



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME 24/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

12 de septiembre de 2013

0	RESUMEN Y CONCLUSIONES	3
1	ANTECEDENTES	7
2	NORMATIVA APLICABLE	8
3	DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO	9
4	CONSIDERACIÓN GENERAL	16
5	CONSIDERACIONES SOBRE EL PREÁMBULO y ARTICULADO	17
5.1	Sobre el Preámbulo	17
5.2	Sobre el artículo 2 “Ámbito de aplicación”	17
5.3	Sobre el artículo 3 “Actividad de distribución”	17
5.4	Sobre el artículo 4 “Redes de distribución”	18
5.5	Sobre el artículo 5 “Distribuidores y Gestores de las redes de distribución”	18
5.6	Sobre el artículo 6 “Criterios generales de retribución de la actividad de distribución”	20
5.7	Sobre el artículo 8 “Criterios generales de redes”	21
5.8	Sobre el artículo 9 “Modelo de Red de Referencia”	22
5.9	Sobre el artículo 10 “Retribución base”	22
5.10	Sobre el artículo 11 “Cálculo del nivel de retribución base”	23
5.11	Sobre el artículo 12 “Retribución anual de la actividad de distribución”	27
5.12	Sobre el artículo 13 “Planes de inversión y autorización del volumen de inversión”	29
5.13	Sobre el artículo 14 “Control de ejecución de los planes de inversión”	31
5.14	Alternativa en relación con los artículos 13 y 14: “Incentivo a la no sobrevaloración y cumplimiento de los planes de inversión”	33
5.15	Sobre el artículo 17 “Procedimiento de actualización de los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento”	36
5.16	Sobre el artículo 18 “Extensión de las redes de distribución”	36
5.17	Sobre el artículo 19 “Procedimientos de operación de las redes de distribución”	37
5.18	Sobre el artículo 21 “Retribución por acometidas”	38
5.19	Sobre el artículo 22 “Criterios para la determinación de los pagos por derechos de extensión”	39
5.20	Sobre el artículo 23 “Cesión de locales”	40

5.21	Sobre el artículo 24 "Suministros eventuales y de temporada"	40
5.22	Sobre el artículo 25 "Vigencia de los derechos de acometida"	40
5.23	Sobre el artículo 26 "Pagos por derechos de enganche, verificación y actuaciones sobre los equipos de control y medida"	41
5.24	Sobre el artículo 27 "Pagos por estudios de conexión y acceso a la red de distribución"	42
5.25	Sobre el artículo 28 "Obligaciones de información"	43
5.26	Sobre el artículo 29 "Auditoría"	43
5.27	Sobre el incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución" (artículos 30 a 33).....	45
5.28	Sobre el incentivo a la mejora de la calidad de servicio en las redes de distribución (artículos 34 al 36)	47
5.29	Sobre el incentivo a la reducción del fraude (artículo 37).....	50
5.30	Nuevo incentivo: penalización por la no realización de lecturas (nuevo artículo 38) 50	
5.31	Sobre la Disposición Adicional Segunda "Propuestas a remitir por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia"	54
5.32	Sobre la Disposición Transitoria Segunda "Adaptación al nuevo modelo para empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes"	54
5.33	Sobre la Disposición Derogatoria Única "Derogación normativa"	55

INFORME 24/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De conformidad con lo establecido en las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 12 de septiembre de 2013 ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente la *“Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica”* remitida por la Secretaria de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR).

Se valora positivamente la Propuesta de Real Decreto que viene a recoger todos los nuevos criterios retributivos establecidos en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incorporando la formulación para cuantificar cuál es la retribución a percibir y cuál será su evolución en el periodo regulatorio. Todo ello, con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro, la reducción de las pérdidas y la reducción del fraude en las redes de distribución, con criterios homogéneos en todo el Estado y al menor coste posible para el sistema.

La metodología propuesta se enmarca en un escenario de certidumbre regulatoria, en el que las empresas tendrán la expectativa de recuperar las inversiones en las que prudentemente han incurrido a una tasa razonable. Para ello se establece una metodología retributiva común tanto para las inversiones ya realizadas, correspondientes a las instalaciones existentes, como para las nuevas inversiones a futuro, y se fijan criterios claros y transparentes para determinar su evolución anual, incorporando las inversiones reconocidas y detrayendo los activos totalmente amortizados de acuerdo con la vida útil regulatoria de los mismos.

Asimismo, resulta adecuado que en la Propuesta se recoja el régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro eléctrico, dado que con ello quedan agrupados en el mismo real decreto todos los ingresos que perciben las empresas distribuidoras por el ejercicio de su actividad. A este respecto, y debido a la proliferación de nuevas instalaciones de generación, en la Propuesta de Real Decreto se ha considerado la creación de unos nuevos pagos por estudios de conexión y de acceso a sufragar por los nuevos productores de energía eléctrica.

No obstante lo anterior, se considera que el trámite de urgencia con el que se plantea la emisión del preceptivo informe, coincidente en el tiempo con un Anteproyecto de Ley y otros varios reales decretos y órdenes, algunos de ellos con impacto en la propia Propuesta que se informa, no garantiza la participación efectiva de los distintos agentes involucrados, más aún teniendo en cuenta que la Propuesta que se informa no será de aplicación, al menos, hasta el ejercicio 2015, ello de acuerdo con lo establecido en el Anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

Adicionalmente, es importante indicar que el nuevo modelo regulatorio propuesto para la retribución de la actividad de distribución, necesita o requiere una mayor información, y el posterior tratamiento de la misma, por los distintos agentes implicados, lo que exige la dedicación de importantes recursos tanto por parte de las empresas como por parte del regulador y la Administración competente. Esto implica que para que dicho modelo pueda desarrollarse adecuadamente en la práctica de forma efectiva, la CNMC y el MINETUR deberán disponer de los recursos suficientes para garantizar el correcto desarrollo de las distintas tareas encomendadas por la legislación prevista.

En esta línea, la revisión de los planes de inversión podría establecerse desde el inicio del periodo regulatorio hasta la mitad del mismo, con una posterior revisión desde mitad del periodo al final, lo que implicaría la revisión de los planes en el año $n-1$ con fijación de la inversión anual para los años n , $n+1$ y $n+2$ y la revisión en el año $n+2$ con fijación de la inversión anual para los años $n+3$, $n+4$ y $n+5$.

Lo anterior cobra especial sentido en el caso de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, más de 300 empresas, para las que la Propuesta de Real Decreto impone, prácticamente, las mismas obligaciones que para las de más de 100.000 clientes, en tanto que sus circunstancias son muy distintas. En particular, la senda de inversiones de estas empresas está lejos de seguir una linealidad respecto a su retribución. Así, en ocasiones, dichas empresas deben hacer frente a unas inversiones (por ejemplo, una nueva subestación), que sobrepasarían en varias veces la fijada de acuerdo con la Propuesta de Real Decreto, con la consiguiente penalización.

Así mismo, y en línea con lo señalado en otros informes de la CNE sobre la reforma energética del Gobierno, en particular el Informe 16/2013 sobre el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, de fecha 31 de julio de 2013, se considera que la tasa de retribución de la actividad de distribución no debería fijarse mediante un diferencial de 200 puntos básicos sobre el Bono español de forma estática en el tiempo, sino que dicho diferencial debería establecerse al comienzo de cada periodo regulatorio, tomando en consideración el WACC de referencia de la actividad de distribución, a fin de considerar de forma adecuada la retribución del capital propio y el coste de la deuda de las empresas que realizan dicha actividad. Así, el diferencial debería establecerse de forma que la TIR de la inversión fuera igual al WACC de referencia de la actividad, calculado según la metodología que se establezca mediante Circular de la CNMC.

Por otra parte, el valor de inversión de los elementos de inmovilizado debería establecerse como el resultante de la suma de costes auditados más el 50% de la diferencia, sea esta positiva o negativa, entre el coste resultante de la aplicación de los valores unitarios y los costes auditados, ello con la finalidad de compartir entre consumidores y empresas las posibles desviaciones entre el valor real de la inversión y el valor obtenido por aplicación del valor unitario que corresponda. Con ello, y por tratarse

de una actividad regulada, se vendría a compartir al 50% entre empresas y consumidores los riesgos intrínsecos a la ejecución de las inversiones.

A continuación se resumen otras consideraciones realizadas en este informe:

- Inclusión de las cooperativas de consumidores y usuarios en el ámbito de aplicación del real decreto.
- Obligación de calcular los coeficientes de pérdidas en el plazo de un mes desde el cierre de medidas de cada ejercicio, es decir, cuando estén disponibles los datos definitivos de las lecturas.
- Como alternativa a la penalización por falta de lecturas recogida en la Propuesta, se propone que en la fórmula retributiva anual figure expresamente un término de penalización por este concepto, el cual se desarrolla mediante un nuevo artículo.
- El mecanismo de control sobre el cumplimiento de los planes de inversión que se establece se considera rígido para las inversiones necesarias en la red de distribución, llegándose a penalizar las inversiones de ejercicios futuros por incumplimiento de las de ejercicios pasados. Por ello se propone la modificación del mismo, optando por un mecanismo más flexible.
- Como alternativa a los artículos 13 (*Planes de inversión y autorización del volumen de inversión*) y 14 (*Control de ejecución de los planes de inversión*) de la Propuesta, se propone y desarrolla un incentivo a la no sobrevaloración y cumplimiento de los planes de inversión.
- Necesidad de incluir dentro de los aspectos a abarcar por los procedimientos de operación de las redes de distribución los relativos a la construcción y diseño de las redes de distribución, a la generación distribuida, a las *smart grids* y al intercambio de información entre los distribuidores y los distintos agentes, incluido el Operador del Sistema.
- Aclaración de que las operaciones de entronque a cargo de las empresas distribuidoras no incluyen el coste de los materiales en su caso necesarios, los cuales serán a cuenta del solicitante del suministro.
- Eliminación de la vigencia de los derechos de acceso en caso de rescisión del contrato, dado que si se produce una nueva contratación las empresas

distribuidoras tendrán que llevar a cabo todo el proceso administrativo de contratación de un nuevo suministro, incurriendo en los correspondientes costes.

- Necesidad de corrección de algunas de las fórmulas que figuran en el desarrollo de los incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad del servicio.
- Tal y como se señaló en el Informe al Anteproyecto de Ley, se propone establecer un régimen de incompatibilidades a las auditoras de las empresas distribuidoras.
- Se propone eliminar los pagos por estudios de conexión y acceso de las instalaciones de generación a la red de distribución, porque constituyen un obstáculo para el acceso de estas instalaciones a la red.
- En relación con el incentivo a la reducción de pérdidas se deben modificar las fórmulas recogidas en el mismo, sustituyendo los valores absolutos por porcentajes.
- En relación con el incentivo a la mejora de la calidad del servicio, se debe indicar que el TIEPI de una empresa i en el año n , $TIEPI_i^n$, debe ser el resultante de ponderar el correspondiente a las distintas zonas en las que la empresa distribuidora ejerza su actividad, de acuerdo con la normativa que al efecto se desarrolle.

Además de estas consideraciones, se incluyen otras de detalle al redactado de la Propuesta, dando una redacción alternativa.

1 ANTECEDENTES

Con fecha 15 de julio de 2013 ha tenido entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía (CNE) oficio de la SEE, por el que solicita informe preceptivo con carácter urgente en el plazo máximo de 15 días sobre la *“Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica”*.

A tales efectos, la citada Propuesta de Orden ha sido remitida con fecha 15 de julio de 2013 a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, para la remisión de las observaciones que se estimen oportunas.

Al respecto, se han recibido comentarios de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del sector, y que se acompañan como ANEXO al presente Informe:

- ✓ ASOCIACIÓN COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA (ACIE)
- ✓ ASEME
- ✓ GOBIERNO DE CANARIAS
- ✓ CIDE
- ✓ COMUNIDAD DE MADRID
- ✓ CONSEJO DE CONSUMIDORES Y USUARIOS
- ✓ ENDESA
- ✓ GENERALITAT DE CATALUÑA
- ✓ GOBIERNO DE EXTREMADURA
- ✓ IBERDROLA
- ✓ INSTITUTO NACIONAL DE CONSUMO (INC)
- ✓ JUNTA DE ANDALUCIA
- ✓ JUNTA DE CASTILLA Y LEON
- ✓ PRINCIPADO DE ASTURIAS
- ✓ REE OPERADOR DEL SISTEMA
- ✓ UNESA (GAS NATURAL FENASA, HIDROCANTÁBRICO Y E.ON)
- ✓ XUNTA DE GALICIA
- ✓ GOBIERNO DE BALEARES
- ✓ GENERALITAT VALENCIANA

2 NORMATIVA APLICABLE

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones

electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

- Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 2819/1998, de 23 diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

3 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

De acuerdo con lo señalado en la Memoria de la Propuesta de Real Decreto, los objetivos de la misma son:

- 1. Establecer una metodología que contemple todos los principios retributivos legales introducidos en la actividad de distribución de energía eléctrica.*
- 2. Establecer una metodología precisa sobre la retribución de la actividad de distribución que permita cuantificar de forma clara cuál es la retribución a percibir y cuál será su evolución en el periodo regulatorio.*
- 3. Definir de manera clara qué conceptos serán retribuidos con cargo al sistema eléctrico.*
- 4. Introducir criterios destinados al control del volumen de inversión con el fin de lograr la sostenibilidad del sistema eléctrico.*
- 5. Introducir herramientas que eviten la introducción de costes en el sistema eléctrico derivados de normativa de carácter no básico.*
- 6. Establecer un límite máximo a la inversión reconocida anualmente con dos años de anterioridad a la percepción de la retribución debida a estas actuaciones, todo ello, con el fin de aportar una previsión razonable de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad y con el fin de emitir una señal de estabilidad*

que garantice la inversión de las empresas distribuidoras y de vincular la retribución al plan de inversiones presentado y a las inversiones finalmente ejecutadas.

- 7. Reformular con sencillez y facilidad de aplicación los incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad de suministro, todo ello estableciendo un camino que incentive a cada una de las empresas a la mejora de los niveles obtenidos los años precedentes.*
- 8. Introducir un nuevo incentivo a las empresas distribuidoras para la disminución del fraude.*

La citada Propuesta establece en el Capítulo I, artículos 1 y 2, el objeto y el ámbito de aplicación del mismo, respectivamente. El mismo será de aplicación a todas aquellas sociedades mercantiles que desarrollen la actividad de distribución.

El Capítulo II que abarca desde el artículo 3 al 9, establece los criterios generales de la retribución de la distribución.

El artículo 3 define la actividad de distribución y cuáles son los sujetos que la pueden llevar a cabo, siendo el artículo 4 el que determina qué activos tienen consideración de red de distribución.

Por su parte, el artículo 5 recoge las funciones que deberán realizar las empresas de distribución como distribuidores y como gestores de la red de distribución. A su vez, el artículo 6 contempla los criterios generales de retribución de la actividad de distribución, estableciendo periodos regulatorios de 6 años, fijando el calendario y proceso de aprobación de algunos parámetros que regirán durante el mismo.

En el artículo 7 se establecen los criterios de devengo y cobro que fueron establecidos en el Real Decreto-ley 13/2012, fijando una periodicidad de cobro de la retribución similar a la del resto de actividades reguladas.

En el artículo 8 se fijan los criterios generales de redes a considerar a efectos retributivos, determinando que en zonas no urbanas las líneas serán retribuidas como aéreas. En este sentido, establece que únicamente se reconocerán los costes de inversión y operación y mantenimiento reconocidos a nivel estatal, por lo que criterios más restrictivos que los estatales no serán sufragados a costa del sistema.

En el artículo 9 se define el modelo de red de referencia (MRR) y cuál debe ser su aplicación en el cálculo de la retribución de la actividad. Dicho MRR debe ser capaz de obtener unidades físicas y resultados económicos, distinguiéndose entre MRR base cero, MRR base cero en baja tensión y MRR incremental.

El Capítulo III engloba los artículos 10 al 12, donde se desarrolla la metodología y el proceso de cálculo de la retribución de la actividad de distribución.

En el artículo 10 se define el concepto de retribución base, qué términos contiene y desarrolla la formulación para el cálculo de la misma. La retribución base se calculará tomando como base la información regulatoria de costes (IRC) y las instalaciones auditadas aportadas por las empresas, considerando las instalaciones en servicio el 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio (criterio n-2). Si se comprobará que las empresas o no han aportado, o han falseado la información aportada, su retribución se verá minorada.

El artículo 11 determina el cálculo del nivel de retribución base como la suma de la retribución base por inversión, retribución base por operación y mantenimiento y retribución base por otras tareas reguladas que llevan a cabo las empresas distribuidoras. Con respecto a la retribución base por inversión, se determina cómo se calcula el inmovilizado bruto, afectándolo de un coeficiente que refleje el volumen de inversiones de ese inmovilizado financiado o cedido por terceros.

Con respecto a la retribución financiera la Propuesta establece que para todo el periodo regulatorio la tasa de retribución se calculará como la media de los 24 meses previos al mes de junio del año anterior al de inicio del periodo regulatorio del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementada en 200 puntos básicos.

Con respecto a la retribución por operación y mantenimiento (O&M), la misma se calculará aplicando al inventario auditado, tanto de alta como de baja tensión, los costes unitarios de O&M que se definan, añadiendo a la misma otra parte que no estaría ligada a las unidades físicas de red, y que se calculará sobre la base de la IRC.

Finalmente, en este artículo 11 se desglosan todos los conceptos que se incluyen en el término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.

En el artículo 12 se formulan los términos que compondrán la retribución de la actividad de distribución, tanto para el primer año del primer periodo regulatorio como para los sucesivos años. Así, la retribución anual se compondrá de un término que recoge la retribución base para cada empresa (retribución por inversión, O&M y otras tareas reguladas) y tres términos más que son los incentivos de mejora de la calidad, de reducción de pérdidas y de reducción del fraude.

El Capítulo IV regula entre los artículos 13 y 15 el proceso de aprobación y control de los planes de inversión y establece una vinculación de los mismos con la retribución a percibir por las empresas.

El artículo 13 establece el volumen máximo de inversión susceptible de ser retribuido por el sistema. Asimismo, se regula todo el proceso de presentación y aprobación de los planes de inversión, así como los plazos que deben cumplirse en dicho proceso, determinando que para la valoración de dichos planes se utilizarán los costes unitarios que se establezcan.

El artículo 14 regula cómo se va a llevar a cabo el seguimiento de la ejecución de los citados planes de inversión, estableciendo unos incentivos o penalizaciones al cumplimiento de los mismos. El contenido y formato detallado que deben tener los planes de inversión se determinará conforme a una Resolución dictada por la SEE tal y como establece el artículo 15.

En los artículos 16 y 17, que conforman el Capítulo V, se regula el procedimiento para establecer los valores unitarios y cómo se lleva la actualización de los mismos. Dichos valores se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico nacional. Dichos valores unitarios podrán ser revisados cada seis años.

El Capítulo VI, artículos 18 y 19, regula la extensión de las redes e introduce los procedimientos de operación de distribución.

El artículo 18 clarifica lo que es *extensión natural de las redes de distribución* y lo que son las *instalaciones de nueva extensión de red*. El artículo 19 determina que los procedimientos de operación se aprobarán por Resolución de la SEE y contemplarán criterios de operación y planes y programación del mantenimiento de las redes de distribución, planes de emergencia, caracterización y previsión de la demanda y criterios de coordinación entre las distintas empresas distribuidoras de los planes de desarrollo de las redes de distribución.

El Capítulo VII, que abarca los artículos 20 al 27, regula el régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro eléctrico, ello con el fin de agrupar bajo el mismo Real Decreto todos los ingresos que perciben las empresas distribuidoras.

El artículo 20 define los criterios generales del régimen de acometidas y demás actuaciones del sistema eléctrico. El artículo 21 desarrolla la retribución por acometidas que perciben las empresas distribuidoras, qué pagos han de efectuar los solicitantes y por qué conceptos. Así, se señala que el concepto de pago por derechos de acometida incluye los conceptos de pago por derechos de extensión, pago por derechos de acceso y pago por derechos de supervisión de instalaciones cedidas.

En el artículo 22 se establecen los criterios para la determinación de los pagos por derechos de extensión, creando un baremo por potencia y nivel de tensión, que alcanza a los suministros ubicados en suelo urbanizado hasta 100 kW en Baja Tensión y hasta 250 kW en Alta Tensión. Igualmente, establece quién y cómo deben realizarse las instalaciones extensión en el resto de casos.

El artículo 23 actualiza lo dispuesto para la cesión de locales en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. En el artículo 24 se regulan los pagos y vigencias de los derechos de extensión y acceso para los suministros eventuales y de temporada, así como el montaje y desmontaje de las instalaciones necesarias. Al igual que en el artículo

anterior, el fin es integrar y actualizar lo dispuesto sobre este asunto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

En el artículo 25 se regula la vigencia de los derechos de extensión y acceso. A su vez, en el artículo 26 se regulan los pagos por derechos de verificación, enganche y actuaciones sobre equipos de medida, definiendo los derechos que son otorgados por estos pagos.

Mediante el artículo 27 se introduce un pago a favor de las empresas distribuidoras por estudios de conexión y de acceso a la red de distribución, que deberán ser sufragados por los productores de energía eléctrica.

Las obligaciones de información se fijan en el Capítulo VIII, estableciendo en los artículos 28 y 29, tanto los plazos de entrega de dicha información como que toda la información necesaria para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución estará sujeta a auditoría.

Los Capítulos IX, X y XI, artículos 30 al 37, definen y regulan los incentivos (bonificación o penalización) para la reducción de pérdidas, para la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de energía eléctrica y para la reducción del fraude, respectivamente.

En relación con los dos primeros, se ha realizado una reformulación con el fin de lograr una mayor sencillez en su aplicación, estableciendo para cada una de las empresas un incentivo a mejorar los objetivos marcados por ellas mismas en los años anteriores.

Con respecto al incentivo a la reducción del fraude, de nueva creación, el mismo se justifica porque las empresas distribuidoras son las titulares de las redes y las encargadas de la lectura.

Finalmente, la Propuesta se completa con tres disposiciones adicionales, dos transitorias, una derogatoria y tres finales.

Por lo que a las disposiciones adicionales se refiere, en la primera se suprimen los costes de gestión comercial reconocidos a empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes, al encontrarse estos conceptos de costes recogidos en el

término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas de distribución.

La disposición adicional segunda regula las propuestas que deberá de hacer la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y sus plazos.

La disposición adicional tercera determina en qué momento se inicia el primer periodo regulatorio y establece el fin de éste el día 31 de diciembre de 2019 con el fin de sincronizar los periodos regulatorios de todas las actividades sectoriales una vez superadas las particularidades que cada una pudiera tener en su inicio. En esta disposición también se toma como tasa de retribución financiera del activo neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico la misma que la recogida en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

En la disposición transitoria primera se establece cuándo se iniciará el primer periodo regulatorio, hecho que sucederá el 1 de enero del año siguiente en el que se haya aprobado la orden de valores unitarios señalada en el capítulo V. Hasta que se inicie dicho periodo regulatorio, las retribuciones se calcularán de acuerdo a lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

La disposición transitoria segunda, establece para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, un plazo de hasta la mitad de un periodo regulatorio para hacer converger la retribución resultante de la aplicación de la metodología establecida en el Anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, a la retribución resultante de aplicar la metodología contenida en el real decreto que se informa.

La disposición derogatoria única hace referencia explícita al Real Decreto 222/20008, de 15 de febrero.

La disposición final primera versa sobre el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma.

La disposición final segunda habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo al dictado de las disposiciones que resulten necesarias para el desarrollo y aplicación del real decreto.

La disposición final tercera establece que la entrada en vigor será desde el día posterior al de la publicación en el Boletín Oficial del Estado.

4 CONSIDERACIÓN GENERAL

La modificación de la actividad regulada de distribución, en los términos planteados en la Propuesta de Real Decreto que se informa, implica mayores exigencias de actuación, supervisión y control por parte de la CNMC y de las distintas Administraciones públicas (autorizaciones e inspecciones por parte de Comunidades Autónomas o del Estado), aspecto éste que resulta similar al resto de la regulación propuesta para las actividades reguladas en la reforma energética del Gobierno.

Es importante indicar que el nuevo modelo regulatorio propuesto para la retribución de la actividad de distribución, necesita o requiere una mayor información, y el posterior tratamiento de la misma, por los distintos agentes implicados, lo que exige la dedicación de importantes recursos tanto por parte de las empresas como por parte del regulador y la Administración competente. Esto implica que para que dicho modelo pueda desarrollarse adecuadamente en la práctica de forma efectiva, la CNMC y el MINETUR deberán disponer de los recursos suficientes para garantizar el correcto desarrollo de las distintas tareas encomendadas por la legislación prevista.

5 CONSIDERACIONES SOBRE EL PREÁMBULO Y ARTICULADO

5.1 Sobre el Preámbulo

Debe justificarse la base normativa para la intervención de la CNE no sólo en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 (derogada por la Ley 3/2013) sino también en las disposiciones transitorias de aplicación, del siguiente modo:

*“De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, tercero, 1, **quinta segunda, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, función prevista también en el artículo 5 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, teniendo en cuenta, asimismo, lo establecido en las disposiciones adicionales primera y segunda, así como disposición transitoria tercera, de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio,** el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de Energía y. **Para la elaboración de este informe se han tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad de dicha Comisión, a tenor de lo dispuesto en la disposición adicional décima de la citada Ley 3/2013,** a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia y consultas a las Comunidades Autónomas”.*

5.2 Sobre el artículo 2 “Ámbito de aplicación”

En el ámbito de aplicación de la norma se debería incluir a las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que desarrollen la actividad de distribución¹. Por ello se propone la siguiente modificación:

*“La metodología definida en el presente real decreto será de aplicación a todas aquellas sociedades mercantiles **y, en su caso, sociedades cooperativas de consumidores y usuarios,** que desarrollen la actividad de distribución.”*

5.3 Sobre el artículo 3 “Actividad de distribución”

Al igual que en el artículo anterior, en el apartado 2 se deberían incluir a las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que desarrollen la actividad de distribución. Por ello se propone la siguiente modificación:

¹ No obstante se señala que la exclusión de las sociedades cooperativas parece ir en consonancia con la reciente redacción contenida en los artículos 6,38 y la disposición transitoria quinta del Anteproyecto de Ley que se encuentra actualmente en tramitación.

“2. La actividad de distribución se ejercerá por los distribuidores que serán aquellas sociedades mercantiles y, en su caso, sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tengan como objeto social exclusivo la distribución de energía eléctrica.”

5.4 Sobre el artículo 4 “Redes de distribución”

En este artículo se definen las instalaciones de distribución. Al respecto, en el primer párrafo del apartado 1 se deberían añadir como instalaciones de distribución los *parques* y los *elementos de compensación de energía reactiva* cuya tensión sea inferior a 220 kV, y puntualizar que, en el caso de los elementos de transformación, tendrán la consideración de red de distribución aquéllos cuyo secundario tenga una tensión inferior a 220 kV. De esta manera quedarían explícitamente incluidos los transformadores con primario de 400 y 220 kV, cuyo secundario tenga una tensión inferior a 220 kV, los cuales forman parte de la red de distribución. Por todo ello se propone la siguiente modificación:

“1. Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas eléctricas, parques, y elementos de transformación cuyo secundario tenga una de tensión inferior a 220 kV, y los elementos de compensación de energía reactiva cuya tensión sea inferior a 220 kV, salvo aquéllas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 35 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se consideren integradas en la red de transporte.”

5.5 Sobre el artículo 5 “Distribuidores y Gestores de las redes de distribución”

Respecto a este artículo, se observa que se ha redefinido la función de los distribuidores de analizar las solicitudes de conexión (letra a) del apartado 2) y la función de los gestores de la red de analizar las solicitudes de acceso a la red (letra f) del apartado 3) suprimiendo de la misma la referencia a los criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros y sustituyéndola por una remisión genérica a los “...*criterios que se establezcan reglamentariamente.*” Dada la trascendencia que en la doctrina de la CNE sobre el acceso tienen los criterios legales anteriormente mencionados, se considera que un cambio de estas características debería ser objeto de una motivación explícita.

En el apartado 2, letra b), se explicita la obligación por parte de las empresas distribuidoras de llevar “*un inventario actualizado de las redes de distribución bajo su*”

gestión, con sus características técnicas, administrativas, fecha de puesta en servicio, valor de inversión y todas aquellas que resultasen necesarias para el cálculo de la retribución de la empresa distribuidora". El diseño y realización de los distintos activos de la red de distribución se ven condicionados fundamentalmente por los incrementos de demanda y la evolución de la previsión de la misma. En este sentido proponer un inventario de todas las instalaciones existentes y de nueva construcción, con el fin de utilizar el mismo en el cálculo de la retribución, implicaría llevar un control de cualquier elemento que se modifica, incluso en baja tensión, lo que supone un volumen de información difícil de supervisar y gestionar. Adicionalmente, se debería fijar la fecha de remisión del inventario de las redes de distribución.

"1. ...//...

*b) Llevar un inventario actualizado de las redes de distribución, **al menos de alta tensión**, bajo su gestión, con sus características técnicas, administrativas, fecha de puesta en servicio, valor de inversión y todas aquellas que resultasen necesarias para el cálculo de la retribución de la empresa distribuidora. Dicho inventario deberá ser remitido en formato electrónico anualmente **antes del 1 de abril** a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia."*

En relación con la obligación contemplada en el apartado 3, letra d), de calcular los coeficientes de pérdidas dentro de los tres primeros meses de cada ejercicio, dicho plazo resulta insuficiente porque a esa fecha aún no están disponibles los datos definitivos de las lecturas. Así, debería establecerse que dicha obligación deberá ser cumplida en el momento que dicha información esté disponible. Por ello se propone siguiente modificación:

"3. ...//...

*d) Calcular **en el plazo de un mes desde el cierre de medidas de cada ejercicio** ~~dentro de los tres primeros meses de cada ejercicio~~, los coeficientes de pérdidas por niveles de tensión y periodos horarios de las redes que gestionen. A estos efectos, se remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe que contenga los resultados de dichos cálculos."*

En el apartado 3, letra e), se viene a ampliar el plazo durante el cual el distribuidor deberá conservar toda la información derivada del ejercicio de sus funciones a los efectos de este real decreto, pasando de los 5 años actualmente establecidos en el Real Decreto 222/2008, a dos periodos regulatorios, los cuales, de conformidad con lo establecido en la Propuesta, tendrán una duración de 6 años. Es decir, se obliga al distribuidor a conservar dicha información por un plazo de 12 años. Al respecto, el incremento de 5 a 12 años

resulta excesivo en relación con otros plazos de obligación de conservación de documentación recogidos en otras normativas. Se entiende que sería suficiente con conservar dicha información durante un periodo regulatorio. Adicionalmente, cabe indicar, en clave de técnica normativa, que la utilización del concepto “*periodo regulatorio*” para regular un plazo de tiempo determinado dificulta de forma innecesaria la comprensión del plazo objeto de regulación. La determinación de dicho plazo parece más razonable expresarla en años –como así lo hace la actual redacción del Real Decreto 222/2008- que no en “*periodos regulatorios*”, concepto que puede tener su justificación en otros apartados de la Propuesta, pero, en ningún caso, para la determinación de un plazo, máxime cuando el concepto está referenciado a 6 años. Por ello se propone la siguiente modificación:

“3. ...//...

e) Conservar durante un mínimo de **6 años** ~~dos periodos regulatorios~~ toda la información derivada del ejercicio de sus funciones a los efectos de este real decreto.”

En el apartado 4 se establece que “*Los distribuidores, como los gestores de las redes de distribución, tendrán derecho a recabar de los agentes que operen en las redes bajo su gestión la información necesaria para el ejercicio de sus funciones, de acuerdo con lo que se establezca en los correspondientes procedimientos de operación de las redes de distribución*”. Sin embargo, en el artículo 19 sobre “*Procedimientos de operación*”, no se incluye un procedimiento específico de intercambio de información entre los gestores de red de distribución con el resto de agentes, incluyendo al Operador del Sistema. Por ello se considera necesario añadir este procedimiento de operación en el artículo 19.

5.6 Sobre el artículo 6 “Criterios generales de retribución de la actividad de distribución”

En el apartado 3 se indica que “*Antes del 15 de junio del año anterior al de inicio de cada periodo regulatorio, por resolución del Director General de Política Energéticas y Minas se determinará el conjunto de parámetros técnicos y económicos que, de acuerdo con lo establecido en el presente real decreto, se utilizarán para el cálculo de la retribución base reconocida a cada distribuidor por la actividad de distribución para todo el periodo regulatorio*”. Si bien se valora positivamente la estabilidad que introduce la Propuesta, al

determinar ex ante los parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución, dado que la duración del periodo regulatorio es de 6 años, y el establecimiento de determinados parámetros a tan largo plazo puede establecer una retribución discordante con la evolución de los costes de las empresas distribuidoras, se propone que se posibilite la revisión de los parámetros establecidos a la mitad del periodo regulatorio, si se producen cambios significativos en las variables que los determinan. Por ello, se propone añadir un tercer párrafo en el apartado 3:

“No obstante lo anterior, a la mitad del periodo regulatorio, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el Director General de Política Energéticas y Minas podrá revisar los parámetros establecidos si se producen cambios significativos en las variables que lo determinaron.”

5.7 Sobre el artículo 8 “Criterios generales de redes”

La Propuesta de Real Decreto establece en el primer párrafo de este artículo que en zonas no urbanas las líneas de la red de distribución serán retribuidas como líneas aéreas. Al respecto, debería sustituirse la expresión en *zonas no urbanas* por en *suelo no urbanizado*, toda vez que en la actual Ley de Suelo, aprobada por el Real Decreto legislativo 2/2008, de 20 de junio, únicamente distingue entre suelo urbanizado y suelo rural. Por ello se propone la siguiente redacción para dicho párrafo:

“Con carácter general y con el fin de limitar los costes del sistema, en ~~zonas~~ suelo **no urbanizado, definido según lo establecido en el texto refundido de la Ley de Suelo, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, ~~no urbanas~~ las líneas de la red de distribución serán retribuidas como líneas aéreas.”**

La redacción del tercer párrafo de este artículo posibilita la obligación de cumplir por parte de las empresas distribuidoras con normativa específica que establezca determinados criterios de diseño adicionales que incrementen sus costes, pero no garantiza la recuperación de los mismos. Es decir, no se manifiesta la exigencia de que sean los peticionarios de mayores niveles de exigencia en la construcción o mantenimiento de la red de distribución los que paguen por esos servicios adicionales exigidos. En este sentido y si las Administraciones implicadas deciden no asumir determinados sobrecostes

puede suceder que, o bien la empresa distribuidora reduzca las inversiones en dichas zonas o se trasladen los sobrecostes a otras instalaciones para garantizar la viabilidad económica de las primeras. No obstante, en línea con lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la redacción dada por el artículo 38 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, tales sobrecostes podrían ser resarcidos mediante suplementos territoriales en los peajes de acceso.

5.8 Sobre el artículo 9 “Modelo de Red de Referencia”

En primer lugar se destaca que el texto del apartado 1 coincide prácticamente con el del primer párrafo del apartado 3.

Adicionalmente, se considera que este artículo debería denominarse “*Herramientas regulatorias*”, añadiendo un nuevo apartado 5 en el que se haga referencia, además, a las otras *herramientas* disponibles por la CNMC, esto es, la *Información Regulatoria de Costes* y el *Inventario de instalaciones*.

*“Artículo 9. Modelo de Red de Referencia. **Herramientas regulatorias**”*

...//...

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá mantener adaptados los requerimientos de información regulatoria de costes y de inventario de instalaciones a las necesidades impuestas por este real decreto.”

5.9 Sobre el artículo 10 “Retribución base”

Se debería corregir una errata en el tercer párrafo del apartado 3 y disminuir a un mes el plazo para la subsanación de la información, dado que de otro modo sería imposible cumplir los plazos para que la CNMC eleve en tiempo y forma la propuesta de retribución base de cada una de las empresas distribuidoras.

“3. ...//...”

*Si la documentación presentada no reúne los requisitos que señala el **apartado párrafo** anterior y los exigidos, en su caso, por la legislación específica aplicable, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requerirá al interesado para que, en un plazo de*

un tres meses, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos, con indicación de que, si así no lo hiciera, verán calculado su retribución base a partir de los datos aportados en años anteriores a esa Comisión.”

Así mismo, se debería corregir la redacción del cuarto párrafo del apartado 3 conforme a lo siguiente:

*“Si entre la información no aportada, o no subsanada de acuerdo a los requisitos ~~requeridos expresados~~ **establecidos** por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, o si se demostrase la falsedad de la información aportada por las empresas distribuidoras se ~~encontrase la relativa~~ al volumen de instalaciones que han superado su vida útil regulatoria o que hayan sido cerradas o ~~la~~ relativa al volumen de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, estas empresas verán minorado el inmovilizado calculado en un porcentaje igual al de la media del último periodo regulatorio de instalaciones que para el conjunto del sector superan su vida útil regulatoria o hayan sido cerradas incrementados en un 5 por ciento o en un porcentaje igual al de la media de instalaciones financiadas y cedidas por terceros incrementados en un 5 por ciento.”*

5.10 Sobre el artículo 11 ”Cálculo del nivel de retribución base”

En el apartado 1 de este artículo se establece la fórmula de cálculo de la retribución base R_{base}^i , pero no se desarrolla la definición de la misma. Así mismo, tanto en el término de retribución por inversión, RI_{base}^i , como en el de retribución por operación y mantenimiento, ROM_{base}^i , se hace referencia únicamente a las instalaciones de tensión mayor a 1 kV, sin mencionar el resto de instalaciones con tensiones inferiores, que deben ser consideradas en la retribución base. Igualmente se deberían corregir una errata en la definición de la retribución base a la inversión, RI_{base}^i :

“ R_{base}^i es la retribución base que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n , siendo este año el de inicio del primer periodo regulatorio. Este nivel de retribución base no incorporará ninguno de los incentivos a que se hace referencia en el artículo 12.”

*RI_{base}^i , es el término de retribución base a la inversión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n , siendo este año el de inicio del primer periodo regulatorio, derivado de **la inversión** ~~la operación y mantenimiento de las~~ en instalaciones de **distribución** ~~tensión mayor a 1 kV~~ que se encuentren en servicio el 31 de diciembre del año $n-2$ **y que no han superado su vida útil regulatoria**. Este nivel de retribución base no incorporará ninguno de los incentivos a que se hace referencia en el artículo 12.*

*ROM_{base}^i , es el término de retribución base por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n , siendo este el de inicio del primer periodo regulatorio, derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de **distribución** ~~tensión mayor a 1 kV~~ que se encuentren en servicio el 31 de diciembre del año $n-2$.”*

En el apartado 2, relativo al término de retribución base de la inversión, R^i_{base} , en las definiciones de las Unidades Físicas de Alta y Baja Tensión debería aclararse que las instalaciones no sólo deben estar en servicio sino también que no hayan agotado su vida útil regulatoria:

*“ UF_{AT} Son las unidades físicas de alta tensión en servicio **y que no han superado su vida útil regulatoria** el 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio. A los efectos retributivos del presente real decreto, los centros de transformación se considerarán como instalaciones de alta tensión.*

...//...

*UF_{BT} Son las unidades físicas de baja tensión en servicio **y que no han superado su vida útil regulatoria** el 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio.*

En este mismo apartado 2 se señala que para las empresas que no aporten el inventario de instalaciones de baja tensión auditado, o si éste no dispone en su totalidad de *un muy elevado grado de fiabilidad* antes del inicio del primer periodo regulatorio, el mismo se calculará con el MRR (Red de Referencia Base Cero en Baja Tensión). Al respecto, se debería añadir que los requisitos para valorar dicho *grado de fiabilidad* serán establecidos por la DGPEM a propuesta de la CNMC. En estos supuestos, la Propuesta señala que, en caso de utilizarse las instalaciones de baja tensión calculadas con el MRR, el coeficiente de eficiencia será 1. Al respecto, se señala que en la Propuesta de retribución de referencia para el año 2013 que la CNE sometió a consulta pública, al resultado de las instalaciones de baja tensión calculadas con el MRR se le aplicó un coeficiente corrector al alza del 30%.

“2. ...//...

*Para las empresas que no aporten el inventario de instalaciones en baja tensión auditado, o si éste no dispone en su totalidad de un muy elevado grado de fiabilidad antes del inicio del primer periodo regulatorio, **de acuerdo con los requisitos que al efecto establezca la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, se tomarán como instalaciones **de baja tensión** aquellas que resulten del cálculo de la Red de Referencia Base Cero en Baja Tensión. ~~En el caso de que $IBRBT^i_{base} - IBBT^i_{base}$ se calcule tomando la red de referencia base cero el valor de $kinm_{i-BT}$ será de 1.~~”*

En el párrafo siguiente, nuevamente debería aclararse que las instalaciones no sólo deben estar en servicio sino también que no hayan agotado su vida útil regulatoria:

*“En el cálculo de los términos $IBAT_{base}^i$ y de $IBBT_{base}^i$, las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio y que a dicha fecha continúen en servicio **y no hayan superado su vida útil regulatoria**, se valorarán a coste de reposición y por tanto tomando como valor unitario de inversión el correspondiente al año $n-2$, siendo n el año de inicio del primer periodo regulatorio.”*

En la definición del Inmovilizado Base Neto debería corregirse la siguiente errata:

“ IN_{base}^i es el inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio el año $n-2$, siendo n el de inicio del primer periodo regulatorio y que no han superado ~~durante dicho año~~ su vida útil regulatoria ~~durante el año $n-2$//...~~”

De acuerdo con el Real Decreto-ley 9/2013, esta Propuesta de Real Decreto, en el artículo 7 apartado 2, toma el rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años como tasa de retribución de referencia incrementada con un diferencial de 200 puntos básicos. Al respecto, esta Comisión considera que el diferencial no debería fijarse en 200 puntos básicos, sino que tendría que establecerse, y revisarse cada 6 años, al comienzo de cada periodo regulatorio, en función del WACC de referencia de la actividad a retribuir, que se establezca mediante la metodología que se apruebe por Circular de la CNMC. Aspecto éste que ya fue señalado por esta Comisión en su Informe 16/2013 sobre el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, de fecha 31 de julio de 2013. Por otra parte, se considera que debería establecerse un mecanismo de revisión intermedio (cada 3 años), en caso de cambios significativos en las variables que determinan el WACC de referencia de la actividad, al objeto de no penalizar ni bonificar en exceso a las empresas, por no trasladarles los cambios (positivos o negativos) en dichas variables, a lo largo de un periodo de tiempo tan largo como 6 años. Para tener en cuenta estas consideraciones, se propone la siguiente redacción alternativa:

*“TRF es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el período regulatorio. Se corresponderá con la media de los 24 meses previos al mes de **mayo junio** del año anterior al de inicio del periodo regulatorio del rendimiento de las obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementada en ~~200 puntos básicos~~ **un diferencial. Dicho diferencial se establecerá teniendo en consideración el WACC de referencia de la actividad a retribuir, según la metodología establecida por Circular de la CNMC. Su cuantía se establecerá por resolución del Director General de Política Energética y Minas para cada periodo regulatorio, según lo establecido en el artículo 6.3.**”*

No obstante, podrá revisarse al tercer año, si se producen cambios significativos en las variables que determinan el WACC de referencia de la actividad.”

Se resalta que se ha sustituido en la definición anterior el mes de junio por el de mayo dado que según el artículo 6.3 *“Antes del 15 de junio del año anterior al de inicio de cada período regulatorio, por resolución del Director General de Política Energética y Minas se determinará el conjunto de parámetros técnicos y económicos que, de acuerdo con lo establecido en el presente real decreto, se utilizarán para el cálculo de la retribución base reconocida a cada distribuidor por la actividad de distribución para todo el período regulatorio”,* y a tales efectos la CNMC deberá remitir una propuesta de dichos parámetros antes del 15 de mayo. Por tanto los últimos datos disponibles para calcular la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años por la CNMC serán los de abril.

En el apartado 3 el coeficiente $ROMNLAE_{base}^i$ se multiplica por dos factores de eficiencia, mientras que el resto de retribuciones por operación y mantenimiento solo por uno. Por ello, dado que la eficiencia se impone en la formulación general a través del coeficiente $\alpha_{O\&M}^i$ se considera que en la redacción explicativa de $ROMNLAE_{base}^i$ se podría eliminar la última frase *“El parámetro anteriormente señalado vendrá afectado por un factor que introduzca eficiencia y competencia referencial en los mismos.”*

En el apartado 4, letra a), relativo a la retribución por lectura de contadores y equipos de medida, se establece que, en caso de demostrarse la existencia de incumplimiento del deber de lectura por parte del distribuidor a un cliente j, o de que ésta no se ajuste a las obligaciones establecidas por la normativa de aplicación, la retribución a percibir por la empresa distribuidora i por la lectura del cliente j se reducirá en un 50%. Como alternativa, se propone el establecimiento de un incentivo, en este caso penalización, en la propia fórmula retributiva, tal y como se plasma en los comentarios al artículo 12 de la Propuesta, incentivo (penalización) que se desarrolla mediante un nuevo artículo –y Capítulo- incluido al final del presente informe.

Adicionalmente se deben corregir sendas erratas en las letras d) y e) del apartado 4:

“d) *Retribución por tareas de planificación. Su importe se determinará a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos y que refleje los costes de planificación y estructura de una empresa modelo eficiente.*

e) *Retribución por costes de estructura de la empresa de distribución eficiente. Su importe se determinará a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos y que refleje los costes de planificación y estructura de una empresa modelo eficiente.”*

5.11 Sobre el artículo 12 “Retribución anual de la actividad de distribución”

Tal y como se han indicado en los comentarios al artículo 11, como alternativa a la penalización contenida en la Propuesta respecto a la retribución por lectura de contadores y equipos de medida, se propone el establecimiento de un incentivo, en este caso penalización, en la propia fórmula retributiva. Por lo tanto, se propone la siguiente redacción para el apartado 2:

“2. *La retribución de la actividad de distribución reconocida al distribuidor i en el primer año del primer periodo regulatorio se determinará mediante la siguiente formulación:*

$$R_n^i = R_{Base}^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i + L_n^i ; \text{ para } n=1, \text{ primer año del periodo regulatorio. Dónde:}$$

..//..

” L_n^i es la penalización repercutida a la empresa distribuidora i por la no realización de las lecturas de los suministros con la periodicidad y calidad establecida en la normativa. Dicha penalización se calculará según lo establecido en el Capítulo XII.”

Adicionalmente, se debería corregir una errata en la definición del incentivo a la reducción del fraude:

” F_n^i , es el incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico a la empresa distribuidora i el año n asociada a la reducción del fraude lograda el año n-2. Dicho incentivo a la reducción de ~~las~~ **perdidas fraude** se calculará según lo establecido en el Capítulo XI.”

En el apartado 3, se entiende necesario realizar una matización en la definición del término $IB_Tot_Amort_{n-3}^i$:

“ $IB_Tot_Amort_{n-3}^i$ Es el valor bruto correspondiente a los activos totalmente amortizados durante el transcurso del año n-3 ~~ese año~~ y que por tanto han superado su vida útil

regulatoria durante dicho año o han dejado de ser titularidad de la empresa distribuidora i.

Así mismo, en este apartado 3, y con la finalidad de compartir entre consumidores y empresas las posibles desviaciones entre el valor real de la inversión y el valor obtenido por aplicación del valor unitario que corresponda, el valor reconocido de la inversión debería calcularse, en todo caso, como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditado, más el 50% de la diferencia, sea esta positiva o negativa, entre el valor obtenido por aplicación del correspondiente valor unitario y dicho valor real. Con ello, y por tratarse de una actividad regulada, se viene a compartir al 50% entre empresas y consumidores los riesgos intrínsecos a la ejecución de las inversiones. Por ello, debería modificarse la definición del incremento del valor del inmovilizado bruto, ΔIBR_{n-2}^i ; en los siguientes términos:

“ ΔIBR_{n-2}^i ; es el incremento del valor del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico asociado a las instalaciones puestas en servicio el año n-2 por la empresa distribuidora i. Este valor de inversión se calculará para cada uno de los activos puestas en servicio el año n-2 como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditado, más el 50% de la diferencia, sea esta positiva o negativa, entre el valor obtenido por aplicación del correspondiente valor unitario y dicho valor real de acuerdo a lo recogido en el artículo 11.2 y no podrá superar el aprobado por la Secretaría de Estado de acuerdo con lo recogido en el artículo 13 del presente real decreto.”

Adicionalmente, debería incluirse explícitamente la fórmula de cálculo de la retribución financiera, RF_n^i , por lo que debería modificarse el siguiente párrafo:

“El cálculo de la retribución financiera se realizará de acuerdo con la siguiente expresión ~~recogida en el artículo anterior:~~

$$RF_n^i = IN_n^i \cdot TRF \text{ ; en la que:}$$

IN_n^i es el valor del inmovilizado retributivo neto reconocido a la empresa distribuidora i en el año n y que por tanto recoge el valor neto retributivo de su inmovilizado el año n-2. Este valor se calculará tomando:”

En el apartado 4, se propone añadir la obligación de que las distribuidoras expliciten los márgenes, si existen, que añaden sociedades del mismo grupo en los servicios que les prestan. Así mismo, y al igual que se ha señalado en los comentarios al artículo 10, se debería disminuir a un mes el plazo para la subsanación de la información, dado que de

otro modo sería imposible cumplir los plazos para que la CNMC eleve en tiempo y forma la propuesta de retribución base de cada una de las empresas distribuidoras.

“4. Para el cálculo de la retribución anual, las empresas distribuidoras aportarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información regulatoria auditada de instalaciones y de costes en los formatos y plazos que ésta señale.

Los márgenes añadidos por sociedades del mismo grupo deberán ser transparentes, explicitados y cuantificados.

*Si la documentación presentada no reúne los requisitos que señala el párrafo anterior y los exigidos, en su caso, por la legislación específica aplicable, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requerirá al interesado para que, en un plazo de **un** tres meses, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos, ...//...”*

5.12 Sobre el artículo 13 “Planes de inversión y autorización del volumen de inversión”

En lo relativo a la inversión en la actividad de distribución, la Propuesta establece un sistema de fijación “ex ante”, en concreto, el año anterior (n-1) al de realización de las inversiones (n), del volumen de inversión objeto de retribución, para cada empresa distribuidora. Para ello, se establece el requerimiento de que las empresas remitan antes del 1 de mayo del año n-1 su propuesta de Plan de Inversiones para el año siguiente (n), y su previsión para los años n+1, n+2 y n+3, a la DGPEM y a la CNMC. Según la Propuesta, la CNMC tendría que remitir a la DGPEM y a las empresas distribuidoras antes del 15 de julio del año n-1, un análisis detallado de los planes de inversión, y una propuesta de valoración máxima del término de la inversión del año n que podrá ser considerada a efectos de retribución. Posteriormente, la Secretaría de Estado de Energía resolvería y notificaría, antes del 1 de noviembre del año n-1, la cuantía máxima de inversión del año n.

Con esta metodología de la Propuesta de Real Decreto, las empresas conocerán “ex ante” (en concreto, antes del 1 de noviembre de n-1), la inversión de referencia en el año n, que podrán ejecutar con la garantía de que será retribuida, lo que mejora las señales a la inversión y reduce el perfil de riesgo de las mismas.

La presentación por parte de las empresas, y revisión por parte de la CNMC y el MINETUR de los planes de inversión, de carácter anual, así como la emisión de los

informes correspondientes en los plazos previstos en la Propuesta, podría no ser factible de realizarse eficazmente, cumpliendo los plazos establecidos al efecto (en el caso de la CNMC, son 2,5 meses para revisar los planes de inversión). Además, no se ha establecido ninguna previsión específica que distinga a las distribuidoras de menos de 100.000 clientes en este proceso, por lo que se entiende que los planes de inversión de estas 326 empresas tendrían que ser también analizados.

La revisión crítica de los planes de inversión propuestos por más de 325 empresas de distribución, su justificación y necesidad, y la razonabilidad de las variaciones que se deriven de la realidad posterior e impliquen cambios en los mismos, implica una dedicación exclusiva por parte de un número suficiente de personas, con criterio técnico y económico. De otra forma, dicha revisión se transformaría en un mero trámite administrativo, no consiguiendo el objetivo perseguido en la Propuesta de Real Decreto. Con el fin de permitir la realización eficaz de la revisión, dicha revisión podría establecerse al principio del periodo regulatorio, hasta la mitad del mismo, y una posterior revisión desde mitad del periodo al final. Lo que implicaría la revisión de los planes en el año n-1 con fijación de la inversión anual para los años n, n+1 y n+2 y la revisión en el año n+2 con fijación de la inversión anual para los años n+3, n+4 y n+5.

Con independencia de lo anterior, en los apartados 1, 2 y 3 del presente artículo se deberían corregir sendas erratas. Adicionalmente, se entiende necesario que en el apartado 3 se recoja la singularidad de las inversiones de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, las cuales, en ocasiones, tienen que realizar inversiones que se alejan de cualquier linealidad que pretenda establecerse.

"1. ...//...

...//..

*b) **Crecimientos** ~~Decrecimientos~~ de la demanda durante más de dos años consecutivos **inferiores** ~~superiores~~ en un cincuenta por ciento a los previstos en la planificación del sistema.*

...//..

*d) **Crecimientos** ~~Decrecimientos~~ en el Producto Interior Bruto durante más de dos años consecutivos **inferiores** ~~superiores~~ en un cincuenta por ciento los previstos.*

*2. El volumen de inversión objeto de retribución recogido en el plan de inversión de la empresa distribuidora i, no podrá superar el producto entre el volumen máximo sectorial recogido en el **apartado** ~~párrafo~~ anterior y el coeficiente resultante entre ~~la división de~~ la retribución aprobada para el año n-1 de la empresa i y la totalidad de las empresas.*

3. *El volumen de inversión objeto de retribución sólo podrá superarse y ser retribuido con cargo al sistema en el caso de que el crecimiento de la demanda previsto para dicha empresa fuese tres veces superior a la media del sector en el año n-2 ~~n-1~~, o en aquellos casos en los que una sola de las inversiones previstas en el plan por sí misma suponga un coste valorado conforme a los costes unitarios superior al 50% del límite de inversión establecido para dicha empresa.*

Se deberían corregir sendas erratas en los apartados 5 y 6:

“5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a las empresas distribuidoras antes del 15 de julio del año n-1 un análisis detallado de los planes de inversión y realizará una propuesta de valoración máxima ~~del término~~ de la inversión relativa al año n que podrá ser considerada para el cálculo ~~del término~~ ~~variación~~ de la retribución reconocida a la empresa distribuidora correspondiente al año n+2 , de acuerdo con los niveles calidad exigidos por la normativa básica estatal.

6. La Secretaría de Estado de Energía resolverá y notificará a las empresas afectadas antes del 1 de octubre del año n-1 la cuantía máxima de la inversión del año n, todo ello de acuerdo con los niveles calidad exigidos por la normativa básica estatal, que podrá ser considerada reconocida para el cálculo ~~del término~~ ~~variación~~ de la retribución reconocida a la empresa distribuidora el año n+2.”

5.13 Sobre el artículo 14 “Control de ejecución de los planes de inversión”

En relación con los apartados 2 y 3 de este artículo, en los que se viene a establecer un mecanismo de control sobre el cumplimiento de los planes de inversión, los mismos se consideran muy rígidos para las inversiones necesarias en la red de distribución, llegándose a penalizar las inversiones de ejercicios futuros por incumplimiento de las de ejercicios pasados. Por ello, se propone eliminar dichos apartados, y en línea con lo señalado en el punto anterior, sustituirlos por los que se exponen a continuación:

“2. En el caso de que una empresa no alcanzase para el semiperiodo anterior el volumen de inversión establecido en artículo 13.6 2:

a) Si la inversión real estuviera comprendida entre el 85 y el 100% de la inversión prevista, el devengo de estas inversiones se calculará considerando la inversión real.

b) Si la inversión real no alcanzara el 85% de la inversión prevista, el devengo de estas inversiones en el siguiente semiperiodo, se calculará considerando únicamente el 90% de la inversión real.

3. En el caso de que una empresa superase para el semiperiodo anterior el volumen de inversión establecido en artículo 13.6 2:

a) Si la inversión real estuviera comprendida entre el 100 y el 115% de la inversión prevista, y en el semiperiodo previo no se hubiera superado la cantidad aprobada para el mismo, el volumen de inversión aprobado por resolución de la Secretaría de

Estado de Energía en el semiperiodo siguiente, se verá minorado en la misma cantidad.

b) Si la inversión real estuviera comprendida entre el 100 y el 115% de la inversión prevista, y el semiperiodo previo se hubiera superado la cantidad aprobada para el mismo, el devengo de estas inversiones en el semiperiodo siguiente se calculará considerando la inversión prevista más el 50% de la diferencia entre la inversión real y la inversión prevista.

c) Si la inversión real superara el 115% de la inversión prevista, el devengo de estas inversiones en el semiperiodo siguiente se calculará considerando el 107,5% de la inversión prevista.”

~~“2. Con el fin de incentivar el cumplimiento de los planes de inversión, aquellas empresas que durante dos años consecutivos tengan un volumen de inversión inferior en un 15 por ciento al aprobado para esos años por la Secretaría de Estado de Energía, serán minorado en el año n+1 la cuantía máxima que se establece como volumen máximo de inversión a reconocer en una cantidad de un 15 por ciento.~~

~~3. En el caso de que una empresa superase en el año n-2 el volumen de inversión establecido en artículo 13.1 y no cumplierse los requisitos contemplados en el apartado 13.3:~~

~~a) Si fuera en una cantidad inferior al 15 por ciento y el año previo no se hubiera superado la cantidad aprobada para ese año, el volumen de inversión aprobado por la Secretaría de Estado de Energía en el año siguiente se verá minorado en la misma cantidad.~~

~~b) Si se hubiera superado el volumen aprobado en una cuantía igual o superior al 15 por ciento, el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso se verá minorado el año n en un 25 por ciento durante el año n. Asimismo, el volumen de inversión aprobado por la Secretaría de Estado de Energía en el año siguiente se verá minorado en 1,25 veces el exceso de volumen.~~

~~c) Si se superase el volumen señalado en el apartado anterior o se superasen los máximos establecidos durante dos o más años consecutivos, no se devengará retribución a la inversión por dicho exceso de inversión. Asimismo, el volumen de inversión aprobado por la Secretaría de Estado de Energía en el año siguiente se verá minorado en 1,25 veces el exceso de volumen.~~

Igualmente, y en relación al apartado 4 de este artículo, se considera que el mismo no es necesario dado que las Comunidades Autónomas ya tienen atribuidas competencias de inspección para aquellas instalaciones que deben ser autorizadas por las mismas. Por lo tanto se propone la eliminación de dicho apartado.

~~“4. Las comunidades autónomas en el ámbito de sus competencias podrán inspeccionar que las instalaciones cuya autorización resulte de su competencia declaradas por las empresas como ejecutadas en el año n-2 en su territorio, han sido realmente ejecutadas. En caso de detectarse salvedades, éstas podrán ser puestas de manifiesto a la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 1 de noviembre del año n-1.”~~

5.14 Alternativa en relación con los artículos 13 y 14: “Incentivo a la no sobrevaloración y cumplimiento de los planes de inversión”

Como alternativa a la limitación y control de los planes de inversión recogidos en los artículos 13 y 14 de la Propuesta, podría establecerse un mecanismo de supervisión de tales planes basado en un incentivo que aplique tanto a las inversiones propuestas como a las realmente ejecutadas por las empresas distribuidoras.

A tales efectos, habría que modificar el apartado 3 del artículo 12 de la Propuesta, en lo que a la definición del incremento del valor del inmovilizado bruto, ΔIBR_{n-2}^i , se refiere.

*“ ΔIBR_{n-2}^i ; es el incremento del valor del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico asociado a las instalaciones puestas en servicio el año n-2 por la empresa distribuidora i. Este valor de inversión se calculará para los activos puestos en servicio el año n-2 **conforme se detalla en el artículo 14.3 de este real decreto tras aplicar el incentivo al grado de cumplimiento del plan de inversión y, en su caso, a la inversión reconocida provisionalmente para ese año n-2 de acuerdo a lo recogido en el artículo 11.2 y no podrá superar el aprobado por la Secretaría de Estado de acuerdo con lo recogido en el artículo 14 13 del presente real decreto.***

En este mismo contexto, el apartado 5 del artículo 13 de la Propuesta debería ser modificado de acuerdo al siguiente texto:

*“5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a las empresas distribuidoras antes del 15 de julio del año n-1 un análisis detallado de los planes de inversiones y realizará una propuesta de valoración máxima de la inversión relativa al año n que podrá ser considerada para el cálculo de la retribución por incremento de inversión reconocida a la empresa distribuidora correspondiente al año n+2, de acuerdo con los niveles exigidos por la normativa estatal, **conforme al artículo 12.3 y considerando el incentivo para la no sobrevaloración detallado en el artículo 14.3 de este real decreto.***

Por su parte, los apartados 2 y 3 del artículo 14 de la Propuesta deberían eliminarse y ser sustituidos por los que se exponen a continuación:

*“**2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia analizará todas las situaciones descritas en el apartado anterior a efectos del cumplimiento de la inversión inicialmente aprobada y aplicará lo dispuesto en el siguiente apartado sobre el incentivo a la no sobrevaloración y cumplimiento de los planes de inversión, informando a la Secretaría de Estado de Energía, quien antes del 1 de octubre de cada año resolverá e informará a las empresas distribuidoras los importes definitivos del valor del incremento de activos reconocido para ser añadido a la base de activos en el***

año n correspondiente a las instalaciones ejecutadas en el año n-2, conforme al artículo 12.3 de este real decreto.

3. El incentivo a la no sobrevaloración y cumplimiento de los planes de inversión propuestos por la empresa distribuidora i que se define en el artículo 12.3 del presente real decreto, se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

a) Se calculará el siguiente ratio r:

$$r_{n-2}^i = \frac{\Delta IBRP_{n-2}^i}{\Delta IBRR_{n-2}^i}$$

donde:

$\Delta IBRP_{n-2}^i$, es el montante de inversión inicialmente propuesto por la distribuidora i en su plan de inversión definitivo para ser ejecutado en el año n-2.

$\Delta IBRR_{n-2}^i$, es el montante de inversión de referencia establecido por la Secretaría de Estado de Energía para la empresa distribuidora i en el año n-2.

b) El valor del incremento de activos reconocido correspondiente a las instalaciones y otros activos puestos en servicio por la empresa distribuidora i durante el año n-2, establecido en el artículo 12.3 de este real decreto se calculará mediante la siguiente fórmula:

1º. En el caso de que la empresa distribuidora realice un volumen de instalaciones igual o superior al 90% del volumen inicialmente aprobado como referencia por la Secretaría de Estado de Energía, según conste en la auditoría correspondiente:

$$\Delta IBR_n^i = \left(\frac{\Delta IBRA_{n-2}^i}{\Delta IBRR_{n-2}^i} + IA_r + FR_r \cdot \left(IP_r - \frac{\Delta IBRA_{n-2}^i}{\Delta IBRR_{n-2}^i} \right) \right) \cdot \Delta IBRR_{n-2}^i$$

donde:

ΔIBR_n^i , es el valor del incremento de activos reconocido para ser añadido a la base de activos en el año n correspondiente a las instalaciones ejecutadas por la empresa i en el año n-2 tras el análisis del grado de cumplimiento y eficiencia del plan de inversión presentado por la empresa.

$\Delta IBRA_{n-2}^i$, es la inversión total auditada y realizada por la empresa distribuidora i en el año n-2.

$\Delta IBRR_{n-2}^i$, es el montante de inversión de referencia establecido por la Secretaría de Estado para la empresa distribuidora i en el año n-2.

IA_r , FR_r , IP_r son los términos de inversión adicional reconocida, factor de reparto de pérdidas y ganancias, e inversiones permitidas provisionalmente, respectivamente que se corresponden con un ratio r. Los valores numéricos de IP_r , FR_r e IA_r para el

ratio r calculado anteriormente se obtienen a partir de la siguiente tabla (para valores intermedios se utilizará la interpolación lineal):

Ratio @	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40
<u>Inversiones permitidas (IPr)</u>	<u>0,9875</u>	<u>1,0</u>	<u>1,0125</u>	<u>1,025</u>	<u>1,0375</u>	<u>1,05</u>	<u>1,0625</u>	<u>1,075</u>	<u>1,0875</u>	<u>1,10</u>
<u>Factor reparto FRr)</u>	<u>0,638</u>	<u>0,60</u>	<u>0,563</u>	<u>0,525</u>	<u>0,488</u>	<u>0,45</u>	<u>0,413</u>	<u>0,375</u>	<u>0,338</u>	<u>0,30</u>
<u>Inversión adicional reconocida (IAR)</u>	<u>0,037</u>	<u>0,03</u>	<u>0,022</u>	<u>0,013</u>	<u>0,003</u>	<u>-0,008</u>	<u>-0,019</u>	<u>-0,032</u>	<u>-0,045</u>	<u>-0,06</u>

2º. En el caso de que la empresa distribuidora realice un volumen de instalaciones inferior al 90% del volumen inicialmente aprobado como referencia por la Secretaría de Estado de Energía, según conste en la auditoría correspondiente, la fórmula de cálculo anterior será modificada para no considerar como ganancia de eficiencia la mencionada reducción de instalaciones. La fórmula a aplicar para su cálculo será:

$$\Delta IBR_n^i = \Delta IBRA_n^i (1 + IA_r + FR_r \cdot (IP_r - \frac{PA_{n-2}^i}{PR_{n-2}^i}))$$

donde:

$\Delta IBRA_n^i$, $INVA_{n-2}^i$, IA_r , FR_r , IP_r , tienen el mismo significado que en el subapartado anterior.

PA_{n-2}^i , es el coste unitario promedio de las instalaciones auditadas y realizadas por la empresa i en el año n-2.

PR_{n-2}^i , es el coste unitario promedio de las instalaciones fijadas como de referencia por la Secretaría de Estado de Energía para ser ejecutadas por la empresa i en el año n-2. Este coste unitario se obtendrá aplicando los valores unitarios de referencia de inversión a los que se refiere el artículo 16.1 de este real decreto a los tipos y volúmenes de instalaciones aprobadas por la Secretaría de Estado de Energía para ser ejecutadas por la empresa.

c) La comprobación de la condición referida en el subapartado anterior de si la empresa distribuidora ha realizado un volumen de instalaciones inferior al 90% del volumen inicialmente aprobado como referencia por la Secretaría de Estado de Energía se realizará mediante la verificación de la siguiente desigualdad:

$$\sum_k QA_{n-2,k}^i \cdot PR_{n-2,k}^i \leq 0,9 \cdot \sum_k QR_{n-2,k}^i \cdot PR_{n-2,k}^i$$

donde

$QA_{n-2,k}^i$ es el volumen de instalaciones del tipo k auditadas y ejecutadas por la empresa i en el año n-2.

$QR_{n-2,k}^i$ es el volumen de instalaciones de tipo k fijadas como referencia por la Secretaría de Estado para ser ejecutadas por la empresa i en el año n-2.

$PR_{n-2,k}^i$ es el valor unitario de referencia de inversión para las instalaciones tipo k en el año n-2 según lo establecido en el artículo 16.1.

5.15 Sobre el artículo 17 "Procedimiento de actualización de los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento"

En los apartados 1 y 2 del presente artículo, a la hora de definir los valores de IPC y de IPRI que se utilizan en la actualización de los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento, respectivamente, se señala que los mismos serán el menor valor entre el observado en España y en la zona euro. Al respecto, se entiende que al igual que se recoge en los Anexos I y II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, únicamente deberían ser considerados los correspondientes a España.

"1. ...//...
...//...

~~IPC_{n-2} es el menor valor de la variación del Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos del año n-2 en España y el mismo armonizado de la zona euro.~~

~~$IPRI_{n-2}$ es el menor valor de la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo del año n-2 en España o en la Eurozona.~~

...//...

2. ...//...

...//...

~~IPC_{n-2} es el menor valor de la variación del Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos del año n-2 en España y el mismo armonizado de la zona euro.~~

~~$IPRI_{n-2}$ es el menor valor de la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo del año n-2 en España o en la Eurozona.~~

...//..."

5.16 Sobre el artículo 18 "Extensión de las redes de distribución"

Se deben corregir unas erratas en las letras a) y b) de este artículo:

*“a) ...//... A estos efectos, se entenderá por crecimiento vegetativo **el** que responde a los criterios establecidos en los Procedimientos de Operación de Distribución aprobados por la Secretaría de Estado de Energía.*

...//...

*b) ...//... Asimismo, también tendrán la consideración de nueva extensión de red aquellos refuerzos que tienen por objeto incrementar la capacidad de algún elemento de la red existente, con el mismo nivel de tensión que la del punto de conexión y que de acuerdo con los criterios establecidos en los procedimientos de operación de distribución supongan un fuerte aumento **relevante** en la potencia del elemento a reforzar. ...//...”*

5.17 Sobre el artículo 19 “Procedimientos de operación de las redes de distribución”

En relación al apartado 1, que establece los aspectos a abarcar por los procedimientos de operación de las redes de distribución, se echan en falta algunos de los que estaban inicialmente previstos en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero. Así mismo, dada la creciente importancia de la generación distribuida conectada a las redes de distribución, se propone su inclusión entre los aspectos a abarcar por los procedimientos de operación de las redes de distribución. De igual modo, dado el grado de avance en el desarrollo de las *smart grids*, se entiende necesario que los procedimientos de operación de las redes de distribución también las contemplen. Por último, tal y como se ha indicado en los comentarios al apartado 4 del artículo 5, se entiende necesario un procedimiento específico de intercambio de información entre los gestores de red de distribución con el resto de agentes, incluyendo al Operador del Sistema

“a) Criterios de construcción y desarrollo de las redes de distribución.

b) Criterios de operación y planes y programación del mantenimiento de las redes de distribución.

c) Planes de emergencia.

d) Caracterización y previsión de la demanda.

e) Criterios de coordinación entre las distintas empresas distribuidoras de los planes de desarrollo de las redes de distribución.

f) Generación distribuida.

g) Criterios de desarrollo de las redes inteligentes.

h) Intercambio de información de los gestores de red de distribución con el resto de agentes y su coordinación con el operador del sistema.”

5.18 Sobre el artículo 21 “Retribución por acometidas”

En relación con los pagos por derechos de extensión, recogidos en la letra a) del apartado 2, debería aclararse que los mismos responden a costes promedio en los que incurre la empresa distribuidora para atender el suministro en suelos urbanizados y, por tanto, deben abonarse se ejecute, o no, infraestructuras eléctricas para la concreta petición de suministro, entendiéndose que si no debe ejecutarse una nueva infraestructura es porque ya se ejecutó con anterioridad. También se debe corregir una errata en el redactado de dicha letra a) del apartado 2:

“2. ...//...

a) Pagos por derechos de extensión, siendo éstos la contraprestación económica a pagar a la empresa distribuidora por el solicitante de un nuevo suministro, o de la ampliación de potencia de uno ya existente, por las instalaciones de nueva extensión de red necesarias, a ejecutar o ya ejecutadas, que sean responsabilidad de la empresa distribuidora en aplicación del artículo siguiente anterior.”

En la letra c) del apartado 2, relativa a los pagos por derechos de supervisión de instalaciones cedidas, se debería sustituir la conjunción y por la conjunción o, toda vez que no en todos los casos serán necesarias todas las actuaciones que se citan en el texto.

“c) Pagos por derechos de supervisión de instalaciones cedidas, siendo éstos la contraprestación económica por la supervisión de trabajos, y realización de pruebas o y ensayos previos a la puesta en servicio, a pagar a la empresa distribuidora por el solicitante de un nuevo suministro, o de la ampliación de potencia de uno ya existente, que opten por la ejecución directa y posterior cesión de las instalaciones.”

En relación al apartado 4, es preciso señalar que el *entronque*, a realizar por la empresa distribuidora a su cargo, debe ser entendido como el conjunto de operaciones necesarias para enlazar o unir físicamente las “*instalaciones de nueva extensión de red*” de distribución con las ya existentes, una vez, en su caso, acondicionadas estas últimas para hacer posible dicha unión y posterior accionamiento de los elementos de maniobra (seccionador, interruptor, colocación de fusibles, etc.) para poner en tensión la “*instalación de nueva extensión de red*” de distribución hasta la frontera con las instalaciones receptoras de los clientes, propiedad de éstos. A este respecto, se entiende preciso aclarar que dichas operaciones no incluyen el coste de los materiales necesarios para el

acondicionamiento de las instalaciones existentes. Por ello, se propone la siguiente redacción:

*“4. La empresa distribuidora será responsable y asumirá el coste del entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de distribución existente, sin perjuicio de dar cumplimiento a la normativa y protocolos de seguridad. **Dichas actuaciones a cargo de la empresa distribuidora no incluyen el coste de los materiales en su caso necesarios, los cuales serán a cuenta del solicitante.**”*

5.19 Sobre el artículo 22 “Criterios para la determinación de los pagos por derechos de extensión”

Se debe corregir una errata en el apartado 2.

*“2. Para el resto de instalaciones de nueva extensión necesarias para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes, con base en las condiciones técnicas y económicas a las que se refiere al apartado **b)** 3 del artículo 18 del presente real decreto, el coste será de cuenta de sus solicitantes, sin que proceda el cobro de derechos extensión.”*

En el apartado 3 letra a), punto 1º, hay una errata en el segundo párrafo:

“Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el distribuidor al ser éste ~~es~~ el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.”

Con respecto al apartado 4 de este artículo, se considera que el plazo de doce meses que se otorga al solicitante del suministro para comunicar a la distribuidora la decisión sobre la ejecución de las instalaciones de nueva extensión de red, resulta excesivo, por lo que se propone la modificación del mismo a seis meses.

*“4. El solicitante dispondrá de un plazo máximo de ~~doce~~ **seis** meses para comunicar de manera expresa a la empresa distribuidora si los trabajos de nueva extensión de red los va a ejecutar una empresa instaladora legalmente autorizada o la empresa distribuidora. Una vez superado el plazo de ~~doce~~ **seis** meses sin que el solicitante haya remitido respuesta la petición se entenderá desistida.”*

Finalmente, el segundo párrafo del apartado 5 queda ya recogido en el apartado 8 de este mismo artículo, por lo que debe suprimirse.

*“5. ...//...
~~Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichas empresas~~*

~~distribuidoras deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste.”~~

5.20 Sobre el artículo 23 “Cesión de locales”

En relación al apartado 4, se debe aclarar que los transformadores obedecen a unas determinadas potencias normalizadas de carácter discreto, no continuo, por lo que, en todo caso, la potencia del transformador tendrá que ser igual, o inmediatamente superior a la solicitada, que esté normalizada. Por ello, se propone la siguiente redacción:

*“4. En el caso de que la potencia del centro de transformación instalado sea superior a la solicitada, **sin tener en cuenta a estos efectos la diferencia que pudiera existir entre la potencia solicitada y la potencia normalizada del transformador inmediatamente superior a la solicitada**, con la finalidad de suministrar energía a otros peticionarios, la empresa distribuidora abonará a la propiedad del inmueble en el que recaiga la instalación en el momento de la puesta en servicio del centro de transformación, una cantidad que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Lo anterior será así mismo de aplicación ante cualquier ampliación de la potencia instalada en el referido centro de transformación.”*

5.21 Sobre el artículo 24 “Suministros eventuales y de temporada”

Se debe corregir una errata en el apartado 1.

*“1. Para los suministros ~~anteriormente señalados~~ **eventuales y de temporada**, el solicitante pagará a la empresa distribuidora, o realizará por su cuenta, el montaje y desmontaje de las instalaciones necesarias para efectuar el suministro.”*

5.22 Sobre el artículo 25 “Vigencia de los derechos de acometida”

Los derechos de acceso son la contraprestación económica que perciben las empresas distribuidoras por los gastos en los que incurren por llevar a cabo todo el proceso administrativo de contratación de un nuevo suministro. Por lo tanto, en caso de rescisión de un contrato no tiene sentido que los derechos de acceso queden vigentes durante un plazo determinado, ya que cuando se establezca un nuevo contrato sobre el mismo punto de suministro la empresa distribuidora incurrirá en unos costes que no tienen por qué ser

sufragados por el resto de consumidores. Además, ello invitaría a que en ciertos suministros, por ejemplo las segundas residencias, se procediese por parte de los consumidores a sucesivas altas y bajas, evitando de este modo el pago del término de potencia de los peajes, lo que podría poner en riesgo la suficiencia de ingresos del sistema. En base a lo anterior, se propone modificar el apartado 1 de este artículo.

“1. En caso de rescisión del contrato de suministro los derechos de acometida, tanto de extensión como de acceso, se mantendrán vigentes para la instalación y/o suministro para los que fueron abonados durante un periodo de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.”

En esta misma línea, se entiende necesario modificar el apartado 3 de este artículo.

“3. En el caso de disminución de potencia así como para aquellos en los que el usuario contrata una potencia inferior a la potencia solicitada por la que se abonaron en su día los correspondientes derechos de extensión, los derechos de acometida, tanto de extensión como de acceso, mantendrán su vigencia por un período de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.

En aquellos casos en los que el usuario contrate una potencia inferior a la potencia solicitada por la que se abonaron en su día los correspondientes derechos de extensión, éstos mantendrán su vigencia por un periodo de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.”

5.23 Sobre el artículo 26 “Pagos por derechos de enganche, verificación y actuaciones sobre los equipos de control y medida”

El tercer párrafo del apartado 2 queda subsumido en el apartado 4 de este mismo artículo, por lo que debe suprimirse.

“2. ...//...”

~~*El régimen económico de los derechos de enganche se extenderá igualmente, en aquellos casos que exijan la intervención de la empresa distribuidora en el equipo de medida.”*~~

Deben corregirse sendas erratas en los apartados 3 y 4.

~~*“3. El régimen económico de los derechos de verificación se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la empresa distribuidora realice la operación de verificación, y mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión y aplicarán cuando la empresa distribuidora realice la referida operación.*~~

~~*El régimen económico de los derechos de verificación no será de aplicación a los aumentos de potencia hasta la potencia máxima admisible de la instalación recogida en el último boletín del instalador.*~~

4. El régimen económico de los derechos por ~~de~~ actuaciones en los equipos de medida y control se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, para los supuestos en que la empresa distribuidora realice tales ~~las~~ actuaciones ~~en los equipos de medida y control~~, y mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión.”

5.24 Sobre el artículo 27 “Pagos por estudios de conexión y acceso a la red de distribución”

El artículo 27 de la Propuesta de Real Decreto contempla una novedad regulatoria que define como “Pagos por estudios de conexión y acceso a la red de distribución”. La Propuesta de Real Decreto justifica la existencia de pagos como contraprestación económica para resarcir los costes por la realización de los citados estudios. Esta Comisión se muestra contraria a esta novedad al considerar, en síntesis, que la realización de los estudios se integra entre las funciones de los distribuidores/gestores de red y por cuyo ejercicio ya son debidamente retribuidos.

La objeción a la regulación de esta nueva contraprestación –en los términos que contempla la Propuesta- se motiva en las siguientes razones:

- a) Incluir una contraprestación económica por el ejercicio propio de las funciones de los sujetos distribuidores comportaría una doble financiación, por un lado la contraprestación económica directa regulada en el artículo 27 y por otro la retribución por el ejercicio de la distribución. El sujeto distribuidor o gestor de la red tiene entre sus funciones realizar los análisis correspondiente para la determinación de la capacidad de acceso y/o conexión y, evidentemente, ya se le retribuye por ello.
- b) Los ingresos por el nuevo concepto necesariamente deberían ser liquidables; sin embargo, nada indica al respecto el artículo.
- c) La indefinición del régimen transitorio hasta la fecha de emisión de la Orden ministerial que establezca su régimen económico, comportaría un elemento de inseguridad jurídica. El reconocimiento del derecho a cobrar un servicio sin la determinación de su régimen económico (hasta la aprobación de una orden ministerial) podría generar situaciones discriminatorias entre las distribuidora.

5.25 Sobre el artículo 28 “Obligaciones de información”

En este artículo debe corregirse la siguiente errata:

“3. ...//...

A estos efectos, se realizarán los desarrollos informáticos oportunos con el fin de facilitar el acceso electrónico a que se refiere en el párrafo apartado anterior, de forma que se puedan realizar consultas sobre informaciones contenidas en las bases de datos, aplicaciones y registros en poder de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Todo ello se deberá realizar en condiciones que mantengan la seguridad, confidencialidad e integridad de la información.”

5.26 Sobre el artículo 29 “Auditoría”

Se establece en el apartado 1 de este artículo que la CNMC remitirá una propuesta de resolución de auditoría a la DGPEM antes del 1 de enero de cada año. Se propone que dicha fecha sea modificada al 15 de enero de cada año.

“1. ...//...

A estos efectos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá una propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 15 4 de enero de cada año.”

Se deben corregir sendas erratas en el párrafo segundo del apartado 4.

“4. ...//...

A estos efectos, remitirán junto con la información requerida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una ~~la~~ declaración responsable de la veracidad de los datos aportados.”

Adicionalmente, en este mismo apartado 4 se regula la labor de inspección a realizar por parte de la CNMC. A este respecto cabe indicar que dicha labor puede encontrarse dentro de las que se trasladan al MINETUR, con lo que se propone revisar la redacción con el fin de garantizar la posibilidad de realizarlo desde la CNMC o desde el MINETUR:

*“~~La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia~~ **El órgano que tenga atribuida la competencia de inspección**, realizará las inspecciones necesarias para comprobar la exactitud de la información aportada al menos una vez durante cada periodo regulatorio.”*

Por otra parte, se llama la atención sobre el hecho de que, a diferencia de otras actividades reguladas (Generación en los Sistemas No Peninsulares, Transporte), la

Propuesta de Real Decreto no establece que las empresas auditoras que resulten adjudicatarias de concursos para el control, análisis y auditoría de la información empleada para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución, no podrán establecer relaciones contractuales con las empresas auditadas durante el periodo regulatorio en que se realicen dichos trabajos. El diferente tratamiento dado en las propuestas de normativa entre la distribución y otras actividades reguladas, puede deberse al hecho de que al desarrollarse la actividad de distribución por un número mayor de empresas, la prohibición que se impone a la empresa auditora sería de tal magnitud que podría impedir, en la práctica, que las firmas de auditoría se presentaran al concurso.

No obstante, a continuación se formula una propuesta de redacción, en consonancia con lo señalado por esta Comisión en su Informe 16/2013 sobre el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, de fecha 31 de julio de 2013, por si se considera oportuna su inclusión, a efectos de simetría con otras actividades reguladas.

“La empresa auditora, que resulte adjudicataria de dicho concurso no podrá durante dicho período ni durante los dos años siguientes realizar, directa o indirectamente a través de otras sociedades de su grupo, actividades o servicios distintos de auditoría con la empresa auditada o con cualquiera de las empresas del grupo al que ésta pertenezca.”

Por otro lado, en el apartado 4 se exime a las empresas cuya retribución el año anterior haya sido inferior a 1 millón de euros, de aportar la información para el cálculo de la retribución auditada, estableciendo en su lugar que aporten una declaración responsable. Para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes que tengan más de 1 millón de euros de retribución, se establecen los mismos requisitos que para las 5 grandes distribuidoras, y por lo tanto deberán auditar la información y pagar al auditor que resulte del concurso que a tal fin convoque la CNE. Teniendo en cuenta que las auditorías a las distribuidoras de menos de 100.000 clientes deberían ser más sencillas y de menor importe económico, se propone establecer la posibilidad de que el concurso para seleccionar al auditor de estas distribuidoras pueda realizarse de forma separada al de las 5 principales empresas. A tal fin, se propone la siguiente redacción alternativa al apartado 2 de la Propuesta:

*“2. Con el fin de lograr la mayor transparencia e independencia, antes del 1 de junio del último año de cada periodo regulatorio y antes del 1 de junio del año anterior al de inicio del primer periodo regulatorio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá un procedimiento concurrencial para la selección de la empresa encargada de realizar las auditorías señaladas en el apartado 1 del presente artículo. **Podrá establecerse un procedimiento y una adjudicación diferente, para seleccionar a la empresa encargada de realizar las auditorías relativas a empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes.**”*

5.27 Sobre el incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución” (artículos 30 a 33)

En primer lugar, se considera que el incentivo debería ser simétrico en las penalizaciones y en las bonificaciones a las que, en su caso, haya lugar.

*“**Artículo 31. Intensidad del incentivo a la reducción de pérdidas.**
El incentivo a la reducción de pérdidas de la empresa distribuidora *i* el año *n* podrá oscilar entre el **+2%** +1% y el -2% de su retribución sin incentivos de dicho año. Esta cuantía podrá ser modificada al inicio de cada periodo regulatorio mediante orden ministerial.”*

En el apartado 2 del artículo 32 se definen como pérdidas relativas de energía de la empresa *i* en el año *k*, P_i^k , al cociente entre las pérdidas en sus redes y la energía medida a sus clientes. Se entiende que el denominador debe referirse a la energía media en las fronteras.

$$P_i^k = \frac{E_{perd_i^k}}{\sum_{pf} E_{pf}}$$

Por otro lado, la formulación en el artículo 33 del incentivo en valores absolutos de energía, y no en porcentajes, puede dar lugar a que el mero hecho de que la demanda crezca suponga una penalización a la empresa distribuidora, aunque en términos relativos las pérdidas hayan disminuido. Así mismo, la utilización de un coeficiente de 1,5 veces el precio medio horario peninsular ponderado supone dar un mayor valor del 50% al kWh de pérdidas que al kWh suministrado, introduciendo además un desequilibrio entre actividades reguladas y no reguladas. Adicionalmente, y en coherencia con la fórmula recogida en la Propuesta, se debería utilizar como precio de pérdidas el precio medio horario peninsular ponderado promedio de los tres últimos años. Al mismo tiempo, en la

formula recogida en este artículo 33 es necesario invertir el orden del los términos de la resta. Por todo ello, se proponen las siguientes modificaciones:

“Artículo 33. Cálculo del valor del incentivo a la reducción de pérdidas.

El valor del incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n , se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_n^i = \alpha_i \cdot PE^{n-2 \rightarrow n-4} \cdot \left(\frac{\overline{E}_{perd_i}^{n-3 \rightarrow n-5}}{\sum_{pf} E_{pf}^{n-3 \rightarrow n-5}} - \frac{\overline{E}_{perd_i}^{n-2 \rightarrow n-4}}{\sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}} \right) * \sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$$

Donde:

$PE^{n-2 \rightarrow n-4}$. Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para el año $n-2$. Este precio tomará el valor del ~~1,5 veces el~~ precio medio horario peninsular ponderado **promedio del de los años $n-2$ a $n-4$** . Este parámetro podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

...//...

$\sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$ **promedio de los años $n-2$ a $n-4$ de la suma de la energía medida en cada uno de los puntos frontera expresada en kWh.**

$\sum_{pf} E_{pf}^{n-3 \rightarrow n-5}$ **promedio de los años $n-3$ a $n-5$ de la suma de la energía medida en cada uno de los puntos frontera expresada en kWh.”**

Por último, en este mismo artículo 33 deben sustituirse las pérdidas promedio por las pérdidas relativas y corregirse los años a los que se hace referencia para el cálculo de los coeficientes α_i :

“a) Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior menores que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores:

$$\text{Si } \overline{P}_i^{n-2 \rightarrow n-4} < \overline{P}_i^{n-3 \rightarrow n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{\overline{P}_{sector}}{\overline{P}_i}$$

$$\text{Si } \overline{P}_i^{n-2 \rightarrow n-4} > \overline{P}_i^{n-3 \rightarrow n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{\overline{P}_i}{\overline{P}_{sector}}$$

b) Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior mayores que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores:

$$\text{Si } \overline{P}_i^{n-2 \rightarrow n-4} < \overline{P}_i^{n-3 \rightarrow n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{\overline{P}_i}{\overline{P}_{sector}}$$

$$\text{Si } \overline{P}_i^{n-2 \rightarrow n-4} > \overline{P}_i^{n-3 \rightarrow n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{\overline{P}_{sector}}{\overline{P}_i}$$

5.28 Sobre el incentivo a la mejora de la calidad de servicio en las redes de distribución (artículos 34 al 36)

En el apartado 2 del artículo 34 donde dice "para la reducción de pérdidas" debe decir "para la mejora de la calidad".

Al igual que se ha indicado respecto al incentivo a la reducción de pérdidas, se considera que el incentivo a la mejora de la calidad de servicio debería ser simétrico en las penalizaciones y en las bonificaciones a las que, en su caso, haya lugar.

“Artículo 35. Intensidad del incentivo a la mejora de la calidad de servicio.
El incentivo a la **mejora de la calidad de servicio** ~~reducción de pérdidas~~ de la empresa distribuidora *i* el año *n* podrá oscilar entre el +2% y el **-2%** -3% de su retribución sin incentivos de dicho año. Esta cuantía podrá ser modificada al inicio de cada periodo regulatorio mediante orden ministerial.

En relación con el artículo 36, en el que se desarrolla el cálculo del valor del incentivo a la mejora de la calidad de servicio, sería necesario indicar que el TIEPI a utilizar debe ser el relativo a las interrupciones imprevistas imputables al distribuidor y que será el resultante de ponderar el correspondiente a las distintas zonas en las que la empresa distribuidora ejerza su actividad, de acuerdo con la normativa que al efecto se desarrolle. A tales efectos, el TIEPI de la empresa *i* debería calcularse mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI_i = \sum_{j=1}^Z \alpha_j \frac{P_i^j}{P_i} TIEPI_i^j$$

donde:

$TIEPI_i$ es el TIEPI de la empresa distribuidora *i* en el periodo considerado.

$TIEPI_i^j$ es el TIEPI de la empresa distribuidora *i*, en el periodo considerado, en el tipo de zona *j*, donde *j* podrá ser cada uno de los tipos de zona *Z* considerados: urbana, semi-urbana, rural concentrada y rural dispersa.

P_i es la potencia instalada total en CTs en las zonas suministradas por la empresa distribuidora *i* en el periodo considerado.

P_i^j es la potencia instalada en CTs, en el periodo considerado, en el tipo de zona *j* suministrada por la empresa distribuidora *i*, donde *j* podrá ser cada uno de los tipos de zona *Z* considerados.

α_j es un coeficiente de ponderación por cada tipo de zona j, mayor que 1, que refleja la importancia relativa de reducir el TIEPI, y por tanto el incentivo económico, en cada una de los distintos tipos de zona. Por ejemplo $\alpha_u = 1$; $\alpha_{su} = 1,25$; $\alpha_{rc} = 1,50$; $\alpha_{rd} = 2$.

Al mismo tiempo, en la formula recogida en este artículo 36 es necesario invertir el orden de los términos de la resta. Adicionalmente, y en coherencia con la fórmula recogida en la Propuesta, se debería utilizar como precio de energía no suministrada el precio medio horario peninsular ponderado promedio de los tres últimos años. Así mismo deben corregirse una serie de erratas detectadas en dicho artículo 36. Por su parte, y en relación al coeficiente B para comparar el TIEPI de la empresa con el TIEPI medio del sector, es necesario observar que esta comparación debe estar basada en un cálculo del promedio del sector que considere la misma estructura de tipos de zonas que la de la empresa en cuestión. De esta forma se tendría que:

$$B_i = \frac{TIEPI_i}{TIEPI_{sector/i}}$$

Donde el $TIEPI_{sector/i}$ para comparar a la empresa i con el promedio del sector se calcularía mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI_{sector/i} = \sum_{j=1}^Z \alpha_j \frac{P_i^j}{P_i} TIEPI_{sector}^j$$

Donde:

$TIEPI_{sector}^j$ es el TIEPI promedio del sector, en el periodo considerado, en el tipo de zona j, donde j podrá ser cada uno de los tipos Z considerados: urbana, semi-urbana, rural concentrada y rural dispersa.

Por todo ello, se proponen las siguientes modificaciones:

“Artículo 36. Cálculo del valor del incentivo a la mejora de la calidad de servicio.
El valor del incentivo a la mejora de la calidad de servicio de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Q_n^i = \beta_i \cdot \mu_{NIEPI} \cdot k_{zonal}^{n-2} \cdot PENS^{n-2 \rightarrow n-4} \cdot PINSMT_i^{n-2} \cdot (\overline{TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}} - \overline{TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}})$$

Donde:

$PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$. **Precio de la energía no suministrada**, ~~Precio de energía de pérdidas~~, en €/kWh para el año $n-2$. Este precio tomará el valor de treinta veces del precio medio horario peninsular ponderado **promedio del de los años $n-2$ a $n-4$** . Este parámetro podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

$PINSMT_i^{n-2}$ Es la potencia instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i el año $n-2$.

$\overline{TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}}$ Promedio de los años $n-2$ a $n-4$ del TIEPI **imprevisto imputable** ~~a~~ de la empresa distribuidora i calculado ponderando los correspondientes a los distintos tipos de zonas donde la empresa ejerza su actividad, de acuerdo con la normativa que al efecto se establezca.

$\overline{TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}}$ Promedio de los años $n-3$ a $n-5$ del TIEPI **imprevisto imputable** ~~a~~ de empresa distribuidora i calculado ponderando los correspondientes a los distintos tipos de zonas donde la empresa ejerza su actividad, de acuerdo con la normativa que al efecto se establezca.

~~$\overline{Eperd_i^{n-3 \rightarrow n-5}}$; Promedio de los años $n-3$ a $n-5$ de las pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes. Esta energía se expresará en kWh.~~

β_i Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior, considerando los distintos tipos de zonas donde la empresa ejerza su actividad.

a) Para empresa con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior menor que la media nacional calculada considerando la misma estructura de tipos de zonas que la de la empresa, éste parámetro tomará los siguientes valores:

$$\text{Si } \overline{TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}} < \overline{TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}} \Rightarrow \beta_i = \frac{\overline{TIEPI_{sector}}}{\overline{TIEPI_i}}$$

$$\text{Si } \overline{TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}} > \overline{TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}} \Rightarrow \beta_i = \frac{\overline{TIEPI_i}}{\overline{TIEPI_{sector}}}$$

b) Para empresa con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior mayor que la media nacional calculada considerando la misma estructura de tipos de zonas que la de la empresa, éste parámetro tomará los siguientes valores:

$$\text{Si } \overline{TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}} < \overline{TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}} \Rightarrow \beta_i = \frac{\overline{TIEPI_i}}{\overline{TIEPI_{sector}}}$$

$$\text{Si } \overline{TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}} > \overline{TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}} \Rightarrow \beta_i = \frac{\overline{TIEPI_{sector}}}{\overline{TIEPI_i}}$$

5.29 Sobre el incentivo a la reducción del fraude (artículo 37)

La eventual aplicación del nuevo incentivo a la reducción del fraude se condiciona a que una “*resolución dotada de eficacia ejecutiva*” determine su existencia e importe. Sin embargo, ni el artículo 87 del vigente Real Decreto 1955/2000 ni el artículo 49 del *Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica*, contemplan la necesidad de dictar dicha resolución administrativa, dado que únicamente cuando se procede a la interrupción del suministro, se requiere la comunicación a la Administración competente.

“1. Se crea un incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico, F_n^i , que se percibirá el año n y estará asociado al fraude detectado y puesto de manifiesto en el año $n-2$. ~~Tendrá consideración de fraude detectado a los efectos del presente incentivo aquel cuya existencia e importe hayan sido declarados por resolución dotada de eficacia ejecutiva.~~”

5.30 Nuevo incentivo: penalización por la no realización de lecturas (nuevo artículo 38)

Tal y como se ha señalado anteriormente, como alternativa a la penalización por la no realización de las lecturas de los suministros con la periodicidad y calidad exigida en la normativa aplicable, recogida en el artículo 11 de la Propuesta, se propone la inclusión de un nuevo artículo, se acuerdo con la siguiente redacción:

“1. La penalización a la empresa distribuidora i en el año n por la no realización de lecturas de los puntos de suministro en el año $n-2$ con la periodicidad y calidad exigida en la normativa, se calculará de acuerdo a las fórmulas siguientes:

$$L_n^i = L_{BT,n-2}^i + L_{B,n-2}^i + L_{A,n-2}^i$$

dónde:

$L_{BT,n-2}^i$: Es la penalización por la no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa correspondiente a los puntos de suministro en baja tensión con telemedida, aplicada a la empresa distribuidora i el año n , asociado al grado de cumplimiento en el año $n-2$. Dicha penalización se calculará según la siguiente fórmula:

$$L_{BT,n-2}^i = K_{LBT} \cdot ROTD_n^i \left(\frac{\sum_{m=1}^{12} PBT_{m,n-2}^i}{\sum_{m=1}^{12} P_{m,n-2}^i} \right) \left(\sum_{\substack{m=1 \\ TNLBT > X_{BT}\%}}^{12} TNLBT_{m,n-2}^i \right)$$

siendo:

ROTD_nⁱ la retribución reconocida en el año n a la empresa distribuidora i por otras tareas reguladas desarrolladas durante el año n-2.

K_{LBT} es el coeficiente de penalización por la no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa aplicable a los puntos de suministro en baja tensión con teledatada. Este coeficiente será establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

PBT_{m,n-2}ⁱ es el número de puntos de suministro en baja tensión con teledatada en el mes m del año n-2 de la empresa distribuidora i.

P_{m,n-2}ⁱ es el número total de puntos de suministro en el mes m del año n-2 de la empresa distribuidora i

TNLBT_{m,n-2}ⁱ es la tasa de puntos de suministro no leídos con la periodicidad y calidad establecida en la normativa correspondiente a puntos de suministro en baja tensión con teledatada en el mes m del año n-2 de la empresa distribuidora i. Esta tasa viene definida por:

$$TNLBT_{m,n-2}^i = \frac{\sum_{m=1}^{12} (PBT_{m,n-2}^i - PLBT_{m,n-2}^i)}{\sum_{m=1}^{12} PBT_{m,n-2}^i}$$

PLBT_{m,n-2}ⁱ es el número de puntos de suministro en baja tensión con teledatada para los que se han realizado lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa en el mes m del año n-2 de la empresa distribuidora i.

X_{BT} es el porcentaje de puntos de suministro no leídos con la periodicidad y calidad establecida en la normativa a partir del cual empieza a aplicar la penalización para los puntos de suministro en baja tensión con teledatada. Este porcentaje será establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Para el cálculo de la penalización por no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa aplicable a los suministros en baja tensión con teledatada sólo se considerarán aquellos meses en los que la Tasa de puntos de suministros no leídos sea superior al X_{BT} %.

L_{B,n-2}ⁱ es la penalización por la no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa correspondiente a los puntos de suministro en baja tensión sin teledatada, aplicada a la empresa distribuidora i el año n, asociado al

grado de cumplimiento en el año n-2. Dicha penalización se calculará según la siguiente fórmula:

$$L_{LB,n-2}^i = K_{LB} \cdot ROTD_n^i \left(\frac{\sum_{m=1}^{12} PB_{m,n-2}^i}{\sum_{m=1}^{12} P_{m,n-2}^i} \right) \left(\sum_{\substack{m=1 \\ TNLB > X_B \%}}^{12} TNLB_{m,n-2}^i \right)$$

siendo:

K_{LB} es el coeficiente de penalización por la no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa aplicable a los puntos de suministro en baja tensión sin teled medida. Este coeficiente será establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$PB_{m,n-2}^i$ es el número de puntos de suministro en baja tensión sin teled medida en el mes m del año n-2 de la empresa distribuidora i.

$TNLB_{m,n-2}^i$ es la tasa de puntos de suministro no leídos con la periodicidad y calidad establecida en la normativa correspondiente a puntos de suministro en baja tensión sin teled medida en el mes m del año n-2 de la empresa distribuidora i. Esta tasa viene definida por:

$$TNLB_{m,n-2}^i = \frac{\sum_{m=1}^{12} PB_{m,n-2}^i - 2 \sum_{m=1}^{12} PLB_{m,n-2}^i}{\sum_{m=1}^{12} PB_{m,n-2}^i}$$

$PLB_{m,n-2}^i$ es el número de puntos de suministro en baja tensión sin teled medida para los que se han realizado lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa en el mes m del año n-2 de la empresa distribuidora i.

X_B es el porcentaje de puntos de suministro no leídos con la periodicidad y calidad establecida en la normativa a partir del cual empieza a aplicar la penalización para los puntos de suministro en baja tensión sin teled medida. Este coeficiente será establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Para el cálculo de la penalización por no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa aplicable a los suministros en baja tensión sin teled medida sólo se considerarán aquellos meses en los que la Tasa de puntos de suministros no leídos sea superior al X_B %.

$L_{A,n-2}^i$: Es la penalización por la no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa correspondiente a los puntos de suministro en alta tensión, aplicada a la empresa distribuidora i el año n, asociado al grado de cumplimiento en el año n-2. Dicha penalización se calculará según la siguiente fórmula:

$$L_{A,n-2}^i = K_{LA} \cdot ROTD_n^i \left(\frac{\sum_{m=1}^{12} PA_{m,n-2}^i}{\sum_{m=1}^{12} P_{m,n-2}^i} \right) \left(\sum_{\substack{m=1 \\ TNLA > X_A \%}}^{12} TNLA_{m,n-2}^i \right)$$

siendo:

K_{LA} es el coeficiente de penalización por la no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa aplicable a los puntos de suministro en alta tensión. Este coeficiente será establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$PA_{m,n-2}^i$ es el número de puntos de suministro en alta tensión en el mes m del año $n-2$ de la empresa distribuidora i .

$TNLA_{m,n-2}^i$ es la tasa de puntos de suministro no leídos con la periodicidad y calidad establecida en la normativa correspondiente a puntos de suministro en alta tensión en el mes m del año $n-2$ de la empresa distribuidora i . Esta tasa viene definida por:

$$TNLA_{m,n-2}^i = \frac{\sum_{m=1}^{12} (PA_{m,n-2}^i - PLA_{m,n-2}^i)}{\sum_{m=1}^{12} PA_{m,n-2}^i}$$

$PLA_{m,n-2}^i$ es el número de puntos de suministro en alta tensión para los que se han realizado lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa en el mes m del año $n-2$ de la empresa distribuidora i .

X_A es el porcentaje de puntos de suministro no leídos con la periodicidad y calidad establecida en la normativa a partir del cual empieza a aplicar la penalización para los puntos de suministro en alta tensión. Este porcentaje será establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Para el cálculo de la penalización por no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa aplicable a los suministros en alta tensión sólo se considerarán aquellos meses en los que la Tasa de puntos de suministros no leídos sea superior al X_A %.

2. Las empresas distribuidoras deberán poner a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de la Dirección General de Política Energética y Minas la información necesaria para el cálculo de la penalización por la no realización de lecturas con la periodicidad y calidad establecida en la normativa.

3. Se habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para establecer mediante Circular los plazos y formatos para la remisión de la correspondiente información.”

5.31 Sobre la Disposición Adicional Segunda “Propuestas a remitir por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia”

Se propone sustituir las fechas que figuran en esta disposición de acuerdo con el siguiente texto:

“1. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el plazo máximo de 6 meses desde la entrada en vigor del presente real decreto antes del 1 de abril de 2014 propuestas sobre:

...//...

2. En el plazo máximo de 1 año desde la entrada en vigor del presente real decreto Antes del 1 de noviembre de 2014 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de todos los pagos regulados derivados del régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender al suministro eléctrico señalados en el Capítulo VII.

5.32 Sobre la Disposición Transitoria Segunda “Adaptación al nuevo modelo para empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes”

A la vista de los resultados obtenidos en los cálculos de la retribución base realizados hasta la fecha para este colectivo de empresas distribuidoras, se propone que el periodo de convergencia desde la actual retribución a la calculada por aplicación de la metodología contenida en el real decreto que se informa, sea de un periodo regulatorio, ya que de otro modo podría ponerse en riesgo la viabilidad económica de algunas de ellas. Así mismo, se entiende necesario que la CNMC informe sobre dichas solicitudes.

“Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, podrán solicitar de forma motivada a la Dirección General de Política Energética y Minas un plazo de hasta ~~la mitad~~ de un periodo regulatorio para hacer converger la retribución resultante de la aplicación de la metodología establecida en el Anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, a la retribución resultante de aplicar la metodología contenida en el presente real decreto. Estas empresas dispondrán de un plazo de tres meses para realizar la solicitud que comenzará a computarse desde que les sea notificada la retribución a percibir resultante de aplicar la nueva metodología.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá las solicitudes presentadas previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.”

Así mismo, se debe incluir en el texto de esta disposición la definición del término R_{k-RD}^i que figura en la fórmula de convergencia, así como corregir una errata en la definición del término ΔR_1^i .

R_{k-RD}^i ; Retribución calculada de acuerdo con el Anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

ΔR_1^i ; diferencia entre las retribuciones a percibir por la empresa i el ~~primer~~ primer año del primer periodo regulatorio entre la retribución calculada de acuerdo con el Anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y la retribución sin incentivos calculada para dicho año con la metodología del presente real decreto.”

5.33 Sobre la Disposición Derogatoria Única “Derogación normativa”

Cabe plantear la siguiente observación con base en las Directrices de técnica normativa, aprobadas por Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 julio de 2005 –BOE de 29 de julio de 2005-.

Así, la **disposición derogatoria única** contenida en la Propuesta deroga la práctica totalidad del Real Decreto 222/2008, respetando la vigencia del Título V y algunas disposiciones adicionales que representan un porcentaje menor respecto al total derogado. En este sentido, sería deseable evitar la pervivencia de las dos normas en el mismo ámbito de aplicación, resultando más adecuado incorporar al nuevo texto como disposiciones adicionales o transitorias, según su naturaleza, las partes del Real Decreto 222 que se pretende sigan en vigor.