



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE
CIRCULAR DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE
ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL
CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA
ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

23 de octubre de 2019

CIR/DE/009/19

Índice

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	5
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	7
4. NORMATIVA A LA QUE AFECTA	8
5. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	8
6. VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS.	10
7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	23
7.1 Descripción de la metodología actual de cálculo de la retribución de la actividad de distribución establecida en el Real Decreto 1048/2013	23
7.1.1 Principios retributivos.....	23
7.1.2 Metodología.....	23
7.1.3 Incentivos	26
7.2 Estructura de la Circular y aspectos generales.	28
7.2.1 Introducción: líneas generales de la nueva metodología.....	28
7.2.2 Estructura de la circular	29
7.2.3 Objeto y ámbito de aplicación.....	30
7.2.4 Periodos regulatorios de aplicación	30
7.3 Principales novedades de la nueva metodología y justificación	30
7.3.1 Disposiciones relativas al cálculo de la retribución por inversión .	30
7.3.2 Introducción de un nuevo componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución	34
7.3.3 Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de la red de distribución.....	39
7.3.4 Retribución por otras tareas reguladas (ROTD)	40
7.3.5 Supervisión y control de los planes de inversión	41
7.3.6 Disposiciones relativas a la remisión de información a la CNMC .	41
7.3.7 Incentivo a la reducción de pérdidas	42

7.3.8	Incentivo a la mejora de la calidad.....	46
7.3.9	Eliminación del incentivo de Fraude	50
7.3.10	Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades	51
7.3.11	Disposición derogatoria	51
7.3.12	Entrada en vigor e inicio de aplicación	51
8.	ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR	52
8.1.	Impacto económico	52
8.1.1.	Impacto de las modificaciones en la metodología de cálculo de la retribución a la inversión.	52
8.1.2.	Impacto de la introducción del término COMGES	56
8.1.3.	Impacto de la modificación del cálculo del término ROTD.....	58
8.1.4.	Impacto de la metodología aplicada para la extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de distribución.....	63
8.1.5.	Impacto de la modificación del incentivo a la reducción de pérdidas	63
8.1.6.	Impacto de la modificación del incentivo a la mejora de la calidad	65
8.1.7.	Impacto de la eliminación del incentivo a la reducción del fraude	67
8.2.	Análisis coste-beneficio	68
8.3.	Otros impactos	69
9.	MODIFICACIONES CONSECUENCIA DE LA NUEVA CIRCULAR DE RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	70
10.	CONCLUSIONES	70

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. OBJETO

El objeto de la presente memoria justificativa consiste en detallar y explicar las modificaciones y novedades introducidas por la propuesta de circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Esta circular establece la citada metodología con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, con criterios homogéneos en todo el Estado y al mínimo coste para el sistema, siendo de aplicación a todas aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que desarrollen la actividad de distribución.

No incluye el tratamiento del régimen económico de los pagos por los derechos por acometidas, enganches, verificaciones y actuaciones sobre los equipos de control y medida, ni el de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de distribución

Si bien la metodología adoptada es continuista en lo principal con la metodología anterior, establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se han introducido determinados aspectos que, con base en la experiencia acumulada, requerían una modificación, tales como: aumentar el reparto de las mejoras de eficiencia entre agentes y consumidores; redefinir los costes de operación y mantenimiento, inmovilizado no afecto a instalaciones y otras tareas de mantenimiento dentro de un nuevo término definido como costes gestionables; incrementar la libertad de las empresas a la hora de su toma de decisiones; y disminuir las necesidades de remisión de información y de control con carácter anual.

Asimismo, se contempla la realización, por parte de las empresas distribuidoras de nuevas inversiones necesarias para la inclusión de energías renovables y la digitalización de las redes, estableciendo herramientas que pretenden introducir eficiencia, tanto en la construcción de las infraestructuras como en la operación y mantenimiento de las redes. De la misma manera, se posibilita el incremento de vida útil de las instalaciones de una forma que se rentabilicen las inversiones y gastos necesarios para ello, lo que supone un ahorro para el consumidor y para el sistema en su conjunto.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental propios de una sociedad moderna.

En lo que se refiere a las actividades con retribución regulada, la citada ley ha procedido a reforzar y clarificar los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, para los que se deben considerar los costes necesarios para realizar la actividad por parte de una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Con ello, se pretende la obtención de rentabilidades adecuadas en relación con el riesgo de la actividad.

Siguiendo los principios señalados, el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, estableció una formulación de la retribución de los activos de distribución orientada a la aportación de estabilidad regulatoria y a la reducción de los costes de financiación de la actividad de distribución y, por ende, de los del sistema eléctricos.

Cabe señalar que, en el citado Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se establecía que el inicio del primer periodo regulatorio se produciría el 1 de enero siguiente al de aprobación de la orden ministerial que fijara los valores unitarios de referencia, hito que marcaría el fin del periodo transitorio en que era de aplicación la metodología transitoria del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

A este respecto, la aprobación de la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, *“por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales”*, permitió que a partir del 1 de enero de 2016 se iniciara el primer periodo regulatorio.

Así pues, el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se aplicó por primera vez en el cálculo de la retribución del año 2016, la cual fue fijada en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se estableció la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. No obstante, dicha Orden fue objeto de diversos recursos de reposición y contencioso administrativos, presentados por las empresas distribuidoras, cuya resolución en algunos casos derivó en la modificación de parámetros tales como la vida residual o el porcentaje de financiación de las instalaciones por terceros.

Cabe asimismo señalar que se encuentra pendiente de resolución el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la citada Orden IET/980/2016, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017, respecto a la no consideración de los activos totalmente amortizados en el cálculo de la vida residual de las empresas distribuidoras, así como otros aspectos como el incentivo o penalización de lectura para dicho ejercicio.

Es por ello por lo que, a la fecha de elaboración de la presente memoria, se encuentran pendientes de aprobación las retribuciones de la actividad de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

Este periodo regulatorio iniciado el 1 de enero de 2016 concluye el 31 de diciembre de 2019, según se indica en el artículo 1.2 de la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, mencionada.

Con fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con 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.

El Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y asigna a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, conforme las orientaciones de política energética. Las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberán ser publicadas en el Boletín Oficial del Estado.

Adicionalmente, el referido Real Decreto-ley 1/2019 establece lo siguiente en su disposición transitoria segunda:

“Las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.”

Es por ello por lo que corresponde a la CNMC establecer, a partir del ejercicio 2020, una metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución

de energía eléctrica que contemple los principios retributivos legales introducidos en la actividad de distribución de energía eléctrica por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como una formulación para retribuir los activos de distribución con una metodología clara, estable y predecible, que contribuya a aportar estabilidad regulatoria, reduciendo los costes de financiación de la actividad de distribución y con ellos, los del sistema eléctrico.

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR

Desde el primigenio Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, hasta el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, las diversas modificaciones normativas han sido tendentes a lograr un sistema más eficiente, predecible y estable.

El Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, ha fijado, a través de una formulación muy completa y bastante compleja, las bases para el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras, aplicable a periodos regulatorios de 6 años, basada en la fijación de valores estándares, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, en aquello en que fuese posible y estableciendo incentivos para la reducción de pérdidas, para la mejora de la calidad de suministro y para el control del fraude.

El Real Decreto-ley 1/2019 recoge las competencias de la CNMC como autoridad reguladora nacional en relación a la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de energía eléctrica.

Al respecto de la metodología a adoptar, se ha optado por mantener el modelo actual en lo sustancial, modelo que es ampliamente homologable con los empleados en la gran mayoría de países de nuestro entorno y que ha dado resultados que conducen por la senda correcta. No obstante, tanto las nuevas necesidades futuras como la experiencia acumulada en estos cuatro años llevan a la necesidad de modificar el modelo incluyendo mejoras que permitan:

- a) Incluir un reparto equitativo de las mejoras de eficiencia entre empresas distribuidoras y consumidores.
- b) Cumplir con el reto de adecuar las redes con las nuevas inversiones necesarias para la descarbonización del sistema.
- c) Disminuir las cargas administrativas de los agentes y de las administraciones.
- d) Mejorar los incentivos para el incremento de la vida útil de las instalaciones y para la implementación de sistemas novedosos de gestión de la red.
- e) Aumentar la capacidad de gestión de las empresas distribuidoras, permitiéndoles la toma de las decisiones más eficientes para su empresa sin que se vean dirigidas por la formulación del modelo.

- f) Reformular el incentivo de calidad y de pérdidas, englobando este último al anteriormente existente incentivo de fraude.

Por último, cabe también reseñar la modificación introducida en la tasa de retribución que pasa a ser calculada por la CNMC.

En definitiva, esta propuesta de circular, recogida en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia. Esta circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue, adecuándose a los principios de política energética publicados por el Ministerio.

4. NORMATIVA A LA QUE AFECTA

La propuesta de circular viene a regular, sobre la base de las competencias concedidas por el Real Decreto- Ley 1/2019 a la CNMC, el establecimiento de la metodología de cálculo de la retribución de la actividad distribución, afectando al Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, en los preceptos que se refieren al régimen de retribución, en particular, a los artículos 6, 7 y 9, y a los capítulos III, IV (a excepción de los artículos 16 y 18), V, VIII, IX, X y XI, así como a cualquier disposición normativa en tanto se oponga a lo contenido en esta circular que se haya dictado por la CNMC en aplicación de sus funciones. Asimismo, a medida que se vayan aprobando los desarrollos de la circular, irá afectado a otras disposiciones vigentes.

5. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En fecha 14 de febrero de 2019, la CNMC informó al Ministerio para la Transición Ecológica de las fechas previstas para la tramitación de las circulares a desarrollar por la CNMC en 2019, en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, la CNMC indicó lo siguiente:

<i>Circular de desarrollo normativo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)</i>	<i>Fecha prevista de adopción</i>
Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.	Metodología para determinar la retribución de las empresas que desarrollan la actividad de distribución de energía eléctrica con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las	30/06/2019	01/11/2019

Circular de desarrollo normativo	Descripción	Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)	Fecha prevista de adopción
	redes de distribución con criterios homogéneos en todo el Estado y al mínimo coste para el sistema. En dicha metodología retributiva se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.		

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

En fecha 20 de febrero de 2019, la CNMC procedió a realizar comunicación previa pública del calendario de circulares de carácter normativo, entre las que se encontraba la previsión de esta circular, con indicación de su necesidad, contenido y objetivos, incorporándose al expediente las observaciones realizadas por distintos agentes, tras la citada comunicación.

Posteriormente, en fecha 5 de abril de 2019, el Ministerio aprobó la Orden TEC/406/2019, por la que se establecen orientaciones de política energética a la CNMC. Esta Orden, en su apartado séptimo, sobre la circular de metodología de retribución de la distribución de electricidad, dictamina que:

- “1. Para asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico y la seguridad de suministro, la nueva metodología debería procurar que los cambios en la metodología que en su caso se introduzcan, vengan acompañados de mecanismos de absorción gradual de los mismos.*
- 2. Con el objetivo de fomentar la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico y poder así cumplir los objetivos en materia de energía y clima, la metodología debería considerar adecuadamente las nuevas necesidades de inversiones que se derivarán de los planes aprobados por la Administración General del Estado, tanto en cuanto al volumen como en cuanto a su naturaleza (activos para la gestión inteligente de la red basados en tecnologías de la información y las comunicaciones).*
- 3. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red.*
- 4. La metodología de retribución 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.”*

Con fecha 5 de julio de 2019, y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la “*Propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*” y su memoria se enviaron al Consejo Consultivo de Electricidad, a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 9 de agosto de 2019. Adicionalmente, en la misma fecha, se abrió el trámite de consulta pública mediante la publicación de la misma en la página web de la CNMC, e indicándose expresamente que todos los comentarios recibidos se considerarían públicos salvo que expresamente se indicase lo contrario.

Asimismo, se acordó remitir al Ministerio para la Transición Ecológica la propuesta de circular y su memoria justificativa, de conformidad con lo previsto en la disposición transitoria primera, apartado 3, del Real Decreto-ley 1/2019.

Una vez concluido el plazo, se han recibido comentarios de los siguientes agentes:

[CONFIDENCIAL].

Como valoración general de la consulta pública, se destaca que varios agentes han valorado positivamente la realización de la misma.

En el apartado siguiente se resumen las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de audiencia y consulta pública, y se realiza una valoración de las mismas.

Finalmente, en lo que respecta a la tramitación, ha de indicarse, que, con fecha 9 de octubre de 2019, se reunió la Comisión de Cooperación prevista en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la CNMC, procediéndose, en consecuencia, a redactar el texto del proyecto de circular conforme a las conclusiones alcanzadas en dicha Comisión de Cooperación.

6. VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS.

Se han recibido alegaciones sobre las siguientes materias:

- **Sobre la regulación de los límites de inversión**

Se hace hincapié en que el cálculo propuesto de fijación del límite regulatorio de inversión no permite garantizar las inversiones requeridas para el cumplimiento del PNIEC y el proceso de transición energética, lo que supone un freno importante a la electrificación. Por ello, consideran imprescindible modificar la propuesta, introduciendo nuevos mecanismos de flexibilidad, que permitan inversiones adicionales relacionadas con los nuevos usos y necesidades de una sociedad con un mayor grado de electrificación y mayor conciencia medioambiental.

Asimismo, se cuestiona la competencia de la CNMC para determinar los límites de inversión, cuando sus competencias se circunscriben a la supervisión de los planes de inversión. De igual forma dudan sobre la capacidad de la CNMC para modificar la normativa a través de su circular estableciendo que los planes de inversión sean aprobados por las Comunidades Autónomas cuando dicha competencia radica en la Secretaría de Estado de Energía.

En relación con esta cuestión, ha de decirse que el texto de la propuesta de circular ha procedido a modificarse conforme al resultado de la reunión de la Comisión de Cooperación prevista en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

- **Sobre la seguridad jurídica y la certidumbre de las inversiones efectuadas en el vigente periodo de regulación**

Se alega que la propuesta de circular no respeta los principios de seguridad jurídica, confianza legítima e irretroactividad de disposiciones no favorables ya que algunas de las previsiones producen efectos sobre las inversiones realizadas antes de su entrada en vigor, lo que iría en contra del artículo 3 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, y del artículo 129.4 de la ley 39/2015, de 1 de octubre. A este respecto, manifiestan que las empresas distribuidoras han realizado la gestión de su actividad y su política de costes e inversiones de los años 2018 y 2019 en base a una política retributiva conforme al modelo que se establece en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, en el que se retarda el devengo de las inversiones 2 años desde su puesta en servicio.

Frente a estas alegaciones, ha de indicarse que la retribución cuya metodología se determina por la CNMC en esta circular es de aplicación a partir del año 2020, por lo que no se está afectando a anualidades de retribución que sean previas. Diferente es que, para calcular esa retribución de los años 2020 y siguientes, se empleen datos de anualidades precedentes, pero es así, en la medida en que, si no, no se podría determinar la metodología de retribución con carácter previo a las anualidades a las que la misma se refiere.

En definitiva, se comprenderá razonablemente que, si la metodología de retribución del año 2020 y siguientes se ha de aprobar con carácter previo al inicio de dicho año 2020, los datos a considerar son, por necesidad, los datos previos a dicho año 2020.

En cuanto al modelo del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, mencionado, éste se asentaba precisamente en la aplicación del criterio n-2 a los efectos de los datos a considerar, que, además, venía establecido por Ley (figurando el mismo en la redacción originaria de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre). Pues bien, la circular de la CNMC da aplicación a ese mismo criterio, siendo la metodología continuista con respecto a la que existía previamente por virtud del mencionado Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre. Es más, el impacto de las concretas modificaciones regulatorias que implica la metodología propuesta por la CNMC se ha atenuado considerablemente tras el trámite de audiencia, al acotarse el nuevo concepto de COMGES (quedando excluido del

mismo las inversiones en digitalización y automatización) y al singularizar tratamientos específicos para los parámetros que se asientan en datos de las anualidades 2018 y 2019.

- **Sobre el nuevo término COMGES**

- *Inversión en digitalización de redes y automatización*

En el trámite de audiencia, se ha mostrado una gran preocupación por el hecho de que las inversiones en digitalización se encuentren dentro del término COMGES, dado que no obtendrán retribución alguna a la inversión por estas nuevas inversiones en digitalización, a pesar de que la mayoría de ellas, son de ejecución obligatoria. Asimismo, se señala que el tratamiento propuesto para las inversiones en digitalización y automatización sería claramente contrario a los objetivos de descarbonización establecidos en el PNIEC, que establece la necesidad de digitalización de las redes, para hacer posible, entre otros objetivos, la integración de los volúmenes previstos de generación renovable.

A este respecto, cabe exponer que se ha procedido a modificar la propuesta de circular considerando que las inversiones en digitalización y automatización de redes no formarán parte del componente gestionable de la retribución, sino que estarán incluidos dentro de las inversiones tipo 2, por lo que tendrán asignada una retribución a la inversión a lo largo de la vida del activo. De esta forma se concreta una señal positiva a la incentivación de este tipo de inversiones sin que haya lugar a dudas sobre el reconocimiento de las mismas y su necesidad futura.

Asimismo, se ha establecido en la disposición adicional sexta una singularidad para el COMGES 2020 y 2021 en relación con las inversiones de “otro IBO 2018” y de “otro IBO 2019”.

- *Factor x*

Se señala que el factor x no es predecible, por lo que iría en contra de los principios establecidos en la memoria de la circular en el sentido de que la metodología debe ser clara, estable y predecible, para aportar estabilidad regulatoria.

Al respecto de esta alegación, ha de destacarse que se considera que esta alegación estaría suplida sin modificación necesaria, ya que dicho factor muestra la tendencia sectorial en base a datos retributivos pasados, fijándose, con antelación suficiente, al inicio del periodo regulatorio, lo que garantiza su consonancia con los principios de estabilidad regulatoria.

- *Factor de Ajuste*

De manera general se considera que el factor de eficiencia propuesto, así como su evolución, no atiende a los principios de buena regulación, pues no es proporcional ni realizable, trasladando una señal de reducción extrema de costes, en un periodo en el que el sistema va a requerir que el distribuidor se

centre en incrementar servicios y mejorarlos. Dicho factor de eficiencia propuesto parece tan extremo, según alegan algunas empresas, que se considera que puede tratarse de un error en la formulación.

A raíz de las alegaciones recibidas se ha procedido a mejorar la redacción de dicho factor pasando a denominarse Factor de Ajuste entre la retribución percibida por operación y mantenimiento y los costes declarados en la circular 4/2015, de 22 de julio. De esta manera se trata de parametrizar de forma cuantificable la capacidad de las empresas de gestionar los costes reales derivados de los conceptos incluidos dentro del COMGES. De igual forma se ha procedido a relajar el carácter extremo que se ponía de manifiesto en las alegaciones, de forma que se mantendrá constante a lo largo de todo el periodo y con un valor de 0,97.

- **Limitación de subvenciones de la Unión Europea**

Se considera que la incorporación de la metodología retributiva de una limitación de 5 millones de euros en subvenciones provenientes de la Unión Europea no se encuentra justificada, ni en importe ni en limitación. De esta manera se manifiesta que carece de sentido penalizar que las empresas distribuidoras puedan obtener fondos públicos europeos a modo de ayudas en las inversiones que realicen.

Considerando esta alegación, se ha procedido a modificar la propuesta inicial de forma que se descuente un 90% del total de la subvención con un límite máximo de 10 millones de euros, en caso de que sean de origen europeo.

- **Sobre las tipologías de inversión.**

- *Tipos de inversión 0, 1 y 2*

Las opiniones sobre las modificaciones propuestas a este respecto son muy heterogéneas. En términos generales, desde las empresas distribuidoras y asociaciones se considera que los cambios en las denominaciones de las inversiones tipo, que se venían utilizando anteriormente, generan distorsiones en el reconocimiento retributivo de las nuevas inversiones y consideran que deberían ser reformulados y aclarados.

En lo que se refiere a las inversiones tipo 0, en el proceso de alegaciones se ha manifestado que existen una serie de costes externos ajenos, no gestionables por las empresas, que deberían ser considerados según sus costes auditados. Exponen que esto afectaría a la parte de las inversiones relacionadas con las tramitaciones de expropiaciones, servidumbres y permisos, derivados de decisiones de Juntas de Compensación, Tribunales, etc.

También, desde las empresas distribuidoras se considera que hay incertidumbre e indefinición en relación a la reposición de equipos o del equipo principal, ya que no se encuentran formalmente definidos, y asimismo en lo relativo a las

inversiones asociadas a ampliaciones, ya que se contemplan también actuaciones de ampliación dentro del listado de inversiones tipo 1.

Por último, se manifiesta que la obligatoriedad de que las renovaciones identifiquen los equipos que se dan de baja, dificultará las declaraciones de las empresas, también que el hecho de que para que una inversión se incluya como tipo 0, deba suponer como mínimo el 85% de los costes estándar, lo que supondrá que muchas de las instalaciones que se venían declarando como tipo 0 no tendrán cabida en este grupo y deberán incorporarse bajo alguno de los supuestos restantes. Por ello, se manifiesta la necesidad de incorporar nuevas instalaciones tipo que completen a las recogidas en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

Visto todo lo anterior es preciso señalar que no se consideran las alegaciones sobre las inversiones tipo 0, ya que este tipo de inversiones no se han visto modificadas respecto de lo que se establecía con la anterior metodología y que el tratamiento que se pretende dar a las mismas es el que ya se venía realizando dentro del cálculo retributivo. Únicamente se ha procedido a cifrar en un mínimo (85% del coste estándar) a partir del que se entiende que las inversiones realizadas serían consideradas como tipo 0, si dicho porcentaje es menor debería ser consideradas de tipo 1. Dicho valor mínimo es coincidente con el ajuste impuesto por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, a la hora de establecer el valor VI de las inversiones, siendo, por tanto, continuista con la anterior metodología.

Por otro lado, en lo que se refiere a las inversiones tipo 1, desde las empresas distribuidoras se considera que para una adecuada clasificación de las mismas se necesita disponer de la descripción y alcance exactos de cada una de ellas, así como completarse el listado propuesto. A este respecto, se ha procedido a completar el listado propuesto con gran parte de las actuaciones recogidas en las alegaciones remitidas por los agentes.

Finalmente, en lo que se refiere a las nuevas inversiones tipo 2 de la propuesta, con carácter general desde las empresas y asociaciones de distribuidores se muestran contrarias a que las mismas queden supeditadas a la arbitrariedad de la CNMC, sin que se especifique el proceso de aprobación ni los plazos para su aprobación.

Teniendo en cuenta esto, se ha procedido a reformular este tipo de inversiones, recogiendo bajo esta tipología las inversiones correspondientes a la digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética. De igual forma se ha establecido un listado inicial identificando las actuaciones englobadas dentro de este tipo de inversiones, listado que podrá evolucionar conforme se consolide el desarrollo tecnológico asociado a las mismas.

Adicionalmente, para las inversiones tipo 2, catalogadas en la metodología anterior, que ejecuten las empresas distribuidoras en el ejercicio 2019, se ha procedido a dar una moratoria, que posibilite a las empresas la recuperación de

las citadas inversiones. De esta manera, se dota de mecanismos de gradualidad en la adaptación de las inversiones realizadas por las empresas con los nuevos requerimientos derivados de la circular.

- **Reconocimiento de inversiones en proyectos piloto**

El reconocimiento de inversiones en proyectos piloto no ha sido acogido, en algunos casos, como una apuesta por el desarrollo de inversiones en innovación, pues se considera que condicionar este tipo de inversiones a un análisis coste beneficio, del que se desprenda un beneficio cuantificable para el sistema, no resulta suficiente para incentivar el gasto que deben emprender las empresas de distribución, y que se encuentra ligado intrínsecamente al desarrollo de las redes inteligentes.

A este respecto, cabe exponer que la CNMC plantea el reconocimiento de este tipo de inversiones. No obstante, conviene recordar que la cuantificación del beneficio de este tipo de proyectos resulta imprescindible, máxime cuando dichos proyectos presentan una mayor volatilidad que si se tratasen de tecnologías consolidadas. De igual forma, dicho beneficio no puede desvincularse de una rentabilidad necesaria para el sistema que será quien haya de hacerle frente, así como que dichos proyectos deban involucrarse, de facto, en la necesidad de mantener la estabilidad económico financiera del sector.

Por ello, debe apostarse por la innovación, pero de manera razonada y eficiente y eso sólo puede conseguirse desde una perspectiva de análisis coste beneficio para el sistema. Por ello, no se consideran las alegaciones, manteniéndose la esencia de este tipo de proyectos establecida en la propuesta de circular.

- **Ajustes de inversión al final de cada semiperiodo**

En primer lugar, se manifiesta la disconformidad de algunos agentes a realizar el ajuste de inversión al final de cada semiperiodo, ello al considerar que no se puede valorar de manera precisa el alcance y profundidad de dicha medida, por no ser pública la propuesta de circular de revisión de costes unitarios.

Al margen de todo lo anterior, se considera que de llevarse a la práctica los ajustes al final de cada semiperiodo de los valores reales de inversión, tal y como se muestra en la propuesta de circular, se debería calcular el VI teórico por tipología de instalación TI, es decir que todas las instalaciones de una misma tipología se consideren conjuntamente.

Vistas las propuestas recogidas en el proceso de alegaciones, se ha procedido a simplificar el cálculo de ajuste, para cada empresa, manteniéndose la consideración de revisión de los 3 ejercicios retributivos anteriores (n-4 a n-2).

- **Sobre el reconocimiento de inversiones para avifauna y otras tasas**

En lo que se refiere al reconocimiento de la totalidad de las tasas de carácter local y autonómico, así como las inversiones necesarias para la protección de la

avifauna, debería considerarse su inclusión como parte de la retribución por ROTD de las empresas de redes de distribución de electricidad, articulándose como un *pass-through* que permita recuperar los costes incurridos.

Al respecto, cabe exponer que la normativa que establece la obligatoriedad de la protección de la avifauna, fija su propia vía de financiación. Por otro lado, los impuestos autonómicos tienen su posible vía de financiación a través de los suplementos territoriales, sin que por ello se conculque el principio de homogeneidad que establece la Ley 24/2013, de 27 de diciembre.

Por todo lo anterior, se considera que únicamente se deben tener en cuenta dentro de los costes retribuíbles de la actividad de distribución, los tributos de carácter estatal y local (que tengan carácter homogéneo en todo el territorio nacional, en consonancia con lo señalado en el artículo 16.4 de la mencionada Ley 24/2013, y conforme a lo que, en sentido coincidente, se establecía ya en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre ¹.

- **Sobre la extensión de la vida útil**

Con carácter general se expone, sin base numérica que lo soporte, que los coeficientes de extensión de la vida útil de la propuesta de circular no resultan suficientes para cubrir la pérdida de retribución que supone el haber superado la vida útil regulatoria, debiéndose establecer una amortización cuando se haya superado su vida útil. Por ello se manifiesta, que dicha propuesta iría en contra de las directrices de política energética en las que se recomienda incentivar el mantenimiento de las instalaciones en servicio una vez que hayan superado su vida útil.

No resulta aceptable dicha alegación en tanto no se debe establecer una anualidad para algo que ya está amortizado y cuya cuantía iría directamente a la cuenta de resultados, al no existir amortización alguna como gasto, pareciendo más apropiado, como hace la circular, vincularlo al funcionamiento de estas instalaciones más allá del fin de su vida útil.

- **Sobre la metodología del ROTD**

- *Complejidad de la metodología, poco predecible*

En lo que se refiere a la retribución por otras tareas de distribución, ROTD, se considera que la formulación propuesta es farragosa y compleja, lo que resta transparencia y predictibilidad a la misma.

En este sentido, se ha de exponer que se ha procedido a modificar la metodología de cálculo haciéndola continuista con la metodología anterior, y

¹ Artículo 12.3: «Para el cálculo de los valores de inversión reales auditados, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre»).

estableciendo escalones por número de clientes para la determinación de la retribución a considerar para cada una de las tareas. No obstante, se ha realizado una revisión de los valores unitarios de referencia por cliente, conforme a los costes declarados por las empresas distribuidoras en la Circular 4/2015, de 22 de julio.

– *Factor de retardo FRROM*

Se manifiesta la necesidad de añadir a la fórmula del ROTD el factor de retardo retributivo FRROM al objeto de compensar a las empresas distribuidoras el coste derivado del decalaje existente entre la declaración de los costes incurridos y el año de reconocimiento de los mismos en la retribución, al considerarse una metodología basada en los costes incurridos en el año n-2 y, por tanto, existir un coste financiero asociado a la recuperación de los costes.

Es preciso señalar que esta alegación sólo se reconoce parcialmente, dado que no se considera adecuada la aplicación de un factor de retardo retributivo a los costes reconocidos por realizar las otras tareas reguladas de distribución, desarrolladas por las empresas, salvo la tasa de ocupación de la vía pública. El objeto del factor de retardo retributivo no es otro que compensar el coste financiero motivado por el retraso entre la puesta en servicio de una instalación y el devengo de la misma, siendo esto totalmente ajeno a las otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.

En este sentido, es necesario precisar que al establecerse que los activos puestos en servicio en el año n-2 pasasen a retribuirse en el año n, el factor de retardo supuso una financiación de dicho decalaje. Sin embargo, esto no fue así con los costes comerciales, que nunca dejaron de ser retribuidos, sino que su fijación se hizo sobre la base de la mejor información disponible (la información del año n-2) para aproximar la retribución del año n.

Ello es así para todas las “otras tareas reguladas” con la excepción de la tasa de ocupación de la vía pública. Sólo en este último caso, dicho importe no se corresponde con una aproximación, sino que responde al importe efectivamente devengado, por una cuantía determinada y específica, por lo que claramente se puede distinguir la necesidad de financiar dicho importe.

- **Sobre el incentivo a la reducción de pérdidas**

– *Complejidad de la metodología*

Una parte de los distribuidores alegan que la nueva metodología introduce gran complejidad, incertidumbre y arbitrariedad. En este sentido al introducir cambios en los que las empresas compiten contra la media del sector, además de contra sí mismas, genera incertidumbre al no poder prever cuál va a ser el incentivo final, a pesar de llevar a cabo inversiones para reducir las pérdidas.

En relación a lo señalado, decir que desde la CNMC no se comparte que sea excesivamente complejo, sino que es mucho menos complejo que el definido en la metodología anterior.

Asimismo, en relación a la incertidumbre sobre cuál va a ser el incentivo final, indicar que, si de un mercado competitivo se tratase, los agentes intentarían gestionar sus redes de la forma más eficiente posible, reduciendo al máximo sus pérdidas, para situarse en la mejor posición en el mercado. Por ello, se entiende que el incentivo establecido en la circular resulta más robusto que el que resultaría de fijar un objetivo que todos los agentes conociesen a priori.

– *Incentivo suma cero*

Por otro lado, se expone que los incentivos de suma cero propuestos no tienen beneficios claros ni para los consumidores ni para el sistema, e incluso pueden llegar a plantear situaciones paradójicas en las que, aun incumpliendo la totalidad de las empresas, algunas de ellas obtuvieran bonificación.

En relación al incentivo suma cero señalar que, por un lado, garantiza un menor coste para el sistema, y, por otro lado, incentiva fuertemente la competencia entre distribuidores.

– *Aspectos a considerar en la nueva metodología*

Se señala, que el incentivo no debería considerar las pérdidas en la red de transporte, dado que dichas pérdidas no son gestionables por las empresas distribuidoras. Asimismo, se señala que la energía de generación no se debería subir a barras de central, dado que al ser generación ya está en barras de central.

Por otro lado, se indica que la metodología propuesta no reconoce las inyecciones de energía que se producen desde la distribución al transporte, ni el volumen de pérdidas que tal hecho puede ocasionar.

A este respecto y tras una revisión en detalle de la formulación propuesta, se comprueba que se podría estar sobredimensionando las entradas directamente en las redes de distribución. Asimismo, se comprueba que la no aplicación de ningún coeficiente a las entradas directas de generación en red de transporte, como si estuvieran directamente en barras de central, tiene un doble efecto. De esta forma se tiene que, por una parte, beneficia sin justificación y en exceso, a las empresas distribuidoras con generación conectada en sus redes, frente a las empresas distribuidoras con entradas de otro tipo, como puede ser una frontera con otra empresa distribuidora. Por otra parte, no permite una correcta valoración de las pérdidas estándar a nivel sector.

Por todo ello, se decide aplicar, a las fronteras a un nivel de tensión diferente de transporte, el coeficiente del nivel n-1, con objeto de reflejar que sí existen unas pérdidas por la energía circulada dentro de un mismo nivel de tensión. Dado que con carácter general las pérdidas en línea son porcentualmente mayores que las

pérdidas de transformación, se considera esta aproximación suficientemente buena.

– *Consideración de zonas*

Por último, se manifiesta que el incentivo no corrige el sesgo introducido en favor de los mercados concentrados y las empresas con suficiente diversificación geográfica. De igual forma tampoco tiene en consideración las zonas con demandas estacionarias y demandas superiores a la media en las horas punta. Por todo ello, exponen que deberían introducirse parámetros de dispersión geográfica y zonal, y caracterización del tipo de mercado. Asimismo, se señala que el incremento de las pérdidas en los últimos años, sólo se explica desde la perspectiva del aumento del fraude lo que, sin una normativa específica que lo combata, no será efectivo para su corrección.

Si bien resulta evidente que podrían incluirse variables explicativas como las señaladas (coeficientes de pérdidas horarios, coeficientes zonales, etc.) lo que se pretende con un incentivo de este tenor, es fundamentalmente disminuir las pérdidas administrativas. Cualquier análisis que se realice sobre las pérdidas técnicas, lleva a la conclusión de que las pérdidas reales finales son muy superiores al peor escenario de pérdidas técnicas, con lo que cualquier distribuidor tendría un amplio margen para disminuir las pérdidas administrativas, y, por ende, salir favorecido por el incentivo propuesto.

A este respecto, hay que destacar que se ha procedido a diferir dos años la aplicabilidad de la nueva formulación del incentivo. Asimismo, para la nueva formulación, se ha previsto un ajuste al objeto de considerar las características técnicas de la red propias de la zona de distribución. Para ello, se pretende hacer un análisis sobre coeficientes zonales, evaluando la complejidad que cualquier cambio de metodología pueda suponer.

- **Sobre el incentivo a la mejora de la calidad de suministro.**

Al igual que en el incentivo de pérdidas, una parte de los distribuidores alegan que la nueva metodología del incentivo de mejora de la calidad introduce gran complejidad. En este sentido al introducir cambios en los que las empresas compiten contra la media del sector, además de contra sí mismas, genera incertidumbre al no poder prever cual va a ser el incentivo final, a pesar de llevar a cabo inversiones para mejorar la calidad.

Dicha alegación tendría una reprobación similar a la expuesta para la metodología del incentivo de reducción de pérdidas.

Por otro lado, en lo que se refiere al incentivo de calidad, se manifiesta que la metodología propuesta no tiene en consideración la configuración particular de las redes, el tipo de mercado que alimenta y la ubicación geográfica de sus consumidores, tampoco se considera si cumplen con las obligaciones reglamentarias al tiempo que olvida que los índices de calidad alcanzados en España son comparables a los de otros países europeos. En este sentido, se

indica que podría llegarse al absurdo de generar sobreinversiones para mejorar unos índices de calidad ya de por sí excelentes.

En lo que se refiere al incentivo de calidad, indicar que en la metodología ya se tiene cuenta la calidad según las distintas zonas de distribución (urbano, semiurbano, rural concentrado y rural disperso) por lo que no es necesario realizar adecuación a este respecto. En base a las alegaciones, únicamente se ha modificado el reparto de la bonificación de manera que dicha bonificación se asigne entre las empresas, conforme al valor observado del indicador de cumplimiento de la calidad promedio.

- **Penalizaciones muy elevadas de los incentivos de mejora de la calidad y de la reducción de pérdidas.**

Se expone que se ha incrementado en exceso el nivel de la penalización de los incentivos, pudiendo alcanzar en el incentivo de mejora de la calidad hasta el 15% de la retribución del ejercicio, cuestión injustificada.

Dicha alegación ha sido considerada atenuando considerablemente tanto las penalizaciones como las bonificaciones de ambos incentivos.

- **Sobre la desaparición del incentivo de fraude**

Se considera que la eliminación del incentivo de fraude es contradictoria con el grave incremento de dicho problema. La modificación del incentivo de reducción de pérdidas no resulta por sí misma suficiente, para mitigar este problema. Debería desarrollarse una normativa regulatoria específica que actualice y revise la normativa existente al respecto. Dicha normativa deberá estar encaminada a combatir el fraude desde todas las administraciones y estamentos implicados, evitando interpretaciones dispares y dotando de herramientas suficientes para su ejecución.

Cabe decir que este sentir ha sido uno de los principales objetivos de la Comisión de los Mercados y la Competencia desde su creación. Sin embargo, no se ha visto refrendado hasta el momento de manera regulatoria. En este sentido, cabe recordar que en julio de 2015 se tramitó desde la CNMC el *“Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamientos del fraude en el suministro eléctrico”* con propuestas regulatorias concretas en la materia. Con todo, entendiendo que la solicitud formulada por los agentes durante el proceso de alegaciones excede las competencias en materia retributiva, objeto de la presente propuesta de circular, se pone de manifiesto que se comparte la preocupación por el auge de estas prácticas dañinas para el sistema y se insta a una revisión activa regulatoria por las autoridades competentes en los términos que correspondan.

Dado que se ha ligado la desaparición del incentivo de fraude con el nuevo incentivo de pérdidas de la Circular, al igual que en el caso del incentivo de pérdidas, se ha procedido a mantener dos años la aplicabilidad de este incentivo conforme al Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

- **Obligaciones de remisión de información. Calidad de la información y penalizaciones derivadas**

Se solicita que la subsanación de los errores de información se lleve a cabo dentro de un plazo suficiente y razonable, una vez que sea detectadas, tanto por la Administración como por los propios afectados. Así mismo el establecimiento en tiempo y forma de los criterios de envío de información deben ser claros y homogéneos.

En relación a las penalizaciones que se han adoptado a lo largo de la circular se indica que, en la práctica, tienen efectos sancionadores, de tal forma que, al existir un régimen sancionador, como el que se recoge en la Ley del Sector Eléctrico, podría darse circunstancias de doble penalización por las mismas causas, máxime si se tiene en cuenta lo relevante de las afecciones (penalizaciones de hasta el 50% de la retribución del n-1).

Vistas las alegaciones formuladas por los distintos agentes, se considera que se trata de dos medidas de naturaleza diversa (actuaciones sancionadoras y actuaciones en materia de regulación de costes). Además, la propuesta de circular no establece modificaciones sobre lo que ya se venía aplicando. Se ha optado por dar continuidad conforme a la anterior metodología, tanto a la incentivación de presentación como a la calidad de la información remitida, relajando para ello tanto los tiempos de subsanación como las afecciones retributivas a los incumplimientos.

- **Subsidios cruzados entre actividades reguladas y en competencia**

En lo que se refiere al ajuste retributivo por el empleo de activos en otras actividades, se alega que la redacción de esta cuestión es confusa ya que no queda claro si el ajuste ha de realizarse en función de los “beneficios” obtenidos en actividades diferentes de la distribución o en función de los “rendimientos o ingresos” que obtenga la distribuidora por la explotación de aquellos recursos que se empleen en la realización de actividades diferentes a la regulada.

El importe a considerar como ingreso no puede estar vinculado a los ingresos o rendimientos que el distribuidor obtenga en el desarrollo de la actividad sino a los costes imputables a esas otras actividades. Al mismo tiempo, de manera general, se señala que la CNMC no se encuentra habilitada para intervenir en los ingresos ni en los beneficios que el distribuidor obtenga en actividades no reguladas. Es más, el concepto “subsidio cruzado” habría de referirse a costes, no a ingresos ni a beneficios.

De igual forma la imputación del 50% de los beneficios no se encuentra fundada, ya que no se ha justificado que los activos o recursos financiados con cargo a la actividad tengan un coste equivalente al 50% de los ingresos o beneficios derivados de la actividad para la que se emplean. Se infringe el principio de transparencia en presencia de una expropiación encubierta de beneficios, sin causa justificada e impuesta por norma reglamentaria lo que sería una infracción del artículo 33 de la Constitución.

Se alega, además, que esta medida iría en contra de la obligación establecida en la normativa de telecomunicaciones, en concreto el artículo 37 de la Ley 9/2014, General de Telecomunicaciones y el Real Decreto 330/2016, por la que se obliga a los titulares de infraestructuras de distribución y transporte de gas y electricidad a facilitar el aprovechamiento de las infraestructuras para alojar redes públicas de telecomunicaciones.

Por todo ello, se propone la eliminación de los artículos 28 y 29 o, en su defecto, que se articule una medida que permita excluir de la retribución estricta y únicamente aquellos activos que, por afectarse al desarrollo de otras actividades, conlleven una evitación de costes a estas últimas. Dicha afección deberá estar fundada y establecida de forma precisa y no a través de un porcentaje vago y aproximado.

Al respecto de estas consideraciones, ha de indicarse que la propuesta de circular se atiene al ámbito material propio de la regulación de la retribución de la distribución, al prever cuál ha de ser la retribución que obtengan los distribuidores, y al establecer que ésta ha de ser minorada en función de la retribución que se obtiene -en otros ámbitos ajenos al sistema eléctrico- por razón de unos activos cuyos costes son sufragados por el sistema eléctrico.

Se trata de un principio retributivo lógico, que informa la regulación en muchos aspectos, como sucede en el ámbito de la distribución con las contraprestaciones económicas obtenidas fuera del sistema eléctrico por los terrenos que son objeto de retribución por el sistema, o como sucede en el propio ámbito de la retribución del transporte –y en el de la distribución, también- con las subvenciones o ayudas públicas que se perciben por las instalaciones de transporte (cuestión esta última en que la minoración de la retribución -en función de la ayuda percibida- estaba ya establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre). Es decir, los costes de las empresas distribuidoras se reconocen a efectos retributivos, salvo que estas empresas obtengan la compensación de esos costes por otra vía diferente.

El hecho de que la normativa de telecomunicaciones prevea que las empresas de electricidad deban facilitar -en condiciones de transparencia y no discriminación- el empleo de sus infraestructuras a los efectos de que éstas puedan alojar redes de comunicaciones disponibles al público, nada implica, lógicamente, acerca de la gratuidad de ese servicio, y, por ende, tampoco implica que la contraprestación que se reciba por las empresas de electricidad no pueda ser considerada a los efectos de los costes que se han de retribuir.

No obstante lo señalado, se ha procedido a una mejora de la redacción de los preceptos de la propuesta de circular de que se trata, a fin de evitar confusiones, y se prevé la futura elaboración de una metodología sobre esta cuestión.

7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

7.1 Descripción de la metodología actual de cálculo de la retribución de la actividad de distribución establecida en el Real Decreto 1048/2013

A continuación, se describe brevemente la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución actualmente vigente, establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, al objeto de poner de manifiesto más adelante las principales modificaciones introducidas mediante la nueva metodología.

7.1.1 Principios retributivos

El Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, aplica los siguientes principios retributivos establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico:

- a) El devengo y el cobro de la retribución generado por instalaciones distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$.
- b) La retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.
- c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.
- d) La metodología de retribución de la actividad de distribución deberá contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la calidad de suministro, la reducción de pérdidas y la disminución del fraude.
- e) El Gobierno establecerá los criterios generales de redes y los criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada. Las metodologías retributivas que se establezcan con cargo a los ingresos del sistema eléctrico tendrán únicamente en consideración los costes derivados de aplicación de dichos criterios.
- f) Se fijan parámetros de retribución de la actividad de distribución, como en el resto de actividades reguladas, por periodos regulatorios que tienen una vigencia de seis años.

7.1.2 Metodología

Recogiendo todos los principios señalados, el citado Real Decreto estableció una formulación para retribuir los activos de distribución con la siguiente formulación:

Retribución a percibir el año n

Retribución por nuevas instalaciones percibir el año n

$$R_n^i = R_{Base}^i + R_{NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i$$

Retribución base a percibir el año n

Retribución por otras tareas reguladas

Retribución por incentivos de calidad + pérdidas + fraude
Aplican a todos los distribuidores

En lo que respecta al término R_n^i , hace referencia a la retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n , en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$.

Dado que el año base se define como aquel que transcurre dos años antes al de inicio del primer periodo regulatorio, y el primer año de aplicación de la metodología establecida en el real decreto 1048/2013 fue el 2016, el citado término incluye la retribución de todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2014 e incluye un término de retribución a la inversión y un término de retribución a la operación y mantenimiento

$$R_{base}^i = RI_{base}^i + ROM_{base}^i$$

El término de retribución a la inversión se define como:

$$RI_{base}^i = A_{base}^i + RF_{base}^i$$

$$A_{base}^i = \frac{IBR_{base}^i}{VU_{base}^i}$$

$$RF_{base}^i = IN_{base}^i \cdot TRF_{Base}$$

Donde IBR_{base}^i es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora i con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base y no hayan superado su vida útil regulatoria. Se define de la siguiente manera:

$$IBR_{base}^i = \left(IBAT_{base}^i + IBBT_{base}^i + IBO_{base}^i \right) \cdot \lambda_{base}^i \cdot FRRI_{base}^i$$

$IBAT_{base}^i = kinm_{i-AT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \\ \text{de AT de la empresa } i \\ \text{que no ha superado} \\ \text{la vida regulatoria}}} UF_{AT}^j \cdot VU_{inv}^j$

Complemento a uno de instalaciones financiadas y cedidas por terceros + ayudas

Factor de retardo de la inversión

La metodología de cálculo de los coeficientes de eficiencia se establece en los anexos VIII y IX de la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

La retribución por inversión de dichas instalaciones de la base evoluciona como si se tratara de una sola instalación de vida regulatoria igual a la vida residual. Dicha vida residual fue establecida en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio.

Por su parte, el término de retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones de la base se compone de los siguientes conceptos:

$$ROM_{base}^i = \left(ROMAT_{base}^i + ROMBT_{base}^i + ROMNLAE_{base}^i \cdot \alpha_{O\&M}^i \right) \cdot FRROM_{base}^i$$

$ROMBT_{base}^i = kinm_{i-BT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \\ \text{de BT de la empresa } i}} UF_{BT}^j \cdot VU_{O\&M}^j$

Labor de mantenimiento realizada el año base que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas

Factor de retardo de la O&M: ligado a las instalaciones n+2

Factor de eficiencia

Por otro lado, la retribución de las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base se calcula de la siguiente manera:

$$R_n^i = \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \\ \text{de la empresa } i}} R_n^j + ROMNLAE_{NI}^i \cdot \alpha_{O\&M}^i$$

↓

$$R_n^j = RI_n^j + ROM_n^j$$

Para estas instalaciones, el valor del inmovilizado retribuable se calcula de forma independiente para cada instalación, mediante la semisuma entre valor calculado a costes unitarios y valor real auditado. Se aplican las siguientes restricciones:

- Eficiencia limitada al 25% del valor real (+12,5% adicional al valor real para instalaciones con costes reales muy inferiores al valor unitario de referencia).
- A partir de un 15% de ineficiencia (valores reales muy superiores al valor resultante de aplicar el valor unitario de referencia) únicamente se requiere su justificación en la auditoría.

Por su parte, el término ROMNLAE hace referencia a la labor de mantenimiento que no está retribuida en el término ROM_{base} ni está incluida en la retribución de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, siendo el parámetro α un factor de eficiencia.

Finalmente, en lo que se refiere a la retribución por otras tareas reguladas (ROTD) se incluyen los siguientes conceptos:

Contratación, facturación e impagos (unitario)

Costes por atención telefónica (unitario)

Estructura de empresa eficiente (auditados+eficiencia)

$$ROTD_n^i = (RI_n^i + RC_n^i + RT_n^i + RP_n^i + RE_n^i + RTA_n^i) \cdot FRROM_{n-2}$$

Costes de lectura (unitario)

Tasas de ocupación de la vía pública

Costes de planificación (auditados + eficiencia)

7.1.3 Incentivos

En lo que se refiere a los incentivos a percibir por las empresas distribuidoras, relativos a la mejora de la calidad, la reducción del nivel de pérdidas y la reducción del fraude, la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se basa en analizar la evolución de cada empresa

distribuidora a lo largo de un periodo, comparando los resultados con ella misma y con el conjunto del sector.

El incentivo a la mejora de la calidad podía tomar valores entre el +2% y el -3% de la retribución del año n sin incentivos, y su formulación se estableció de la siguiente manera:

$$Q_i^n = \beta^i \cdot \mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} \cdot \kappa_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} \cdot PENS^{n-2 \rightarrow n-4} \cdot PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4} \cdot \left(\overline{TIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5} - \overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4} \right)$$

Diagram illustrating the components of the quality improvement incentive formula:

- Coefficiente del "pasado"** (blue arrow) points to β^i .
- Coefficiente de distribución zonal de calidad** (green arrow) points to $\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$.
- Potencia CCTT + contratada en MT** (green arrow) points to $PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4}$.
- Evolución de TIEPI** (red arrow) points to the term $\left(\overline{TIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5} - \overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4} \right)$.
- Precio de energía no suministrada: 30 veces pmhp** (purple arrow) points to $PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$.
- Coefficiente de evolución del NIEPI** (orange arrow) points to $\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$.

Por su parte, el incentivo a la reducción de pérdidas, según la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, podía variar entre el +1% y el -2% de la retribución del año n sin incentivos, y su formulación es análoga a la establecida para el incentivo a la mejora de la calidad.

$$P_n^i = \alpha^i \cdot PE_{n-2 \rightarrow n-4} \cdot \left(P_{n-3 \rightarrow n-5}^i - P_{n-2 \rightarrow n-4}^i \right) \cdot \frac{1}{3} \cdot \sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$$

Diagram illustrating the components of the loss reduction incentive formula:

- Coefficiente del "pasado"** (blue arrow) points to α^i .
- Evolución de las pérdidas** (red arrow) points to the term $\left(P_{n-3 \rightarrow n-5}^i - P_{n-2 \rightarrow n-4}^i \right)$.
- Suma de energía en puntos frontera** (green arrow) points to $\frac{1}{3} \cdot \sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$.
- Precio de energía de pérdidas: 1,5 veces pmhp** (purple arrow) points to $PE_{n-2 \rightarrow n-4}$.

Finalmente, la cuantía a percibir por las empresas distribuidoras como incentivo a la reducción del fraude en sus redes de distribución está asociado, según la metodología del Real Decreto 1048/2013, al fraude detectado y puesto de

manifiesto por las empresas distribuidoras en el sistema de liquidaciones de la CNMC, correspondiéndose con el 20% de los peajes declarados e ingresados en el sistema por este concepto. Su valor podía alcanzar hasta el 1,5% de la retribución sin incentivos del año n.

7.2 Estructura de la Circular y aspectos generales.

En este apartado se describen y explican las modificaciones introducidas en la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución, poniendo especial énfasis en la comparativa con la metodología actualmente vigente.

7.2.1 Introducción: líneas generales de la nueva metodología

La propuesta de circular mantiene las bases de la metodología retributiva establecida en Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, introduciendo una serie de modificaciones que permiten dotar a las empresas distribuidoras de una mayor flexibilidad en la realización de sus inversiones, al tiempo que busca la optimización de los costes para el sistema, fomentando el principio de reconocimiento de las inversiones y gastos incurridos por las empresas distribuidoras eficientes y bien gestionadas.

En este sentido, se destacan las siguientes modificaciones respecto a la metodología actualmente vigente, las cuales se desarrollan en detalle a lo largo de la presente memoria:

- Se modifica el cálculo del valor de inversión retribuable de las instalaciones puestas en servicio desde el primer año de aplicación de la circular. A estos efectos, el cálculo se realiza considerando el valor real auditado declarado por las empresas, si bien a mitad del periodo regulatorio se compara el valor real con el resultante de aplicar los valores unitarios de referencia al conjunto de las instalaciones puestas en servicio durante el semiperiodo, estableciendo una serie de limitaciones en caso de divergencia entre las valoraciones a costes unitarios y los valores de inversión reales declarados.
- Se establecen criterios para la declaración de las inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras, al objeto de homogeneizar la información declarada por las mismas.
- Se establece un nuevo término COMGES, denominado COMponente GESTionable de la retribución de la actividad de distribución, que engloba la retribución por operación y mantenimiento y la retribución de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, que no sean ni inversiones en digitalización y automatización de redes, ni despachos ni terrenos, puestas en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2. Dicho término evoluciona en base al COMGES del año anterior más un porcentaje basado en el incremento de retribución en la inversión del año n respecto al año n-1 en instalaciones asociadas a unidades físicas y despachos que cada empresa haya llevado a cabo desde el año 2015

hasta el n-2, todo ello considerando un factor de ajuste a la citada gestión (FA).

- Se establece un término retributivo referido a la Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (REUV), con el objetivo de incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria.
- Se modifica el cálculo del término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras (ROTD), al objeto de ajustarlo a los gastos reales de las empresas distribuidoras según la información regulatoria de costes aportada a través de la Circular informativa 4/2015.
- Se incluye el reconocimiento de inversiones en proyectos piloto que supongan un beneficio cuantificable para el conjunto del sistema.
- Se realizarán revisiones trienales al final de cada semiperiodo, comparando lo previsto en sus planes trienales de inversión con lo realmente invertido en dicho semiperiodo.
- Se modifican los incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad, al haberse detectado que con los incentivos establecidos en el Real Decreto 1048/2013 no se habían alcanzado los objetivos perseguidos. Además, se elimina el incentivo a la reducción del fraude, al entender que la finalidad del mismo se recoge en la nueva formulación del incentivo a la reducción de pérdidas.

7.2.2 Estructura de la circular

La circular propuesta se estructura en siete capítulos, que abarcan los siguientes aspectos:

- Capítulo I: trata las disposiciones generales que describen el objeto de la circular, su ámbito de aplicación, los criterios generales de retribución de la actividad de distribución y los periodos regulatorios de aplicación.
- Capítulo II: describe el detalle de la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución.
- Capítulo III: establece los criterios relativos a los planes de inversión de las empresas distribuidoras a efectos de la retribución de las actividades reguladas.
- Capítulo IV: establece principios generales relativos a la información que deben aportar las empresas distribuidoras para el cálculo retributivo.
- Capítulo V: recoge la metodología de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica.

- Capítulo VI: establece la metodología de cálculo del incentivo o penalización a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución.
- Capítulo VII: este capítulo establece, por un lado, un ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades, es decir establece un control de subsidios cruzados entre actividades reguladas y en competencia. Y, por otro lado, establece un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de los activos de red de distribución, estableciéndose una penalización económica para las empresas cuyos ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables.

Para terminar, la circular incluye una serie de disposiciones adicionales que pretenden regular y facilitar el procedimiento de implementación de la misma durante el primer periodo regulatorio de aplicación de tal forma que no se produzcan disrupciones entre el modelo anterior, previsto Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y el actual, así como una disposición relativa a la cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de los activos en actividades diferentes a la distribución, y otra relativa a la aplicación gradual de la penalización por prudencia financiera.

7.2.3 Objeto y ámbito de aplicación

El objeto de la circular propuesta es establecer la metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas que desarrollan la actividad de distribución de energía eléctrica con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, con criterios homogéneos en todo el Estado y al menor coste posible para el sistema.

7.2.4 Periodos regulatorios de aplicación

Los periodos regulatorios tendrán una duración de 6 años. El primer periodo regulatorio de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente circular comenzará el 1 de enero de 2020.

7.3 Principales novedades de la nueva metodología y justificación

7.3.1 Disposiciones relativas al cálculo de la retribución por inversión

En la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, el valor de inversión retribuable de las nuevas instalaciones se calculaba, instalación a instalación, mediante la semisuma entre el valor real de inversión declarado por las empresas distribuidoras y el valor resultante de aplicar los valores unitarios de referencia establecidos en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

No obstante, algunas de las inversiones declaradas por las empresas distribuidoras no pueden valorarse según los citados valores unitarios, al tratarse de instalaciones efectuadas a coste no completo, o de inversiones efectuadas

sobre instalaciones existentes que no se corresponden de forma directa con unidades físicas, todas ellas retribuidas al valor de inversión declarado.

A modo de ejemplo, el valor total auditado correspondiente a las inversiones declaradas en los años 2016 y 2017 en la península asciende a 1.828 millones de euros. Según el tipo de inversión, del valor total auditado se destina el 47% a inversiones de tipo-0 (inversiones a coste completo y las únicas que pueden ser valoradas mediante la semisuma entre el valor real y el valor resultante de aplicar los costes unitarios), el 27% a inversiones de tipo-1 (instalaciones a coste no completo) y el 25% a inversiones de tipo-2 (inversiones no asociadas a unidades físicas), tal y como se muestra en el gráfico siguiente:

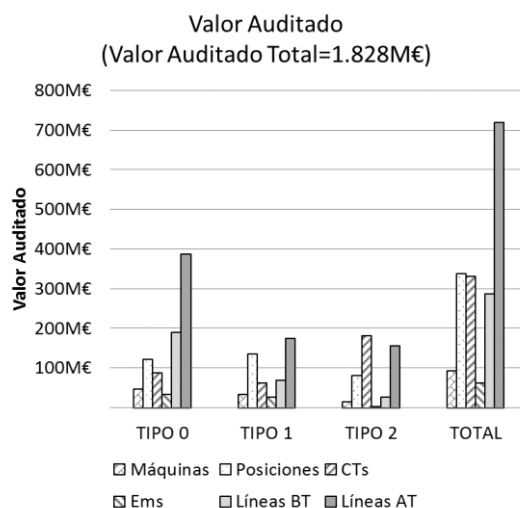


Figura 1. Distribución del Valor Auditado según el tipo de inversión para cada tipo de instalación.

Teniendo en cuenta el tipo de inversión (tipo 0, tipo 1 y tipo 2), el valor auditado total en inversiones realizadas en 2016 y 2017 resulta comparable; sin embargo, es llamativo el aumento del número de actuaciones efectuadas en 2017 en inversiones de tipo-1 y tipo-2, tal y como se desprende del gráfico siguiente:

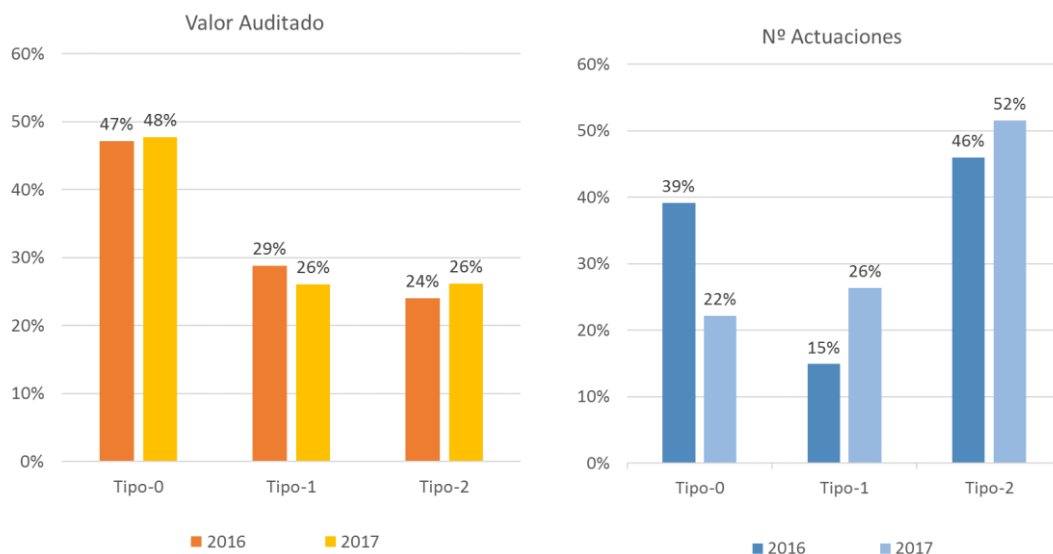


Figura 2. Distribución del Valor Auditado y del Nº de Actuaciones según el tipo de inversión en 2016 y 2017.

La disparidad de criterios en las declaraciones de las distintas empresas distribuidoras ha provocado que un número importante de las inversiones declaradas en los últimos años se hayan valorado según el valor real de inversión, sin aplicar las limitaciones establecidas en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Por otro lado, se prevé que, en los próximos años, una parte importante de las actuaciones llevadas a cabo por las empresas distribuidoras esté relacionada con actuaciones de mejora y adecuación de instalaciones existentes, con el objetivo de adaptarse a una red cada vez más digitalizada, capaz de atender los nuevos requerimientos de la generación distribuida y el vehículo eléctrico. Dichas actuaciones, en muchos casos, seguirán sin poder ajustarse a un valor estándar de inversión, al ser actuaciones parciales o con características particulares.

Por este motivo, y con el objeto de dotar a las empresas distribuidoras de cierta flexibilidad para la ejecución de sus inversiones, de tal forma que se realicen en base a las necesidades de sus redes, es decir a decisiones puramente técnicas y no fruto del tratamiento recibido por la regulación, en la circular se propone que el cálculo de la inversión retribuable se realice en base al valor real de la inversión llevada a cabo por las empresas distribuidoras. No obstante, se establecen una serie de criterios a la hora de declarar las instalaciones, con el objeto de asegurar la homogeneidad en el trato de las inversiones efectuadas por las empresas, dividiendo las actuaciones en tres grupos diferenciados, tal y como se muestra en la siguiente figura:

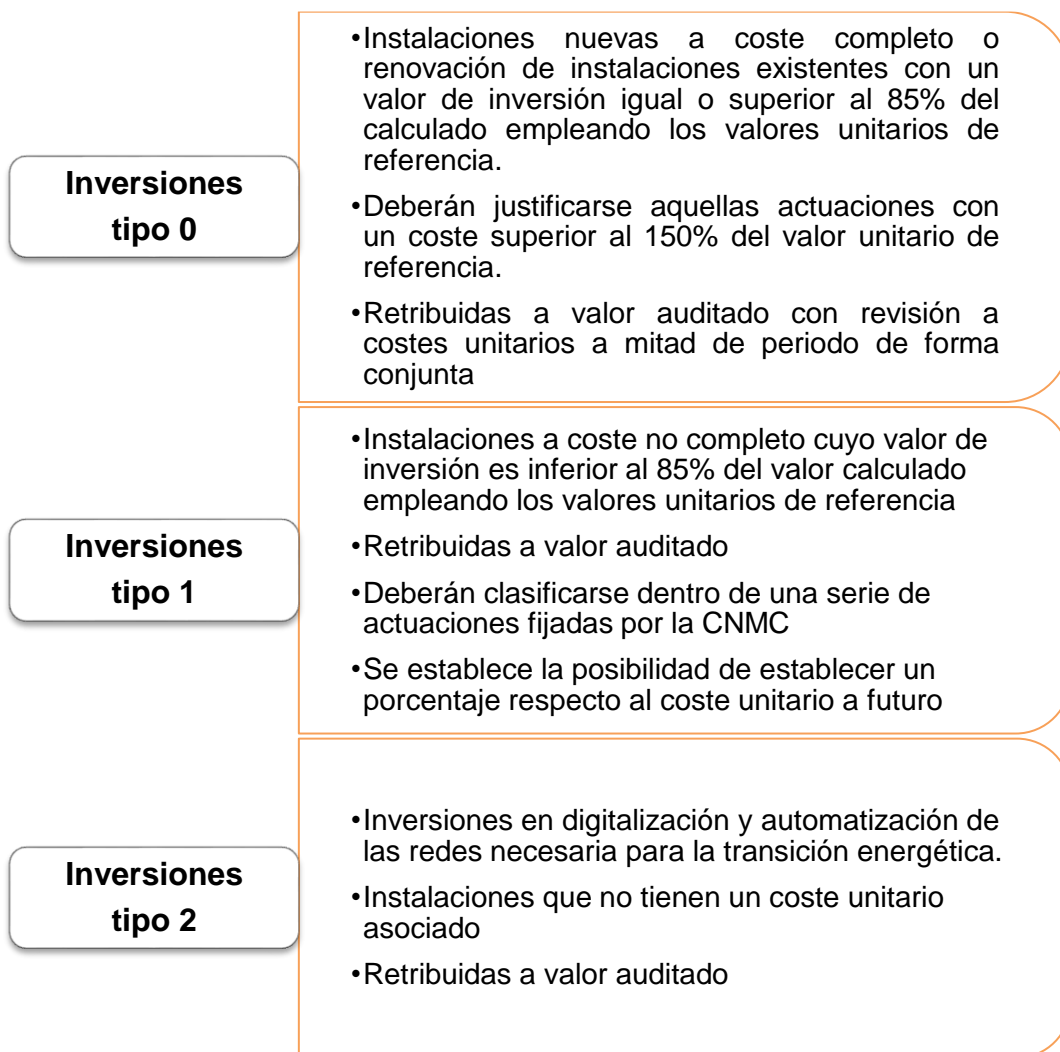


Figura 3: Clasificación de las actuaciones llevadas a cabo por las empresas distribuidoras.

No obstante, con objeto de que las nuevas inversiones se lleven a cabo bajo el criterio de racionalidad económica y mínimo coste para el sistema, asegurando la sostenibilidad del mismo, se prevé un ajuste a mitad de cada periodo regulatorio que limite el coste de la inversión. Para ello, para el conjunto de las inversiones efectuadas, se calcula la diferencia entre el valor total de la inversión declarado en las distintas actuaciones y el que se obtendría aplicando valores unitarios de inversión de referencia ($VI_{teórico}$)². El ajuste aplicado es el siguiente:

- Si $0,9 \cdot VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i,teórica} < VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i,retribuible} < 1,05 \cdot VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i,teórica}$, no se realizarán modificaciones en el valor de inversión retribuable.

² Para las inversiones tipo 1 y 2 la valoración no varía, ya que actualmente no existen valores unitarios de referencia para este tipo de actuaciones. Sin embargo, en el cálculo del $VI_{teórico}$, las inversiones tipo 0 (instalaciones a coste completo), se valoran según los valores unitarios de referencia. En caso de que, en un futuro, como se contempla en la Circular, se establezca para las inversiones tipo 1 porcentajes respecto a los valores unitarios de referencia, en el $VI_{teórico}$ las mismas serán igualmente valoradas según los correspondientes valores.

- Si $VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i, retribuable} \geq 1,05 \cdot VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i, teórica}$, el valor de inversión retribuable correspondiente al ejercicio n por instalaciones puestas en servicio el año n-2 se verá minorado en un 50% de la diferencia entre ambos valores, es decir, una parte del incremento de costes respecto al valor unitario lo asume el sistema, mientras que la otra parte es asumida por la empresa, que verá minorada la retribución percibida por las instalaciones asociadas a unidades físicas puestas en servicio durante el último año del semiperiodo regulatorio durante toda la vida útil de las mismas.
- Si $VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i, retribuable} \leq 0,9 \cdot VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i, teórica}$, el valor de inversión retribuable correspondiente al al ejercicio n por instalaciones puestas en servicio el año n-2 se verá mayorado en un 50% de la diferencia entre ambos valores, es decir, se fomenta que las empresas distribuidoras ejecuten las instalaciones a costes inferiores a los valores unitarios de referencia, ya que una parte de la diferencia obtenida repercute directamente en el reconocimiento del valor de inversión retribuable de las instalaciones físicas puestas en servicio el último año del semiperiodo, manteniéndose dicho valor retribuable mayorado a lo largo de toda la vida útil de las instalaciones.

7.3.2 *Introducción de un nuevo componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución*

Tal y como fue puesto de manifiesto en los últimos informes de propuestas retributivas elaborados por la CNMC, en los años de aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013, se ha detectado un incremento significativo en las partidas declaradas como otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas (IBO), lo que ha evidenciado la necesidad de hacer un control exhaustivo de las mismas, dada la repercusión que han tenido en la cuantía final de la retribución de las empresas distribuidoras. En la figura siguiente se muestra la evolución de las declaraciones de dicho concepto en los últimos ejercicios:

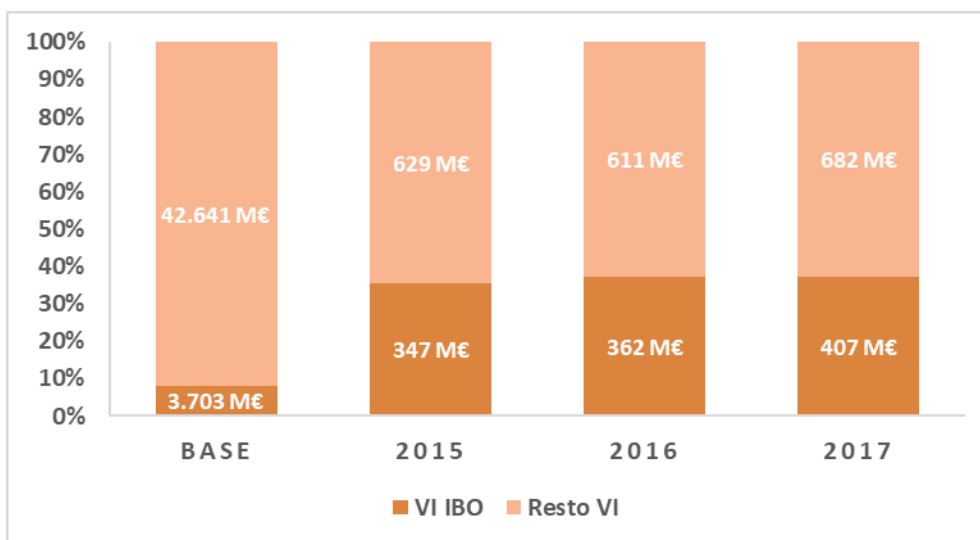


Figura 4: Evolución del VI asociado al IBO (Millones de €)

De igual forma, en los últimos ejercicios se ha detectado un incremento progresivo de los costes asignados a las partidas consideradas en el ROMNLAE (operación y mantenimiento no imputable a unidades físicas), tal y como se observa en la figura siguiente:

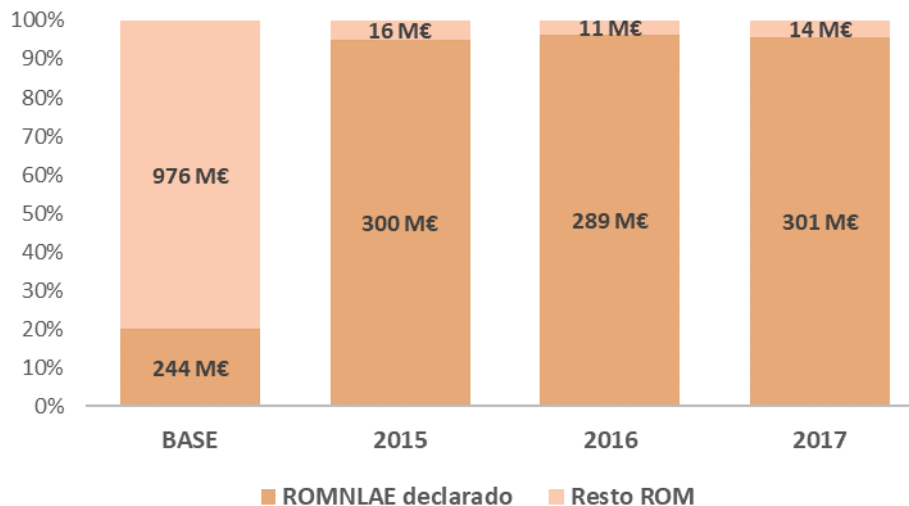


Figura 5: Evolución del ROMNLAE declarado por las empresas distribuidoras en los últimos ejercicios (Millones de €).

El concepto de ROMNLAE incluye los siguientes costes de operación y mantenimiento que no han sido asignados a tipologías concretas de instalaciones declarados por cada empresa:

- Costes relacionados con la inspección y el control de operación de la red.
- Costes relacionados con la operación de los centros de control y la realización de la operación local.

- Costes relacionados con la realización de mantenimiento preventivo de instalaciones.
- Costes relacionados con la realización del mantenimiento correctivo de instalaciones.

Cabe destacar que algunas de las partidas declaradas como IBO podrían ser consideradas como costes operativos asociados al ROMNLAE, o viceversa, dependiendo de los criterios de gestión adoptados por las empresas distribuidoras. Un ejemplo claro puede ser la decisión de optar por el alquiler de la flota de vehículos dedicados a labores de operación y mantenimiento (dichos costes irían imputados dentro del ROMNLAE), frente a la opción de adquirir los vehículos en propiedad (declarándolos como inversión en IBO). Por este motivo, la limitación de ambos conceptos de manera independiente podría condicionar las decisiones de gestión de las empresas distribuidoras, llevando en algunos casos a soluciones no eficientes, lo cual no es el objeto de la metodología establecida en esta circular.

Por otro lado, la falta de homogeneidad en las declaraciones de los costes de las distintas empresas, hace inviable que se dé un tratamiento individualizado, en tanto no es posible determinar la cuantía de los costes operativos asignados a estas partidas.

Por todas las razones anteriormente expuestas, se ha optado por la introducción de un **componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución (COMGES)**, que engloba la retribución de los siguientes conceptos:

- Retribución por operación y mantenimiento de todas las instalaciones en servicio de cada una de las empresas distribuidoras (ROM).
- Término de retribución por operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas (ROMNLAE).
- Retribución del IBO que no se corresponda con despachos ni terrenos, ni inversiones en digitalización y automatización de las redes. Ello es así dado que se entiende que dichas inversiones admiten una menor gestión por parte de las empresas distribuidoras. El IBO incluido en el componente gestionable engloba los siguientes conceptos:
 - Edificios y construcciones
 - Mobiliario
 - Sistemas de comunicaciones no asociados a digitalización
 - Sistemas técnicos de gestión no asociados a digitalización
 - Aplicaciones informáticas no asociados a digitalización
 - Equipos para procesos de información
 - Utillaje

- Maquinaria
- Elementos de transporte
- Equipos de medida no ubicados en puntos de suministro de cliente

En la figura siguiente se representa el cambio de metodología respecto al Real Decreto 1048/2013 de 27 de diciembre:

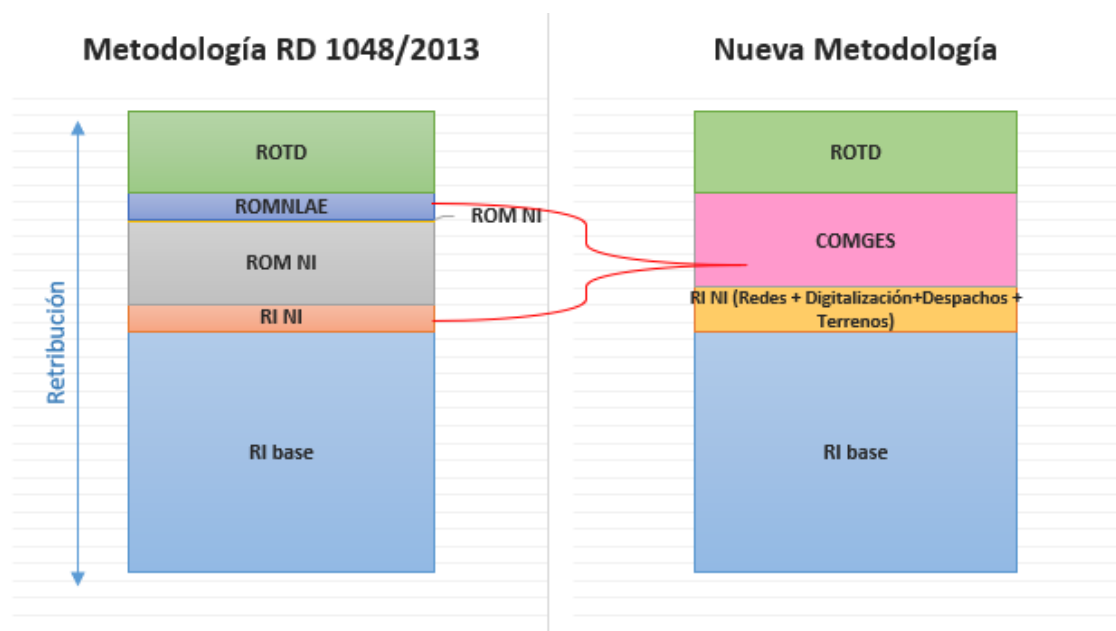


Figura 6: Cambio metodológico relativo al Componente Gestionable (COMGES)

Para el primer año de aplicación del nuevo componente gestionable (retribución correspondiente al ejercicio 2020), el cálculo se realizará en base a los valores de ROM, ROMNLAE y $RI_{Otro\ IBO}$ obtenidos según la metodología actualmente vigente, establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y teniendo en cuenta la información correspondiente al ejercicio 2018 declarada por las empresas distribuidoras.

Asimismo, se debe señalar que al igual que se hace para el ejercicio 2020, se prevé una medida singular para el $COMGES_{2021}$, que contempla las inversiones en “Otro IBO”, distintas de la digitalización, que hayan llevado a cabo las empresas distribuidoras en el ejercicio 2019.

Para los años siguientes, se ha establecido una formulación que permite evolucionar el parámetro COMGES en función del incremento de retribución por inversión de las instalaciones asociadas a unidades físicas y a inversiones en digitalización y automatización de redes y despachos, incluyendo las instalaciones cedidas y financiadas por terceros, que cada una de las empresas haya llevado a cabo desde el año 2015 hasta el $n-2$, todo ello considerando un factor de ajuste a la citada gestión (FA), según la siguiente formulación:

$$COMGES_n^i = \left(COMGES_{n-1}^i + x \cdot \Delta_{n-1}^n \left(RI_{15 \rightarrow n-2}^i + DESP_{15 \rightarrow n-2}^i + RICF_{15 \rightarrow n-2}^i \right) \right) \cdot FA_n$$

En la formulación anterior, al cuantificar el incremento del término COMGES en función del incremento de la retribución correspondiente a las instalaciones puestas en servicio a partir del año 2015, se incluyen aquellas instalaciones cedidas o parcialmente financiadas por terceros ($RICF_{15 \rightarrow n-2}^i$), dado que las mismas suponen un coste de operación y mantenimiento que se encuentra contemplado en el COMGES. El valor de retribución ficticio considerado para dichas instalaciones cedidas o financiadas por terceros se calcula empleando los valores unitarios de referencia de inversión.

A partir del segundo año del primer periodo regulatorio de aplicación de la circular, el factor de ajuste FA tomará el valor 0,97, manteniéndose constante hasta el final de periodo. Respecto a la relación entre el incremento del componente no gestionable y el incremento de la retribución a la inversión, manteniendo fija la tasa de retribución financiera, en instalaciones asociadas a unidades físicas, inversiones en digitalización y automatización de redes y despachos que cada una de las empresas haya llevado a cabo desde el año 2015 hasta el n-2 ("factor x"), tras hacer un análisis de las inversiones efectuadas por las empresas en los últimos años se ha comprobado que podría establecerse un valor promedio para el conjunto del sector, que será ajustado a la mitad de cada semiperiodo regulatorio.

En este sentido, la elección del porcentaje x en función de la evolución del conjunto del sector, se ha considerado más adecuada, dado que, tal y como se detalla a lo largo de la presente memoria, en los últimos ejercicios se ha detectado una importante disparidad de criterios en las declaraciones de las distintas empresas distribuidoras. Lo anterior impide la fijación del citado porcentaje x de forma individualizada para cada empresa con un mínimo rigor, obligando a acudir, como medio subsidiario, a los valores medios representativos del sector.

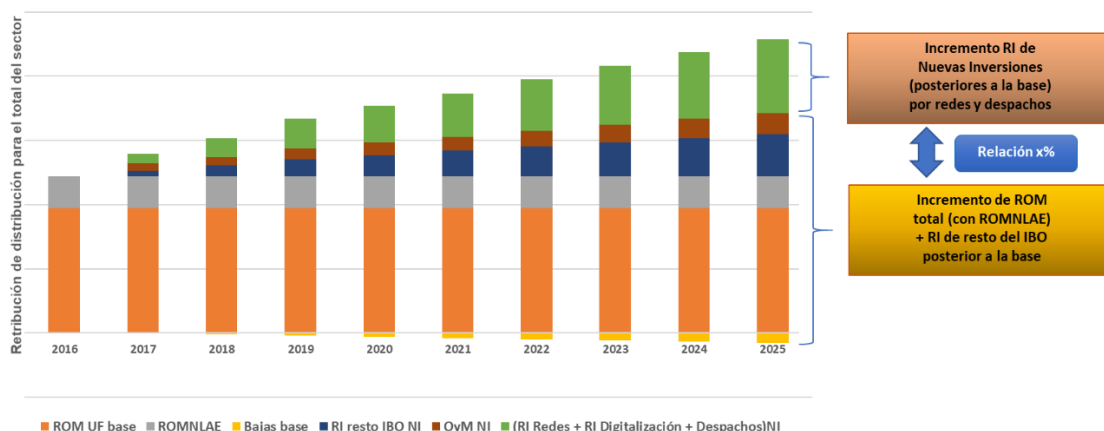


Figura 7: Relación entre incremento de retribución por nuevas inversiones relativas a redes y despachos y el parámetro COMGES.

Para el primer semiperiodo regulatorio, el porcentaje x se calculará como la relación para el conjunto del sector, entre el incremento del concepto COMGES entre los ejercicios 2019 y 2020 y el incremento de la retribución por inversión de las instalaciones asociadas a unidades físicas y a inversiones en digitalización y automatización de redes y despachos entre los ejercicios 2019 y 2020³, incluyendo las instalaciones cedidas y financiadas por terceros, según la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013. El valor así obtenido se establecerá en la resolución por la que se fije la retribución correspondiente al ejercicio 2020.

En cualquier caso, el valor del término $COMGES_n^i$ establecido para cada empresa distribuidora será revisado al inicio de cada periodo regulatorio por la CNMC en base a la información regulatoria aportada por las empresas distribuidoras, al objeto de ajustarlo a los costes reales incurridos por las mismas.

7.3.3 *Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de la red de distribución*

Se establece un incremento de la retribución por operación y mantenimiento para aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil con el objetivo de lograr extender su vida y así evitar que el sistema incurra en nuevos costes de inversión innecesarios. Dicho incremento de retribución se establece a través del parámetro REVU (Retribución por Extensión de Vida útil), una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la misma, mediante la siguiente formulación:

$$REVU_n^i = \mu_{n-2}^i \times COM_{VU,n-2}^i$$

Donde,

$COM_{VU,n-2}^i$ es la retribución por costes de operación y mantenimiento a valores unitarios de referencia de cada elemento de inmovilizado “i” que continúa en servicio tras superar su vida útil regulatoria en el año “n-2”.

μ_{n-2}^i es el coeficiente de extensión de vida útil que tomará diferente valor en función de los años transcurridos (X) desde el final de la vida útil regulatoria de la instalación “i”, tal y como se detalla en la tabla siguiente:

Periodo (años x)	μ_a^i
5 primeros años	0,30
Años 6 a 10	$0,30 + 0,01 \cdot (X - 5)$
Años 11 a 15	$0,35 + 0,02 \cdot (X - 10)$
A partir del año 16	$0,45 + 0,03 \cdot (X - 15)$

³ El incremento de retribución se refiere sólo a instalaciones físicas y despachos puestos en servicio a partir del año 2015.

Tabla 2: *Coeficiente de extensión de vida útil de las instalaciones en función del número de años transcurridos desde la finalización de la misma*

No obstante, lo anterior, al margen de la aplicación del término REVU establecido en el artículo 15 de la circular, cabe señalar que las inversiones que se realicen sobre instalaciones existentes para proceder al alargamiento de su vida útil, serán retribuidas según los criterios establecidos para las nuevas inversiones en la propuesta de circular.

7.3.4 Retribución por otras tareas reguladas (ROTD)

La nueva metodología retributiva es continuista con la del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, estableciendo unos costes eficientes de realización de las distintas tareas, de lectura de contadores y equipos de medida de los clientes, de contratación a la facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, de planificación, de atención telefónica y de estructura.

Los costes eficientes por cliente que se han establecido para cada una de las tareas anteriores, han sido calculados sobre la base de los costes declarados por las empresas distribuidoras en la Circular 4/2015, de 22 de julio. A los efectos de retribuir cada una de ellas adecuadamente, se han establecido 6 tramos con sus respectivos valores unitarios para cada tarea.

El coste eficiente de realización de cada tarea, se obtendrá al multiplicar el número de clientes que tiene cada empresa distribuidora en cada uno de los nuevos 6 tramos, por cada uno de los valores unitarios que se han establecido.

La metodología de cálculo para la determinación de dichos valores unitarios por cliente de cada una de las tareas reguladas ha sido la siguiente:

- i. Se han considerado los costes unitarios por cliente declarados en la Circular 4/2015, por cada una de las empresas distribuidoras.
- ii. El valor unitario de retribución eficiente de cada tarea en los tres primeros tramos (0-1000)- (1001-10.000) - (10.001-100.000), se ha obtenido como la mediana de los valores declarados por cada empresa distribuidora incluida dentro de ese tramo, de acuerdo a su número total de consumidores activos.
- iii. El valor unitario de retribución eficiente de cada tarea en los tres tramos con mayor número de clientes (100.001-1.000.000) (1.000.001-5.000.000) –(>5.000.001), se ha obtenido como el valor más eficiente de entre todos los valores declarados por las empresas distribuidoras cuyo número total de consumidores activos, se encuentran en dicho tramo.

El establecimiento de niveles retributivos para cada una de estas tareas, basadas en costes promedio que se fijan al principio del periodo regulatorio, permite al distribuidor tener incentivos a rebajar el coste real de realizar cada tarea regulada durante todo el periodo, ya que la diferencia entre lo que percibe como retribución y el coste real de realizar cada tarea, es directamente un beneficio obtenido por

el distribuidor a lo largo del periodo regulatorio. Generalmente en estos métodos de regulación, al iniciarse un nuevo periodo regulatorio, se fijan unos nuevos valores unitarios iguales a los costes reales incurridos por las empresas en el periodo anterior.

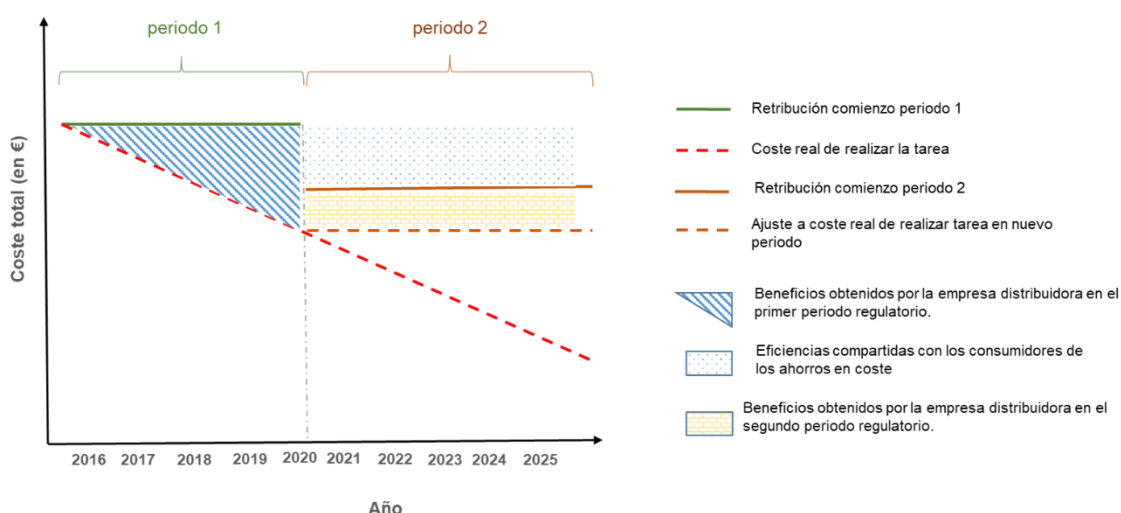


Figura 8: Representación del ajuste retributivo en el mecanismo de regulación por incentivos atenuada

No obstante, para que las empresas distribuidoras se puedan adecuar gradualmente a los nuevos valores, se van a mantener durante el periodo regulatorio, unos niveles retributivos ligeramente superiores a los que les corresponderían de considerar sus costes reales. Del total de la reducción de costes reales, se le permite a la empresa de distribución quedarse un porcentaje promedio “ α ” de los mismos. Dicho porcentaje promedio “ α ” se ha fijado en el 20% para el primer periodo regulatorio, tal y como puede observarse en la circular.

7.3.5 Supervisión y control de los planes de inversión

La principal novedad de esta circular es que la revisión de las inversiones no se realiza anualmente, sino trienalmente, llevándose a cabo a la evaluación de la ejecución de los planes de inversión al final de cada semiperiodo, con objeto de dar tiempo suficiente a la tramitación y construcción de instalaciones y así mitigar la afección retributiva que pudiera derivarse de retrasos por causas ajenas o imprevistos que pudieran acontecer.

7.3.6 Disposiciones relativas a la remisión de información a la CNMC

Con el fin de que toda la información aportada por las empresas eléctricas presente un carácter homogéneo, se dictarán las circulares pertinentes para el desarrollo de la información regulatoria de costes y para la obtención de toda aquella información que resulte necesaria para el cálculo de la retribución.

Dado que en los últimos años se ha comprobado que, de forma reiterada, determinadas empresas no cumplen sus obligaciones de remisión de

información en los formatos y plazos establecidos, en la circular se señala que, sin perjuicio de la posible sanción por falta de remisión o por remisión incorrecta de la información a que pudiera dar origen, la retribución de aquellas empresas que no procedan a la subsanación de los errores en la información remitida en los plazos establecidos, devengarán como retribución a cuenta hasta que se pudiera calcular la retribución, el cincuenta por ciento de la retribución correspondiente al año n-1.

Dichas medidas se establecen al objeto de que las empresas distribuidoras cumplan con las obligaciones establecidas en la normativa vigente como empresas titulares de activos regulados, ello sin perjuicio de que se puedan establecer plazos adicionales para la subsanación de errores derivados de hechos imprevistos o problemas informáticos puntuales.

7.3.7 Incentivo a la reducción de pérdidas

Se establece una nueva formulación al incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica, dado que, a la vista de la evolución de las pérdidas en los últimos ejercicios que se han incrementado significativamente para el conjunto del sector, se considera que el incentivo a la reducción de pérdidas establecido en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, no venía a cumplir su función. Ello puede ser constatado en la figura 16 del documento del Consejo Europeo de Reguladores de Energía titulado “CEER Report on Power Losses”, en el que se observa la evolución del porcentaje de pérdidas en distribución sobre el total de energía inyectada en la red en España.

En este sentido, cabe recordar que, hasta el año 2009, aquellos distribuidores cuyas pérdidas excedían las pérdidas estándares soportaban el coste de las mismas, ya que no podían trasladarlo a los consumidores que suministraban a tarifa, por lo que tenían un fuerte incentivo a reducirlas. No obstante, desde dicha fecha el distribuidor dejó de ser responsable de la adquisición de las pérdidas, por lo que la regulación ha tratado de paliar este efecto incluyendo diversos incentivos para que el distribuidor minimice sus pérdidas, que, si bien han supuesto un coste importante para los consumidores, no han conseguido disminuir las mismas en un nivel suficiente, tal y como se observa en la figura siguiente:

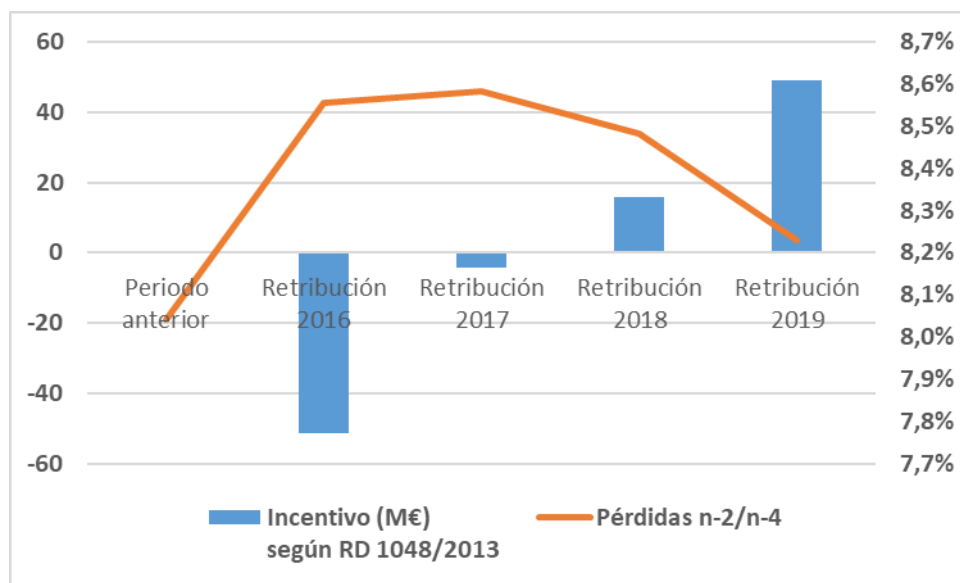


Figura 9: Evolución del nivel de pérdidas medio del sector según la metodología de cálculo establecida en el Real Decreto 1048/2013.

En la metodología de la circular se analiza la evolución de las pérdidas de cada una de las empresas distribuidoras, comparándose las pérdidas de cada empresa con las pérdidas medias del sector, empleando a estos efectos los coeficientes de pérdidas, a diferencia de la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, según la cual se comparaban consigo mismas, lo que en última instancia provocaba distorsiones en la internalización del incentivo.

Para ello, se obtiene la energía de pérdidas de cada empresa distribuidora elevando a barras de central tanto la energía medida en cada uno de los puntos frontera pf, como la energía medida en contador de los consumidores conectados a su red. Dicha elevación se lleva a cabo por periodo tarifario p del año k y por nivel de tensión j, según la siguiente expresión:

$$Eperd_{p,n-2}^i = \sum_{pf,j} E_{pfGD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j+1,n-2}^p) + \sum_{pf,j} E_{pTD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p) - \sum_{cons,j} E_{cons,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p)$$

En base a dichas pérdidas, se calcula para cada empresa distribuidora i, el importe correspondiente a las mismas, valorándolas al precio del mercado diario, calculado como la media aritmética, de todas las horas de cada periodo p del año correspondiente, afectado por un coeficiente de ajuste, según la siguiente expresión:

$$I_{n-2}^i = \sum_{p,n-2} Precio_{n-2}^p \cdot CA_{n-2}^p \cdot Eperd_{p,n-2}^i$$

El incentivo establecido tiene en cuenta, en primer lugar, la situación de cada empresa respecto a las obtenidas aplicando los coeficientes estándares de pérdidas, es decir:

- En caso de que la energía de pérdidas obtenida sea positiva, ($E_{perd_k^i} > 0$), la empresa debe abonar una penalización, por ser sus pérdidas superiores a las pérdidas estándares.
- En caso de que la energía de pérdidas obtenida sea negativa, ($E_{perd_k^i} < 0$), la empresa recibirá un incentivo, por ser sus pérdidas inferiores a las pérdidas estándares.

No obstante, las penalizaciones o incentivos correspondientes se establecen en función del grado de mejora o empeoramiento de la situación de la empresa respecto al ejercicio precedente.

Adicionalmente, el nuevo incentivo es, con carácter general, neutro para el sistema, al hacer que las bonificaciones de unos, se financien con las penalizaciones de otros. Para cumplir dicho objetivo de que el incentivo resulte neutro para el sistema, se incorpora un coeficiente de reparto ω que permite asignar el importe del incentivo de aquellas empresas que deben abonar penalización entre las que presentan un incentivo positivo, es decir:

$$\omega_n = \frac{-\sum_g P_n^g}{\sum_r I_{n-2}^r \cdot [1 - \Delta P_{n-4 \rightarrow n-2}^r \cdot 100]}$$

Donde:

- g son las empresas que tienen obligación de abonar penalización.
- r son las empresas que reciben incentivo.

En la figura siguiente se ilustra el procedimiento señalado para el cálculo:

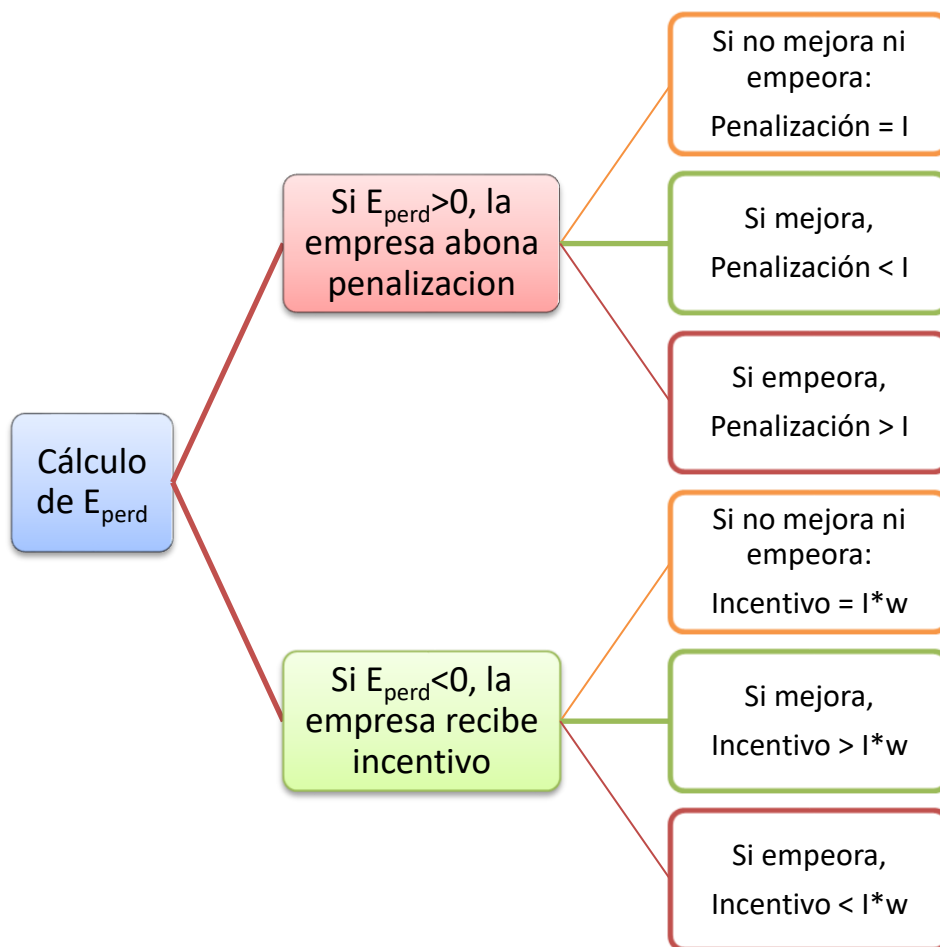


Figura 10: Metodología de cálculo del nuevo incentivo o penalización a la reducción de pérdidas.

En la figura anterior, I representa el importe correspondiente al valor de la energía de pérdidas según el precio del mercado diario, como se ha indicado anteriormente, y w es el coeficiente de reparto señalado.

Finalmente, se establecen unos valores de penalización y bonificación máximos que serán fijados por la CNMC al inicio de cada periodo regulatorio. Para el primer periodo regulatorio de aplicación de la circular, los valores máximos establecidos son los siguientes:

- El límite establecido a las penalizaciones máximas en el primer periodo regulatorio será $PMP_n^i = -2\% \cdot R_n^i$, siendo R_n^i la retribución para la empresa distribuidora i en el año n sin tener en cuenta los incentivos.
- El límite establecido a las bonificaciones máximas en el primer periodo regulatorio será $BMP_n^i = 2\% \cdot R_n^i$.

Cabe señalar que, si bien el objetivo del incentivo es que el mismo resulte neutro para el sistema, con la formulación propuesta, el importe excedentario resultante de aplicar el límite establecido a las bonificaciones máximas a percibir por las empresas distribuidoras no vuelve a ser repartido entre las mismas, por lo que

dicho importe sería un ingreso para el sistema. No obstante, tal y como se muestra en el apartado de análisis del impacto económico, dicho valor sería en cualquier caso residual respecto al importe total del incentivo.

Finalmente señalar que, con el objetivo de llevar a cabo una correcta comparación de las pérdidas de cada empresa con la media del sector, se va a llevar a cabo un análisis de caracterización de la tipología y topología de red que tienen las empresas distribuidoras para atender el suministro de sus clientes, dependiendo de su ubicación. Con ello se añadirá a la metodología de cálculo propuesta, una adecuada segmentación para cada tipología de mercado en que las empresas realizan su distribución de energía.

Por ello, los dos primeros años del periodo regulatorio de aplicación de la circular se seguirá aplicando el incentivo de reducción de pérdidas establecido en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

7.3.8 Incentivo a la mejora de la calidad

Se establece una nueva formulación del incentivo a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de energía eléctrica, dado que desde la implantación de la metodología del incentivo definido en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, de manera general no se ha observado una mejora en el nivel de calidad de las redes del distribuidor como consecuencia de la aplicación de la formulación anterior del incentivo, tal y como se muestra en la figura siguiente:

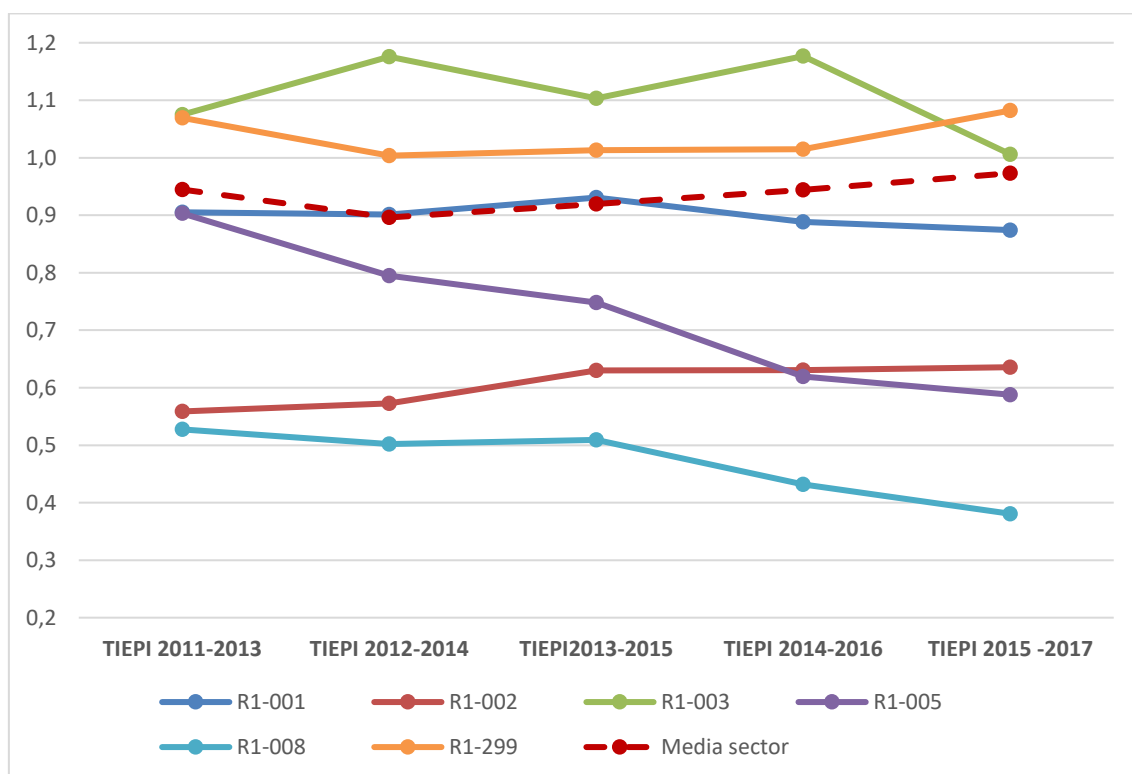


Figura 11: Evolución del TIEPI considerado en el cálculo del incentivo a la mejora de calidad establecido en el Real Decreto 1048/2013.

La falta de eficacia en la anterior formulación del incentivo, se puede constatar igualmente en la figura 2.6 del documento del Consejo Europeo de Reguladores de Energía titulado “6th CEER Benchmarking Report on all the Quality of Electricity and Gas Supply 2016” en la que se observa un estancamiento en la tendencia de mejora en la calidad de suministro eléctrica en los últimos tres años, frente a la evolución en los años anteriores.

En la anterior formulación del incentivo, al considerar en el objetivo los datos correspondientes a la propia empresa, se podía dar lugar a situaciones anómalas, en las que empresas que tuvieran niveles de calidad muy superiores a los exigidos en la norma, tuvieran que afrontar penalizaciones o, al contrario, empresas con niveles de calidad inferiores a la media, obtuvieran bonificaciones.

La utilización de un mecanismo híbrido de ponderación entre el promedio de la calidad nacional y el promedio de la calidad de las empresas distribuidoras del referido Real Decreto, hubiera podido ser un mecanismo adecuado si la distribución de los datos de calidad de las empresas fuera normal respecto a la media. Sin embargo, la realidad observada en los diagramas de caja que se muestran a continuación y en la que aparecen representados para cada zona, los niveles de calidad (medidos como TIEPI y NIEPI por zona de calidad) constata la existencia de un elevado número de atípicos y de un elevado grado de variabilidad en los datos de calidad observados (cada punto representa un dato atípico).

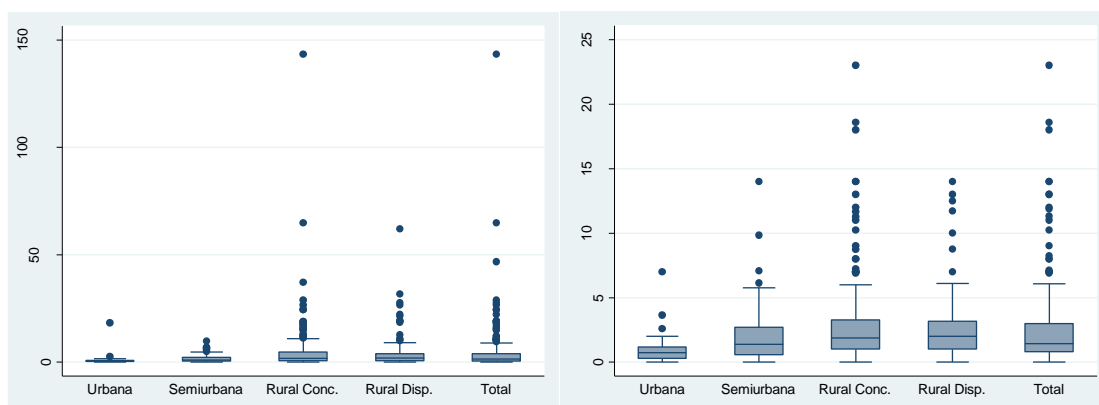


Figura 12: Diagrama de caja de los niveles de TIEPI y NIEPI observados en el año 2017, para cada una de las zonas de calidad.

La existencia de valores tan dispares en los tiempos de interrupción hace que la utilización simultánea de datos promedio e individuales, no sea el método más adecuado para incentivar la mejora de la calidad.

Con objeto de paliar todo lo anterior, el nuevo modelo propuesto para este incentivo se basa en que las empresas se comparan exclusivamente con la media sectorial, es decir, compiten unas con otras y no, como sucedía antes, que se comparaban simultáneamente respecto a sí mismas y con la media

sectorial, lo que en última instancia provocaba distorsiones en la internalización del incentivo.

El nuevo incentivo es siempre neutro para el consumidor y para el sistema, al hacer que las bonificaciones de unos, financien con las penalizaciones de otros y clarificando la referencia a batir (calidad promedio) sin que se haga preciso establecer un objetivo de mejora difícil de cuantificar.

La mejora de la calidad de suministro se sigue basando en la observación, tanto de los tiempos como del número de interrupciones del suministro y consiste en el análisis de la variación que ha experimentado el TIEPI y NIEPI⁴ de una empresa, en las distintas zonas, con respecto a la media del sector, para lo cual se define un indicador denominado en adelante “índice de cumplimiento de calidad promedio”.

La formulación concreta del incentivo se basa en calcular un indicador que nos permita expresar en un único número la variación porcentual entre los valores de calidad obtenidos por cada empresa en la zona donde presta servicio.

$$CX_n^i = \sum_j \frac{[\overline{X_{n-2 \rightarrow n-4}^{i,j}} - (\overline{X_{n-2 \rightarrow n-4}^j})]}{(\overline{X_{n-2 \rightarrow n-4}^j})} (W_n^{i,j})$$

Donde:

CX: indicador de cumplimiento de calidad promedio observado a efectos de incentivo, tomando dos posibles valores (X puede ser tanto TIEPI, como NIEPI).

$\overline{X_{n-2 \rightarrow n-4}^{i,j}}$: promedio del indicador de calidad de la empresa distribuidora i entre los años n-2 a n-4, en la zona j (en horas para TIEPI, en nº interrupciones para NIEPI).

$\overline{X_{n-2 \rightarrow n-4}^j}$: promedio nacional del indicador de calidad entre los años n-2 a n-4, en la zona j (en horas para TIEPI, en nº interrupciones para NIEPI).

$W_n^{i,j}$: factor de ponderación asignado por empresa i, a efectos de ponderar por zona de calidad, en el año n. (en %).

La consideración de los últimos tres años en el cálculo del incentivo se realiza con la intención de eliminar posibles efectos adversos en años concretos, imposibles de gestionar por las empresas distribuidoras.

En relación con $W_n^{i,j}$, y con objeto de ponderar adecuadamente las variaciones porcentuales que se producen en cada una de las zonas, se ha empleado una

⁴ Número de Interrupciones Equivalentes a la Potencia Instalada

formulación genérica en el cuerpo de la circular, que permite ajustar dicho factor de ponderación a la variable que se pudiera considerar la más adecuada. Para el primer periodo de aplicación de la circular, se ha establecido, en disposición adicional, como variable a efectos de ponderación la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora.

El **Indicador de cumplimiento de calidad promedio** muestra a través de un único número, la relación entre los valores de calidad de cada empresa y las medias nacionales. Su signo nos indica si una empresa va a pagar una penalización (signo positivo) o si va a recibir una bonificación (signo negativo).

En aquellos casos en los que el Indicador de cumplimiento de calidad promedio muestra un empeoramiento moderado de la calidad de servicio en el periodo analizado, se asignan penalizaciones graduales a cada empresa hasta alcanzar la penalización máxima. Se considera como empeoramiento moderado a aquellos valores positivos del Indicador de cumplimiento de calidad promedio, que se sitúan por debajo 50%.

En aquellos casos en los que empeora sustancialmente la calidad de servicio (valores positivos del indicador de cumplimiento de calidad promedio iguales o superiores a un determinado umbral o que resulte imposible efectuar el cálculo del indicador de calidad promedio), se asignan a las empresas las penalizaciones máximas.

Con el objeto de que el mecanismo de incentivos a la mejora de la calidad de servicio se efectúe de una forma equilibrada, el incentivo continúa estando desdoblado entre incentivo a la mejora del TIEPI, e incentivo a la mejora del NIEPI y se aplican ambos mecanismos de forma simultánea.

Como consecuencia de los elevados valores históricos observados en el Indicador **de cumplimiento de calidad promedio en algunas empresas**, y con el propósito de establecer un mecanismo que incentive seriamente la mejora de los niveles de calidad, se ha establecido la posibilidad de duplicar el porcentaje máximo de penalización si una empresa distribuidora presenta indicadores de cumplimiento de calidad promedio superiores al 150% durante tres años, que le serán de aplicación durante el mismo número de años en los que dicho umbral haya sido rebasado.

El que se observe en el indicador de cumplimiento de calidad promedio valores superiores al 150% durante tres años consecutivos, supone que la calidad que perciben los clientes de dicha distribuidora presenta un profundo deterioro, por lo que la duplicación en el porcentaje de penalización supone, per se, un ajuste retributivo respecto la negativa evolución en la calidad observada, que debiera fomentar una mayor orientación de sus operaciones a la mejora de la calidad de servicio.

En aquellos casos en los que el Indicador de cumplimiento de calidad promedio muestra una mejora moderada de la calidad de servicio en el periodo analizado,

se asignan bonificaciones graduales a cada empresa hasta alcanzar la bonificación máxima, afectadas por un coeficiente de reparto destinado a garantizar que las penalizaciones cubran las bonificaciones. Se considera como mejora moderada a aquellos valores negativos del Indicador de cumplimiento de calidad promedio, que se sitúan por encima del 70%.

En aquellos casos en los que mejora sustancialmente la calidad de servicio (valores negativos del indicador de cumplimiento de calidad promedio iguales o inferiores a un determinado umbral), se asignan a las empresas las bonificaciones máximas afectadas del referido coeficiente de reparto destinado a garantizar que las penalizaciones cubren las bonificaciones.

Por tanto, en aplicación del nuevo incentivo a la mejora de la calidad, una empresa distribuidora observaría una función de incentivo/penalización como la que se muestra en la siguiente figura, en función de su nivel obtenido en el indicador de cumplimiento de la calidad promedio:

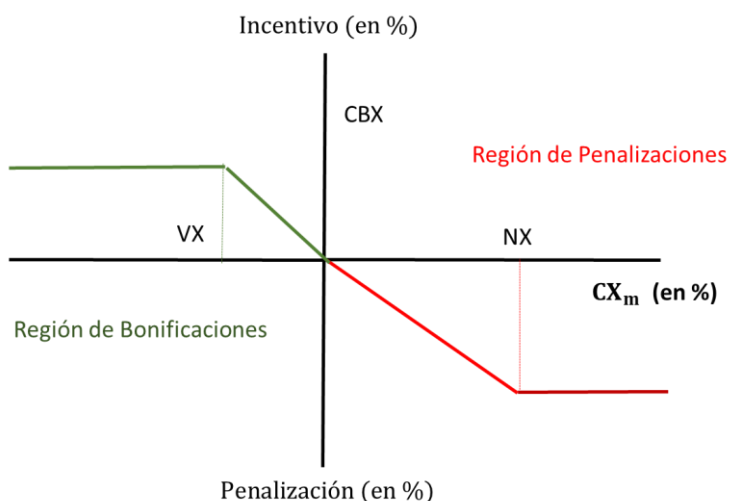


Figura 13: Esquema de incentivos a la mejora de la calidad de servicio en función del índice de cumplimiento de la calidad promedio.

7.3.9 Eliminación del incentivo de Fraude

Tal y como la CNMC puso de manifiesto en el informe de fecha 16 de julio de 2015 sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico⁵, la norma reguladora actualmente vigente resulta imprecisa en algunos aspectos relacionados, entre otros, con los plazos y responsabilidades de los agentes que intervienen en el proceso de detección y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico. Esta falta de precisión ha provocado que las actuaciones de las empresas

⁵ Expediente PDN/DE/001/2015

distribuidoras en lo que se refiere a la refacturación de las cantidades defraudadas adolezcan en muchas ocasiones de la transparencia y rigor necesarios para garantizar los derechos de los consumidores, lo que está siendo objeto de numerosas reclamaciones por parte de los mismos.

Se considera que el incentivo a la reducción del fraude establecido en el Real Decreto 1048/2013 de 27 de diciembre, no ha solucionado la problemática existente, considerándose que la modificación del incentivo de pérdidas propuesta en la metodología incluida en la circular es suficiente para incentivar a las distribuidoras a perseguir este tipo de actuaciones.

No obstante, dicha revisión debería ir asimismo acompañada de un mayor desarrollo de la normativa, no sólo en lo que se refiere a los criterios de estimación de la energía y/o potencia no facturada en los supuestos en los que se demuestre la existencia de fraude, sino también en el establecimiento de criterios y herramientas que permitan a las empresas distribuidoras luchar contra este tipo de actuaciones y que además permitan diferenciar dichas situaciones de aquellas que se entienden como anomalías y que, por ende, requieren un tratamiento distinto.

Por último y dado que la eliminación del incentivo de fraude iba ligado al cambio metodológico del cálculo del incentivo de pérdidas propuesto en la Circular, y dado que este no será de aplicación los dos primeros años del periodo regulatorio de aplicación de la circular, igualmente se seguirá aplicando el incentivo de fraude establecido en el Real Decreto 1048/2013, durante dichos dos primeros años del periodo regulatorio.

7.3.10 Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades

Ante los supuestos de activos financiados por el sistema eléctrico que son empleados en la realización de otras actividades (obteniéndose por ello unos ingresos de explotación), se ha previsto la posibilidad de realizar un ajuste en la retribución anual a reconocer a una empresa distribuidora en atención a tales ingresos obtenidos. Se prevé asimismo el establecimiento de una metodología de ajuste retributivo, considerándose mientras no se apruebe la misma el cincuenta por ciento de los ingresos anuales obtenidos en la realización de actividades diferentes a la distribución de electricidad a los efectos de minorar el valor anual de la retribución.

7.3.11 Disposición derogatoria

La circular derogaría toda normativa que se oponga a lo dispuesto en la misma.

7.3.12 Entrada en vigor e inicio de aplicación

La circular contempla su entrada en vigor al día siguiente a su publicación en el BOE, siendo de aplicación a partir del 1 de enero de 2020.

8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

8.1. Impacto económico

En este apartado se efectúa un análisis del impacto económico en el sistema eléctrico de la introducción de cada una de las modificaciones propuestas en la nueva metodología retributiva desarrollada en esta circular. Dicho impacto económico es una estimación de los costes a lo largo del periodo 2020-2025, teniendo en cuenta las hipótesis de cálculo indicadas en cada impacto analizado de forma individual.

8.1.1. Impacto de las modificaciones en la metodología de cálculo de la retribución a la inversión.

Como se ha señalado, una parte importante de las inversiones declaradas por las empresas distribuidoras no pueden valorarse según los valores unitarios de referencia, al tratarse de instalaciones efectuadas a coste no completo.

En concreto, del conjunto de actuaciones efectuadas por las empresas en los ejercicios 2016 y 2017, únicamente el 27% son inversiones de tipo-0, es decir, instalaciones a coste completo, representado el 47% (867 millones de euros) del valor total de inversión auditado. La distribución por tipo de instalación para este tipo de actuaciones se detalla en la tabla siguiente:

	2016		2017		TOTAL	
	N	VA	N	VA	N	VA
LÍNEAS AT	5.961	178 M€	7.986	210 M€	1.3947	388 M€
LÍNEAS BT	56.865	92 M€	77.577	98 M€	134.442	190 M€
CT	1.453	40 M€	2.057	48 M€	3.510	88 M€
EM	2.733	14 M€	4.459	19 M€	7.192	33 M€
MÁQUINAS	49	31 M€	34	16 M€	83	46 M€
POSICIONES	346	65 M€	329	58 M€	675	123 M€
TOTAL	67.407	419 M€	92.442	448 M€	159.849	867 M€

Tabla 3: Número de actuaciones (N) y Valor Auditado (VA) de inversiones tipo 0 (valoradas según costes unitarios) para cada tipo de instalación en 2016 y 2017

Respecto a la evolución anual, no se aprecian diferencias significativas entre 2016 y 2017, siendo ligeramente superiores las inversiones en 2017. Destaca la disminución en el valor de inversión destinado a máquinas que pasa de 31 millones de euros a 16 millones de euros.

De los datos analizados se desprende que 56% de las inversiones efectuadas por las empresas se realizan con un coste inferior o igual al valor de referencia. La distribución por tipo de instalación se ilustra en la figura siguiente. En todos los casos, la mayoría de las actuaciones se realizan con un coste inferior al valor de referencia.

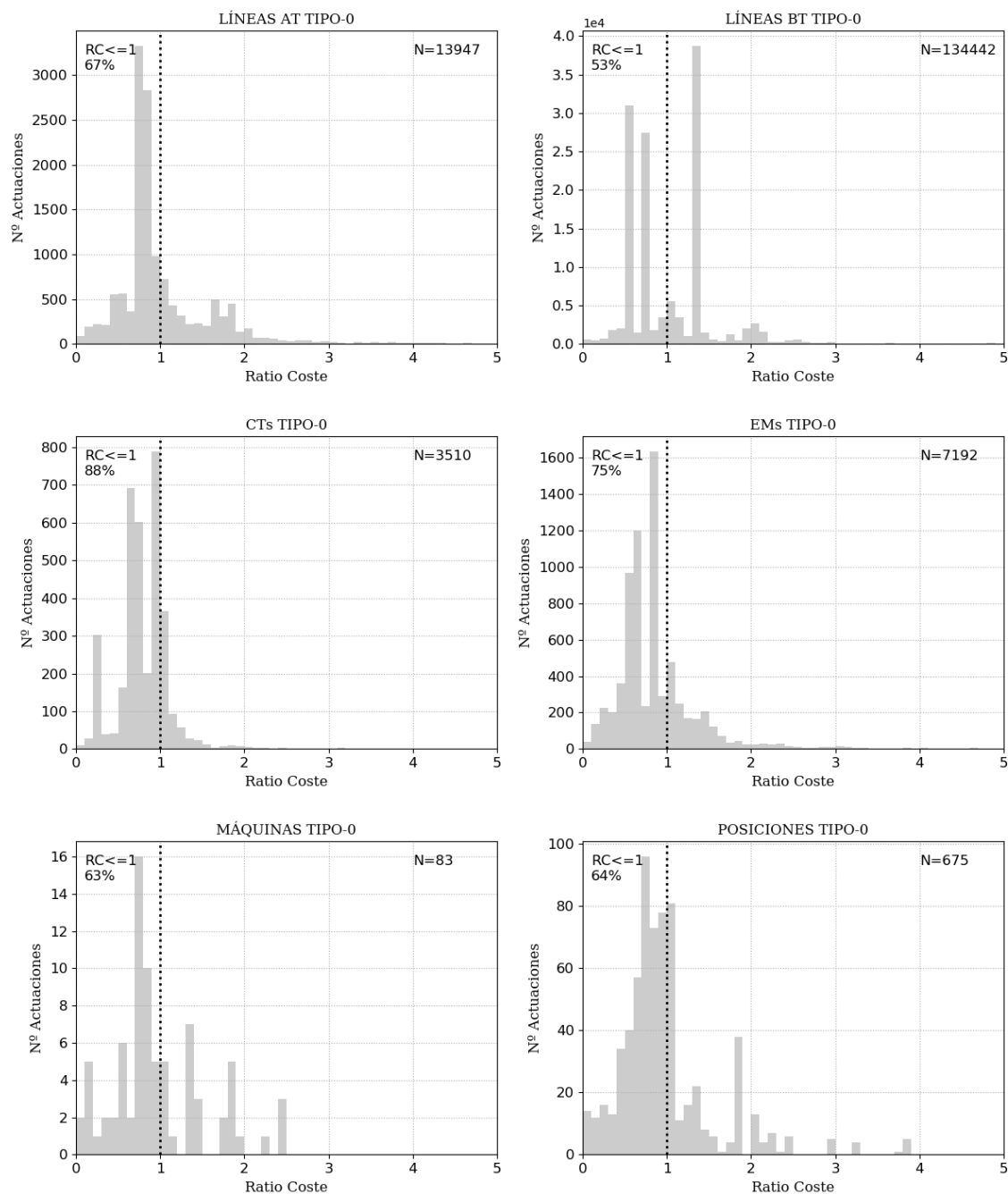


Figura 14: Comparativa de los costes reales declarados por las empresas distribuidoras para instalaciones realizadas a coste completo (inversiones tipo 0) en los ejercicios 2016 y 2017 respecto al valor unitario de referencia.

Al margen de la posible necesidad de modificar a futuro los valores de referencia vigentes para algunas tipologías de instalaciones, de lo anterior se deduce que, dado que una parte importante de las inversiones ya se estaban retribuyendo a valor auditado, por no corresponderse directamente con las tipologías definidas en la Orden IET/2660/2015, y que un porcentaje significativo de las actuaciones se realiza a un coste inferior al valor de referencia, las modificaciones propuestas

en la circular no tendrían un impacto económico significativo, si bien otorgarían cierta flexibilidad a las empresas en la ejecución de sus inversiones.

No obstante, como se recoge en la propuesta de circular, se considera necesario establecer limitaciones a mitad de cada periodo regulatorio respecto a los valores unitarios de referencia, con el objetivo de asegurar la sostenibilidad económico financiera del sistema, incentivando a las empresas a que opten por la solución más eficiente según las características específicas de sus redes de distribución.

Por otro lado, para ilustrar la disparidad de criterios en las declaraciones efectuadas por las empresas distribuidoras, cabe destacarse que del conjunto de actuaciones llevadas a cabo por las empresas distribuidoras en los ejercicios 2016 y 2017, el 50% se corresponden con inversiones de tipo-2 (no asociadas a unidades físicas), representado el 25% (459 millones de euros) del valor total de inversión auditado, tal y como se muestra en la figura siguiente:

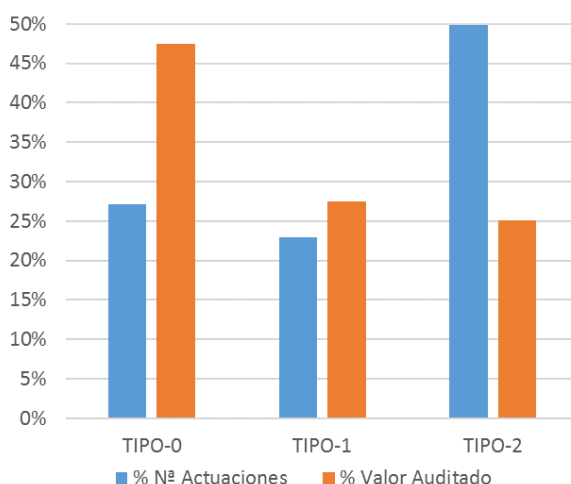


Figura 15. Distribución del Nº de Actuaciones y del Valor Auditado según el tipo de inversión.

En concreto, la mayoría de las inversiones declaradas como tipo-2 son destinadas a líneas de alta tensión y centros de transformación:

	2016		2017		TOTAL	
	N	VA	N	VA	N	VA
LÍNEAS AT	41.512	81M€	39.162	74M€	80.674	155M€
LÍNEAS BT	15.541	14M€	12.454	13M€	27.995	27M€
CT	16.897	77M€	141.622	104M€	158.519	181M€
EM	150	684.403 €	534	1M€	684	2M€
MÁQUINAS	219	7M€	3.309	8M€	3.528	14M€
POSICIONES	4.765	34M€	17.487	46M€	22.252	80M€
TOTAL	79.084	213M€	214.568	246M€	293.652	459M€

Tabla 4: Número de actuaciones (N) y Valor Auditado (VA) de inversiones tipo 2 para cada tipo de instalación en 2016 y 2017

Considerando los criterios especificados en la Circular 4/2015, de 22 de julio, se señala que algunas de las inversiones declaradas por las empresas distribuidoras en esta tipología de inversiones, dado el reducido coste que representan respecto al valor unitario de referencia, deberían ser consideradas como gastos por operación y mantenimiento, y no retribuidas como inversión.

Para analizar esta casuística, para las inversiones de tipo-2 se ha evaluado la distribución de las actuaciones en función de intervalos de Ratio Coste (RC) definidos como: $RC < 0.5$; $0.5 \leq RC \leq 1$ y $RC > 1$. Es decir, la clasificación anterior se correspondería con actuaciones cuyo valor real de inversión es inferior al 50% del correspondiente a la aplicación de los valores unitarios de referencia, actuaciones comprendidas entre el 50% y el 100% de dicho valor, e inversiones realizadas por un valor superior al resultante de aplicar los valores unitarios de referencia.

De los resultados obtenidos, representados en la figura siguiente, se desprende que el 99.06% del total de las actuaciones de tipo-2 se realizan con $RC < 0.5$, es decir, por debajo del 50% del coste obtenido aplicando los valores unitarios de referencia.

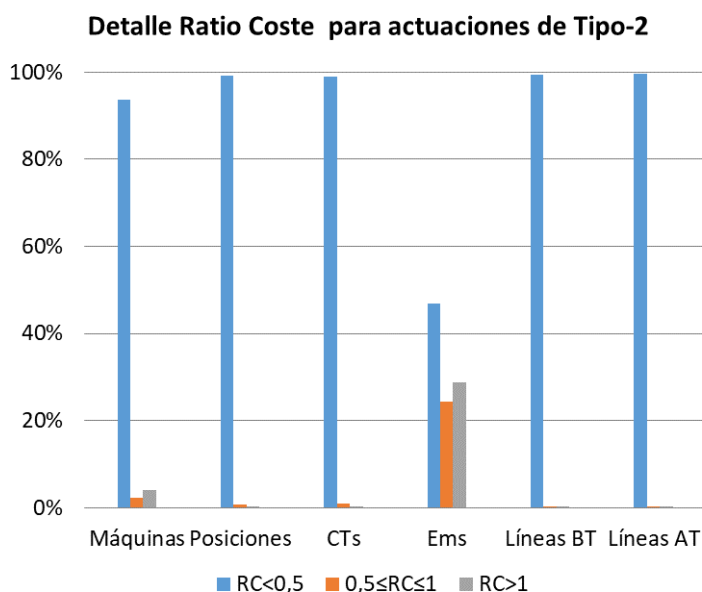


Figura 16. Distribución de las actuaciones en los distintos intervalos de ratio coste (RC) ($RC < 0.5$; $0.5 \leq RC \leq 1$ y $RC > 1$) para el conjunto de empresas distribuidoras para inversiones de tipo 2 por tipo de instalación.

Considerando el tipo de instalación, se observa que para los elementos de mejora el 47% de las actuaciones tienen un $RC < 0.5$, este porcentaje asciende al 94% en el caso de las máquinas y alcanza el 99% para posiciones, centros de transformación y líneas de alta y baja tensión.

En lo que se refiere a las inversiones tipo-1 (instalaciones a coste no completo), representaron un valor auditado de 256 millones de euros en 2016 y 245 millones de euros en 2017. Al objeto de establecer una categorización de este tipo de

actuaciones, en 2018 la CNMC realizó una petición de información a las empresas distribuidoras. Para ello, se definieron una serie de posibles actuaciones para cada tipo de instalación y se pidió a las empresas que asignaran el porcentaje de modificación que cada una de ellas podría implicar en relación a la instalación inicial. Además, se instó a las empresas a incluir aquellas actuaciones que, no habiendo sido definidas por la CNMC, debieran tenerse en cuenta.

Del análisis de la información recibida por las empresas distribuidoras se ha concluido que en el momento actual no es posible establecer un valor parcial respecto al coste unitario para este tipo de actuaciones, dada la amplia casuística detectado, si bien se considera necesario establecer una serie de criterios que permitan clasificar las actuaciones declaradas de manera homogénea, diferenciándolas de las inversiones tipo-2, y asimilando a las instalaciones a coste completo (tipo-0) aquellas con un coste muy próximo al resultante de aplicar el valor unitario de referencia correspondiente.

De todo lo anterior se deduce la importancia de establecer criterios que permitan asegurar una retribución homogénea de actuaciones de similares características para el conjunto del sector. Si bien no es posible estimar el impacto económico concreto de las medidas introducidas, se considera que las mismas contribuirán a mejorar la transparencia en el tratamiento de las inversiones declaradas por las empresas.

8.1.2. Impacto de la introducción del término COMGES

El componente gestionable de la retribución de la **actividad de distribución (COMGES)** engloba la retribución por operación y mantenimiento de todas las instalaciones en servicio, la retribución por operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas y la retribución del IBO que no se corresponda con despachos y terrenos ni con inversiones en digitalización y automatización de redes.

Para valorar el impacto de la aplicación del citado término en el periodo 2020-2025, se ha procedido a compararlo con el resultado de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, para el cálculo de la retribución del ejercicio 2020, empleando la nueva tasa de retribución propuesta por la CNMC, y la información remitida sobre las inversiones realizadas en el ejercicio 2018 por las empresas distribuidoras.

Como se observa en la figura siguiente, el ajuste efectuado como consecuencia de la introducción del término COMGES en el primer año del periodo regulatorio no es significativo para el conjunto del sector, dado que, como se ha señalado, para el primer año de aplicación del nuevo componente no gestionable (retribución correspondiente al ejercicio 2020), el cálculo se realizará en base a los valores de ROM, ROMNLAE y $RI_{Otro\ IBO}$ obtenidos según la metodología actualmente vigente, establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre. La leve diferencia resultante de la comparativa reside en el hecho de que la metodología del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, no

descontaba las bajas efectuadas en un año n hasta la retribución correspondiente al ejercicio $n+3$, mientras que, en la nueva metodología propuesta, el término COMGES para el año n considera también las bajas efectuadas en el ejercicio $n-2$.

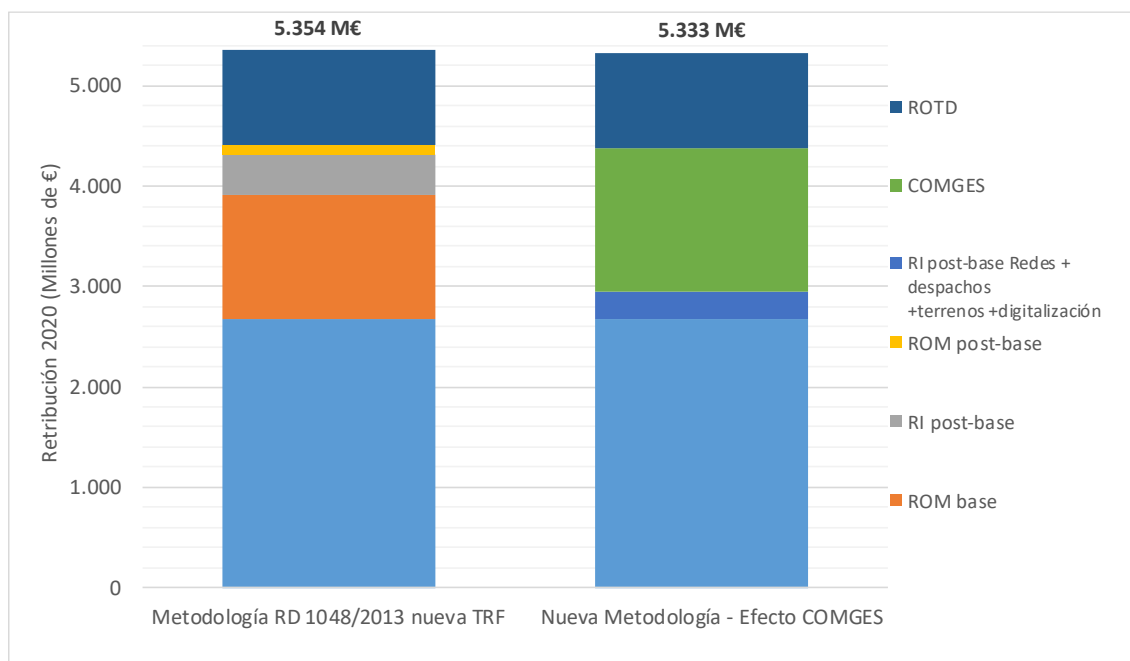


Figura 17. Estimación del término COMGES en la retribución sin incentivos del primer año del primer periodo regulatorio de aplicación de la circular.

Asimismo, se debe señalar que al igual que se hace para el ejercicio 2020, se prevé para el COMGES₂₀₂₁ una medida singular que contemple las inversiones en otro IBO distintas de la digitalización, que hayan llevado a cabo las empresas distribuidoras en el ejercicio 2019.

Dado que uno de los efectos perseguidos con la introducción de este término es establecer un cierto grado de competencia entre las empresas distribuidoras para reducir los costes de explotación, así como de dotarlas de cierta flexibilidad en la gestión de sus activos no directamente ligados a unidades físicas, es difícil realizar una estimación del efecto a largo plazo de la introducción de esta modificación metodológica.

No obstante, al objeto de valorar el posible impacto en el primer periodo regulatorio, se ha llevado a cabo una estimación de la retribución sin incentivos derivada de la introducción de este nuevo término, comparándola con la resultante de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013 aplicando tanto la nueva tasa propuesta por la CNMC (5,58%), como la tasa actualmente vigente (6,503%), considerando que en el ejercicio 2020 la tasa

aplicada es del 6,0033%. Los resultados obtenidos se muestran en la figura siguiente:

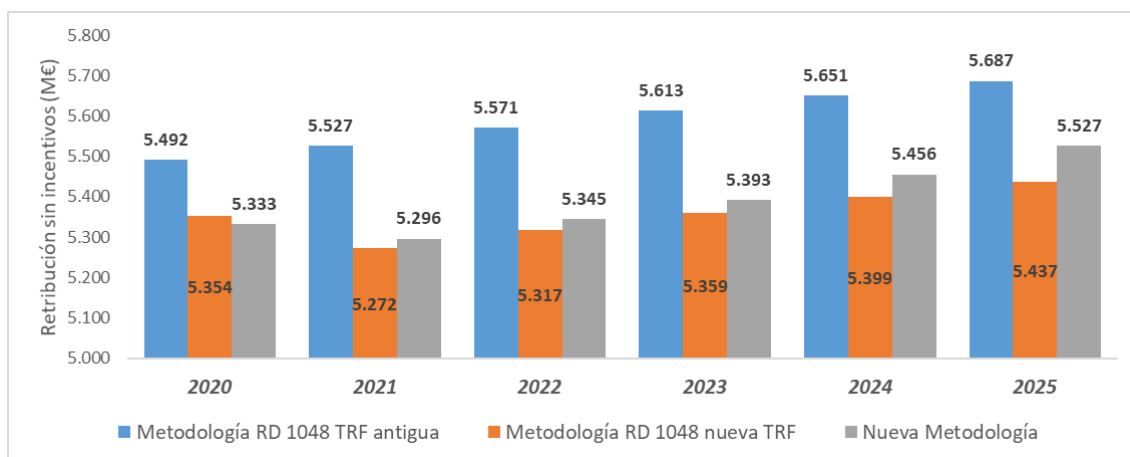


Figura 18. Estimación del impacto de la introducción del término COMGES en la retribución sin incentivos del primer periodo regulatorio de aplicación de la circular.

De la figura anterior se deduce que el mayor impacto retributivo vendrá determinado por la reducción de la tasa de retribución financiera, que será la fijada al inicio del periodo regulatorio según la circular de la CNMC por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

En concreto, la modificación de la tasa de retribución financiera produciría una reducción estimada de la retribución del conjunto del sector en el primer periodo regulatorio cercana al 4,2%⁶. Por su parte, el impacto de la introducción del término COMGES para el primer periodo regulatorio se situaría en torno al 0,6% de la retribución sin incentivos para el conjunto del sector.

8.1.3. Impacto de la modificación del cálculo del término ROTD

El impacto de la modificación del cálculo del término ROTD viene determinado principalmente por tres factores:

- En primer lugar, por la actualización de los costes de realizar cada una de las tareas
- En segundo lugar, por el porcentaje de las variaciones al coste actual que se le permite retener a las empresas distribuidoras
- Finalmente, por la eliminación del factor de retardo retributivo en todas las tareas, salvo en la retribución en concepto de Tasas de ocupación de la vía pública

⁶ En dicha estimación no se han tenido en cuenta los incentivos.

A nivel global, la fórmula retributiva establecida a nivel agregado sigue siendo prácticamente la misma, con excepción de la eliminación en la misma del factor de retardo retributivo que introduce una reducción estimada de dichos importes del 6,50333%, quedando la fórmula retributiva como se muestra a continuación:

$$ROTD_n^i = (RL_n^i + RC_n^i + RT_n^i + RP_n^i + RE_n^i) + (RTA_n^i \cdot FRRAT_n)$$

Al respecto, cabe señalar que dicha eliminación del factor de retardo retributivo se ha llevado a cabo al entender el objetivo de dicho factor tal y como había sido formulado estaba destinado a compensar el coste financiero motivado por el retraso entre la puesta en servicio de una instalación y el devengo de la misma, lo cual no aplica en modo alguno a las otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras, que con excepción de la tasa de ocupación de la vía pública son calculadas con fórmulas retributivas que permiten anticipar el coste de realizar la actividad cada uno de los años y por tanto no es preciso incorporar en su fórmula retributiva un parámetro destinado a compensar el coste de oportunidad del dinero gastado en estas tareas.

En el caso del componente de término ROTD destinado a sufragar la tasa de ocupación de la vía pública, precisamente por su naturaleza de “pass through”, se ha considerado necesario incluir un componente que permita recuperar a las empresas distribuidoras el coste de oportunidad del dinero gastado en ese componente, que al no tratarse de un importe invertido en activos y efectuarse en un contexto libre de riesgos, el factor de retardo retributivo que se ha considerado emplea el tipo libre de riesgo empleado para el cálculo de la tasa de retribución de la actividad.

Para calcular el impacto de la modificación del cálculo del término ROTD en el nuevo mecanismo retributivo, para cada uno de los términos, con excepción de la tasa de ocupación de la vía pública que se mantiene como elemento “pass through”, es preciso realizar las siguientes hipótesis:

- Se han empleado las curvas de costes de realización de cada una de las tareas por una empresa eficiente, obtenidas como función de costes totales y discriminando en cada una de ellas cada uno de los valores unitarios en cada uno de sus rangos (CLE, CCE, CTE, CPE y CEE).
- Se ha considerado un factor de reparto entre el coste de las distintas tareas en el año n-2 y el correspondiente a la retribución de dichas tareas el último año del periodo regulatorio anterior, del $\alpha_l = \alpha_c = \alpha_t = \alpha_p = \alpha_e = 20\%$.
- No se han considerado los impactos relativos al Factor indicativo del cumplimiento de las tareas de lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes (FLA_n^i) ni al Factor indicativo del cumplimiento de las obligaciones en calidad comercial de los clientes conectados a sus redes (FCA_n^i).

En relación con la tarea de lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes (RL_n^i), la aplicación del nuevo mecanismo retributivo, ajustando a costes actuales de desarrollar esta tarea de lectura,

supone pasar de una retribución explícita por esta tarea que se situaba en torno a los 101 millones de euros en la propuesta retributiva de la CNMC para la retribución del año 2019, a un importe total de 58,6 millones de euros que surgiría de su aplicación en el año 2020 para una tasa de crecimiento en el número de puntos de suministro del 0.5% anual.

La proyección que se obtiene de aplicar el nuevo mecanismo retributivo a la tarea de lectura de contadores y equipos de medida, en función de diferentes hipótesis de tasa de crecimiento de los puntos de suministro activos, puede observarse en la siguiente tabla:

Coste	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RL (Lectura) en M€	0,00%	58,44	58,44	58,44	58,44	58,44	58,44
	0,25%	58,54	58,63	58,73	58,82	58,92	59,01
	0,50%	58,63	58,82	59,01	59,20	59,39	59,59
	0,75%	58,72	59,01	66,67	59,59	59,88	60,17
	1,00%	58,82	59,20	59,58	59,97	60,37	60,76
	1,25%	58,91	59,39	59,87	60,36	60,86	61,36
	1,50%	59,01	59,58	60,16	60,76	61,36	61,97

Tabla 5: Evolución prevista en la retribución de la tarea de lectura de contadores y equipos de medida en aplicación del nuevo mecanismo establecido en la circular.

En relación con la tarea de contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos (RC_n^i), la aplicación del nuevo mecanismo retributivo supone pasar de una retribución en torno a los 106 millones de euros, según la propuesta retributiva de la CNMC para la retribución del año 2019, a un importe estimado de 66 millones de euros que surgiría de su aplicación en el año 2020 para una tasa de crecimiento en el número de puntos de suministro del 0.5% anual.

Es preciso señalar que, en la estimación de los costes, dentro de la tarea de contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, se han incluido los costes derivados de la actualización anual del calendario, junto con los costes derivados de la parametrización ante cambios en las condiciones contractuales, de equipos de medida. En este sentido, por dichas actuaciones no debería imponerse obligación de abono a los clientes, dado que las mismas se encuentran retribuidas dentro de este concepto.

La proyección que se obtiene al aplicar el nuevo mecanismo retributivo a la tarea de contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, en función de las diferentes hipótesis de tasa de crecimiento de los puntos de suministro activos, puede observarse en la siguiente tabla:

Coste	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RC (Contratación) en M€	0,00%	65,88	65,88	65,88	65,88	65,88	65,88
	0,25%	65,96	66,05	66,13	66,21	66,30	66,38
	0,50%	66,05	66,21	66,38	66,55	66,72	66,89
	0,75%	66,13	66,38	76,05	66,89	67,14	67,40
	1,00%	66,21	66,55	66,89	67,23	67,57	67,92
	1,25%	66,30	66,72	67,14	67,57	68,01	68,45
	1,50%	66,38	66,88	67,40	67,92	68,45	68,98

Tabla 6: Evolución prevista en la retribución de la tarea de contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, en aplicación del nuevo mecanismo establecido en la circular.

En relación con la tarea de atención telefónica a los clientes conectados a sus redes (RT_n^i), la aplicación del nuevo mecanismo retributivo supone pasar de una retribución en torno a los 24 millones de euros, según la propuesta retributiva de la CNMC para la retribución del año 2019, a un importe estimado de 24,2 millones de euros que surgiría de su aplicación en el año 2020 para una tasa de crecimiento en el número de puntos de suministro del 0.5% anual.

La proyección que se obtiene de aplicar el nuevo mecanismo retributivo a la tarea de atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, en función de las diferentes hipótesis de tasa de crecimiento de los puntos de suministro activos, puede observarse en la siguiente tabla:

Coste	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RT (Atención telefónica)	0,00%	24,17	24,17	24,17	24,17	24,17	24,17
	0,25%	24,21	24,25	24,30	24,34	24,38	24,43
	0,50%	24,25	24,34	24,43	24,51	24,60	24,70
	0,75%	24,30	24,43	28,32	24,70	24,84	24,99
	1,00%	24,34	24,51	24,69	24,88	25,08	25,29
en M€	1,25%	24,38	24,60	24,83	25,08	25,34	25,59
	1,50%	24,43	24,69	24,98	25,29	25,59	25,90

Tabla 7: Evolución prevista en la retribución de la tarea de atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, en aplicación del nuevo mecanismo establecido en la circular.

En relación con la tarea de planificación (RP_n^i), la aplicación del nuevo mecanismo retributivo supone pasar de una retribución en torno a los 48 millones de euros, según la propuesta retributiva de la CNMC para la retribución del año 2019, a un importe estimado de 58,6 millones de euros que surgiría de su aplicación en el año 2020 para una tasa de crecimiento en el número de puntos de suministro del 0.5% anual.

La proyección que se obtiene de aplicar el nuevo mecanismo retributivo a la tarea de planificación, en función de diferentes hipótesis de tasa de crecimiento de los puntos de suministro activos, puede observarse en la siguiente tabla:

Coste	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RP (Planificación)	0,00%	58,43	58,43	58,43	58,43	58,43	58,43
	0,25%	58,55	58,68	58,80	58,93	59,05	59,18
	0,50%	58,68	58,93	59,18	59,43	59,69	59,95
	0,75%	58,80	59,18	60,05	59,94	60,33	60,72
	1,00%	58,93	59,43	59,94	60,46	60,98	61,51
en M€	1,25%	59,05	59,68	60,33	60,98	61,64	62,31
	1,50%	59,18	59,94	60,71	61,50	62,30	63,12

Tabla 8: Evolución prevista en la retribución de la tarea de planificación, en aplicación del nuevo mecanismo establecido en la circular.

En relación con la retribución por costes de estructura (RE_n^i), la aplicación del nuevo mecanismo retributivo supone pasar de una retribución en torno a los 453 millones de euros, según la propuesta retributiva de la CNMC para la retribución del año 2019, a un importe estimado de 457,9 millones de euros que surgiría de su aplicación en el año 2020 para una tasa de crecimiento en el número de puntos de suministro del 0.5% anual.

La proyección que se obtiene de aplicar el nuevo mecanismo retributivo a los costes de estructura, en función de diferentes hipótesis de tasa de crecimiento de los puntos de suministro activos, puede observarse en la siguiente tabla:

Coste	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RE (Estructura) en M€	0,00%	456,31	456,31	456,31	456,31	456,31	456,31
	0,25%	457,14	458,00	458,85	459,71	460,56	461,42
	0,50%	457,99	459,70	461,42	463,14	464,87	466,61
	0,75%	458,84	461,41	541,03	466,60	469,22	471,86
	1,00%	459,69	463,12	466,58	470,08	473,61	477,18
	1,25%	460,54	464,84	469,19	473,59	478,05	482,57
	1,50%	461,39	466,56	471,80	477,13	482,53	488,02

Tabla 9: Evolución prevista en la retribución de la tarea de estructura, en aplicación del nuevo mecanismo establecido en la circular.

En relación con la retribución de la tasa de ocupación de la vía pública (RTA_n^i), la aplicación del nuevo mecanismo retributivo es coincidente con el mecanismo anterior.

En la siguiente tabla se muestra el impacto económico de la aplicación del nuevo mecanismo retributivo frente a la aplicación de la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Análisis de impacto sobre la propuesta de retribución de la CNMC para 2020		
Tarea	RD/1048/2013 M €	Nueva Circular CNMC M €
RL	101,39	58,63
RC	106,27	66,05
RT	24,27	24,25
RP	48,35	58,68
RE	453,25	457,99
RTA	214,34	214,34
Total	947,87	879,94

Tabla 10: Comparativa del mecanismo retributivo ROTD del Real Decreto 1048/2013 y el nuevo mecanismo establecido en la circular.

La proyección que se obtiene al aplicar el nuevo mecanismo retributivo a todas las tareas y considerar la retribución de la tasa de ocupación de la vía pública, en función de las diferentes hipótesis de tasa de crecimiento de los puntos de suministro activos, puede observarse en la siguiente tabla:

Coste en M€	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total ROTD RE,RC,RT,RP,RE,RTA	0,00%	877,57	875,71	875,71	875,71	875,71	875,71
	0,25%	878,75	878,09	879,29	880,49	881,70	882,90
	0,50%	879,94	880,48	882,89	885,32	887,75	890,21
	0,75%	881,14	882,89	993,60	890,19	893,89	897,62
	1,00%	882,33	885,29	890,17	895,10	900,10	905,15
	1,25%	883,52	887,71	893,84	900,07	906,38	912,76
	1,50%	884,72	890,13	897,54	905,07	912,71	920,47

Tabla 11: *Evolución prevista en la retribución de ROTD, en aplicación del nuevo mecanismo establecido en la circular.*

8.1.4. Impacto de la metodología aplicada para la extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de distribución

Como se ha indicado, la metodología establecida en la circular incluye un término denominado REVU (Retribución por Extensión de Vida útil) aplicable a aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria con el objetivo de evitar que el sistema incurra en nuevos costes de inversión innecesarios.

Para evaluar el impacto de la introducción de dicho término se ha procedido a analizar la retribución que percibirían las empresas que durante el primer periodo regulatorio superan la vida útil regulatoria de las instalaciones de la base, de acuerdo con la vida residual establecida en la Orden IET/980/2016, considerando las modificaciones derivadas de los recursos de reposición y las sentencias estimatorias del Tribunal Supremo.

La estimación del valor del término REVU en el ejercicio 2025, último del primer periodo regulatorio, ascendería a 0,42 millones de euros, afectando únicamente a 22 empresas de menos de 100.000 clientes.

Se ha comprobado que, con la formulación propuesta, dicho término equivaldría aproximadamente al 10% de la suma de la amortización base y la retribución por operación y mantenimiento del conjunto de instalaciones que superan su vida útil regulatoria durante el periodo 2020-2025.

Si bien el impacto para el sistema no es elevado, al tratarse en todos los casos de empresas con menos de 100.000 clientes, la aplicación de este término puede adquirir especial relevancia para asegurar la viabilidad de las mismas, evitando además inversiones innecesarias en nuevas instalaciones.

8.1.5. Impacto de la modificación del incentivo a la reducción de pérdidas

En la figura siguiente se muestra la estimación del impacto económico de la aplicación de la nueva metodología de cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas establecido en la propuesta de circular, comparándola con el valor que se obtendría de la aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, en la retribución de 2019.

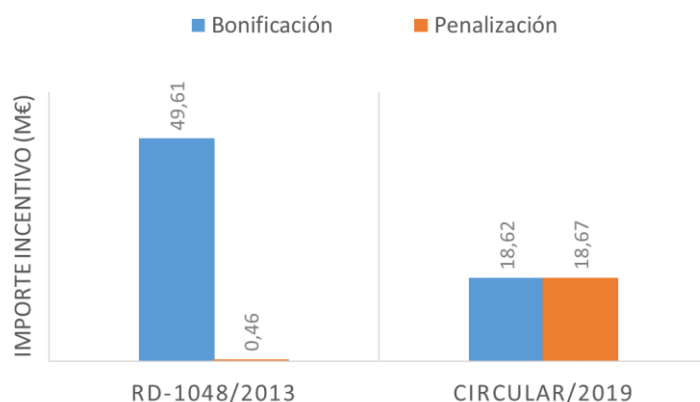


Figura 19: Comparativa entre el valor del incentivo a la reducción de pérdidas propuesto en la circular y el establecido en el Real decreto 1048/2013 correspondiente a la retribución de 2019 para el conjunto del sector.

Como se ha señalado, con la nueva metodología el incentivo resulta prácticamente neutro para el sector. La diferencia entre el valor de penalización y el de bonificación obtenido según la metodología propuesta en la circular se corresponde con los importes no asignados a las empresas que alcanzan el máximo de bonificación (considerando un 2% de la retribución sin incentivos).

Respecto al número de empresas que reciben bonificación o deben abonar penalización, en la figura siguiente se incluye la comparativa entre ambas metodologías:

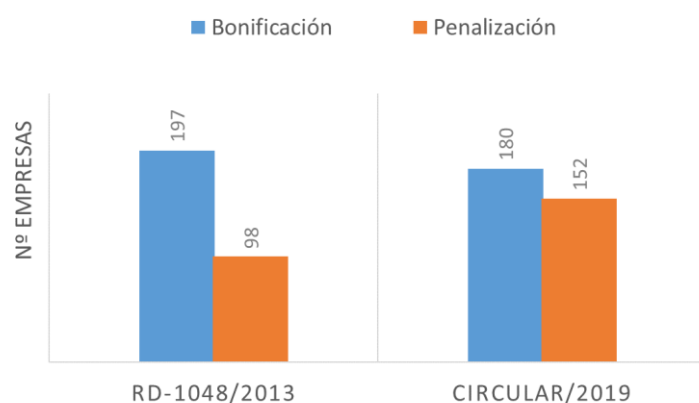


Figura 20: Comparativa entre las empresas que reciben bonificación y que deben abonar penalización según la metodología propuesta en la circular y el Real Decreto 1048/2013 correspondiente a la retribución de 2019.

No obstante, cabe destacar que el análisis efectuado se ha llevado a cabo con una estimación de los nuevos valores de coeficientes estándares de pérdidas, los cuales están siendo objeto de revisión por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Finalmente señalar que, dado que los dos primeros años del nuevo periodo de aplicación de la circular, se va a mantener el incentivo del citado Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, el incentivo de pérdidas alcanzará un coste para el sistema de cerca de 50 millones de euros anuales.

8.1.6. Impacto de la modificación del incentivo a la mejora de la calidad

El incentivo a la mejora de la calidad que se propone está concebido como un mecanismo de suma cero realizado en tres etapas.

En una primera etapa del mecanismo de incentivo a la mejora de la calidad, se identifican las empresas susceptibles de ser bonificadas y penalizadas empleando para ello el indicador de cumplimiento de la calidad promedio.

En la segunda etapa, se asignan las penalizaciones a aquellas empresas para las que el indicador de cumplimiento de calidad promedio tenga un valor positivo, repartiendo lo recaudado por penalizaciones entre las empresas para las que el indicador de cumplimiento de calidad promedio tenga un valor negativo.

En la tercera etapa, se realizará un ajuste entre las penalizaciones totales recaudadas y las bonificaciones a repartir entre las empresas distribuidoras que presentan un indicador de cumplimiento de la calidad promedio negativo.

Considerando que la aplicación del nuevo incentivo depende para el próximo periodo regulatorio de los valores observados en los indicadores de calidad correspondientes a años que aún no han transcurrido, no se puede efectuar una estimación ex ante del impacto real que tiene la implementación del mismo.

No obstante lo anterior, sí es posible efectuar un análisis, destinado a contrastar sobre una evolución posible de los indicadores de calidad, el reducido impacto económico que tendría para el sistema el nuevo mecanismo de incentivos a la mejora de calidad, habiéndose efectuado a dichos efectos las siguientes hipótesis:

1. Se han empleado los datos históricos de calidad observados hasta el año 2017, como proyección de los niveles de calidad para los años 2020 a 2025.
2. Se ha establecido como penalización máxima para los tres primeros años del periodo regulatorio, los siguientes valores: $CMTIEPI_n^i = CMNIEPI_n^i = -2\% R_n^i$. Para el resto de años del periodo regulatorio, se ha establecido como penalización máxima, los siguientes valores: $CMTIEPI_n^i = CMNIEPI_n^i = -3\% R_n^i$. Siendo R_n^i la retribución asignada a la empresa distribuidora i en el año n , sin tener en cuenta los incentivos.

3. Se ha establecido como bonificación máxima para los tres primeros años del periodo regulatorio, los siguientes valores: $BMTIEPI_n^i = BMNIEPI_n^i = +2\% R_n^i$. Para el resto de años del periodo regulatorio, se ha establecido como bonificación máxima, los siguientes valores: $BMTIEPI_n^i = BMNIEPI_n^i = +3\% R_n^i$. Siendo R_n^i la retribución asignada a la empresa distribuidora i en el año n , sin tener en cuenta los incentivos.
4. Se han establecido como umbrales para la asignación de la penalización máxima, los siguientes valores: $NTIEPI_n = 50\%$ y $NNIEPI_n = 50\%$.
5. Se han establecido como umbrales para la asignación de la posible bonificación máxima, los siguientes valores: $VTIEPI_n = 70\%$ y $VNIEPI_n = 70\%$.
6. No se han considerado los efectos de la duplicación en las penalizaciones derivadas de empeoramientos reiterados y severos (durante tres años superiores al 150%) de los indicadores de calidad, que se emplean para calcular el índice de cumplimiento de calidad promedio.
7. Se ha considerado el mismo nivel retributivo durante todos los años del periodo regulatorio, a efectos de cuantificar penalizaciones e incentivos, con el objeto de aislar el efecto de la nueva metodología y no mezclarla con efectos cruzados derivados de los diferentes planes de inversión de cada empresa distribuidora.

El impacto estimado global del nuevo incentivo a la mejora del TIEPI, proyectando a futuro los valores del pasado reciente, puede observarse en la siguiente tabla.

Análisis de impacto del Incentivo a la mejora del TIEPI							
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Penalizaciones recaudadas	(M€)	-13,06	-15,62	-18,14	-24,73	-13,50	-9,30
nº de empresas con penalización		157	161	166	167	166	148
Bonificaciones a distribuir	(M€)	13,06	15,62	18,14	24,73	13,50	9,30
nº de empresas con bonificación		176	172	167	166	167	185
Exceso retributivo incentivo TIEPI	(M€)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 12: Proyección de incentivo a la mejora del TIEPI en nuevo periodo regulatorio.

Tal y como se puede observar en la tabla anterior, la proyección del incentivo a la mejora del TIEPI durante todo el nuevo periodo regulatorio, tendría un impacto promedio anual de penalizaciones de 15,73 millones de euros, obtenidos de penalizar una media de 161 empresas y bonificar una media de 172 empresas distribuidoras.

De la misma manera, el impacto global del nuevo incentivo a la mejora del NIEPI, proyectando a futuro los valores del pasado reciente, puede observarse en la siguiente tabla.

Análisis de impacto del Incentivo a la mejora del NIEPI							
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Penalizaciones recaudadas	(M€)	-1,12	-1,21	-0,98	-29,40	-22,11	-19,48
nº de empresas con penalización		64	81	87	143	135	114
Bonificaciones a distribuir	(M€)	1,12	1,21	0,98	12,60	15,93	19,40
nº de empresas con bonificación		269	252	246	190	198	219
Exceso retributivo	(M€)	-0,00	0,00	-0,00	-16,80	-6,18	-0,08

Tabla 13: Proyección de incentivo a la mejora del NIEPI en nuevo periodo regulatorio.

Asimismo, tal y como se puede observar en la tabla anterior, la proyección del incentivo a la mejora del NIEPI, durante el nuevo periodo regulatorio, tendría un impacto promedio anual de penalizaciones de 12,38 millones de euros, con un importe mínimo durante los primeros tres años y mucho más cuantioso que durante los tres siguientes, debido a la modificación de la penalización máxima a partir del 2023. Dicho importe se obtiene de penalizar una media de 104 empresas y bonificar una media de 229 empresas.

Un ejemplo de los resultados que se obtendrían con una proyección del impacto individual del incentivo a la mejora del NIEPI en el año 2025, puede observarse en la siguiente figura.

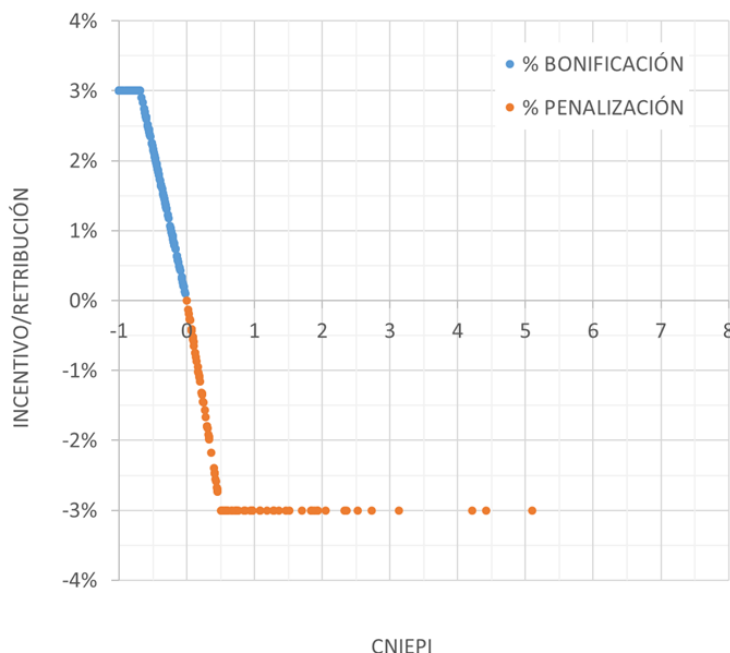


Figura 21: Simulación del nuevo incentivo a la mejora de la calidad del NIEPI.

8.1.7. Impacto de la eliminación del incentivo a la reducción del fraude

Dado que el incentivo a la reducción del fraude establecido en el Real Decreto 1048/2013 únicamente tomaba valores positivos, su efecto será positivo para el sistema. En el gráfico siguiente se muestra la evolución que ha experimentado

este incentivo desde la retribución del ejercicio 2016, el primero de aplicación del mismo.

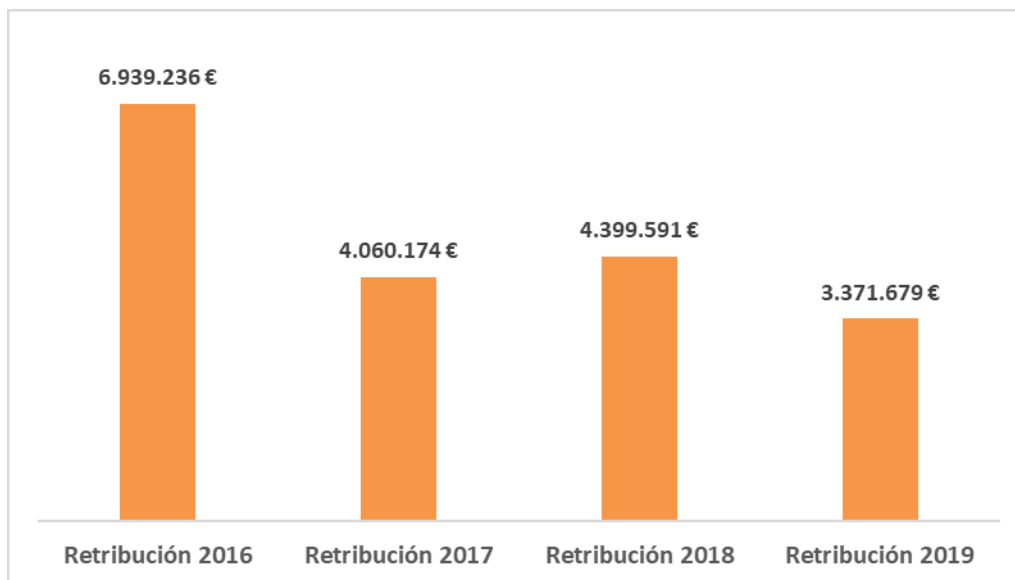


Figura 22: Evolución de las cuantías correspondientes al incentivo a la reducción del fraude.

8.2. Análisis coste-beneficio

De la descripción de la nueva metodología, así como del análisis de impacto expuesto en los apartados anteriores, se concluye que los beneficios de la aprobación e implementación de la nueva circular son múltiples.

Estos beneficios, si bien son difíciles de cuantificar, justificarían los costes estimados de implementación de la circular. Es importante señalar que para dicho cálculo se ha partido de la información remitida por las empresas distribuidoras sobre inventario a 31 de diciembre de 2018, auditoría de inversiones de 2018, hipótesis distinta a la que se tomó para el trámite de audiencia, en el que se partió del inventario a 31 de diciembre de 2017 e inversiones 2017.

En la figura siguiente se incluye el impacto del conjunto de los ajustes establecidos en la nueva propuesta de circular para los que es posible efectuar una estimación económica (términos COMGES, REVU y ROTD).

En la misma se ha considerado que la nueva tasa de retribución financiera aplicable en el ejercicio 2020 será del 6,0033%, mientras que para el resto de ejercicios entre 2021 y 2025 la tasa de retribución financiera será del 5,58%.

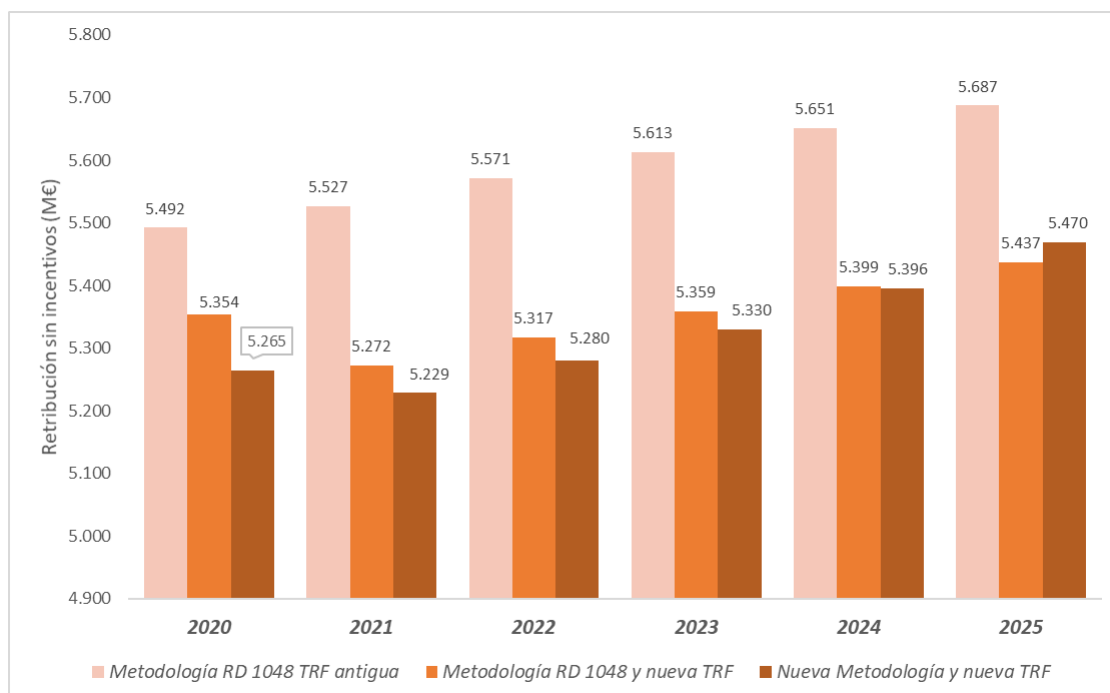


Figura 23: Impacto de la aplicación de la nueva metodología de la circular en la retribución sin incentivos del sector para el primer periodo regulatorio.

Como se ha señalado anteriormente, el mayor impacto se produce como consecuencia de la reducción de la tasa de retribución financiera, lo que representa una disminución acumulada para el conjunto del sector en el periodo 2020-2025 de un 4,1%. Por otro lado, el impacto conjunto del efecto de la reducción de la tasa de retribución financiera y los cambios metodológicos, supondría una reducción de la retribución en dicho periodo del 6,5%.

En el análisis anterior no se ha incluido el impacto de los incentivos de calidad y de pérdidas ya que, como se ha señalado a lo largo de la presente memoria, según la formulación propuesta, el efecto sería neutro para el sistema.

8.3. Otros impactos

Esta circular no tiene impacto en los Presupuestos Generales del Estado ni en lo referente a ingresos y gastos públicos.

La propuesta de circular no contempla, ni en el fondo ni en la forma, actuaciones que pudieran favorecer situaciones de discriminación por razón de género.

Asimismo, ha de señalarse que la mencionada propuesta tiene impacto nulo en la infancia y en la adolescencia, así como impacto nulo en la familia.

9. MODIFICACIONES CONSECUENCIA DE LA NUEVA CIRCULAR DE RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Tras la aprobación de la circular, para completar la implementación de la nueva metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, se deberá desarrollar por la CNMC la circular informativa que agrupe todas las fuentes de información necesarias para el cálculo de la retribución de distribución.

10. CONCLUSIONES

La propuesta de circular, siendo continuista en lo principal con la metodología anterior establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, engloba una serie de mejoras que permiten simplificar la metodología retributiva. Clarifica las reglas en ella establecidas y fomenta la eficiencia de las empresas distribuidoras, tanto en la construcción de las infraestructuras como en la operación y mantenimiento de las redes, incrementando la libertad de las empresas a la hora de su toma de decisiones

Asimismo, la propuesta disminuye las necesidades de remisión de información y de control con carácter anual, permitiendo una adecuada supervisión regulatoria, y permite el análisis de las inversiones al final de cada semiperíodo, evitando penalizaciones por incrementos puntuales en un ejercicio concreto.

Igualmente, la propuesta trata de orientar a las empresas a ser más eficientes introduciendo un mayor número de señales económicas, tanto a nivel de inversión y operación y mantenimiento, como a nivel de los incentivos.

Por último, la citada propuesta contempla la realización por parte de las empresas distribuidoras de nuevas inversiones necesarias para la inclusión de energías renovables y la digitalización de las redes. De la misma manera, posibilita el alargamiento de vida útil de las instalaciones rentabilizando las inversiones y los gastos necesarios para ello, lo que supone un ahorro para el consumidor y para el sistema en su conjunto.

