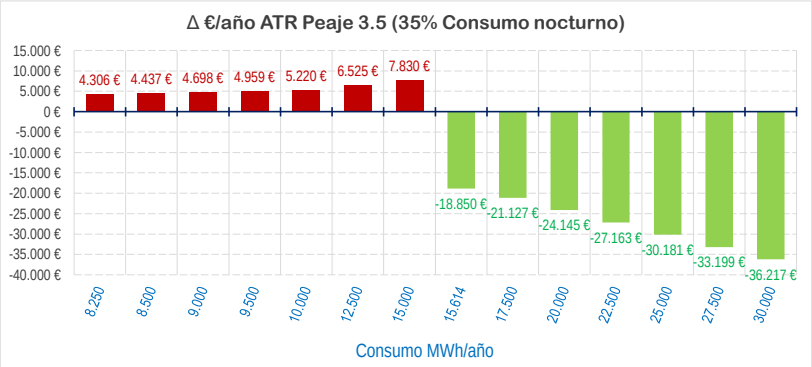
ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES (PROMEDI PEAJES PERIODO 2020-2026):
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJE 3.5 CON CONSUMO NOCTURNO

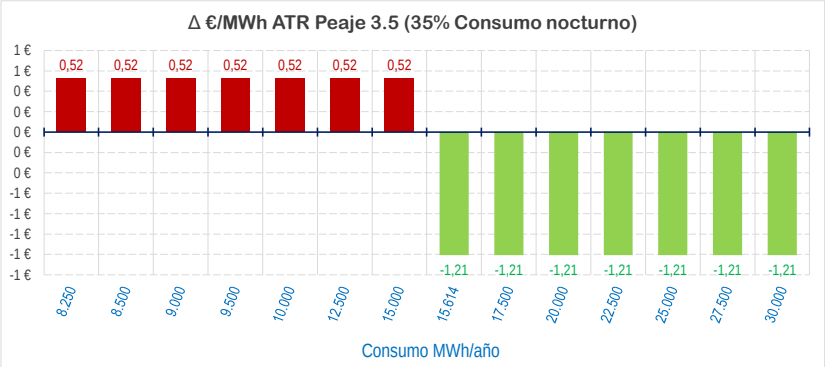
Fc	85%
Consumo Nocturno	35%

				PEAJES ACTUALES						PEAJES CIRCULAR CNMC										
				Regasif. Total	Entrada PVB Total	Salida PVB Total	Suma Peajes ATR			Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Total		
Consumo	Fc	Capacidad																	
MWh/año	%	MWh/día	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Peaje	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
8.250	85,0%	26,59	3.5	7.215,14 €	3.461,57 €	32.182,49 €	42.859,20 €	5,20	D.7	8.888,60 €	1.215,80 €	4.650,39 €	2.950,93 €	29.459,87 €	47.165,58 €	5,72	4.306,38 €	10%	0,52
8.500	85,0%	27,40	3.5	7.433,78 €	3.566,47 €	33.157,72 €	44.157,96 €	5,20	D.7	9.157,95 €	1.252,65 €	4.791,31 €	3.040,35 €	30.352,59 €	48.594,84 €	5,72	4.436,88 €	10%	0,52
9.000	85,0%	29,01	3.5	7.871,06 €	3.776,26 €	35.108,17 €	46.755,49 €	5,20	D.7	9.696,65 €	1.326,33 €	5.073,15 €	3.219,19 €	32.138,04 €	51.453,36 €	5,72	4.697,87 €	10%	0,52
9.500	85,0%	30,62	3.5	8.308,34 €	3.986,05 €	37.058,63 €	49.353,02 €	5,20	D.7	10.235,36 €	1.400,02 €	5.354,99 €	3.398,04 €	33.923,48 €	54.311,88 €	5,72	4.958,86 €	10%	0,52
10.000	85,0%	32,23	3.5	8.745,62 €	4.195,84 €	39.009,08 €	51.950,55 €	5,20	D.7	10.774,06 €	1.473,70 €	5.636,83 €	3.576,88 €	35.708,93 €	57.170,40 €	5,72	5.219,86 €	10%	0,52
12.500	85,0%	40,29	3.5	10.932,03 €	5.244,80 €	48.761,35 €	64.938,18 €	5,20	D.7	13.467,58 €	1.842,13 €	7.046,04 €	4.471,10 €	44.636,16 €	71.463,00 €	5,72	6.524,82 €	10%	0,52
15.000	85,0%	48,35	3.5	13.118,44 €	6.293,76 €	58.513,62 €	77.925,82 €	5,20	D.7	16.161,09 €	2.210,55 €	8.455,25 €	5.365,32 €	53.563,39 €	85.755,60 €	5,72	7.829,78 €	10%	0,52
15.614	85,0%	50,33	3.5	13.655,42 €	6.551,39 €	60.908,78 €	81.115,58 €	5,20	D.8	16.822,62 €	2.301,04 €	8.801,35 €	5.584,94 €	28.755,97 €	62.265,91 €	3,99	-18.849,67 €	-23%	-1,21
17.500	85,0%	56,41	3.5	15.304,84 €	7.342,72 €	68.265,89 €	90.913,46 €	5,20	D.8	18.854,61 €	2.578,98 €	9.864,45 €	6.259,54 €	32.229,37 €	69.786,95 €	3,99	-21.126,51 €	-23%	-1,21
20.000	85,0%	64,46	3.5	17.491,25 €	8.391,68 €	78.018,16 €	103.901,09 €	5,20	D.8	21.548,12 €	2.947,40 €	11.273,66 €	7.153,76 €	36.833,57 €	79.756,51 €	3,99	-24.144,58 €	-23%	-1,21
22.500	85,0%	72,52	3.5	19.677,66 €	9.440,64 €	87.770,43 €	116.888,73 €	5,20	D.8	24.241,64 €	3.315,83 €	12.682,87 €	8.047,98 €	41.437,77 €	89.726,08 €	3,99	-27.162,65 €	-23%	-1,21
25.000	85,0%	80,58	3.5	21.864,06 €	10.489,61 €	97.522,70 €	129.876,37 €	5,20	D.8	26.935,15 €	3.684,25 €	14.092,08 €	8.942,20 €	46.041,96 €	99.695,64 €	3,99	-30.180,72 €	-23%	-1,21
27.500	85,0%	88,64	3.5	24.050,47 €	11.538,57 €	107.274,97 €	142.864,00 €	5,20	D.8	29.628,67 €	4.052,68 €	15.501,29 €	9.836,42 €	50.646,16 €	109.665,21 €	3,99	-33.198,80 €	-23%	-1,21
30.000	85,0%	96,70	3.5	26.236,87 €	12.587,53 €	117.027,24 €	155.851,64 €	5,20	D.8	32.322,18 €	4.421,10 €	16.910,49 €	10.730,64 €	55.250,35 €	119.634,77 €	3,99	-36.216,87 €	-23%	-1,21

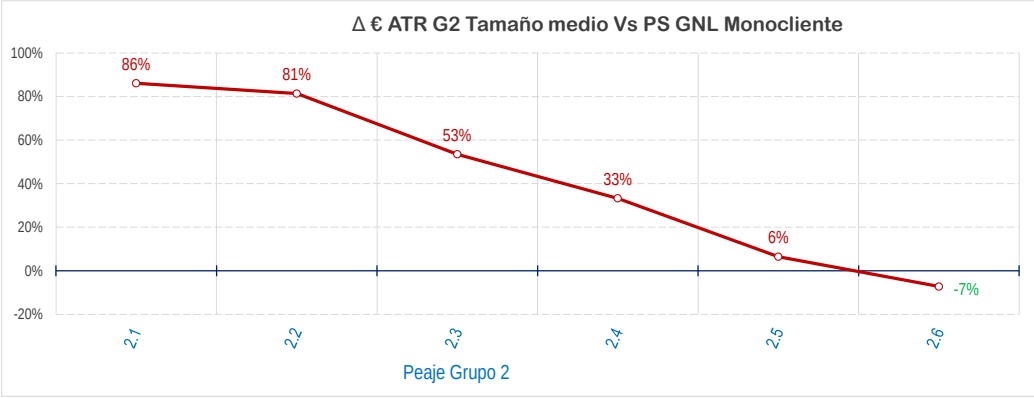
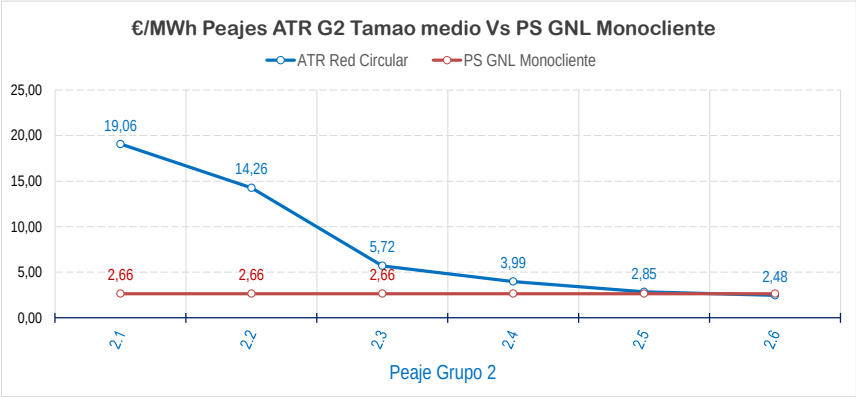
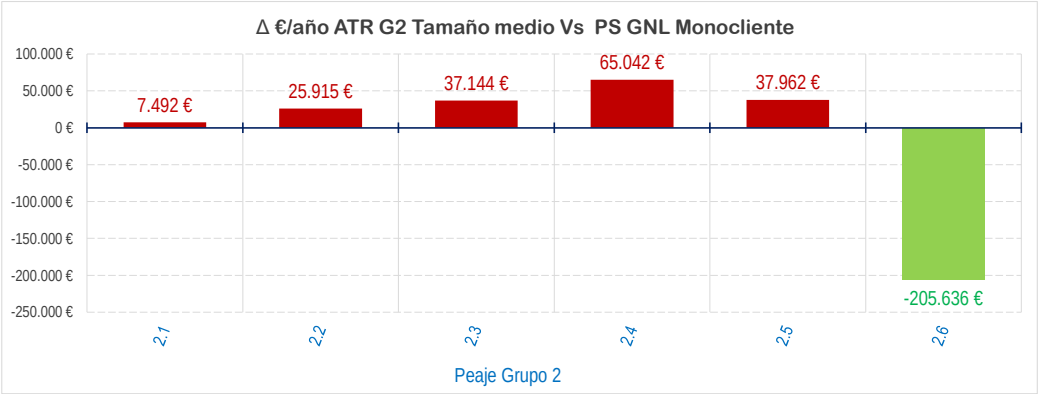
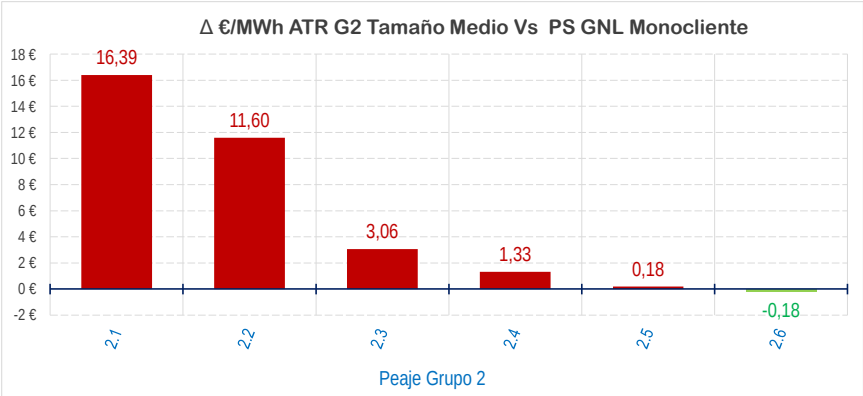








ANÁLISIS IMPACTO EN CLIENTES (PROMEDI PEAJES PERIODO 2020-2026):
CLIENTES ACOGIDOS A PEAJES GRUPO 2 TAMAÑO MEDIO 2018 Vs. OPCIÓN PLANTA SATÉLITE MONOCLIENTE

Fc	85%
km hasta Planta	250

					PEAJES CIRCULAR CNMC							PLANTA SATÉLITE MONOCLIENTE					Total		
Consumo	Fc	Capacidad			Regasif. Total	Otros Regasif. Total	Entrada Transp. Total	Salida Transp. Total	Red Local Total	Suma Peajes ATR		Carga Cisternas Total	Otros Regasif. Total	Tpte. Carretera Total	Suma Costes PS GNL ATR				
MWh/año	%	MWh/día	Peaje 1	Peaje 2	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	€/año	€/año	€/año	€/año	€/MWh	Δ €/año	%	Δ €/MWh
457	85,0%	1,47	2.1	D.5	492,37 €	67,35 €	257,60 €	163,46 €	7.727,72 €	8.708,51 €	19,06	423,65 €	67,35 €	725,40 €	1.216,39 €	2,66	7.492,12 €	86%	16,39
2.234	85,0%	7,20	2.2	D.6	2.406,93 €	329,22 €	1.259,27 €	799,07 €	27.066,46 €	31.860,95 €	14,26	2.070,96 €	329,22 €	3.546,03 €	5.946,21 €	2,66	25.914,73 €	81%	11,60
12.157	85,0%	39,18	2.3	D.7	13.098,03 €	1.791,58 €	6.852,70 €	4.348,41 €	43.411,35 €	69.502,06 €	5,72	11.269,76 €	1.791,58 €	19.296,83 €	32.358,16 €	2,66	37.143,90 €	53%	3,06
49.046	85,0%	158,09	2.4	D.8	52.842,46 €	7.227,91 €	27.646,40 €	17.543,16 €	90.326,96 €	195.586,90 €	3,99	45.466,53 €	7.227,91 €	77.850,79 €	130.545,23 €	2,66	65.041,67 €	33%	1,33
206.507	85,0%	665,61	2.5	D.10	222.491,90 €	30.432,94 €	116.404,51 €	73.865,07 €	144.424,77 €	587.619,20 €	2,85	191.435,71 €	30.432,94 €	327.788,89 €	549.657,54 €	2,66	37.961,66 €	6%	0,18
1.144.703	85,0%	3.689,61	2.6	D.11	1.233.310,00 €	168.694,88 €	645.249,78 €	409.446,50 €	384.507,40 €	2.841.208,56 €	2,48	1.061.160,31 €	168.694,88 €	1.816.988,89 €	3.046.844,08 €	2,66	-205.635,52 €	-7%	-0,18