

**ACUERDO POR EL QUE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE OTORGA EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL A INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXISTENTES EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES QUE DEBAN LLEVAR A CABO INVERSIONES ADICIONALES DERIVADAS DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA COMUNITARIA O ESTATAL PARA CONTINUAR EN FUNCIONAMIENTO.**

**Expediente nº: IPN/CNMC/024/18**

## **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

### **Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

### **Secretario de la Sala**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 6 de septiembre de 2018

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de *‘Orden por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento’* (en adelante *‘la propuesta’*), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7, y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe.

## **1. ANTECEDENTES Y OBJETO**

El 23 de julio de 2018 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica adjuntando para informe, con carácter urgente, la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN). La MAIN adjunta, a su vez, un informe

elaborado por el Operador del Sistema (OS) sobre la *‘Generación adicional necesaria en sistemas no peninsulares para la garantía de suministro’*. El 24 de julio de 2018, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de 5 días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el 31 de julio de 2018. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe. En particular, se han recibido alegaciones del Govern de les Illes Balears, la Generalitat de Catalunya, Green Peace España, UNESA, Endesa, Naturgy, Iberdrola, Red Eléctrica de España en su calidad de Operador del Sistema, Red Eléctrica de España en su calidad de Transportista único y BEPTE Consultores.

La propuesta tiene por objeto otorgar, en virtud de la habilitación recogida en la disposición final vigésimo octava de la Ley 6/2018, de 3 de julio<sup>1</sup> (Ley 6/2018), el régimen retributivo adicional a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares (TNP) que deben llevar a cabo inversiones adicionales para dar cumplimiento a los nuevos valores de emisiones contemplados en la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010<sup>2</sup> (Directiva emisiones industriales (DEI)); todo ello, con objeto de satisfacer las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el OS en el horizonte temporal 2019-2023 en dichos territorios.

La disposición final vigésimo octava de la Ley 6/2018 dispone que *«Con carácter excepcional y durante el año 2018, cuando el operador del sistema ponga de manifiesto la existencia, en un horizonte temporal de cinco años, de necesidades de potencia para garantizar la seguridad de suministro de forma eficiente, el Ministro de Energía Turismo y Agenda Digital [hoy Ministra para la Transición Ecológica] podrá otorgar, sin necesidad de resolución favorable de compatibilidad, en la medida de lo imprescindible para satisfacer dicha necesidad y por un tiempo limitado, el régimen retributivo adicional a instalaciones existentes que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.»*

Las plantas objeto de la propuesta tendrían derecho a percibir el régimen retributivo adicional autorizado en la misma, quedando por tanto exceptuadas de la obligación de obtener resolución favorable de compatibilidad, tal y como contempla actualmente la normativa vigente de aplicación. La propuesta argumenta que el procedimiento de concurrencia competitiva no permitiría asegurar la potencia necesaria en un horizonte tan cercano, debido a los plazos necesarios para la tramitación administrativa de nueva capacidad.

---

<sup>1</sup> Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el 2018.

<sup>2</sup> Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre (LSE), en su artículo 10, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los TNP podrán ser objeto de una reglamentación singular debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial —sistemas aislados— y de su reducido tamaño.

Así, en lo que se refiere a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los TNP, el artículo 14.6 de la citada ley establece, entre otras particularidades, la posibilidad de que las plantas denominadas `Categoría A´ perciban una retribución adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación y los ingresos de dicha actividad de producción por la venta de energía eléctrica en el mercado. Para el cálculo de esta retribución adicional —y en particular para la determinación de los costes de inversión y explotación— se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.

Por su parte, el artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre<sup>3</sup> (Ley 17/2013), en su punto 1, había introducido un requisito administrativo clave para que las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica o renovaciones de las existentes en los TNP pudieran tener derecho a percibir el referido régimen retributivo adicional: la resolución favorable de compatibilidad, que ha de emitir la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), con carácter previo a la autorización administrativa. Esta resolución determinará si la instalación resulta compatible con los criterios técnicos y económicos, con base en la información aportada por el OS y la CNMC. Adicionalmente, el punto 2 de ese mismo artículo dispone que las instalaciones que obtengan una autorización administrativa sin la antedicha resolución favorable, no tendrán derecho a retribución adicional ni a régimen económico primado percibiendo, exclusivamente el precio del mercado.

Las citadas singularidades previstas por la LSE y la Ley 17/2013 en estos territorios fueron objeto de desarrollo posterior por el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio<sup>4</sup> (RD 738/2015). En cuanto a la determinación del régimen retributivo adicional, el referido real decreto establece un esquema de retribución compuesto por dos términos: uno relativo a la retribución por costes fijos y otro a la retribución por costes variables: El primero contempla los costes de inversión (amortización y retribución financiera) y los costes fijos de operación y mantenimiento de naturaleza fija (costes de personal, mantenimiento, conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no

---

<sup>3</sup> Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

<sup>4</sup> Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

sustanciales de la central y otros gastos de explotación), mientras que el segundo incluye los costes de combustible, los costes variables de operación y mantenimiento y los costes por los derechos de emisión. Adicionalmente, el real decreto reconoce, dentro de los costes de estos sistemas, partidas adicionales de costes tales como los pagos de los peajes de acceso a la redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, los pagos para la financiación del OS y el Impuesto sobre el valor a la producción de energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre<sup>5</sup> (artículo 36).

## 2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta consta de preámbulo y dos artículos.

El preámbulo expone el objeto de la norma, descrito en el apartado anterior 'Antecedentes y Objeto'. Asimismo, detalla las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el OS para los subsistemas Menorca, Gran Canaria y Tenerife durante el periodo 2019-2023 con objeto de garantizar la seguridad de su suministro de forma eficiente en los mismos. A este respecto, indica que las mayores necesidades de potencia tendrían lugar en los años 2020 para Menorca —como consecuencia de su temporal aislamiento del sistema eléctrico de Mallorca, tras la pérdida en octubre de 2017 de la interconexión entre ambas islas que llevaba en servicio más de 40 años— y 2023 para Gran Canaria y Tenerife.

En particular, en lo que atañe al subsistema Menorca, indica que la potencia adicional necesaria sería de 135 MW, los cuales se obtendrían como la suma de: i) 41 MW procedentes de la extensión de la vida útil regulatoria de los grupos Mahón BW1, BW2 y BW3, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional octava 5<sup>6</sup>. del RD 738/2015 y ii) 94 MW procedentes de la adaptación de los grupos Mahón 15 Turbina de Gas 4 y Mahón 16 Turbina de Gas 5 para el cumplimiento de los nuevos límites de emisiones que establece la DEI. Señala que estos grupos habrían sido seleccionados por ser los más nuevos y, por ende, tener menores costes de adecuación, así como por ser los únicos grupos que podrían cubrir las necesidades de potencia estimada.

Para el subsistema de Gran Canaria, estima que la potencia necesaria adicional sería de 345 MW, los cuales se obtendrían como la suma de: i) 188 MW procedentes de la extensión de la vida útil regulatoria de los grupos Jinámar 7 Gas 1, Jinámar 10 Gas 2, Jinámar 11 Gas 3, Jinámar 12 Diésel 4, Jinámar 13 Diésel 5, Barranco de Tirajana 1 Gas 1, Barranco de Tirajana 2 Gas 2 y ii) 148 MW

---

<sup>5</sup> Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

<sup>6</sup> La disposición adicional octava 5 contempla que «[...] hasta que surta efectos la resolución de compatibilidad, los titulares de las instalaciones percibirán la retribución por costes variables de generación y la retribución por operación y mantenimiento fijo definida en el título IV de este real decreto.»

procedentes de la adecuación de los grupos Barranco de Tirajana 3 Vapor 1 y Barranco de Tirajana 4 Vapor 2, susceptibles de adaptación para el cumplimiento de los límites de emisiones que establece la DEI. La Propuesta indica que no considera justificada la realización de inversiones adicionales para adaptar los grupos Jinámar 8 Vapor 4 y Jinámar 9 Vapor 5 para cubrir los 9 MW restantes; en caso necesario, se adoptarían las medidas oportunas para garantizar la cobertura de la demanda.

En lo que se refiere al subsistema Tenerife, prevé que la potencia necesaria adicional sería de 333 MW, los cuales se obtendrían como la suma de: i) 181 MW procedentes de la extensión de la vida útil regulatoria y la autorización administrativa de los grupos Candelaria 11 Gas 1, Candelaria 12 Gas 2, Granadilla 11 Gas 1, Granadilla 2 Diésel 1, Granadilla 3 Diésel 2, Arona 1 Gas 1 y Arona 2 Gas 2 y ii) 148 MW procedentes de la adecuación de los grupos Granadilla 4 Vapor 2 y Granadilla 5 Vapor 1 susceptibles de adaptación para el cumplimiento de los límites de emisiones que establece la DEI. La Propuesta indica que no considera justificada la realización de inversiones adicionales para adaptar los grupos Candelaria 9 Vapor 5 y Candelaria 10 Vapor 6 para cubrir los 4 MW restantes; en caso necesario, se adoptarían las medidas oportunas para garantizar la cobertura de la demanda.

El artículo 1 otorga el régimen retributivo adicional a seis instalaciones sitas en los subsistemas Menorca, Gran Canaria, y Tenerife, fijando el valor de la nueva inversión autorizada en un total de 105 millones de euros y la vida útil regulatoria definida, así como un plazo para la presentación del acta de puesta en marcha por las nuevas inversiones limitado al 1 de enero de 2020.

El artículo 2 establece la fecha entrada en vigor de la Propuesta, que se fija en el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

### **3. VALORACIÓN GENERAL DE LA PROPUESTA**

Si bien se comparte la urgencia de dar respuesta a las necesidades de potencia adicional puestas de manifiesto por el OS, debe ponerse de manifiesto que solo en el caso de Menorca cabe aducir una circunstancia sobrevenida, por la pérdida de la interconexión con Mallorca. La obsolescencia del parque de generación canario en general, y su falta de adaptación a los límites impuestos por la DEI en particular, son resultado de un envejecimiento progresivo y previsible.

En efecto, el RD 738/2015 dedica el extenso Capítulo IV de su Título IV, el cual comprende sus artículos 43 a 58, a detallar el desarrollo de los 'Procedimientos relativos al otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional', asentados con carácter general en el desarrollo de procedimientos de concurrencia competitiva.



Se tiene además que el RD 738/2015 no restringe dicho procedimiento de concurrencia competitiva a nuevos grupos de generación: su artículo 53 permite el ‘Otorgamiento del régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones’ (es decir, para «*nuevas inversiones [realizadas] sobre grupos [ya] inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica*»). Más aún: el artículo 54 contempla incluso el ‘Otorgamiento del régimen retributivo adicional para instalaciones cuya vida útil regulatoria vaya a finalizar y no vayan a realizar nuevas inversiones’<sup>7</sup>; en este caso, la retribución fija no incluiría evidentemente retribución por inversión y la extensión de la vida útil regulatoria se limitaría a 5 años más, según lo previsto en el artículo 20 ‘Retribución de los grupos [a los] que les sea otorgado un régimen retributivo adicional tras la finalización de su vida útil regulatoria’.

Por lo tanto, la normativa de carácter básico de aplicación desde 1 de septiembre de 2015 contiene los mecanismos necesarios para acometer inversiones como las planteadas por la propuesta sin por ello abandonar el procedimiento de concurrencia competitiva. La exposición de motivos de la propuesta considera necesario apartarse del mismo porque «*no permitiría asegurar la potencia necesaria en un horizonte tan cercano debido a los plazos para la tramitación administrativa y ejecución de las inversiones necesarias de nueva capacidad.*» La segunda parte de esta justificación más parece una excusa, pues el plazo de ejecución de las inversiones obedece a condicionantes técnicos que no dependen de la normativa bajo la cual se amparan. La duración de los trámites administrativos sí parece un impedimento para resolver a tiempo las situaciones de urgencia planteadas, pero es reprobable que se hayan dejado pasar tres años sin actuar —solo admite disculpa la situación acaecida en Menorca, si bien pronto habrá transcurrido también un año desde que se interrumpió la interconexión.

De acuerdo con lo anterior, las consideraciones que siguen deben entenderse en todo momento enmarcadas en el carácter de excepcionalidad amparado por la disposición final vigésimo octava de la Ley 6/2018, de 3 de julio, y sujeto a las muy restrictivas condiciones previstas en la misma, «*[...] en la medida imprescindible para satisfacer dicha necesidad [de potencia] y por un tiempo limitado [...]*».

Por otro lado, a los pocos días de recibirse la propuesta, el Consejo de Ministros celebrado el 27 de julio acordaba la ‘Modificación de aspectos puntuales de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía

---

<sup>7</sup> Por otra parte, y siempre dentro del RD 738/2015, su Título V consta de un solo artículo 59 que aborda la ‘Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro’. Ahora bien, según el apartado 4 del citado artículo, se prevé tal retribución para «*instalaciones [que] no serán inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción, ni se incluirán para calcular la cobertura de la demanda y solo serán despachadas en aquellos momentos en que exista riesgo cierto para la seguridad del suministro*». La aplicación de este artículo quedaría por lo tanto prácticamente limitada al despliegue de pequeños grupos electrógenos en localizaciones puntuales, durante puntas de demanda.

Eléctrica 2015-2020<sup>8</sup>. Muchas de las actuaciones contenidas en la misma se refieren a los subsistemas canario y balear, y en este último caso, varias relacionadas con la sustitución y ampliación de la interconexión entre Mallorca y Menorca. El alcance de las inversiones amparadas en la propuesta asume la culminación de las actuaciones antes citadas en el plazo previsto.

Finalmente, cabe advertir de que el régimen retributivo adicional previsto en la orden que es objeto del presente informe se apoya en el RD 738/2015, que fue en su día notificado por el Reino de España a la Comisión Europea en el marco del sistema de comunicación de ayudas de Estado (asunto SA:42270).

## **4. CONSIDERACIONES PARTICULARES**

### **4.1 Sobre la justificación del valor de las nuevas inversiones.**

El artículo 1 de la Propuesta otorga el régimen retributivo adicional a las instalaciones Mahón 15 Turbina de Gas 4, Mahón 16 Turbina de Gas 5, Barranco de Tirajana 3 Vapor 1, Barranco de Tirajana 4 Vapor 2, Granadilla 4 Vapor 2 y Granadilla 5 Vapor 1, con un valor de nueva inversión autorizada y una vida útil regulatoria de: i) 7,5 millones de euros y 5 años respectivamente para cada una de las dos primeras plantas, ubicadas en Menorca, y ii) 22,5 millones de euros y 10 años para cada una de las restantes. Asimismo, establece un plazo para la presentación del acta de puesta en marcha por las nuevas inversiones limitado al 1 de enero de 2020.

En lo que se refiere a la nueva inversión autorizada, con carácter previo, se recuerda que el Anexo XVI del RD 738/2015 fija, de acuerdo con lo establecido en su disposición transitoria undécima<sup>9</sup>, los valores de inversión reconocida, la inversión pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2011 y el inicio de la vida útil regulatoria, entre otras, de las instalaciones objeto de la propuesta. A continuación, se muestra una tabla que resume los referidos datos para estas plantas:

---

<sup>8</sup> Objeto del informe de la CNMC [INF/DE/214/17](#), aprobado el 15 de marzo de 2018.

<sup>9</sup> El apartado 3 de la disposición transitoria undécima dispone que «*Las instalaciones de producción de energía eléctrica categoría A que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto tuvieron reconocido su valor de la inversión, mantendrán a efectos retributivos dicho valor de inversión hasta el final de su vida útil regulatoria. El método de amortización de la inversión de estas centrales se mantendrá hasta que finalice su vida útil regulatoria de acuerdo con la normativa vigente con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, partiendo de la amortización acumulada que tuvieron reconocida a la entrada en vigor del presente real decreto. Los citados valores correspondientes a dichas centrales se recogen en el anexo XVI. A efectos de lo dispuesto en el presente apartado, se entenderá por vida útil regulatoria la vida útil definida en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo.*»

Subsistema	Nº Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio Vida útil regulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
Menorca	R02-0198	MAHÓN 15 TG4	50,00	21/10/2008	37,43	32,64
	R02-0203	MAHÓN 16 TG4	48,60	18/06/2009	37,35	33,56
Gran Canaria	R01-1049	BARRANCO TIRAJANA 3 VAPOR 1	74,24	01/01/1996	143,56	51,68
	R01-1050	BARRANCO TIRAJANA 4 VAPOR 2	74,24	01/01/1996	125,82	47,39
Tenerife	R01-1054	GRANADILLA 4, VAPOR 2	74,24	01/09/1995	144,16	49,97
	R01-1053	GRANADILLA 5, VAPOR 1	74,24	01/12/1995	127,71	45,55

Así, para las plantas de Menorca, los valores de la inversión inicial autorizada ascienden a aproximadamente 37 millones de euros, con una fecha de inicio de vida útil regulatoria entre los años 2008 y 2009, mientras que para las plantas ubicadas en el sistema canario los valores brutos de la inversión inicial autorizada se sitúan en una horquilla entre los 125 y 144 millones de euros, con una fecha de inicio de vida útil regulatoria entre los años 1995 y 1996.

Si se comparan los antedichos valores con los correspondientes a las nuevas inversiones autorizadas que se especifican en la propuesta para estas plantas, se hace notar que los últimos representan aproximadamente, y según el caso, entre un quinto y un sexto de los primeros. Es una proporción significativa, especialmente en el caso de las plantas de Menorca, si se tiene en cuenta además que las mismas tienen tan sólo alrededor de 10 años de antigüedad.

Por otro lado, y sin perjuicio de lo anterior, se echa en falta la inclusión en la MAIN de un apartado que defina, justifique y acredite los valores de las nuevas inversiones autorizadas en la propuesta, en línea con la metodología de cálculo recogida en el artículo 26 del repetido RD 738/2015, más allá de reflejar a priori los valores aportados por el titular de las plantas en cuestión.

#### **4.2 Sobre la justificación de la vida útil regulatoria.**

En lo que atañe a la vida útil regulatoria (VUR), la propuesta la fija en 5 años para las nuevas inversiones en las instalaciones sitas en Menorca y en 10 años para las ubicadas en Canarias, modificando, por tanto, la vida útil actual de 25 años que contempla el artículo 25 c) del RD 738/2015 para este grupo tecnológico. La propuesta justifica esta reducción arguyendo: i) para las primeras, que la intención es no comprometer decisiones futuras de inversión dilatando en el tiempo la retribución asociada a estas inversiones, toda vez que está previsto un incremento significativo del nivel de interconexión con Mallorca (de ahí un plazo tan corto) y ii) para las segundas, que se pretende no afectar excesivamente los costes del sistema en el corto plazo.



Por tanto, la propuesta reduciría en 20 o en 15 años –según el caso– la VUR de las nuevas inversiones frente a las inversiones iniciales en estos grupos. Además, en el caso particular, de las instalaciones de Menorca, la propuesta estaría asimilando la VUR de las nuevas inversiones a la de aquellas plantas que les fuese otorgado un régimen retributivo adicional tras la finalización de su VUR sin realizar inversión adicional alguna, tal y como que contempla el artículo 20 del repetido RD 738/2015.

Analizando los aspectos económicos de este cambio, se hace notar que, si bien esta amortización acelerada afectaría a la rentabilidad total del proyecto, ya que la retribución adicional se percibiría durante menos años, este efecto quedaría compensado con creces desde el punto de vista financiero en términos de liquidez, por el aumento de los flujos de ingresos anuales como consecuencia de la menor *laminación* de dicha retribución. Existen asimismo otras implicaciones a considerar, derivadas, por ejemplo, del tratamiento contable y fiscal del período de amortización de los activos.

A este respecto, esta Comisión considera que la propuesta y la memoria que la acompaña no aportan motivos técnicos-económicos suficientes que justifiquen una reducción tan elevada de la VUR de las nuevas inversiones respecto a la establecida para las inversiones iniciales de los mismos grupos por el RD 738/2015, especialmente, para el caso de las plantas de Menorca.

Para estas instalaciones, sólo se justificaría una rebaja de esta dimensión en el supuesto de que, durante el periodo de 5 años en el que se extiende la VUR de las inversiones en estas plantas, se produjese la unificación de los dos subsistemas eléctricos baleares (Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera) en uno sólo y éste, a su vez, se integrara en el mercado eléctrico ibérico MIBEL como una tercera zona de precio del mismo. En un contexto de elevada integración como el descrito, si las citadas inversiones no se encontraran totalmente amortizadas, las plantas afectadas difícilmente podrían competir con sus homólogas en la Península. En efecto, la integración del sistema eléctrico balear favorecería a su vez una mayor integración de energías renovables en el archipiélago y reduciría notoriamente la dependencia de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles distintos del gas natural, como los que emplean las plantas incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta (tecnológicamente son turbinas de gas, pero en la actualidad queman gasoil, pues no existe aún suministro de gas en Menorca).

Ahora bien, en el supuesto de que se prevea la antedicha situación, se considera conveniente que tanto la exposición de motivos de la propuesta como la Memoria que la acompaña reflejen y argumenten claramente este hecho en el texto de la norma, de modo que la redacción soporte la reducción de la VUR planteada para estas nuevas inversiones respecto a la establecida para la inversión inicial de los grupos afectados y expresamente se justifique así su duración excepcionalmente breve.

## **5. CONCLUSIONES**

Se valora positivamente el objetivo de la propuesta, dado que la Sala comparte la urgencia de dar respuesta a las necesidades de potencia adicional puestas de manifiesto por el operador del sistema.

No obstante, en la medida en que solo en el caso de Menorca cabe aducir una circunstancia sobrevenida (por la pérdida accidental de la interconexión con Mallorca desde octubre pasado), debe subrayarse el carácter excepcional que reviste acometer inversiones como las propuestas sin el desarrollo del procedimiento de concurrencia competitiva previsto con carácter general.

Se echan en falta, además, una justificación detallada que acredite el importe de las nuevas inversiones que se propone reconocer, así como la motivación sobre la reducida vida útil regulatoria de dichas nuevas inversiones.

**ANEXO: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL  
CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

Se adjunta CD.  
**[CONFIDENCIAL]**