



**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**

XX de XX de 2019

CIR/DE/009/19

Índice

1 OBJETO	4
2 ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
3 DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	7
4 OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	8
5 OBJETO DE LA CIRCULAR	9
6 NORMATIVA A LA QUE AFECTA	9
7 CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	10
7.1 Descripción de la metodología actual de cálculo de la retribución de la actividad de distribución establecida en el Real Decreto 1048/2013	10
7.1.1 Principios retributivos.....	10
7.1.2 Metodología.....	11
7.1.3 Incentivos	13
7.2 Estructura de la Circular y aspectos generales.	15
7.2.1 Introducción: líneas generales de la nueva metodología.....	15
7.2.2 Estructura de la Circular	16
7.2.3 Objeto y ámbito de aplicación.....	17
7.2.4 Periodos regulatorios de aplicación	17
7.3 Principales novedades de la nueva metodología y justificación	17
7.3.1 Disposiciones relativas al cálculo de la retribución por inversión .	17
7.3.2 Introducción de un nuevo componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución.....	21
7.3.3 Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de la red de distribución.....	26
7.3.4 Retribución por otras tareas reguladas (ROTD)	27
7.3.5 Planes de inversión	31
7.3.6 Disposiciones relativas a la remisión de información a la CNMC .	32
7.3.7 Incentivo a la reducción de pérdidas	32

7.3.8	Incentivo a la mejora de la calidad.....	36
7.3.9	Eliminación del incentivo de Fraude	40
7.3.10	Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades	41
7.3.11	Disposición derogatoria	41
7.3.12	Entrada en vigor e inicio de aplicación	41
8	ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR	41
8.1	Impacto económico	41
8.1.1	Impacto de las modificaciones en la metodología de cálculo de la retribución a la inversión.	42
8.1.2	Impacto de la introducción del término COMGES	46
8.1.3	Impacto de la modificación del cálculo del término ROTD.....	48
8.1.4	Impacto de la metodología aplicada para la extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de distribución.....	53
8.1.5	Impacto de las modificaciones relativas a los límites a la inversión	54
8.1.6	Impacto de la modificación del incentivo a la reducción de pérdidas	55
8.1.7	Impacto de la modificación del incentivo a la mejora de la calidad	57
8.1.8	Impacto de la eliminación del incentivo a la reducción del fraude	60
8.2	Análisis coste-beneficio	61
8.3	Otros impactos.	62
9	MODIFICACIONES CONSECUENCIA DE LA NUEVA CIRCULAR DE RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	62
10	CONCLUSIONES	62

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.

En este sentido, si bien las modificaciones introducidas son continuistas en lo principal con la metodología anterior, establecida en el Real Decreto 1048/2013, se han modificado determinados aspectos que, en base a 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 alargamiento 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 eléctrico.

Cabe señalar que, en el citado Real Decreto 1048/2013, 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 período 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 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:

Circular de desarrollo normativo	Descripción	Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)	Fecha prevista de adopción
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 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.	30/06/2019	01/11/2019

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

Posteriormente, 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 artículo 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.”*

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

4 OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR

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

El Real Decreto 1048/2013 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 períodos normativos 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.

Dado que el nuevo periodo regulatorio comienza en enero de 2020 es evidente que no resultaría posible una modificación radical del modelo retributivo del Real Decreto 1048/2013, para lo que habría que contar con un amplio debate y consenso que incluyera a todos los agentes sectoriales y sociales. Por ello, 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 alargamiento de 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 éste 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, 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.

5 OBJETO DE LA CIRCULAR

La presente circular tiene por objeto 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 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

6 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, artículos 6, 7, 9, a los capítulos III, IV,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.

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, 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 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 períodos 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:

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

Diagram illustrating the components of the remuneration formula for year n :

- Retribución a percibir el año n** (Blue arrow pointing to R_n^i)
- Retribución por nuevas instalaciones percibir el año n** (Green arrow pointing to R_{NI}^i)
- Retribución base a percibir el año n** (Grey arrow pointing to R_{Base}^i)
- Retribución por otras tareas reguladas** (Red arrow pointing to $ROTD_n^i$)
- Retribución por incentivos de calidad + pérdidas + fraude** (Purple arrow pointing to the bracketed group $Q_n^i + P_n^i + F_n^i$)
- Aplican a todos los distribuidores** (Purple text below the bracketed group)

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:

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

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

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

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

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

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

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:

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

↓

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

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)

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

Costes de lectura (unitario)

Costes de planificación (auditados + eficiencia)

Tasas de ocupación de la vía pública

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

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:

- Coeficiente del "pasado"** (Blue arrow pointing to β^i)
- Coeficiente de distribución zonal de calidad** (Green arrow pointing to $\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$)
- Potencia CCTT + contratada en MT** (Green arrow pointing to $\kappa_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$)
- Evolución de TIEPI** (Red arrow pointing to the difference term)
- Precio de energía no suministrada: 30 veces pmhp** (Purple arrow pointing to $PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$)
- Coeficiente de evolución del NIEPI** (Orange arrow pointing 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, 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:

- Coeficiente del "pasado"** (Blue arrow pointing to α^i)
- Evolución de las pérdidas** (Red arrow pointing to the difference term)
- Suma de energía en puntos frontera** (Green arrow pointing to the summation term)
- Precio de energía de pérdidas: 1,5 veces pmhp** (Purple arrow pointing 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, 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 período 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 semiperíodo, 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 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 eficiencia a la citada gestión (FE)

- Se establece un término retributivo referido a la Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (REVU), 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, supeditado a determinadas condiciones. Se pretende retribuir adecuadamente dichas inversiones, a medio y largo plazo, que van a posibilitar entre otros aspectos, la integración de generación distribuida, el vehículo eléctrico y la gestión de la demanda. Entre los mismos, se podrían incluir inversiones que reflejen el estado del arte y el nuevo papel de distribuidor en la Transición Energética. Entre los mismos se pueden englobar, por ejemplo: los sistemas de gestión dinámica de líneas, transformadores de tensión variable, etc.
- Se establecen límites máximos trienales de inversión para cada empresa distribuidora basados en el incremento de la demanda y el grado de penetración de las energías renovables en sus redes. Así mismo se realizarán las revisiones, no anualmente sino 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: establece 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.

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 interrupciones entre el modelo anterior, el del Real Decreto 1048/2013 y el actual.

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 M€. 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:

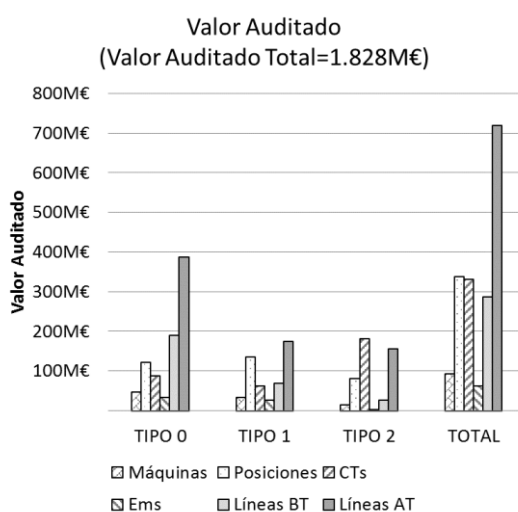


Figura 1. Distribución del Valor Auditado según el tipo de inversión para cada tipo de instalación.

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:

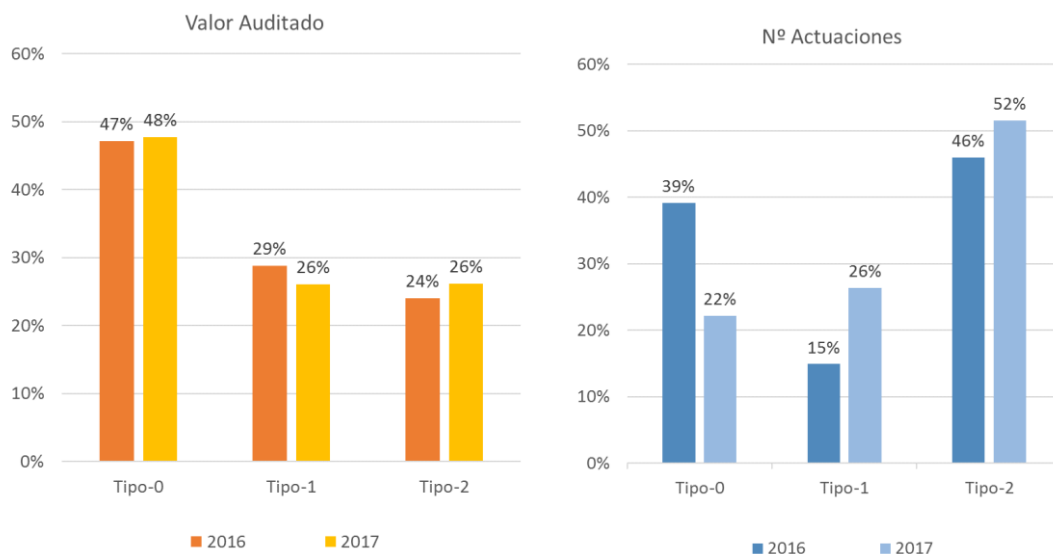


Figura 2. Distribución del Valor Auditado y del Nº de Actuaciones según el tipo de inversión en 2016 y 2017.

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.

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:

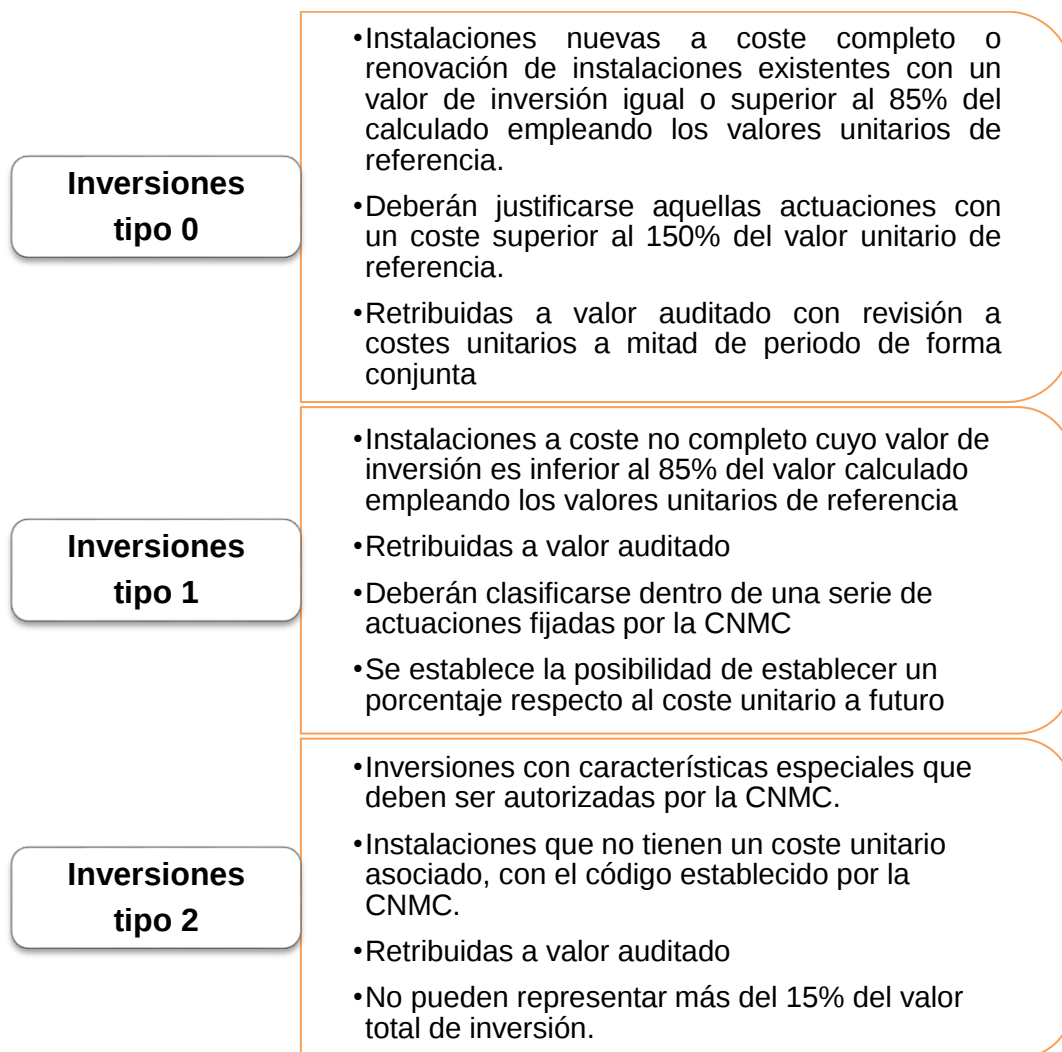


Figura 3: Clasificación de las actuaciones llevadas a cabo por las empresas distribuidoras.

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 considerando el valor de inversión que saldría aplicando valores unitarios de inversión de referencia ($V_{\text{teórico}}$)¹. El ajuste aplicado es el siguiente:

¹ 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 $V_{\text{teórico}}$, 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 $V_{\text{teórico}}$ las mismas serán igualmente valoradas según los correspondientes valores.

- 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.
- Si $VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i,retribuible} \geq 1,05 \cdot VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i,teórica}$, 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 $VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i,retribuible} \leq 0,9 \cdot VI_{n-4 \rightarrow n-2}^{i,teórica}$, 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 se ha 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:

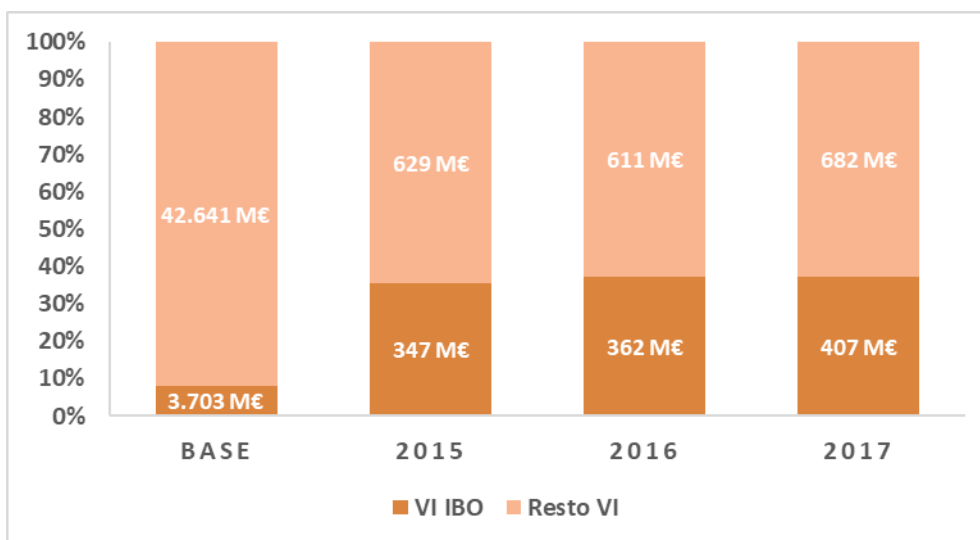


Figura 4: Evolución del VI asociado al IBO (Millones de €)

Esto que podría deberse a un mayor gasto en redes inteligentes y digitalización, lo que parece apropiado en el nuevo entorno tecnológico, debería venir acompañado de una disminución de los costes de operación y mantenimiento. De no ser así, se daría la paradoja de que la digitalización no implica un ahorro para el consumidor, sino un mayor coste. En el modelo previo al de la Circular, esto es precisamente lo que ocurre, dado que los costes de operación y mantenimiento se basan en valores estándares, y crecen proporcionalmente al crecimiento de las infraestructuras y el IBO se corresponde con el valor de inversión declarado por las empresas distribuidoras.

También, de la misma manera, 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:

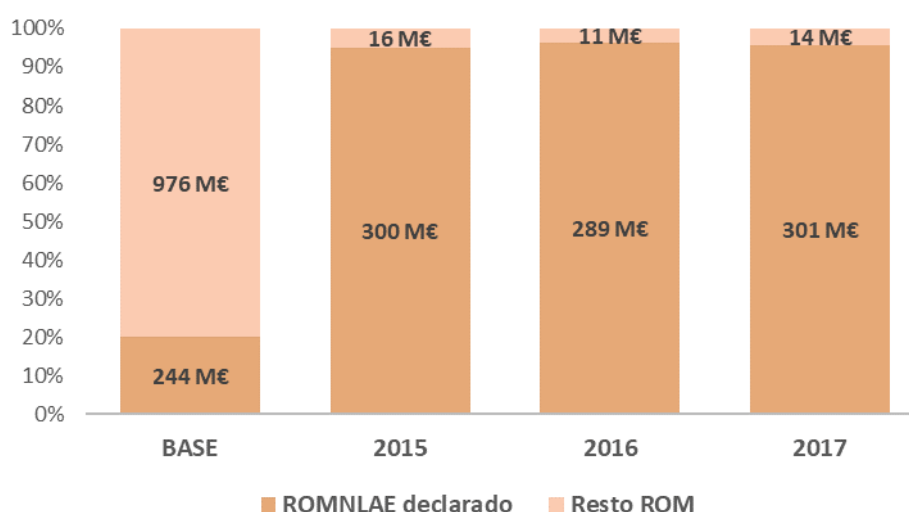


Figura 5: Evolución del ROMNLAE declarado por las empresas distribuidoras en los últimos ejercicios (Millones de €).

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 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. Ello es así dado que se entiende que las inversiones en despachos y terrenos están directamente relacionadas con las inversiones relativas a las instalaciones, y admiten por tanto 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
 - Sistemas técnicos de gestión
 - Aplicaciones informáticas

- Equipos para procesos de información
- Utillaje
- Maquinaria
- Elementos de transporte
- Sistemas de telegestión
- Equipos de medida no ubicados en puntos de suministro de cliente
- Sistemas inteligentes

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

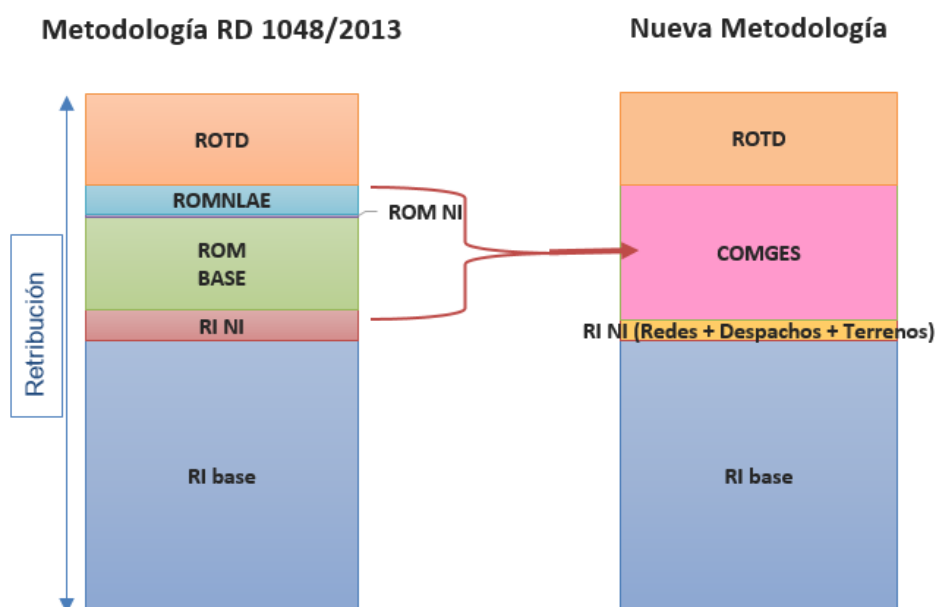


Figura 6: Cambio metodológico relativo al Componente Gestionable (COMGES)

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_{IBO} obtenidos según la metodología actualmente vigente, establecida en el Real Decreto 1048/2013, y teniendo en cuenta la información correspondiente al ejercicio 2018 declarada por las empresas distribuidoras.

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

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

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 eficiencia FE se fija como:

$$FE_n = 1 - \frac{2 \cdot k}{100}$$

Siendo k el número de años transcurridos desde el primer año del primer periodo regulatorio de aplicación de la circular, es decir:

FE_{2021}	FE_{2022}	FE_{2023}	FE_{2024}	FE_{2025}
0,98	0,96	0,94	0,92	0,90

Tabla 2: Factor de eficiencia del término COMGES durante el primer periodo regulatorio

El objetivo del citado coeficiente es incentivar a las empresas a reducir sus costes de operación y mantenimiento, al entender que uno de los objetivos perseguidos con la digitalización de las redes es precisamente ese, la reducción de los costes de explotación. Su valor será revisado al inicio de cada periodo regulatorio.

Por otro lado, respecto a la relación entre el incremento del componente no gestionable y el incremento de la retribución a la inversión en instalaciones asociadas a unidades físicas 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 y de las previsiones para los próximos ejercicios de acuerdo con lo declarado en los planes de inversión, 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 en lo que se refiere al IBO, al ROMNLAE y a las inversiones no realizadas a coste completo. 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.

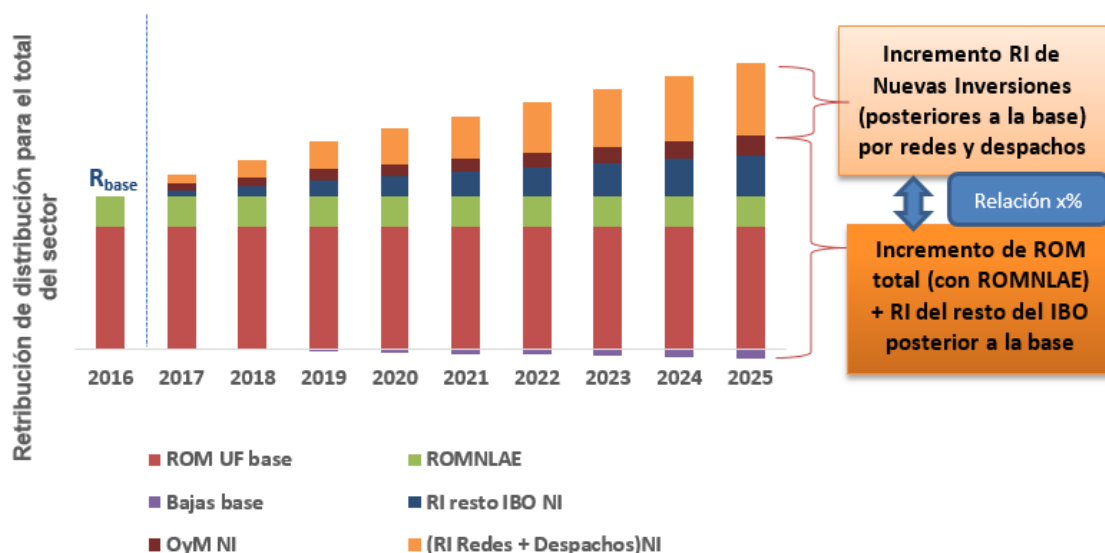


Figura 7: Relación entre incremento de retribución por nuevas inversiones relativas a redes y despachos y el parámetro COMGES.

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 despachos entre los ejercicios 2019 y 2020², 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

² El incremento de retribución se refiere sólo a instalaciones físicas y despachos puestos en servicio a partir del año 2015.

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	$0,45 + 0,03 \cdot (X - 15)$

Tabla 3: 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 principal novedad que la nueva metodología retributiva establece, en relación a las otras tareas reguladas, consiste en actualizar el mecanismo retributivo con los costes observados conforme a los usos habituales en la regulación por incentivos.

El método de regulación por incentivos consiste en que los costes promedio que se fijan al principio del período regulatorio son percibidos por el distribuidor durante todo el período. El distribuidor tiene incentivo a rebajar el coste real de cada tarea regulada, ya que la diferencia entre lo que percibe y el coste, es directamente un beneficio obtenido por el distribuidor a lo largo del periodo regulatorio. Habitualmente, en este método de regulación, al iniciarse el nuevo período regulatorio, se vuelven a fijar los costes para el siguiente periodo, iguales a los reales del periodo anterior.

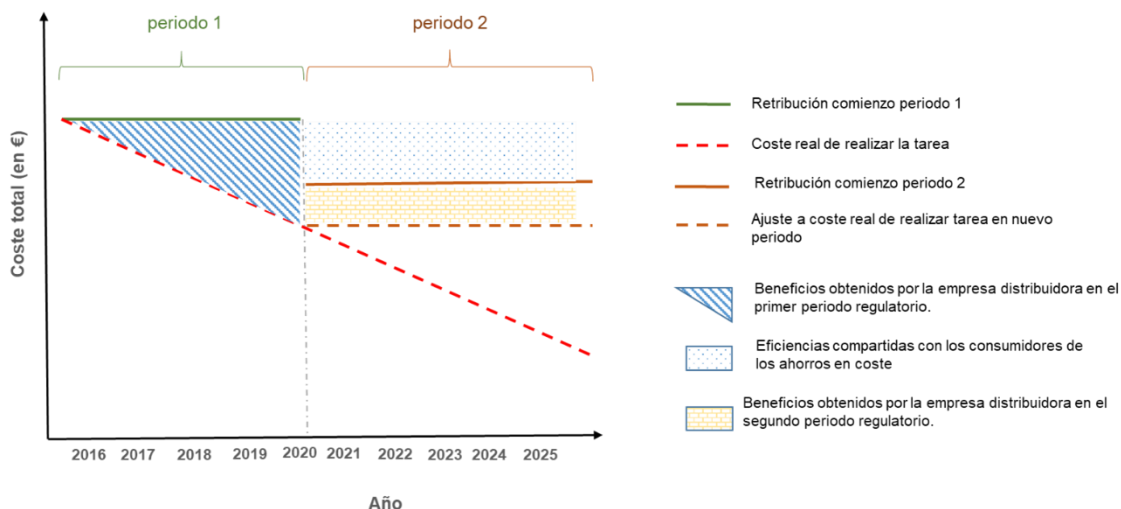


Figura 8: Representación del ajuste retributivo en el mecanismo de regulación por incentivos atenuada

Tal y como se aprecia en la figura anterior, el método que se ha empleado se podría definir como una regulación por incentivos atenuada, en el sentido de que no se apropia el sistema de toda la reducción de coste real lograda por la empresa, sino se permite que parte de dicha reducción la retenga la empresa a lo largo del periodo, al no haberse realizado un ajuste a costes reales, tal y como se señala en el párrafo anterior

Asimismo, la atenuación aplicada a la regulación por incentivos, permite a las empresas 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.

El ajuste a coste real para cada una de las tareas no se ha llevado a cabo empleando los valores individuales de cada empresa, sino que se ha calculado un umbral razonable de lo que sería el coste total de realizar esa tarea por una empresa eficiente.



Figura 9: Representación de la curva de coste total de realizar la tarea de lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes por la empresa eficiente, para empresas de menos de 100.000 clientes activos.

La obtención de la curva de coste de una tarea para una empresa eficiente se ha estimado mediante una regresión por mínimos cuadrados ordinarios, entre el coste declarado por las empresas distribuidoras y el número de puntos de suministro activos, discriminando entre empresas de más o de menos de 100.000 clientes. La utilización de estimaciones por mínimos cuadrados ordinarios, permite establecer, para cada rango de prestación de servicio, una frontera eficiente de la función de coste total, considerando de forma simultánea todas y cada una de las declaraciones de coste efectuadas por las empresas y minimizando, a la hora de establecer los parámetros de la referida regresión, el cuadrado de la distancia entre la misma y las observaciones, como puede observarse en la figura anterior.

Adicionalmente en la fórmula retributiva de las tareas de lectura y de contratación, se han aplicado coeficientes que ajustan la retribución al desempeño realizado por las empresas en la realización de dichas tareas.

En el caso de la tarea de lectura, al efectuar la estimación de la función de costes totales discriminando entre empresas de más y de menos de 100.000 clientes, se desprende que el umbral diferenciador se produce para un mercado de 193.430 puntos de suministro activos.

Asimismo, se mantiene la formulación relativa al incumplimiento de las obligaciones de lectura que minora la retribución en los mismos términos en los que se encontraba formulada en el Real Decreto 1048/2013.

En el caso de la tarea de contratación, al efectuar la estimación de la función de costes totales discriminando entre empresas de más y de menos de 100.000 clientes, se desprende que el umbral diferenciador se produce para un mercado de 529.413 puntos de suministro activos.

En los costes observados de realizar la tarea de contratación que se han considerado a efectos de estimar el Coste de Contratación de la empresa eficiente, adicionalmente a los que se tuvieron en cuenta, se han incluido los relativos a la actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en equipos de medida y a la reparametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato, con el objeto de que no se abone por los usuarios el costes de dichas actuaciones, ya que desde la integración de los nuevos equipos de medida estas actuaciones no suponen ningún tipo de sobre coste para el distribuidor, ya que no es preciso ningún tipo de desplazamiento.

Asimismo, y como novedad en el caso de la tarea de contratación respecto al mecanismo retributivo anterior, se ha introducido un término que permite minorar la retribución de esta tarea, derivada de incumplimientos agregados en determinadas obligaciones de carácter comercial que tienen las empresas distribuidoras. Dichas obligaciones en las que se establecen plazos, se encuentran recogidas en el Real Decreto 1955/2000, por lo que su cumplimiento debería estar garantizado en el año 2019. Se ha incluido una disposición transitoria para su no aplicación durante una fase de implementación de tres años y un mecanismo de ajuste en base a los referidos incumplimientos, que permite descontar por este concepto a la empresa hasta un 10% del total de retribución reconocido por este importe, como puede observarse en la siguiente figura.

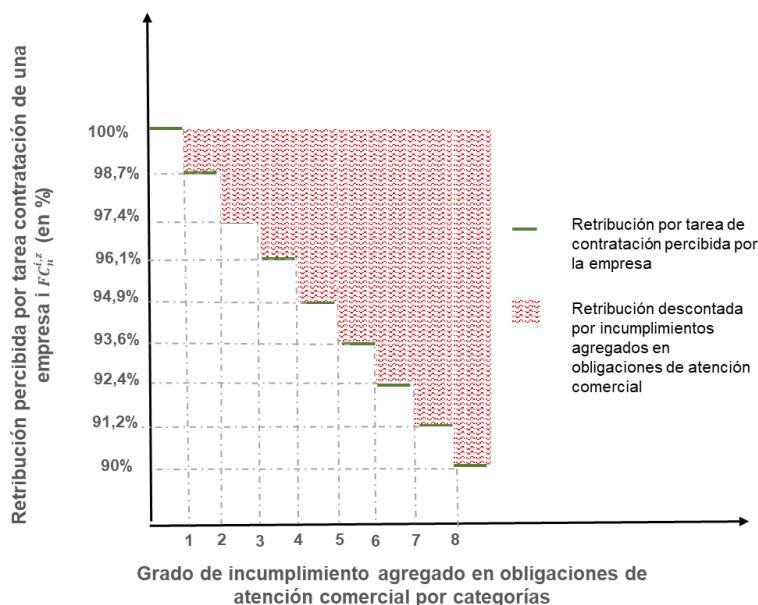


Figura 10: Representación del ajuste en la retribución de la tarea de contratación, derivado de incumplimientos agregados en obligaciones de atención comercial.

En el caso de la tarea atención telefónica, al efectuar la estimación de la función de costes totales discriminando entre empresas de más y de menos de 100.000 clientes, se desprende que el umbral diferenciador se produce para un mercado de 470.939 puntos de suministro activos.

En el caso de la tarea de planificación, al efectuar la estimación de la función de costes totales discriminando entre empresas de más y de menos de 100.000 clientes, se desprende que el umbral diferenciador se produce para un mercado de 126.063 puntos de suministro activos.

En el caso de la estructura, al efectuar la estimación de la función de costes totales discriminando entre empresas de más y de menos de 100.000 clientes, se desprende que el umbral diferenciador se produce para un mercado de 922.179 puntos de suministro activos.

7.3.5 *Planes de inversión*

La principal novedad en relación a los planes de inversión de esta circular, resulta ser el cambio en la limitación que se aplica a los mismos, y que su revisión no se realiza anualmente, sino a la mitad del periodo regulatorio, con una posterior revisión al final del periodo, lo que implica la revisión de los planes en el año $n-1$ con fijación de la inversión anual para los años n , $n+1$ y $n+2$ y la revisión en el año $n+2$ con fijación de la inversión anual para los años $n+3$, $n+4$ y $n+5$.

Lo anterior cobra especial sentido en el caso de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, más de 300 empresas, para las que la revisión anual del límite máximo de inversión de la anterior metodología, les impedía muchas veces hacer frente a grandes inversiones necesarias para el desarrollo de su actividad, como, por ejemplo, una nueva subestación o una línea de alta tensión, que sobrepasaba en varias veces el límite anual de inversión fijado.

El establecimiento de un límite máximo trienal permitirá una previsión razonable de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad y la emisión de una señal de estabilidad que garantice la inversión de las empresas distribuidoras.

Por otro lado, el citado límite cambia su formulación y pasa a introducir en su determinación factores tan sensibles al desarrollo de las inversiones de red como son los incrementos del pico máximo de demanda y la penetración de energía renovable en las redes de distribución. De igual forma se ha incluido un factor de escala que considera la elasticidad de las inversiones frente a dichos incrementos de demanda y potencia renovable instalada.

En lo que se refiere al control de ejecución de los planes de inversión, pasa a realizarse 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 resoluciones 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. Dichas circulares deberán publicarse en el «Boletín Oficial del Estado».

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 verán minorada su retribución en un 50% respecto a la 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 no venía a cumplir su función.

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:

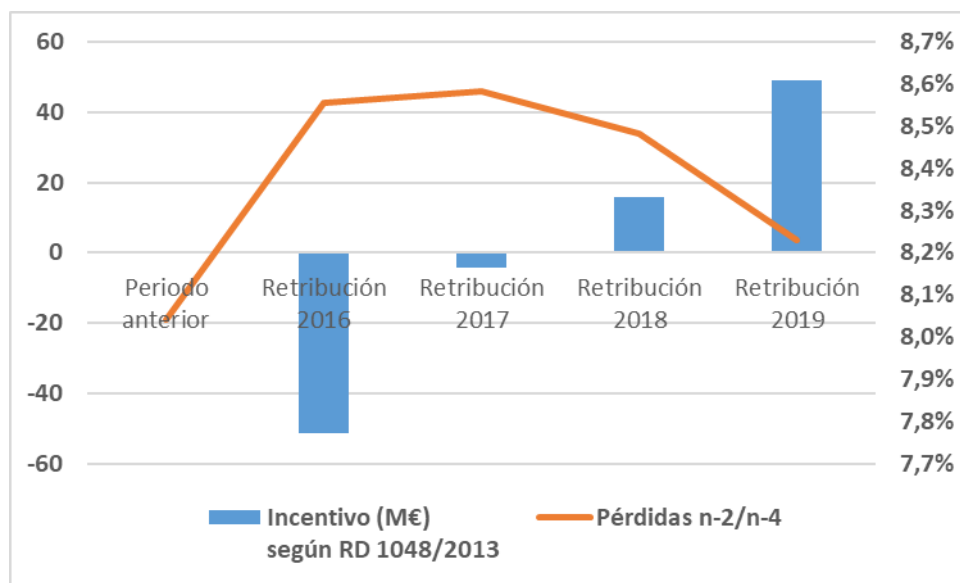


Figura 11: Evolución del nivel de pérdidas medio del sector según la metodología de cálculo establecida en el Real Decreto 1048/2013.

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, 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:

$$E_{perd_{p,k}}^i = \sum_{pf,j} E_{pf,j}^{p,k,i} * (1 + C_j^{p,k}) - \sum_{cons,j} E_{cons,j}^{p,k,i} * (1 + C_j^{p,k})$$

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:

$$I_k^i = \sum_{p,k} Precio^{p,k} \cdot CA_{n-2}^p \cdot E_{perd_{p,k}}^i$$

Para analizar la evolución de las pérdidas de la empresa respecto a los años precedentes, se define un incremento de pérdidas, formulado como $\Delta P_{n-4 \rightarrow n-2}^i = D_{perd_{n-3 \rightarrow n-2}}^i - D_{perd_{n-4 \rightarrow n-3}}^i$, donde la diferencia de pérdidas entre cada intervalo de años considerado se define como:

$$Dperd_k^i = \frac{\sum_{p,k} Eperd_{p,k}^i}{\sum_{p,k,pf} E_{pf,j}^{p,k,i} * (1 + C_j^{p,k})}$$

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, ($Eperd_k^i > 0$), 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, ($Eperd_k^i < 0$), 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, según el valor de $\Delta P_{n-4 \rightarrow n-2}^i$.

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:

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

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:

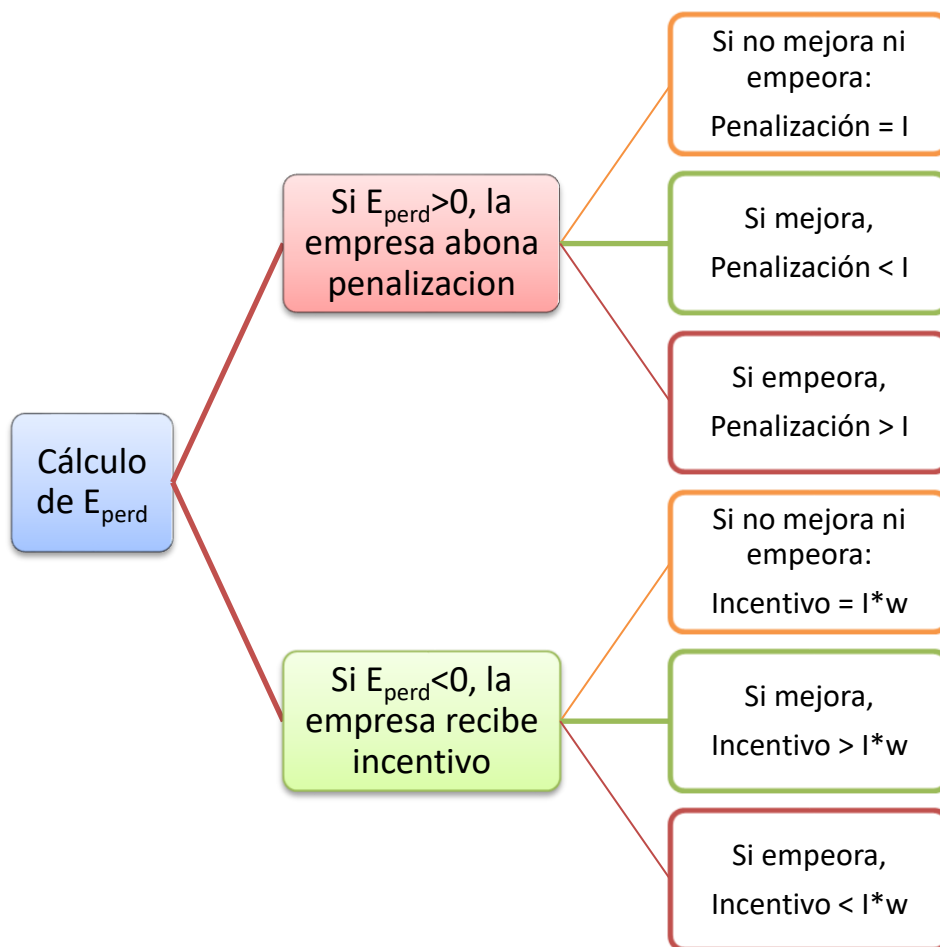


Figura 12: Metodología de cálculo del nuevo incentivo o penalización a la reducción de pérdidas..

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 $PMP_n^i = -5\% \cdot R_n^i$, 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 $BMP_n^i = 5\% \cdot R_n^i$.

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.

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 manera general no se ha observado una mejora en el nivel de calidad de las redes del distribuidor, tal y como se muestra en la figura siguiente:

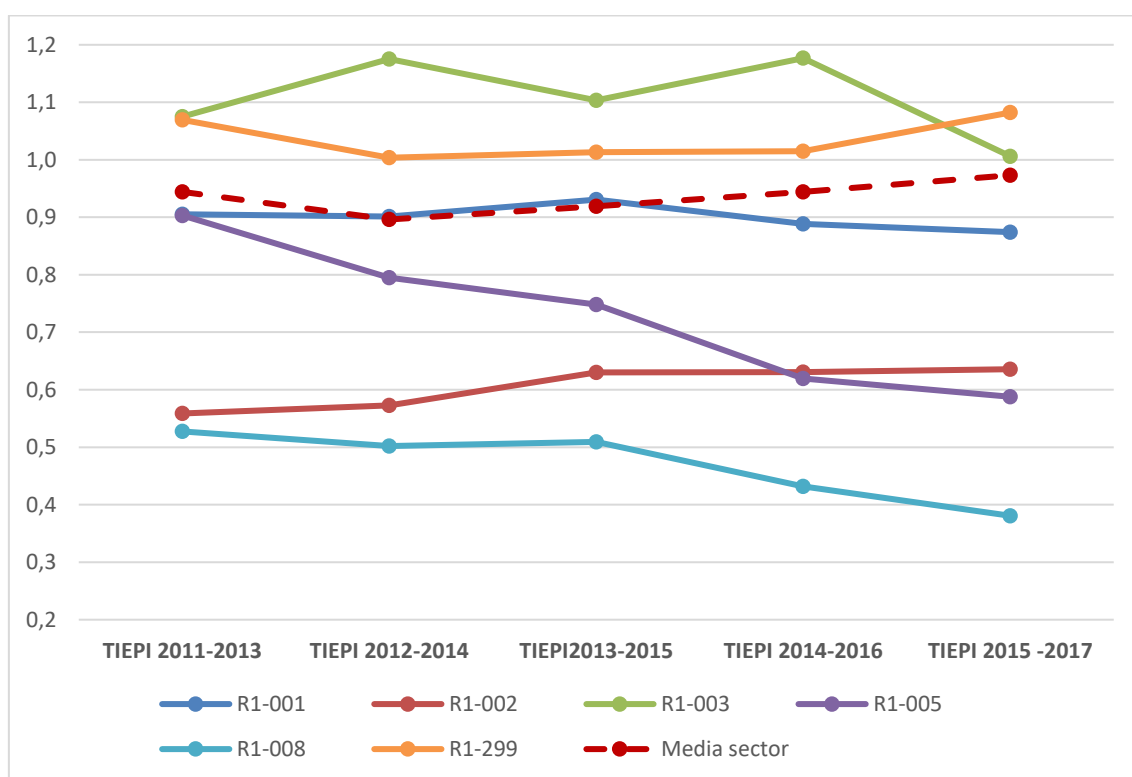


Figura 13: Evolución del TIEPI considerado en el cálculo del incentivo a la mejora de calidad establecido en el Real Decreto 1048/2013.

Además, con la anterior metodología del incentivo se podían dar 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 año, 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).

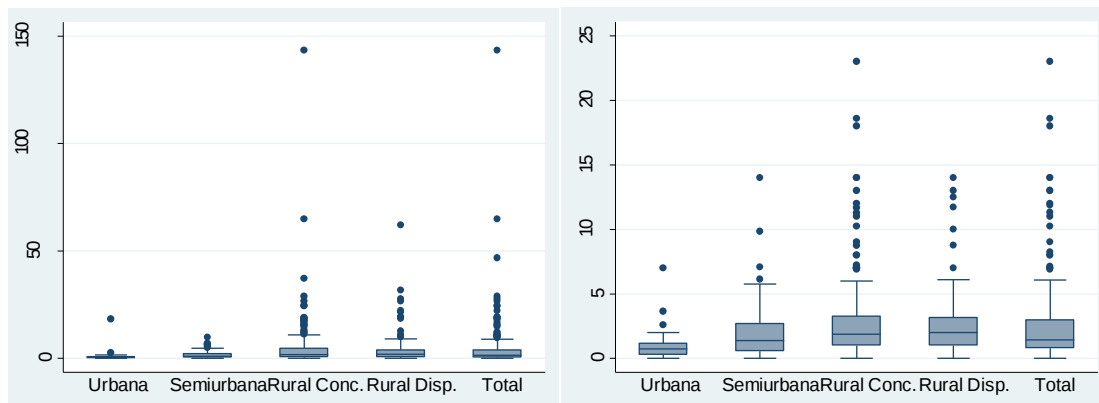


Figura 14: Diagrama de caja de los niveles de TIEPI y NIEPI observados en el año 2017, para cada una de las zonas de calidad.

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 neutro para el sistema, al hacer que las bonificaciones de unos, se 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 NIEPI³ de una empresa, en las distintas zonas, con respecto a la media del sector, para lo cual se define un indicador denominado índice de incumplimiento de calidad promedio.

Para en el cálculo del incentivo de los valores de calidad promedio se utiliza la información de los tres últimos años con objeto de que se puedan eliminar posibles efectos adversos en años concretos, imposibles de gestionar por las empresas distribuidoras.

³ Número de Interrupciones Equivalentes a la Potencia Instalada

Adicionalmente, el nuevo incentivo asigna penalizaciones máximas a aquellas empresas a las que no les puede calcular el indicador de calidad promedio y de una penalización gradual hasta alcanzar la penalización máxima, a aquellas empresas a las que pudiéndosele calcular el indicador de incumplimiento de calidad promedio, el mismo se sitúe por debajo de un determinado umbral.

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.

La formulación del incentivo consiste 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 %).

El Indicador de incumplimiento 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 va a pagar una penalización (signo positivo) o va si se va a recibir una bonificación (signo negativo).

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 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 transitoria, 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.

Se ha establecido, que la penalización máxima que puede llegar a asignarse a una empresa distribuidora dependa del grado de desviación con respecto al promedio de calidad y que la misma esté limitada a un porcentaje máximo de penalización, por tanto, el grado de penalización depende del grado alcanzado en **el indicador de incumplimiento de calidad promedio**.

Como consecuencia de los elevados valores históricos observados en el **Indicador de incumplimiento de calidad promedio**, y con el propósito de establecer un mecanismo que incentive que las empresas consideren 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 incumplimiento de calidad promedio superiores al 150% durante dos años, que le serán de aplicación el mismo número de años en los que dicho umbral haya sido rebasado.

El que se observe en el indicador de incumplimiento 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.

Los niveles de bonificación que cada empresa obtiene, se calculan como el resultado de multiplicar el montante total de penalizaciones asignadas para un periodo concreto, por la relación entre las potencias que suministra la empresa distribuidora susceptible de percibir bonificación, respecto a la suma total de potencias de todas las empresas que perciben bonificación, con la única limitación establecida que ninguna empresa puede percibir como incentivo por la suma de dichos conceptos (incentivo a mejora TIEPI y NIEPI) un importe superior 15% de la retribución anual sin incentivos.

El umbral del indicador de incumplimiento de calidad promedio, a partir del cual se limita el valor de la penalización a la penalización máxima, se ha obtenido sobre la base de la evolución histórica de los indicadores de incumplimiento de calidad promedio, en el percentil 75 de los valores observados, excluidos atípicos.

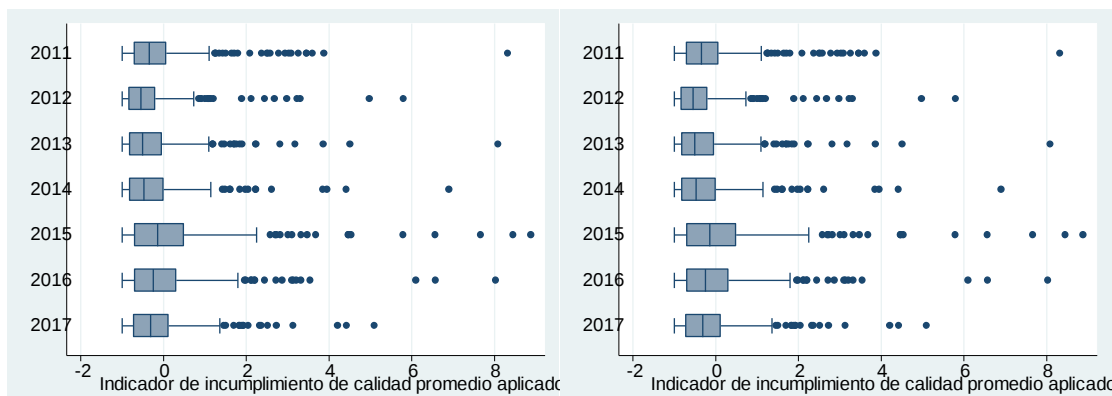


Figura 15: Diagramas de caja de la dispersión de los indicadores de incumplimiento de calidad promedio observados de aplicar a TIEPI y NIEPI, la metodología de cálculo de dicho parámetros a los datos históricos de calidad..

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 incumplimiento de la calidad promedio:

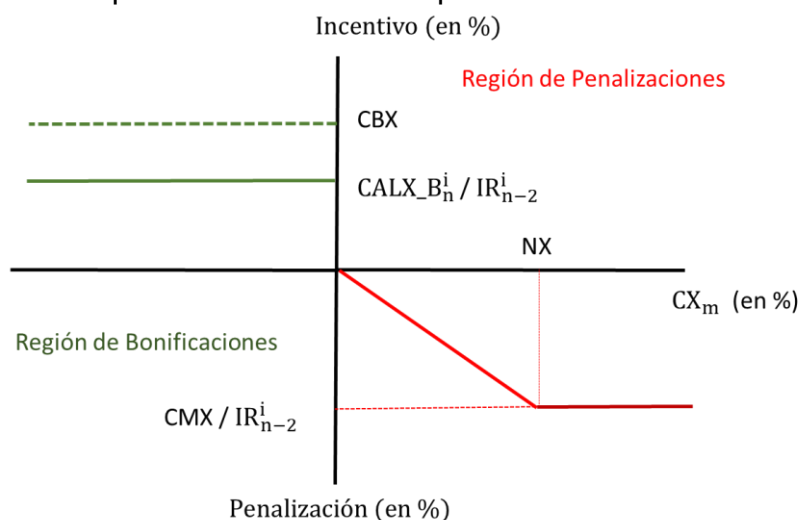


Figura 16: Esquema de incentivos a la mejora de la calidad de servicio en función del índice de incumplimiento de la calidad promedio.

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 eléctrico⁴, 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 distribuidoras en lo que se refiere a la refacturación de las cantidades

⁴ Expediente PDN/DE/001/2015

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.

No obstante, se considera que el incentivo a la reducción del fraude establecido en el Real Decreto 1048/2013 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.

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

Con el objeto de compartir entre el sistema eléctrico y la empresa distribuidora las ganancias obtenidas, y de no producir distorsiones en otros mercados no regulados, derivados de la explotación de activos y recursos regulados, se ha establecido un reparto de dichos beneficios obtenidos, que como mínimo será de un 50% a favor del sistema.

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.

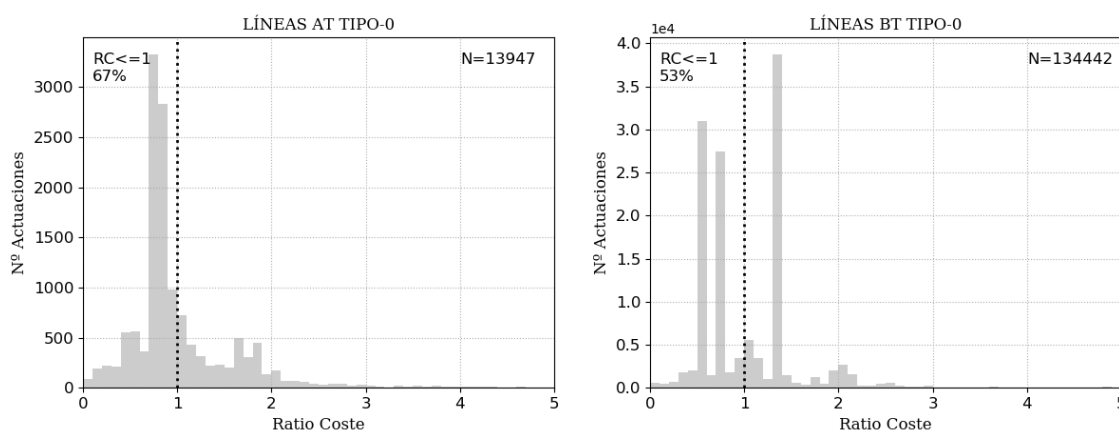
En concreto, del conjunto de actuaciones efectuadas por las empresas en los ejercicios 2016 y 2017, únicamente el 27% son inversiones de tipo-0, es decir, instalaciones a coste completo, representado el 47% (867 M€) del valor total de inversión auditado. La distribución por tipo de instalación para este 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 4: 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 M€ a 16 M€.

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.



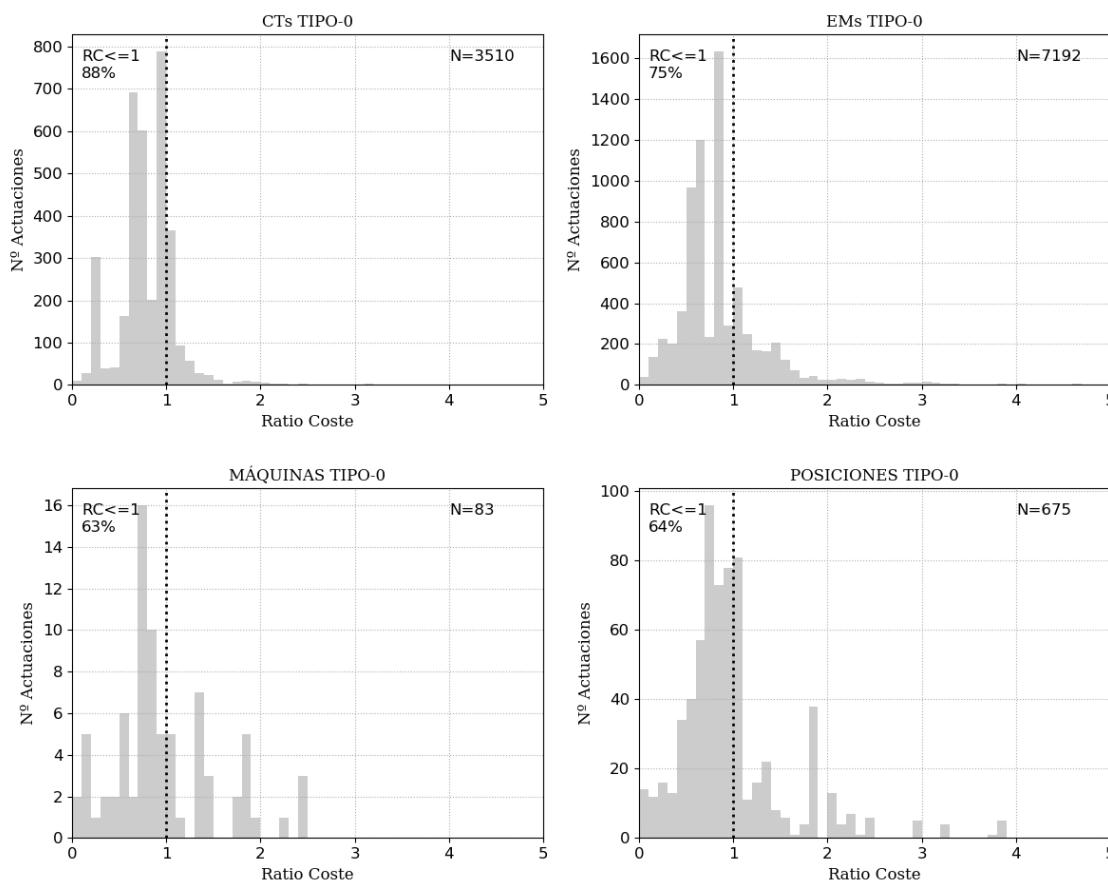


Figura 17: Comparativa de los costes reales declarados por las empresas distribuidoras para instalaciones realizadas a coste completo (inversiones tipo 0) en los ejercicios 2016 y 2017 respecto al valor unitario de referencia.

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 M€) del valor total de inversión auditado, tal y como se muestra en la figura siguiente:

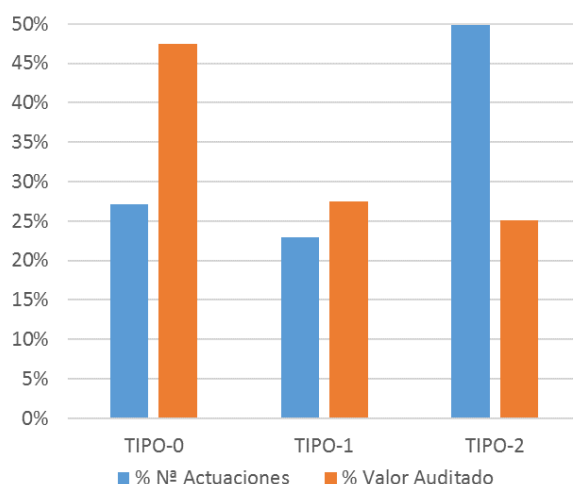


Figura 18. Distribución del N° de Actuaciones y del Valor Auditado según el tipo de inversión.

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 5: 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 Informativa 4/2015, se considera 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.

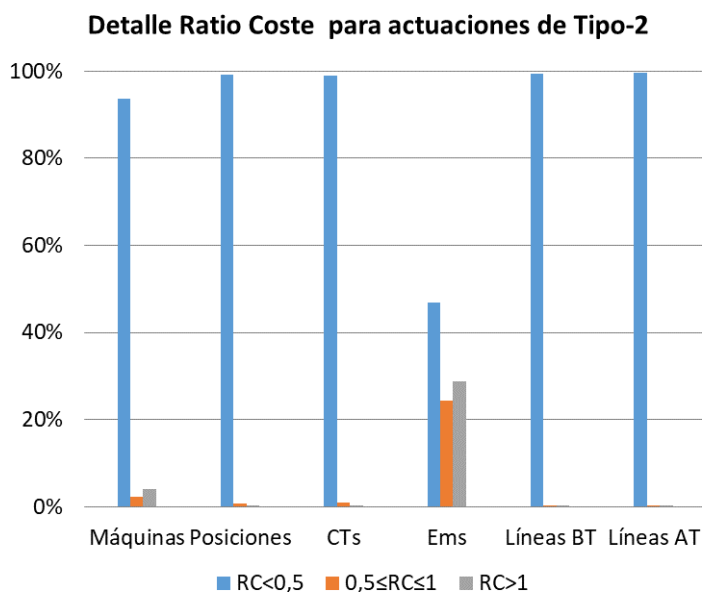


Figura 19. Distribución de las actuaciones en los distintos intervalos de ratio coste (RC) ($RC < 0.5$; $0.5 \leq RC \leq 1$ y $RC > 1$) para el conjunto de empresas distribuidoras para inversiones de tipo 2 por tipo de instalación.

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 M€ en 2016 y 245 M€ 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 ni terrenos.

Para valorar el impacto de la aplicación del citado término en el periodo 2020-2025, se ha procedido a comparar el resultado de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013 para el cálculo de la retribución del ejercicio 2020, empleando la nueva tasa de retribución propuesta por la CNMC, y la información de los planes de inversión declarados 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_{IBO} obtenidos según la metodología actualmente vigente, establecida en el Real Decreto 1048/2013. La leve diferencia resultante de la comparativa reside en el hecho de que la metodología del Real Decreto 1048/2013 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 $n-2$.

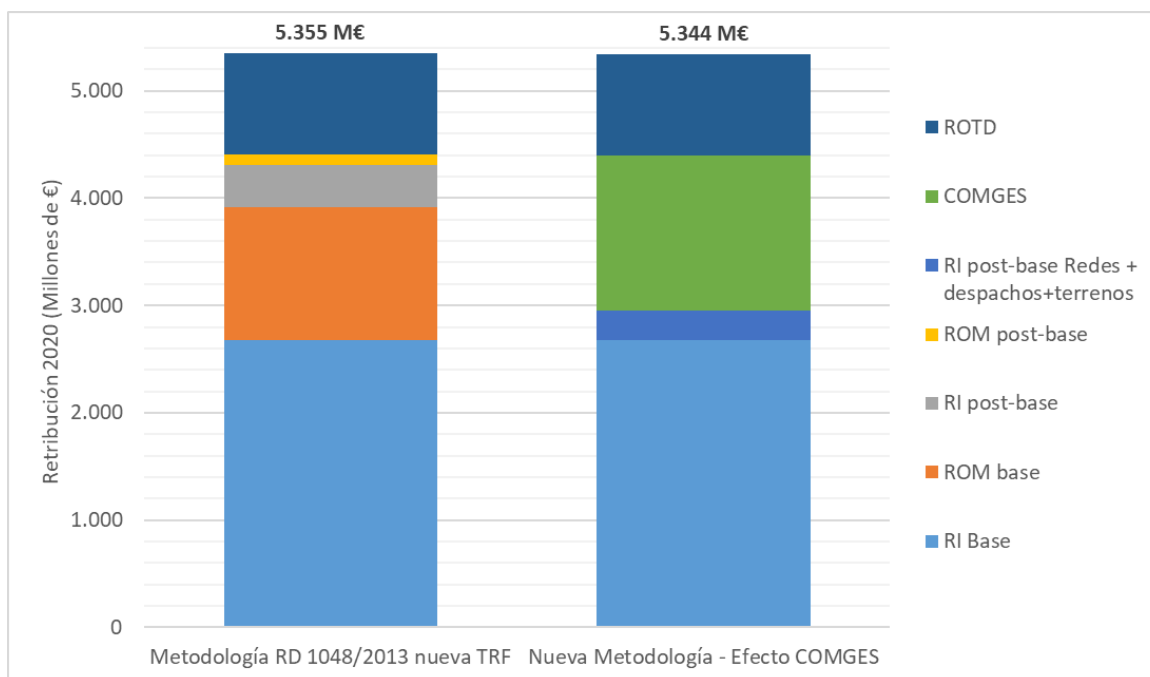


Figura 20. Estimación del término COMGES en la retribución sin incentivos del primer año del primer periodo regulatorio de aplicación de la Circular.

Cabe destacar que los valores obtenidos deberán ser contrastados con la información real aportada por las empresas distribuidoras para el cálculo de la retribución correspondiente al ejercicio 2020.

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%. Los resultados obtenidos se muestran en la figura siguiente:

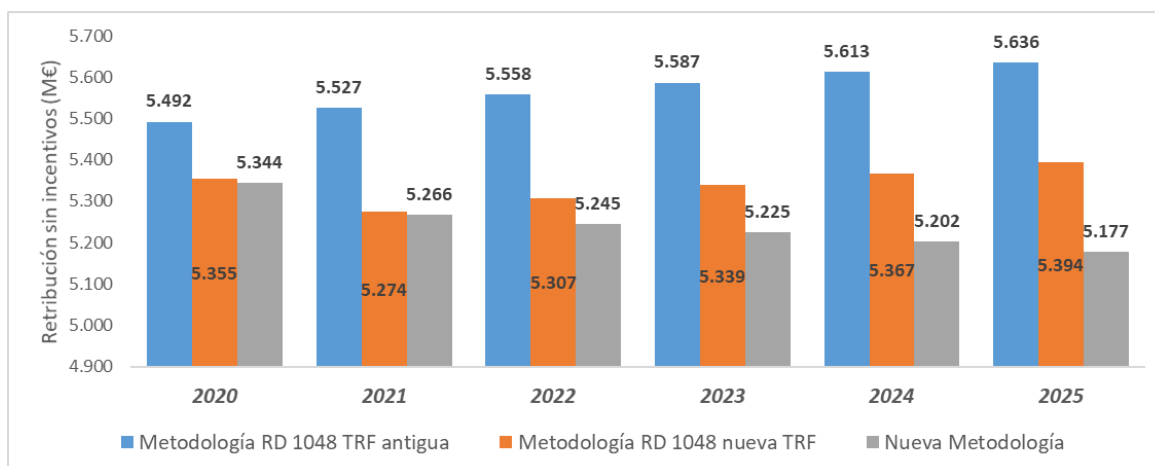


Figura 21. Estimación del impacto de la introducción del término COMGES en la retribución sin incentivos del primer periodo regulatorio de aplicación de la Circular.

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 4,1%⁵. Por su parte, el impacto de la introducción del término COMGES para el primer periodo regulatorio se situaría en torno al 1,8% 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 a 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.

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:

⁵ En dicha estimación no se han tenido en cuenta los incentivos.

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

Al respecto, cabe señalar que dicha eliminación del factor de retardo retributivo se ha llevado a cabo al entender el objetivo de dicho factor era 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.

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 por los umbrales que dichas funciones de coste total determinan. (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 82,5 millones de euros que surgiría de su aplicación.

La comparación entre la retribución que cada empresa percibiría, por esta tarea de lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes, en función del número de clientes, conforme al mecanismo retributivo anterior y al nuevo, puede observarse en la siguiente figura:

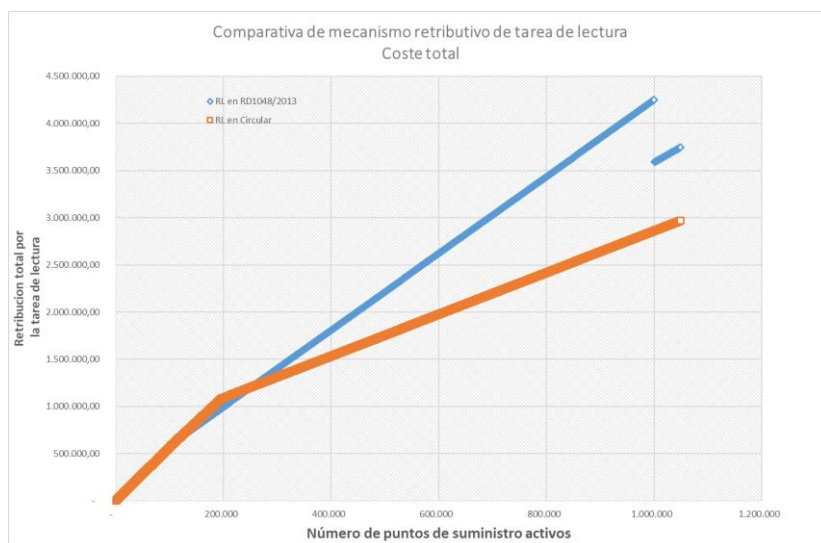


Figura 22: Comparativa entre retribución percibida por realizar la tarea de lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes, en base al número de clientes, según el mecanismo retributivo del RD1048/2013 y el establecido en la Circular.

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 en M€	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RL (Lectura)	0%	82,50	82,50	82,50	82,50	82,50	82,50
	1%	83,27	84,05	84,83	85,62	86,42	87,23
	2%	84,04	85,61	87,21	88,84	90,50	92,20
	3%	84,81	87,18	89,63	92,15	94,73	97,39

Tabla 6: 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 84,8 millones de euros.

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 en M€	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RC (Contratación)	0%	84,88	84,88	84,88	84,88	84,88	84,88
	1%	85,57	86,23	86,91	87,59	88,27	88,96
	2%	86,23	87,57	88,94	90,34	91,77	93,22
	3%	86,89	88,92	91,02	93,18	95,41	97,70

Tabla 7: 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 23,6 millones de euros.

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 en M€	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RT (Atención Telefónica)	0%	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
	1%	23,85	24,00	24,16	24,33	24,49	24,65
	2%	24,00	24,32	24,65	24,98	25,32	25,66
	3%	24,16	24,64	25,14	25,65	26,18	26,72

Tabla 8: 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 56,8 millones de euros.

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 en M€	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RP (Planificación)	0%	56,86	56,86	56,86	56,86	56,86	56,86
	1%	57,39	57,92	58,45	58,99	59,53	60,08
	2%	57,91	58,98	60,07	61,18	62,31	63,47
	3%	58,43	60,05	61,72	63,44	65,20	67,03

Tabla 9: 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 409,5 millones de euros.

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 en M€	Incremento de CUPS activo promedio	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RE (Estructura)	0%	409,57	409,57	409,57	409,57	409,57	409,57
	1%	412,40	415,25	418,13	421,04	423,98	426,94
	2%	415,22	420,98	426,85	432,85	438,96	445,19
	3%	418,04	426,77	435,75	445,00	454,53	464,35

Tabla 10: 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, salvo la eliminación del factor de retardo retributivo. El impacto de dicha medida supone pasar de una retribución por este concepto en torno a los 214 millones de euros, según la propuesta retributiva de la CNMC para la retribución del año 2019, a un importe estimado de 201,2 millones de euros.

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.

Análisis de impacto sobre la propuesta de retribución de la CNMC para 2019		
Tarea	RD/1048/2013 M €	Nueva Circular CNMC M €
RL	101,39	82,50
RC	106,27	84,88
RT	24,27	23,69
RP	48,35	56,86
RE	453,25	409,57
RTA	214,34	201,25
Total	947,87	858,76

Tabla 11: 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%	858,76	858,76	858,76	858,76	858,76	858,76
	1%	863,72	868,70	873,73	878,81	883,94	889,12
	2%	868,66	878,71	888,97	899,44	910,11	920,99
	3%	873,58	888,82	904,51	920,67	937,30	954,43

Tabla 12: 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 M€, 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 las modificaciones relativas a los límites a la inversión*

La propuesta de metodología en relación a los límites de inversión permitirá una previsión razonable de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad y la emisión de una señal de estabilidad que garantice la inversión de las empresas distribuidoras. En consecuencia, no es previsible un incremento de coste para el sistema eléctrico, sino que será un reflejo de las necesidades de crecimiento y evolución de las redes de distribución, amortiguando los efectos de tramitación administrativa e incertidumbres retributivas, sin penalizar las inversiones de las distribuidoras de menor tamaño.

Teniendo en cuenta la previsión de demanda y penetración de renovables establecida en el escenario objetivo del PNIEC, y considerando los límites de inversión sectorial establecidos para ejercicios anteriores, la implementación de la metodología establecida en esta circular, daría como resultado lo que se muestra en la figura siguiente:

Considerando previsión de demanda y penetración de renovables del PNIEC – Escenario objetivo		2020	2025
	Penetración Renovables (MW)	60.678	91.828
		Incremento	51,34%
	Demanda en bc (GWh)	267.365	272.003
		Incremento	1,73%

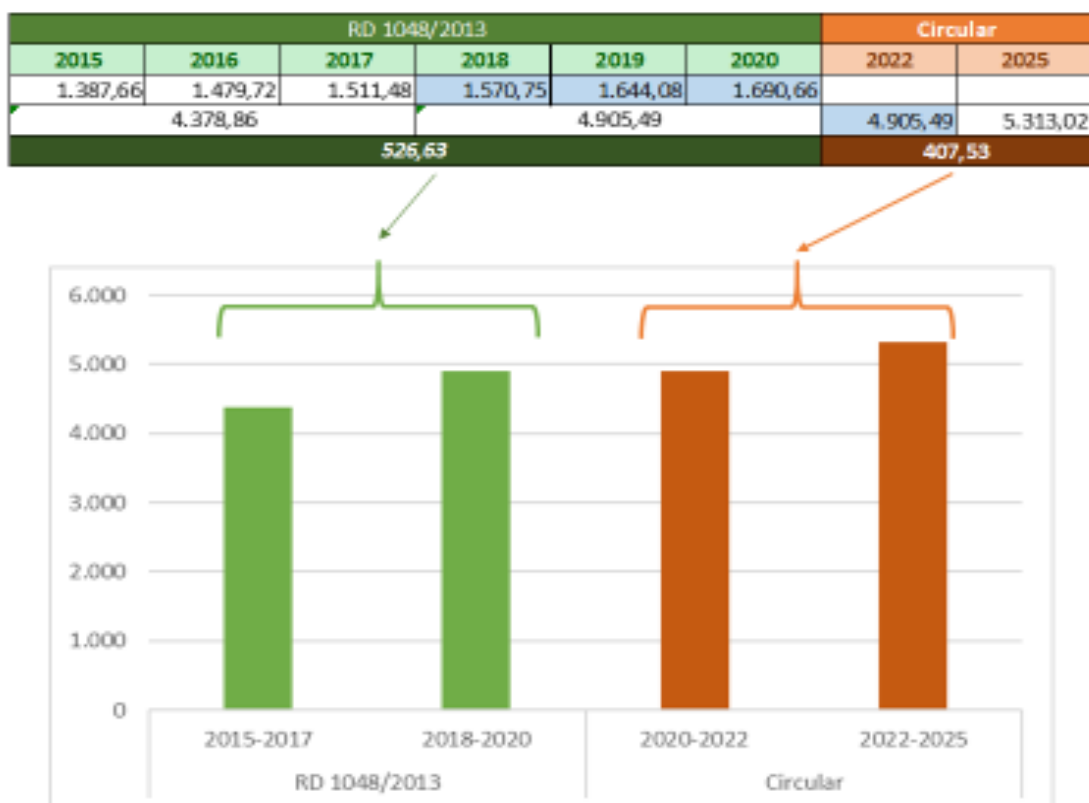


Figura 23: Comparativa entre el límite de inversión sectorial según el mecanismo retributivo del RD1048/2013 y el establecido en la Circular.

Como puede comprobarse en la figura anterior, los límites sectoriales que se obtendrían por aplicación de la nueva metodología, serían inferiores a los resultantes de aplicación del Real Decreto 1048/2013. No obstante, los límites establecidos permiten un crecimiento de la inversión en activos de distribución eléctrica acorde con el crecimiento de la demanda y con la penetración efectiva de renovables en las redes de cada distribuidor. Cabe señalar que la inversión de los distribuidores durante los últimos años se ha situado considerablemente por debajo del límite que permitía en Real Decreto 1048/2013.

8.1.6 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 en la retribución de 2019.

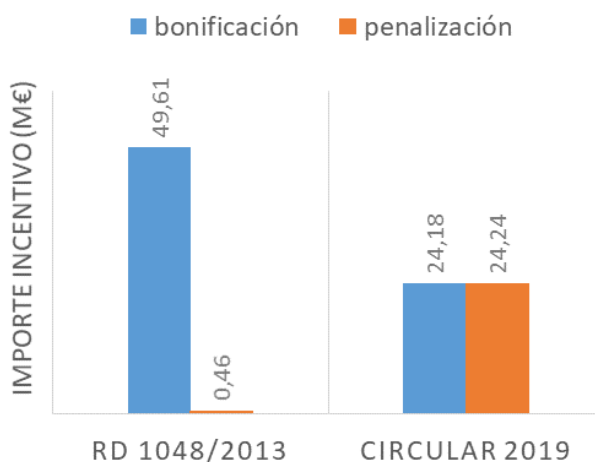


Figura 24: Comparativa entre el valor del incentivo a la reducción de pérdidas propuesto en la circular y el establecido en el Real decreto 1048/2013 correspondiente a la retribución de 2019 para el conjunto del sector.

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 5% 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:

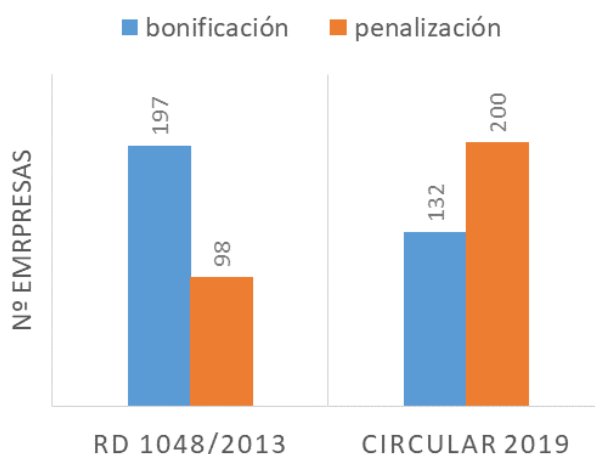


Figura 25: Comparativa entre las empresas que reciben bonificación y que deben abonar penalización según la metodología propuesta en la circular y el Real Decreto 1048/2013 correspondiente a la retribución de 2019.

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.

8.1.7 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 dos 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 incumplimiento 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 y se reparte lo recaudado por penalizaciones entre las empresas para las que el indicador de cumplimiento de calidad promedio tenga un valor 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, si 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. Los datos históricos de calidad observados hasta el año 2017 se han empleado, como proyección de los niveles de calidad para los años 2020 a 2025.
2. Se ha establecido como penalización máxima, los siguientes valores: $CMTIEPI_n^i = CMNIEPI_n^i = -5\% R_n^i$, 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 umbrales para la asignación de la penalización máxima, los siguientes valores: $NTIEPI_n^i = 50\%$ y $NNIEPI_n^i = 58\%$.
4. Se ha establecido como bonificación máxima, los siguientes valores: $BMTIEPI_n^i = BMNIEPI_n^i = 7,5\% R_n^i$, siendo R_n^i la retribución asignada a la empresa distribuidora i en el año n sin tener en cuenta los incentivos.
5. 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 incumplimiento de calidad promedio.

6. 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(€)	-32,46	-38,80	-45,06	-40,96	-22,38	-15,42
nº de empresas con penalización máxima		98	107	116	109	106	88
nº de empresas sin penalización máxima		42	41	36	45	47	46
Bonificaciones a distribuir	M(€)	32,46	38,80	45,06	40,96	22,38	15,42
nº de empresas con bonificación máxima		0	0	0	0	0	0
nº de empresas sin bonificación máxima		193	185	181	179	180	199
Exceso recaudado	M(€)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 13: 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 32,5 millones de euros, obtenidos de penalizar una media de 147 empresas, de las que 104 alcanzan la penalización máxima. Como contrapartida, se asignarían bonificaciones a 186 empresas distribuidoras, de las que ninguna alcanza la bonificación máxima.

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(€)	-2,74	-2,86	-2,36	-42,82	-32,23	-28,27
nº de empresas con penalización máxima		26	33	35	77	61	40
nº de empresas sin penalización máxima		22	36	39	53	61	60
Bonificaciones a distribuir	M(€)	2,74	2,86	2,36	42,82	32,23	28,27
nº de empresas con bonificación máxima		0	0	0	0	0	0
nº de empresas sin bonificación máxima		285	264	259	203	211	233
Exceso recaudado	M(€)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 14: 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 todo el nuevo periodo regulatorio, tendría un impacto promedio anual de penalizaciones de 18,5 millones de euros, obtenidos de penalizar una media de 90 empresas, de las que 45 alcanzan la

penalización máxima. Como contrapartida, se asignarían bonificaciones a 243 empresas, de las que ninguna alcanza la bonificación máxima.

Como consecuencia de la existencia de una limitación máxima en el reparto de bonificaciones para los incentivos a la mejora de calidad, establecida en el 7,5% de la retribución sin incentivos, se podría generar un mínimo exceso recaudatorio que redundaría en mayores ingresos al sistema.

En la siguiente tabla puede observarse el impacto global previsto del nuevo incentivo a la mejora de la calidad sobre los costes del sistema.

Análisis de impacto del Incentivo a la mejora de la calidad de servicio		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Penalizaciones por TIEPI	M(€)	-32,46	-38,80	-45,06	-40,96	-22,38	-15,42
Penalizaciones por NIEPI	M(€)	-2,74	-2,86	-2,36	-42,82	-32,23	-28,27
Impacto sobre la retribución	M(€)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 15: Proyección de impacto global al sistema de los incentivos a la mejora del TIEPI y NIEPI en el nuevo periodo regulatorio

Un ejemplo de los resultados que se obtendrían con una proyección del impacto individual del incentivo a la mejora del TIEPI en el año 2024, puede observarse en la siguiente figura.

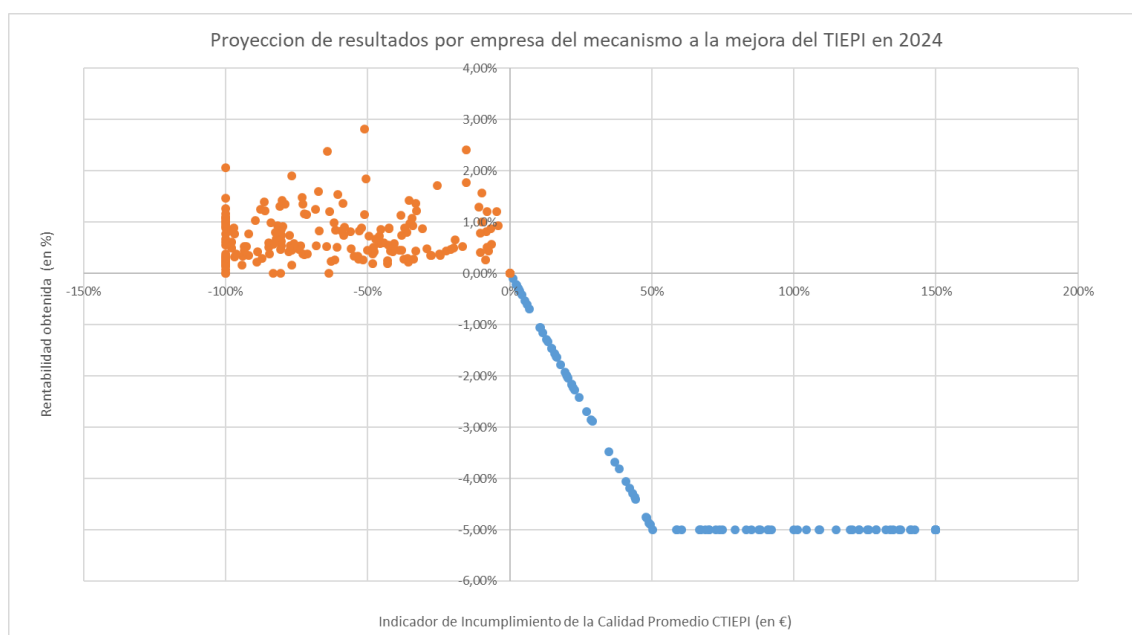


Figura 26: Simulación del nuevo incentivo a la mejora de la calidad del TIEPI.

De igual modo, los resultados que se obtendrían de una proyección del impacto individual del incentivo a la mejora del NIEPI en el año 2024, puede observarse en la siguiente figura:

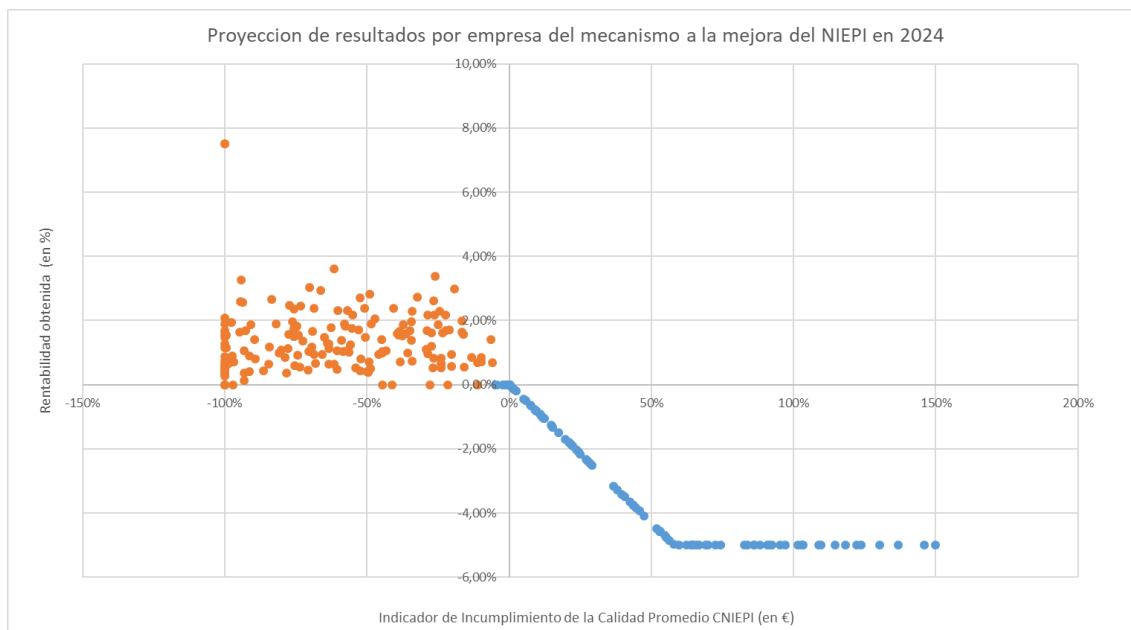


Figura 27: Simulación del nuevo incentivo a la mejora de la calidad del NIEPI.

8.1.8 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.

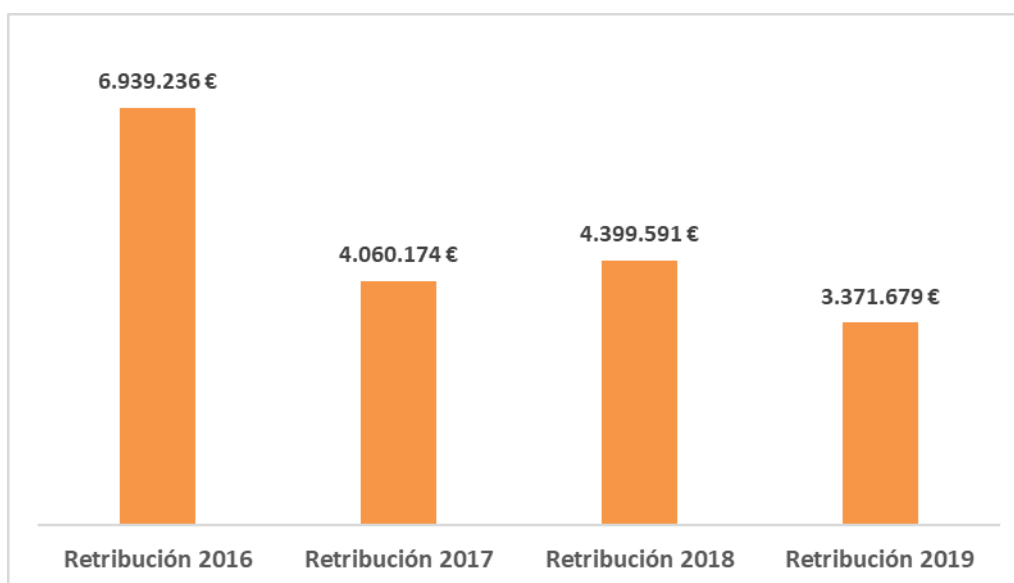


Figura 28: Evolución de las cuantías correspondientes al incentivo a la reducción del fraude.

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.

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%, mientras que para el resto de ejercicios entre 2021 y 2025 la tasa de retribución financiera será del 5,58%.

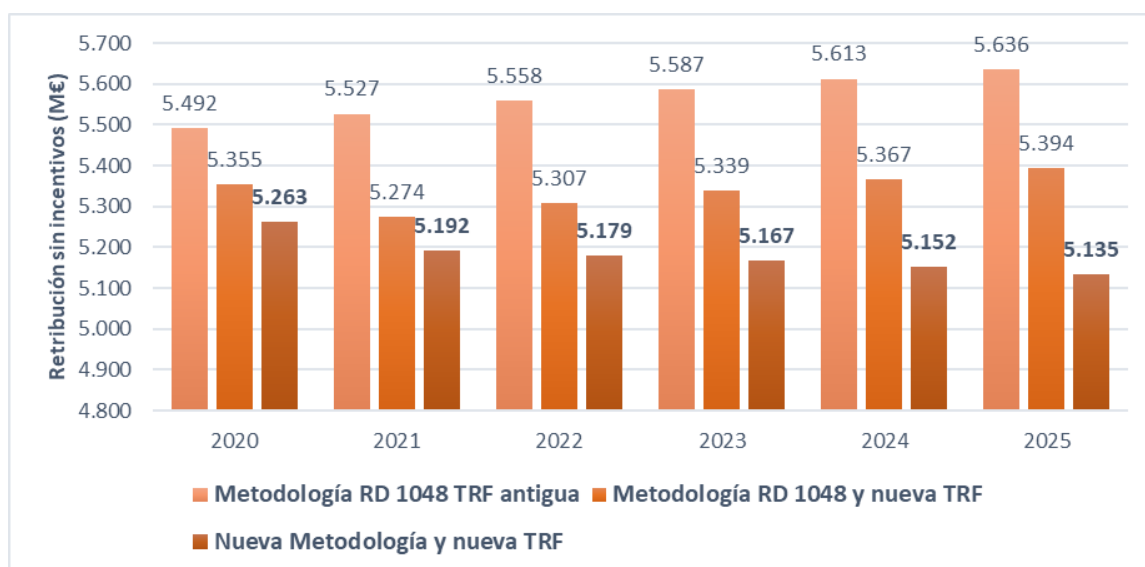


Figura 29: Impacto de la aplicación de la nueva metodología de la circular en la retribución sin incentivos del sector para el primer periodo regulatorio.

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%. 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 7%.

En la figura siguiente se representa el impacto de limitar la reducción de la tasa de retribución financiera en 50 puntos básicos para el ejercicio 2020, comparado con el obtenido en el caso de que la tasa de retribución financiera aplicada en dicho ejercicio hubiera sido del 5,58%.

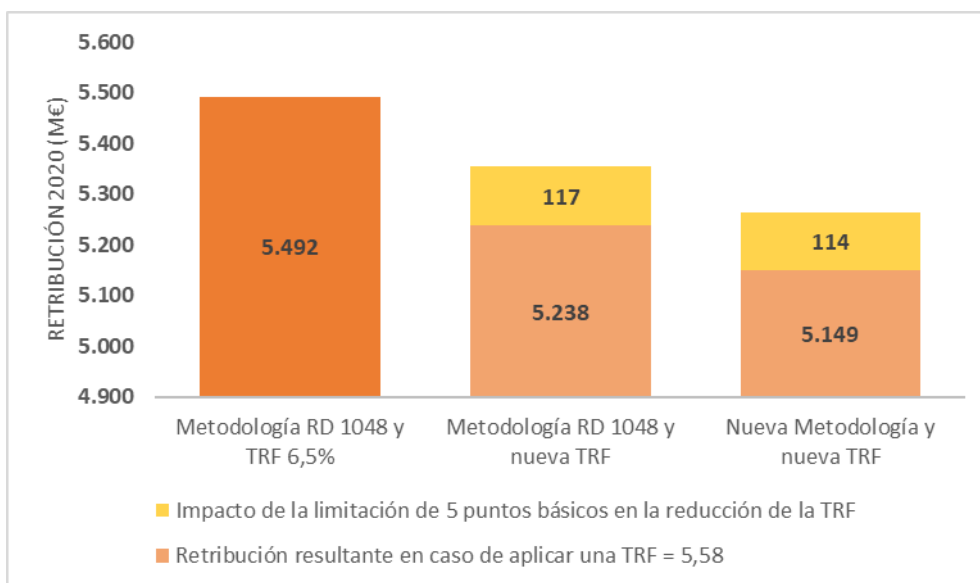


Figura 30: Impacto de la reducción de la TRF en el ejercicio 2020

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 deberán desarrollar por la CNMC las siguientes circulares:

- Circular de valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de instalaciones de distribución.
- 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, engloba una serie de mejoras

que permiten simplificar la metodología retributiva clarificando las reglas en ella establecidas y fomentar 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 semiperiodo, 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.

