



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR DE LA
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA
COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA
METODOLOGIA PARA LA RETRIBUCIÓN DE LOS
COSTES POR EL USO DE LAS INSTALACIONES DE
DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL**

xx de xx de 2019

CIR/DE/007/19

INDICE

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	5
4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	6
5. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS	8
6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	9
7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	10
7.1. Descripción del Contexto Actual	10
7.2. Análisis de alternativas.....	27
7.3. Aspectos relevantes y principales novedades de la metodología de retribución	30
7.3.1. <i>Introducción: líneas directrices del modelo</i>	<i>31</i>
7.3.2. <i>Estructura de la Circular.....</i>	<i>32</i>
7.3.3. <i>Disposiciones Generales.....</i>	<i>33</i>
7.3.4. <i>Instalaciones incluidas en la metodología retributiva</i>	<i>34</i>
7.3.5. <i>Costes e ingresos considerados en la metodología retributiva ...</i>	<i>35</i>
7.3.6. <i>Admisibilidad de los costes necesarios.....</i>	<i>37</i>
7.3.7. <i>Productos y servicios conexos.....</i>	<i>38</i>
7.3.8. <i>Retribución Ordinaria de Distribución.....</i>	<i>39</i>
7.3.9. <i>Retribución por Desarrollo de Mercado.....</i>	<i>41</i>
7.3.10. <i>Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de distribución.....</i>	<i>43</i>
7.3.11. <i>Retribución Transitoria de Distribución (RTD).....</i>	<i>44</i>
7.3.12. <i>Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M habidas en el periodo 2014-2020.....</i>	<i>45</i>
7.3.13. <i>Planes de Inversión y de cierre de instalaciones.</i>	<i>47</i>
7.3.14. <i>Inclusión de una nueva distribuidora en el régimen retributivo....</i>	<i>47</i>
7.3.15. <i>Retribución de las instalaciones de distribución objeto de transmisión de titularidad</i>	<i>47</i>
7.3.16. <i>Sobre el cobro y liquidación de la retribución reconocida</i>	<i>48</i>
7.3.17. <i>Apartados sobre Requerimientos de información adicional, Incumplimiento de obligaciones derivadas de la Circular, Inspecciones y Confidencialidad.</i>	<i>48</i>
7.3.18. <i>Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación</i>	<i>48</i>

7.3.19. Disposición adicional segunda. Determinación del año de gas 2021	49
7.3.20. Disposición adicional tercera. Información para determinar la Retribución Ordinaria para el año base 2020.....	49
7.3.21. Disposición adicional cuarta. Unidades de aplicación.....	49
7.3.22. Disposición transitoria primera. Retribución por Desarrollo de Mercado para el año de gas 2021.....	50
7.3.23. Disposición transitoria segunda. Retribución municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021.....	50
7.3.24. Disposiciones derogatoria y final.....	50
7.4. Mecanismos de desarrollo de la Circular.....	50
8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR.....	51
8.1. Impacto económico.....	51
8.2. Impacto sobre la competencia	52
8.3. Impacto presupuestario.....	53
8.4. Otros impactos	53
8.5. Análisis coste-beneficio.....	53
9. CONCLUSIONES	54
ANEXO	1
A. Metodologías retributivas en los países de la Unión Europea	2
B. El gas natural en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030	9

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR XX/2019, DE XX DE XX, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA RETRIBUCIÓN DE LOS COSTES POR EL USO DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente Memoria justificar y explicar la metodología que establece la Circular para determinar la retribución anual a los titulares por los costes de las instalaciones de distribución de gas natural que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

El Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó, en lo relevante a estos efectos, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Como resultado de dicha modificación, se asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de establecer para el Sector del Gas Natural, y mediante circular, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución de gas natural.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 7.1 bis de la modificada Ley 3/2013, le corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución de la actividad de distribución de gas natural, para lo que habrá de atenerse a las metodologías aprobadas al respecto.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, citada, tiene por objeto regular el régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos líquidos y gaseosos. En su artículo 75, establece que los distribuidores tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de su actividad dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el capítulo VII, del título IV, de dicha Ley.

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, aprobado finalmente como

Ley 18/2014, de 15 de octubre, y la Orden IET/2355/2014¹, de 12 de diciembre, desarrollaron un nuevo modelo retributivo para la actividad de distribución, entre otras, siendo de aplicación a partir del día 5 de julio inclusive, día de publicación del citado Real Decreto-ley en el Boletín Oficial del Estado. El nuevo modelo introdujo diversas medidas en relación con la sostenibilidad económica del sector del gas natural, estableciendo el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista como principio rector y enumerando los costes del sistema que serán financiados mediante ingresos del sistema. Asimismo, establecieron límites a los desajustes temporales entre ingresos y costes y la imposibilidad de revisar los peajes y cánones, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores.

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR

Las funciones asignadas a la Comisión de los Mercados y la Competencia en materia de metodología de retribución serán de aplicación una vez finalice el actual periodo regulatorio el 31 de diciembre de 2020, durante el cual se aplicarán las metodologías de cálculo de la retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento básico, establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

El fin de la Circular es establecer la metodología para determinar la retribución anual a los titulares de las instalaciones de distribución de gas natural que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

Para ello, se desarrolla un modelo de retribución que conserva los principios establecidos en el modelo retributivo vigente, junto con aquellas adaptaciones/modificaciones que permitan, en la práctica, cumplir más fielmente con los principios retributivos establecidos en la Ley 34/1998, la Ley 18/2014 y sus disposiciones de desarrollo, además de tomar en consideración el futuro del mercado del gas. Todo ello mediante una transición entre ambos modelos progresiva, ordenada, transparente y no discriminatoria.

El desarrollo de la Circular se ha realizado conforme a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que establece el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, sobre principios de buena regulación.

La necesidad de la Circular viene determinada, además, como demuestra el análisis técnico de esta Memoria, por el hecho de que las empresas obtuvieran en el periodo regulatorio actual, rentabilidades de los recursos financieros invertidos superiores a lo que sería una rentabilidad adecuada para una actividad de bajo riesgo, mientras que los consumidores han visto incrementados notablemente los importes que debían sufragar a través de peajes y cánones. El

¹ Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014. http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-13057

desarrollo de una nueva metodología retributiva es el instrumento más eficaz para modificar/adaptar el modelo retributivo vigente al objeto de reconducir los desequilibrios observados.

La proporcionalidad de la Circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la retribución anual de los titulares por los costes de la actividad de distribución de gas natural. Esto es, establece las fórmulas para determinar la retribución de las empresas; recoge los procedimientos que han de seguir y la información que han de aportar para registrar los cambios tras operaciones de compra venta de instalaciones; y define los principios, instalaciones, tipos de costes e ingresos considerados en la metodología.

La Circular se aprueba de acuerdo con el nuevo marco competencial definido en la normativa europea y que, finalmente, fue transpuesto por el Real Decreto-ley 1/2019. Por su parte, la propia Circular establece un marco normativo estable para el periodo 2021-2026, en consonancia con lo dispuesto en la Ley 18/2014. La Circular es predecible porque está basada en los principios que emanan de la Ley 34/1998, la Ley 18/2014 y del Real Decreto-ley 12/2013, preserva los aspectos recogidos en metodologías anteriores, adaptándolas al mercado de gas, siempre siguiendo los conceptos establecidos por esta Comisión en informes de análisis del sector. Por último, la Circular integra los nuevos desarrollos con la normativa vigente, lo que genera un marco normativo integrado, claro y cierto, que facilita su conocimiento y comprensión, para vertebrar la actuación y toma de decisiones por los interesados.

El principio de transparencia se cumple al definir claramente los objetivos de la Circular y su justificación posibilitando que los potenciales destinatarios tengan una participación activa en la elaboración de la misma a través de un trámite de audiencia.

El principio de eficiencia se respeta porque la Circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos públicos. Para ello, se ha determinado y analizado cuáles eran los procedimientos administrativos explícitos e implícitos resultantes de la aplicación de la metodología retributiva vigente con objeto de dar coherencia con otros procesos/procedimientos administrativos recogidos en la normativa sectorial (planificación de instalaciones, autorización de instalaciones, cierre de instalaciones, liquidación de ingresos generados contra retribución reconocida de las empresas, etc.).

4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

Las principales novedades introducidas por la propuesta de Circular son preferentemente técnicas y se detallan en el apartado 7 de esta Memoria.

La Circular opta por una metodología retributiva para el próximo periodo regulatorio que permita, cumplir con los principios retributivos establecidos en la Ley 34/1998 y en la Ley 18/2014, teniendo en cuenta las perspectivas del

mercado gasista, todo ello mediante una transición desde el modelo vigente que sea progresiva, ordenada, transparente y no discriminatoria

La metodología sigue los principios generales siguientes:

- 1) Establecer una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
- 2) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
- 3) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- 4) Determinar un sistema de retribución de los costes de explotación que incentive una gestión eficaz y la mejora de la productividad, que deberán repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.
- 5) Contribuir a la sostenibilidad económica y financiera del sistema de gas natural.
- 6) Considerar los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares.

Asimismo, la Circular recaba información de los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de distribución e introduce el concepto de productos y servicios conexos entendidos como aquellos que presta la empresa distintos de las actividades con régimen económico regulado, mediante el uso o consumo de recursos de estas actividades

La asignación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, de las competencias para establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución del sector del gas natural provienen de la Directiva 2009/73/CE y el Reglamento (CE) nº 715/2009, junto con la clarificación del alcance de las competencias indicado en el Reglamento (UE) 2017/460.

Por último, se toma en consideración lo dispuesto en las orientaciones de política energética recogidas en el artículo octavo de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril²:

² El artículo 1.1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece 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.

- a) En relación con la extensión del funcionamiento de instalaciones, la nueva metodología establece una Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones que continúan en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.
- b) En relación con la no incentivación de la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no cubran los costes, la nueva metodología retributiva establece que la retribución por aquellos municipios de gasificación reciente suministrados desde plantas satélites de GNL como máximo podrá ser igual al valor de los ingresos habidos por la facturación de los peajes de distribución en dicho municipio, al entender que es en este tipo de municipio donde pueda darse el riesgo enunciado en la orientación de política energética.
- c) En relación con la prudencia financiera, la metodología propuesta recoge una serie de incentivos que fomentan que los titulares actúen tanto bajo el principio de prudencia financiera como bajo un principio de prudencia operativa, así como con el objetivo de la mejora constante en los costes, al establecer:
- Una tasa de retribución financiera basada en metodología WACC.
 - Un incentivo por mejoras de productividad y eficiencia en costes operativos basado en los resultados obtenidos en periodos regulatorios anteriores.
 - Un precio marginal por las variaciones de puntos de suministro y cantidad de gas suministrado o en tránsito generados a partir del 31 de diciembre de 2020, de forma que solo se incentiva la captación y desarrollo de mercado potencial que tenga un coste marginal inferior.

Las funciones asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en materia de metodología de retribución son de aplicación plena una vez finalice el actual periodo regulatorio el 31 de diciembre de 2020, fecha en la que finaliza la vigencia de las metodologías de cálculo de la retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento básico, establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

La Circular, una vez aprobada, supondrá la aplicación de la metodología de retribución recogida en la misma durante un periodo regulatorio de seis años (desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2026).

5. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS

La Circular afectaría a cualquier disposición normativa desarrollada con anterioridad que se oponga a lo dispuesto en la misma. En concreto, se trataría de los artículos relativos a la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución del sector del gas natural incluidos en la siguiente normativa:

- Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.
- El Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.
- Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.
- Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes.
- Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural.
- Órdenes Ministeriales y demás disposiciones de desarrollo publicadas desde 2002 como, por ejemplo, las Órdenes ECO/301/2002, ECO/30/2003, ECO/31/2004, ITC/102/2005, ITC/3655/2005, ITC/4099/2005, ITC/3993/2006, ITC/3863/2007, ITC/3802/2008, ITC/3520/2009, ITC/1890/2010, ITC/3354/2010, ITC/3128/2011, ITC/3587/2011, IET/2434/2012, IET/2812/2012, IET/2446/2013, IET/2355/2014, IET/2445/2014, IET/389/2015, IET/2736/2015, ETU/1977/2016, ETU/1283/2017, y TEC/1367/2018

En este sentido, cabe señalar que hasta la publicación del Real Decreto-ley 1/2019, la aprobación de la retribución anual de las empresas distribuidoras, ya fuera provisional o definitiva, y el registro y modificación de las mismas tras operaciones de compra venta de instalaciones venían siendo aprobadas por el Ministerio para la Transición Ecológica mediante Orden Ministerial, o mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. A partir de la entrada en vigor del mencionado Real Decreto-Ley 1/2019, las materias relacionadas con la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución del sector del gas natural, han de ser objeto de aprobación por la CNMC, siendo de aplicación una vez finalice el primer periodo regulatorio.

6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En fecha 14 de febrero de 2019, la CNMC envió al Ministerio para la Transición Ecológica el plan para la tramitación de las Circulares a desarrollar por la CNMC, en cumplimiento del procedimiento establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de Circular por la que se establecen metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural, la CNMC indicó lo siguiente:

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

Circular de desarrollo normativo	Descripción	Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)	Fecha prevista de adopción
Circular por la que se establece la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural	Metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural para el segundo periodo regulatorio, manteniendo criterios que permitan un desarrollo eficiente de la red de distribución y compatible con la sostenibilidad del sistema	30/06/2019	01/11/2019

Por otro lado, en fecha 5 de abril de 2019, el Ministerio para la Transición Ecológica estableció las orientaciones de política energética en la Orden TEC/406/2019, de acuerdo con el procedimiento previamente mencionado. Esta Orden, en su artículo 9, sobre la Circular de metodología de retribución de la distribución de gas natural, dictamina:

“1. La metodología de retribución de la distribución debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva, al objeto de contribuir a una gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.

2. Con objeto de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, la metodología de retribución no debería incentivar la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no sean suficientes como para satisfacer los costes.

3. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución.

4. Con objeto de contribuir a la lucha contra el cambio climático, la metodología de retribución debería introducir medidas para que el régimen económico sea compatible con la promoción del uso de los combustibles menos contaminantes y menos emisiones de gases de efecto invernadero y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución.”

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

7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

7.1. Descripción del Contexto Actual

Metodología retributiva vigente para la actividad de distribución

El modelo retributivo vigente desde el 5 de julio de 2014 para la actividad de distribución lo establecen la Ley 34/1998³ y la Ley 18/2014⁴ y demás

³ Art. 75.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

⁴ Art. 60, Art. 62, Art. 63 y Anexo X de la Ley 18/2014.

disposiciones de desarrollo. Se caracteriza por ser un modelo paramétrico que se compone de una retribución base determinada para un año concreto, o de referencia, más una retribución por el crecimiento de las redes de distribución y del mercado, asociada a las variaciones acumuladas, desde el año de referencia, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado. Más específicamente:

- El modelo retributivo vigente está desarrollado en el Anexo X de la Ley 18/2014, donde se establece una retribución base determinada a 31/12/2013 (RD2013) más la retribución por captación de mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde dicha fecha, del número medio de puntos de suministro del grupo de peajes 3 ($P \leq 4$ bar), así como de la variación del gas suministrado (kWh) en los grupos suministrados por redes de $P \leq 60$ bar, es decir los grupos de peajes 2 ($4 < P \leq 60$ bar) y 3 ($P \leq 4$ bar).
- Se estableció una diferenciación clara entre cómo se retribuyen los activos de distribución puestos en marcha antes y después del 31 de diciembre de 2013.
- Los primeros son retribuidos por medio de la Retribución Base 2013 empleada en los cálculos de retribución del Anexo X de la Ley 18/2014, mientras que los activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2014, lo serían por medio de la retribución por captación de nuevo mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde el 31/12/2013, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado según lo expuesto más arriba.

Por lo tanto, este modelo retributivo puede identificarse como un modelo de retribución mixto ya que:

1. Determina la retribución base de cada empresa de forma que se retribuyan los costes de inversión –asegurando su recuperación a una tasa concreta–, y los costes de explotación, todo ello teniendo en cuenta el año base de referencia.
2. Establece un nivel de ingresos máximo por cada nuevo punto de suministro y/o por variación de los kWh suministrados, según el grupo de peaje, retribuyendo de ese modo la captación y desarrollo del mercado atendido.

De esta forma, se fomenta la gestión eficiente en el desarrollo de las redes de distribución, de forma que se proporcionan señales para que la distribuidora seleccione, de entre sus posibles nuevas inversiones, aquellas que sean más eficientes y minoren sus costes por cada nuevo punto de suministro o kWh suministrado. De hecho, la aplicación de este modelo retributivo puede atemperar el efecto “Averch-Johnson”, o de tendencia a la sobreinversión de las empresas reguladas, si se desligan los ingresos retributivos y márgenes obtenidos de los costes incurridos reconocidos.

Resultados y consecuencias observados de la aplicación de la metodología retributiva vigente

Con el objeto de establecer un marco de referencia, se valoran los resultados del modelo retributivo aplicado a la actividad de distribución de gas natural en los últimos años.

El artículo 92 de la Ley 34/1998, sobre criterios para la determinación de peajes, cánones y cargos, establecería los principios retributivos básicos (contenidos igualmente en el artículo 15.1 del Real Decreto 949/2001):

“Los peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes principios:

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

A estos se les debe añadir los principios de sostenibilidad económica y financiera, y de realización de las actividades al menor coste para el sistema gasista, establecidos por la Ley 18/2014, en particular los apartados 1⁵, 2⁶, 3⁷ del artículo 59 (sostenibilidad económico-financiera del sistema, ingresos destinados a retribuciones y sobrecostes no contemplados) y el apartado primero⁸ (empresa eficiente y bien gestionada al mínimo coste) del artículo 60.

El grado de cumplimiento de estos principios establecidos normativamente, se puede analizar teniendo en cuenta aquellos factores que se consideran más significativos para los consumidores (impacto en el **precio final del gas natural**

⁵ *“Las actuaciones de las Administraciones Públicas y los sujetos que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.”*

⁶ *“Los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas”.*

⁷ *“Las empresas titulares de activos sujetas a retribución regulada a las que se apliquen, en alguna de sus áreas, normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la retribución reconocida a estas empresas, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema gasista”.*

⁸ *“En la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo”.*

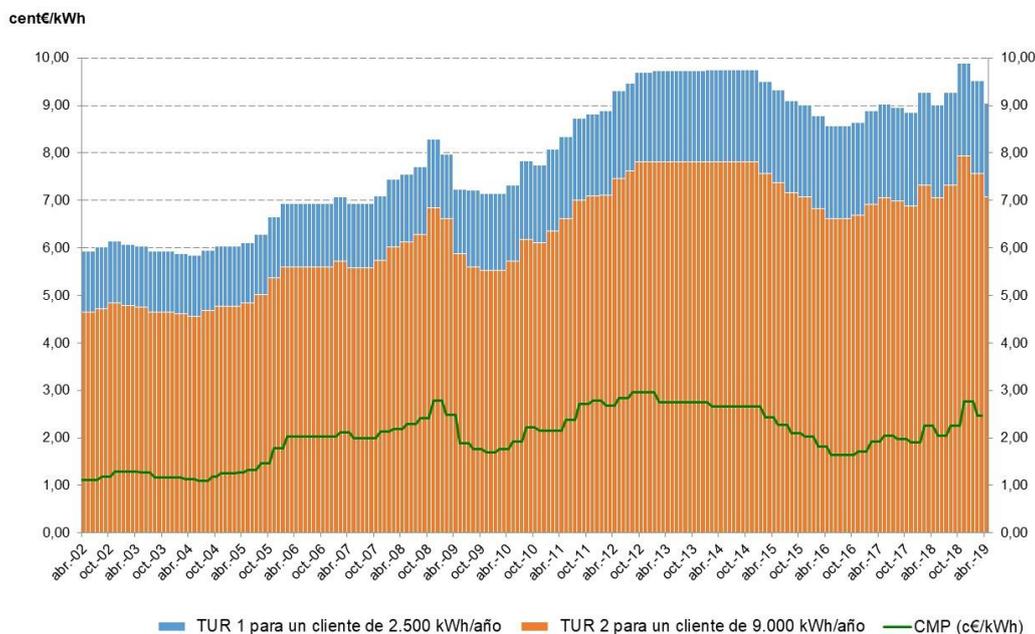
y en los **peajes de acceso** a las instalaciones) y para el sistema gasista en su conjunto (**evolución del déficit anual del sistema**, endeudamiento acumulado e impacto en los **resultados económicos de las empresas** recogidos en sus Estados Financieros).

- **Sobre el impacto en el precio de gas natural para los consumidores finales.**

El precio final que el consumidor de gas natural ha de abonar se puede considerar uno de los factores más relevantes a efectos de valorar el resultado de la gestión económica habida en el Sistema Gasista para el periodo analizado. El precio es un parámetro que resume de una manera simple el resultado de la gestión realizada y las eficiencias o ineficiencias que existen, máxime cuando el mismo se compara con el precio del gas en otros países del entorno, para consumidores equivalentes, y a lo largo del tiempo.

Para analizar la evolución del precio final del gas natural a los consumidores domésticos en España, se puede observar la evolución del precio de la tarifa de último recurso. Además, al compararlo con el Coste de Materia Prima (precio del gas) se observa, por diferencia, la subida de peajes que han sufrido los clientes domésticos.

Gráfico 1. Evolución de precios finales del gas natural para consumidores a Tarifa TUR 1 y TUR 2 comparados con el Coste de materia prima.

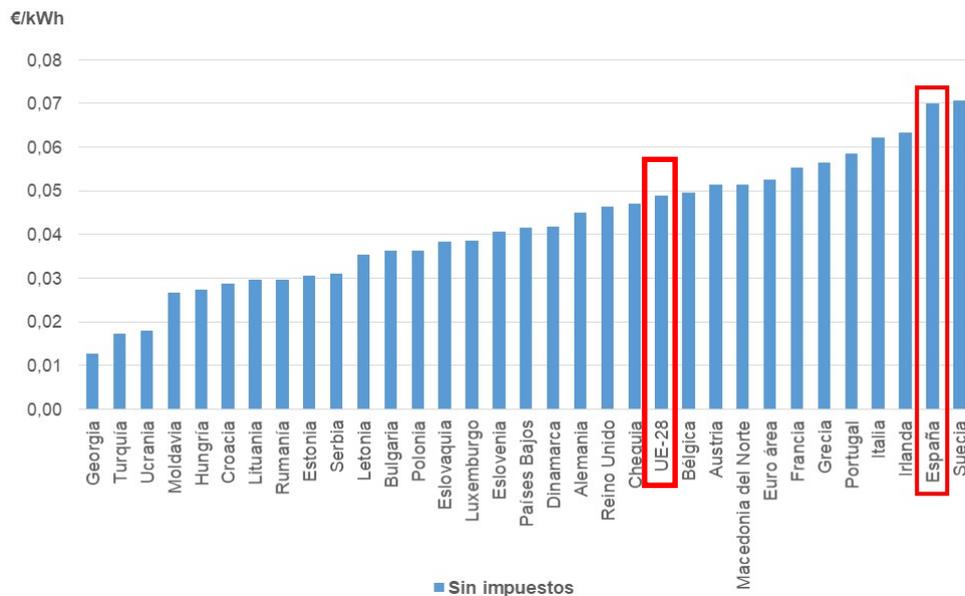


Para comparar los precios finales del gas natural de los consumidores españoles con los consumidores europeos se usan las estadísticas proporcionadas por Eurostat sobre los precios⁹ del gas natural para los consumidores finales –domésticos e industriales–, facturados y pagados por dichos consumidores.

⁹ Precio del gas que incluye el coste de los peajes, la materia prima y la comercialización de la misma. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics/es

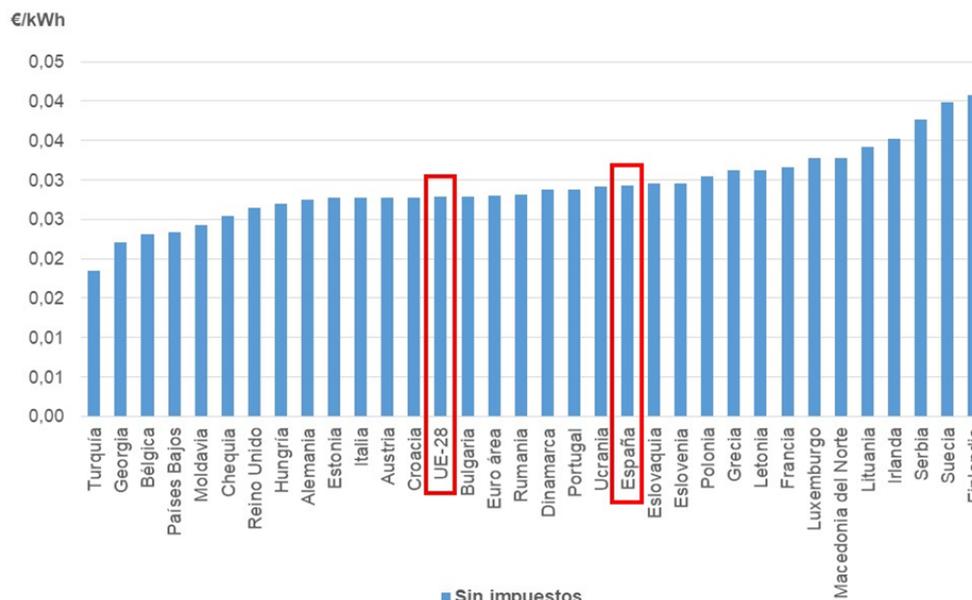
En el caso de los consumidores domésticos, es relevante observar que, de acuerdo con los datos de Eurostat, los consumidores españoles son los que tienen el segundo precio final de gas – antes de impuestos – más caro de toda Europa en el segundo semestre de 2018.

Gráfico 2. Precios finales del gas natural para clientes domésticos, sin impuestos, en zona Euro (€/kWh). Segundo semestre de 2018



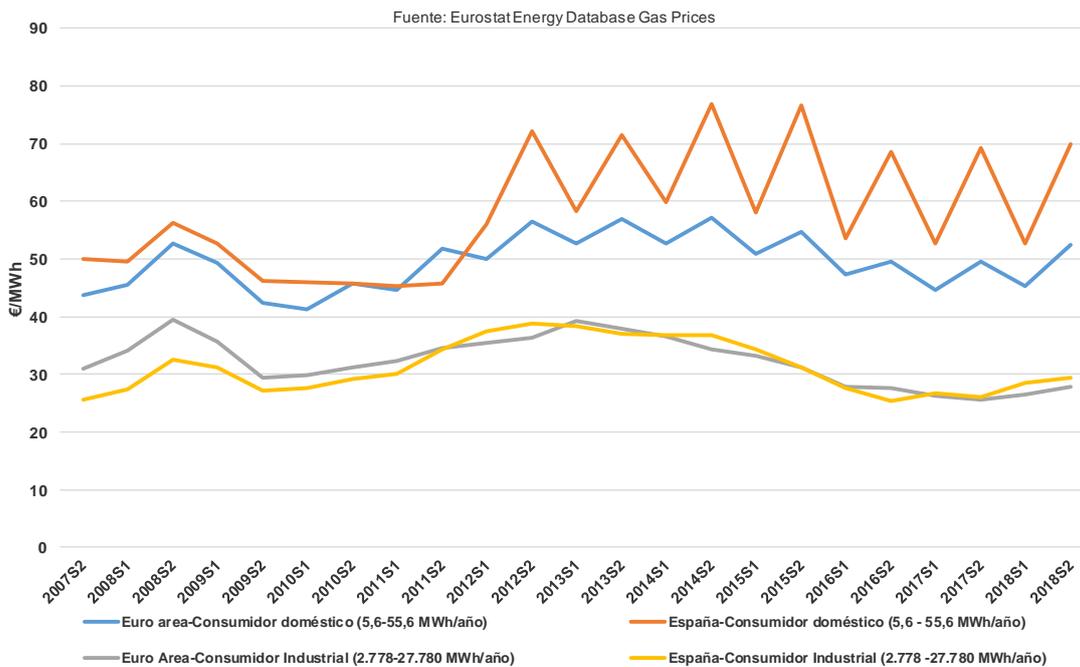
En el caso de los consumidores industriales, y tomando como referencia el escalón de consumo de 2.778-27.780 MWh/año, correspondiente a un consumidor pequeño o mediano (2.2 o 2.3) el precio final antes de impuestos en el segundo semestre de 2018 se muestra ligeramente superior a la media europea.

Gráfico 3. Precios finales del gas natural para clientes industriales, sin impuestos, en zona Euro (€/kWh). Segundo semestre de 2018



Para realizar el análisis a lo largo de los años se comparan los precios finales del gas natural en España y en los países pertenecientes a la zona euro¹⁰, para el periodo 2007-2018, y para los dos tipos de consumidores considerados.

Gráfico 4. Evolución de precios finales del gas natural sin impuestos en España y en zona Euro (€/MWh).



Para los periodos analizados, se observa que, el consumidor doméstico en España paga un precio final por el gas natural sin impuestos más que el consumidor doméstico de la zona euro, y que el consumidor industrial en España paga un precio similar al consumidor industrial de la zona euro.

Tabla 1. Comparación precios finales medios del gas natural sin impuestos en España y zona Euro periodo 2007-2018.

En €/MWh	Promedio 2007-2018	Promedio 2007-2011 (1)	Promedio 2012-2018 (2)	Variación (2) s/ (1) %
Consumidor doméstico (5,6 - 55,6 MWh/año)				
Euro área	49,5	46,4	51,5	11,0%
España	58,0	48,7	64,0	31,5%
Variación España s/ Euro área (%)	17,2%	4,9%	24,3%	
Consumidor Industrial (2.778-27.780 MWh/año)				
Euro área	32,3	33,0	31,9	-3,5%
España	31,3	29,5	32,5	10,2%
Variación España s/ Euro área (%)	-3,3%	-10,8%	1,8%	

Fuente CNMC- Eurostat

En el análisis de la Tabla 1 se pueden ver significativas diferencias en la evolución de los precios en los periodos 2007-2011 y 2012-2018. De dicho análisis se puede concluir que:

¹⁰ Zona euro (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17-2013, EA18-2014, EA19)

- Los precios del gas en España sin impuestos en el periodo 2012-2018 han sido sustancialmente superiores respecto a 2007-2011. Además, la subida es muy superior a la habida en la zona euro, tanto para el consumidor doméstico, como para el industrial. Ello ha supuesto un incremento en los precios del 31,5% y del 10,2% respectivamente, frente a la variación de los precios en la zona euro del 11,0% y del -3,5% respectivamente.
- El consumidor doméstico en España ha pagado en el periodo 2012-2018 un precio, sin impuestos, un 24,3% superior al pagado por el consumidor promedio en la zona euro.
- El consumidor industrial en España ha pagado en el periodo 2012-2018 un precio, sin impuestos, un 1,8% superior al pagado por el consumidor promedio en la zona euro.
- En el periodo 2012-2018 se ha perdido la ventaja competitiva que tenía el consumidor industrial español en el periodo 2007-2011, frente al consumidor industrial promedio de la zona euro, al pasar de un precio en España en el periodo 2007-2011 un 10,8% inferior a precio en la zona euro, a un precio 1,8% superior en el periodo 2012-2018.

Por lo tanto, y en relación con los precios finales del gas (sin impuestos) se puede indicar que en el periodo 2012-2018, respecto al periodo anterior analizado, ha habido un deterioro general de los precios del gas natural en España frente a los precios del gas natural promedios en la zona euro, con la correspondiente pérdida de competitividad para los consumidores españoles.

Se puede profundizar el análisis anterior descomponiendo el precio del gas natural en España en dos partidas: el gas natural (materia prima) y el del resto de conceptos asociados, principalmente costes de peajes y comercialización, aunque también recoge costes de existencias mínimas de seguridad, márgenes, etc.

La evolución de ambas partidas se analiza, tomando como referencia el precio del gas como materia prima puesto en la frontera (precio del gas en Aduanas) y, por otro lado, el resultado de sustraer de los precios para el consumidor final, el precio de gas en Aduanas (precio otras partidas: principalmente peajes y comercialización).

Tabla 2. Evolución de los costes habidos por peajes y comercialización (y otras partidas) del gas en España periodo 2007-2018.

En €/MWh	Promedio 2007-2018	Promedio 2007-2011 (1)	Promedio 2012-2018 (2)	Variación (2) s/ (1) %
Consumidor doméstico (5,6 - 55,6 MWh/año)				
Precio final del g. n. sin impuestos a consumidor final (a)	58,0	48,7	64,0	31,5%
Precio del g. n. en frontera España (Aduanas) (b)	20,9	19,5	21,9	12,7%
Precio otras partidas (peajes, comercialización, etc.) (a-b)	37,1	29,2	42,1	44,1%
Consumidor Industrial (2.778-27.780 MWh/año)				
Precio final del g. n. sin impuestos a consumidor final (a)	31,3	29,5	32,5	10,2%
Precio del g. n. en frontera España (Aduanas) (b)	20,9	19,5	21,9	12,7%
Precio otras partidas (peajes, comercialización, etc.) (a-b)	10,4	10,0	10,5	5,3%

Fuente CNMC- Eurostat

En el periodo 2012-2018 frente al periodo 2007-201, se observa que, mientras la partida que engloba los costes asociados (principalmente peajes y comercialización) del gas natural para los consumidores industriales ha evolucionado de forma contenida (5,3%) con respecto al precio del gas natural como materia prima (12,7%), esto no ha sido así para los consumidores domésticos. En este caso dicha partida ha aumentado un 44,1% frente al mencionado 12,7%. Por tanto, los consumidores domésticos son los que han soportado los mayores incrementos en los costes por comercialización, peajes y cánones.

• Sobre la evolución de los peajes

El segundo factor relevante es la evolución de los distintos peajes por el uso de las infraestructuras gasistas, incluyéndose en este apartado los más representativos: el peaje de transporte y distribución, y el de regasificación.

En la Tabla 3 se pone de manifiesto que los peajes se han incrementado muy por encima de otros índices de precios de carácter general comparables, como pueden ser los índices de precios industriales para bienes de equipo para consumidores industriales, o el índice de precios de consumo para los consumidores domésticos.

Tabla 3. Evolución del peaje de transporte y distribución vs. otros índices de precios de carácter general en España periodo 2007-2018.

PEAJE T&D GAS	Subida de peaje 2007-2018 (%)		Subida de peaje 2007-2011 (%)		Subida de peaje 2011-2018 (%)		Incr. anual acumulado 2007-2018 (en %)
	Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable	
Reserva de capacidad	54,46%	-	36,44%	-	13,21%	-	4,03%
Conducción							
1.3	63,71%	63,83%	44,61%	44,68%	13,21%	13,24%	4,58%
2.3	63,70%	63,48%	44,60%	44,37%	13,21%	13,24%	4,58%
3.2	20,88%	19,87%	6,68%	3,65%	13,31%	15,65%	1,74%
Regasificación	44,89%	45,00%	27,98%	28,75%	13,21%	12,62%	3,43%
ÍNDICES INE	EVOLUCIÓN 2007-2018 (%)		EVOLUCIÓN 2007-2011 (%)		EVOLUCIÓN 2011-2018 (%)		Incr. anual acumulado 2007-2018 (en %)
IPR BIENES DE EQUIPO	9,80%		5,64%		3,94%		
IPC	17,29%		9,67%		6,94%		1,46%

Fuente: CNMC, Órdenes Ministeriales, INE

Esta fuerte subida de los peajes es un síntoma de que el crecimiento del Sector se ha realizado incorporando infraestructuras¹¹ e inversiones cada vez menos eficientes en términos de su viabilidad económica¹², debido al dimensionamiento del sistema para atender una previsión de punta de la demanda convencional junto con una fuerte punta de demanda para generación eléctrica con CCGT, demanda que no se ha materializado; la demanda convencional en el periodo 2007 - 2018 ha pasado de 266 TWh a 287 TWh, lo que ha supuesto un crecimiento anual acumulado del 0,70%, y ello gracias a la recuperación de la demanda habida en los años 2016 y 2017 y que continuó en 2018¹³.

Este bajo crecimiento de demanda de gas convencional contrasta con los incrementos anuales medios habidos para los peajes de transporte y distribución para hacer frente a los costes de las infraestructuras.

Por otro lado, indicar que en el periodo 2005 a 2018, la red de transporte y distribución ha crecido un 3,6% anual acumulativo, con 32.404 km adicionales, hasta llegar a un total de 87.699¹⁴ km en el año 2018, con unas inversiones realizadas, en el mismo periodo, del orden de 12.189 millones de €, lo que ha permitido un crecimiento en número de puntos de suministro (PS) del 2,4% anual acumulativo hasta llegar a los 7,9 millones de PS en 2018, pasando de suministrar gas natural en 1.204 municipios en 2005 a 1.792 municipios en 2018.

Sin embargo, los esfuerzos realizados no se han traducido en aumentos significativos de las ventas o en los ingresos por peajes, por lo que necesariamente han tenido una repercusión negativa en la evolución del precio de los propios peajes, como es el caso concreto del peaje de transporte y distribución.

Por lo tanto, este periodo de importantes inversiones en infraestructuras gasistas no se ha visto acompañado de una mayor recaudación por incremento de demanda, por lo que finalmente ha supuesto significativos crecimientos de los peajes para atender las retribuciones asociadas.

En el siguiente gráfico se recoge la evolución habida en los últimos años de los ingresos por peajes, donde se pone de manifiesto la dificultad habida para aumentar dichos ingresos¹⁵.

¹¹ A la vista de la creciente incorporación de nuevas infraestructuras y en un contexto de crisis de demanda de gas, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, establece acertadamente una moratoria en la construcción de nuevas infraestructuras y otra serie de medidas conducentes a moderar, cuanto antes, la senda creciente de los costes de acceso. No obstante, dichas medidas no fueron suficientes por sí mismas para alcanzar el equilibrio entre los costes y los ingresos.

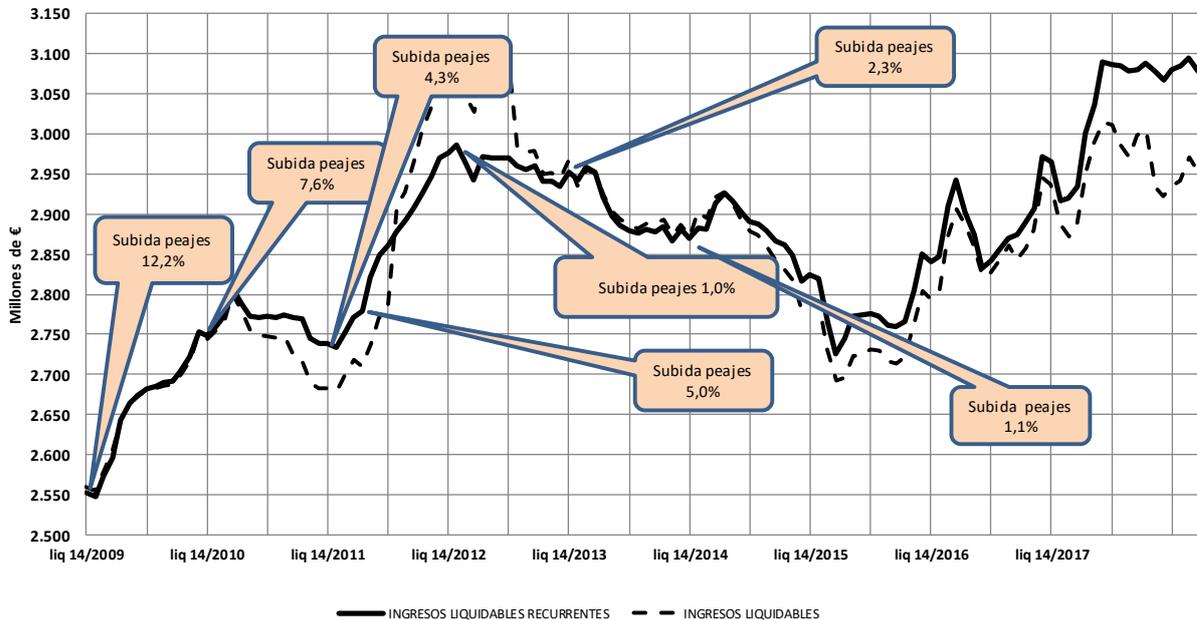
¹² Efecto Averch–Johnson de sobreinversión.

¹³ A 31 de diciembre de 2018, 287 TWh/año

¹⁴ Datos del Portal de Estadísticas de SEDIGAS (<http://www.estadisticasdelgas.es/index>)

¹⁵ En la liquidación provisional 2/2019, se ha alcanzado el nivel anual de ingresos recurrentes máximo por valor de 3.095 millones de euros.

Gráfico 5. Evolución ingresos por peaje periodo 2009-2018.



- **Sobre los déficits y el endeudamiento acumulado**

A pesar de la subida de peajes, desde el año 2006 se han venido generando desequilibrios anuales entre los ingresos por peajes y los costes reconocidos incluso con de las medidas tomadas en el Real Decreto-ley 13/2012¹⁶ para alcanzar el equilibrio económico; en los años 2012 y 2013 todavía se continuaron generando nuevos déficits.

Ello dio lugar a la promulgación de la Ley 18/2014, que de manera general estableció el principio de sostenibilidad económica y financiera del Sistema Gasista, y dispuso que en la metodología retributiva se consideren los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista, con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Asimismo, la Ley estableció que las metodologías retributivas han de permitir la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

No obstante, a pesar del nuevo principio establecido de sostenibilidad económica, todavía en los años 2015, 2016 y 2017, se produjeron nuevos desajustes negativos anuales, si bien de menor cuantía que en los años anteriores. Por su parte, y de acuerdo con la liquidación provisional nº 14, en el año 2018 se ha producido un desvío positivo. En la Tabla 4 adjunta, se recoge el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, así como los sucesivos

¹⁶ El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, *por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*

desajustes anuales posteriores a la entrada en vigor de la Ley 18/2014, determinados por las correspondientes liquidaciones anuales.

Tabla 4. Déficit acumulado a 31/12/2014, y desajustes anuales posteriores a la entrada en vigor de la Ley 18/2014, determinados en las liquidaciones anuales correspondientes

Año	Millones de €	Tipo de Interés ⁽¹⁾	Duración Financiación Años	Comentario
2014	-1.025,1	1,104%	15	Liquidación definitiva 2014. Valor acumulado hasta el 31-dic-2014
2015	-27,2	0,0836%	5	Liquidación definitiva 2015
2016	-90,0	0,716%	5	Liquidación definitiva 2016
2017	-24,8 ⁽²⁾	0,923%	5	Liquidación definitiva 2017
2018	29,9	n.a.		Liquidación Provisional nº14 de 2018
TOTAL 1.137,2				

(1) La Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, establece los tipos de interés definitivos a aplicar a los déficits y desajustes referidos (anteriormente había valores provisionales distintos). El tipo de interés aplicado al déficit de 2018, es el previsto por la CNMC para su propuesta de retribución de 2019.

(2) Desde la liquidación 12/2017, no se incluye la retribución anual por los costes de administración, ni los derechos pendientes de cobro por el AASS de Castor, lo que por el momento da lugar a un menor desajuste anual.

Los déficits y desajustes negativos y su pago financiado dan lugar a una deuda acumulada, adicional a los compromisos de pago establecidos para el normal desempeño de las actividades reguladas, y cuya evolución se recoge en el siguiente Tabla 5:

Tabla 5. Deuda acumulada asociada a los déficits generados.

En millones de €	2015	2016	2017	2018 ⁽¹⁾
Principal a Financiar	1.025,05	1.052,28	1.142,30	1.167,08
Intereses totales a pagar	90,46	91,14	93,07	93,75
Principal Amortizado a 31 de dic	0	7,48	82,79	175,03
Intereses satisfechos	0	1,17	12,69	24,01
Principal Pendiente	1.025,05	1.044,81	1.059,51	992,05
Intereses Pendientes	90,46	89,97	80,38	69,74
Total Pendiente	1.115,52	1.134,78	1.139,89	1.061,80

Nota (1): No se incluye el superávit de 2018 (29,9 M€) ni sus efectos en amortizaciones e interés futuros.

• Sobre el impacto en los Resultados Económicos de las empresas del sector

Para contextualizar al sector gas natural dentro de la economía nacional y compararlo con otros sectores económicos del país, se considera que un vector de análisis sería utilizar la información financiera disponible en el Registro Mercantil de las empresas españolas (en torno al millón de empresas) segmentadas utilizando la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) y observar la evolución del parámetro de rentabilidad financiera "ROE" (*Return on equity*)¹⁷, dado que se considera el parámetro que mejor describe los

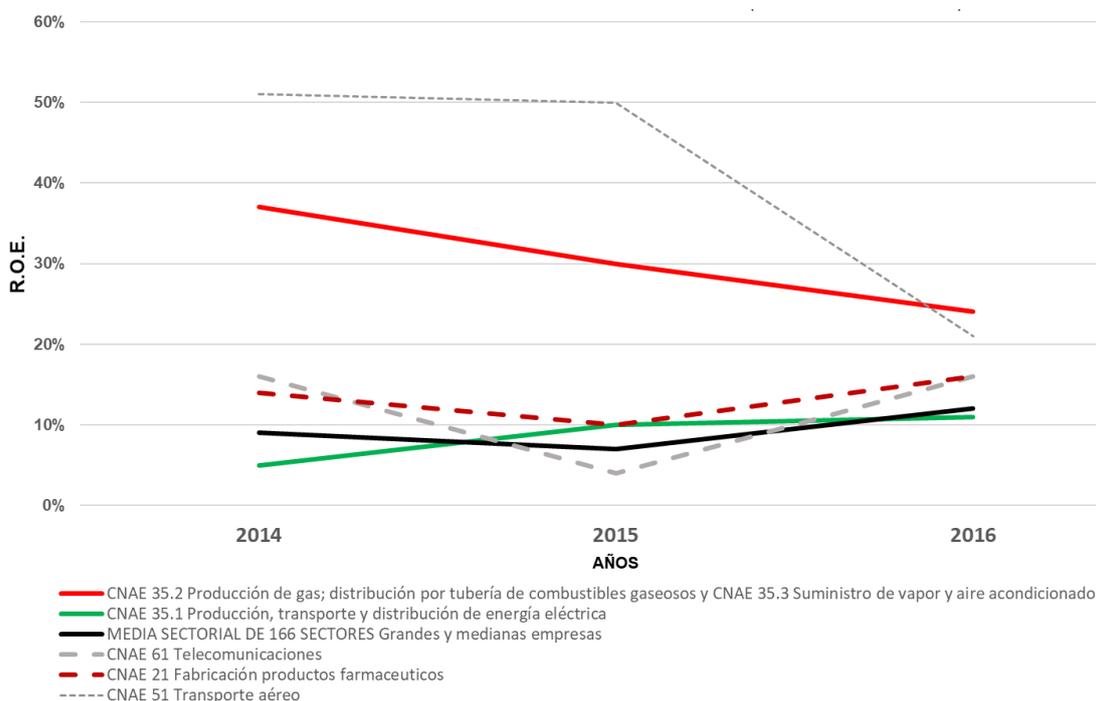
¹⁷ ROE: definido como el cociente, para cada año, entre los beneficios (después de impuestos) y el valor del patrimonio neto de la empresa a final del año.

resultados que obtiene cada sector pues permite mostrar la rentabilidad de los recursos financieros invertidos por sus accionistas.

Bajo esta óptica, la Associació Catalana de Comptabilitat i Direcció (ACCID) ha publicado los “*Estudios Ratios Sectoriales 2015 y 2016*”¹⁸ que realizan un análisis para 166 sectores de la economía española de la estructura del Balance de Situación y la Cuenta de Resultados y de 25 ratios económico-financieros.

En ellos se observa que las empresas clasificadas como “*grandes y medianas empresas con beneficios del sector CNAE 35.2 y 35.3*”, que agrupa a las empresas cuya facturación superó los 8 millones de € en 2015 o 2016 y tuvieron beneficio dentro de las actividades de producción de gas y distribución por tubería de combustibles gaseosos (CNAE 35.2) y suministro de vapor y aire acondicionado (CNAE 35.3), tuvieron una rentabilidad en el periodo 2014-2016 muy superior a la rentabilidad obtenida por el conjunto de empresas en la media sectorial de los 166 sectores analizados, tal y como puede observarse en el gráfico.

Gráfico 6. Evolución ROE por Sectores para Grandes Empresas en España con Beneficio.



Fuente: Estudios Ratios Sectoriales 2015 y 2016 de ACCID

¹⁸ Estudios coordinados por Oriol Amat con la participación de Pilar Lloret y Raffaele Manini y la colaboración de UPF Barcelona School of Management, ACCID y el Registro de Expertos Contables (CGE y ICJCE) que realiza un análisis de 166 sectores agrupados en base al CNAE y con la información de las cuentas anuales de empresas españolas depositadas en el Registro Mercantil proporcionada a través de la BBDD SABI (Sistema de Análisis de Balances Ibéricos) distribuida por las empresas Bureau van Dijk e Informa.

Estudio 2015: <https://accid.org/es/producto/ratios-sectoriales-2015-cuentas-anuales-balances-y-cuentas-de-resultados-de-166-sectores-y-25-ratios-para-cada-sector-pdf/>

Estudio 2016: <https://accid.org/es/producto/ratios-sectoriales-2016-cuentas-anuales-balances-y-cuentas-de-resultados-de-166-sectores-25-ratios-para-cada-sector-pdf/>

La rentabilidad obtenida por el “sector gasista” en dicho periodo en términos de ROE (con valores superiores al 20%) es muy superior al que se obtiene en el sector eléctrico (CNAE 35.1), la fabricación de productos farmacéuticos (CNAE 21) o las Telecomunicaciones (CNAE 61) que podrían ser equiparables por ser actividades reguladas con una magnitud económica similar a la vista de ciertos parámetros (nº de empresas, ingresos o pie de balance) tal y como recoge en la siguiente tabla.

Tabla 6. Magnitudes caracterizadoras de los sectores analizados en el Estudio de ACCID

SECTORES	Nº de empresas (grandes empresas)	Total Ingresos M€	Total Balance M€
CNAE 35.2 Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos y CNAE 35.3 Suministro de vapor y aire acondicionado	20	13.725	10.320
CNAE 35.1 Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	160	45.660	91.214
CNAE 61 Telecomunicaciones	63	51.670	21.952
CNAE 21 Fabricación productos farmacéuticos	73	8.898	11.187
CNAE 51 Transporte aéreo	21	6.176	6.634
MEDIA SECTORIAL DE 166 SECTORES	11.355	796.237	985.654

Fuente: Estudios Ratios Sectoriales 2015 y 2016 de ACCID

Es cierto que, vista la agrupación CNAE de los estudios referenciados, los datos del Sector Gas Natural estarían “contaminados” con información de otros sectores (suministro de otros combustibles gaseosos, vapor y/o aire acondicionado) aunque la información obtenida presenta una tendencia que se reafirma con análisis más concretos.

Centrando el análisis en las actividades con régimen económico regulado del sector gasista, el sistema retributivo aplicado al Sector tiene un impacto directo en los resultados de las empresas que desarrollan sobre todo actividades reguladas.

Se considera que el “ROE” (*Return on equity*) es el parámetro que mejor describe los resultados de las actividades indicadas y que permite mostrar el grado de cumplimiento del principio retributivo establecido en el artículo 92, de la Ley 34/1998, relativo a que el sistema retributivo debe permitir una “razonable” rentabilidad de los recursos financieros invertidos a sabiendas que, como indica el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, es una actividad de bajo riesgo.

Por tanto, analizando la evolución del ROE, que por ejemplo se recogen en el Informe aprobado¹⁹ por esta Comisión el 21 de junio de 2017, es posible colegir el impacto del sistema retributivo en los resultados de la actividad de distribución de gas.

¹⁹Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector gasista (2013-2015) - INF/DE/091/17

A pesar de la revisión a la baja de la retribución de la distribución de gas que tuvo lugar en 2014, en la Tabla 7 se observan, en general, unos resultados financieros elevados, y que, aunque presentan cierta dispersión entre ellos -en 2015, hay un máximo de 21,49% y un mínimo de 1,04%- se puede afirmar que son holgados para una actividad que, de acuerdo con el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, está considerada como de bajo riesgo.

Tabla 7. Evolución del ROI y ROE (d.d.i.) de la actividad de Distribución del sector gasista en periodo 2013-2015

	ROE			ROI		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG	16,66%	13,42%	14,02%	16,43%	13,17%	12,85%
GAS NATURAL MADRID	18,12%	16,92%	17,96%	17,74%	16,61%	13,94%
GAS NATURAL CEGAS	17,48%	18,08%	18,70%	7,59%	8,05%	8,76%
GAS NATURAL CASTILLA Y LEÓN	19,52%	18,19%	21,10%	13,77%	14,19%	17,01%
GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA	13,82%	15,36%	16,60%	7,29%	7,82%	9,16%
GAS NATURAL ANDALUCIA	18,45%	2,91%	12,83%	6,80%	2,18%	5,57%
GAS NATURAL GALICIA	5,24%	8,03%	8,96%	3,35%	4,09%	4,44%
GAS NATURAL NAVARRA	19,35%	19,30%	19,53%	12,42%	13,09%	13,63%
GAS NATURAL RIOJA	22,95%	20,19%	21,49%	14,02%	14,00%	13,68%
NATURGAS DISTRIBUCIÓN	4,98%	5,32%	12,46%	6,23%	6,06%	11,98%
NATURGAS MURCIA	6,65%	5,62%		4,90%	4,85%	
REDEXIS GAS	-11,63%	14,78%	2,33%	4,50%	4,54%	2,68%
REDEXIS MURCIA			1,04%			1,81%
MADRILEÑA RED DE GAS	-0,74%	13,45%	12,13%	8,77%	9,03%	7,69%
D.C. GAS EXTREMADURA	11,73%	12,40%	13,03%	11,66%	13,63%	13,88%

Estos resultados alertan sobre la posibilidad de que el principio retributivo de permitir una rentabilidad “razonable” se esté obviando. Este aspecto cobra máxima importancia a la vista del impacto del sistema retributivo en peajes y competitividad del gas.

Amortización de los activos anteriores a 2002

De acuerdo con lo establecido en el artículo 92.1.a) de la Ley 34/1998 y en el artículo 15.1 del Real Decreto 949/2001, con carácter general, los activos amortizados (ya recuperada la inversión) no deben seguir recibiendo retribución, ni por amortización, ni por retribución financiera asociada: una inversión ya amortizada no necesita retribución de los recursos financieros invertidos.

En este apartado, se comprueba el grado de amortización a 31 de diciembre de 2018, de los activos de distribución existentes a 31 de diciembre de 2001, en los estados financieros de las empresas distribuidoras con retribución regulada de distribución, mediante la comparación del valor de inversión neto, a 31 de diciembre de 2001, con el total de retribución regulada por amortización recibida por las distribuidoras asociada a dichos activos.

La metodología retributiva establecida por la Ley 18/2014 careció de una justificación metodológica detallada de la modificación efectuada sobre el modelo de retribución de la distribución establecida en la Orden ECO/301/2002, en particular sobre el grado de amortización de los activos de distribución asociados a dicha retribución.

Sin embargo, el Ministerio de Economía determinó²⁰, de acuerdo con la Memoria de la Orden ECO/301/2002, la retribución inicial de todas las empresas en el año 2002 a partir de la valoración inicial de los activos de cada empresa distribuidora, de acuerdo con los valores contables auditados y tras la aplicación de una metodología basada en retribuir los activos invertidos para su recuperación, permitiendo una rentabilidad financiera y retribuyendo los costes de explotación.

Los costes considerados para determinar la retribución de la distribución en 2002 se agruparon en: costes de inversión (CAPEX), costes de explotación (OPEX), costes de estructura, costes incurridos en mejoras de calidad y seguridad del servicio y, en su caso, extracoste por suministro de gas manufacturado de origen diferente al gas natural en territorios extrapeninsulares. Adicionalmente, se determinó para cada empresa distribuidora qué costes, o qué proporción de ellos, correspondían a la Actividad de Distribución propiamente dicha, y a la Actividad de Suministro de gas natural a Tarifa ya que, hasta el año 2008, las distribuidoras podían realizar ambas actividades. Determinados los importes para el año 2000 de cada uno de los conceptos que conforman la retribución, se actualizaron al año 2002. Desde entonces y hasta el 5 de julio de 2014, la retribución global de la actividad de distribución se fue actualizando anualmente en función de índices precios y del crecimiento de la actividad afectada de unos factores de eficiencia.

De acuerdo con la Memoria de la Orden ECO/301/2002, la retribución total de la actividad de distribución en 2000 y 2002, desagregada entre amortización, retribución financiera, OPEX y otros (estructura, calidad, extracoste), era la mostrada en la Tabla 8 siguiente

Tabla 8. Retribución de la actividad de distribución de gas por componentes, 2000-2002.

Retribución (millones €)	2000	2002
Amortización	216,73	250,37
Retribución financiera	267,75	309,30
OPEX (Gasto Neto)	292,10	337,43
Otros (estructura, calidad, extracoste GLP)	33,53	47,93
Total	810,10	945,03

Fuente: Memoria del Borrador de la Orden ECO/301/2002.

Por tanto, en el año 2002 se recoge una amortización de 250,37 Millones de € anuales. Dicha amortización ha sido abonada anualmente desde el 19 de febrero de 2002 hasta el 5 de julio de 2014 (12,4 años); por otro lado, entre el 5 de julio

²⁰ Salvo en el caso de Gasificadora Regional Canaria, S.A., cuya retribución anual fue calculada conforme al artículo 19 de la Orden ITC/3993/2006 aplicando los valores unitarios que se determinan anualmente con motivo de la actualización de retribución de la actividad de distribución (artículo 18 de la citada Orden) a la previsión de consumidores y demanda.

de 2014 y el 31 de diciembre de 2018 (4,5 años) se habría abonado un importe de 139,68 Millones de € anuales en concepto de amortización - el ajuste de 110,68 Millones de € de la Ley 18/2014²¹ se considera adjudicado a estos activos que conformaron la base retributiva 2002.

Seguidamente, se calcula la retribución recibida por los distribuidores hasta el año 2018 por la base de activos existentes a 31 de diciembre de 2001 en concepto de amortización y de retribución financiera.

En consecuencia, la retribución real acumulada por amortización percibida por las empresas distribuidoras, una vez aplicado el factor $1+0,85*IPH^{22}$, ha sido de 4.367,34 Millones de €, según se indica en la siguiente Tabla 9

Tabla 9. Amortizaciones y retribuciones financieras efectivamente abonadas a las distribuidoras, asociadas a los activos para los que se estableció la retribución base 2002.

En Millones de €				RETRIBUCIÓN ASIGNADA A ACTIVOS PEM 2002 POR O. ECO/301/2002			RETRIBUCIÓN ABONADA		
AÑO (n)	IPH	Factor de actualización (1+0,85*IPH)	IPH acumulado (A)	AMORTIZACIÓN BASE (B)	Minoración Amortización Base por Ley 18/2014 (C)	RETRIBUCIÓN FINANCIERA BASE (D)	AMORTIZACIÓN $(A_n) \left[(B) - \frac{(C)}{(A_{2015})} \right]$	RETRIBUCIÓN FINANCIERA $(A_n) \cdot (D)$	RETRIBUCIÓN TOTAL DE INVERSIÓN (AMORT + RF)
2002 (*)		1,000000	1,000000	250,37		309,30	216,75	267,78	484,53
2003	1,40%	1,011900	1,011900	250,37		309,30	253,34	312,98	566,33
2004	1,22%	1,010396	1,022420	250,37		309,30	255,98	316,24	572,21
2005	2,50%	1,021250	1,044146	250,37		309,30	261,42	322,96	584,37
2006	2,41%	1,020443	1,065492	250,37		309,30	266,76	329,56	596,32
2007	5,1%	1,043010	1,111319	250,37		309,30	278,24	343,73	621,97
2008	0,6%	1,005100	1,116986	250,37		309,30	279,65	345,49	625,14
2009	0,6%	1,004930	1,122493	250,37		309,30	281,03	347,19	628,22
2010	4,2%	1,035360	1,162184	250,37		309,30	290,97	359,47	650,44
2011	3,2%	1,027285	1,193895	250,37		309,30	298,91	369,27	668,18
2012	4,8%	1,041140	1,243011	250,37		309,30	311,21	384,46	695,67
2013	3,5%	1,000000	1,243011	250,37		309,30	311,21	384,46	695,67
1er p 2014 (**)	0,2%	1,002040	1,245547	250,37		309,30	158,06	195,26	353,32
2º p 2014 (**)		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	99,20	189,99	289,19
2015		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	586,40
2016		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	586,40
2017		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	586,40
2018		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	586,40
						5.567,42	4.367,34	6.009,83	10.377,18

(*): Retribución 2002 (desde el 19 de febrero de 2002) abonada de modo proporcional al número de días. Coeficiente : 0,8658.

(**): Retribución abonada de modo proporcional al número de días de cada periodo. Coeficiente 1er periodo: 0,5068; coeficiente 2º periodo 0,4932.

²¹ Según artículo 2.5 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, que establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el 2º periodo de 2014 en desarrollo de la Ley 18/2014.

²² $IPH = (IPC + IPRI) / 2$, siendo IPC: índice de precios al consumo e IPRI: índice de precios industriales.

Por otro lado, el valor neto del inmovilizado a 31 de diciembre de los años 2000, 2001 y 2002 recogido en los EE.FF. de las empresas que realizaban la actividad de distribución²³ es el que se indica en la siguiente Tabla 10:

Tabla 10. Valores netos de inmovilizados de las distribuidoras, años 2000-2002.

En Millones de €	VALOR NETO TOTAL DISTRIBUIDORAS		
	31/12/2000	31/12/2001	31/12/2002
(A) Inmovilizado material neto	3.161	3.511	3.943
(B) Inmovilizado material en curso y anticipos	-127	-292	-145
(C) Subvenciones, donaciones y legados	-60	-62	-62
(D) Revalorización de activos	0	0	0
(E) Inmovilizado inmaterial neto	8	12	13
(F) Aplicaciones informáticas	2	6	8
TOTAL INMOVILIZADO = (A)+ (E)	3.169	3.523	3.955
INMOVILIZADO A CONSIDERAR= (A)+(B)+(C)+(D)+(F)	2.976	3.163	3.744

En consecuencia, al ser el total acumulado de retribución por amortización en el periodo 2002-2018, de 4.367,34 Millones de €, netamente superior al inmovilizado indicado en la Tabla 10, **los activos en servicio a 31 de diciembre de 2001**, momento previo a la entrada en vigor del sistema retributivo ECO/301/2002, **han sido ya retribuidos totalmente** por el sistema gasista a lo largo del periodo 2002-2018.

Esta conclusión es válida tanto si se compara el total de inmovilizado (que computa la suma del valor neto del inmovilizado material –sin correcciones- y del valor neto inmaterial íntegro) como si se toma el inmovilizado que sería estrictamente comparable (el valor neto del inmovilizado material con sus correcciones²⁴ y el valor neto de las aplicaciones informáticas).

Además, los valores netos de estos inmovilizados podrían ser inferiores, ya que algunas empresas podrían haber incluido en los mismos los valores netos de activos asociados a las subactividades de acometidas, alquiler de contadores, así como de la actividad de suministro a tarifa, entre otros. Ello conduce a que los valores anteriormente mostrados son prudentemente conservadores y manifiestan valores superiores a los que estrictamente podrían haberse obtenido de haber tenido en sus estados financieros la información separada por subactividades.

La retribución por inversión (amortización + retribución financiera) asociada a los mismos que están percibiendo de manera agregada las distribuidoras en el ejercicio 2018 asciende a 586,4 Millones de €, de los cuales 201,2 Millones de € son en concepto de amortización y 385,3 Millones de € en concepto de retribución financiera.

²³ Según los Estados financieros declarados al Registro Mercantil, de dichos años, correspondientes a las 27 empresas distribuidoras entonces existentes

²⁴ Correcciones relativas al inmovilizado material en curso y anticipos, subvenciones, donaciones y legados, así como revalorización de activos, de modo que se obtenga el valor de inversión real a retribuir.

Las empresas distribuidoras están percibiendo de manera global una sobre-retribución anual de 586,4 Millones de €, importe que se corresponde con la retribución por inversión de activos que se encuentran amortizados, y ello con independencia de la retribución que corresponde a los activos puestos en servicio con posterioridad a febrero del año 2002, activos cuya decisión de inversión siempre fue responsabilidad del distribuidor.

Apuntes sobre las metodologías de otros países de la Unión Europea

Como parte de este proceso, se realizó un análisis sobre las metodologías retributivas para la distribución de gas natural vigentes en la mayoría de los países miembros de la UE, con el objetivo de conocer lo que los reguladores europeos toman en consideración para retribuir a las empresas distribuidoras. Este estudio se recoge en el Anexo A.

7.2. Análisis de alternativas

La Circular tiene como objetivo generar un marco normativo integrado y claro. Los modelos retributivos de las actividades reguladas, tienen efectos, no solo sobre los resultados económicos de las empresas que desarrollan dichas actividades reguladas, sino en los peajes y en la competitividad del sector que a su vez pueden dar señales adecuadas, o inadecuadas, a otros sectores de la economía, como pueden ser los distintos sectores industriales con consumo intensivo de energía, favoreciendo o penalizando la competitividad de los mismos, o la de otros usuarios de esta energía. Esta revisión de la metodología se produce además en un momento de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, a la vista del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (ver Anexo B).

De acuerdo con el Informe de ECA²⁵, puede hablarse de tres metodologías alternativas, usadas a nivel mundial, para determinar los ingresos necesarios de las empresas reguladas.

1. Metodología basada en Flujos de Caja²⁶.
2. Metodología basada en Estados Financieros²⁷.
3. Metodología basada en Bloques²⁸.

²⁵ Informe sobre “*Metodologías y parámetros utilizados para determinar los ingresos permitidos de los transportistas gasistas*” de Economic Consulting Associates (ECA) que resultó la encargada de su preparación a instancias de la Agencia de Cooperación de Reguladores Europeos (ACER), para el cumplimiento por esta de la obligación de publicar dicho informe en el contexto de las disposiciones indicadas en el Reglamento (UE) 2017/460 para el establecimiento de un Código de Red para la armonización de Tarifas.

²⁶ *Cash-based methodology.*

²⁷ *Accounting methodology.*

²⁸ *Building block methodology.*

La aplicación de cada una de estas, está fuertemente influenciada por las características y necesidades propias de cada sistema (o país), especialmente del grado de desarrollo regulatorio, jurídico y económico que impera en cada uno de ellos. Así, ciertas metodologías son más adecuadas para países que cuentan con sistemas energéticos maduros, mientras que algunas otras están diseñadas para promover y fortalecer el desarrollo de las redes. A continuación, se explica brevemente cada una de ellas.

1) Metodología basada en Flujos de Caja.

Esta metodología tiene en cuenta el desembolso previsto de efectivo de la empresa regulada incluyendo: gastos de operación (OPEX), pagos de deuda, costes financieros (intereses) que de estos se deriven y margen a recibir por la empresa.

Suele aplicarse en países emergentes o en sistemas de nueva implantación coincidiendo con mercados que aún se encuentren en proceso de desarrollo, elevadas tasas de crecimiento en la demanda – y necesidad de nuevas inversiones en infraestructura –con fuerte necesidad de financiación, tanto de capital como de deuda. Por lo tanto, las tarifas que se calculen con base en este tipo de metodología reflejarán íntegramente el coste del servicio prestado por la empresa regulada. Esta metodología es utilizada primordialmente en países de Latinoamérica y/o en sistemas de propiedad estatal.

2) Metodología basada en Estados Financieros.

Esta metodología se basa principalmente en los costes reconocidos que figuran en los estados financieros – normalmente auditados – de las empresas. Las principales cuentas analizadas para determinar dichos costes y los ingresos a reconocer son: los gastos de operación (OPEX), la depreciación (o amortización) de los activos, los costes financieros (intereses) y el retorno del capital (propio) – el cual se fija con base en criterios de suficiencia y razonabilidad a una actividad de monopolio y, por tanto, de bajo riesgo.

Los gastos de capital destinados a las inversiones – y que aspiren a una retribución financiera – tienen que ser autorizados previamente por el regulador, siempre siguiendo el criterio de prudencia.

Suele aplicarse en sistemas donde el acceso a los estados financieros y a las cuentas de las empresas reguladas sea transparente, estándar y verificable. Algunos ejemplos de este sistema se encuentran en Estados Unidos.

3) Metodología basada en bloques.

La retribución a través de esta metodología consiste en el cálculo de componentes (bloques) individuales de costes que, una vez agrupados y

sumados, determinan la retribución a recibir por parte de la empresa regulada: gastos de operación (OPEX), depreciación y el retorno sobre el capital (ambos relacionados con el CAPEX). Así, el retorno del capital está compuesto tanto por los intereses correspondientes a la deuda, como por el retorno de los fondos propios; no obstante, dicho monto se calcula de manera conjunta.

Esta metodología está ligada a los sistemas basados en incentivos²⁹; los objetivos de eficiencia que fija la autoridad reguladora se determinan individualmente para cada uno de los bloques correspondientes.

Dentro de esta metodología, existen varias alternativas a la hora de establecer los “bloques”, tal y como puede verse en el Anexo A sobre aspectos de las metodologías retributivas adoptadas por países miembros de la UE.

Esta metodología suele utilizarse por países con sistemas maduros donde las tasas de crecimiento de la demanda y las necesidades de expansión de la red son reducidas. En consecuencia, algunos ejemplos donde se aplica esta metodología son los países europeos y Australasia.

Las principales diferencias entre las metodologías radican en la manera en que es reconocida la financiación de las inversiones (a través de deuda y fondos propios) y el momento de aplicación de la metodología (si es “ex-ante” o “ex-post”). Normalmente, la metodología basada en estados financieros suele ser “ex-post” mientras que las metodologías basadas en flujos de cajas y en bloques suelen ser “ex-ante”, aunque a veces incluyen correcciones “ex-post”.

La realidad muestra que las metodologías implementadas en los diferentes países para la retribución de transporte de gas natural se corresponden con esquemas mixtos aprovechando las ventajas de las metodologías teóricas para minimizar sus inconvenientes.

En cualquiera de los casos, los sistemas retributivos pueden sobre-retribuir, retribuir adecuadamente o retribuir deficientemente las actividades reguladas, condicionando en cada caso la toma de las decisiones de las empresas. En el primer caso pueden provocar sobre-inversiones³⁰; en el segundo caso, la realización únicamente de las inversiones más eficientes y necesarias; en el tercer caso indicado, se puede desincentivar la realización de las inversiones prudentes y necesarias. Es por ello, que ciertas metodologías introducen correcciones “ex-post” una vez se tienen datos reales,

De hecho, uno de los mayores inconvenientes habidos hasta la fecha para mejorar el sistema retributivo, ha sido la falta de evaluación y revisión periódica del mismo, con transparencia y visión de conjunto, evaluando el impacto en

²⁹ *Revenue-cap y Price-cap*

³⁰ Efecto Averch–Johnson

peajes, en competitividad, en los resultados individuales de las inversiones realizadas, y en los resultados económicos de las empresas.

Por otro lado, la actividad de distribución de gas natural en España tiene unas características netamente diferenciadas de las actividades de transporte y regasificación, y ello, fundamentalmente derivado de la regulación y de los procesos de toma de decisiones de inversión en unas y otras actividades.

Así, el transporte y la regasificación son actividades planificadas por las Autoridades competentes y con retribución individualizada para cada nueva instalación, mientras que, en distribución de gas, al dejar ser el Sector de gas natural un servicio público y pasar a ser un servicio de interés general, las decisiones de inversión en nuevas redes de distribución están principalmente en manos de los distribuidores, decisiones que son tomadas, previa aprobación por las Autoridades Administrativas correspondientes, en función de la retribución regulada, del mercado esperado por el distribuidor y del valor de la inversión a realizar. Es por ello, que el modelo de retribución a considerar para la distribución no puede estar exclusivamente basado en modelos descritos en el Informe de ECA sino que se ha de tener en cuenta que el distribuidor está significativamente afectado por el riesgo del mercado además de requerir una adecuada retribución por sus activos y costes operativos.

Por tanto, es necesario reevaluar el sistema retributivo de la actividad de distribución, para establecer cambios en el mismo, que permitan alcanzar mejoras de eficiencia y de competitividad hasta donde sea posible, manteniendo y cumpliendo los principios establecidos en la regulación.

Dentro de este marco de ideas, es necesario que el nuevo modelo retributivo se adapte mejor al funcionamiento de las empresas y que tenga en cuenta la competitividad del gas natural a nivel exterior (sus precios deben ser competitivos con los europeos para no ser un lastre para la economía productiva) e interior (respecto a otras energías), así como la previsible evolución futura del sector (menos intensivo en inversiones).

En consecuencia, la metodología retributiva a proponer para la actividad de distribución recoge aspectos relativos a la retribución tanto de las inversiones realizadas en el pasado, aplicando una metodología de bloques, como de las inversiones futuras, dando señales para que los distribuidores puedan tomar las mejores decisiones para realizar aquellas que puedan ser necesarias para el desarrollo del mercado, siempre que las mismas se realicen con criterios de eficiencia, prudencia y al mínimo coste y riesgo.

7.3. Aspectos relevantes y principales novedades de la metodología de retribución

En los epígrafes siguientes se describe y explica los aspectos más relevantes de la nueva metodología para el cálculo de la retribución

7.3.1. *Introducción: líneas directrices del modelo*

Se opta para el próximo periodo regulatorio, tal y como se ha indicado anteriormente, por el desarrollo de un modelo de retribución que aplique los principios establecidos para el modelo retributivo vigente, junto con aquellas adaptaciones/modificaciones que permitan, en la práctica, cumplir más fielmente con los principios retributivos establecidos en dicha regulación; todo ello mediante una transición entre ambos modelos progresiva, ordenada y transparente.

El modelo retributivo propuesto recoge medidas que, con diferente nivel de calado, se corresponden con recomendaciones de mejoras realizadas por esta Comisión en diversos informes sobre los diferentes modelos retributivos establecidos por la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014.

La Circular introduce los siguientes cambios normativos y aspectos necesarios para la transición del modelo actual al futuro modelo retributivo de las actividades con régimen económico regulado:

- 1) Periodos regulatorios de 6 años, con inicio del primer periodo regulatorio en el que será aplicable la metodología de esta Comisión el 1 de enero de 2021 y fin el 31 de diciembre de 2026.
- 2) Adaptación del calendario del modelo retributivo. Actualmente, la retribución se determina para años naturales, mientras que por necesidades del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, que desarrolla la Directiva 2009/73/CE, se establecerá para cada “año de gas” que comprende desde el 1 de octubre de un año al 30 de septiembre del siguiente.
- 3) Establecimiento de la rentabilidad de los recursos financieros invertidos (actual tasa de retribución financiera) mediante la metodología WACC³¹, aplicable a todo el periodo regulatorio, según se establece en la Circular correspondiente de esta Comisión.
- 4) Determinación de una retribución base (Retribución Ordinaria de Distribución) a partir de los Estados Financieros de 2018, 2019 y, fundamentalmente, 2020. Dicha retribución constará de tres conceptos: Amortización, Retribución Financiera y Retribución de O&M.
- 5) Establecimiento del mecanismo para retribuir el desarrollo del mercado, que fomente que los titulares actúen tanto bajo el principio de prudencia en la toma de decisiones estableciendo precios marginales de forma que solo se incentiva la captación y desarrollo de mercado potencial que tenga un coste marginal inferior.

³¹ Siglas de: “Weighted Average Cost of Capital” (terminología anglosajona), que equivale al Coste Medio de Ponderado de Capital (CMPC).

- 6) Implementación de forma explícita para el próximo periodo regulatorio, de una Retribución anual por Mejoras de Productividad en los costes de O&M en la actividad regulada (RMP) habidas durante el periodo regulatorio anterior.
- 7) Introducción de una retribución por extensión de vida útil para aquellas redes de gas natural que hubieran sobrepasado su periodo de amortización y estuvieran en condiciones operativas.
- 8) Eliminación progresiva y total en cuatro años de la retribución en exceso que se percibiría por aplicación de la metodología recogida en el Anexo X de la Ley 18/2014 respecto a la Retribución Ordinaria de Distribución.
- 9) Supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas.
- 10) Introducción del concepto de actividad conexas, entendida como aquella actividad distinta de las actividades con régimen económico regulado que se realiza por la empresa regulada, y que para su ejercicio conlleva uso o consumo de recursos de las actividades con régimen económico regulado.

7.3.2. Estructura de la Circular

La Circular propuesta consta de una exposición de motivos, 22 artículos, 6 disposiciones adicionales, 2 disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y una disposición final.

- Los cuatro primeros artículos de la Circular desarrollan los aspectos generales de la misma: objeto, ámbito de aplicación, principios y criterios generales, y periodo regulatorio de aplicación
- Los artículos 5, 6, y 7 establecen las instalaciones, los costes e ingresos considerados en la metodología retributiva, así como los criterios de admisibilidad de los costes necesarios.
- El artículo 8 establece qué se consideran productos y servicios conexos, los procedimientos de información a la CNMC de los mismos, y la competencia de la CNMC para establecer el porcentaje sobre el beneficio obtenido por los mismos que se considera ingreso liquidable del Sistema Gasista.
- El artículo 9 establece las partidas que determinan la retribución anual de un titular por las instalaciones de distribución de gas natural.
- Los artículos 10 y 11 desarrollan, respectivamente, cómo obtener la retribución devengada para el año de gas de una empresa por sus instalaciones y por la realización de las funciones asignadas a la distribución para los activos en servicio hasta 31 de diciembre de 2020

(Retribución Ordinaria de Distribución) y con posterioridad (Retribución por Desarrollo de Mercado).

- Los artículos 12, 13, 14 y 15 desarrollan los Ajustes a la Retribución por productividad y eficiencia en el año de gas de una empresa por productividad y eficiencia: la Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones, la Retribución Transitoria de Distribución, la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de Operación y Mantenimiento y el Incentivo por la liquidación de las mermas.
- El artículo 16 regula la supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones
- Los artículos 17 y 18 regulan los procedimientos de inclusión de nuevas distribuidoras en el régimen retributivo, así como el de tratamiento retributivo de las transmisiones de titularidad.
- El artículo 19 regula aspectos generales sobre el cobro y liquidación de la retribución reconocida
- Los artículos 20, 21 y 22 regulan aspectos generales sobre los requerimientos de información adicional, las inspecciones y la confidencialidad
- La disposición adicional primera se refiere al periodo regulatorio de aplicación, la segunda a la duración de los años de gas 2021 a efectos de determinar la retribución de las instalaciones de una empresa; la tercera establece la información necesaria para determinar la Retribución Ordinaria base; y la cuarta se refiere a las unidades y decimales a considerar para importes, cantidades de gas, precios, porcentajes y tantos por uno, la quinta a la retribución transitoria de la distribución del primer periodo regulatorio y la sexta a la retribución por mejoras de la productividad del primer periodo regulatorio.
- La disposición transitoria primera establece cómo ha de calcularse la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021 prevista en la metodología general; y la segunda establece cómo determinar la retribución de municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero de 2021
- La disposición derogatoria se refiere a las disposiciones administrativas que se opongan a lo dispuesto en la circular.
- La disposición final establece la fecha de entrada en vigor de la Circular

En los epígrafes siguientes se describe el alcance de la Circular.

7.3.3. *Disposiciones Generales*

El propósito de la Circular es establecer la metodología para determinar la retribución anual a los titulares por los costes de las instalaciones de distribución de gas natural que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

El ámbito de aplicación de la Circular se circunscribe a las instalaciones recogidas en el artículo 5 de la misma. Los criterios considerados de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación son los principios generales ya establecidos en la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014.

Durante el periodo regulatorio no se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado en la metodología. Los parámetros de la misma deberán ser determinados teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, el equilibrio económico y financiero del sistema gasista, la demanda de gas, la competitividad de los precios finales del suministro de gas a los consumidores, la evolución de los costes de las empresas reguladas, así como las mejoras de eficiencia y de productividad.

Por último, indica que, con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría externa, todo ello sin perjuicio de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

El periodo regulatorio de aplicación del modelo retributivo comenzará el 1 de enero de 2021 con periodos regulatorios de 6 años, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 65.1 de la Ley 18/2014, recientemente modificado por el artículo 6.6 del Real Decreto-ley 1/2019. Dicho periodo regulatorio se descompondrá en años de gas completos³², o sus fracciones, con el objeto de permitir la coordinación temporal de la retribución con la metodología de peajes y cánones que se establezca de acuerdo con el mencionado Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión. El año de gas para el que se determina la retribución de las instalaciones de una empresa tiene una duración comprendida entre el 1 de octubre del año “n-1” hasta el 30 de septiembre de año “n”, ambos incluidos.

7.3.4. Instalaciones incluidas en la metodología retributiva

La Circular define normativamente las instalaciones de distribución de gas natural que están incluidas en la metodología retributiva definida en la misma: las instalaciones que son necesarias para la correcta realización de la actividad de distribución de gas natural y cuyos costes de inversión hayan sido incorporados en el inmovilizado material de las empresas:

³² La definición de año de gas allí contenida en el Reglamento, si bien fue establecida directamente para la actividad de transporte, ha de ser extensible al resto de actividades con régimen económico regulado, a fin de establecer un sistema económico integrado que permita tanto determinar la remuneración de cada uno de los sujetos que desarrollan actividades con régimen económico regulado (no solo transportistas), como la metodología para el cálculo de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de las instalaciones del sistema gasista.

- 1) Los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario.
- 2) Las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución, y las instalaciones de distribución de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización en territorios insulares y extra-peninsulares, incluida la planta de producción de los gases manufacturados y/o aire.
- 3) Las instalaciones de transporte secundario de gas natural que a fecha de 5 de julio de 2014 no dispusieran de aprobación del proyecto de ejecución, así como las instalaciones de conexión, incluidas las ERM/EMs, de transporte – distribución y/o de transporte primario – transporte secundario, o su ampliación, puestas en servicio desde el 1 de noviembre de 2015.
- 4) Los centros de mantenimiento en servicio de las instalaciones de distribución de gas natural
- 5) Todos aquellos equipamientos y servicios auxiliares de las instalaciones anteriores necesarios para la operación, comunicación, protección, control y suministro eléctrico de las mismas, así como los terrenos, edificaciones, equipos informáticos, instalaciones de odorización, medición y control de calidad de gas, instalaciones de conexión y otros elementos auxiliares necesarios para su adecuado funcionamiento en el momento de su puesta en servicio o, que con posterioridad, son contruidos/instalados como actualización o mejora para cumplir con las normas técnicas, de seguridad y calidad industriales, de conformidad a lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, con la normativa ambiental, con las normas de gestión técnica del sistema, o con cualquier otra de carácter estatal que les sea de aplicación.

También estarían incluidos, por ejemplo, los equipamientos y servicios auxiliares que son destinados a la actualización de equipos, la mejora de la disponibilidad, la operación, el mantenimiento y/o la seguridad de las instalaciones con posterioridad a su puesta en servicio, así como el resto de edificios o inmuebles, vehículos, equipos informáticos, equipamientos y servicios auxiliares, incluidos los de atención de urgencias y los de lectura de la medición en redes y puntos de suministro, necesarios para el ejercicio de las funciones del titular

Por otro lado, en aras de la transparencia y de la seguridad jurídica, se especifican las instalaciones que en ningún caso formarán parte de la retribución reconocida.

7.3.5. Costes e ingresos considerados en la metodología retributiva

La Circular define normativamente los costes e ingresos a considerar en la metodología retributiva: todos los costes directos e indirectos necesarios para la construcción y el adecuado mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones con derecho a retribución recogidas en el artículo anterior y la realización de las funciones asignadas a la distribución, y aquellos ingresos que puedan disminuir los costes anteriores

Para tenerlos en consideración, los costes e ingresos estarán recogidos en el libro de Inventarios y Cuentas anuales de cada empresa, previsto en el artículo 28 del Código de Comercio en particular, en el balance de sumas y saldos, y en las cuentas anuales auditadas depositadas en el Registro Mercantil, que deberán estar declarados en el Sistema de Información Contable del Sector Energético (SICSE) que desarrolla la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sin perjuicio de las auditorías que correspondan y/o peticiones de información/aclaraciones que pudieran requerirse.

El valor de las inversiones a considerar por la metodología ha de ser a valor histórico regulatorio, entendiendo que dicho valor es el valor activado por primera vez en el momento de la puesta en servicio de la instalación. Este valor no tiene por qué coincidir con el valor de adquisición correspondiente a una compra-venta o traspaso posterior, ni tampoco con el valor actualizado resultante de la aplicación de las actualizaciones del balance legalmente previstas.

Por otro lado, en aras de la transparencia y de la seguridad jurídica, se especifica, que en ningún caso formarán parte de la retribución reconocida, entre otros, los ingresos y gastos (costes e inversiones) correspondientes a los regímenes económicos regulados diferenciados de la propia distribución³³, los márgenes intragrupo, los costes empleados en la realización de productos y servicios conexos, el inmovilizado intangible a excepción de las cantidades que correspondan a las aplicaciones informáticas, los impuestos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución, aquellas estimaciones/valoraciones de costes que den lugar al registro de una provisión de acuerdo con el Plan General Contable, los costes en investigación y desarrollo (I+D) o aquellos costes asociados al cierre, desmantelamiento/retiro de la instalación y la rehabilitación del lugar donde se ubica.

Tampoco formarán parte de la retribución reconocida los costes asociados a instalaciones sin derecho a retribución reconocida, ni el sobre coste causado a empresas que desarrollan actividades con régimen económico regulado por aplicación, en alguna de sus áreas, de normativas específicas que difieran de la

³³ Servicio de acometidas; Servicio de Instalaciones receptoras individuales y/o comunitarias; Altas de nuevos puntos de suministro; Servicio de enganche, desconexión y reconexión de puntos de suministro, incluidos la instalación y precintado del equipo de medida; Servicio Operaciones de verificación y comprobación de la idoneidad de las condiciones técnicas de seguridad reglamentarias de la instalación; Alquiler de Contadores de gas; Inspecciones periódicas de instalaciones receptoras individuales y/o comunitarias; Gestión de compra de gas de operación; Suministro de gas a tarifa; Gestión de compra-venta de gas para el suministro de gas a tarifa; y Extracoste por compra de GLP para producir aire propanado, diferenciando entre territorio peninsular, insular y extra-peninsular.

normativa estatal y que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen.

Además, el artículo establece que los titulares de instalaciones deberán llevar una contabilidad individualizada de los ingresos y gastos (costes e inversiones) correspondientes a los regímenes económicos regulados diferenciados de la propia distribución, y contabilizar de forma separada el ingreso o gasto anual correspondiente al incentivo por la liquidación de las mermas de gas.

7.3.6. *Admisibilidad de los costes necesarios*

De cara a determinar la admisibilidad de los costes directos e indirectos necesarios para la construcción, el adecuado mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones de distribución de gas natural y la realización de las funciones asignadas a la distribución, se contemplarán los siguientes factores:

- a) Que sea necesario. Solo tendrán la calificación de costes necesarios aquellos relacionados, directa o indirectamente, con la actividad. La necesidad razonable de un coste depende de varias consideraciones y circunstancias, entre otras, se encontrarían:
 - i. El tipo de coste generalmente reconocido como ordinario y necesario para la actividad.
 - ii. Las prácticas de negocio generalmente aceptadas.
 - iii. La existencia de desviaciones significativas respecto de las prácticas habituales de la empresa o de las prácticas de empresas similares.
 - iv. El uso eficiente de los recursos.
 - v. Que no se hayan imputado adicionalmente a otra actividad.

- b) Que sea asignable. Un coste es asignable a una actividad siempre que pueda ser establecida una relación causal entre el coste y el bien o servicio que constituye el objeto de la actividad. Es decir, un coste será asignable a una actividad regulada cuando se dé alguno de los siguientes requisitos:
 - i. Se haya incurrido en el mismo específicamente para esa actividad.
 - ii. Aporte valor a la actividad.
 - iii. Sea necesario para las operaciones generales del negocio que resulten necesarias para el desarrollo de la actividad.

- c) Que sea cierto y estuviera registrado en la contabilidad financiera al objeto de garantizar la trazabilidad de los costes con los estados financieros auditados de la empresa, y en concreto, con el balance de sumas y saldos.

- d) Que haya concordancia con las disposiciones aplicables a la actividad regulada. El coste se limitará a los costes necesarios para cumplir con las características definidas en la legislación vigente, por lo que no serán

admisibles costes relacionados con mayores prestaciones de las exigidas legalmente, ni relacionados con elementos específicamente excluidos por la legislación.

- e) Que sean acordes con los precios de mercado e históricos. Los costes del bien o servicio, en tanto tengan el mismo alcance o similar, sean acordes con los registrados en años anteriores y la evolución del mercado.

7.3.7. *Productos y servicios conexos*

La Ley 34/1998, de acuerdo con su artículo 1, tiene por objeto regular el régimen jurídico, entre otras, de las actividades de “*exploración, investigación y explotación de yacimientos y almacenamientos subterráneos de hidrocarburos*”, así como las actividades de “*adquisición, producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización*”.

A lo largo del articulado de la Ley, se identifican, precisan, complementan y/o añaden las diferentes actividades implicadas en el suministro de gas natural que están reguladas, estableciendo las normas o pautas generales que las regulan. En este sentido, se pueden identificar los siguientes grupos:

- a) Aquellas que tienen su funcionamiento regulado³⁴, en el que se incluye, entre otras, instrucciones claras relativas a la contabilidad de las mismas.
- b) Aquellas que tienen un régimen económico regulado³⁵.
- c) Aquellas que tienen un régimen de autorización previa de instalaciones regulado³⁶.

Además, la propia Ley y su normativa de desarrollo ponen de manifiesto la existencia de especialidades dentro de las actividades con régimen económico regulado propio (acometidas, derechos de alta, alquiler de contadores, venta de condensados extraídos de los AASS, etc.), cuyo desarrollo es inherente al desarrollo de las actividades de regasificación, AASS, transporte y distribución, dotándoles de regímenes económicos propios al regular sus precios máximos o el reparto de los beneficios generados.

³⁴ Exploración, investigación y explotación de yacimientos, almacenamientos subterráneos (AASS) básicos o AASS no básicos de gas natural; fabricación y producción de gas natural; adquisición de gas natural; importación de gas natural; licuefacción; regasificación; transporte; gestión de red [truncal] independiente (GRI); distribución; comercialización suministro de último recurso; comercialización; exportación, gestión técnica del sistema; operación del mercado organizado de gas; reservas estratégicas (CORES).

³⁵ Regasificación, transporte, AASS básico, distribución, comercialización de último recurso y gestión técnica del sistema.

³⁶ Exploración, investigación y explotación de yacimientos/AASS, fabricación, licuefacción, regasificación, transporte y distribución.

No obstante, hay que señalar que la actividad empresarial es más rica y versátil a la hora de prestar servicios y/o actividades de las que ha previsto el marco jurídico.

Las empresas emprenden nuevas actividades, que pueden denominarse conexas, que conllevan el uso o consumo de los recursos de las actividades con régimen económico regulado, lo que puede suponer que los costes, directos o indirectos, de las nuevas actividades pueden estar siendo imputados total o parcialmente a los costes regulados, o pueden estar excluidos o segregados de las actividades reguladas.

Estas actividades conexas generan ingresos que, al menos, en parte deberían trasladarse a la actividad con régimen económico regulado.

Por todo ello, es necesario un desarrollo normativo que permita la supervisión y gestión de las actividades conexas a las actividades reguladas con régimen económico regulado. Dicho desarrollo debe dotar de las herramientas necesarias para que la Administración pueda determinar:

- a) La existencia, o no, de actividades conexas a las actividades con régimen económico regulado.
- b) Los costes incurridos en el desarrollo de la actividad conexas que son soportados por las actividades reguladas o, en su caso, los costes evitados por desarrollarse al amparo/auspicio de dichas actividades.
- c) La proporción que suponen los costes anteriores sobre los costes totales de la actividad conexas.
- d) Los ingresos generados por la actividad conexas.
- e) El modelo retributivo para el desarrollo de actividades conexas basado en el reparto del beneficio obtenido entre el sistema y el agente en función de la recurrencia en el ejercicio de la actividad conexas por parte de la empresa que desarrolla la actividad regulada.

En consecuencia, la Circular establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará el beneficio anual obtenido por la prestación de productos y servicios conexas que ha de considerarse ingreso liquidable del Sistema (50%) como el importe anual a considerar ingreso liquidable por el Sistema de Liquidaciones para cada producto y/o servicio conexo.

7.3.8. Retribución Ordinaria de Distribución

La Circular establece que la retribución devengada para el año de gas “a” de una empresa “e” titular de instalaciones de distribución se aprobará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y será la resultante de sumar la retribución ordinaria de distribución (ROD_a^e), la retribución por desarrollo de mercado (RDM_a^e), y los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$).

Para calcular la Retribución Ordinaria de Distribución podrían existir varias alternativas: como se ha puesto de manifiesto en el apartado 7.1 respecto a la retribución de la amortización de los activos anteriores a 2002, podría ser suficiente mantener la metodología establecida en el año 2002, simplemente eliminando la parte de la retribución que estaba destinada a retribuir activos anteriores a dicha fecha; así se podría mantener el modelo actual. Esto supondría una rebaja de la retribución de 586 millones de € anuales.

No obstante, el proceso de identificación y cuantificación de la sobre-retribución de cada una de las actuales empresas distribuidoras, habida cuenta de la antigüedad y complejidad de las instalaciones de distribución, y del número de operaciones societarias (escisiones, adquisiciones, fusiones, reorganizaciones de grupos empresariales, cambios de accionistas, etc) que han existido en el sector gasista desde el año 2002, haría difícil su ejecución, no garantizando un resultado más cierto que el que se obtiene de los estados financieros actuales de las empresas que recogen el inmovilizado pendiente de amortizar, excluyendo del mismo el valor de los activos ya amortizados, incluidos aquellos en servicio a 31 de diciembre de 2001.

Adicionalmente se podría analizar la amortización de todos los activos puestos en marcha entre 2002 y 2020, año a año, lo que comportaría un nivel de complejidad elevado, además de suponer una rebaja de la retribución adicional a la descrita en el apartado anterior.

A la vista de lo anterior, se ha optado por establecer la Retribución Ordinaria de Distribución en base a los estados financieros del año 2020. Así se define la Retribución Ordinaria de Distribución de un distribuidor para el año de gas “a” (ROD_a^e), como la retribución por el uso de las instalaciones de distribución en servicio a 31 de diciembre de 2020 y por la realización de las funciones asignadas a la distribución que son realizadas por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista de forma que el riesgo de su desarrollo corresponde al titular de las instalaciones. Dicho valor se determina aplicando un coeficiente reductor (f) por la evolución anual de los costes de retribución financiera incluidos en la Retribución Ordinaria de Distribución base (ROD_{base}^e).

Se opta por establecer una nueva base de retribución a partir de una metodología de bloques (amortización, retribución financiera y operación y mantenimiento) con los estados financieros actuales de las empresas, porque no solo se corrige la sobre-retribución por amortización y retribución financiera asociada a los activos en servicio a 31 de diciembre de 2001, sino que la nueva base se ajusta más fielmente a la realidad de las empresas distribuidoras actuales, pues ya han pasado prácticamente 20 años desde la implementación de la primera base del modelo retributivo.

La Retribución Ordinaria de Distribución base se obtiene a partir de los Estados Financieros de cada distribuidora de los años 2018, 2019 y 2020, tras aplicación de los principios y criterios y consideraciones sobre instalaciones, costes, ingresos y productos y servicios conexos considerados en la metodología

retributiva enunciados en apartados anteriores y sumando los siguientes conceptos:

- a) Retribución por Amortización: El valor auditado y admitido de las amortizaciones realizadas durante el año natural 2020 del inmovilizado material y de las aplicaciones informáticas, determinados a partir de su valor histórico regulatorio neto de subvenciones, donaciones y legados de capital, actualizaciones de valor y/o importes en curso y anticipos.
- b) Retribución Financiera: El valor resultante de aplicar la Tasa Financiera, que determine la Circular de esta Comisión al respecto, sobre el valor neto auditado y admitido del inmovilizado material y de las aplicaciones informáticas de las instalaciones de distribución en servicio a 31 de diciembre de 2020, determinado a partir del valor histórico regulatorio, neto de amortizaciones, de inmovilizado material en curso y de anticipos, de subvenciones, donaciones y legados de capital, y de las revalorizaciones habidas
- c) Retribución por O&M: El valor resultante de multiplicar los km de red de distribución a 31 de diciembre de 2020 por el valor unitario medio de costes de O&M de los años naturales 2018, 2019 y 2020. Los valores unitarios de cada año se obtienen a partir de los km de red y los valores auditados y admitidos de los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución y los costes por la prestación de los servicios que correspondan a la actividad de distribución en dichos años.

Las empresas tendrán una retribución provisional a cuenta de la definitiva, calculada con los datos auditados y admitidos correspondientes a los estados financieros de cada empresa distribuidora del año 2018.

7.3.9. *Retribución por Desarrollo de Mercado*

La Circular establece que el distribuidor tiene derecho a una Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM_a^e) por uso de las instalaciones de distribución puestas en servicio desde el 1 de enero de 2021 hasta el 30 de septiembre del año gas "a", y por la realización de las funciones asignadas al distribuidor por el conjunto del mercado de la empresa "e" realizadas por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista de forma que el riesgo de su desarrollo corresponde al titular de las instalaciones.

La Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM) mantiene una estructura similar a la prevista en la Ley 18/2014 para la Retribución de Nuevo Mercado (RN), asociándola a las variaciones tanto de puntos de suministro en municipios de reciente gasificación y resto, como del gas suministrado y facturado a los puntos de suministro según la presión de la red de distribución. No obstante, se introducen las siguientes novedades:

1. Se introduce una retribución para el gas suministrado y facturado a nuevos puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión entre 4 y 60 bar puestos en servicio después del 31 de diciembre de 2020 durante sus primeros 5 años de consumo, al objeto de fomentar la penetración en este mercado.

Para evitar la posible reclasificación de puntos de suministro existentes en la actualidad, se establece que no se computará la cantidad de gas suministrado y facturado correspondiente a puntos de suministro que a 30 de junio de 2019 estén conectados a instalaciones a presión igual o superior a 60 bar, o a instalaciones de un transportista.

2. Se introduce una retribución para los tránsitos de gas natural entre empresas de distribución de distintos grupos empresariales interconectadas a través de redes de distribución de presión inferior a 60 bar mediante nuevos puntos de entrega distribución - distribución puestos en servicio después del 31 de diciembre de 2020. Con esta medida se pretende incentivar la interconexión entre redes de distribución al objeto de mejorar la interoperabilidad y el respaldo entre ellas para evitar, en la medida de lo posible, la construcción de antenas de conexión con redes de transporte.
3. La retribución por punto de suministro se establece en función de la variación real existen entre dos años consecutivos en vez de la praxis vigente de hacerlo en función de la variación del número medio de puntos suministro del año entre los dos años.
4. Se precisa la definición de término municipal de gasificación reciente y, con objeto de fomentar el desarrollo efectivo de las redes de distribución, se indica que, a efectos de computo de los 5 años en los que el distribuidor tiene derecho a una retribución superior a la estándar, se tomará como inicio el año de la primera acta de puesta en servicio de alguna de las instalaciones de sus redes de distribución (planta satélite, antena de conexión con red de transporte, ERM/EM y/o, gasoductos de red de distribución) con independencia de que existan, o no, puntos de suministro conectados a ellas.
5. La retribución por Desarrollo de Mercado se reconocerá una vez se haya producido la contratación y facturación de los consumidores. Se calculará provisionalmente con la información declarada al sistema de liquidaciones disponible en el momento de cálculo y se recalculará una vez se tenga la información definitiva. De esta forma, se retribuye al distribuidor en cada momento en función de los resultados realmente alcanzados en el desarrollo del mercado que atiende y no en función de previsiones declaradas como se efectuaba anteriormente.
6. Se precisa que la retribución por desarrollo de mercado en municipios de reciente gasificación alimentados desde plantas satélites de GNL tendrá un máximo igual a lo recaudado por peajes de distribución, con objeto de

garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista y desincentivar la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no sean suficientes como para satisfacer los costes, tal y como indica la orientación incluida en el artículo 9.2 de la Orden TEC/406/2019.

7.3.10. Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de distribución

La Circular establece que el distribuidor tiene derecho a una Retribución por Extensión de Vida Útil ($REUV_a^e$) por aquellas instalaciones que continúan en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.

Este es uno de los conceptos retributivos que componen los ajustes de retribución por mejora de la productividad y la eficiencia ($ARPE_a^e$) para el año de gas de una empresa junto con la retribución transitoria de distribución (RTD_a^e), la retribución por la mejora de la productividad en los costes de O&M de las instalaciones (RMP_a^e) y el incentivo correspondiente a la liquidación de las mermas (IM_a^e).

El valor de la $REUV_a^e$ se obtiene aplicando una retribución unitaria a los km de red en extensión de vida útil a 1 de enero del año de gas “a”, ponderados por factores correctores de acuerdo con su antigüedad, que han acreditado su disponibilidad efectiva para su funcionamiento real.

Los factores son constantes durante periodos de 5 años y se aplican al conjunto de km de red en extensión de vida útil durante dicho periodo. Esto se explica por el tamaño de la red (aproximadamente 70.000 km), el régimen de autorización de construcción y puesta en servicio de las instalaciones de distribución, y la evolución de la topología de la red en el tiempo (construcción de variantes por afecciones de terceros, reclasificación de tramos de acometidas en red de distribución al engancharse nuevos puntos de suministro en ellas, etc..) que impide tener un censo individualizado con fecha de puesta en servicio exacta de las instalaciones como ocurre en las actividades de transporte y regasificación.

La retribución unitaria es la resultante del cociente entre la parte de Retribución Ordinaria de Distribución por Costes de O&M en el año natural base 2020 reconocidos al total de las empresas distribuidoras ($RO\&M_{2020}^{total}$) y los km de red a 31 de diciembre de 2020 del conjunto de empresas distribuidoras.

Se considera que la red de distribución está en extensión de vida útil regulatoria si supera los 20 años de antigüedad. Los factores correctores de acuerdo con la antigüedad son los siguientes:

- 0,15 si han transcurrido hasta 5 años desde el fin de vida útil regulatoria.
- 0,175 si han transcurrido entre el 6 y 10 años desde el fin de vida útil regulatoria.

- 0,25 si han transcurrido entre el 11 y 15 años desde el fin de vida útil regulatoria.
- 0,5 si han transcurrido más de 15 años desde el fin de vida útil regulatoria.

Cada año las empresas aportarán un informe de auditoría externa, de revisión independiente y de aseguramiento razonable, sobre el número de kilómetros de red de distribución en servicio a 1 de enero de cada año de gas “a” y su antigüedad. Entre otros aspectos, el auditor indicará el número de kilómetros de red en cada municipio que ha estado indisponible. Se considera que una instalación ha estado indisponible cuando ha habido más de 35 días en el año con interrupción del servicio.

7.3.11. Retribución Transitoria de Distribución (RTD)

La Circular establece un nuevo concepto retributivo denominado Retribución Transitoria de Distribución base (RTD_{base}).

Este concepto refleja el exceso de retribución anual que estarían percibiendo en 2020 las distribuidoras por aplicación de la anterior metodología de distribución, fijada a partir de la Ley 18/2014, puesto que la Retribución Ordinaria de Distribución base (ROD_{base}^e), establecida por la Circular, ha de retribuir adecuadamente los costes de las actividades reguladas (costes de inversión y costes de O&M). Con el objeto de establecer una retribución para una empresa que realiza su actividad bajo los principios de realizarla al menor coste para el sistema gasista y con una rentabilidad razonable, se propone la eliminación total de este posible exceso de retribución sin contraprestación evidente para los consumidores y contrario al principio rentabilidad razonable.

Por otra parte, tal y como establece el apartado 2³⁷ de la Disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el impacto de la aplicación del nuevo modelo debe ser gradual; en otras palabras, la transición del modelo retributivo vigente al nuevo modelo, necesariamente debe ser ordenada y previsible. A estos efectos, y a la vista del segundo párrafo de la citada disposición para el periodo transitorio de las metodologías de peajes, cánones y cargos, se establece la eliminación en un periodo máximo de cuatro años.

³⁷ “2. 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.

A estos efectos, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerán periodos transitorios en las citadas metodologías de peajes, cánones y cargos, según corresponda, de forma que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno”

Por tanto, una vez determinada la retribución por RTD base para cada empresa distribuidora, estas serán reducidas durante el nuevo periodo regulatorio de forma gradual hasta tener un valor nulo a partir del 1 de enero de 2025 de acuerdo con el siguiente esquema.

Tabla 11. Retribución anual por RTD

	Año de Gas				
	2021 (ene 21-sept 21)	2022 (oct 21-sep 22)	2023 (oct 22-sep 23)	2024 (oct 23-sep 24)	2025 (oct 24-sep 25)
RTD_a^e	60% RTD_{base}^e	60% RTD_{base}^e	40% RTD_{base}^e	20% RTD_{base}^e	0% RTD_{base}^e

Al igual que para el caso del cálculo de la ROD_{base}^e , y puesto que se calcula a partir de ella y a partir de la retribución de distribución calculada según el Anexo X de la Ley 18/2014, primeramente, se realizará un cálculo provisional de la RTD_{base}^e que dará lugar a un primer ajuste provisional, con los datos de EEFF de 2018 para la ROD_{base}^e y con los datos de demanda existentes. Posteriormente, se determinará el valor definitivo cuando se tenga la ROD_{base}^e y los datos de demanda definitivos.

7.3.12. Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M habidas en el periodo anterior

Como se ha indicado en el apartado anterior, el artículo 92.c) de la Ley 34/1998 establece, en particular, para los costes de operación y mantenimiento de las actividades reguladas, que se determinará un 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.

Asimismo, el artículo 15 c) del Real Decreto 949/2001, y en relación al mismo tema indica que:

“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”

En consecuencia, esta Comisión propone establecer en la nueva metodología retributiva el concepto de Retribución por Mejora de Productividad para cada empresa distribuidora consecuencia de las ganancias de productividad que se hayan podido conseguir durante el periodo regulatorio.

De los tres conceptos retributivos básicos de las actividades reguladas, es en los costes de O&M donde las empresas pueden mejorar dichos costes, ya que las partidas por amortización y retribución financiera dependen más de factores externos que de la propia empresa.

La Retribución por Mejora de Productividad persigue que las empresas sigan teniendo incentivo a la reducción de costes porque se les mantiene, como retribución adicional a la Retribución Ordinaria de Distribución, un porcentaje de

las ganancias de productividad observadas en los costes de O&M en el periodo regulatorio analizado.

Para ello, se analizará la evolución en el periodo de la retribución de O&M por parámetro inductor de coste característico de las instalaciones. El parámetro inductor de coste más característico de las instalaciones de distribución es la longitud de la red a mantener, por lo que se procedería a medir la ganancia de la productividad de O&M en función de la evolución del coste de O&M por unidad de longitud.

Se toma el periodo de análisis 2014-2020, porque son los años inicial y final de actual sistema retributivo establecido en la Ley 18/2014.

Las modificaciones introducidas en 2014 respecto al modelo de retribución de la distribución de la Orden ECO/301/2002³⁸, suponen la minoración de 110,68 Millones de € de la Retribución 2013 de la actividad de distribución que se considera imputado al concepto de amortización de los activos.

En consecuencia, la retribución por costes de O&M para 2014 sería la retribución efectivamente pagada resultante de actualizar los importes establecidos para 2002 con el factor de actualización (IPH) utilizado al calcular la retribución de distribución de cada año (ver Tabla 9) más el importe correspondiente a retribución por costes de O&M implícita en la retribución por variación de mercado entre 2002 y 2014 en aplicación de las fórmulas paramétricas recogidas en el Orden ECO/301/2002 suponiendo un reparto entre conceptos (amortización, retribución financiera y O&M) similar al que hubo en 2002.

La retribución por costes de O&M para 2020 se calculará al establecer la Retribución Ordinaria de Distribución (ROD₂₀₂₀) con la nueva metodología retributiva.

Las empresas distribuidoras han tenido en el periodo 2014-2020 ganancias de productividad al batir los costes O&M establecidos. El nuevo sistema retributivo, establece los valores unitarios de operación y mantenimiento a partir de los costes reales al final del periodo, para trasladar al consumidor estas ganancias de productividad. Además, para incentivar al distribuidor se les reconoce una retribución adicional equivalente al 20% de las ganancias logradas en el periodo anterior. De esta forma, realizarán ahorros estructurales y no coyunturales, pues parte de su esfuerzo estaría incentivado a largo plazo.

Provisionalmente se calcularán con la información del año 2018, y se elevarán a definitivos para 2021-2026 cuando se disponga de la información necesaria del año 2020.

³⁸ Minoración de 110,68 Millones de € de la Retribución 2013 de la actividad de distribución (punto de partida para el cálculo de las retribuciones futuras), modificación de la fórmula paramétrica para retribución de nuevo mercado y nuevo reparto de la retribución 2013 entre las empresas distribuidoras en función de la caracterización del mercado atendido (puntos de suministro y demanda)

7.3.13. Planes de Inversión y de cierre de instalaciones.

La Circular establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recabará información de los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de distribución de las empresas titulares a efectos de la metodología de retribución.

Dicha información permitirá realizar una correcta evaluación de la sostenibilidad económica-financiera de las inversiones de transporte ya que es necesario contrastar la coherencia de la información de los transportistas con los planes de desarrollo de los distribuidores.

Asimismo, para poder velar por la sostenibilidad económica y financiera sistema, es necesario tener información anticipada de la actividad que, a día de hoy, representa la partida más importante del escandallo de costes regulados. En consecuencia, se incluye en la Circular el artículo relativo a “Planes de desarrollo y de cierre de instalaciones” con el detalle y alcance de la información a recabar.

Según el artículo, se recaba información con un horizonte de 10 años, distinguiendo por municipio y rango de presión, sobre, entre otros aspectos, la inversión prevista realizar, los km de red a construir, los km de redes de GLP transformados a gas natural y los puntos de suministro a poner en servicio.

7.3.14. Inclusión de una nueva distribuidora en el régimen retributivo

La Circular establece el procedimiento para la inclusión de una nueva distribuidora en el régimen retributivo.

La distribuidora debe solicitarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adjuntado la documentación acreditativa correspondiente.

La retribución anual inicial se determinará aplicando lo establecido para determinar la Retribución por Desarrollo de Mercado con la información disponible del número de puntos de suministro, gas suministrado y gas de tránsito de los años que corresponda en el momento de cálculo.

7.3.15. Retribución de las instalaciones de distribución objeto de transmisión de titularidad

La Circular establece el procedimiento para transmitir los derechos retributivos asociados a una instalación de distribución entre los implicados en una transmisión de titularidad de la misma.

El transmitente tendrá derecho a recibir la retribución establecida para el año de gas “a” de las instalaciones transmitidas hasta el día anterior a la fecha efectiva de la transmisión mientras que el nuevo titular tendrá derecho a recibir la retribución establecida para las instalaciones transmitidas desde la fecha efectiva de transmisión, incluida esta, hasta el final del año.

La Retribución Transitoria de Distribución (*RTD*) y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M (*RMP*) habidas en el periodo anterior asociadas a la instalación transmitida, no se transmiten a la empresa adquirente.

El reparto entre titulares de los importes anuales de retribución asociado a las instalaciones transmitidas, y los ajustes a realizar en la retribución de cada empresa en dicho año se establecerán mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

7.3.16. Sobre el cobro y liquidación de la retribución reconocida

De acuerdo con el Sistema de Liquidaciones (SIFCO) los ingresos facturados por aplicación de peajes y cánones se reparten entre quienes realizan actividades con régimen económico regulado atendiendo a la retribución que les corresponda. Para ello, a día de hoy, se realizan 14 liquidaciones mensuales a cuenta (de enero del año “n” a febrero del año “n+1”) de la definitiva de cada ejercicio que debe realizarse antes del 1 diciembre del ejercicio siguiente (año “n+1”).

La Circular indica que se liquidará a lo largo del año las retribuciones reconocidas a cuenta y/o definitivas correspondientes al año de la liquidación, de conformidad con la resolución que apruebe los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector del gas

7.3.17. Apartados sobre Requerimientos de información adicional, Incumplimiento de obligaciones derivadas de la Circular, Inspecciones y Confidencialidad.

El artículo 20 de la Circular habilita expresamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para recabar de los sujetos obligados cualesquiera otras informaciones adicionales que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las informaciones remitidas en cumplimiento de la presente Circular, estableciéndose así un mayor amparo legal a la hora de efectuar peticiones de información en el marco de la determinación de la metodología y cálculo retributivo de la actividad de distribución de gas.

El artículo 21, sobre el tema de inspecciones, alude fundamentalmente a la Ley 3/2013 y resto de normativa aplicable para determinar que la Comisión podría realizar las inspecciones y verificaciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la Circular, le sea aportada.

El artículo 22, sobre confidencialidad, establece preceptos sobre el reporte de información a la Comisión por parte de los sujetos del sistema gasista.

7.3.18. Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación

El periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente Circular será el que comienza el 1 de enero de 2021.

7.3.19. Disposición adicional segunda. Determinación del año de gas 2021

Se establece, a efectos de determinar la retribución de las instalaciones de una empresa mediante la Circular, la duración del año de gas 2021.

7.3.20. Disposición adicional tercera. Información para determinar la Retribución Ordinaria para el año base 2020.

Para determinar la Retribución Ordinaria de Distribución, la Circular establece que se realicen informes de auditoría externa, de revisión independiente y de aseguramiento razonable, conforme a criterios e instrucciones enunciados por esta Comisión sobre los Estados Financieros aprobados de las empresas distribuidoras para los años 2018, 2019 y 2020, con el fin de que toda la información aportada por ellas presente un carácter homogéneo.

Los trabajos de auditoría de cada año serán realizados por auditores de cuentas o sociedades de auditoría de cuentas, definidos conforme al artículo 3, de la Ley 22/2015, de 20 de julio, de Auditoría de Cuentas, distintos.

La contratación de los auditores se realizará mediante procedimientos competitivos y transparentes. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia supervisará a las empresas adjudicatarias de los trabajos de auditoría en la realización, el progreso, la calidad, la integridad y la comparabilidad de los trabajos, pudiendo a su criterio solicitar la ampliación de los trabajos de auditoría.

Asimismo, y a fin de acotar temporalmente los estudios a realizar, se dan plazos tanto para la contratación de los trabajos (2 meses para 2018 desde aprobación de criterios y 1 mes para 2019 y 2020 desde aprobación de cuentas) como para la duración de los mismos (no superior a 5 meses) excluida la ampliación de trabajos.

Los costes de realización de las auditorías se consideran costes liquidables, liquidándose mediante pago único, previa aprobación de su valor por esta Comisión.

7.3.21. Disposición adicional cuarta. Unidades de aplicación.

Mediante esta Disposición se indica que, a efectos de aplicación de la metodología de esta Circular, y salvo que se indique lo contrario:

- a) Los importes se expresarán en euros (€) con dos decimales.
- b) Las cantidades de gas se expresarán en MWh con tres decimales.
- c) El número de puntos de suministro no tendrá decimales

- d) Los precios y las retribuciones unitarias se expresarán en €/Magnitud Física con tres decimales
- e) Los porcentajes se expresarán con dos decimales.
- f) Los tantos por uno se expresarán con cuatro decimales.

7.3.22. Disposición transitoria primera. Retribución por Desarrollo de Mercado para el año de gas 2021

Se describe cómo ha de determinarse la Retribución por Desarrollo de Mercado para el año de gas 2021, habida cuenta que la duración del mismo es de 9 meses.

7.3.23. Disposición transitoria segunda. Retribución municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021

Se establece el tratamiento retributivo para aquellos municipios que a efectos del apartado 2 del Anexo X de la Ley 18/2014 tuvieran la consideración de municipios de gasificación reciente.

7.3.24. Disposiciones derogatoria y final

Se indica que quedan derogadas cuantas disposiciones de rango inferior a Ley se opongan a lo establecido la Circular

Por último, la Circular entrará en vigor el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado

7.4. Mecanismos de desarrollo de la Circular.

A continuación, se describen aquellos desarrollos necesarios a realizar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con posterioridad a la publicación de la Circular en el Boletín Oficial del Estado

Según se ha indicado a lo largo de la presente Memoria, la Circular requerirá una serie de desarrollos de detalle o procedimentales que permitan su plena aplicación en el periodo 2021-2026.

Se establecerá la información a proporcionar por las empresas que permita determinar la Retribución Ordinaria de Distribución, la Retribución Transitoria de Distribución, los importes de Retribución por Mejora de Productividad en los costes de O&M y los importes de Retribución por Extensión de Vida Útil para cada empresa para cada año del periodo regulatorio 2021-2026.

Además, se publicarán las instrucciones necesarias para recabar la información relativa de los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de los distribuidores y la supervisión y gestión de los productos y servicios conexos realizados por las empresas cada año.

Anualmente, la Comisión deberá establecer mediante resolución la retribución devengada para el año de gas “a” de las empresas titulares de instalaciones de distribución de gas natural.

8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

8.1. Impacto económico

En los siguientes apartados se realiza un análisis del impacto económico que tendría la nueva metodología, con los datos disponibles, para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural y por la realización de las funciones asignadas a la distribución para el periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2026.

Las estimaciones realizadas en este apartado se hacen con los valores de los estados financieros presentados por las empresas distribuidoras para 2018, cuando la retribución del nuevo periodo regulatoria tendrá en cuenta principalmente los estados financieros del año 2020. De la misma forma, el desarrollo de mercado en los próximos años y la evolución de los km de red influirá tanto en la retribución inicial, como en la de los años siguientes. Estos aspectos hacen que los valores que se presentan sean orientativos.

Se estima que, de mantenerse durante el periodo 2021-2026 una demanda similar a la prevista para 2019 y unos valores de inmovilizado y de costes de explotación similares a los de 2018³⁹, el impacto económico medio anual de la metodología propuesta en la Circular podría alcanzar una reducción media de aproximadamente 255 millones de €/año sobre la retribución que resultaría de mantener la metodología actual en dichos supuestos.

En la siguiente tabla se recoge una primera estimación de importes de retribución anual para el periodo 2021-2026 resultantes de aplicar la metodología actual y la propuesta en la Circular para la actividad de distribución. No obstante, estos números son orientativos y solo podrán ser confirmados una vez revisadas las auditorías de sus cuentas a presentar por las empresas de los años 2018, 2019 y 2020.

Tabla 12. Estimaciones Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad Distribución.

En Millones €	de Ene a Dic de "n"			de Octubre "n-1" a Septiembre "n"						Retrib Media 2021-26	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
Met. Actual	1.426	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420
Met. Circular				1.418	1.324	1.210	1.096	983	967		1.165
Impacto sobre Met. Actual				-2	-96	-210	-324	-437	-452		-255

³⁹ Tomando en consideración la información de Estados Financieros declarada para 2018 por las empresas a través de la Circular 5/2009.

Por su parte, en las siguientes tablas, se muestran los importes estimados anuales desglosados por partida retributiva, así como el impacto estimado que supondría la aplicación de la nueva metodología para cada partida retributiva.

Tabla 13. Desglose por partida de la estimación de Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad Distribución resultante de aplicar la metodología actual.

En Millones €	de Ene a Dic de "n"			de Octubre "n-1" a Septiembre "n"						Retrib Media 21-26	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
Retrib. Distribución Base 2013	1.426	1.420	1.420	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389
Retrib. Nuevo Mercado desde 2014				31	31	31	31	31	31	31	31
Ajustes Retrib por Productividad y Eficiencia (ARPE)				0	0	0	0	0	0	0	0
Impacto sobre Met. Actual	1.426	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420

Tabla 14. Desglose por partida de la estimación de Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad de Distribución resultante de aplicar la metodología prevista en la Circular.

En Millones €	de Ene a Dic de "n"			de Octubre "n-1" a Septiembre "n"						Retrib Media 21-26
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Retribución Ordinaria Distribución				1.045	931	910	890	871	852	917
Retribución Desarrollo Mercado				8	0	0	0	0	0	0
Ajustes Retrib por Productividad y Eficiencia (ARPE)				365	393	299	205	112	116	248
RTD				293	293	195	98	0		176
REVV				29	42	46	50	54	58	46
RMP				43	58	58	58	58	58	55
Impacto sobre Met. Actual				1.418	1.324	1.210	1.096	983	967	1.165

La nueva Circular tendrá impacto sobre el precio que paguen los consumidores del sector gasista, con algunas matizaciones. La bajada de la retribución podrá suponer una bajada de peajes; sin embargo, debido al déficit acumulado puede no existir coincidencia temporal entre ambos decrementos. Por otra parte, queda en el ámbito de decisión de cada comercializador qué parte trasladará al precio final y cuál al margen empresarial.

A modo de ejemplo, si tomamos las retribuciones medias para el periodo 2021-2026 del apartado anterior observamos que la retribución media de la actividad de distribución pasaría de aproximadamente 1.420 millones de € resultantes de la metodología vigente a 1.165 millones de € con la metodología propuesta. Lo que supondría una reducción media del 17,9%.

8.2. Impacto sobre la competencia

Se considera que la Circular no tiene impactos sobre la competencia entre empresas distribuidoras, más allá de fomentar e incentivar, tal y como recogen la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014, a aquellas empresas que tienen una gestión eficaz, eficiente, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español.

La aplicación de la Circular incrementará la competitividad del gas natural frente a otras fuentes de energía alternativas en el momento que se traslade la disminución de retribución de la actividad de distribución al precio final que paguen los consumidores.

Una bajada de precio de los peajes incrementaría la competitividad de las empresas que utilizan el gas como materia prima

8.3. Impacto presupuestario.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dispone desde el año 2008 de un sistema informático denominado SIDRA (Sistema de Información para Determinar la Retribución de las Actividades Reguladas del Sector Gas Natural). Dicho Sistema de Información ha de actualizarse a efectos de aplicación de la presente Circular tanto para determinar la retribución de las empresas como para facilitar el acceso y la gestión electrónica en los procesos de información sobre planes de inversión, de inclusión de instalaciones en el régimen retributivo, de transmisión de titularidad o de baja del sistema retributivo por el cierre de instalaciones. Todo ello, en condiciones que mantengan la seguridad, confidencialidad e integridad de la información.

8.4. Otros impactos

Se considera que la Circular no tiene impactos en la unidad de mercado, por razón de género u de otro tipo diferente a los ya expuestos

Se considera que las cargas administrativas derivadas de esta Circular son las mínimas necesarias para permitir su plena aplicación en el periodo 2021-2026.

No obstante, esta Comisión ha advertido en diversas ocasiones⁴⁰ de la necesidad de armonizar las solicitudes de información, y calendarios a aplicar, relacionados con la determinación de la retribución de las empresas, determinación de los peajes y cánones y las previsiones de cierres de ejercicios de liquidación.

La publicación de las Circulares previstas por esta Comisión, ha de convertirse en el punto de partida para la optimización y armonización de las solicitudes de información, y calendarios a aplicar con objeto de minorar las cargas administrativas.

8.5. Análisis coste-beneficio

Teniendo en consideración los análisis de impacto anteriores se considera que los beneficios que genera la Circular son considerablemente superiores a los costes que produce.

⁴⁰ Con motivo de los informes preceptivos sobre Órdenes Ministeriales de retribución.

9. CONCLUSIONES

El Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución de gas natural que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas. De esta forma se adecua la normativa estatal a lo dispuesto en el derecho comunitario por la Directiva 2009/73/CE, el Reglamento (CE) nº 715/2009, y el Reglamento (UE) 2017/460.

Las funciones asignadas en relación al establecimiento de la metodología de retribución de la actividad de gas natural a esta Comisión de los Mercados y la Competencia son de plena aplicación una vez finalice el actual periodo regulatorio el 31 de diciembre de 2020, cuando dejan de tener vigencia las metodologías de cálculo de la retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento básico, establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Analizado los resultados y consecuencias del modelo retributivo actual para el conjunto de las actividades reguladas se puede considerar que, si bien ha sufrido modificaciones para su mejora, los resultados no han sido suficientes en su conjunto, lo que ha dado lugar a la pérdida de la competitividad de los consumidores españoles con respecto a los consumidores europeos y la creación de una deuda del orden de 1.000 millones de € derivada de los sucesivos déficits anuales, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras mejoraban sensiblemente sus rentabilidades.

Por tanto, es necesario reevaluar el sistema retributivo de la actividad de distribución, con algunos cambios que permitan alcanzar mejoras de eficiencia y de competitividad, asegurando, no obstante, la rentabilidad adecuada de las actividades reguladas, manteniendo y cumpliendo los principios establecidos en la Ley 34/1998 y la Ley 1/2014, en el contexto que establece el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.

La Circular propuesta establece, entre otros:

1. Un modelo de retribución que conserva los principios establecidos en el modelo retributivo vigente, junto con aquellas modificaciones que permitan, en la práctica, cumplir más fielmente con los principios retributivos establecidos en la Ley 34/1998, Ley 18/2014 y sus disposiciones de desarrollo. Todo ello mediante una transición entre ambos modelos progresiva, ordenada, transparente y no discriminatoria.
2. Las instalaciones, los costes e ingresos considerados en la metodología retributiva, así como los criterios de admisibilidad de los costes necesarios.

3. Nuevo procedimiento para recabar información sobre los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de distribución.
4. Introduce el concepto de productos y servicios conexos entendidos como aquellos que presta la empresa distintos de las actividades con régimen económico regulado, mediante el uso o consumo de recursos de estas actividades.

ANEXO

A. Metodologías retributivas en los países de la Unión Europea

Como parte de este proceso, se realizó un análisis sobre las metodologías retributivas para la distribución de gas natural vigentes en la mayoría de los países miembros de la UE, con el objetivo de conocer lo que los reguladores europeos toman en consideración para retribuir a las empresas distribuidoras.

Así, se tomó como referencia principal el “Informe sobre Marcos Regulatorios de las Redes Energéticas Europeas”⁴¹ elaborado por el Consejo de los Reguladores Europeos en Energía (CEER, por sus siglas en inglés) el cual proporciona una visión general de los regímenes regulatorios aplicados durante el año 2018, tanto en las actividades de transporte y distribución de gas y electricidad en cada uno de los países miembros de CEER (en adelante Informe CEER).

Cabe señalar que, además de dicho Informe, también se tuvieron en consideración documentación y estudios diversos⁴² de las metodologías de los propios reguladores para complementar el análisis de este apartado.

○ **Sobre los Sistema retributivos y los Periodos regulatorios:**

De acuerdo con el Informe CEER, dos tipos de sistemas retributivos de las redes de distribución gasista son definidos: los sistemas basados en *Cost-Plus* (incluyendo el *Rate-of-Return*) y los sistemas basados en incentivos: *Revenue-cap* y *Price-cap*. No obstante, algunos países mencionan una combinación de ambos sistemas aplicables para los distintos elementos a considerar (ej. CAPEX y OPEX).

Con carácter general, los sistemas retributivos basados en incentivos se caracterizan por el uso de incentivos y penalizaciones financieras con el fin de inducir a la empresa regulada a lograr los objetivos deseados (generalmente a través del establecimiento de costes eficientes) mientras que a la empresa se le permite cierta discreción en cómo lograrlos.

Concretamente, se observa que la gran mayoría de los países europeos analizados establecen un sistema retributivo basado en incentivos, principalmente a través de un *Revenue-cap*. Por otro lado, seis países informan un sistema distributivo diferente al de incentivos; así, Letonia, Polonia y Estonia, establecen un mecanismo *Cost-Plus* o *Rate-of-Return*, mientras que otros países como Portugal, Reino Unido e Italia⁴³ implantan un sistema híbrido en el que los OPEX se calculan con base en un *Price/Revenue-cap* y los CAPEX se calculan con base al método *Cost-Plus*.

⁴¹ Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks

⁴² Informes varios publicados por CEER, así como documentos públicos en las páginas web de las autoridades reguladoras.

⁴³ En el caso de Italia y Reino Unido, la información no procede del Informe CEER, por ser esta incompleta, sino de informes equivalentes elaborados por CEER, así como documentación propia publicada por los reguladores en cuestión.

Haciendo un análisis de los periodos regulatorios, se observa que la gran mayoría de los países analizados aplican periodos entre 4 y 5 años. Por el contrario, llama la atención que una gran parte de los países con sistemas retributivos diferentes al de incentivos, no tienen periodo regulatorio (Estonia) o sus periodos regulatorios son de apenas un año (Polonia) o dos años (Letonia).

Finalmente, es de señalar que Gran Bretaña (8 años), Italia y España (6 años) son los tres países con los periodos regulatorios más largos, teniendo los dos primeros un sistema híbrido, y el último un régimen basado en *Revenue-cap*.

Tabla 15. Periodos regulatorios aplicados por los países europeos en los próximos años.

#	País	Per. Reg. (años)	Inicio Per. Reg.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	...
1	ESPAÑA	6	2014																		
2	AUSTRIA	4	2018																		
3	BÉLGICA	4	2016																		
4	CROACIA	5	2017																		
5	REP. CHECA	3+2	2016																		
6	DINAMARCA	4	2018																		
7	ESTONIA	-	N/A																		
8	FINLANDIA	4	2016																		
9	FRANCIA	4	2016																		
10	ALEMANIA	5	2018																		
11	GRECIA	4	2019																		
12	HUNGRÍA	4	2017																		
13	IRLANDA	5	2017																		
14	LETONIA	2	2017																		
15	LITUANIA	5	2014																		
16	LUXEMBURGO	4	2017																		
17	PAISES BAJOS	5	2017																		
18	POLONIA	1	N/A																		
19	PORTUGAL	3	2016																		
20	RUMANÍA	5	2013																		
21	SUECIA	4	2015																		
22	GRAN BRETAÑA	8	2013																		
23	ITALIA	6	2014																		

○ **Sobre la Propiedad de las empresas distribuidoras y la dimensión de sus redes.**

El Informe CEER define tres tipos de propiedad de las redes de distribución gasista: propiedad privada, propiedad pública y una combinación de ambas.

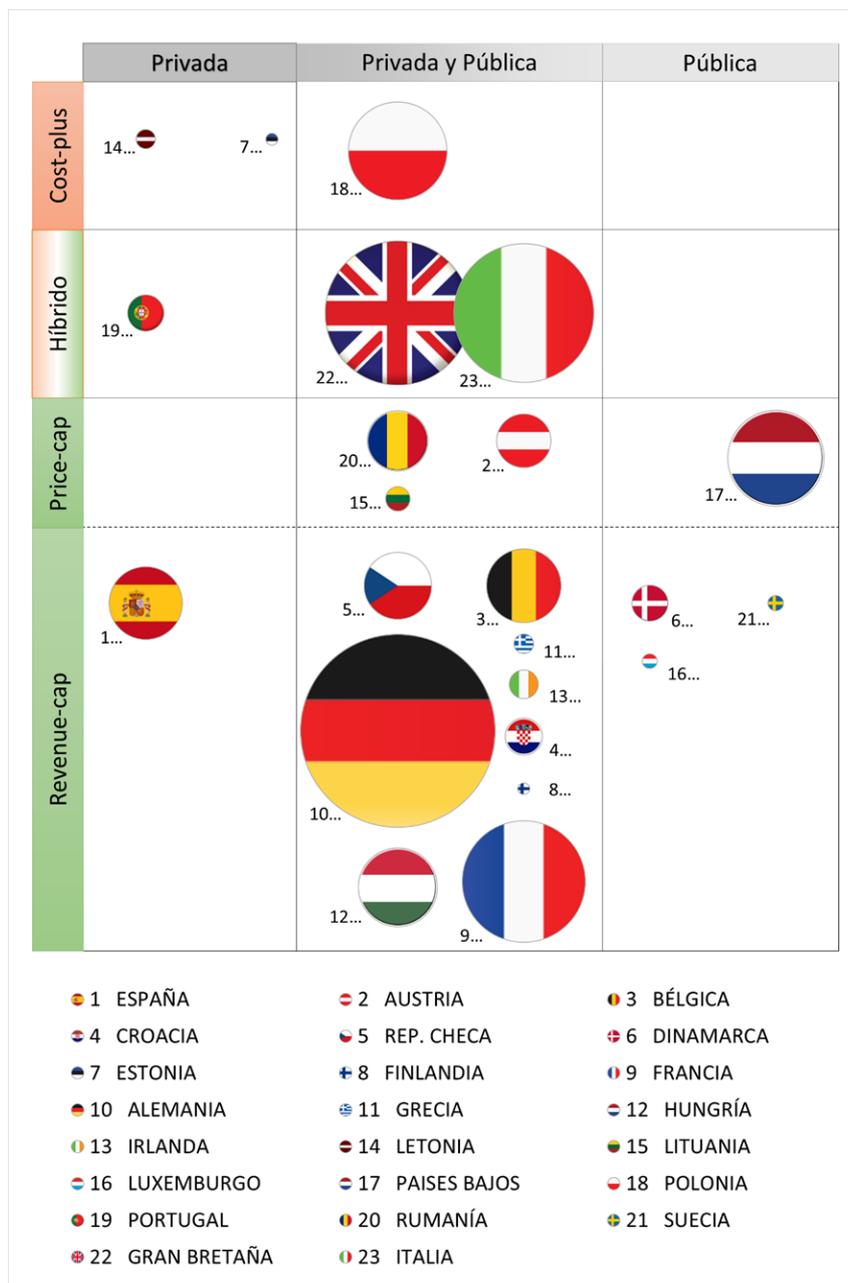
De los más de 20 países incluidos en el análisis, España, Portugal, Estonia y Letonia se identifican dentro del apartado de propiedad privada; llama la atención que, de estos cuatro países, solamente España tiene un régimen regulatorio basado en incentivos. Por otro lado, se observa que la propiedad de la red de distribución del 65% de los países incluidos en el análisis es de propiedad mixta (pública y privada) y que, además, de estos 15 países casi todos tienen un régimen regulatorio basado en incentivos.

Realizando un análisis más exhaustivo, se observa que existe una gran disparidad entre las longitudes de las redes de distribución incluidas en este informe, siendo la red de distribución de Finlandia (2.000 km) la más corta, y la red alemana (500.000 km) la más larga. Tomando como referencia las redes de distribución con una longitud relevante (longitud superior a los 70.000 km)

destacan únicamente 9 países: Alemania, Gran Bretaña, Italia, Francia, Polonia, Países Bajos, Hungría, Bélgica y España.

Analizada la información anterior, se observa que la situación de España es particular al ser el único país (incluido en el análisis) con un régimen basado en incentivos, con una longitud de red de distribución relevante y que, además, la propiedad de dicha red está catalogada como privada.

Tabla 16. Metodología retributiva aplicada vs Tipo de propiedad de las empresas reguladas de los países europeos



Nota: Los tamaños de los círculos son proporcionales al tamaño de las redes de distribución

○ **Sobre Incentivos, revisiones y ajustes aplicados.**

Por lo general, muchos de los países europeos analizados realizan revisiones sobre los ingresos de las empresas distribuidoras (y de los valores aprobados) y, en caso de ser necesario, se realizan ajustes. No obstante, cabe destacar que, a pesar de no existir una única manera para realizar estas revisiones y ajustes, la gran mayoría de las metodologías analizadas confluyen en el mismo objetivo: retribuir de manera eficiente y razonable a las empresas reguladas y, en caso de costes adicionales o ahorros resultantes, estos sean compartidos entre las mismas empresas y los usuarios.

Partiendo de la base que es una práctica común de los reguladores europeos realizar ajustes a los diferentes elementos de la retribución⁴⁴ de las empresas reguladas, el Informe CEER centra su análisis en los ajustes que se llevan a cabo a la Base de los Activos Regulados (RAB⁴⁵ por sus siglas en inglés).

De este modo, en lo que respecta a los **ajustes en el RAB**, una gran parte de los países incluidos en el análisis no realizan ajustes importantes, salvo la inclusión de las nuevas instalaciones reconocidas durante ese año (o periodo regulatorio) y la deducción de la amortización de los activos existentes. Además, algunos países (tales como Hungría, Países Bajos y Suecia) toman en consideración la inflación⁴⁶ dentro de dicho ajuste.

Por otro lado, Croacia pone de manifiesto que se reconocen las diferencias derivadas⁴⁷ entre los costes previstos y los costes incurridos, para posteriormente ser incluidas en el RAB del siguiente periodo regulatorio.

Finalmente, otros pocos países mencionan algún tipo de ajuste excepcional al RAB. Por ejemplo, República Checa emplea un coeficiente anual de revalorización que multiplica al RAB⁴⁹; dicho coeficiente corresponde al resultante de dividir el valor previsto del RAB del año anterior sobre el valor previsto del valor residual de los activos.

En lo que respecta a **otros tipos de ajustes**, se observa que varios países utilizan diversos mecanismos para controlar los ingresos de las empresas. A continuación, se mencionarán los mecanismos más relevantes y que, de forma general, fueron descritos en el Informe CEER:

⁴⁴ Véase la Memoria de la Circular xx/2019 sobre la retribución de los activos de transporte y regasificación.

⁴⁵ Por su traducción al inglés de *Regulated Asset Base*.

⁴⁶ A través del Índice de Precios al Consumidor (*CPI* por sus siglas en inglés).

⁴⁷ Solamente aquellas diferencias que la Autoridad Reguladora considere razonables.

⁴⁸ La revisión se lleva a cabo durante el último año del periodo regulatorio.

⁴⁹ El RAB calculado por este país resulta de la diferencia entre el monto total de las inversiones y el monto de la amortización.

- En Portugal, se realiza un ajuste anual a la tasa de retribución financiera, la cual está indexada a los bonos a 10 años del estado portugués y que, además, está delimitada por un techo y un suelo. Así, tanto el límite inferior, el límite superior y la pendiente que relaciona la tasa de retribución con los bonos de estado portugués, se calculan al inicio de cada periodo regulatorio.
- En Alemania, la tasa de retorno de los fondos propios⁵⁰ (alrededor del 7%) que se aplica a la base de los activos regulados – para obtener la retribución financiera – está limitada solo al 40% de la estructura de capital. Los activos adquiridos/construidos con fondos propios por encima de este límite, se retribuyen con una tasa de retorno inferior a esta (alrededor del 4%).
- En Finlandia, la autoridad reguladora monitoriza que los beneficios de las empresas correspondientes al periodo regulatorio no excedan un determinado nivel razonable; de lo contrario, se realiza un ajuste sobre los beneficios y el excedente de estos es devuelto a los consumidores durante el siguiente periodo regulatorio.

○ **Sobre la Base de los Activos Regulados (RAB):**

La Base de los Activos Regulados de los distribuidores está compuesta por las instalaciones y activos requeridos para llevar a cabo sus funciones.

De acuerdo con el Informe CEER, los principales activos incluidos en el RAB por los países analizados son los activos pertenecientes al inmovilizado tangible (gasoductos, estaciones de regulación y medida, etc). Además, algunos de estos países mencionan que se incluyen también los activos intangibles, tales como las aplicaciones informáticas (software) que sirven de soporte para la oportuna gestión y control de la propia actividad de distribución.

Además, se pone de manifiesto que el valor de los activos que hayan sido financiados a través de donaciones, subsidios o contribuciones por terceros es deducido del RAB por la gran mayoría de países incluidos en el análisis (solamente Reino Unido e Italia incluyen dichas contribuciones dentro del RAB).

En los párrafos siguientes se analizarán los aspectos más relevantes⁵¹ incluidos en el Informe CEER referentes al RAB.

1) Sobre el valor del RAB que se reconoce inicialmente

⁵⁰ Por su traducción al inglés de *Return on equity capital*.

⁵¹ Se señala que en la Memoria de la Circular xx/2019 sobre la retribución de los activos de transporte y regasificación, se describen los cinco aspectos más relevantes del RAB de transporte de acuerdo con el Informe ECA. No obstante, y a diferencia de este, en esta Memoria solamente se describen cuatro de estos aspectos (no se incluye el análisis “Sobre las revalorizaciones del RAB”) puesto que no se cuenta con información suficiente ni relevante en el Informe CEER sobre este asunto.

El primer aspecto importante está relacionado con la metodología que se utiliza para valorar inicialmente la bolsa del RAB. Por lo general, existen tres tipos de metodologías: 1) costes históricos⁵², 2) costes de reposición⁵³ y 3) valor (económico) actual⁵⁴.

De los más de 20 países incluidos en el análisis, se observa que la gran mayoría utilizan la metodología de costes históricos. No obstante, cabe hacer la aclaración que algunos de estos países (Irlanda, Francia y Países Bajos), además, utilizan costes históricos que habrían sido previamente indexados a la inflación en el momento de su cálculo. Por otro lado, solamente tres países (República Checa, Finlandia y Letonia) utilizan el método de costes de reposición.

Finalmente, se señalan los casos de Hungría y Portugal puesto que ambos utilizan una combinación de ambas metodologías. Por ejemplo, Hungría utiliza la metodología de costes de reposición para aquellos activos considerados “activos de la red de distribución”⁵⁵, mientras que los otros activos – que no entran dentro de esta definición – se valoran mediante la metodología de costes históricos.

Cabe subrayar que el Informe de CEER no hace mención de algún país que utilice la metodología “Valor (económico) actual” para los activos de distribución.

2) Sobre el momento de inclusión en el régimen retributivo

El segundo aspecto importante tiene que ver con el momento en que los gastos derivados de nuevos activos son incluidos dentro del RAB (y así comenzar a recibir la retribución correspondiente). Se pueden inferir dos casuísticas:

- 1) En el momento en que los gastos son incurridos, es decir, durante la construcción de las instalaciones.
- 2) En el momento en que el proyecto ha sido puesto en marcha (cuando la construcción ha finalizado).

En relación a la primera casuística (reconocimiento de gastos en el momento en que se producen), se observa que solamente 6 países (todos con un régimen basado en incentivos: Bélgica, República Checa, Dinamarca, Alemania, Grecia, Irlanda y Luxemburgo) incluyen en el RAB los gastos durante la construcción de las instalaciones.

⁵² Basados en el coste de adquisición de los activos existentes y, posteriormente, deduciendo la depreciación acumulativa de dichos activos hasta el momento del cálculo.

⁵³ Basados en el coste que conllevaría remplazar los activos existentes a día de hoy, tomando en cuenta la depreciación para reflejar la vida útil remanente del activo.

⁵⁴ Basados en el “valor de uso” del activo que se traduce en los flujos de efectivo netos futuros que se esperan con el uso de dicho activo.

⁵⁵ Por su traducción al inglés de *Network Assets*.

Por el contrario, los países restantes (16 países) no hacen mención alguna respecto al momento en que dichos gastos son incluidos en el RAB, por lo que no se puede inferir que todos estos empleen la segunda casuística (reconocimiento de gastos en el momento de la puesta en marcha).

3) *Sobre las Necesidades Operativas de Fondos*

El tercer aspecto importante tiene que ver con la inclusión de las Necesidades Operativas de Fondos (NOFs)⁵⁶ dentro de la base de activos regulados.

De acuerdo con la información disponible en el Informe CEER, solamente siete países (Bélgica, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Alemania, Grecia y Rumanía) incluyen las NOFs dentro de la bolsa de activos regulados. Con lo que respecta al resto de países, no se puede deducir que estos realizan exactamente lo contrario (la no inclusión de las NOFs dentro del RAB). Solamente tres de estos países mencionan explícitamente la no inclusión de las NOFs dentro del RAB.

4) *Sobre la Depreciación y la Vida Útil del RAB*

El último aspecto importante tiene que ver con la depreciación y la vida útil que se reconoce a cada uno de los elementos que componen RAB, puesto que estos tienen incidencia directa en el cálculo de amortización de las empresas distribuidoras.

De acuerdo con la mejor información disponible del Informe CEER, la mayoría de los países utilizan, por una parte, el método de depreciación lineal mientras que, en relación a la vida útil de los activos, emplean en promedio 25-50 años para los activos tangibles y 5-20 años para los activos intangibles.

Concretamente, Finlandia menciona un promedio de 45 años para sus activos de distribución; por su parte, Portugal indica un rango entre 5 y 45 años⁵⁷; finalmente, Suecia especifica, para cada tipología, un promedio de 50 años para los gasoductos y 20 años para las estaciones de regulación y medida.

⁵⁶ Se refiere a la liquidez operativa disponible de una empresa (operaciones del día a día). También denominado "Capital de Trabajo", de su traducción al inglés de *Working Capital*.

⁵⁷ Se infiere que no se hace diferencia entre activos tangibles e intangibles.

B. El gas natural en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030

El Acuerdo de París de 2015 y la Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas marcan la transformación del modelo económico actual. La Unión Europea ratificó dicho Acuerdo en 2016, haciendo España lo mismo en 2017.

Asimismo, la Comisión Europea presentó en 2016 el “*paquete de invierno*” “*Energía limpia para todos los europeos*”, que se ha desarrollado mediante diversas Directivas y Reglamentos, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En este contexto, el Gobierno presentó a Consulta Pública, con fechas de inicio y fin de 22 de febrero y 1 de abril de 2019, el Marco Estratégico de Energía y Clima, como instrumento facilitador para la transformación y modernización de la economía española, y el cumplimiento de los objetivos europeos planteados.

Dicho Marco Estratégico de Energía y Clima presenta tres pilares fundamentales: el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático, la Estrategia de Transición Justa y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030⁵⁸. Este último, establece los objetivos de reducción de GEI, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética, y establece, de acuerdo con los modelos empleados, las líneas de actuación más adecuadas y eficientes para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente, entre otras cuestiones.

Por su importancia transversal en el sector energético, y por su relación particular o posible implicación más o menos directa con el sector gasista, se destacan algunos de los objetivos /líneas rectoras principales del PNIEC:

- Reducción global de un 21% los GEI respecto a los niveles de 1990.
- Descarbonización y electrificación de la economía en general.
- Reducción de un 39,6% del consumo de la energía primaria en 2030, respecto al escenario tendencial, si bien para el Sector de Gas Natural el descenso de consumo en energía primaria estimado entre los años 2020⁵⁹ y 2030 en el objetivo del PNIEC sería del 7,4% (22,8 TWh). El impacto para el Sector en términos globales sería significativo. A continuación, se

⁵⁸ Este Plan, aprobado por el Consejo de Ministros a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica, es un documento programático, que se presenta a la Comisión Europea para su evaluación y cumplimiento de las obligaciones del Reglamento de Gobernanza de la UE, y cuyo borrador está actualmente siendo debatidos por los diferentes agentes del sistema. Asimismo, se está ante un proceso estructurado de diálogo entre España, como Estado Miembro, y la Comisión Europea, que finalizará con la aprobación del Plan definitivo previsiblemente a finales del 2019.

⁵⁹ Significar que a 13 de mayo de 2019 la demanda de gas natural en año móvil en datos reales es de 356.502 GWh, dato que contrasta con la previsión del PNIEC para el año 2020 en su escenario objetivo de 308.116 GWh.

muestran los datos previstos en el PNIEC para el gas natural a este respecto:

Tabla 17. Consumo primario de gas natural (excluyendo usos no energéticos) en escenario tendencial y escenario PNIEC. Comparativa

CONSUMO PRIMARIO <u>GAS NATURAL</u> INCLUYENDO USOS NO ENERGÉTICOS						
	ESCENARIO TENDENCIAL				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	24.538	27.013	28.236	29.861	2.848	10,5%
GWh	285.326	314.105	328.326	347.221	33.116	
	ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	24.538	26.498	23.501	24.531	-1.967	-7,4%
GWh	285.326	308.116	273.267	285.244	-22.872	
REDUCCIONES PNIC VS TENDENCIAL						
GWh	0	5.988	55.058	61.977		
%	n.a.	1,9%	16,8%	17,8%		

Fuente: PNIEC 2021-2030/Ministerio para la Transición Ecológica, 2019 y elaboración propia

- Reducción de la dependencia energética del exterior desde el 74% existente en 2017 al 59% en 2030.
- Las energías renovables en el uso final de energía se amplían desde el actual 17% al 42% en 2030, si bien se mantendría para 2030 la potencia instalada en 2020 en ciclos combinados a gas natural, con alguna reducción de potencia en cogeneración e instalaciones de fuel/gas, estimada en unos 1.700 MW.
- Descenso del consumo de la energía final mediante mejoras de eficiencia energética del 39,6%, si bien para el Sector de Gas Natural el descenso de consumo en energía final estimado entre los años 2020 y 2030 en el objetivo del PNIEC sería del 3,3% (6,3 TWh), por lo que el impacto para el Sector por este lado sería moderado, siendo este aspecto el que afectaría mayormente a las redes de distribución del gas natural. A continuación, se muestran los datos previstos en el PNIEC para el gas natural a este respecto:

Tabla 18. Consumo final de gas natural (excluyendo usos no energéticos) en escenario tendencial y escenario PNIEC. Comparativa

CONSUMO FINAL <u>GAS NATURAL</u> , EXCLUYENDO USOS NO ENERGÉTICOS						
	ESCENARIO TENDENCIAL				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	13.139	18.184	19.985	21.060	2.876	15,8%
GWh	152.779	211.442	232.384	244.884	33.442	
	ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	13.139	16.218	16.701	15.677	-541	-3,3%
GWh	152.779	188.581	194.198	182.291	-6.291	
REDUCCIONES PNIC VS TENDENCIAL						
GWh	0	22.860	38.186	62.593		
%	n.a.	10,8%	16,4%	25,6%		

Fuente: PNIEC 2021-2030/Ministerio para la Transición Ecológica, 2019 y elaboración propia

Todo esto conlleva que, según el Escenario previsto en el PNIEC para la consecución de los objetivos, la demanda total de gas del sistema gasista se reduciría durante el periodo 2021-2030 (que engloba el periodo 2021-2026 de aplicación de esta Circular), lo que conllevaría los correspondientes efectos en los ingresos y en las nuevas inversiones del Sector del Gas Natural, aspectos que han sido tenidos en cuenta en la elaboración de la Circular.

Por otro lado, hay que mencionar que el PNIC cita, de manera colateral, otros aspectos importantes relativos al sector gasista:

- La influencia del precio del gas natural en el precio de la electricidad.
- El coste del gas para un consumidor doméstico, es el séptimo más caro de la Unión Europea, señalando como causa no solo el precio más elevado de la materia prima sino también los costes de las redes.
- La dependencia de la importación de gas natural de Argelia, que se vería compensada por las importaciones de GNL de variado origen, presentando España un alto nivel de diversificación de proveedores de gas.
- La futura planificación de las infraestructuras de transporte de gas, que según el PNIEC se realizará una vez aprobado el nuevo desarrollo reglamentario del sector.
- La importancia a la optimización del uso de la capacidad de interconexión ya existente en el sistema gasista, avanzando hacia una convergencia de precios, antes de acometer nuevas infraestructuras, contribuyendo a la reducción de la factura del gas de los consumidores.
- El afianzamiento del mercado garantizando la protección de los consumidores gasistas.
- La transición durante el periodo 2021-2030 de la cogeneración hacia la alta eficiencia de un total de 1.200 MW⁶⁰ de instalaciones que utilizando gas natural y con una optimización de diseño contribuyan al conjunto de los objetivos del PNIEC.
- A nivel de eficiencia energética de las infraestructuras gasista, el PNIEC indica que asume las conclusiones y propuestas aprobados en informe de la CNMC y que, de manera particular, el mecanismo de reconocimiento de mermas en las redes gasistas y plantas de regasificación tiene como objetivo incentivar la reducción de las mismas por parte de sus titulares.
- Se contempla la actualización del Plan de Acción Preventivo y Plan de Emergencia, en aplicación del Reglamento (UE) 2017/1938, y del Plan de

⁶⁰ Del total de 5.705 MW de potencia de cogeneración instalados a finales de 2017, el documento el PNIEC estima que en 2030 unos 2.400 MW habrán superado su vida útil regulatoria.

Acción en Caso de Emergencia (PACE), en aplicación del artículo 40 del Real Decreto 1716/2004.

- Se pone en valor el modelo logístico de plantas de regasificación flexibilizando el sistema y permitiendo la compraventa de GNL sin distinción de la planta física y el aprovechamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL y de regasificación para el establecimiento de un hub a nivel comunitario.
- Se señala como objetivo el impulso del GNL en el transporte marítimo.