

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A BISCAY MARINE ENERGY PLATFORM, S.A. LA MODIFICACIÓN DE LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA DE LA INFRAESTRUCTURA BISCAY MARINE ENERGY PLATFORM (BIMEP), PARA LA INSTALACIÓN DE AEROGENERADORES FLOTANTES, UBICADA FRENTE A LA COSTA DEL TÉRMINO MUNICIPAL DE LEMOIZ, EN LA PROVINCIA DE BIZKAIA.

Expediente nº: INF/DE/135/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 7 de marzo de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a BISCAY MARINE ENERGY PLATFORM, S.A. la modificación de la autorización administrativa previa de la infraestructura BISCAY MARINE ENERGY PLATFORM (BIMEP), para la instalación de aerogeneradores flotantes, ubicada frente a la costa del término municipal de Lemoiz, en la provincia de Bizkaia, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 16 de enero de 2009, el ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, S.A. (EVE) solicitó, ante el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia, autorización administrativa para las instalaciones recogidas en el proyecto de Infraestructura Singular de Investigación en Energías Marinas denominado “BISCAY MARINE ENERGY PLATFORM (BIMEP)”.

Con fecha 1 de junio de 2009, la Resolución de la Secretaría de Estado de Cambio Climático de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del

entonces Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino¹, adoptó la decisión de no someter a Evaluación de Impacto Ambiental el mencionado Proyecto, hecho que no exime al promotor de obtener las autorizaciones ambientales que resulten legalmente exigibles.

Con fecha 9 de julio de 2009, EVE solicitó ante la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia, el reconocimiento de utilidad pública de las instalaciones recogidas en el proyecto BIMEP, en virtud de lo previsto en el artículo 52 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico². Como consecuencia de la tramitación del expediente correspondiente, el proyecto se sometió al trámite de información pública, no recibándose respuestas que se opongán al proyecto, aunque la Demarcación de Costas del País Vasco sí solicitó aclaraciones y, una vez verificadas, indicó que debería obtenerse informe favorable de la Capitanía Marítima de Bilbao o del órgano competente para otorgar la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre.

Capitanía Marítima de Bilbao emitió informe desfavorable. EVE adjuntó nueva documentación técnica con las pautas y criterios que se iban a seguir en el proyecto de balizamiento y en aplicación del plan de contingencias de la instalación. Capitanía Marítima de Bilbao dio traslado de esta documentación a la Dirección General de la Marina Mercante.

Mediante escrito de fecha 20 de octubre de 2010 EVE notificó el rediseño del área de implantación del BIMEP, resultado de las conversaciones con los agentes participantes en el trámite de información pública. Como consecuencia, el Subdirector General de Seguridad, Contaminación e Inspección Marítima de la Dirección General de la Marina Mercante del Ministerio de Fomento remitió escrito de fecha 1 de febrero de 2011 en el que, una vez vistas las modificaciones realizadas al proyecto original, informa favorablemente la infraestructura de BIMEP.

La Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 26 de noviembre de 2010 otorgó a la instalación BIMEP la consideración de singular para la tramitación de los procedimientos relacionados con el acceso y la conexión a la red.

Por otra parte, el Operador del Sistema, con fecha 17 de marzo de 2011, emitió comunicación en la que considera aceptable el acceso de la citada instalación a la red de distribución desde la perspectiva de la capacidad de conexión en el ámbito nodal de Gatica 400/220 kV y desde la perspectiva de capacidad zonal.

¹ Así denominado hasta 2011, después Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) entre 2011 y 2016 y posteriormente Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA) hasta 2018, y en la actualidad Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, si bien las competencias en medio ambiente han pasado a ser del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

² En la actualidad Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Con fecha 27 de octubre de 2011 la CNE informó favorablemente la propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se autoriza al EVE la instalación BIMEP.

Finalmente, mediante Resolución de la DGPEM de fecha 17 de noviembre de 2011 se autorizó al EVE la instalación de la plataforma BIMEP, *«correspondiente a una infraestructura para la investigación, validación, demostración y explotación de equipos de producción de energía eléctrica a partir de la energía de las olas en mar abierto ubicada frente al tramo de costa entre Lemoiz y Armintza y en el término municipal de Lemoiz (Vizcaya)»*.

Mediante escritura de fecha 27 de diciembre de 2011, el EVE y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), mediante fundación simultánea, constituyeron la sociedad mercantil BISCAY MARINE ENERGY PLATFORM, S.A. (en adelante BIMEPSA), con un capital social de diez millones de euros suscrito y desembolsado en un 80% por el EVE y en un 20% por el IDAE.

Con fecha 14 de octubre de 2013, BIMEPSA solicitó ante la DGPEM la autorización administrativa para la transmisión de la titularidad de la instalación objeto de informe, aportando escrito de la transmitente EVE en el que manifiesta su voluntad de transmitir a BIMEPSA la titularidad de la instalación de la plataforma BIMEP, *«con todos los títulos administrativos que la amparan; especialmente, a estos efectos, la autorización de las instalaciones otorgada por la DGPEM en su Resolución de 17 de noviembre de 2011, y la autorización del proyecto de ejecución de 16 de julio de 2012»*.

Mediante informe de fecha 17 de julio de 2014, la CNMC informó favorablemente la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se autorizaba la transmisión de la titularidad de las autorizaciones y concesiones otorgadas al EVE a favor de BIMEPSA para la instalación BIMEP, incluida la línea de evacuación y la subestación eléctrica³. Mediante Resolución de fecha 25 de septiembre de 2014 la DGPEM autorizó dicha transmisión.

Con fecha 15 de mayo de 2015 BIMEPSA presentó ante el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia —para su traslado a la DGPEM donde tuvo entrada el 25 de mayo de 2015— solicitud para la modificación de los términos de la mencionada Resolución de 17 de noviembre de 2011 por la que se autorizó la instalación de la plataforma BIMEP, en el sentido de posibilitar en dicha plataforma no solo la instalación de captadores o convertidores de energía de las olas, sino también la de aerogeneradores marinos y la de plataformas flotantes para soportarlos.

Mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, de fecha 16 de diciembre de 2015, se formuló informe de impacto ambiental de

³ Informe solicitado por la DGPEM sobre la transmisión de titularidad de las autorizaciones y concesiones otorgadas al Ente Vasco de la Energía, S.A. a favor de Biscay Marine Energy Platform, S.A., para la instalación de Biscay Marine Energy Platform ubicada frente al tramo de costa entre Lemoiz y Armintza, en el término municipal de Lemoiz (Bizkaia). Expediente nº INF/DE/0004/14.

sometimiento a evaluación de impacto ambiental ordinaria del Proyecto de instalación de aerogeneradores flotantes en la infraestructura BIMEP, al considerar que era previsible que el proyecto produjera impactos adversos significativos.

Con fecha 3 de junio de 2016, BIMEPSA solicitó, a través de la DGPEM, la determinación del alcance del Estudio de Impacto Ambiental (EslA) del mencionado proyecto para instalación de aerogeneradores flotantes en la infraestructura BIMEP de 10 MW. Mediante Resolución de 3 de noviembre de 2016, la Secretaría de Estado de Medio Ambiente formuló el documento de alcance para la evaluación ambiental del citado proyecto.

Con fecha 16 de diciembre de 2016 BIMEPSA reiteró ante la citada Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia su solicitud. En el mismo escrito comunica que el alcance del proyecto se ha limitado a la instalación de un máximo de dos aerogeneradores simultáneamente sobre cimentaciones flotantes —si bien uno de ellos pudiera estar pilotado al fondo marino o utilizar cimentación por gravedad—, todo ello con fines meramente experimentales y de demostración de aerogeneradores en mar abierto.

Con fechas 14 y 24 de febrero de 2017, la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia publicó, respectivamente, en el «Boletín Oficial del Estado» («BOE») y en el «Boletín Oficial de Bizkaia» («BOB») anuncio por el que se somete a información pública la solicitud de autorización administrativa, ocupación de dominio público marítimo-terrestre y el EslA del proyecto. El 25 de febrero de 2017 se publicaron en el BOE correcciones de errores del citado anuncio.

Con fecha 8 de mayo de 2017 —fecha de entrada en al DGPEM 22 de mayo de 2017—, la citada Dependencia remitió informe respecto a la solicitud de BIMEPSA sobre su proyecto para instalar generadores eólicos en su actual instalación de ensayo de captadores de energía undimotriz frente a las costas de la localidad de Armintza, dando por completado el procedimiento de información pública y adjuntando la documentación del expediente para continuar su tramitación. De la lectura de las alegaciones recibidas destaca que la Subdirección General de Dominio Público Marítimo-Terrestre confirma que el proyecto exige una modificación de la concesión inicial, que Capitanía Marítima exige determinadas condiciones en cuanto al balizamiento y señalización que convendría indicar en la resolución de autorización, y que la Agencia Estatal de Seguridad Aérea exige que BIMEPSA solicite autorización en materia de servidumbres aeronáuticas, la cual convendría asimismo requerir a BIMEPSA antes de proceder a la autorización.

Con fecha 29 de junio de 2017 tuvo entrada en el Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA) el proyecto objeto de informe, procedente de la DGPEM, que actúa como órgano sustantivo.

Con fecha 11 de octubre de 2017, el órgano ambiental requirió al órgano sustantivo la subsanación del expediente en un plazo máximo de tres meses,

solicitando que se remita a la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar el EsIA completo, para que pueda realizar una evaluación adecuada y emitir el correspondiente informe sobre la compatibilidad del proyecto con la estrategia marina correspondiente. El 30 de enero de 2018 se recibe en el MAPAMA, a través del órgano sustantivo, el informe de la mencionada Dirección General de fecha 28 de diciembre de 2017 en el que se detallan, a la vista de las aclaraciones del promotor, las cuestiones que habría que tener en cuenta en relación con la viabilidad ambiental del proyecto.

Con fecha 7 de marzo de 2018 se recibe en el MAPAMA escrito del órgano sustantivo mediante el que se remite informe del promotor sobre la subsanación del expediente incluyendo la nueva versión del EsIA, de fecha 12 de febrero de 2018. En esta nueva versión del EsIA se incorporan las modificaciones y consideraciones que dan respuesta al informe de la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar citado anteriormente

Finalmente, mediante Resolución de 31 de mayo de 2018 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAPAMA, se formuló declaración de impacto ambiental favorable a la realización del proyecto Instalación de aerogeneradores flotantes en la infraestructura BIMEP, ubicada frente al tramo de costa entre Lemoiz y Armintza (Bizkaia), teniendo en cuenta su carácter experimental y al concluirse que no producirá impactos adversos significativos siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación practicada.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 17 de marzo de 2011, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió informe relativo a la solicitud de Acceso a la Red de Distribución con influencia sobre la Red de Transporte para la planta undimotriz Centro de Ensayo de Energía de las Olas BIMEP (20 MW) en la provincia de Vizcaya, promovida por el EVE, en respuesta a la solicitud que le remitió IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U. (en adelante IBD). Previamente, el EVE había solicitado a IBD el acceso a la red de distribución para la planta generadora⁴.

Según la propuesta efectuada por la distribuidora, la conexión a la red de distribución de las instalaciones de generación previstas se materializaría en la línea 132 kV Gatica-Lemóniz, subyacente de los nudos de la red de transporte Gatica 400/220 kV, conectados actualmente a través de los transformadores (transformadores de distribución —no transporte— 400/132 kV de 300 MVA y 220/132 kV de 225 MVA) existentes en dicha subestación. REE consideraba aceptable el acceso en la red de distribución de la mencionada planta undimotriz,

⁴ Y previamente aún, como se ha expuesto en relación con el trámite administrativo y ambiental, con fecha 26 de noviembre de 2010, la Secretaría de Estado de Energía del entonces Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, actual MITECO, había emitido Resolución por la que se otorgaba a la instalación BIMEP la consideración de singular para la tramitación de los procedimientos relacionados con el acceso y conexión a la red.

puesto que resultaba aceptable desde la perspectiva de capacidad de conexión en el citado ámbito nodal de Gatica 400/220 kV y también desde la perspectiva de capacidad de zona territorial (ámbito regional del País Vasco).

Este informe se desarrolla más adelante, en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación del sistema”.

En la reiteración de la solicitud de BIMEPSA respecto a la modificación de la Resolución de 17 de noviembre de 2011 para posibilitar la instalación en la infraestructura BIMEP de aerogeneradores marinos y sus plataformas flotantes, de fecha 16 de diciembre de 2016, se recuerda, tal y como había contestado en el requerimiento de documentación por parte de la DGPEM de fecha 29 de enero de 2016, que dicha infraestructura ya contaba con permiso de acceso y conexión a la red de distribución y que la modificación cuya autorización se solicita no supone ni una nueva instalación de generación ni una ampliación de la potencia en la infraestructura ya existente y conectada a red, por lo que no se hace necesario tramitar un nuevo acceso a la red de distribución.

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 6 de septiembre de 2018 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se otorga a BIMEPSA la modificación de la autorización administrativa previa de la infraestructura BIMEP para la instalación de aerogeneradores flotantes. Se ha adjuntado, en la misma fecha y posteriormente, el 10 de septiembre de 2018, la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otra: a) El proyecto de la instalación, en este caso se incluye un “Estudio de tecnologías flotantes”—se adjunta una síntesis de su contenido y del Estudio de Impacto Ambiental como Anexo I a este acuerdo ‘Contenido del Proyecto’—; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del proyecto; c) Informe de la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia, y d) Resolución por la que se formula DIA favorable al proyecto.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para *«la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes»*, y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones *«de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica»* debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.

- 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 (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta recuerda que la DGPEM emitió Resolución de 17 de noviembre de 2011, por la que se autorizó al EVE la instalación BIMEP, ubicada frente al tramo de costa entre Lemoiz y Armintza y en el término municipal de Lemoiz (Bizkaia) y se declaró su utilidad pública de la misma. Aprobó, asimismo, mediante Resolución de fecha 16 de julio de 2012, el proyecto de ejecución de dicha instalación, incluida la línea de evacuación y la subestación eléctrica. Y, más tarde, con fecha 25 de septiembre de 2014, autorizó la transmisión de la titularidad de las autorizaciones y concesiones otorgadas al EVE a favor de BIMEPSA respecto las instalaciones anteriormente mencionadas.

La Propuesta informa que BIMEPSA solicitó, con fecha 19 de mayo de 2015, modificación de la autorización administrativa otorgada el 17 de noviembre de 2011, para instalar adicionalmente aerogeneradores flotantes sobre la infraestructura BIMEP, cuya autorización solo incluía la instalación de captadores o convertidores de energía undimotriz. El expediente fue incoado en la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia que lo sometió a información pública. Se recibió informe de la Capitanía Marítima de Bilbao de la Dirección General de Marina Mercante del Ministerio de Fomento en el que se establecía un condicionado técnico y se manifestaba que, para la seguridad marítima y de la navegación, resulta imprescindible el balizado marítimo que debe contar con aprobación de Puertos del Estado. BIMEPSA asumió lo reflejado en este informe.

La Propuesta recoge otras dos contestaciones con trascendencia para el proyecto: la Agencia Estatal de Seguridad Aérea manifestaba que se debería solicitar autorización en materia de servidumbres aeronáuticas ante dicho organismo, mientras que BIMEPSA argumentaba que la instalación se encuentra fuera de las zonas de servidumbre aeronáuticas y no supone un obstáculo para la navegación aérea, pero solicitaría en todo caso la correspondiente autorización; la Subdirección General de Dominio Público Marítimo-Terrestre de la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y Mar del entonces MAPAMA manifestó que la inclusión de aerogeneradores en la infraestructura suponía una modificación sustancial de la concesión para la ocupación del dominio público marítimo terrestre, por lo que debería realizarse una modificación de la concesión inicial, a lo que BIMEPSA mostró su conformidad. Finalmente, BIMEPSA presentó una nueva versión del estudio de impacto ambiental teniendo en cuenta las consideraciones anteriores.

La Propuesta informa que la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia emitió informe en fecha 8 de mayo de 2017.

Asimismo, la Propuesta indica que el proyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido formulada DIA favorable mediante Resolución de fecha 31 de mayo de 2018 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, al tener en cuenta su carácter experimental y concluirse que no producirá impactos adversos significativos siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas.

La Propuesta recuerda que el entonces Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente otorgó a BIMEPSA con fecha 6 de febrero de 2013 la concesión de 5.406.140 m² de dominio público marítimo-terrestre con destino a la instalación de una infraestructura de investigación de energías marinas BIMEP, ubicada frente a la costa de Armintza, en el término municipal de Lemoiz (Bizkaia).

Visto lo anterior, se propone otorgar a BIMEPSA la Autorización Administrativa previa para de la infraestructura BIMEP, para la instalación de aerogeneradores flotantes, con las características definidas en el proyecto “Estudio de Tecnología Flotantes”, fechado en junio de 2014 y en los estudios de impacto ambiental de 12 de diciembre de 2016 y de 12 de febrero de 2018. La Propuesta describe las principales características de la instalación: se trata del uso de la tecnología eólica con una potencia instalada igual o menor a 10 MW, con un máximo de dos aerogeneradores con cimentación flotante —uno de los aerogeneradores puede estar pilotado al fondo marino o utilizar cimentación por gravedad— cuya plataforma será semisumergible, tipo *tension-leg platform*⁵ (TLP; plataforma

⁵ *Tension Leg Platform* o plataforma de patas tensoras: Plataformas estabilizadas mediante las líneas de amarre. Es una estructura con exceso de flotabilidad fijada al fondo mediante líneas, que debido a ese exceso de flotabilidad se encuentran tensionadas. La acción de estas líneas confiere estabilidad a la estructura, ya que hacen que aumente su desplazamiento.

anclada al fondo marino mediante tensores) o tipo *spar* (mástil semisumergido flotante), todo ello ubicado frente a la costa del término municipal de Lemoiz, en la provincia de Bizkaia. El objeto del proyecto es experimental, para el ensayo y la demostración de diferentes prototipos de aerogeneradores flotantes en mar abierto en la infraestructura de BIMEP, así como la generación de energía eléctrica y la evacuación de dicha energía generada a la red.

La Propuesta recuerda que BIMEPSA deberá cumplir todas las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las impuestas en la DIA y las que en la Resolución de autorización administrativa de construcción pudieran establecerse, además de las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Se indica, asimismo, que la autorización se concede sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias relativas a la ordenación del territorio, a la ocupación del dominio público marítimo terrestre y al medio ambiente, y a cualesquiera otras motivadas por disposiciones que resulten aplicables, así como sin perjuicio del resto de autorizaciones y permisos que sean necesarios para la ejecución de la obra.

Además, la Propuesta establece que, antes de transcurridos veinticuatro meses, BIMEPSA presentará el proyecto de ejecución de la instalación que se autoriza, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia, y en forma de separata aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general para que éstas establezcan el condicionado técnico procedente. Transcurrido dicho plazo sin que hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la presente autorización quedaría sin efecto, si bien el peticionario podrá solicitar prórrogas del plazo establecido por razones justificadas.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

Según se argumenta en el documento del año 2006 de Greenpeace y el Consejo Mundial de Energía eólica, '*Perspectivas globales de la energía eólica*', «*en los últimos 15 años, la eficiencia de los aerogeneradores ha mejorado considerablemente, gracias a un diseño mejor del equipo, a mejores localizaciones y a turbinas más altas. En consecuencia, la eficiencia ha estado aumentando anualmente entre un 2 % y un 3 %. Además, puede suponerse que, como resultado de la optimización de los procesos de producción, los costes de inversión para los aerogeneradores disminuirán. [...] Como resultado se espera que para el 2020, el costo de producir electricidad con energía eólica, descienda a 3 – 3,8 centavos de €/kWh en las buenas localizaciones y a 4 – 6 centavos de €/kWh en los sitios con bajas velocidades del viento. Para el 2050 estos costes*

habrán bajado a 2,8 – 3,5 centavos de €/kWh y a 4.2 – 5.6 centavos de €/kWh respectivamente.»

Los parques eólicos marinos (*offshore*) cuentan con algunas ventajas frente a los situados en tierra (*onshore*). El potencial de instalación es prácticamente ilimitado, ya que la superficie por explotar es incomparablemente superior a la disponible en tierra, y con carácter general está sujeta a menores restricciones de uso. El impacto tanto visual como acústico es mucho menor, y por lo general también lo es la alteración sobre la fauna y la flora de los ecosistemas afectados. Técnicamente, los aerogeneradores son mayores, pues pueden aprovechar flujos de viento de velocidades más elevadas y regulares, y los componentes de las máquinas no sufren tanta fatiga debido a la menor alteración del viento gracias a la práctica ausencia de perturbaciones o turbulencias.

Como contrapartida, los costes de construcción y mantenimiento son más elevados, y su instalación, con las diversas tecnologías de cimentación existentes para fijar los aerogeneradores al lecho marino, es compleja y también costosa. La corrosión en el entorno marino es mucho más agresiva que en el terrestre. Además, el empleo de maquinaria y el desplazamiento del personal es complicado en un entorno complejo como es el mar. A esto hay que añadir las dificultades en las tareas de mantenimiento, ya que si una turbina deja de funcionar en el mar es preciso utilizar embarcaciones especializadas para realizar estas tareas de reparación y mantenimiento. En general hay que recurrir a grandes barcos grúa para proceder a reparar los aerogeneradores, por lo que las reparaciones suelen ser lentas y costosas. Estas dificultades técnicas, y la posibilidad de tener que costear reparaciones e interrupciones prolongadas, aumentan el riesgo financiero y la incertidumbre respecto a la inversión en este tipo de instalaciones. En cuanto al efecto empleo, la eólica marina requiere de mano de obra altamente especializada.

Por tanto, los factores diferenciales a la hora de entender las ventajas competitivas de la tecnología son los siguientes:

- La capacidad de potencia instalada que permiten los parques eólicos marinos: No existen las mismas limitaciones de tamaño que en los aerogeneradores terrestres, el diámetro de las palas puede ser mayor, con lo que la energía generada a partir del viento es también mayor. Los aerogeneradores pueden alcanzar hasta los 80 metros de pala en los desarrollos más avanzados, y contar con una potencia de entre 6 y 8 MW (la potencia es proporcional al área barrida, luego aumenta con el cuadrado del radio de la misma —es decir con el cuadrado de la longitud de pala—).
- El impacto visual es menor que en la instalación terrestre (casi nulo cuando el aerogenerador se sitúa más allá del horizonte visible desde la costa), y el impacto acústico prácticamente desaparece.
- El efecto sobre la fauna y flora es menor ya que, generalmente, en las zonas templadas, la biodiversidad marina en las zonas costeras es menor que en tierra.

- El recurso eólico es en promedio entre un 30 % y un 50 % superior en el mar que en tierra. Las corrientes de aire en algunas zonas prácticamente no sufren alteraciones debido a la casi nula resistencia que ofrece la superficie marina, y se consigue una media más elevada, con regímenes de viento más regulares y predecibles. Cabe señalar que la potencia obtenida es proporcional a la densidad del aire (mayor a nivel del mar) y al cubo de la velocidad del viento.
- La fatiga que sufren los componentes de las máquinas: la menor turbulencia del viento marítimo podría alargar la vida útil de las turbinas hasta superar los 35 años, frente a los 20-25 años de vida útil de un parque terrestre en la actualidad. Esta mayor longevidad se debería al hecho de que el viento incidente fluye de manera laminar, es decir, constituye una masa de aire en desplazamiento uniforme, mientras que el viento terrestre sufre alteraciones a causa de la resistencia de todo lo que se encuentra en la superficie, generando un flujo turbulento que afecta negativamente en la fatiga de los componentes.

Por otra parte, otro de los importantes beneficios de la generación mediante energía eólica, ya sea marina o terrestre, es la reducción en los niveles de dióxido de carbono globalmente emitidos en la atmósfera, gas con la mayor responsabilidad en el efecto invernadero y por lo tanto sobre las consecuencias del cambio climático global. La tecnología eólica posee un balance energético muy positivo. Sobre un ciclo de vida promedio de 20 años de un aerogenerador en un parque terrestre —que como se ha visto podría superar los 35 en uno marino—, las pocas emisiones de CO₂ relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se “recuperan” después de los primeros tres o seis meses de operación. En el supuesto de que el carbón y el gas fueran los combustibles que generaran la mayor parte de la producción eléctrica en un período de 20 años (con una tendencia continua a que el gas siga sustituyendo al carbón), los cálculos del Consejo Mundial de Energía indican que con la generación eólica se obtendría un valor promedio unas 600 toneladas de reducción de dióxido de carbono por GWh generado.

La energía eólica offshore está fundamentalmente desarrollada en Europa. Los proyectos comerciales construidos se han erigido sobre todo en aguas poco profundas (profundidades inferiores a 45 metros) y utilizando tecnologías fijas al lecho marino (“*bottom fixed*”) como monopilotes, *jackets*, trípodes o bases de gravedad. Sin embargo, a medida que la industria evoluciona, la tendencia es que los parques eólicos offshore sean construidos en emplazamientos cada vez más alejados de la costa y a mayores profundidades, donde las tecnologías fijas no son viables económicamente. En el caso de países como Estados Unidos, España, la costa norte de Noruega, China o Japón, las aguas poco profundas son muy escasas y se encuentran limitadas a zonas muy cercanas a la costa, por lo que para poder explotar el gran potencial eólico que estas regiones ofrecen, se hace necesario recurrir a tecnologías de tipo flotante.

Estas tecnologías flotantes se estima que podrán llegar a ser una alternativa viable y competitiva frente a las estructuras fijas para profundidades entre 30 y 60 metros. Se espera que contribuyan a la reducción el coste de la energía puesto que:

- Pueden ser situadas en emplazamientos donde exista un muy elevado potencial eólico, ya que no están sujetas a ningún tipo de restricción de profundidad.
- Son aptas para su uso con aerogeneradores de elevada potencia nominal y consecuentemente de grandes dimensiones. La posibilidad de utilizar aerogeneradores de gran tamaño permite reducir el número necesario de los mismos para obtener una misma producción y por ende reducir significativamente los costes.
- Las estructuras flotantes son generalmente diseñadas con el objetivo de que el transporte e instalación de las mismas pueda ser realizado con el aerogenerador previamente ensamblado en tierra o en dique, con grúas terrestres. Esto minimiza las operaciones offshore y permite reducir consecuentemente el riesgo de los proyectos, hace que no sea necesario el uso de barcos de instalación que suelen ser extremadamente costosos y que todas las maniobras puedan ser realizadas mediante simples remolcadores. Esta minimización del riesgo de la tecnología eólica marina tendrá un impacto directo en el coste final de la energía producida.
- Durante la operación del parque eólico marino flotante, en caso de que sea necesaria una intervención frente a un mantenimiento correctivo mayor en la turbina, no será necesario recurrir a buques instaladores de alto coste que permitan acceder a la misma, si no que esta podrá ser de nuevo remolcada a costa y realizar las operaciones de reparación o sustitución con mucho menos riesgo en tierra.

Según los datos publicados por WindEurope, la asociación europea de energía eólica, el año 2017 ha sido el mejor año de la historia para la eólica marina en nuestro continente, con un crecimiento del 25% con respecto al año anterior. A lo largo del año, se instalaron un total de 3.148 nuevos megavatios de energía eólica marina, divididos en 560 aerogeneradores formando un total de 17 parques eólicos. Europa es el líder del sector offshore en el año 2017, con una potencia total instalada de 15.780 MW de energía eólica offshore, que se corresponden con más de 4.149 aerogeneradores distribuidos a largo de las costas europeas y un 91% de la potencia eólica marina mundial. Este crecimiento de los parques eólicos marinos (eólica offshore), se explica, como ya se ha indicado, porque en mar abierto pueden instalarse turbinas mucho más grandes que en tierra, con mayor rendimiento y, sobre todo, con un impacto paisajístico menor. Datos recientemente publicados elevan estas cifras hasta los 18.500 MW instalados a finales de 2018 en tecnología eólica en aguas territoriales de once naciones de Europa —un incremento de un 18% respecto a 2017—, con la puesta en marcha mar adentro en 2018 de quince parques nuevos —aproximadamente 2.600 megavatios (MW)— la mayoría de ellos en aguas

británicas (969 MW) y alemanas (1.300 MW), con un tamaño medio de las turbinas instaladas en dicho año de 6,8 MW de potencia —un 15% mayor que el tamaño medio de las instaladas en 2017—. En las aguas del Reino Unido se han instalado en 2018 los aerogeneradores más potentes hasta ahora: máquinas MHI Vestas de 8,8 MW de potencia, que integran el mayor parque eólico marino del mundo, la extensión del Walney 3, de 657 MW.

En España se estima que para 2030 podría haber unos 500 MW eólicos marinos instalados, lo cual llevaría aparejado la creación de cerca de 3.000 empleos. En la actualidad se están poniendo en marcha importantes proyectos marinos tales como la primera turbina eólica flotante montada en puerto, instalada recientemente en las costas de Gran Canaria —se trata de un prototipo que contará con un aerogenerador de 5 MW integrado para torre y cimentación de turbinas eólicas en el mar, clasificado como cimentación de gravedad, que está configurado para actuar como una plataforma flotante durante los procesos de transporte e instalación, permitiendo por tanto el transporte con embarcaciones de arrastre convencionales—.

El Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto de instalación de aerogeneradores en la infraestructura BIMEP estima que los dos aerogeneradores que se pretende instalar en la plataforma generarían unos 25 millones de kWh/año y evitarían la emisión de más de 25.000 t/año de CO₂, en caso de que esa energía se generase con carbón, o 9.500 t/año, si se generase con gas natural en ciclo combinado, gracias a que la entrada de una fuente de energía renovable en la red sustituiría a la misma cantidad de energía generada con combustibles fósiles, reduciendo la emisión de CO₂ global.

4.1.2 Condiciones de seguridad

Las condiciones de seguridad de la infraestructura BIMEP ya fueron consideradas en su proceso de autorización, donde se establecía que debería cumplir con las especificaciones relativas al Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación⁶ y las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT que lo desarrollan, así como con el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT.

El Proyecto aportado por el promotor que solicitó la autorización de la infraestructura BIMEP adjuntaba un Anteproyecto sobre la gestión de riesgos a la navegación, cuyo objetivo era la identificación y caracterización o evaluación de los riesgos para la plataforma, así como el establecimiento de una serie de acciones destinadas a la prevención de estos riesgos, al seguimiento de la

⁶ Derogado por el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

instalación y, en su caso, a la mitigación de un riesgo dado mediante un plan de contingencias. El objeto del documento era ser la base para el desarrollo de un plan de acciones completo, aplicable tanto a la infraestructura BIMEP como a los captadores de energías marinas que se iban a instalar en dicha plataforma. La evaluación del estudio de riesgos utilizó una metodología basada en la guía editada por el DTI británico (*Department of Trade and Industry*) en colaboración con otros organismos de Reino Unido también relevantes a este respecto (MCA, *Maritime and Coastguard Agency*, y DFT, *Department for Transport*), según la cual los distintos riesgos han de ser identificados —según los posibles causantes: ya sean los propios dispositivos captadores de energía, la infraestructura del BIMEP o elementos auxiliares de la instalación, tales como los buques de apoyo—, evaluados —clasificándolos según su frecuencia, consecuencia y tolerabilidad—, y analizados conforme una matriz de evaluación que llevará a determinar las acciones a tomar para disminuir cada riesgo a rangos tolerables. Dichas acciones a tomar se dividen en tres categorías: prevención (antes del hecho), seguimiento (durante el hecho) o contingencias (después del hecho).

Para la identificación de riesgos se han tenido en cuenta factores tales como los propios análisis de posibles interferencias a la navegación de los dispositivos, infraestructura y elementos auxiliares. Estos riesgos se han clasificado según las diferentes fases de la infraestructura: instalación, operación y desmantelamiento. En todas las fases pueden identificarse los riesgos de buque a la deriva, interferencias de radio, y el genérico de violación-error-lapsus; en la operación, también los de mantenimiento deficiente, ruido acústico, fallo del dispositivo, pérdida de baliza, fondeos ajenos y pesca de arrastre⁷.

En general el documento establecía una serie de acciones de: i) prevención (señalización de las embarcaciones de trabajo, señalización de captadores de energía de las olas, etc.), ii) seguimiento, destinadas a disminuir la criticidad del riesgo actuando tanto sobre su frecuencia como sobre su consecuencia (tal como el seguimiento de rumbo de intrusos), y iii) contingencia, destinadas a minimizar la consecuencia de un riesgo una vez que este ya se ha convertido en

⁷ El documento analiza las acciones a tomar de producirse cada uno de los riesgos analizados y clasificados. Por ejemplo, en el caso de que un buque ajeno a la instalación se encontrara a la deriva, si ocurriera en la fase de instalación se debería realizar una correcta señalización e iluminación de los buques de trabajo en cumplimiento con el Reglamento Internacional para Prevenir Abordajes en la Mar (RIPAM), un correcto balizamiento de la instalación, comunicar el riesgo a todo el personal que esté trabajando en las instalaciones, hacer un seguimiento del rumbo del intruso, notificar a Salvamento Marítimo la existencia de buque a la deriva así como a las autoridades competentes y realizar la comunicación al intruso. Si esto mismo ocurriera en la fase de operación, en la cual se entiende que no existen embarcaciones propias ni trabajadores en las instalaciones, las acciones a tomar serían diferentes, tales como una correcta señalización e iluminación de los captadores de energía en cumplimiento de las recomendaciones dadas por el IALA (*International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities*), un correcto balizamiento de la instalación, notificar a Salvamento Marítimo la existencia de un buque a la deriva y a las autoridades competentes, así como comunicarlo al intruso.

un incidente (notificación a salvamento marítimo, aviso a navegantes, plan de movilización de rescate, comunicación con buque intruso).

Por tanto, la infraestructura BIMEP ya cuenta con un plan de contingencias elaborado previamente en el proceso de autorización de la instalación. No obstante, en el estudio respecto a las diversas tecnologías de aerogeneradores flotantes que se pudieran instalar en la plataforma también se hacen referencias a la seguridad en el procedimiento de su instalación y en su mantenimiento. En este sentido se indica que la solución más recomendada para realizar las acciones correctoras de mayor importancia en plataformas flotantes, en particular en las de tipo semisumergible y TLP, es remolcar la plataforma a puerto y realizar las operaciones correctoras y de mantenimiento en un área protegida o dique seco, de forma que así se incrementa la seguridad de las operaciones, ya que el estado de la mar no influye en las mismas y los trabajos pueden ser realizados empleando medios de elevación terrestres. La seguridad en la mar de este tipo de plataformas es mejor que en otras soluciones en fases de operación y mantenimiento gracias a que los movimientos verticales y de inclinación de la plataforma están muy restringidos, y los de traslación asimismo limitados.

BIMEPSA prevé que el primer dispositivo que se instale en BIMEP sea el prototipo de aerogenerador flotante Demo SATH, desarrollado por la empresa SAITEC Engineering, según se indica en el EslA. Es un aerogenerador muy adaptable a limitaciones ambientales, cuyo funcionamiento puede ser controlado de forma flexible deteniéndose cuando sea preciso (determinadas épocas, horas del día o la noche, cuando se detecte cierto flujo de paso de aves, etc.) con el fin de evitar impactos especialmente a las aves marinas, pero también cuando las condiciones de mar o viento recomienden su parada por motivos de seguridad y así reducir al máximo el riesgo asociados a posibles accidentes.

Por otra parte, por motivos de seguridad, durante la fase de instalación de un cable submarino se acota un área de seguridad alrededor de los barcos implicados en la instalación dentro, de la cual se prohíbe el acceso a cualquier otra embarcación que no tenga relación con la obra en cuestión.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 26 de noviembre de 2010, la Secretaría de Estado de Energía del entonces Ministerio de Industria, Turismo y Comercio emitió Resolución por la que se otorgaba a la instalación BIMEP, promovida por el EVE, la consideración de singular para la tramitación de los procedimientos relacionados con el acceso y conexión a la red. Además, se permitía la posibilidad de puesta en servicio de las instalaciones de conexión de forma independiente de los generadores, la posibilidad de adscripción a los centros de control de generación de cada una de las máquinas de forma independiente, y la devolución del aval requerido para solicitar el acceso a la red según lo previsto en el artículo 66 bis del RD 1955/2000, una vez fuera puesta en marcha la infraestructura de evacuación.

Con fecha 17 de marzo de 2011 REE, en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió una comunicación relativa a la solicitud de Acceso a

la Red de Distribución con influencia sobre la Red de Transporte para la planta undimotriz 'Centro de Ensayo de Energía de las Olas BIMEP (20 MW)' promovida por el EVE en la provincia de Vizcaya, en respuesta a la solicitud que le remitió IBD. Previamente, el EVE solicitó a IBD el acceso a la red de distribución para la planta generadora.

Según la propuesta efectuada por la distribuidora, la conexión a la red de distribución de las instalaciones de generación previstas se materializaría en la línea 132 kV Gatica-Lemóniz, subyacente de los nudos de la red de transporte Gatica 400/220 kV, conectados actualmente a través de los transformadores (transformadores de distribución —no transporte— 400/1323 kV de 300 MVA y 220/132 kV de 225 MVA) existentes en dicha subestación.

REE ha llevado a cabo estudios que permiten valorar las posibilidades de producción simultánea máxima para la generación renovable en los distintos ámbitos geográficos y temporales. En el caso de la generación situada en el País Vasco o comunidades adyacentes, según los estudios disponibles, la máxima capacidad de conexión que se validada en esa fecha como aceptable correspondía a 624 MW de generación eólica (instalada total) y a 100 MW de generación no eólica incremental (considerando a estos efectos instalaciones con puesta en servicio en 2009 o posterior), según el escenario de desarrollo de la red de transporte en un horizonte temporal indicativo de 2011 reflejado en la "*Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte*".

En ese contexto, se consideró aceptable el acceso en la red de distribución de la mencionada planta undimotriz por cuanto lo era desde la perspectiva de capacidad de conexión en el ámbito nodal de Gatica 400/220 kV y también desde la perspectiva de capacidad de zona territorial (ámbito regional del País Vasco).

En todo caso, para el uso compartido por los productores que utilicen el nudo de Gatica 400/220 kV, ya sea de forma directa o a través de la red de distribución subyacente, el escrito de REE recordaba que deberían tenerse en cuenta las limitaciones que se indican a continuación:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción eólica en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación renovable que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de

generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

- Adicionalmente a las limitaciones de producción que podrían producirse, son previsibles limitaciones a la instalación de generación que aseguren una potencia instalada que no constituya un riesgo para la seguridad de suministro tanto en el ámbito de la zona eléctrica como en el conjunto del sistema eléctrico peninsular español, que podría afectar a la conexión de la generación objeto de informe, en función de la coordinación nacional que pudiera acometerse y de las normas o medidas concretas que se establezcan.

Mediante escrito de fecha 6 de abril de 2011 IBD comunica a EVE *«una vez recibida la documentación solicitada y a efectos de la obtención de la Autorización Administrativa, que la planta de producción arriba indicada [“Planta Centro de ensayo de energía de las Olas”] dispone de los Derechos de Acceso y Conexión a la red de distribución en el punto de conexión informado en nuestros escritos de fecha 17 de marzo de 2011 y 11 de marzo de 2010, respectivamente.»*

Por tanto, la infraestructura BIMEP ya cuenta con los derechos de acceso y conexión a la red de distribución otorgados a lo largo del proceso de autorización de la propia instalación. Por ello, tal y como recuerda BIMEPSA en la reiteración de su solicitud de autorización para la instalación de aerogeneradores marinos y sus plataformas flotantes en la plataforma BIMEP, de fecha 16 de diciembre de 2016, dicha infraestructura tiene otorgados dichos permisos y la modificación que solicita no supone ni una nueva instalación de generación ni una ampliación de la potencia en la infraestructura ya existente y conectada a red, por lo que no se hace necesario tramitar un nuevo acceso a la red de distribución.

4.2 Condiciones de protección del medio ambiente y minimización de los impactos ambientales

El proyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el apartado 9.a) 7º del anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, por lo que habiéndose sometido a evaluación de impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, de conformidad con lo establecido en su artículo 7.1.a) procede formular su declaración de impacto ambiental, de acuerdo con el artículo 41 de dicha Ley.

De acuerdo con el artículo 5.1.c) del Real Decreto 895/2017, de 6 de octubre, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MAPAMA y se modifica el Real Decreto 424/2016, de 11 de noviembre, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural la resolución de los procedimientos de evaluación ambiental de proyectos de

competencia estatal. Una vez analizados el documento técnico del proyecto, el estudio de impacto ambiental (EsIA), el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas, la mencionada Dirección General, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, formuló, mediante Resolución de fecha 31 de mayo de 2018, declaración de impacto ambiental favorable a la realización del proyecto Instalación de aerogeneradores flotantes, ubicada frente al tramo de costa entre Lemoiz y Armintza, en Bizkaia, teniendo en cuenta su carácter experimental y al concluirse que no producirá impactos adversos significativos siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas en la propia resolución, que resultan de la evaluación practicada.

Debido a que se trata de un proyecto consistente en el ensayo de un máximo de dos aerogeneradores simultáneamente durante un máximo de dos años que está ubicado en una ZEPA⁸, la autorización de los diferentes ensayos de aerogeneradores estará supeditada a la ausencia de afectación a las poblaciones de especies claves de la misma.

Asimismo, se priorizarán soluciones de instalación de aerogeneradores que no necesiten ser anclados al fondo para minimizar el impacto por ruido sobre los cetáceos en la fase de funcionamiento y, sobre todo, durante su instalación.

En la fase preoperacional se adoptarán medidas para minimizar el impacto visual desde la costa de los aerogeneradores, teniendo en cuenta que cada modelo ocasionará diferente impacto paisajístico según sus características y disposición en la plataforma BIMEP.

El EsIA establece un programa de vigilancia ambiental (PVA) para garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras establecidas en el mismo y en la propia DIA y el seguimiento de la eficacia de dichas medidas y sus criterios de aplicación.

El Anexo II a este acuerdo detalla este condicionado.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El área de emplazamiento de la infraestructura BIMEP, según la Resolución de la DGPEM de 17 de noviembre de 2011 que la autorizó, se ubica en la costa vizcaína, en aguas de la localidad de Lemoiz, frente al pueblo pesquero de Armintza (Bizkaia). La distancia mínima a la línea de costa es de aproximadamente 1.700 metros para el extremo sur de la costa de guarda, permitiendo un canal de navegación con una anchura adecuada. La distancia al puerto de Bilbao es de 15 km (puerto principal más cercano con todo tipo de servicios) y 2 km al puerto de Armintza (pequeño puerto de pesca artesanal). El documento recoge las coordenadas de la instalación correspondientes a los extremos del área de explotación.

⁸ Zonas de Especial Protección para las Aves.

La infraestructura BIMEP queda definida por un hexágono irregular situado a una profundidad de entre 45 - 95 metros, con unas dimensiones aproximadas máximas son de 3.876 x 1.781 metros, ocupando una superficie de 528 hectáreas (5.279.887 m²).

La Resolución de 1 de junio de 2009 de la Secretaría de Estado de Cambio Climático de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del entonces Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino tomó la decisión de no someter a Evaluación de Impacto Ambiental el proyecto de infraestructura singular BIMEP al considerar que no iba a producir impactos adversos significativos. En la fecha de emisión de dicha Resolución, el ámbito de la actuación no había sido declarado ZEPA (Orden AAA/1260/2014, de 9 de julio).

La infraestructura consta de un cable terrestre estático, un cable submarino dinámico y un cable umbilical con conectores submarinos, boyas de balizamiento, una boya oceanometeorológica, una subestación de transformación en tierra de 132/13,2 kV y captadores de energía del oleaje en mar abierto con sus correspondientes sistemas de fondeo. BIMEP dispone de cuatro amarres o puntos de conexión de los captadores a la red eléctrica, cada uno de ellos con una potencia unitaria de 5 MW.

El proyecto actual propone permitir la instalación en cualquiera de sus cuatro amarres de hasta dos aerogeneradores simultáneamente sobre cimentaciones flotantes, aunque uno de ellos pudiera estar pilotado al fondo marino o utilizar cimentación por gravedad. Todo ello con un carácter puramente experimental y por un periodo de funcionamiento de un máximo de dos años.

Según el EsIA, unos dos tercios del polígono definido por BIMEP se localizan sobre fondo predominantemente sedimentario o fondo mixto de arena y roca, estando el tercio restante sobre fondo rocoso o predominantemente rocoso. En la zona más somera se identifican dos paleocauces rellenos de sedimento arenoso gravoso.

La plataforma BIMEP se localiza dentro de la ZEPA ES0000490 'Espacio marino de la ría de Mundaka-Cabo de Ogoño', espacio que fue declarado por su importancia como franja marina asociada a varias colonias de cría de paíño europeo y cormorán moñudo establecidas a lo largo de todo el sector costero e islotes. La zona también es importante para una gran diversidad de aves marinas migratorias, entre las que destacan la pardela balear y el alcatraz atlántico. De las 27 especies de aves marinas presentes en la ZEPA marina, 5 se consideran taxones clave de conservación prioritaria. Todas ellas están incluidas en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial (LESRPE). Además, la pardela balear y el cormorán moñudo atlántico están incluidos en el Catálogo Español de Especies Amenazadas (CEEA) bajo la categoría, respectivamente, de en peligro de extinción y vulnerable.

Además de por las especies estrictamente marinas, el golfo de Bizkaia también es utilizado como paso migratorio de aves terrestres.

Colindantes con la ZEPA marina se encuentran los siguientes espacios de la Red Natura 2000: ZEPA ES00000144 Ría de Urdaibai; Zona Especial de Conservación (ZEC) ES2130005 San Juan de Gaztelugatxe, espacio declarado Biotopo protegido por la CAPV (Decreto 229/1998); ZEC ES2130007 Zonas Litorales y marismas de Urdaibai, parte de la cual está declarada también humedal RAMSAR Ría de Mundaka-Gernika, además está rodeada por la ZEC ES2130006 Red Fluvial de Urdaibai y la ZEC ES2130008 Encinares cantábricos de Urdaibai, siendo considerado todo el ámbito de Urdaibai Reserva de la Biosfera; ZEC ES2130004 Dunas de Astondo.

Además, merece especial mención la presencia de cetáceos en el entorno de la plataforma BIMEP ya que, según informa el EsIA, han sido avistados ejemplares de delfín común, delfín listado y delfín mular, consideradas todas ellas habituales en la plataforma vasca, así como calderón de aleta larga, especie relativamente frecuente. Todas esas especies están incluidas en el LESRPE, además el delfín mular está incluido en el CEEA como vulnerable. Las observaciones realizadas desde el cabo Matxitxako revelan la posible existencia de alguna población invernante de delfín común en dicha zona. Por otro lado, la cercanía al cantil hace que Matxitxako sea una zona propicia para el avistamiento de cetáceos de todos los tamaños.

Por otra parte, la infraestructura BIMEP se ubica, según el Catálogo de Paisajes Singulares y Sobresalientes de la Comunidad Autónoma del País Vasco, dentro de la unidad del paisaje (litoral situado entre Cabo Villano y Matxitxako) en la que se distinguen cuatro cuencas visuales, siendo de oeste a este: Armintza; Urbietta; Bakio y San Juan de Gaztelugatxe. Todas ellas reciben una valoración paisajística muy alta. Destaca la cuenca de Gaztelugatxe como una cuenca visual catalogada, que a su vez incluye dos hitos paisajísticos: el faro de Matxitxako y San Juan de Gaztelugatxe.

En cuanto al patrimonio cultural, el EsIA informa de la presencia de un buque hundido en la segunda guerra mundial dedicado al transporte de hierro, a unos 180 metros de la plataforma BIMEP, entre 80-90 metros de profundidad, que todavía no está incluido en el Inventario de Elementos de Interés Arqueológico Subacuáticos de la Comunidad Autónoma del País Vasco por su reciente descubrimiento. Por otro lado, se indica que la valoración del interés arqueológico para el puerto de Armintza, aunque la presunción arqueológica se considera baja.

Finalmente, dado el ámbito de la actuación, cabe recordar que la actividad pesquera está prohibida en el área de ocupación de BIMEP.

En aplicación del principio de precaución, la instalación de los dos aerogeneradores de forma simultánea, que es el objeto del proyecto, se priorizará en los amarres 3 y 4 de la plataforma BIMEP, los más alejados de la costa, teniendo en cuenta que sus ubicaciones se corresponden con una zona considerada como apta en el Estudio Estratégico Ambiental del litoral español realizado para instalación de parques eólicos marinos, según la Resolución de

30 de abril de 2009, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación de la Resolución conjunta de la Secretaría General de Energía y de la Secretaría General del Mar, por la que se aprueba dicho estudio (publicada en el BOE de 8 de mayo de 2009).

Por otra parte, en el informe de la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Bizkaia, de fecha 8 de mayo de 2017, se indica que, una vez sometido el proyecto al procedimiento de información pública, se han recibido alegaciones que no presentan inconvenientes insalvables para la aprobación del dicho proyecto, si bien, debido a que la tramitación pública es conjunta con la ampliación de concesión de uso de dominio público marítimo-terrestre, también se envió copia del expediente a la Demarcación de Costas del País Vasco, y ésta ha remitido alegaciones importantes: la Subdirección General de Dominio Público Marítimo-Terrestre confirma que el proyecto exige una modificación de la concesión inicial; Capitanía Marítima exige determinadas condiciones en cuanto al balizamiento y señalización que convendría indicar en la resolución de autorización; y la Agencia Estatal de Seguridad Aérea exige que BIMEPSA solicite autorización en materia de servidumbres aeronáuticas. En todo caso, conviene recordar que el presente acuerdo se circunscribe al hecho de la autorización administrativa para la instalación de aerogeneradores flotantes en la plataforma BIMEP, autorización independiente de las concesiones y autorizaciones necesarias relativas a la ordenación del territorio, a la ocupación del dominio público marítimo-terrestre y al medio ambiente, y sin perjuicio del resto de autorizaciones necesarias para la ejecución de la obra, hechos que serán tramitados por otras vías administrativas.

4.4 Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del anteproyecto

De acuerdo con el artículo 121 del RD 1955/2000, “*Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título [Título VII ‘Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución’] deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto*”. A continuación se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por la empresa promotora del Anteproyecto.

4.4.1 Capacidad legal

BIMEPSA es una sociedad anónima de nacionalidad española, constituida según escritura de 27 de diciembre de 2011, que se rige por la legislación vigente y por sus Estatutos Sociales, el artículo segundo de los cuales define su objeto social como:

«1) *El desarrollo e instalación de una infraestructura de ensayo y demostración de convertidores de energías renovables marinas, que se ubicará en Armintza, término municipal de Lemoiz (Bizkaia).*

- 2) *La investigación, ensayo, demostración y operación de convertidores de energías renovables marinas a escala real, así como de sus componentes y elementos auxiliares.*
- 3) *La investigación asociada al desarrollo del sector de las energías renovables marinas en cualesquiera de sus facetas (ambiental, tecnológica, naval, etc.).*
- 4) *La explotación comercial de dicha infraestructura y la producción de energía eléctrica a partir de la misma de conformidad con la legislación del sector vigente.»*

También se determina que dichas actividades podrán ser desarrolladas directamente por la propia Sociedad, total o parcialmente, o indirectamente mediante la participación en otras sociedades con objeto social idéntico o análogo.

La Sociedad fue constituida con un capital social de diez millones de euros representado por diez mil acciones nominativas con un valor nominal cada una de mil euros totalmente suscritas y desembolsadas por los socios fundadores, el EVE⁹ en un 80% y el IDAE en un 20%. En marzo de 2015 lleva a cabo una ampliación de capital en trece millones de euros mediante la creación y puesta en circulación de 13.000 nuevas acciones de 1.000 euros de valor nominal cada una, que suscribe totalmente EVE, por lo que, según la auditoría correspondiente al ejercicio 2017, BIMEPSA pasa a estar participada en un 91,30% por el EVE y en un 8,70% por el IDAE. En Junta Universal de Accionistas con carácter de Extraordinaria, celebrada el 14 de noviembre de 2018, se ha acordado por unanimidad ampliar el capital social en 5.000.000 de euros mediante la emisión de 5.000 nuevas acciones de 1.000 euros de valor nominal cada una, y han sido suscritas íntegramente por el IDAE, si bien no se ha verificado que dicho acuerdo haya sido inscrito definitivamente en el Registro Mercantil.

El socio mayoritario de BIMEPSA, el EVE, se constituyó mediante el Decreto 81/1982, de 5 de abril, como Sociedad Anónima, transformándose por la Ley 9/1982, de 24 de noviembre, del Parlamento Vasco, en Ente Público de Derecho Privado adscrito al Departamento de Industria, Innovación, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco. El artículo cuarto de la mencionada Ley 9/1982 define las funciones del EVE, determinando que *«tendrá a su cargo la planificación, la coordinación y el control de la actividades actuales y futuras del Sector Público de la Comunidad Autónoma del País Vasco en el campo de la energía, de acuerdo con las directrices del gobierno en el ámbito de sus competencias»*.

Posteriormente, la Ley 7/1998, de 13 de marzo, modificó dicha Ley 9/1982; concretamente el artículo cuatro antes mencionado queda redactado como sigue: *«El Ente Vasco de la Energía tendrá a su cargo la planificación, la coordinación y el control de las actividades actuales y futuras del sector público*

⁹ El Decreto 270/2011, de 20 de diciembre, del Departamento de Industria, Innovación, Comercio y Turismo del Departamento de Economía y Hacienda del Gobierno Vasco autoriza al EVE la participación en la nueva sociedad anónima para la puesta en marcha y explotación de la infraestructura BIMEP (*Biscay Marine Energy Platform*). Publicado en el Boletín oficial del País Vasco de 29 de diciembre de 2011.

de la Comunidad Autónoma del País Vasco en el campo de la energía, así como participar en la gestión y prestación, en su caso, de servicios en otros campos sinérgicos al energético tales como agua, telecomunicaciones y otros, de acuerdo con las directrices del Gobierno en el ámbito de sus competencias».

El EVE es la sociedad dominante del denominado Grupo EVE, que tiene participación en diversas sociedades de cogeneración, de gas natural y electricidad, de exploración de hidrocarburos, de infraestructuras y servicios, así como de recursos energéticos renovables y geológicos mineros.

Respecto al otro socio fundador de BIMEPSA, el IDAE, se trata de un organismo adscrito al MITECO, que fue creado mediante el Decreto 3314/1974 bajo la denominación de Centro de Estudios de la Energía como un centro directivo de la Administración del Estado sin autonomía financiera, transformado en Organismo Autónomo con autonomía técnica por Real Decreto 3456/1977, cambiada su denominación social por la actual mediante Real Decreto 101/1984, convirtiéndose en Sociedad Estatal para la gestión y desarrollo de la política de ahorro, conservación y diversificación de la energía del entonces Ministerio de Industria y Energía según la Disposición Adicional vigésimo primera de la Ley 46/1985, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 1986. Tras varios cambios respecto a la adscripción a diferentes organismos y diferentes grados de autonomía, mediante el Real Decreto 903/2017, de 13 de octubre, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), en su Disposición final quinta modifica el artículo 1 del Estatuto del IDAE y establece su denominación como Entidad Pública Empresarial (E.P.E.) Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P.

La función del IDAE es contribuir a la consecución de los objetivos que tiene adquiridos España en materia de mejora de la eficiencia energética, energías renovables y otras tecnologías bajas en carbono. En este sentido, lleva a cabo acciones de difusión y formación, asesoramiento técnico, desarrollo de programas específicos y financiación de proyectos de innovación tecnológica y carácter replicable. También realiza una intensa actividad internacional en el marco de distintos programas europeos y de cooperación con terceros países.

Finalmente, el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, amplió las funciones de IDAE para dar apoyo a las tecnologías orientadas a la descarbonización de la generación eléctrica; prestar asistencia al Ministerio en procedimientos administrativos, judiciales o arbitrales en los que sea parte la Administración General del Estado; y desarrollar como medio propio instrumental y servicio técnico, en los términos que prevea su Estatuto, y en todo lo relacionado con sus fines y funciones, los trabajos que se le encomienden por parte de la Administración General del Estado así como por sus organismos y entidades dependientes, que tengan la consideración de poder adjudicador.

En definitiva, BIMEPSA es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la investigación

asociada al desarrollo del sector de las energías renovables marinas en su infraestructura de ensayo y a la explotación comercial de dicha infraestructura y la producción de energía eléctrica a partir de la misma, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

El artículo 121.3.b) del RD 1955/2000 exige la concurrencia de alguna de las siguientes condiciones para considerar acreditada la capacidad técnica de los solicitantes de las autorizaciones:

1ª Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.

2ª Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

3ª Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

En cuanto a la actividad de BIMEPSA, en el año 2017 —según se indica en el Informe de Gestión del ejercicio 2017— continuaron los ensayos en la plataforma BIMEP del prototipo de nombre MARMOK-A 5¹⁰, el dispositivo diseñado y fabricado por OCEANTEC que ha estado en el área de ensayos hasta mayo de 2018 para su revisión e introducción de mejoras, estando prevista su reinstalación en la plataforma con idea de permanecer otro año más en la mar.

Además, la instalación BIMEP participa en el proyecto OPERA, proyecto europeo en el marco de los programas H2020. En este proyecto y trabajando conjuntamente con 11 socios europeos, se espera avanzar en estrategias de reducción de costes de hasta un 50% en el futuro en el ámbito de la energía de las olas. BIMEP también participa en el proyecto MARINET2, proyecto que persigue la colaboración transnacional entre áreas de ensayo de dispositivos de energías renovables marinas en niveles TRL¹¹ del 3 al 7.

¹⁰ Captador de energía de las olas, diseñada por la empresa vasca Oceantec Energías Marinas: Es un prototipo con forma de boya y conectado a la red eléctrica general. Construido y ensamblado en Euskadi, esta boya vertical es un dispositivo en acero que contiene todo el equipamiento mecánico y eléctrico capaz de generar energía mediante el movimiento de las olas. Tiene unas dimensiones de 42 metros de largo y un diámetro de 5 metros, con un peso de 30 toneladas, sumergido casi en su totalidad, salvo la cabeza flotante. Genera energía mediante la tecnología OWC (columna de agua oscilante), que aprovecha el movimiento de las olas para turbinar aire y producir electricidad.

¹¹ Medida para describir la madurez de una tecnología de cara a su implementación en Horizonte 2020. Acrónimo procedente del inglés: *Technology Readiness Level*. Cada nivel caracteriza el progreso en el desarrollo de una tecnología, desde la idea (nivel 1) hasta su despliegue completo en el Mercado (nivel 9). En este caso, Nivel 3 'Función crítica, prueba y establecimiento del concepto' hasta Nivel 7 'Demostración del sistema piloto integrado'.

Entidades como ZUNIBAL, TECNALIA o el consorcio formado por IK4-AZTERLAN, Mikra Recubrimientos y Gaiker-IK4 están realizando ensayos de componentes auxiliares y/o materiales en mar abierto. Por último, durante seis meses se ha realizado un ensayo de un componente de conexión desarrollado por DITREL.

BIMEPSA continúa trabajando en el posicionamiento internacional de la infraestructura mediante la participación en propuestas de proyectos internacionales, encuentros bilaterales y asistiendo a ferias y eventos internacionales en el ámbito de las energías renovables marinas.

BIMEPSA, como elemento tractor del sector de las energías renovables marinas en Euskadi, continúa liderando con el EVE el Grupo de Trabajo de Energía de las Olas dentro del Clúster de la Energía¹², presentando a las empresas las futuras necesidades de la infraestructura y con ello las oportunidades de desarrollo y de negocio que se les ofrecen. Recientemente BIMEPSA ha realizado las siguientes actividades:

- Asistencia a SEANERGY 2017, OEE2017 y WindEnergy2017 como parte de la estrategia de posicionamiento de BIMEPSA en Europa.
- Reuniones del Grupo de Trabajo de Energía de las Olas.

Además, BIMEPSA sigue trabajando en colaboración con la Fundación Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria (FIHAC) en virtud de un Convenio de Colaboración firmado en 2014, con el objeto de multiplicar las capacidades de la infraestructura BIMEP como centro de ensayos e investigación en energías marinas.

En virtud del mismo Convenio progresan los trabajos del proyecto TRL+ de aceleración del desarrollo de tecnologías energéticas renovables marinas en aguas profundas, proyecto que permitirá ofrecer productos conjuntamente para facilitar el desarrollo de este tipo de tecnologías, mejorando las capacidades de la Sociedad y su posicionamiento en el mercado.

Por otra parte, como ya se ha indicado, BIMEPSA es una Sociedad participada en un 91,30% por el EVE y en un 8,70% por el IDAE —según la auditoría correspondiente al ejercicio 2017—por lo que se analiza en función de estos socios fundadores la capacidad técnica de aquella, pues se entiende que participa de su experiencia en la explotación de instalaciones análogas a las que son objeto de la presente autorización de transmisión.

¹² Asociación sin ánimo de lucro constituida a finales de 1996 en el marco de la política del Gobierno Vasco de impulso a la competitividad del tejido industrial. En la actualidad forman parte de él más de cien empresas y entidades activas en el ámbito de la energía. El Clúster de la Energía integra a las principales empresas de la cadena de valor del sector energético presentes en el País Vasco (operadores energéticos, fabricantes de equipos y componentes, ingenierías y empresas de servicios), agentes de la Red Vasca de Ciencia, Tecnología e Innovación y organismos de la administración pública con responsabilidades en el campo de la energía.

El Grupo EVE, entendiendo por este a EVE y Sociedades dependientes, cuenta con una dilatada experiencia en el sector energético. En particular, en el ámbito de las energías renovables, el EVE desde hace años lleva a cabo un programa de ayudas a proyectos. Según establece la Estrategia Energética de Euskadi 2020 (3E2020), que establece las directrices en materia de política energética para el periodo 2011-2020, el objetivo en materia de energías renovables es alcanzar un aporte del 14% de la demanda energética total en el año 2020. Para lograrlo se trabaja en favorecer la implantación de la energía eólica, solar, biomasa, geotérmica y marina.

En lo que respecta a la energía en el entorno marino y debido a las características de la costa vasca, las fuentes disponibles en Euskadi son la energía de las olas o undimotriz y la energía eólica offshore sobre apoyos flotantes (es decir, no anclados al fondo marino, debido a la escasa extensión de la plataforma continental). Las previsiones para 2020 son de una potencia instalada de 60 MW para energía de las olas y de 50 MW para eólica offshore flotante. Desde 2011 Euskadi cuenta con una instalación de aprovechamiento de la energía de las olas en Mutriku¹³ de 296 kW cuya producción alcanzó aproximadamente 232.000 kWh en 2017.

El EVE ha centrado su actividad también en otros campos de las energías renovables, impulsando, por ejemplo, el aprovechamiento térmico de la biomasa forestal, colaborando con los distintos agentes del sector mediante programas de ayudas que en 2017 han subvencionado once proyectos de una potencia instalada unitaria mayor de 70 kW, habiendo otorgado ayudas que superaron los 210.000 euros principalmente para calderas de biomasa de alta eficiencia. También cuenta con programas de ayudas en el ámbito de la geotermia donde se destinaron en el año 2017 más de 200.000 euros para la ejecución de doce instalaciones con aprovechamiento térmico derivado del uso de la geotermia de más de 70 kW de potencia instalada. También en el mismo año se subvencionaron 43 instalaciones renovables de producción eléctrica entre las que ha habido proyectos de plantas conectadas a la red eléctrica y otras aisladas utilizando tecnologías como la solar fotovoltaica y la minieólica, fundamentalmente.

El Consejo de Gobierno de julio de 2016 aprobó la Estrategia Energética de Euskadi 2030 (3E2030), que revisa los objetivos que se habían fijado en el horizonte temporal del año 2020 y redefine los mismos de cara al 2030, con la finalidad de adaptarse a la nueva situación generada por la evolución del marco normativo, de la tecnología, de los mercados y del consumo energético de los últimos años. Estos objetivos, en el ámbito de las energías renovables se

¹³ La planta de la columna de agua oscilante (OWC) de Mutriku es la primera instalación de energía de onda de turbinas múltiples en el mundo. Está integrada con el rompeolas de Mutriku y cuenta con 16 cámaras de aire y 16 juegos de “turbinas Wells + generador eléctrico” de 18,5 kW cada una. La planta se conectó a la red en julio de 2011. Una de las cámaras de aire es capaz de albergar nuevos conceptos de turbinas de aire, generadores eléctricos o sistemas de control que deben probarse sin conexión a la red.

concretan en «Potenciar el uso de las energías renovables un 126% para alcanzar en el año 2030 los 966.000 tep de aprovechamiento, lo que significaría alcanzar una cuota de renovables en consumo final del 21%», «promover un compromiso ejemplar de la administración pública vasca que permita reducir el consumo energético en sus instalaciones en un 25% en 10 años, que se implanten instalaciones de aprovechamiento de energías renovables en el 25% de sus edificios y que además incorporen vehículos alternativos en el parque móvil y en flotas de servicio público» y «aumentar la participación de la cogeneración y las renovables para generación eléctrica de forma que pasen del 20% en el año 2015 al 40% en el 2030». Se han establecido los siguientes objetivos a cumplir:

INDICADORES	2025	2030
Potencia eléctrica renovable (MW)	878	1.440
Generación eléctrica renovable (GWh)	2.309	3.454
Participación en el suministro eléctrico (%)	13%	19%

Entre las iniciativas para conseguir dichos objetivos se cita el «Impulso a las actividades de la plataforma de investigación BIMEP» y el establecimiento de «las bases para el desarrollo comercial de la energía de las olas».

Además, el EVE tiene un papel importante en proyectos internacionales, como por ejemplo en el proyecto OCEANERA-NET cuyo objeto es la creación de un marco para la coordinación de los Programas de Ayudas entre las regiones europeas del Arco Atlántico, en actividades de Investigación y Desarrollo de tecnología oceánica, es decir, olas, corrientes, gradiente salino y térmico, excluyendo la energía eólica marina.

Respecto al otro socio de BIMEPSA, el IDAE, se trata de un organismo adscrito al MITECO, cuyo marco estratégico de actividad es contribuir a la consecución de los objetivos de España en materia de mejora de eficiencia energética, energías renovables y otras tecnologías bajas en carbono. El IDAE facilita o contribuye, con diverso grado de implicación, a la financiación de gran cantidad de proyectos relacionados con las energías renovables, e incluso participa directamente en ellos, como es el caso del que es objeto de este informe, mediante diversas fórmulas: participaciones en sociedades mercantiles, Unión Temporal de Empresas (UTE), Agrupación de Interés Económico (AIE), cuentas en participación, convenios de desarrollo tecnológicos, etc.

Por tanto, la capacidad técnica de BIMEPSA queda suficientemente acreditada, teniendo en cuenta su propia experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables, así como las de sus socios, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del Real Decreto 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

La solicitud realizada por BIMEPSA no se refiere al proyecto de una nueva instalación, sino que se limita solicitar que en la autorización de la instalación ya

existente —Resolución de la DGPEM de 17 de noviembre de 2011— se incluyan las modificaciones terminológicas necesarias para que se puedan instalar aerogeneradores flotantes en la infraestructura BIMEP, por lo que el proyecto adjuntado es un estudio de las principales tecnologías flotantes existentes y sus características, así como de los principales desarrollos de aerogeneradores de gran potencia que se pretenden probar en dichos soportes flotantes. Por tanto, en dicho estudio no se incluye un presupuesto concreto para la modificación solicitada, salvo algunas referencias a proyectos eólicos en desarrollo que sí incluyen su coste presupuestado.

El proyecto ejecutado en su día¹⁴ tras ser autorizado mediante la mencionada Resolución de 2011, según datos aportados en el “*Proyecto Básico para la Infraestructura Biscay Marine Energy Platform (BIMEP)*”, redactado en diciembre de 2008, tuvo un presupuesto estimado para su ejecución, considerando tanto los elementos definidos en el mismo “*Instalaciones offshore*” o de mar como las “*Instalaciones onshore*” o de tierra, de un total de 8.830.000 euros, sin incluir el IVA.

BIMEPSA, como sociedad anónima española, fue constituida el 27 de diciembre de 2011 con un capital social de 10.000.000 euros, dividido en 10.000 acciones de 1.000 euros de valor nominal cada una de ellas, y fueron totalmente suscritas y desembolsadas por sus socios fundadores, el EVE que suscribió 8.000 acciones por un valor de 8.000.000 de euros y el IDAE que suscribió 2.000 acciones por 2.000.000 de euros.

Mediante escritura de 10 de marzo de 2015, se elevan a público los acuerdos adoptados por la Junta General y Universal de Accionistas celebrada el día 4 de diciembre de 2014 y por el Consejo de Administración del día 5 de marzo de 2015, entre los que se encuentra una ampliación del capital social, con cargo a nuevas aportaciones dinerarias, en la cantidad de 13.000.000 de euros mediante la creación y puesta en circulación de 13.000 nuevas acciones de un valor nominal de 1.000 euros cada una de ellas, de la misma clase, serie y derechos de las ya existentes. El socio EVE suscribió el total de este aumento de capital al renunciar el oro socio al derecho de suscripción preferente. Por tanto, el capital social e BIMEPSA pasa a ser de 23.000.000 de euros divididos en 23.000 acciones de 1.000 euros de valor nominal cada una de ellas, 21.000 de las cuales suscritas y desembolsadas por el EVE (el 91%) y 2.000 por el IDAE (el 9%). En concreto, la auditoría realizada a BIMEPSA para el ejercicio 2017 determina que la composición del accionariado se corresponde con un 91,30% para el EVE y un 8,70% para el IDAE.

Las Cuentas Anuales de BIMEPSA correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017 —y al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2016— según auditoría de fecha 21 de marzo de 2018, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

¹⁴ Resolución de la DGPEM de 16 de julio de 2012 por la que se aprueba el proyecto de ejecución de la instalación BIMEP, incluida la línea de evacuación y la subestación eléctrica.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que existe una situación de equilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, si bien éste sufre sucesivas disminuciones como consecuencia de haber incurrido en pérdidas. La persistencia de esta situación podría provocar que la Sociedad entrara en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital, que establece como una de las causas legales de disolución de una sociedad que el patrimonio neto sea inferior a la mitad del capital social. Para evitar que esta situación se produzca, mediante Acta de fecha 14 de noviembre de 2018 se hace constar que se ha celebrado Junta Universal de Accionistas con carácter de Extraordinaria en la que han estado presentes ambos accionistas de BIMEPSA, el EVE (91,304% del capital social) y el IDAE (8,696% del capital social), y se ha acordado por unanimidad ampliar el capital social en 5.000.000 de euros mediante la creación y puesta en circulación de 5.000 nuevas acciones por valor nominal de 1.000 euros cada una de ellas de la misma clase, serie y derechos que las ya existentes. Se reconoce el derecho a todos los accionistas a suscribir el número de las nuevas acciones proporcional al valor nominal de las que poseían, pero el EVE renunció expresamente al derecho de suscripción preferente, por lo que al final estas acciones han sido suscritas íntegramente por el IDAE¹⁵.

En cuanto a la capacidad económico-financiera del socio mayoritario de BIMEPSA, el EVE, es un Ente Público de Derecho Privado adscrito al Departamento de Desarrollo Económico e Infraestructuras del Gobierno Vasco y es la sociedad dominante del Grupo EVE, que formula cuentas anuales consolidadas según normativa vigente.

El Consejo de Dirección del EVE ha formulado, con fecha 16 de abril de 2018, las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2017 del Grupo EVE, cuyas principales magnitudes correspondientes a los ejercicios 2017 y 2016 son las siguientes:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

En cuanto a las Cuentas Anuales del EVE correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017 —y al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2016—, según auditoría de fecha 16 de abril de 2018, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

Vistas estas Cuentas Anuales se observa un patrimonio neto equilibrado, gracias a unos buenos resultados en cada ejercicio. El Fondo Social refleja el neto de las aportaciones recibidas por el EVE desde su constitución con cargo a los presupuestos generales de la Comunidad Autónoma del País Vasco y las

¹⁵ Esta documentación ha sido aportada en el proceso de elaboración del presente informe y no ha podido verificarse si este acuerdo de la Junta de Accionistas ha sido inscrito definitivamente en el Registro Mercantil.

devoluciones efectuadas por el EVE previa solicitud del Gobierno Vasco. Las subvenciones recibidas por el EVE forman parte del Patrimonio Neto y corresponden, principalmente, a las ayudas recibidas para un proyecto de desarrollo de energía marina y para la instalación de placas solares de energía fotovoltaica y térmica en centros educativos y edificios públicos, además de mantener un importe concedido por el Ministerio de Economía y Competitividad para la financiación de equipamiento e instalaciones del Centro de Investigación Cooperativa de Energías Alternativas. Asimismo, el EVE forma parte de un consorcio formado junto con otras 41 entidades para el desarrollo de un proyecto europeo denominado "*Core LNGas hive-Core Network Corridors and Liquefied Natural Gas*" en el que las actividades a desarrollar por cada una de las entidades cuentan con una subvención europea formalizada mediante contrato de fecha 1 de diciembre de 2015 entre el líder del proyecto (Enagás Transporte, S.A.U.) y la agencia europea denominada *Innovation and Networks Executive Agency* (INEA) —los trabajos a desarrollar por el EVE consisten principalmente en la adaptación de un pantalán, ascendiendo la cuantía de la subvención total a 336 miles de euros—.

Visto todo lo anterior, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de BIMEPSA, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio mayoritario.

5.- CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a BIMEPSA modificación de la autorización administrativa previa de la infraestructura BIMEP para la instalación de aerogeneradores flotantes, ubicada frente a la costa del término municipal de Lemoiz, en la provincia de Bizkaia, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera requeridas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto

PROYECTO PARA LA MODIFICACIÓN DE LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE LA INFRAESTRUCTURA BIMEP PARA LA INSTALACIÓN DE AEROGENERADORES FLOTANTES¹⁶

1 Descripción general de la instalación

El proyecto Infraestructura BIMEP existente consiste en una infraestructura de ensayo y demostración de convertidores de energía de las olas frente al municipio de Armintza, perteneciente al término municipal de Lemoiz, a unos 30 kilómetros al norte de Bilbao, en el litoral del País Vasco. La profundidad en la zona varía entre los 50 y los 90 metros. El cable submarino es el elemento principal del BIMEP al hacer posible la conexión de los captadores de energía con la red eléctrica en tierra, y constituirá el servicio fundamental que se ofrezca a los fabricantes que quieran traer sus equipos. La potencia total de la instalación que deberá ser evacuada es de 20 MW, por medio de 4 cables de 5 MW de potencia y 13 kV de tensión cada uno y distribuidos a lo largo del área. A cada uno de estos cables podrá conectarse uno o más captadores de tecnologías iguales o diferentes.

El objeto del presente proyecto consiste en permitir la demostración y ensayo de aerogeneradores en mar abierto en las instalaciones de la infraestructura BIMEP en Arminza (Bizkaia). Para ello se propone permitir la instalación en cualquiera de los cuatro amarres de BIMEP, de hasta dos aerogeneradores en mar abierto simultáneamente sobre cimentaciones flotantes, si bien uno de ellos pudiera estar pilotado al fondo marino o utilizar cimentación por gravedad.

En concordancia con los fines para los que la infraestructura BIMEP fue creada, dicha instalación tiene un carácter puramente experimental para el ensayo y demostración de hasta dos aerogeneradores marinos en mar abierto simultáneamente. En ningún caso el proyecto tendrá un fin de simple producción y comercialización de la energía eléctrica que se pudiera generar. A pesar de que según la legislación de EIA actualmente vigente, el proyecto propuesto puede clasificarse bajo el término "Parque eólico" al superar en según qué periodos los 6 MW de potencia por los cuales un proyecto de estas características en una zona protegida deber ser sometido a EIA Ordinaria¹⁷, el

¹⁶ No existe un Proyecto con este objeto como tal. Aquí se recogen las características definidas en el proyecto "Estudio de Tecnología Flotantes", fechado en junio de 2014 y en los Estudios de Impacto Ambiental de 12 de diciembre de 2016 y de 12 de febrero de 2018.

¹⁷ En virtud de lo establecido en el Anexo I, Grupo 9, apartado a), punto 7º de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, deberán someterse al procedimiento de EIA Ordinaria: «Los siguientes proyectos cuando se desarrollen en Espacios Naturales Protegidos, Red Natura 2000 y Áreas protegidas por instrumentos internacionales, según la regulación de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad: [...]

7.º Parques eólicos que tengan más de 10 aerogeneradores o 6 MW de potencia.»

proyecto no tiene vocación de parque comercial, sino un fin puramente experimental y de demostración de aerogeneradores en mar abierto.

En el Estudio de Impacto Ambiental (EslA) de 12 de febrero de 2018 se ha trabajado sobre el “*peor de los escenarios posibles*”, es decir, aquel tipo de aerogenerador que por sus características técnicas se espera diese lugar a los mayores impactos ambientales.

Se ha tomado como aerogenerador de referencia el desarrollado por, un diámetro de rotor de 128 metros y una altura máxima de la punta de la pala en su posición más alta de 153 metros aproximadamente. En su versión flotante, dicho aerogenerador iría sustentado sobre la plataforma Nautilus desarrollada por Tecnalía, con una altura de 10 metros y ancho de 42,3 metros. De esta forma, el punto más bajo de la pala con respecto a la lámina de agua quedaría aproximadamente a 22-27 metros sobre la superficie del mar.

Entre la diversidad de tecnologías y soluciones de aerogeneradores y cimentaciones existe actualmente una solución técnica que previsiblemente será la primera que podría instalarse en BIMEP. Se trata de un primer prototipo de aerogenerador flotante que ha sido desarrollado por la empresa vasca SAITEC Engineering y que se denomina Demo SATH. Dentro del marco general de diversidad de soluciones tecnológicas recopiladas en el “*Estudio de Tecnología Flotantes*” y que han servido de base para la definición del proyecto a evaluar ambientalmente en el presente EslA, existen soluciones reales que actualmente ya han solicitado su interés por instalarse en BIMEP y que se ajustan al escenario propuesto en el proyecto y sus alternativas y evaluado ambientalmente en el EslA

Este primer prototipo, DemoSATH es un Proyecto de I+D+i cuyo diseño técnico ha sido realizado específicamente para limitar la magnitud del impacto sobre los factores ambientales más sensibles, para facilitar el seguimiento de la eficacia de las medidas y la comprobación de la magnitud real del impacto mediante las siguientes medidas:

- 1) Tiempo limitado de operación (máximo 24 meses): DemoSATH solo requiere 24 meses de operación. Posteriormente la plataforma podría retirarse o cederse para otros usos, tales como infraestructura de prácticas para formación profesional en instalaciones offshore, infraestructura para avistamiento y estudio e investigación de la avifauna marina, plataforma para acciones comerciales de BIMEP u otros operadores vascos, plataforma de investigación oceanográfica, etc.
- 2) Operación del aerogenerador muy adaptable a limitaciones ambientales: el funcionamiento de DemoSATH puede ser controlado de forma flexible deteniéndose cuando sea preciso (determinadas épocas, horas del día o la noche, cuando se detecte cierto flujo de paso de aves, etc.) con el fin de evitar impactos especialmente a las aves marinas, pero también cuando las condiciones de mar o viento recomienden su parada por motivos de seguridad y así reducir al máximo el riesgo asociados a posibles accidentes.

- 3) Tamaño reducido: la potencia del aerogenerador es inferior a 1,65 MW, las palas tienen 70 metros de radio y altura sobre el agua en su punto más bajo de rotación es superior 25 metros con el fin de disminuir el riesgo de colisión con las aves.
- 4) Proceso de amarre y desmontaje muy rápido: DemoSATH es una solución *plug & play*. Se fabrica en astillero y se arrastra con el aerogenerador montado en ella hasta la plataforma BIMEP, conllevando sólo 24 horas el amarre al fondeo previamente instalado y la conexión al cable submarino umbilical.
- 5) Dada la condición de ZEPA de la zona en la que está BIMEP, en la plataforma experimental SATH se dará cumplimiento a los requerimientos ambientales establecidos en el apartado de medidas correctoras, preventivas y minimizadoras del EsIA mediante la instalación de un sistema de monitorización DTBird¹⁸ y se llevará a cabo la implementación del Programa de Vigilancia Ambiental del EsIA que permita conocer durante el periodo de instalación y operación los posibles impactos ambientales sobre la avifauna.

2 Plataformas

En general la clasificación de las tecnologías flotantes se hace en base a criterios basados en los desarrollos de las plataformas flotantes de extracción del sector de petróleo y gas. Cualquier estructura flotante se puede encuadrar dentro de una de las siguientes tres tipologías, según cuál sea el mecanismo principal por el que logra la estabilidad necesaria para soportar los esfuerzos escorantes producidos por los agentes meteorológicos (viento, olas, corrientes), y, en el caso de los aerogeneradores, también por las cargas aerodinámicas de la turbina. Se distingue así entre:

- a) Plataformas semisumergibles: se caracterizan por tener una serie de tanques sumergidos, también denominados pontonas, y un número variable de columnas verticales semisumergidas en torno a las cuales puede producirse una variación importante del calado, actuando sobre el sistema de lastrado, en función de las necesidades que se planteen. Generalmente se utilizan dos niveles de calado: uno para desplazamiento y otro para operación. Cuando la estructura se desplaza, ya sea por medios propios o remolcada, se elimina el lastre de modo que el casco emerge por flotación y se consigue la mínima resistencia al desplazamiento. Por el contrario, una vez en el emplazamiento final, los tanques son lastrados de modo que la estructura se sumerge quedando mucho menos expuesta a las olas y ganando así en estabilidad.

¹⁸ Consta de tres módulos: (i) Módulo de Detección y Registro de Colisiones que permitirá la detección continuada de la avifauna, así como las potenciales colisiones que pudieran producirse; (ii) Módulo de Prevención de Colisiones mediante la emisión de sonidos de advertencia para aves que se encuentran en potencial riesgo de colisión y sonidos desalentadores para evitar la permanencia de las aves en el entorno de las palas en movimiento y (iii) Módulo de Control de Parada que realiza automáticamente la parada y reactivación del aerogenerador en función del riesgo de colisión de aves medido en tiempo real.

- b) Plataformas tipo *Tension-leg Platform* (TLP): es una estructura flotante que logra su estabilidad mediante su sistema de fondeo, el cual se mantiene tensionado gracias a un sobreempuje provocado por la propia distribución de pesos de la plataforma. El sistema de fondeo se compone principalmente de tendones, conector de unión con la plataforma y sistema de anclaje al lecho marino. Las plataformas tipo TLP pueden ser clasificadas en cuatro tipologías:
- b.1) TLP clásica: Esta configuración se caracteriza por tener cuatro columnas unidas en su parte superior, sobre la cual se dispone la superestructura con todos los equipos necesarios
 - b.2) TLP de pontonas extendidas (ETLP): Esta configuración se caracteriza por tener, igual que en la configuración clásica, cuatro columnas unidas en su parte superior, con la diferencia de que las columnas se sitúan más juntas, pero de tal manera que la plataforma sigue siendo estable y, gracias a ello, autoinstalable. La principal diferencia en esta configuración radica en la parte más baja de las columnas, desde las cuales salen una serie de pontonas de tal forma que se aumenta la distancia entre los puntos de fondeo incrementándose de esta forma su estabilidad.
 - b.3) TLP Moses: Las plataformas de tipo TLP Moses se parecen mucho físicamente a las ETLP, están compuestas por cuatro columnas unidas por la parte superior y de la parte inferior de las mismas salen una serie de pontonas desde las cuales se realiza el fondeo. Lo que diferencia a este tipo de plataformas es que las columnas están más juntas, hasta tal punto que, aunque mientras flotan sí son estables, cuando alcanzan cierto calado dejan de serlo, por lo que no son autoinstalables y necesitan medios externos para realizar su instalación.
 - b.4) TLP SeaStar: Estas plataformas se caracterizan principalmente por tener una única columna central de cuya base salen una serie de pontonas, normalmente tres, desde las cuales se realiza el fondeo de la plataforma. Las TLPs de tipo SeaStar tienden a ser más pequeñas y a tener poco desplazamiento, por lo que, dentro de las plataformas de tipo TLP, parece la solución más adecuada para aplicación en el sector del Offshore Wind.
- c) Plataformas tipo Spar: en su forma original y más sencilla, una estructura Spar está formada por un casco cilíndrico sumergido en casi toda su longitud (normalmente alrededor de un 90%), con un tanque hueco que proporciona empuje vertical hacia arriba y un tanque de lastre bajo que contrarresta este empuje. La estabilidad se logra a partir de su gran calado y un reparto adecuado de los pesos y volúmenes de la estructura, de manera que el centro de gravedad del conjunto permanezca siempre por debajo del centro de carena o centro de empujes hidrostáticos, generándose de esta manera un par adrizante¹⁹. A este mecanismo se le conoce por estabilidad de pesos. En este sector se distinguen:

¹⁹ Par o momento que hace que el barco recupere su posición de equilibrio cuando se escora.

- c.1) Spar clásico: Esta tipología de Spar es la que más se ha empleado en los desarrollos iniciales de eólica marina, puesto que constituye la tipología más simple en lo que a su diseño y construcción se refiere. Estas estructuras están divididas en tres zonas principales: una zona superior que actúa como transición entre la torre del aerogenerador y la plataforma en sí, una zona intermedia encargada de dar flotabilidad al conjunto y una zona inferior donde se concentra una gran masa de lastre, generalmente sólido y que permite bajar el centro de gravedad global de la plataforma.
- c.2) Truss Spar: Evolución a partir del Spar clásico con el objetivo de adaptarse a condiciones ambientales más duras, mejorar el comportamiento dinámico mediante el empleo de “*heave plates*” y optimizar su coste al emplear una menor cantidad de acero en su construcción. La diferencia fundamental respecto al Spar clásico es que el casco intermedio es sustituido por un tramo de estructura tubular que opone una menor resistencia a las corrientes y soporta, por tanto, menos cargas mecánicas que el casco clásico. Por otro lado, a lo largo de la estructura tubular intermedia se disponen varias plataformas horizontales a distintas alturas, denominadas “*heave plates*”, con el propósito de reducir el movimiento de alzada de la estructura ya que añaden un efecto de amortiguamiento a la frecuencia natural evitando que pueda entrar en resonancia con los movimientos de las olas.
- c.3) Cell Spar: el casco está compuesto por una serie de cilindros de menor diámetro que en los otros casos, unidos en paralelo para dar lugar a una sección total del casco cuasi-circular. Los cilindros se fabrican según un procedimiento de curvado estándar y con soldadura automática, lo cual hace posible su producción en multitud de instalaciones en todo el mundo, reduciéndose apreciablemente su coste de fabricación. Esta circunstancia hace que la estructura cell Spar sea especialmente adecuada para campos de producción medianos y pequeños en los que una estructura de otro tipo sería difícilmente rentable. En Offshore Wind, sin embargo, no existe ningún desarrollo hasta la fecha que emplee este tipo de Spar.

3 Aerogenerador

La infraestructura BIMEP cuenta con cuatro amarres o puntos de conexión de los captadores, cada uno de ellos con una potencia unitaria de 5 MW. Esto limita en principio la potencia de los aerogeneradores offshore que se vayan a instalar, ya que deberán tener una potencia igual o inferior a los 5 MW. Según el documento “*Estudio de Tecnologías Flotantes*” estos aerogeneradores tendrán un diámetro del rotor comprendido entre los 100 y 130 metros de longitud. La revisión tecnológica de dicho documento realizada en 2014 ha establecido las características de los aerogeneradores que podrían instalarse en la plataforma BIMEP de acuerdo con la limitación de potencia anteriormente señalada, entre otros Vestas V112, Sinovel 5, Siemens Windpower SWT-3,6-107, Areva M5000-

116, Envision E-128, Condor 5, Win WinD, GE 4.1-113, CSIC Haizhuang, Gamesa G11X-5MW.

4 Líneas de fondeo

Todas las tipologías de plataformas descritas requieren de un sistema de mantenimiento de la posición mediante líneas de fondeo:

- En las Semisumergibles el fondeo se suele hacer mediante líneas en catenaria, de tal forma que lo que hace que la plataforma mantenga su posición es el peso y rozamiento con el lecho marino de la cadena que se utiliza y el agarre que proporciona el anclaje.
- En las plataformas de tipo Spar, lo usual es que el fondeo se realice mediante líneas de fondeo en catenaria al igual que en las plataformas de tipo Semisumergibles, aunque hay algunos proyectos en desarrollo que plantean un fondeo mediante líneas tensionadas (*“tauted lines”*).
- Las TLPs emplean para su fondeo líneas pretensadas, ya sean cables de acero o líneas sintéticas. El número de líneas de fondeo suele ser igual al número de pontonas que se disponen en la plataforma, o, en algunos casos, dos tendones por pontona, con el objeto de otorgar una redundancia al sistema de fondeo.

Cada tipo de fondeo tiene determinada ocupación del fondo marino:

- Fondeo con forma de catenaria: la longitud de cada una de las líneas de fondeo suele ser de entre 5 y 8 veces la profundidad a la cual se encuentra fondeada la plataforma, por lo que se puede afirmar que la ocupación marina de un fondeo por catenaria es alta, con la consecuente erosión del fondo en toda la zona en la cual la línea de fondeo se pueda mover.
- Fondeo tensionado: la ocupación del fondo marino es puntual, solo los puntos en los cuales el tendón se une a la cimentación.

Otra característica que se debe tener en cuenta es la *“huella”* del sistema de fondeo, que en el caso del fondeo con catenaria sería toda la zona erosionada por las líneas de fondeo, mientras que en el caso del fondeo tensionado solo las cimentaciones causan una huella permanente, pero puntual.

5 Anclajes

Cada una de estas líneas de fondeo partirá de cada uno de los tres flotadores de la estructura y quedará fijada en su extremo final sobre el lecho marino mediante un sistema de anclaje. Existen diferentes tipos de anclajes, que se diferencian entre sí, tanto por su configuración física y de funcionamiento como por su método de instalación.

- Anclas de peso muerto: el principio de funcionamiento de este tipo de anclaje es su propio peso. Pueden ser fabricados de piedra, hormigón o acero y existe una gran variedad de configuraciones. Es la opción recomendada para

terrenos arcillosos y arenosos, pero son muy sensibles a las inclinaciones del lecho marino y las corrientes del emplazamiento.

- **Anclas de succión:** este tipo de anclajes se presentan como una alternativa a los pilotes hincados o perforados, cuya instalación presenta mayores dificultades técnicas y mayores costes. Las anclas de succión presentan gran resistencia a las cargas verticales y laterales debido al gran diámetro de este tipo de soluciones asociados principalmente a los equipos de instalación.
- **Pilotes:** los pilotes son la solución más extendida dentro de la industria offshore, pueden ser instalados en suelos de configuraciones muy diferentes. Las líneas de fondeo se pueden unir con el pilote o bien en la parte superior del mismo, o en un punto situado unos metros por debajo del fondo marino. Se pueden distinguir dos tipos: (i) Pilotes anclados cuya instalación se realiza mediante martillos hidráulicos y (ii) Pilotes perforados en los que se requiere una preparación previa mediante perforación del suelo. Este tipo se emplea en fondos rocosos.
- **Anclas de arrastre:** este tipo de anclas quedan enterradas a una profundidad determinada en el fondo marino (entre 2 y 3 metros) y en una localización precisa y calculada previamente. El diseño del ancla final se realiza ad-hoc para cada caso concreto siendo el tipo de sedimento y su potencia (en caso de sedimentos no consolidados) aspectos claves para su dimensionamiento final. De forma orientativa estas anclas rondan las 8 toneladas de peso con una longitud entre sus puntos más extremos en torno a los 5 metros y con un ancho de otros tantos de una punta a otra de las uñas.
- **Anclas de tiro vertical o VLA (“Vertical load anchor”):** a diferencia de las anclas de arrastre tradicionales, este tipo de anclas soporta tanto cargas horizontales como verticales, por lo que se plantean como una solución viable para los sistemas de fondeo tensionados. Las VLAs disponen de un ajustador de ángulo, que es el responsable de cambiar la dirección del ancla desde el modo instalación al modo operación o de carga vertical. Este cambio de dirección permite que la capacidad de agarre del ancla sea de 2,5 a 3 veces más, que en la posición en la que es instalada.
- **SEPLA (“Suction embedded plate anchor”):** este tipo de ancla, combina dos conceptos de anclaje, pilotes instalados por succión y anclas de cargas verticales. Para su instalación, las SEPLA utilizan un pilote de succión como guía y, una vez que el ancla de placa llega a la profundidad de diseño, el pilote es retirado.
- **SEA (“Suction Embedded Anchor”):** de un modo similar al proceso de instalación de las SEPLAs, la SEA se introduce en el fondo marino guiada por un pilote de succión que posteriormente es retirado. Al retirarse el pilote, los dos cazos de los que consta el ancla se abren, oponiéndose al tiro vertical de la línea de fondeo.
- **Anclas tipo torpedo o DPA (“Dynamically penetrated anchor”):** este concepto se basa en anclas con forma de torpedo, típicamente con cuatro uñas o mapas situadas en la parte final del ancla. Esta ancla se instala por caída libre y se emplea preferentemente en suelos blandos. Se instala con facilidad y en

ventanas climáticas operativas más amplias que otros anclajes, como los pilotes.

6 Instalación

El proceso de instalación de una plataforma semisumergible es una maniobra relativamente sencilla con unos límites operacionales muy altos, siendo esta plataforma la más simple de instalar. El remolque desde el puerto hasta su ubicación se suele hacer remolcando la plataforma con el aerogenerador previamente instalado. Una vez en la ubicación final se lastran la plataforma hasta que alcanza el calado de operación y para finalizar se conecta al fondeo, instalado y preparado con antelación.

La complejidad en la instalación de una TLP radica en la maniobra poco habitual que se debe realizar para unir la plataforma a su fondeo, esta maniobra consiste en lastrar la plataforma hasta que se realiza la unión, para lo cual se requiere una gran precisión en el posicionamiento de la misma. Una vez conectado el sistema de fondeo, se debe deslastrar la plataforma de forma homogénea, de tal forma que las cargas sobre los tendones siempre estén compensadas. La instalación termina una vez alcanzada la tensión deseada. Este tipo de plataformas suelen transportarse hasta su ubicación final remolcadas o sobre una barcaza siendo posible hacer el remolque con el aerogenerador previamente montado.

Las plataformas spar son las que conllevan una instalación más compleja y limitada a determinados escenarios, ya que se suelen transportar hasta su ubicación final remolcadas horizontalmente y sin el aerogenerador ensamblado. Una vez allí se llenan los tanques de lastre para conseguir la posición vertical y finalmente se instala el aerogenerador en unas condiciones ambientales casi de calma total, para lo cual además se necesitarán una serie de buques especializados en instalación de aerogeneradores, cuyo flete es muy costoso.

7 Operación y mantenimiento

En relación con las plataformas, las tareas de mantenimiento más complejas son las que se realizan en la plataforma Spar, debido principalmente a su gran calado, lo cual obliga a que cualquier reparación deba hacerse en alta mar, dada la imposibilidad de remolcar la plataforma a puerto con el aerogenerador montado, por lo que las inspecciones deberán hacerse con buzos especializados o ROVs (*Remotely Operated Vehicles*). La TLP requiere de un mantenimiento especial en los porches (punto de unión de los tendones a la plataforma), el resto de la plataforma no requiere gran mantenimiento. En la semisumergible, salvo algunos casos en los que tienen algún sistema especial de compensación activo de la escora, el mantenimiento es sencillo.

En el caso de una avería que requiera ir a puerto, tanto la TLP como la semisumergible pueden ser reflotadas y remolcadas a puerto sin tener que desmontar el aerogenerador, al contrario que la Spar. Una cimentación marina

fija necesita, de media, de cuatro a seis visitas por aerogenerador al año. De estas, una o dos son visitas planificadas como operaciones de servicio/mantenimiento y de dos a cuatro representan intervenciones no planificadas necesarias para la reparación de componentes.

En relación con los aerogeneradores, el acceso a los mismos es uno de los mayores problemas existentes en las actividades de operación y mantenimiento. En las maniobras de acceso de personal se emplean las embarcaciones de acceso a plataformas (CTV). Una vez están en las inmediaciones de la cimentación, deben aproximarse lentamente a la cimentación y hacer máquina contra la cimentación (“docking”). Empleando el sistema instalado expresamente en la proa, se minimizan/compensan los movimientos relativos entre cimentación y buque. Esto permite realizar de manera segura la operación de transferencia de personal y minimizar el riesgo de caídas o lesiones a los técnicos. El estado de mar es el factor más importante en esta operación, ya que determina el movimiento de la embarcación. En el caso de plataformas flotantes, la embarcación no es el único sistema en constante movimiento, ya que también lo está la plataforma.

Durante la operación de un aerogenerador se realizarán las labores básicas y necesarias de operación y mantenimiento para asegurar un correcto y eficiente funcionamiento del mismo. Estas pueden clasificarse según las siguientes categorías:

- Acciones previstas de mantenimiento.
- Acciones no previstas como fallos y reparaciones.
- Recambios de grandes componentes (como por ejemplo las palas).

8 Desmantelamiento

Una vez se decida el desmantelamiento o retirada del aerogenerador, el proceso sería básicamente el mismo que el realizado para la instalación, pero a la inversa.

9 Cables submarinos

De acuerdo con el proyecto presentado y descrito en el EsIA, se ha previsto que el trazado de los cables desde su salida en la zona submareal hasta la caja de conexiones sea enterrado en zanja. Sin embargo, tal y como se señala en el EsIA, la forma de llevar a cabo la colocación del cable en la zanja no se encontraba definida en el proyecto de la plataforma BIMEP ya que para ello era necesario realizar inspecciones del fondo marino a lo largo de la ruta del cable para conocer el tipo de roca, la cantidad y profundidad del sedimento, etc., que en el momento de la redacción del EsIA no se habían llevado a cabo. Entre dichos estudios cabe mencionar los siguientes:

- Levantamiento batimétrico con mapas de pendientes, del tipo de fondo, de isocapas, estudio geológico y geofísico realizados en 2009. De dichos trabajos

se concluye que la ruta seleccionada desde la arqueta BMH hasta la zona de exclusión de BIMEP se caracteriza por sedimentos arenosos que aparecen encauzados a lo largo de un paleocauce en el cual se detectaron espesores de sedimento en torno a los 8 metros.

- Campaña Batimétrica previa a la instalación, realizado por AZTI el 24/06/2013.
- Estudio Geofísico realizado por AZTI-Tecnalia el 19/07/2013.
- PLGR – Prelay Grapnel Round Operación de arado previo al tendido del cable realizado por AZTI-Tecnalia el 8/10/2013.
- Vídeos realizados por Elecnor durante el tendido – TDM (*Touch Down Monitoring*) entre el 20 y 27 de septiembre de 2013.
- Vídeos realizados AZTI-Tecnalia durante la ejecución del Plan de Vigilancia Ambiental en su fase de construcción los días 9 y 10 de diciembre de 2013.

De los estudios realizados tanto en 2009 como 2013, se observó una pérdida de sedimento arenoso que se encontraba a lo largo de la ruta del cable submarino, quedando parte del sedimento no cohesivo (bolos, rocas y arena) en la parte superior. Esta situación determinó que no fuese factible, tal y como estaba previsto, enterrar los cables submarinos desde su salida a -15 metros por medio de la perforación horizontal dirigida hasta la batimétrica de -61 metros en el límite de entrada en la zona de exclusión marítima de la plataforma BIMEP mediante técnicas de *jetting*²⁰ o similares. En consecuencia, se llevó a cabo una modificación del proyecto constructivo de BIMEP, barajándose diversas posibilidades distintas a las inicialmente planteadas. La alternativa finalmente seleccionada consistió en enterrar los cables 2, 3 y 4 sólo hasta la batimétrica de -30 metros mediante *jetting* operado por buzos. El cable 1 se enterró parcialmente donde fue posible hasta la misma batimétrica al discurrir por una zona con muchos afloramientos rocosos que hacía imposible su total enterrado. El resto del trazado de los cables quedaría posado sobre la superficie del fondo marino.

²⁰ Chorro de agua a alta presión que puede colocar y enterrar simultáneamente un cable.

ANEXO II: Condiciones específicas incluidas en la Declaración de Impacto Ambiental

El Proyecto al que se refiere el presente Acuerdo se encuentra comprendido en el apartado 9.a) 7º del anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, previamente a su autorización ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental —según establece su artículo 7.1.a)—, y de acuerdo con su artículo 41 procede formular su declaración de impacto ambiental (DIA).

De acuerdo con el artículo 5.1.c) del Real Decreto 895/2017, de 6 de octubre, tras la modificación efectuada por el Real Decreto 424/2016, de 11 de noviembre, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAPAMA la resolución de los procedimientos de evaluación ambiental de proyectos de competencia estatal.

Mediante Resolución de 31 de mayo de 2018 de la mencionada Dirección General, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, formula DIA favorable a la realización del proyecto Instalación de aerogeneradores flotantes, ubicada frente al tramo de costa entre Lemoiz y Armintza, en Bizkaia, teniendo en cuenta su carácter experimental y al concluirse que no producirá impactos adversos significativos siempre y cuando se realice las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación practicada.

El objeto del proyecto es acreditar a la infraestructura BIMEP como plataforma para la instalación y prueba de aerogeneradores flotantes. Esta infraestructura está definida por un hexágono irregular que ocupa una superficie de 5,27 km², y está situada a una profundidad de entre 45 - 95 metros, a una distancia mínima de 1.700 m de la costa de Armintza, perteneciente al municipio de Lemoiz, en la provincia de Bizkaia.

Este proyecto de Infraestructura singular de investigación en energías marinas denominado BIMEP cuenta con resolución de no sometimiento a evaluación de impacto ambiental, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático, de fecha 1 de junio de 2009, al considerar que no iba a producir impactos adversos significativos. En la fecha de emisión de dicha Resolución, el ámbito de la actuación no había sido declarado Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) (Orden AAA/1260/2014, de 9 de julio).

La plataforma BIMEP se utiliza actualmente para la investigación y demostración de equipos de producción de energía eléctrica a partir de la energía del oleaje en mar abierto. Consta de un cable terrestre estático, un cable submarino dinámico y un cable umbilical con conectores submarinos, boyas de balizamiento, una boya oceanometeorológica, una subestación de transformación en tierra y los captadores de energía con sus correspondientes sistemas de fondeo. Dispone de cuatro amarres o puntos de conexión de los

captadores a la red eléctrica, cada uno de ellos con una potencia unitaria de 5 MW.

Mediante Resolución de 16 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se formuló informe de impacto ambiental de sometimiento a evaluación de impacto ambiental ordinaria para el Proyecto Instalación de aerogeneradores flotantes en la infraestructura BIMEP, al considerar que es previsible que el proyecto vaya a producir impactos adversos significativos.

Mediante resolución de 3 de noviembre de 2016, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se formuló el documento de alcance del EsIA del proyecto Instalación de aerogeneradores flotantes en la infraestructura BIMEP de 10 MW, para la evaluación ambiental de dicho proyecto.

Para posibilitar el desarrollo de la energía eólica en BIMEP, el proyecto propone permitir la instalación en cualquiera de sus cuatro amarres de hasta dos aerogeneradores simultáneamente sobre cimentaciones flotantes, aunque uno de ellos pudiera estar pilotado al fondo marino o utilizar cimentación por gravedad. Se trata de la alternativa 1 definida en el EsIA. Según afirma el promotor, la instalación tendrá un carácter puramente experimental y en ningún caso se comercializará la energía eléctrica que se pudiera generar. Los aerogeneradores estarán en funcionamiento un máximo de dos años.

Un aerogenerador flotante tipo está constituido por los siguientes elementos:

- La plataforma: Estructura flotante sobre la que se instala el aerogenerador marino. Pueden ser semisumergibles, tipo tension-leg (TLP) o tipo spar.
- El aerogenerador propiamente dicho, que dadas las características de la infraestructura BIMEP deberá tener una potencia menor o igual a 5 MW y un diámetro del rotor comprendido entre los 100 y 130 metros.
- Líneas de fondeo que permitan el mantenimiento de la posición de la plataforma. En las plataformas semisumergibles el fondeo se realiza mediante líneas en catenaria; en las TLP se emplean líneas pretensadas (cables de acero o líneas sintéticas) y en las plataformas spar se suelen usar líneas de fondeo en catenaria aunque también líneas tensionadas.
- Anclajes: cada una de las líneas de fondeo partirá de cada uno de los tres flotadores de la estructura y quedará fijada en su extremo final sobre el lecho marino mediante un sistema de anclaje. Existen diferentes tipos de anclaje en función de su configuración física, funcionamiento y método de instalación.
- Cables submarinos, ya instalados en la infraestructura BIMEP.

La instalación/desmantelamiento y el mantenimiento de un aerogenerador flotante dependerá del tipo de elementos que lo constituyan, resultando más sencillas estas operaciones si se utiliza una plataforma semisumergible, la cual se remolca desde el puerto con el aerogenerador previamente instalado. Una vez en la ubicación final se lastra hasta el calado de operación y se conecta al

fondeo instalado previamente. En caso de avería importante, la plataforma semisumergible puede ser reflotada y remolcada a puerto sin tener que desmontar el aerogenerador.

A partir de la recopilación de desarrollos tecnológicos y en aplicación del principio de precaución, el EsIA propone, para la evaluación ambiental del proyecto, el peor escenario posible, es decir, aquel tipo de aerogenerador que por sus características técnicas se espera produzca los mayores impactos ambientales. Dicho escenario consiste en la instalación en los amarres 1 y 2 de BiMEP (los más cercanos a la costa), de dos aerogeneradores (uno en cada amarre). Como aerogenerador de referencia se adopta el desarrollado por Gamesa G11X-5MW con una potencia de 5 MW, un diámetro de rotor de 128 metros y una altura máxima de la punta de la pala en su posición más alta de 153 metros aproximadamente. En su versión flotante, el aerogenerador iría sustentado sobre la plataforma Nautilus (semisumergible) desarrollada por Tecnalia, con una altura de 10 metros y ancho de 42,3 metros. De esta forma, el punto más bajo de la pala con respecto a la lámina de agua quedaría aproximadamente a 22-27 metros sobre la superficie del mar. El otro aerogenerador iría pilotado sobre el fondo.

No obstante, según informa el promotor, es previsible que el primer dispositivo que se instale en la plataforma BiMEP sea el prototipo de aerogenerador flotante Demo SATH, desarrollado por la empresa SAITEC Engineering que, según el EsIA, la DemoSATH es una solución *plug & play*, semisumergible.

El EsIA propone, además de la alternativa 1 (permitir la demostración y ensayo de hasta dos aerogeneradores en mar abierto simultáneamente en las instalaciones de BiMEP), la alternativa cero (no instalación de aerogeneradores en BiMEP) y la alternativa 2 (Mutriku).

El EsIA considera que, desde un punto de vista ambiental, la mejor opción es la alternativa 1, a pesar de ubicarse dentro de una ZEPA²¹, al no añadir impactos nuevos significativos con respecto a la alternativa cero y evitar la generación de impactos en nuevas zonas, como sería el caso de la alternativa 2. Desde un punto de vista económico el EsIA también considera que la alternativa 1 es la mejor opción, porque ya dispone de la infraestructura necesaria y su uso como instalación para el desarrollo de la eólica flotante rentabilizaría la inversión inicial. Del mismo modo, se considera la mejor opción desde un punto de vista social por permitir dotar al tejido industrial local y regional de la oportunidad de especializarse en nuevos nichos de negocio, de forma más rápida que la

²¹ La plataforma BiMEP se localiza dentro de la ZEPA ES0000490 Espacio marino de la ría de Mundaka-Cabo de Ogoño, espacio declarado por su importancia como franja marina asociada a varias colonias de cría de paíño europeo y cormorán moñudo establecidas a lo largo de todo el sector costero e islotes. La zona también es importante para una gran diversidad de aves marinas migratorias, entre las que destacan la pardela balear y el alcatraz atlántico. De las 27 especies de aves marinas presentes en la ZEPA marina, 5 se consideran taxones clave de conservación prioritaria.

alternativa 2. Por tanto, el EsIA considera que la alternativa 1 es la opción técnica, económica y ambientalmente más viable.

La evaluación ambiental realizada para el proyecto «*Instalación de aerogeneradores flotantes, ubicada frente al tramo de costa entre Lemoiz y Armintza, en Bizkaia*» no comprende el ámbito de la evaluación de los efectos ambientales derivados de la vulnerabilidad del proyecto ante riesgos de accidentes graves o de desastres, ni de seguridad y salud en el trabajo, ni de seguridad marítima, ni de seguridad aérea, que poseen normativa reguladora e instrumentos específicos y están fuera del alcance de la evaluación de impacto ambiental.

A lo largo del procedimiento de evaluación de impacto ambiental el promotor ha asumido propuestas, medidas y condiciones indicadas por el órgano ambiental a través de los requerimientos de información complementaria y modificaciones del proyecto.

El promotor deberá cumplir todas las medidas preventivas y correctoras y compensatorias contempladas en el EsIA de fecha 12 de febrero de 2018, incluidos sus anexos, así como el resto de medidas asumidas en respuesta a los organismos consultados

Las medidas del EsIA que deben ser modificadas, así como aquellas medidas adicionales establecidas como respuesta a los informes recibidos en el procedimiento y al análisis técnico realizado, son las siguientes:

A. ZEPA Espacio marino de la Ría de Mundaka- Cabo de Ogoño.

La autorización de los diferentes ensayos de aerogeneradores estará supeditada a la ausencia de afectación a las poblaciones de especies clave de la ZEPA Espacio marino de la Ría de Mundaka-Cabo de Ogoño: cormorán moñudo, paíño europeo, pardelas y alcatraz atlántico, que deben mantener poblaciones estables o crecientes, o al menos no verse afectadas por el funcionamiento de las instalaciones.

El funcionamiento de los dispositivos que se vayan a instalar en la plataforma BIMEP se diseñará teniendo en cuenta los conocimientos que se vayan obteniendo sobre las especies clave de la ZEPA marina, de modo que no exista un efecto importante sobre ellas y que no se reduzca el valor de conservación de la ZEPA.

Dadas las características del proyecto —ensayo de un máximo de dos aerogeneradores simultáneamente, durante un máximo de dos años—, su ubicación en una ZEPA y en aplicación del principio de precaución, se priorizará la instalación de los aerogeneradores en los amarres 3 y 4 de la infraestructura BIMEP, los más alejados de la costa, habida cuenta que sus ubicaciones se corresponde con una zona considerada mayoritariamente como apta en el Estudio Estratégico Ambiental del litoral español realizado para la instalación de

parques eólicos marinos, según la Resolución de 30 de abril de 2009, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación de la Resolución conjunta de la Secretaría General de Energía y de la Secretaría General del Mar, por la que se aprueba el estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos de 20 de abril de 2009.

B. Cetáceos.

Se priorizarán soluciones de instalación de aerogeneradores que no necesiten ser anclados al fondo, de manera que se minimice el impacto por ruido sobre los cetáceos, tanto en la fase de funcionamiento, pero sobre todo durante su instalación.

En el caso de que debido a las investigaciones a realizar fuera necesario el anclaje, se tendrá en cuenta la recomendación dada por la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar, en su informe de fecha 16 de junio de 2017, de que el pilotaje se produzca una única vez en la vida útil de la plataforma BIMEP, de manera que se puedan reutilizar los pilotes que se hayan instalado inicialmente. Además, en caso de que se ensayen diferentes fórmulas de anclaje en el fondo, se tratará de sistemas cuya instalación no supongan la emisión de ruidos incompatibles con los cetáceos presentes en la zona.

C. Paisaje.

Teniendo en cuenta que la presencia de cada modelo de aerogenerador ocasionará un impacto paisajístico que dependerá de sus características y disposición en la instalación, en fase preoperacional se deberán adoptar medidas preventivas para minimizar su impacto visual desde la costa, especialmente desde el faro de Matxitxako y desde San Juan de Gaztelugatxe.

D. Otras.

La infraestructura BIMEP incluirá, entre sus tareas de investigación, aquellas que permitan profundizar en el conocimiento de los impactos ambientales causados. Tal y como establece la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar se deberá generar información sobre: las características de las fuentes de ruido submarino significativas, la eficacia de las tecnologías para minimizar el riesgo de colisión y otros impactos sobre las aves, la afección que las diferentes tipologías de fondeo causan sobre los fondos marinos, y el efecto de las instalaciones sobre cetáceos y otros grupos faunísticos de interés. La información obtenida será remitida a la Subdirección General de Protección del Mar y será objeto de divulgación.

Cada una de las medidas establecidas en el EsIA así como las indicadas anteriormente deberán estar definidas y presupuestadas por el promotor en el proyecto o en una adenda al mismo, previamente a su aprobación.

E. Programa de vigilancia ambiental (PVA)

El EsIA contiene un programa de vigilancia cuyo objetivo consiste en garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras descritas. En cada una de las fases de dicho programa, se realizará un seguimiento de la eficacia de las medidas adoptadas y sus criterios de aplicación, emitiendo los correspondientes informes de vigilancia.

En virtud del análisis técnico realizado, el programa de vigilancia previsto en el EsIA deberá completarse con los aspectos adicionales que aquí se mencionan.

El PVA propuesto en el EsIA se centra en la vigilancia ambiental de las aves marinas que son objeto de protección por la ZEPA ES0000490 «*Espacio marino de la Ría de Mundaka-Cabo de Ogoño*». Su versión inicial cuenta con la aprobación de la Dirección General de Medio Natural y Planificación Ambiental del Gobierno Vasco y de la Diputación Foral de Bizkaia y su diseño final integrará los aspectos establecidos por la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar en su informe de 28 de diciembre de 2017.

Los aspectos más relevantes del PVA son los siguientes:

1. Seguimiento quincenal de aves marinas durante la fase preoperacional, de instalación, de operación y de desmantelamiento, de cada uno de los aerogeneradores a instalar.
2. Instalación de un sistema de monitorización DTBird en cada uno de los aerogeneradores para la detección, registro de colisiones, también en condiciones de baja visibilidad y nocturnas, y adopción de medidas necesarias.
3. Seguimiento de aves marinas muertas en el entorno del aerogenerador. Será llevado a cabo por el servicio de vigilancia 24 horas de la plataforma BIMEP durante las salidas de inspección.
4. Acceso a los datos de los censos de las aves marinas nidificantes realizados por la Diputación Foral de Bizkaia y financiados por la Diputación Foral: cada tres años se censan las colonias de cormorán moñudo de toda Bizkaia y cada año se censan algunas colonias representativas para evaluar tendencias temporales a corto plazo.
5. Instalación de nanotransmisores en las campañas de anillamiento del paíño europeo que realiza la Diputación Foral de Bizkaia, para valorar el uso del espacio en la costa vasca.

Los resultados de la vigilancia ambiental se evaluarán, empleando los estudios existentes sobre pautas y abundancias de aves marinas en la zona, para poder estimar la magnitud del impacto a escala anual.

Adicionalmente, el promotor se compromete a:

Poner en conocimiento de las administraciones competentes (la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar, la Diputación Foral de Bizkaia y el Gobierno Vasco) los posibles indicios de impacto sobre las aves marinas, para, de manera coordinada, tomar las medidas oportunas de corrección (restricciones a las instalaciones, modo de funcionamiento, etc.), sobre todo en épocas de especial sensibilidad (épocas de reproducción, movimientos de las aves entre zonas de alimentación y descanso y cualquier otro aspecto relevante de su biología), prestando especial atención al cormorán moñudo y al paíño europeo, así como a otras especies de interés que emplean la zona de la instalación BIMEP durante las fases de invernada o migración.

Si durante las jornadas de censos se estimara que el impacto por colisión es relevante, se darán los avisos oportunos para, en su caso, paralizar o modificar el funcionamiento de los aerogeneradores al menos durante el tiempo en que las condiciones oceano meteorológicas sean las más propicias para tales colisiones.

Los resultados de los censos, las estimas de los impactos y todas las incidencias que se recojan en campo serán incluidas en un informe que se elaborará a finales de primavera del primer año de funcionamiento del aerogenerador. En dicho informe se incluirán también las consideraciones respecto al impacto en las poblaciones de aves nidificantes.

Aportar al órgano gestor de la ZEPA los resultados del PVA, asumiendo que si las conclusiones extraídas fuesen negativas se deberán evaluar nuevamente desde un punto de vista ambiental los condicionantes admitidos, para la realización de los ensayos propuestos, procediendo a su modificación y adecuación a la realidad detectada.

Para cada ensayo que se vaya a realizar en la plataforma BIMEP, se realizará informe respecto de la compatibilidad de la infraestructura con la estrategia noratlántica, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.3 de la Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino, que se acompañará de los resultados del seguimiento ambiental del funcionamiento de las instalaciones de BIMEP hasta el momento y del estado de conservación de las especies clave en la ZEPA marina. Los condicionantes y restricciones de los informes de compatibilidad se incluirán, como cláusulas efectivas, en los contratos que permiten el desarrollo de los ensayos tecnológicos en BIMEP.

Para el resto de factores ambientales sobre los que se ha detectado un impacto significativo (sedimentos, comunidades bentónicas y mamíferos marinos) así como para el ruido submarino, el promotor adoptará la propuesta del PVA incluido en la documentación ambiental del proyecto 'Infraestructura singular de investigación en energías marinas denominado Biscay Marine Energy Platform, Vizcaya' (anexo II del EsIA evaluado), dado que, según el promotor, la información y experiencia adquiridas en los trabajos de vigilancia realizados hasta el momento de redacción del EsIA, en base al PVA citado, evidencian que dicha propuesta sigue siendo válida.

Por otra parte, en caso de que la instalación/desmantelamiento de los aerogeneradores suponga la remoción del fondo marino, se llevará a cabo un seguimiento arqueológico de esos trabajos, tal y como recomendó la Dirección de Patrimonio Cultural del Gobierno Vasco durante el trámite de consultas a las administraciones públicas afectadas.

En cuanto al paisaje, se adoptarán las actuaciones de seguimiento ambiental del paisaje descritas en la documentación ambiental del proyecto mencionado para cada tipología de aerogenerador que se vaya a ensayar en la plataforma BIMEP, con el objetivo de establecer las medidas para minimizar su impacto visual.

El diseño definitivo del PVA que se prevea implementar en cada una de las fases (instalación, funcionamiento y desmantelamiento) de cada ensayo, deberá contar con la aprobación, previa a su implementación, de la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar. Una vez aprobado el PVA se deberá remitir a la Subdirección General de Evaluación Ambiental para su conocimiento.

Atendiendo al requerimiento de la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar, toda la información generada en el marco del PVA contribuirá a generar una base de conocimiento sobre el impacto ambiental de las tecnologías de generación de energía en el mar. El promotor remitirá el informe anual del PVA a las administraciones competentes (Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar, Diputación Foral de Bizkaia y el Gobierno Vasco), para un mejor ejercicio de sus competencias. Además, esa información generada será objeto de divulgación entre la comunidad científica y la sociedad en general.

La autorización del proyecto incluirá el programa de seguimiento y vigilancia ambiental completado con las prescripciones anteriores.

Asimismo, la DIA favorable no exime al promotor de la obligación de obtener todas las autorizaciones ambientales o sectoriales que resulten legalmente exigibles.