



**MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR DE
LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS
Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE
ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE
RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA
ELÉCTRICO**

XX de XX de 2019

CIR/DE/012/19

ÍNDICE

1 OBJETO	4
2 ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
2.1 Antecedentes.....	4
2.2 Normativa aplicable	6
3 OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	8
3.1 Identificación de los fines y objetivos perseguidos	8
3.2 Adecuación a los principios de buena regulación	9
3.3 Inclusión en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013	9
4 CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	10
4.1 Estructura de la Circular	10
4.2 Principales novedades introducidas por la propuesta de norma.....	11
4.3 Vigencia de la norma	11
5 NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS	11
6 DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	11
7 CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	13
7.1 Situación jurídica del operador del sistema y separación de actividades.....	13
7.2 Funciones del Operador del Sistema.....	15
7.3 Evolución de la retribución del operador del sistema.....	18
7.4 Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema	19
7.4.1 Principios generales de la propuesta de retribución	19
7.4.2 Duración de los periodos regulatorios.....	20
7.4.3. Metodología de cálculo de la base de retribución	21
7.4.4. Análisis de los términos que componen la base de retribución con los datos de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema – Circular 5/2009 – SICSE	24
7.4.5 Análisis de los términos que componen la base de retribución con los datos de la contabilidad regulatoria de costes del operador del sistema – Circular 1/2015 - SICORE	25
7.4.5.1 Análisis de los costes correspondientes a la actividad de operación del sistema	26
7.4.5.2 Análisis del valor neto del inmovilizado del OS.....	31
7.4.5.3 Análisis de las inversiones realizadas por el operador del sistema en 2016 y 2017.....	32
7.4.6 Conclusión de los análisis realizados, ajustes de los datos y determinación de los parámetros de la base de retribución	33

7.4.7 Consideración adicional sobre los costes correspondientes al ejercicio 2018	35
7.4.8 Consideración de nuevas funciones atribuidas por reglamentos europeos, proyectos europeos y regulación nacional, durante el periodo regulatorio	36
7.5 Incentivos del operador del sistema	37
7.6 Metodología para la fijación de los precios a repercutir a los sujetos del sistema eléctrico para la financiación de la retribución del operador del sistema	38
8 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR.....	39
8.1 Impacto económico.....	39
8.2 Impacto sobre la competencia.....	41
8.3 Otros impactos.....	41
8.4 Análisis coste-beneficio.	41
9 CONCLUSIONES	42

MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR XX/2019, DE XX DE XX, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1 OBJETO

El objeto de esta Circular es el siguiente:

- Establecer la metodología de retribución del operador del sistema, incorporando un término de retribución por incentivos.
- Establecer la duración de los periodos regulatorios de la actividad de operación del sistema.
- Establecer la forma de financiación de la retribución del operador del sistema, mediante los precios que repercute a los agentes, su cobro y liquidación.
- Establecer la regulación de la retribución anual del operador del sistema, y de los precios que repercute a los agentes para su financiación.
- Establecer los parámetros de retribución para el primer periodo regulatorio 2020-2022.

2 ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

2.1 Antecedentes

Como antecedente relevante, cabe citar la “*Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema eléctrico*” (INF/DE/0076/14), aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014. Esta propuesta se realizó al objeto de cumplir con lo establecido en la Disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, *por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, según la cual la CNMC debía remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica), una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema, y una propuesta de metodología para la fijación de los precios a cobrar por el operador del sistema a los agentes.

Las órdenes ministeriales por las que se establecen los peajes de acceso para los años 2014 a 2019, ambos inclusive, han venido haciendo referencia a la propuesta remitida por la CNMC, pero no se ha establecido, en ninguna norma, la metodología de cálculo de la retribución del operador del sistema. Véase como ejemplo, a este respecto, el preámbulo de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019:

“En relación con la financiación del operador del mercado y del operador del sistema, en la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial se dio a la actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el mandato de elaborar y enviar al actual Ministerio para la Transición Ecológica, una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución de dichos operadores, así como para la fijación de los precios que éstos deben cobrar de los agentes que participan en el mercado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

La citada Comisión remitió tanto la propuesta de retribución del operador del sistema como la del operador del mercado. En tanto se proceda a la aprobación de las mismas, en la presente orden se fijan los precios que ambos operadores deben cobrar a los sujetos o agentes de mercado para su financiación y la retribución a cuenta de la definitiva de dichos operadores”.

Por ello, las retribuciones del operador del sistema se han fijado con carácter provisional desde 2014, no habiéndose aprobado la retribución definitiva del operador del sistema desde 2014 a 2019, ambos inclusive, en espera del establecimiento de la metodología correspondiente. Véase como ejemplo, a este respecto, la disposición transitoria segunda de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019:

“1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de manera provisional y hasta que se apruebe la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la retribución de Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema correspondiente al año 2019 será de 58.028 miles de Euros”.

(...)

5. Las cantidades previstas en la presente disposición podrán modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.”

La presente Circular tiene por objeto establecer la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico desde 2020 en adelante, considerando el traspaso de competencias a la CNMC en esta materia dado por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. Para lo cual, se ha tomado como referencia la propuesta aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014.

Adicionalmente, también cabe señalar como antecedente relevante el “*Informe de análisis económico-financiero de la actividad de transporte de energía eléctrica (2013-2016)*”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 12 de abril de 2018 (INF/DE/045/18), en el que realiza un análisis económico-financiero de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. (REE), como sociedad que realiza la actividad de transporte y operación del sistema, e integrada dentro del grupo RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A. (REC). Dicho informe incluye asimismo un análisis de la contabilidad separada entre la actividad del transporte y la operación del sistema.

2.2 Normativa aplicable

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, *de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural*, establece en su artículo 7.1 que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética, la metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema eléctrico, en función de los servicios que efectivamente preste. Dicha retribución podrá incorporar incentivos, que podrán tener signos positivos o negativos, a la reducción de costes del sistema eléctrico derivados de la operación del mismo u otros objetivos.

El artículo 8.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la operación del sistema tiene carácter de actividad regulada, a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en dicha Ley.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y gestión técnica y económica del sistema, se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

El artículo 20 “*Contabilidad e información*” establece que Red Eléctrica de España, S.A.U. deberá llevar cuentas separadas de la actividad de transporte,

de la operación del sistema peninsular, y de la operación del sistema en los sistemas no peninsulares.

El artículo 28 “*Gestión económica y técnica*” establece que corresponde al operador del sistema asumir las funciones necesarias para realizar la gestión técnica del sistema eléctrico.

El artículo 30 “*Operador del sistema*” establece como función principal del operador del sistema garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, y lista las funciones del operador del sistema.

La disposición adicional vigésima tercera de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, que continua vigente, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 13/2012, establece que el operador del sistema es una unidad orgánica específica dentro de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., con separación contable y funcional respecto del resto de actividades de la empresa. El director ejecutivo de dicha unidad orgánica específica es nombrado y destituido por el Consejo de Administración de RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A. con el visto bueno del Ministerio para la Transición Ecológica. Asimismo, establece que el personal de dicha unidad debe suscribir un código de conducta para garantizar su independencia respecto al resto de unidades del grupo empresarial.

La Disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la CNMC aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías de las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad. Asimismo, establece que las metodologías garantizarán que el impacto de su aplicación en los consumidores y demás agentes del sistema eléctrico sea gradual.

Con fecha 14 de febrero de 2019 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comunicó al Ministerio para la Transición Ecológica una previsión de las circulares de carácter normativo para tramitar y aprobar en 2019, señalando dentro de dicha previsión la presente Circular. Con fecha 9 de abril de 2019 se ha publicado en el BOE la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En lo relativo a la presente Circular, el artículo Tercero establece que la metodología de retribución del Operador del Sistema Eléctrico debería incorporar incentivos para la reducción de costes de los servicios de ajuste y especialmente de las restricciones técnicas, al objeto de garantizar la gestión óptima de los recursos nacionales y el suministro eléctrico al mínimo coste. Asimismo, establece que dicha retribución deberá garantizar la independencia en la dirección de la operación del sistema respecto de la del transportista o de otras actividades realizadas dentro del mismo grupo empresarial.

3 OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR

El Real Decreto Ley 1/2019 establece que la CNMC debe establecer la metodología de retribución del operador del sistema. Resulta por lo tanto necesaria esta Circular para cumplir con la legislación vigente que atribuye esta competencia a la CNMC.

3.1 Identificación de los fines y objetivos perseguidos

La Circular tiene como finalidad establecer la metodología de retribución del operador del sistema, incorporando un término de retribución por incentivos.

Resulta necesario, asimismo, establecer la duración de los periodos regulatorios que, a diferencia de las actividades de transporte y distribución de electricidad, no han sido establecidos legalmente.

Adicionalmente, la Circular establece la forma de financiación de la retribución del operador del sistema, mediante los precios que repercute a los agentes, así como su cobro y liquidación.

Se establecen los parámetros que resultarán de aplicación durante el primer periodo regulatorio.

Por último, la Circular establece la publicación de la retribución anual del operador del sistema, y de los precios que repercute a los agentes para su financiación.

Con todo ello, la finalidad y objetivos perseguidos por la Circular es dotar de un modelo de retribución a la actividad de operación del sistema eléctrico, dando cumplimiento a la competencia transferida a la CNMC en esta materia por el Real Decreto-ley 1/2019.

Como se señala en el artículo 1 de la Circular, no forma parte del ámbito de la misma:

- La retribución de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares, dado que se rigen por un régimen de retribución específico establecido en el Título VII del Real Decreto 738/2013, de 31 de julio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*.

3.2 Adecuación a los principios de buena regulación

Esta propuesta de Circular se adecúa a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Estos principios son la necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia.

En particular, en cuanto a los principios de necesidad y eficiencia, esta Circular está justificada por una razón de interés general, se basa en una identificación clara de los fines perseguidos y es el instrumento más adecuado para garantizar su consecución. En concreto, a través de esta Circular se da cumplimiento al mandato de la Disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que establece que la CNMC aprobará la metodología de retribución del operador del sistema.

Esta Circular es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. Asimismo, se ajusta al principio de seguridad jurídica materializando el mandato del Real Decreto-ley 1/2019.

En cuanto al principio de transparencia, la Circular se dicta de conformidad con el artículo 30 de la Ley 3/2013, previo trámite de audiencia.

Por último, con respecto al principio de eficiencia, las medidas regulatorias se dictan considerando la información disponible en la CNMC, que se recopila a través de la Circular 5/2009 y de la Circular 1/2015, y no implican nuevas cargas administrativas. Con respecto a la retribución, únicamente se consideran los costes necesarios para realizar la actividad, considerando una retribución correspondiente a una actividad de bajo riesgo, realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, y con criterios de eficiencia económica.

3.3 Inclusión en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013

Con fecha 14 de febrero de 2019 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comunicó al Ministerio para la Transición Ecológica una previsión de las circulares de carácter normativo para tramitar y aprobar en 2019, señalando dentro de dicha previsión la presente Circular.

4 CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

4.1 Estructura de la Circular

La Circular se estructura en 5 capítulos y 17 artículos. Adicionalmente incluye dos disposiciones adicionales, una disposición transitoria única y una disposición derogatoria única.

En el capítulo I se incorporan las disposiciones generales: objeto de la Circular y duración de los periodos regulatorios.

En el capítulo II se establece la metodología de cálculo de la retribución del operador del sistema: cálculo de la retribución total, base de retribución, término de retribución por OPEX, margen sobre el término de retribución por OPEX, término de amortización estándar, término de retribución financiera estándar y de la cuenta regulatoria devengada anual.

En el capítulo III se establece la retribución por incentivos.

En el capítulo IV se recoge la metodología para la fijación de los precios a repercutir a los sujetos del sistema eléctrico para la financiación de la retribución del operador del sistema.

En el capítulo V se recoge que anualmente la CNMC aprobará mediante resolución, la cuantía anual de retribución del operador del sistema, y los precios para su financiación.

En la disposición adicional primera se establecen los parámetros de la base de retribución del operador del sistema para el periodo regulatorio 2020-2022.

En la disposición adicional segunda se establecen las fuentes de información que se utilizan para el cálculo de los parámetros de retribución.

En la disposición transitoria única se establecen los límites del tramo de retribución por incentivos para el periodo regulatorio 2020-2022.

Se ha contemplado una disposición derogatoria para derogar las disposiciones administrativas que se opongan a lo establecido en esta circular (la cual se dicta al amparo del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que habilita a la CNMC para establecer la metodología de retribución del operador del sistema).

Por último, se recoge una disposición final, relativa a la entrada en vigor.

4.2 Principales novedades introducidas por la propuesta de norma

La principal novedad introducida por esta Circular consiste en establecer en una norma el modelo de retribución del operador del sistema, dando transparencia y seguridad jurídica tanto al operador del sistema como a los generadores y comercializadores que soportan el coste de su actividad, así como a los consumidores a los que se les repercute en última instancia. En este sentido cabe señalar que el operador del sistema se ha pronunciado en sucesivas ocasiones reclamando la necesidad de disponer un marco retributivo propio que eliminase el carácter provisional de sus retribuciones.

Asimismo, establece los parámetros de retribución aplicables durante el primer periodo regulatorio, dotando de visibilidad a medio plazo al modelo de retribución, lo que resulta fundamental para que el operador del sistema pueda planificar sus inversiones y organizar su estructura de costes a medio plazo.

Otra novedad introducida por la propuesta de norma es la incorporación de un tramo de retribución por incentivos al modelo de retribución. En este primer periodo, se plantean incentivos a la reducción de la energía programada por restricciones técnicas, y a la mejora de la previsión de la demanda, realizadas ambas por el Operador del Sistema.

En cuanto a la financiación de la retribución del operador del sistema, también se plantea una modificación del mecanismo actual, basado en un término fijo por agente y en un término variable calculado en función del volumen máximo negociado en el periodo de liquidación.

4.3 Vigencia de la norma

La Circular tiene vigencia indefinida, salvo la disposición adicional primera, que establece los parámetros de la base de retribución del gestor técnico del sistema para el periodo regulatorio 2020-2022, y la disposición transitoria única, que establece los límites del tramo de retribución por incentivos para el periodo regulatorio 2020-2022.

5 NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS

Dado que no existe ninguna norma que establezca actualmente la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, ni la metodología para la fijación de los precios a cobrar por el operador del sistema eléctrico a los agentes, no se produce la derogación de ninguna norma.

6 DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En fecha 14 de febrero de 2019, la CNMC envió al Ministerio para la Transición Ecológica el plan para la tramitación de las Circulares a desarrollar por la CNMC, en cumplimiento del procedimiento establecido en la Disposición transitoria

primera del Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, la CNMC indicó lo siguiente:

<i>Circular de desarrollo normativo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)</i>	<i>Fecha prevista de adopción</i>
Circular por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico.	Metodología de retribución del operador del sistema eléctrico que retribuya aquellos costes prudentemente incurridos por una empresa eficiente y bien gestionada y, a su vez, establezca incentivos a la reducción de costes en el sistema eléctrico derivado de su operación u otros objetivos.	30/06/2019	1/10/2019

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

Con fecha 9 de abril de 2019 se ha publicado en el BOE la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En lo relativo a la presente Circular, el artículo Tercero establece que la metodología de retribución del Operador del Sistema debería incorporar incentivos para la reducción de costes de los servicios de ajuste y especialmente de las restricciones técnicas, al objeto de garantizar la gestión óptima de los recursos nacionales y el suministro eléctrico al mínimo coste.

La incorporación de un incentivo para la reducción de costes de la resolución de restricciones técnicas da cumplimiento a dicho requerimiento, habiendo considerado que la extensión de dicho incentivo a otros servicios de balance resulta prematura dados los cambios que sufrirá la programación de los servicios de balance cuando se implementen las plataformas europeas al amparo del Reglamento EU 2017/2195 de 23 de noviembre de 2017.

Asimismo, el artículo Segundo de la Orden TEC/406/2019 establece como orientación de política energética que la retribución del operador del sistema deberá garantizar la independencia en la dirección de la operación del sistema respecto de la del transportista o de otras actividades realizadas dentro del mismo grupo empresarial. Se considera que esta orientación de política energética también se cumple, tal y como se recoge en el apartado 7.1 y en el apartado 7.4 de esta memoria.

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 una descripción de los trámites más significativos (Tramitación RDL 1/2019, Consejo Consultivo, etc.).

7 CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

7.1 Situación jurídica del operador del sistema y separación de actividades

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. realiza las actividades reguladas de transporte y operación del sistema, estando participada al 100% por RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A., sociedad matriz y cotizada del grupo. Para dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 54/1997, el Consejo de Administración de RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A., en su sesión de 20 de junio de 2008, acordó asignar a la Dirección General de Operación el carácter de unidad orgánica específica de REE para ejercer en exclusiva las funciones asignadas al operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte, en virtud de lo establecido en la referida norma.

Existe separación contable para la operación del sistema peninsular, y para la operación del sistema en los sistemas no peninsular. La CNMC recibe información contable periódica de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. separada por actividades a partir de la Circular 5/2009, así como sus cuentas anuales.

Asimismo, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. está sometida a llevar contabilidad regulatoria de costes, conforme a lo establecido en la Circular 1/2015, tanto para la actividad de transporte como para la operación del sistema.

Además de la separación contable, existen medidas de separación funcional que aplican al operador del sistema. Debe ser una unidad orgánica específica dentro de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., y su personal ha de estar sujeto a un código de conducta que garantice su independencia respecto del resto de unidades del grupo empresarial¹. El Comité de Dirección de REE aprobó el 9 de julio de 2008 la primera versión del Código de Conducta del Operador del Sistema Eléctrico. El Código de Conducta establece un conjunto de obligaciones para REE y para las personas asignadas a la unidad orgánica, a fin de garantizar la independencia, neutralidad, transparencia, confidencialidad, ética y objetividad en el desarrollo en las funciones propias de la unidad orgánica. Asimismo, el código de conducta designa a la Unidad de cumplimiento del Grupo Red

¹ Las obligaciones contenidas en el código de conducta resultan de obligado cumplimiento para las siguientes personas o entidades: i) Red Eléctrica de España, S.A.U.; ii) el administrador o administradores de Red Eléctrica de España, S.A.U.; iii) todo el personal de la Unidad Orgánica incluyendo su Director Ejecutivo; iv) los administradores, directivos y demás empleados de Red Eléctrica de España, S.A.U. que, en el ejercicio de sus funciones de supervisión y control de la actividad de la Unidad Orgánica, o de prestación de servicios a la misma, tengan acceso a información comercialmente sensible, estarán sujetos al cumplimiento de las obligaciones de confidencialidad establecidas en el apartado 3.3 de dicho código de conducta.

Eléctrica, función incluida en el ámbito de las competencias del Departamento de Control de Riesgo, Cumplimiento y Calidad, como responsable de evaluar el cumplimiento de dicho código.

Por lo tanto, existen amplios requisitos normativos que imponen al operador del sistema medidas de separación contable, separación funcional y contabilidad regulatoria de costes.

Sin embargo, y a pesar de todo ello, no puede obviarse que en los últimos años se han realizado diversas reclasificaciones de activos y costes que han tenido el efecto de incrementar los costes del operador del sistema, en detrimento de los de otras actividades. Asimismo, tampoco puede obviarse que no existe contabilidad financiera para el operador del sistema, y que forma parte de un grupo empresarial.

A tal respecto, en esta Circular se incorporan determinados requisitos, en el sentido de que no se tendrán en cuenta como costes de la actividad de operación del sistema:

- a) Los márgenes añadidos por las empresas del grupo sobre el coste de los servicios prestados.
- b) Los costes de los centros de control que presten servicios al transporte.
- c) Los costes repercutidos por la matriz del grupo de sociedades al que el operador del sistema pertenece, que no resulten necesarios para desarrollar su actividad, o cuyo importe sea desproporcionado en relación al tamaño del operador del sistema, a la utilidad que representan para la realización de la operación del sistema, o que no serían incurridos en caso de que el operador del sistema no formase parte de un grupo de sociedades.
- d) No se tendrán en cuenta los costes incurridos por el operador del sistema para la prestación de servicios a otras empresas del grupo.

Adicionalmente, en la propuesta de Circular se explicita que en ningún caso se incluirán dentro del término de retribución por OPEX costes que hayan sido recuperados con cargo a la retribución del transporte.

Asimismo, también se explicita que en ningún caso se incluirán dentro del inmovilizado neto estándar importes que procedan de reclasificaciones de activos de transporte, ni las inversiones de los centros de control que presten servicio al transporte.

Todo esto es consistente con el artículo Tercero de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que establece que la retribución del operador del sistema deberá garantizar la independencia en la

dirección de la operación del sistema respecto de la del transportista o de otras actividades realizadas dentro del mismo grupo empresarial.

7.2 Funciones del Operador del Sistema

El artículo 30 “*Operador del sistema*” establece como función principal del operador del sistema garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

Establece que son funciones del operador del sistema las siguientes:

- a) Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. A estos efectos, realizará una previsión de la capacidad máxima cuyo cierre temporal puede ser autorizado y en su caso, informará de las necesidades de incorporación de potencia con autorización de cierre temporal por razones de garantía de suministro.
- b) Prever a corto y medio plazo la demanda de energía eléctrica, la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico, y los distintos niveles de pluviometría y eolicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.
- c) Recibir la información necesaria sobre los planes de mantenimiento de las unidades de producción, averías u otras circunstancias que puedan llevar consigo la excepción de la obligación de presentar ofertas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 25 de esta ley, a fin de confirmarlas con el procedimiento que reglamentariamente se establezca, lo que comunicará al operador del mercado.
- d) Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de los grupos de generación y se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema.
- e) Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución.
- f) Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, para su maniobra en tiempo real.

g) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.

h) Determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales, gestionar los intercambios de energía eléctrica y el tránsito de electricidad con los sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, y establecer los programas de intercambio de electricidad con los sistemas eléctricos exteriores, en los términos previstos en el artículo 11.4.

i) Recibir del operador del mercado y de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física la información necesaria, a fin de poder determinar la programación de entrada en la red y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del sistema.

j) Recibir las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.

k) Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del mercado, con la información recibida de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física, teniendo en consideración las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar de la aplicación de lo previsto en el artículo 25 gestionando los mercados de servicios de ajuste del sistema que resulten precisos para garantizar los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan.

El operador del sistema hará públicos los resultados de los procesos de operación que sean de su competencia con el debido cumplimiento de los criterios de confidencialidad establecidos legal o reglamentariamente.

l) Impartir las instrucciones necesarias para la correcta operación del sistema eléctrico de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan, y gestionar los mercados de servicios de ajuste del sistema que sean necesarios para tal fin.

m) Liquidar y comunicar los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro incluyendo entre ellos los servicios de ajuste del sistema y la disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación.

n) Liquidar los pagos y cobros relacionados con los desvíos efectivos de las unidades de producción y de consumo en cada período de programación.

ñ) Colaborar con todos los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad y en su caso, del mercado europeo, que resulten necesarios para el ejercicio de sus funciones.

o) Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para la prestación del servicio.

- p) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica) y con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión anuales y plurianuales presentados por el titular de las instalaciones de transporte de energía eléctrica a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.
- q) Garantizar mediante propuestas en la planificación que la red de transporte pueda satisfacer a medio y largo plazo la demanda de transporte de electricidad al menor coste para el sistema, así como la fiabilidad de la misma.
- r) Proporcionar a todos los gestores de las redes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada.
- s) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de las redes.
- t) Proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a las redes.
- u) Gestionar los despachos técnicos y económicos para el suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, la liquidación y comunicación de los pagos y cobros relacionados con dichos despachos, así como la recepción de las garantías que en su caso procedan. El régimen de cobros, pagos y garantías será análogo al del mercado de producción peninsular.
- v) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica), a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla cualquier información que les sea requerida por estos para el ejercicio de sus funciones en la forma y plazos que se determine.
- w) Aplicar los cargos y peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, le correspondan. Asimismo, deberá comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica) la información que se determine sobre cargos y peajes de acceso.
- x) La responsabilidad del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan.
- y) Recabar y gestionar la información sobre la calidad de servicio en la red de transporte, informando a las Administraciones y Organismos según lo establecido reglamentariamente.
- z) Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.

aa) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes que pueda suponer una alteración de los procesos y mercados de operación que gestiona el operador del sistema.

ab) Poner en conocimiento de las autoridades públicas competentes y de los sujetos que pudieran verse afectados si los hubiere, las situaciones de fraude y otras situaciones anómalas.

ac) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

7.3 Evolución de la retribución del operador del sistema

Desde 2009 a 2013, la retribución del operador del sistema se actualizó con un incremento anual del 2%, pasando de 37.517 miles € a 40.410 miles €. En 2014, la retribución se incrementó un 38,6%, hasta los 56.000 miles €.

Desde entonces, la retribución del operador del sistema que se ha reconocido, con carácter provisional, en las órdenes por las que se establecen los peajes de acceso, ha sido la siguiente:

Cuadro 1. Evolución de la retribución anual del operador del sistema en el periodo 2013-2019 (miles €)

Ejercicio	Retribución anual del OS (miles €)
2013	40.410
2014	56.000
2015	56.000
2016	56.000
2017	56.000
2018	65.829
2019	58.028

Nota: Del importe correspondiente a la retribución provisional del ejercicio 2018, 9.065 miles de euros estaban supeditados a la acreditación documental de los costes incurridos por el OS en el marco del diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión del mercado de electricidad en el ámbito europeo, adicionales respecto a los incurridos en el año 2013 (Orden ETU/1282/2017).

Fuente: Elaboración propia

Todas las retribuciones son provisionales, correspondiendo al Ministerio para la Transición Ecológica el establecimiento de las retribuciones definitivas hasta 2019, inclusive.

7.4 Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema

7.4.1 Principios generales de la propuesta de retribución

Los principios que aplican con carácter general a las actividades reguladas, y que también son aplicables al Operador del Sistema, son los siguientes:

- La obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo (artículo 14 de la Ley 24/2013).
- La consideración de los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada (artículo 14 de la Ley 24/2013).

Además, la propuesta de retribución tiene en consideración la naturaleza del Operador del Sistema como *“asset-light utility”*. A diferencia de las actividades reguladas de redes, requiere de pocos activos para el desarrollo de su actividad (CAPEX) y sus costes se corresponden fundamentalmente con costes de personal y servicios exteriores (OPEX).

Sus inversiones son fundamentalmente en programas y aplicaciones informáticas, que tienen ciclos de renovación cortos. A este respecto, las cuentas de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. de 2017 indican en la nota 5a de su memoria, que las aplicaciones informáticas se amortizan linealmente en un periodo de entre 3 y 5 años². Resultando periodos significativamente más cortos que los de las actividades reguladas intensivas en inversión. En el caso del transporte eléctrico, la mayoría de inversiones se recuperan en 40 años.

Además, desarrolla su actividad en un entorno fuertemente marcado por reglamentos y proyectos europeos, que establecen procedimientos que les resultan de aplicación en un entorno cambiante y de fuerte evolución, al que han de adaptarse de forma continua.

Por lo tanto, en el modelo de retribución del operador del sistema han de considerarse los principios generales que aplican a la retribución de todas las actividades reguladas, pero asimismo tener en cuenta su naturaleza especial como *“asset-light utility”*, considerando que debe hacer frente a un volumen de inversiones más reducido, con ciclos de renovación más cortos, y que desarrolla su actividad en un entorno cambiante y fuertemente marcado por directrices europeas.

² En particular, la memoria de las cuentas anuales señala lo siguiente: *“Aplicaciones informáticas: las licencias para programas informáticos adquiridas se activan sobre la base de los costes en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para su uso. Los gastos relacionados con el mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. La amortización de los programas informáticos se realiza linealmente en un periodo de entre tres y cinco años desde la entrada en explotación de cada programa.”*

Como otro principio fundamental, en esta propuesta de retribución se considera un tramo de retribución por incentivos. La posibilidad de introducir incentivos, con signo positivo o negativo, está contemplada en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013. Adicionalmente, el artículo Tercero de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen las orientaciones de política energética, establece que la metodología de retribución del Operador del Sistema debería incorporar incentivos.

Por último, la propuesta de metodología de retribución del operador del sistema debe realizarse considerando la independencia de la operación del sistema respecto del transportista o de otras actividades realizadas dentro del mismo grupo empresarial, lo que también ha sido establecido como orientación de política energética en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por parte del Ministerio para la Transición Ecológica.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. tiene contabilidad separada para la operación del sistema, que la CNMC recibe periódicamente a través de la Circular 5/2009, y está sometida a llevar contabilidad regulatoria de costes, tanto para el transporte como para la operación del sistema, que reporta a la CNMC en el ámbito de la Circular 1/2015. Estos datos serán los utilizados para calcular los parámetros de retribución, dado que se basan en el principio de separación de la actividad del operador del sistema. Asimismo, en el modelo de retribución se introducen determinados principios para calcular la retribución del operador del sistema en condiciones de independencia del transporte y de otras sociedades de su grupo empresarial, tal y como se ha explicitado en el apartado 7.1 de esta memoria.

7.4.2 Duración de los periodos regulatorios

A diferencia de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, no se ha establecido legalmente la duración de los periodos regulatorios para la actividad de operación del sistema. Por lo tanto, corresponde establecer dicha duración en esta Circular normativa.

De conformidad con la naturaleza del operador del sistema como “*asset-light utility*”, que realiza inversiones principalmente en aplicaciones informáticas con ciclos de renovación cortos, y que está sometido a reglamentos y proyectos europeos en un entorno cambiante, se considera que la duración de los periodos regulatorios debe ser más corta que la establecida para el resto de actividades reguladas del sector eléctrico, que son intensivas en inversión con ciclos de recuperación de hasta 40 años, y que desarrollan su actividad en un entorno más estable.

Por todo ello, se considera para la actividad de operación del sistema periodos regulatorios de 3 años, la mitad del periodo regulatorio de 6 años establecido con carácter general para las actividades reguladas. El primer periodo regulatorio comprenderá los ejercicios 2020 a 2022, ambos inclusive.

De esta forma, los periodos regulatorios del operador del sistema, se alinean con los establecidos para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, sólo que tendrán una duración de 3 años, en lugar de 6 años.

El segundo periodo regulatorio de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica abarcará los ejercicios 2020 a 2025. Mientras que, para el operador del sistema, el primer periodo regulatorio abarcará del ejercicio 2020 al 2022, y el segundo periodo regulatorio del 2023 al 2025.

7.4.3. Metodología de cálculo de la base de retribución

La metodología de retribución se basa en el establecimiento de una base de retribución constante para cada periodo regulatorio de 3 años, que tenga en cuenta los siguientes componentes:

- Un término de retribución por OPEX, basado en los datos de la contabilidad separada y de la contabilidad regulatoria de costes del operador del sistema.
 - Únicamente se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.
 - En ningún caso se incluirán dentro del término de retribución por OPEX costes que hayan sido recuperados con cargo a la retribución del transporte.
 - No formarán parte del término de retribución por OPEX los conceptos siguientes:
 - Los “*trabajos realizados por la empresa para su inmovilizado*”, que se hayan activado como inversión, para evitar su doble retribución, dado que lo contrario implicaría que se pagarían como OPEX y como CAPEX.
 - Las indemnizaciones de personal.
 - Las provisiones.
 - Los márgenes añadidos por las empresas del grupo sobre el coste de los servicios prestados.
 - Las subvenciones.
 - Los costes de los centros de control que presten servicios al transporte.
 - Deterioros y revalorizaciones de activos.
 - Gastos e ingresos financieros.
 - Impuestos sobre el beneficio.

- Los costes del servicio de verificación de medidas a los agentes, que se recuperan mediante precios repercutidos a éstos. REE realiza actuaciones como verificador de medida del Sistema Eléctrico Nacional, que vienen derivadas de lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, Reglamento Unificado de Puntos de Medida, y en las disposiciones de desarrollo del citado Real Decreto.
 - Los costes de estudios de acceso a la red de transporte, que se recuperan mediante precios repercutidos a los solicitantes.
 - Los costes de las subastas de interrumpibilidad, que se recuperan a través de los participantes adjudicatarios.
 - Los costes repercutidos por la matriz del grupo de sociedades al que el operador del sistema pertenece, que no resulten necesarios para desarrollar su actividad, o cuyo importe sea desproporcionado en relación al tamaño del operador del sistema, a la utilidad que representan para la realización de la operación del sistema, o que no serían incurridos en caso de que el operador del sistema no formase parte de un grupo de sociedades.
 - No se tendrán en cuenta los costes incurridos por el operador del sistema para la prestación de servicios a otras empresas del grupo.
- Atendiendo a la naturaleza del OS como “asset-light utility”, se considera un margen sobre los OPEX.

Para las “*asset-light utilities*”, el reconocimiento de una tasa de retribución financiera sobre los activos, puede no reflejar adecuadamente la retribución necesaria a los accionistas de la empresa, y por ello cabe valorar la posibilidad de establecer un margen sobre la parte de la base de retribución vinculada a los OPEX.

A pesar de que las “*asset light utilities*” no necesitan captar grandes capitales para realizar inversiones, es necesario que inviertan de forma continuada en la capacitación de su personal, en los procesos y en los sistemas, siendo éstos valores intangibles que generalmente no se capitalizan, pero que son necesarios para realizar su actividad. Además, el Operador del Sistema está sometido a riesgo reputacional, sus actuaciones conllevan una gran responsabilidad y tiene también la capacidad de contribuir activamente en beneficio del sistema eléctrico.

Por todo ello, esta Comisión considera oportuno introducir un margen sobre los OPEX en la base de retribución. De cara a cuantificar el margen, a nivel europeo existen varios ejemplos de *asset-light utilities* que operan en entornos regulados, y que tienen reconocido un margen sobre sus ingresos, si bien fundamentalmente los ejemplos disponibles se refieren a compañías de suministro regulado o *retail* (agua, electricidad, servicios postales), cuya actividad difiere de la del operador del sistema y está sometida a riesgo de

crédito y desvíos de circulante. En los casos analizados, los márgenes se sitúan entre el 0,5% y el 5,7%.

Esta Comisión propone la incorporación de un margen del 5%, teniendo en cuenta el entorno fuertemente regulado en el que opera el Operador del Sistema.

- Un término de amortización estándar, basado en la dotación a la amortización de la contabilidad separada y de la contabilidad regulatoria de costes del operador del sistema. Se configura como un valor que permitiría recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos, bajo la perspectiva de que la operación del sistema no es una actividad intensiva en inversión y que, por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en software y hardware, tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar previene de retribuir individualmente inversiones, y desincentiva la sobreinversión.
- Un término de retribución financiera estándar, aplicando la tasa de retribución sobre el valor neto del inmovilizado estándar de la actividad de operación del sistema.

Se propone la misma tasa de retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica que se establezca en los años que se correspondan con el periodo regulatorio p, en la *Circular xx/2019, de xx de xx, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología 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*.

Para la determinación del inmovilizado neto estándar, se utilizará la información disponible en la CNMC relativa al operador del sistema procedente de la Circular 5/2009 y de la Circular 1/2015:

- Únicamente se considerarán las inversiones necesarias para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.
- En ningún caso se incluirán dentro del inmovilizado neto estándar importes que procedan de reclasificaciones de activos de transporte, al operador del sistema.
- No formarán parte del inmovilizado neto estándar los conceptos siguientes:
 - El inmovilizado en curso.
 - Los activos intangibles distintos de las aplicaciones informáticas.
 - Las inversiones de los centros de control que presten servicio al transporte.

7.4.4. Análisis de los términos que componen la base de retribución con los datos de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema – Circular 5/2009 – SICSE

De cara al establecimiento de la retribución de la actividad de operación del sistema para el siguiente periodo regulatorio, se ha analizado la información aportada por REE en su cuenta de pérdidas y ganancias separada por actividades en virtud de lo establecido en la Circular 5/2009, de 16 de julio, *sobre obtención de información de carácter contable y económico-financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización*, almacenada en la base de datos SICSE.

Sobre el importe total de gastos declarados por REE, se han aplicado en cada uno de los ejercicios tres ajustes, descontándose costes no considerados retribuíbles, y cuya identificación es posible realizar a partir de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema eléctrico y de las cuentas anuales auditadas de REE. Todo ello sin perjuicio de ajustes adicionales que deban realizarse a partir de información más desglosada, como se analizará posteriormente.

- En primer lugar, se descuentan los importes correspondientes a “*activación de gastos de personal*”, que se han tomado de las cuentas anuales auditadas de REE. Dado que en las cuentas anuales no se desglosa entre la parte correspondiente a la operación del sistema peninsular y extrapeninsular, se ha realizado este desglose prorrateando según el porcentaje que suponen los gastos de personal para ambos sistemas.
- En segundo lugar, se han descontado de los gastos los importes correspondientes a “*pagos extraordinarios por indemnizaciones*”. Este importe se ha obtenido de las cuentas anuales auditadas de REE, prorrateando el total según el porcentaje que suponen los gastos de personal de la actividad de operación del sistema eléctrico de REE. Para el año 2017, el importe se ha obtenido de la información complementaria aportada por REE a la CNMC en el marco del envío de información relativa a la Circular 5/2009, donde aparece el desglose de este concepto por tipo de actividad.
- En tercer lugar, se han descontado los importes de “*dotaciones por provisiones*”, obtenidos de las cuentas anuales auditadas de REE, prorrateados según el porcentaje que suponen los gastos de personal de la actividad de operación del sistema eléctrico de REE con respecto a los gastos de personal totales de la sociedad.

Por otro lado, se ha analizado la evolución de la amortización correspondiente a la actividad de operación del sistema eléctrico, así como de su inmovilizado neto retribuíble, calculándose éste como la suma del valor asociado a las aplicaciones informáticas, como inmovilizado intangible, así como del valor asociado a las

partidas correspondientes a instalaciones técnicas de energía eléctrica y otro inmovilizado material.

El aumento observado entre 2015 y 2016 de la amortización y del inmovilizado neto está relacionado con el efecto producido por la reasignación de activos realizada por REE, según la cual determinados activos que previamente estaban asignados a la actividad de transporte, pasaron a estar asignados a la actividad de operación del sistema³. Por ello, se aplica un ajuste negativo en el dato de inmovilizado neto retribuable de 2016, de forma que no se considere esta reclasificación de activos.

7.4.5 Análisis de los términos que componen la base de retribución con los datos de la contabilidad regulatoria de costes del operador del sistema – Circular 1/2015 - SICORE

De cara al establecimiento de la retribución del operador del sistema para el siguiente periodo regulatorio, se ha analizado la información de la contabilidad regulatoria de costes, declarada por REE a través de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad, almacenada en la base de datos SICORE.

Concretamente, se ha procedido a analizar la información relativa a los ejercicios 2016 y 2017, siendo éstos los dos primeros años para los que existe información regulatoria de costes correspondiente a la actividad de operación del sistema.

A continuación, se exponen los análisis realizados sobre la información declarada por el operador del sistema, así como las principales conclusiones obtenidas de los mismos.

Tal y como se indica en el apartado séptimo de dicha Circular⁴, con el objetivo de visualizar la separación de cuentas efectuada por las empresas para cada actividad, el sistema de información regulatoria de costes contempla dos modos de funcionamiento según cómo se localizan los costes en los CECOS: modo de

³ Según la nota 28 “Información por segmentos” de las cuentas auditadas de 2016 de REE, “en 2016, la sociedad ha procedido a realizar una revisión de la asignación de los elementos del inmovilizado que integran el activo de cada actividad. Además, a efectos comparativos, se ha procedido a recalcular el Balance y Cuenta de Resultados por actividades correspondientes a 2015, para garantizar una comparación homogénea.

⁴ « Modo de cálculo de Referencia » (Modo General) : en el que se considera el conjunto de los costes e ingresos localizados en los CECOS Auxiliares, y se realizan los repartos hacia los CECOS Principales, empleando criterios de reparto comunes para todas las empresas.

« Modo de cálculo por Actividad » : en el que las empresas han de localizar sus costes e ingresos en los CECOS Auxiliares y CECOS Principales por cada actividad, así como los criterios y cantidades de reparto primario de los costes de los CECOS Auxiliares hacia los CECOS Principales.

cálculo de referencia (modo general) y modo de cálculo por actividad (modo separación de actividades).

Los análisis que se explican a continuación, sobre los costes de la actividad de operación del sistema declarados por REE correspondientes a 2016 y 2017, se han efectuado sobre los dos modos de funcionamiento.

La Circular 1/2015 define los tipos de ingresos localizables y sus reglas de localización, de forma que determinados tipos de ingresos se consideran como un menor coste de las actividades reguladas, en los costes que se obtienen de SICORE a partir de la información declarada por las empresas sujetas a la Circular 1/2015. Es decir, se tiene en cuenta la detracción de los siguientes tipos de ingresos: CI-8 Prestación de servicios realizados por los CECOS auxiliares; CI-15 Subvenciones, donaciones y legados a la explotación; CI-16 Subvenciones, donaciones y legados de capital transferidos al resultado del ejercicio (sin incluir las relativas a activos regulados con retribución individualizada y derechos de emisión de CO₂, que no se localizan), aunque en este caso no aplican al OS; CI-17 Ingresos por arrendamientos; CI-18 Ingresos por la cesión de uso de activos de la empresa; CI-19 Indemnizaciones de las compañías de seguros: activos/actividades reguladas; CI-20 Indemnizaciones de las compañías de seguros: activos/actividades no reguladas; CI-26 Beneficios procedentes de activos no corrientes. Activos regulados; CI-29 Resto de ingresos (se localizan únicamente los que están soportados por los CECOS auxiliares).

7.4.5.1 Análisis de los costes correspondientes a la actividad de operación del sistema

7.4.5.1.1 Costes totales por actividad

Se ha llevado a cabo un análisis de los costes totales de O&M declarados por REE en SICORE para la actividad de operación del sistema eléctrico en los ejercicios 2016 y 2017, para ambos modos de funcionamiento. Estos costes incluyen la amortización de los activos, que es un coste localizable para la operación del sistema, pero no localizable para la actividad de transporte, de conformidad con lo establecido en la Circular 1/2015. En ambos ejercicios, la diferencia entre los costes totales por actividad entre el modo general y el modo separación de actividades asciende a 2 millones €.

Por otro lado, no se detectan diferencias significativas de los costes totales al aplicarse un conjunto de ajustes en SICORE (IMPORTE_AJUSTADO). Estos ajustes consisten en descontar el 100% de los márgenes de las operaciones intragrupo que han supuesto un coste.

El sistema SICORE permite parametrizar que un porcentaje distinto del 100% de los tipos de ingreso CI-8, C-15, C-16, CI-17, CI-18, CI-19, CI-20, CI-26 y CI-29 se descuenta de los costes de operación y mantenimiento calculados como

IMPORTE_AJUSTADO. Sin embargo, no se ha aplicado dicha parametrización en este cálculo.

7.4.5.1.2 Localización de costes de la actividad de operación del sistema

Los apartados segundo y sexto de la Circular 1/2015 definen los Objetos Finales de Coste (OFC), los CECOS Auxiliares y los CECOS Principales, en los que se localizan los costes en el Sistema de Información Regulatoria de Costes.

Los CECOS Auxiliares son los centros de coste donde se acumulan los costes de las funciones de soporte de la organización: Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC), Recursos Humanos (RRHH), Servicios generales, Compras y Aprovisionamientos, Dirección y asesoría jurídica, Administración y finanzas, Calidad y Responsabilidad social Corporativa (RSC), y Regulación.

Los CECOS Principales son los centros de coste donde se acumulan los costes asociados directamente al desarrollo de las actividades, y que prestan servicio a los OFC: Ingeniería, Construcción, Operación y Mantenimiento (O&M), Gestión de Acceso de Terceros a la Red (ATR), Almacén y Logística, Operación del Sistema/Gestor Técnico del Sistema (OS/GTS), Desarrollo de negocio, negocios no regulados y Relaciones Institucionales, Centros de Mantenimiento.

Los Objetos Finales de Coste (OFC) son los centros de coste en los que se acumulan los costes relacionados con la inversión de los activos o la operación y mantenimiento asociados a la actividad de operación del sistema. En la tabla 14 “OFC de O&M de OS” del Anexo II “Tablas” de la Circular 1/2015, se enumeran los OFC de operación y mantenimiento de la actividad de operación del sistema eléctrico, siendo éstos: “Operación del Sistema Península”, “Operación del Sistema Baleares”, “Operación del Sistema Canarias”, “Actuaciones de verificación en el sistema de medidas a los agentes” y “Costes de estudios de acceso a la red de transporte”.

A este respecto, se han procedido a analizar los porcentajes de localización de costes directos a OFCs, CECOS Principales y CECOS Auxiliares para los ejercicios 2016 y 2017, en modo general y separación de actividades, resultando valores similares en ambos años.

Además, existen diferencias poco significativas entre los modos general y de separación de actividades.

7.4.5.1.3 Reparto de costes por OFCs, CECOS Principales y CECOS Auxiliares

De conformidad con lo establecido en el apartado sexto.3 de la Circular 1/2015, los costes localizados en los CECOS Auxiliares se trasladan íntegramente a los CECOS Principales aplicando los “Criterios de reparto primario”, que se definen en dicho apartado. Posteriormente, los costes localizados en los CECOS

Principales se trasladan íntegramente a los OFC de las distintas actividades, aplicando los “*Criterios de reparto secundarios*”, que se definen en el apartado sexto.4 de la Circular 1/2015.

Así, se ha analizado el reparto de costes de la actividad de operación del sistema, directos e indirectos, por OFC, para los ejercicios 2016 y 2017, en modo general y separación de actividades. A este respecto, cabe destacar que los costes localizados en los OFCs correspondientes a “*Actuaciones de verificación en el sistema de medidas*” y a “*Costes de estudios de acceso a la red de transporte*” no deben formar parte del término de retribución por OPEX, puesto que se recuperan mediante precios repercutidos a los agentes, con lo que deberán descontarse de los costes totales de O&M correspondientes a la actividad de operación de sistema de REE. En ambos ejercicios la situación es análoga, en cuanto a que no se observan diferencias significativas en los porcentajes de costes localizados en los principales OFCs.

Se ha procedido a analizar también el reparto de los costes de la actividad de operación del sistema por CECOS Principales, en los ejercicios 2016 y 2017, tanto para el modo general como para el de separación de actividades.

Por su parte, y en la misma línea a como se ha hecho para los OFCs y los CECOS Principales, se ha analizado el reparto de costes de operación y mantenimiento de la actividad de operación del sistema en CECOS Auxiliares para ambos ejercicios.

7.4.5.1.4 Reparto por tipos de costes e ingresos

A partir de la información declarada por REE en virtud de la Circular 1/2015, se ha procedido a obtener el desglose del total de costes de O&M de la actividad de operación del sistema eléctrico declarados por REE por los tipos de costes e ingresos definidos en SICORE. Están establecidos en la tabla 8 “*Tipos de ingresos*” y en la tabla 9 “*Tipos de costes*” del Anexo II “*Tablas*” de la Circular 1/2015. Atendiendo a la tipología del coste o ingreso, las reglas de localización en cada CECO y OFC se establecen en el apartado 4.7.4 “*Localización de costes e ingresos*” del Anexo IV “*Instrucciones de cumplimentación de los formularios*” de la Circular 1/2015.

Sobre el análisis del reparto de costes por tipos en los años 2016 y 2017, caben destacar las siguientes consideraciones:

- Existen diferencias entre SICSE y SICORE en la dotación a la amortización asociada a la actividad de operación del sistema, debidas a la diferente forma de imputar la amortización del centro de control por parte de REE. En este sentido, en SICSE se ha reportado que el 100% de esta amortización corresponde al Operador del Sistema Eléctrico y en SICORE únicamente el 70%, habiéndose imputado el 30% restante a la actividad de transporte. A este respecto, se considera correcta la imputación realizada en SICORE, dado

que el centro de control de REE presta servicio tanto a la operación del sistema, como al transporte.

- En cuanto a los gastos de arrendamiento, cabe destacar que REE tiene un contrato de arrendamiento con RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A. (REC), en virtud del cual REE alquila una parte significativa de los edificios de oficinas que son propiedad de REC. En las cuentas anuales auditadas de REE, los importes de gasto del contrato de arrendamiento de inmuebles ascienden a 9,9 millones € en 2016 y 10,1 millones € en 2017, coincidiendo por tanto con los declarados en SICORE. De estos importes, sólo una parte se localiza en O&M, mientras que el resto se imputa a inversión vía repartos, ya que este contrato se asigna al CECO auxiliar de “*Servicios generales*”.

Dado que, en las cuentas anuales de REC, figuran unos importes de amortización de los inmuebles de 1,7 millones € en 2016 y 1,6 millones € en 2017, el margen real de la operación estaría siendo muy superior al declarado por REE para ambos ejercicios, en relación a este contrato. Dado que la Circular considera como no retribuíbles los márgenes añadidos por las empresas del grupo, se debe considerar la realización de un ajuste relativo al coste asociado a este contrato de arrendamiento, de forma que dicho coste coincida con los importes de amortización de los inmuebles que figuran en las cuentas anuales de REC.

- En relación con los gastos de personal, se observan ciertas diferencias entre los importes obtenidos de SICSE y los declarados en SICORE. Concretamente, en la cuenta de pérdidas y ganancias declarada en virtud de la Circular 5/2009, los gastos de personal correspondientes a la actividad de operación del sistema eléctrico son superiores a las cantidades asociadas a “*Gastos de personal: sueldos y salarios, aportaciones patronales a la Seguridad Social y otros gastos sociales*” en SICORE.

Esta diferencia estaría explicada en parte por la “*activación de gastos de personal*”, que en SICSE se incluye dentro del importe correspondiente a gastos de personal. Descontando estos importes a los gastos de personal declarados en virtud de la Circular 5/2009, se obtendrían unos valores más próximos a los de SICORE.

Existen criterios de reparto de los gastos de personal distintos entre la contabilidad separada por actividades que sigue REE y los repartos que establece la Circular 1/2015, que podrían justificar en parte el resto de esta diferencia.

7.4.5.1.5 Asignación de cuentas del Balance de Sumas y Saldos (BSS) por tipos de costes

De conformidad con lo establecido en el artículo Tercero de la Circular 1/2015, cada coste recogido en el sistema IRC debe ser trazable respecto de la cuenta contable de procedencia.

En este sentido, se ha analizado el desglose del Balance de Sumas y Saldos (BSS) para la actividad de operación del sistema eléctrico de REE para 2016 y 2017, en modo general y separación de actividades. El BSS contiene el saldo de todas las cuentas contables, que se trasladan al balance y a la cuenta de pérdidas y ganancias al cierre de cada ejercicio contable.

Al comparar la evolución de los Balances de Sumas y Saldos entre 2016 y 2017 se han encontrado algunos aspectos destacables:

- Dentro del tipo de coste “CC-23 *Gastos de personal: sueldos y salarios, aportaciones patronales a la Seguridad Social y otros gastos sociales*” se reporta un importe en “*Provisión Retribución L.P.*”. De conformidad con la nota 5 i) de la memoria de las cuentas auditadas de REE, la sociedad tiene registrados importes por prestaciones laborales post-empleo, así como un programa de retribución a largo plazo para directivos de primer nivel, entre los que se incluye el director de la unidad orgánica específica del operador del sistema, que está alineado con el cumplimiento de objetivos estratégicos del grupo del que RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN es sociedad matriz. Asimismo, también están registrados importes por un plan de gestión estructural por el que directivos recibirán indemnizaciones a su salida.

Los gastos de personal devengados por el programa de retribución a largo plazo para directivos de primer nivel no tienen la consideración de gastos retribuíbles porque están relacionados con la consecución de objetivos del grupo del que RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN es sociedad matriz.

De conformidad con el artículo Tercero de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, *por la que se establecen orientaciones de política energética a la CNMC*, la retribución del operador del sistema deberá garantizar la independencia en la dirección de la operación del sistema respecto de la del transportista o de otras actividades realizadas dentro del mismo grupo empresarial. Por lo que no pueden incluirse dentro de la retribución regulada del operador del sistema incentivos al cumplimiento de objetivos del grupo RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, al que contribuye principalmente la actividad de transporte y de forma accesoria otras actividades realizadas dentro de dicho grupo.

En cuanto a los importes relativos a prestaciones post-empleo, se considera que deben reclasificarse dentro del tipo de coste CC-25 “*Gastos de personal: retribuciones a largo plazo al personal por prestaciones post empleo*”, que son un tipo de coste no localizable.

Por último, los importes relativos al plan de gestión estructural por el que directivos recibirán indemnizaciones a su salida, deberían reclasificarse dentro del tipo de coste CC-24 “*Gastos de personal: indemnizaciones*”, que es un tipo de coste no localizable.

Por todo ello, se considera necesario realizar un ajuste a fin de detraer el importe de la cuenta del Balance de Sumas y Saldos “*Provisión Retribución L.P.*”.

- Existe una partida de “*Arrendamiento locales (E.G.)*”, es decir, arrendamientos con empresas del grupo, dentro del tipo de coste “*CC-05 Gastos de arrendamiento*”. Como se ha indicado con anterioridad, se debe realizar un ajuste relativo al coste asociado al contrato de arrendamiento que REE tiene con REC, de forma que dicho coste coincida con los importes de amortización de los inmuebles que figuran en las cuentas anuales de REC.
- Dentro del tipo de coste “*CC-36 Amortización de activos regulados del OS/GTS*”, se produce un aumento significativo de la partida “*Amortización equipos informáticos otros*” entre los ejercicios 2016 y 2017.
- El importe correspondiente a “*Afiliaciones*”, dentro del tipo de coste “*CC-18 Resto de gastos de servicios exteriores*”, también se incrementa significativamente de 2016 a 2017.
- También dentro del tipo de coste “*CC-18 Resto de gastos de servicios exteriores*” destaca el descenso de la partida “*Otras comunicaciones*” entre ambos ejercicios.
- Dentro del tipo de coste “*CC-10 Resto de gastos de servicios profesionales independientes*”, la partida “*Servicios profesionales independientes*” aumenta significativamente entre 2016 y 2017, si bien la partida “*Asesorías y consultorías*” por su parte disminuye.

Dentro de cada tipo de coste, se ha comprobado que las cuentas del Balance de Sumas y Saldos (BSS) asociadas a cada uno de ellos son coherentes con la naturaleza del coste. A este respecto, se observa la existencia de coherencia entre cuentas del BSS y tipos de costes, tanto en 2016 como en 2017, salvo por lo indicado.

7.4.5.2 Análisis del valor neto del inmovilizado del OS

El término de retribución financiera estándar incluido en la base de retribución, se obtiene aplicando la tasa de retribución financiera sobre el inmovilizado neto estándar. No se tiene en cuenta el inmovilizado en curso y anticipos, al tratarse de inversiones en curso que aún no están puestas en explotación.

REE declara en el Bloque F9-DI1, correspondiente a la Circular 1/2015, la clasificación de su inmovilizado por actividades. A este respecto, se ha analizado la evolución del mismo entre los ejercicios 2016 y 2017, así como las diferencias existentes entre los importes reportados por la sociedad en SICORE y en SICSE. En ambos ejercicios, el inmovilizado del operador del sistema está compuesto principalmente por equipos informáticos, despachos y aplicaciones informáticas

En general, se observa una disminución en 2017 del valor del inmovilizado neto de la actividad de operación del sistema, a pesar del incremento en el inmovilizado bruto, debido al aumento experimentado por el término de amortización acumulada.

Adicionalmente, es necesario tener en cuenta que el inmovilizado neto en los años 2016 y 2017 incorpora los activos que REE reasignó de la actividad de transporte a la actividad de operación del sistema durante el año 2015, como consecuencia de la cual el inmovilizado neto correspondiente a esta actividad sufrió un incremento del 23% en dicho ejercicio.

Por otra parte, en lo que respecta al centro de control de REE, si bien, como se ha indicado anteriormente, su amortización se ha declarado con distinto criterio, considerándose en SICSE que pertenece íntegramente al operador del sistema, e imputándose en SICORE un 30% del mismo a la actividad de transporte, el inmovilizado se ha declarado con el mismo criterio en ambos casos, teniéndose en cuenta una imputación del 100% del centro de control a la actividad de operación del sistema. En consecuencia, del valor total del inmovilizado neto deberá restarse la parte de inmovilizado correspondiente al centro de control que presta servicios a la actividad de transporte.

Se considera necesario realizar un ajuste para no considerar la reclasificación de activos del transporte a la operación del sistema que se realizó en 2015, según se ha señalado en el apartado 7.4.4., y dentro de la cual se incluyeron estos activos del centro de control.

7.4.5.3 Análisis de las inversiones realizadas por el operador del sistema en 2016 y 2017

Finalmente, se ha procedido a analizar el reparto de costes totales de inversión, directos e indirectos, de la actividad de operación del sistema eléctrico por CUAR, en 2016 y 2017 y bajo ambos modos de funcionamiento.

De conformidad con lo establecido en el Anexo III *“Instrucciones para la asignación de un Código Único de Activo Regulado (Código CUAR)”*, en el caso de activos del OS, serán codificados de manera agregada por años de inversión y tipo de activo, salvo aquellos cuyo valor de inversión sea igual o superior a 100.000 €, que serán codificados de forma individualizada. No obstante a lo anterior, el OS puede potestativamente codificar sus inversiones con un nivel mayor del exigido, siempre que resulte necesario para identificar un activo concreto que no guarde relación con ningún otro. La mayor codificación no puede resultar en un número de CUAR superior al doble del que resulte con el nivel de codificación mínimo exigido.

En general, no se detectan diferencias significativas de los costes totales de inversión correspondientes a la actividad de operación del sistema entre el modo general y el modo de separación de actividades. Tampoco se detectan

diferencias significativas de los costes totales al aplicarse el conjunto de ajustes en SICORE indicado con anterioridad (IMPORTE_AJUSTADO).

7.4.6 Conclusión de los análisis realizados, ajustes de los datos y determinación de los parámetros de la base de retribución

Puesto que tanto los costes totales ajustados correspondientes a la actividad de operación del sistema de REE, como su dotación a la amortización y el valor de su inmovilizado neto, han seguido en general una tendencia ascendente durante los últimos años, para la determinación de los parámetros de la base de retribución y el consecuente cálculo de la base de retribución de la actividad de operación del sistema, se ha tomado como año base el ejercicio 2017, por ser éste el último con datos disponibles en SICORE.

A continuación, se definen los parámetros a incorporar en la base de retribución del operador del sistema y se calcula, a partir de éstos, el valor de la misma, a partir de los datos obtenidos de la información regulatoria de costes para el año 2017:

- Para el término de retribución por OPEX $BOpex_p^{OS}$, se parte de los gastos totales de O&M correspondientes a la actividad de operación del sistema en el ejercicio 2017. Sobre los valores correspondientes a ambos modos de funcionamiento, es necesario descontar los importes relativos a la amortización que han sido imputados en O&M, dado que la amortización se considera dentro del término de amortización estándar.

Se ajustan además los gastos de personal y otros gastos, de forma que los importes imputados en inversión coincidan con los gastos capitalizados de la actividad de operación del sistema que aparecen en las cuentas anuales auditadas de REE. La diferencia se produce porque existen determinados importes que en SICSE se consideran íntegramente como gastos, mientras que SICORE imputa una parte a inversión como consecuencia del reparto desde CECOS principales o auxiliares. Este ajuste supone un incremento en los costes totales de O&M de SICORE para la actividad de operación del sistema.

Adicionalmente, como se ha indicado con anterioridad, es necesario realizar un ajuste relativo al coste asociado al contrato de arrendamiento de inmuebles que REE tiene con REC. Para ello, se calcula la cuantía de la amortización que le corresponde a la actividad de operación del sistema, prorrateando el importe total según el porcentaje que supone el coste de O&M asociado al contrato que se ha localizado en esta actividad.

Por otro lado, se descuentan los costes asociados a la provisión de retribuciones a largo plazo, al no tener éstos la consideración de gastos retribuyibles por los motivos que han sido explicados en el apartado 7.4.5.

Asimismo, es necesario realizar dos ajustes adicionales, de forma que se descuenten los importes localizados en los OFCs "Actuaciones de verificación en el sistema de medidas" y "Costes de estudios de acceso a la red de transporte" (salvo los correspondientes a costes de amortización, gastos de arrendamiento asociados al contrato de arrendamiento que REE tiene con REC y provisión de retribuciones a largo plazo que se habían localizado o repartido a estos OFC, para no descontarlos por duplicado), puesto que dichos costes se recuperan mediante precios diferenciados a los agentes.

Finalmente, se descuentan también los ingresos asociados en el ejercicio 2017 a la realización de subastas de interrumpibilidad, como mejor aproximación de los costes correspondientes a dicha actividad. De acuerdo con la Orden IET/2013/2013, del 31 de octubre, *por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*, en su Disposición adicional tercera, los costes en los que incurra el operador del sistema derivados de las funciones que debe realizar, es decir, gestionar el servicio de interrumpibilidad, serán considerados en su retribución. Por otro lado, en el artículo 4, se indica que el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por los adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada. Adicionalmente, en el artículo 13 se especifica que este coste será facturado por el operador del sistema una vez finalizado el procedimiento de subastas para cada periodo de entrega a los proveedores adjudicatarios del mismo. En consecuencia, dado que el coste de organización de las subastas ya es facturado por el operador del sistema, es necesario realizar un ajuste sobre sus costes ya que, si no, estarían doblemente retribuidos.

Para el ejercicio 2017, el coste repercutido a los participantes adjudicatarios de la 4ª subasta de interrumpibilidad, la única que se realizó en dicho ejercicio, fue de 225 €/MW adjudicado, de acuerdo con la Disposición adicional segunda de la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, *por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*. Dado que se adjudicaron 2.600 MW, los ingresos que percibió el operador del sistema asociados a la organización de la 4ª subasta ascendieron a 585.000 €.

- Sobre el término de retribución por OPEX resultante, se aplica un margen del 5% para obtener el margen sobre los OPEX $B\text{MargenOpex}_p^{OS}$.
- En cuanto al término de amortización estándar $B\text{Amort}_p^{OS}$, se toma el importe total de dotación a la amortización en 2017, declarado por REE en SICORE, para la actividad de operación del sistema, a través de los tipos de coste "CC-36 Amortización activos regulados del OS/GTS" y "CC-39 Amortización activos corporativos y resto de activos". Es necesario destacar que dicho importe de dotación a la amortización tiene en cuenta que un 30% del centro de control de REE está asignado a la actividad de transporte, y no a la operación del sistema.

Para el cálculo del término de retribución financiera estándar (BRF), se toma la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica establecida para el siguiente periodo regulatorio, conforme a la *Circular xx/2019, de xx de xx, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología 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*, que asciende al 5,58%.

En lo que se refiere al inmovilizado neto estándar del operador del sistema, se parte del valor declarado por REE en SICORE para el año 2017. Sobre este valor, es necesario realizar un ajuste, de forma que no se considere la reclasificación de activos del transporte a la operación del sistema que REE efectuó en el año 2015.

A partir de los cálculos anteriores, se obtiene el rango de valores entre los que se debería situar la base de retribución del operador del sistema (BRet) para el siguiente periodo regulatorio, según se considere el modo general o de separación de actividades. Se ha tomado el punto medio de dicho rango.

A este respecto, cabe destacar que estos valores podrán ser susceptibles de la realización de un ajuste más preciso cuando se disponga de una información más detallada sobre la reclasificación de activos realizada por REE y sobre el importe del inmovilizado neto correspondiente al 30% del centro de control de REE que presta servicios al transporte.

7.4.7 Consideración adicional sobre los costes correspondientes al ejercicio 2018

La fecha límite para la remisión de la información regulatoria de costes de 2018 a la CNMC es el 1 de julio de 2019, según lo establecido en el apartado duodécimo de la Circular 1/2015, y para la remisión de las cuentas anuales auditadas el 31 de julio de 2019, según lo establecido en la Circular 5/2009. Por lo tanto, no se dispone de la información de 2018 para elaborar esta memoria.

No obstante, REE ya ha declarado su información contable y financiera correspondiente al cuarto trimestre del ejercicio 2018, en virtud de lo establecido en la Circular 5/2009, cuya fecha límite para la aportación de la información del cuarto trimestre es el 15 de abril de 2019.

De esta forma, se dispone de los gastos totales de la sociedad para la actividad de operación del sistema eléctrico en el ejercicio 2018, a partir de la información aportada por REE en su cuenta de pérdidas y ganancias separada por actividades.

Sin embargo, al no encontrarse todavía disponibles las cuentas anuales auditadas de REE para el ejercicio 2018, no es posible descontar de los gastos totales aquellos costes no considerados retribuíbles como parte de la operación

y mantenimiento de la actividad (activación de gastos de personal, pagos extraordinarios por indemnizaciones y dotaciones para provisiones), tal y como se ha hecho en el apartado 7.4.4. para los ejercicios 2013-2017. A día de hoy, únicamente se conoce el importe correspondiente a indemnizaciones de personal asociadas a la actividad de operación del sistema eléctrico en 2018, a partir de la nota complementaria al envío de la información relativa a la Circular 5/2009, remitida por REE a la CNMC en fecha 15 de abril de 2019.

Asimismo, se encuentran disponibles las partidas de dotación a la amortización correspondiente a la actividad de operación del sistema y de inmovilizado neto retribuable total en 2018.

7.4.8 Consideración de nuevas funciones atribuidas por reglamentos europeos, proyectos europeos y regulación nacional, durante el periodo regulatorio

El OS desarrolla su actividad en un entorno fuertemente marcado por reglamentos y proyectos europeos, que establecen procedimientos que le resultan de aplicación en un entorno cambiante y de fuerte evolución, al que ha de adaptarse de forma continua.

El OS tiene además una gran responsabilidad y una fuerte capacidad de contribuir activamente en beneficio del sistema eléctrico.

Es de interés para el conjunto del sistema, que el OS tenga capacidad suficiente para acometer nuevas funciones atribuidas por reglamentos europeos, proyectos europeos y regulación nacional, durante cada periodo regulatorio, que pudieran no estar previstas ex ante, o no estar reflejadas a partir de un análisis histórico de sus costes, como el que se ha realizado en los apartados 7.4.4. Análisis de los términos que componen la base de retribución con los datos de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema – Circular 5/2009 – SICSE y

7.4.5 Análisis de los términos que componen la base de retribución con los datos de la contabilidad regulatoria de costes del operador del sistema – Circular 1/2015 - SICORE.

Por todo ello, se considera necesario dotar una cuenta regulatoria, con un saldo económico del que el OS podrá disponer durante el periodo regulatorio de 3 años. El saldo de la cuenta se calculará al término de cada ejercicio, tras la detracción de los costes que hayan sido acreditados documentalmente por el OS a la CNMC.

Anualmente, se incluirá en la retribución del OS un tercio del saldo de la cuenta regulatoria.

Al término del periodo regulatorio, el saldo sobrante podrá acumularse al saldo del periodo regulatorio siguiente.

Por todo ello, se establece una cuenta regulatoria para el periodo 2020-2022 de 5 millones €, de la que se devengará un tercio cada año. La CNMC calculará el saldo de la cuenta regulatoria cada año, a partir del soporte documental de los costes incurridos anualmente por funciones adicionales.

Asimismo, para realizar un seguimiento de los proyectos europeos, y posibilitar la debida coordinación con otros reguladores europeos, el OS deberá continuar remitiendo a la CNMC el desglose de los costes de dichos proyectos.

7.5 Incentivos del operador del sistema

Se establece un término de retribución por incentivos, que podrá oscilar entre el -5% y el +5% de la base de retribución del operador del sistema.

El límite inferior y superior de esta banda se definirá para cada periodo regulatorio, no pudiendo ampliarse la horquilla del (-5%; +5%) pero pudiendo disminuir su magnitud. Asimismo, la banda podrá ser tanto simétrica como asimétrica.

A este respecto, para el primer periodo regulatorio en que aplique este mecanismo de incentivos se establece una horquilla del (-2%; +2%), debido a que dado lo novedoso de este mecanismo retributivo, se considera necesario que su impacto sea moderado inicialmente. Adicionalmente, la situación de adaptación del operador del sistema a las nuevas funciones devenidas de los reglamentos europeos, aconseja una implantación gradual de los incentivos.

Se han introducido incentivos orientados a dos objetivos:

- Optimización del volumen de energía utilizada para la resolución de las restricciones técnicas,
- Mejora de las previsiones de demanda efectuadas por el OS.

En cuanto a la optimización de la energía programada para la resolución de las restricciones técnicas se considerará tanto las reducciones del conjunto de las energías programadas para la resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento como las de tiempo real.

En cuanto al incentivo de previsión de demanda, se considerará la minimización de los errores cometidos en dos niveles de previsión: de corto y de medio- largo plazo, ponderando a partes iguales cada uno de estos horizontes.

Si bien se ha analizado la posibilidad de considerar otros términos orientados a la reducción de energías de balance, se considera que en la actualidad no resulta adecuado, dado que está previsto que, a partir de 2019 y durante el periodo 2020-2022, se implante en España una revisión de todos los mercados de balance nacionales para su adaptación a las plataformas europeas para el intercambio de servicios de balance. Dicha adaptación, lógicamente, dificulta la

comparación entre los resultados de estos mercados durante este primer periodo dado que supone un cambio significativo de los mismos. No obstante, la consideración de este incentivo será replanteada en el diseño de la retribución en el siguiente periodo.

7.6 Metodología para la fijación de los precios a repercutir a los sujetos del sistema eléctrico para la financiación de la retribución del operador del sistema

La financiación de la retribución del operador del sistema recae en la actualidad a partes iguales sobre el conjunto de los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional y por el conjunto de los comercializadores y consumidores directos en mercado que actúen en el ámbito geográfico nacional. En particular, los productores de potencia neta superior a 1 MW pagan en función de la potencia disponible y, los comercializadores y consumidores directos en mercado pagan en función de la energía que figura en el último programa horario operativo de cada hora (como mejor estimación de su consumo final). Este modelo ha planteado la siguiente problemática:

- Las instalaciones de menos de 1 MW, muchas de ellas, agrupadas en huertos solares de más de 1 MW, están exentas de la financiación del operador del sistema. Esta situación es asimétrica con el resto de la regulación de las energías renovables que está diseñada teniendo en cuenta, a efectos del cálculo del umbral de potencia, la potencia que suma la agrupación de instalaciones a la que pertenece.
- Los agentes del sistema eléctrico que finalizan con un programa horario operativo nulo no están financiando la actividad del operador del sistema, aun cuando su gestión está suponiendo un coste para dicho operador (fundamentalmente derivado de la supervisión de las garantías necesarias). Dentro de este colectivo se encuentra, por ejemplo, aquellos comercializadores que, realizando multitud de transacciones, terminan finalmente con un saldo cero, o aquellos comercializadores que no cumplen con sus obligaciones de compra de energía o aquellos que han abandonado la actividad de comercialización y no han tramitado la baja.
- Los coeficientes que se utilizan actualmente para convertir la potencia neta de los productores en potencia disponible se tratan de coeficientes medios que pudieran estar poco ajustados en determinados casos concretos, particularmente en el caso de las instalaciones renovables y la cogeneración o en el caso de centrales que cuentan con un despacho reducido.

Con el fin de solventar la problemática anterior, se plantea un mecanismo nuevo de financiación consistente en una cuota fija por agente y mes y en un pago variable. Al introducir una cuota fija, todos los agentes financian al operador del sistema, aun cuando no estén comprando energía, lo cual refleja más adecuadamente el coste que supone la gestión asociada a la condición de ser

sujeto en el mercado. El pago variable se establece para cada sujeto de liquidación en función de su programa horario final. Esta opción permite reflejar, en el caso de la generación, de una manera más ajustada el uso de la capacidad de producción que tiene cada sujeto sin necesidad de utilizar coeficientes medios teóricos únicos por tecnología. En el caso de la comercialización, no se establecen modificaciones con respecto al modelo actual más allá de la introducción de una cuota fija.

En esta Circular se mantiene el reparto de la financiación del operador del sistema, 50% a la generación, y 50% a la demanda, dado que se considera adecuado, en tanto que todos los agentes utilizan los servicios que presta el operador del sistema y por lo tanto, la generación y la demanda deben participar en su financiación.

En cuanto a la cuota fija, en línea con las cuotas fijadas por otros operadores europeos⁵, se propone una cuota de 200 €/mes por sujeto de liquidación (sujeto responsable de desvíos), lo que suponiendo unos 400 sujetos implicaría una financiación por esta vía alrededor de 1 millón de euros (200€ x 12 x 400 sujetos).

Asimismo, para asegurar la suficiencia de ingresos, los precios se dimensionarán considerando el nivel máximo de cumplimiento de incentivos.

8 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

8.1 Impacto económico.

La Circular establece la metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema. Como resultado de la misma, la retribución anual para el periodo regulatorio 2020-2022 se sitúa en un rango entre 69.144 miles € (en un escenario de cumplimiento mínimo de incentivos) y 71.966 miles € (en el caso del cumplimiento máximo de incentivos). Sin considerar incentivos, la retribución anual se sitúa en 70.555 miles €. De esta cantidad, 1.667 miles € anuales de la cuenta regulatoria, estarán sujetos a la acreditación documental de los costes incurridos.

La retribución anual del OS en 2019, que se estableció con carácter provisional en la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, ascendió a 58.028 miles €.

⁵ El agente liquidador de las energías de balance en UK establece una cuota fija mensual de 250£. <https://www.elexon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/schedule-of-main-and-sva-specified-charges-2/>

El agente liquidador de las energías de balance en Suecia, Noruega, Finlandia establece una cuota fija de 30 €/semana. <https://www.esett.com/news-item/update-of-appendix-1-fees-of-the-imbalance-settlement-agreement-4/>

Por lo tanto, la retribución que resulta para el periodo 2020-2022 supone un incremento mínimo de 11.116 miles €, y máximo de 13.938 miles €. Todo ello, suponiendo que se utilizara la totalidad de la cuenta regulatoria.

A continuación, se muestran los parámetros que resultarían de aplicación en la retribución anual del OS para el periodo regulatorio 2020-2022:

Cuadro 2. Parámetros de retribución del OS en el periodo regulatorio 2020-2022 y Retribución anual resultante (miles €).

$BOpex_p^{OS}$	TÉRMINO DE RETRIBUCIÓN POR OPEX	53.076
$BMarg_Opex_p^{OS}$	MARGEN SOBRE EL TÉRMINO DE RETRIBUCIÓN POR OPEX	2.654
$BMargen_p^{OS}$	Margen (%)	5 %
$BAmort_p^{OS}$	TÉRMINO DE AMORTIZACIÓN ESTÁNDAR	11.319
BRF_p^{OS}	TÉRMINO DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA ESTÁNDAR	1.834
$BInmN_p^{OS}$	Inmovilizado Neto Estándar	32.869
<i>Tasa de retribución financiera$_p^{OS}$</i>		5,58%
$BRet_n^{OS}$	BASE DE RETRIBUCIÓN	68.883
	CUENTA REGULATORIA POR NUEVAS FUNCIONES	1.667
	RETRIBUCIÓN SIN INCENTIVOS	70.555
$RxInc_n^{OS}$	TÉRMINO DE RETRIBUCIÓN POR INCENTIVOS	(-1.411; +1.411)
<i>LI</i>	Límite inferior	- 2%
<i>LS</i>	Límite superior	+ 2%
RETRIBUCIÓN ANUAL OS 2020-2022		(69.144; 71.966)

La Circular establece la metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema. Para su recuperación, se mantiene la forma de actual reparto entre generación y demanda, a través de los precios que el operador repercute a los agentes: el 50% a la generación, y el 50% a la demanda.

La modificación de los precios a aplicar a cada sujeto, se considera adecuada, ya que es más representativa del coste que causa cada sujeto, es menos discriminatoria entre los diversos tipos de generadores y consumidores evitando efectos sobre la renta disponible de los hogares y la competitividad de la economía. En cualquier caso, actualmente la retribución del operador del sistema representa alrededor de un 0,4% del coste de adquisición de la energía en el mercado de un comercializador.

8.2 Impacto sobre la competencia.

Esta Circular no tiene efectos sobre la competencia ni sobre la unidad de mercado.

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 no presenta impactos por razón de género. Asimismo, ha de señalarse que la misma tiene impacto nulo en la infancia, en la adolescencia, así como en la familia.

No se introduce ninguna carga administrativa. A los objetos de realizar los cálculos necesarios para determinar los parámetros de retribución, se utiliza la información ya disponible en la CNMC, a través de la Circular 5/2009 y la Circular 1/2015.

8.4 Análisis coste-beneficio.

La implantación de la Circular proporcionará estabilidad regulatoria y seguridad jurídica al operador del sistema, dado que dotará de una metodología para establecer su retribución. Contribuirá a generar un entorno más estable y predecible que favorezca la realización de las inversiones y actuaciones que resulten necesarias, y que redunden en un impacto positivo para los consumidores y las empresas, como usuarios finales del sistema eléctrico. Asimismo, la introducción de un sistema de incentivos al operador del sistema redundará en un beneficio para los consumidores y usuarios.

9 CONCLUSIONES

La presente Circular establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico desde 2020 en adelante, considerando el traspaso de competencias a la CNMC en esta materia dado por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. Para lo cual, se ha tomado como referencia la propuesta aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014.

Asimismo, esta Circular establece la duración de los periodos regulatorios que, a diferencia de las actividades de transporte y distribución de electricidad, no han sido establecidos legalmente.

Adicionalmente, la Circular establece la forma de financiación de la retribución del operador del sistema, mediante los precios que repercute a los agentes, así como su cobro y liquidación. También establece los parámetros que resultarán de aplicación durante el primer periodo regulatorio.

Por último, la Circular regula la aprobación de la retribución anual del operador del sistema, y de los precios que repercute a los agentes para su financiación, dotando de visibilidad a medio plazo al modelo de retribución, lo que resulta fundamental para que el operador del sistema pueda planificar sus inversiones y organizar su estructura de costes a medio plazo.

Cabe señalar que las retribuciones del operador del sistema han sido establecidas en los últimos años provisionalmente, por consiguiente, la principal novedad introducida por esta Circular consiste en establecer en una norma el modelo de retribución del operador del sistema, dando transparencia y seguridad jurídica al operador del sistema y a los consumidores que soportan el coste de su actividad. Otra novedad introducida por la propuesta de norma es la incorporación de un tramo de retribución por incentivos al modelo de retribución.

En conclusión, la finalidad y objetivos perseguidos por la Circular es dotar de un modelo de retribución a la actividad de operación del sistema eléctrico, dando cumplimiento a la competencia transferida a la CNMC en esta materia por el Real Decreto-ley 1/2019.

