

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE AUTORIZA A ESDRAS AUTOMÁTICA, S.L. EL PARQUE EÓLICO MARINO MAR DE CANARIAS DE 10 MW, INCLUIDA LA LÍNEA ELÉCTRICA SUBMARINA A 20 KV Y LA LÍNEA ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA A 20 KV DE EVACUACIÓN, UBICADO FRENTE AL TRAMO DE COSTA ENTRE SAN BARTOLOMÉ DE TIRAJANA Y SANTA LUCÍA DE TIRAJANA Y EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE SAN BARTOLOMÉ DE TIRAJANA, EN LA ISLA DE GRAN CANARIA

Expediente nº: INF/DE/020/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 13 de mayo de 2021

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 autoriza a Esdras Automática, S.L. el parque eólico marino Mar de Canarias de 10 MW, incluida la línea eléctrica submarina a 20 kV y la línea eléctrica subterránea a 20 kV de evacuación, ubicado frente al tramo de costa entre San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía de Tirajana y en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria, 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 informe:

1. ANTECEDENTES

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha de 2 de diciembre de 2004, ESDRAS AUTOMÁTICA, S.L. (en adelante ESDRAS) presentó, ante la Dirección de Industria y Energía de la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias, un proyecto de investigación basado en una instalación eólica experimental denominada “Mar de Canarias”.

Con fecha de 19 de mayo de 2006, el Director General de Industria y Energía resolvió conceder la exención temporal de asignación de potencia mediante concurso para la instalación eólica experimental “Mar de Canarias”, a ubicar en la zona de Punta de Gando, en la costa de Gran Canaria (Resolución número DGIE-1883). En cumplimiento de esta resolución, con fecha 27 de noviembre de 2006 se presentó, ante el Gobierno de Canarias, el proyecto de ejecución de la instalación, acompañado de la solicitud de autorización administrativa a la DGPEM del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)¹ por estar ubicada la instalación en el Dominio Público Marítimo Terrestre dependiente de la Administración del Estado.

Mediante el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, se estableció el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, determinando, en su Disposición Transitoria Única, que las solicitudes presentadas antes de su entrada en vigor disponían de un plazo máximo de dos meses para adecuarse a dicho procedimiento, por lo que, con fecha 23 de agosto de 2007, ESDRAS presentó una nueva solicitud del parque eólico experimental “Mar de Canarias” (en adelante PE MAR DE CANARIAS), adecuándose a estos nuevos requerimientos. Asimismo, en su Disposición Adicional Tercera establecía que se realizaría un estudio ambiental del litoral español que, finalmente, fue publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) de 8 de mayo de 2009 (Resolución conjunta de la Secretaría General de Energía y de la Secretaría General del Mar por la que se aprobaba el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español) y resultó que el PE MAR DE CANARIAS quedó finalmente ubicado en una zona clasificada como zona de exclusión, por lo que ESDRAS presentó ante el Gobierno de Canarias una ubicación alternativa en la zona de Barranco de Tirajana.

El 30 de diciembre de 2010 se aprobó la Ley 44/2010 de aguas canarias que ubicaba el PE MAR DE CANARIAS dentro de los límites marcados por esta Ley, por lo que el MINETUR remitió escrito al promotor de la instalación, de fecha 6 de julio de 2012, donde indicaba que la competencia respecto a la instalación en esas aguas correspondía al Gobierno de Canarias y, en consecuencia, ESDRAS inició el procedimiento de solicitud de la autorización administrativa en dicha comunidad presentando el 15 de octubre de 2012 la documentación requerida. Sin embargo, en respuesta a la consulta formulada por la Viceconsejería de Medio Ambiente de Canarias dentro del procedimiento de evaluación de impacto ambiental del proyecto, el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) informó que la autorización administrativa del proyecto correspondía al MINETUR.

Como consecuencia, con fecha de 3 de julio de 2013, ESDRAS presentó de nuevo ante la DGPEM solicitud de Autorización Administrativa del parque eólico experimental con la finalidad del desarrollo y demostración tecnológica PE MAR DE CANARIAS, de acuerdo con la Disposición Transitoria Única del Real

¹ En la actualidad Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).

Decreto 1028/2007, dado que se confirma jurídicamente que los parques marinos en aguas canarias son competencias de la Administración del Estado.

Por otra parte, la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA, mediante Resolución de fecha 19 de noviembre de 2014, ha determinado que no se considera necesaria la tramitación prevista en la sección 1ª del capítulo II del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero², para el proyecto PE MAR DE CANARIAS de 10 MW, ya que considera que no es previsible que el proyecto vaya a producir impactos adversos significativos, siempre que cumpla los requisitos ambientales establecidos en la propia Resolución.

Con fecha 22 de marzo de 2016, ESDRAS ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del 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 (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico), en concepto de garantía para responder respecto a las obligaciones de la sociedad respecto la instalación eólica experimental PE MAR DE CANARIAS, con el compromiso de la obtención de la autorización de explotación.

Con fecha 25 de abril de 2016, el Área Funcional de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Las Palmas de Gran Canaria informó favorablemente la solicitud, recibida con fecha 15 de julio de 2015, respecto a la autorización administrativa del PE MAR DE CANARIAS y su infraestructura de evacuación, ubicado frente al tramo de costa entre San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía de Tirajana, en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana. Considera que se trata de un proyecto de investigación para realizar futuros parques eólicos "offshore" con aerogeneradores más complejos, cuyos sobrecostes se verán compensados por una mayor producción de energía anual que las instalaciones convencionales, además de suponer una menor inversión que otras posibles ubicaciones para instalaciones *offshore* al tratarse de instalaciones en aguas menos profundas. En fechas 29 de agosto de 2017 y 6 de noviembre de 2019 el mencionado Área emitió sendos informes que complementaron y actualizaron el anterior.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 6 de septiembre de 2017 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación existente Matorral 66 kV para un contingente total de generación solicitado de 61,9 MW, tras la inclusión de cuatro nuevos parques eólicos (22

² Derogada por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. La Resolución se basaría, en concreto, en la Sección 1ª del Capítulo II del Título II 'Procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental'.

MW de potencia nominal) —entre los que se encontraba el PE MAR DE CANARIAS— y cinco nuevas instalaciones fotovoltaicas (10 MW de potencia instalada), en Gran Canaria. El acceso a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Matorral 66 kV, a través de la posición existente en la que actualmente se encuentra conectado un transformador no transporte TF1 66/20 kV de 35 MVA que será sustituido, como parte de instalación de enlace, por una línea no transporte (Matorral 66 kV-SET Ampliación existente 66 kV, que corresponde a una configuración Tipo A según el P.O.12.2 SENP³) que compartirán todas las instalaciones de generación renovable incluidas en la solicitud. El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación solicitado resultaría técnicamente viable, con las consideraciones que se indican en el mismo.

Con fecha 13 de diciembre de 2018, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Matorral 66 kV para un conjunto de instalaciones entre las que se encuentra el PE MAR DE CANARIAS, y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Esto supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para el PE MAR DE CANARIAS. La conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Matorral 66 kV y se materializaría a través de la posición existente en la que actualmente se encuentra conectado un transformador no transporte TF1 66/20 kV de 35 MVA y que será sustituido por un nuevo transformador 66/20 kV de 100 MVA que compartirán todas las instalaciones de generación renovable incluidas en la solicitud, lo que supone un contingente de generación renovable de 80,75 MWins/MWnom.

Estos informes se desarrollan más adelante, en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación del sistema”.

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 15 de febrero de 2021 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría autorización a ESDRAS del PE MAR DE CANARIAS de 10 MW, incluida la línea eléctrica submarina a 20 kV y línea eléctrica subterránea a 20 kV de evacuación, ubicado frente al tramo de costa entre San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía de Tirajana y en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria. Se ha adjuntado, asimismo, la documentación necesaria según

³ Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de los sistemas eléctricos no peninsulares.

establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, entre otras: a) el Proyecto de la instalación eólica y su infraestructura de evacuación —se incluye una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; d) Informe del Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Canarias, y e) Resolución sobre la evaluación de impacto ambiental del 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 (en adelante RD 1028/2007).
- Ley 44/2010, de 30 de diciembre, de aguas canarias.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- 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”).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción (y sus modificaciones, como el Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se

aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción).

- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante TRLSC).

3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La Propuesta expone que ESDRAS presentó, con fecha 3 de julio de 2013, solicitud de autorización administrativa del PE MAR DE CANARIAS de 10 MW, incluida la línea eléctrica submarina a 20 kV y la línea eléctrica subterránea a 20 kV de evacuación, y que el expediente ha sido incoado en el Área Funcional de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Las Palmas. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y en el RD 1028/2007, e indica que dicha Área de Industria y Energía emitió informe favorable respecto al Proyecto con fecha 25 de abril de 2016, complementado en fechas 29 de agosto de 2017 y 6 de noviembre de 2019 con diferentes actualizaciones.

Asimismo, la Propuesta informa que, mediante Resolución de 19 de noviembre de 2014 de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA, se concluye que no es previsible que la instalación a autorizar vaya a producir impactos adversos significativos, por lo que no se considera la tramitación prevista en el procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental. Posteriormente, tras requerimiento de la DGPEM, el 4 de agosto de 2020 ESDRAS presentó solicitud de evaluación de impacto ambiental simplificada, habiendo sido remitida a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITERD para que se pronuncie al respecto.

También se indica en la Propuesta que la Subdirección General para la Protección del Mar emitió, con fecha 5 de febrero de 2020, Informe de compatibilidad con la estrategia marina de la Demarcación Canaria, en relación con el proyecto.

Asimismo, se informa que la evacuación del parque eólico se realizará mediante la conexión a la red de transporte en la subestación Matorral 66 kV, propiedad de REE, para lo cual se utilizará una posición existente en la citada subestación en la que actualmente se encuentra conectado un transformador 66/20 kV de 35 MVA que será sustituido por un nuevo transformador 66/20 kV de 100 MVA que compartirán las diferentes instalaciones de generación renovable. REE emitió en

fecha 6 de septiembre de 2017 permiso de acceso y en fecha 13 de diciembre de 2018 el ICCTC e IVCTC relativos a la solicitud para la conexión en la mencionada subestación del PE MAR DE CANARIAS.

Por otra parte, la Propuesta recuerda que el artículo 123.2 del RD 1955/2000 establece que *«En el caso de líneas que cumplan funciones de evacuación de instalaciones de producción de energía eléctrica, en ningún caso, podrá otorgarse la autorización administrativa previa de las infraestructuras de evacuación de una instalación de generación sin la previa aportación de un documento, suscrito por todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición de línea de llegada a la subestación de la red de transporte o distribución, según proceda en cada caso, que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación. A estos efectos, el citado documento podrá ser aportado en el momento de realizar la solicitud a la que se refiere el apartado anterior o en cualquier momento del procedimiento de obtención de la autorización administrativa previa»*, motivo por el cual se ha solicitado al promotor que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición citada, en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación.

Visto lo anterior, se propone autorizar a ESDRAS el PE MAR DE CANARIAS, de 10 MW, incluida la línea eléctrica submarina a 20 kV y la línea eléctrica subterránea a 20 kV de evacuación, ubicado frente al tramo de costa entre San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía de Tirajana, en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria, con las características definidas en el anteproyecto “Instalación eólica experimental Mar de Canarias”, fechado en abril de 2015, así como la modificación de dicho anteproyecto de diciembre de 2020.

La Propuesta describe las principales características de la instalación: Se trata de un parque eólico *offshore* experimental para la generación de energía eléctrica y la evacuación de dicha energía a la red, con una potencia instalada de 10 MW, ubicado en el mar territorial frente al tramo de costa entre San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía de Tirajana. La línea eléctrica a 20 kV de evacuación, de corriente alterna trifásica y una longitud aproximada de 3.143 metros, tiene como origen los aerogeneradores del parque eólico, discurriendo su trazado de forma submarina y subterránea hasta la subestación Matorral 66 MV, propiedad de REE. La modificación del trazado del tramo final de la línea de evacuación terrestre no está contemplada en el ámbito de la resolución.

ESDRAS deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las condiciones que en el Informe de Impacto Ambiental y en la Resolución de autorización administrativa de construcción pudieran establecerse. Asimismo, deberá cumplir las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Además, la Propuesta establece que ESDRAS presentará, antes de transcurridos seis meses, 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 condicionamiento técnico procedente. Si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la autorización otorgada por esta resolución caducaría, si bien ESDRAS podrá solicitar prórrogas del plazo establecido por razones justificadas, teniendo en cuenta los plazos establecidos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

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.*»

La Comunicación de la Comisión Europea de 18 de noviembre de 2020 'Documento de orientación sobre los proyectos de energía eólica y la legislación de la UE sobre protección de la naturaleza', indica que los compromisos en materia de energías renovables para 2030 se cumplirán a través de la versión revisada de la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, adoptada en diciembre de 2018. Independientemente de los escenarios elegidos en virtud de la estrategia a largo plazo para 2050 de la Comisión Europea, la energía eólica y la energía solar son las únicas fuentes que experimentarán un aumento de su capacidad. La energía eólica terrestre representaría cerca de las tres cuartas partes de la capacidad eólica total en 2030 y las dos terceras partes en 2050. De acuerdo con la estrategia a largo plazo de la Comisión, la capacidad eólica deberá aumentar desde el nivel de 2018 de 180 GW hasta 351 GW en 2030, lo que supone prácticamente duplicar la capacidad. Posteriormente, en función del escenario para 2050, la capacidad eólica aumentaría hasta entre 700 GW en el escenario

denominado «eficiencia energética (EE)» y 1.200 GW en el escenario denominado «energía 2X (E2X)». En el escenario máximo (1,5TECH), que asume una capacidad total de hasta 450 GW en el mar (una tercera parte), WindEurope espera que el 85 % de la capacidad en 2050 esté instalada en los mares del norte sobre la base de los buenos recursos eólicos, la proximidad a la demanda y las eficiencias de la cadena de suministro, lo que equivale a alrededor de 380 GW de los 450 GW. Los 70 GW restantes estarían ubicados en aguas meridionales europeas. La ubicación exacta dependerá del tamaño y el espacio disponible de las zonas económicas exclusivas (ZEE) de los distintos Estados miembros y de las diferencias en el LCOE⁴, sobre la base de la profundidad del mar y los recursos eólicos. La asignación final de los parques eólicos también dependerá de la ubicación de la demanda energética. En definitiva, algunos países encontrarán fácilmente el espacio necesario para asignar su capacidad, mientras que otros tendrán que comenzar a invertir en proyectos de uso múltiple o emprender inversiones más costosas (zonas con un LCOE más elevado). Para lograr estos objetivos de desplegar la energía eólica de la manera más eficaz, tanto en términos de coste como de uso del espacio, serán fundamentales los proyectos de uso múltiple y la colaboración internacional.

El desarrollo de la energía eólica tanto terrestre como marina está dominado por las turbinas eólicas de eje horizontal con una configuración de tres palas debido, entre otras ventajas, a su eficiencia aerodinámica. Los avances en el diseño de las turbinas eólicas terrestres y marinas han generado un aumento de la capacidad de generación, junto con un aumento del diámetro de los rotores y la altura de los bujes. Los modelos de generadores eólicos instalados en el mar en fase de producción son del orden de 9,5 MW con diámetros de rotor de entre 164 y 167 metros. Se están desarrollando turbinas más grandes, de 10 MW y 12 MW, con diámetros de rotor de más de 190 metros. Los generadores eólicos más grandes instalados en tierra en Europa son de hasta 8 MW, con diámetros de rotor de hasta 164 metros. El aumento del diámetro de los rotores y de la altura de los bujes ha permitido a los nuevos parques eólicos aprovechar la fuerza de las velocidades del viento más elevadas y más constantes. Por lo que respecta a los parques eólicos en tierra, esto ha permitido colocar turbinas en zonas forestales en las que las copas de los árboles influyen menos en la turbulencia y la velocidad del viento, con un aumento de la altura de las turbinas por encima del suelo. En general, hacer aerogeneradores más grandes ha supuesto, por una parte, generar más energía a menor precio, y, por otra, un mayor factor de capacidad⁵, dato importante para considerar factible económicamente un parque

⁴ Coste normalizado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés), se utiliza para comparar el coste de la energía procedente de fuentes diferentes. LCOE = coste total de convertir una fuente de energía en electricidad medido en unidad monetaria (€) / producción del sistema durante su vida útil (kWh). Se calcula teniendo en cuenta todos los costes incurridos durante la vida del activo (incluyendo construcción, financiación, combustible, operación y mantenimiento, impuestos e incentivos) dividido entre la producción total esperada para dicho activo durante su vida útil. Cualquier elemento que aumente la producción o reduzca el coste reduce el LCOE, mientras que cualquier elemento que disminuya la producción o incremente el coste aumenta el LCOE.

⁵ Cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga todo el tiempo.

eólico. Por tanto, la evolución de los aerogeneradores ha provocado que los nuevos parques eólicos tengan mejores factores de capacidad. En España, y según los datos de REE, el factor de capacidad medio de los parques eólicos es alrededor del 25%. El aerogenerador diseñado con 12 MW de potencia tendrá un factor de capacidad del 63% con unas condiciones de recurso eólico "*típicas del Mar del Norte alemán*". Incluso ya se ha alcanzado en el parque eólico marino Hywind, en Escocia un factor de capacidad del 65%.

Por otra parte, los avances en el diseño de los cimientos han permitido instalar parques eólicos marinos en aguas más profundas, donde se producen velocidades del viento más elevadas y más constantes. El surgimiento de la tecnología de generadores eólicos flotantes, con las ventajas de instalación que esta conlleva respecto a los tipos tradicionales de generadores eólicos de cimientos fijos (según WindEurope⁶, 2018), probablemente permitirá dejar de instalar turbinas en aguas marinas más profundas.

En general, la actividad del sector eólico contribuye de forma importante al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y la reducción de emisiones que España debe cumplir de acuerdo con sus compromisos internacionales y planes nacionales.

Por tanto, la energía eólica produce, por lo general, ventajas socioeconómicas en zonas rurales aisladas, repercutiendo en la mejora de infraestructuras (red eléctrica, mejora de accesos), sociales (puestos de trabajo eventuales durante la construcción y fijos durante la explotación del parque, lo que permite la estabilidad de la población en el medio rural) y económicas (beneficios por inversores locales en un negocio rentable, arrendamientos de terrenos a propietarios, cánones, impuestos y licencias a ayuntamientos). Las limitaciones fundamentales de esta energía vienen dadas por la existencia de recurso suficiente para la amortización de los parques eólicos con la tecnología disponible en la actualidad, la necesidad de respeto del medio natural, puesto que suelen ubicarse en parajes no degradados, y la capacidad de evacuación de la red eléctrica de distribución y transporte.

Además, los parques eólicos no presentan los problemas asociados a otros tipos de instalaciones productoras de energía convencionales, como son la producción de residuos peligrosos y/o tóxicos, la lluvia ácida o el agotamiento de los recursos.

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.

⁶ Anteriormente era la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, *European Wind Energy Association*), es una asociación con sede en Bruselas que promueve el uso de la energía eólica en Europa.

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 mucho más elevados, así como su instalación, con las diversas tecnologías de cimentación existentes para fijar los aerogeneradores al lecho marino, es compleja y costosa. La corrosión en el entorno marino es mucho más agresiva que en el terrestre, en particular cuando la salinidad se combina con densidades elevadas de partículas en suspensión como las originadas por las calimas saharianas. También lo es el despliegue de redes eléctricas en medio del océano. 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, aumenta el riesgo financiero y la incertidumbre respecto a la inversión en este tipo de instalaciones.

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 (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, y prácticamente 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 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 (caso de los alisios en el archipiélago canario). 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 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.

En cuanto al aprovechamiento de los recursos, antes de proponer la localización del parque eólico se ha realizado una evaluación del recurso eólico y un estudio de viabilidad económica del proyecto y previsiones de producción. Se ha realizado un cálculo sobre la intensidad y dirección de los vientos en el emplazamiento elegido y se han calculado los datos sobre la producción energética estimada del parque, bajo la hipótesis de la operación de un parque eólico convencional. Sin embargo, el PE MAR DE CANARIAS es experimental y está sometido a ensayos que requieren paradas y operaciones que pueden reducir sensiblemente la producción estimada, por lo que se ha incluido un factor complementario de indisponibilidad por pruebas y ensayos con un valor de $F_{ip}=0,621$ para una operación combinada de los dos aerogeneradores homogeneizados tecnológicamente por etapas. La energía finalmente resultante es la siguiente:

	Aerogenerador 1	Aerogenerador 2	Total
Potencia nominal (MW)	5	5	10
Energía bruta (MWh)	23.120	29.262	52.382
% Pérdidas	10,15%	10,15%	10,15%
Coefficiente de Pérdidas	0,898	0,898	0,898
Energía neta (MWh)	20.773	26.291	47.064
F_{ip}	0,621	0,621	0,621
Energía neta corregida (MWh)	12.900	16.327	29.227
Horas equivalentes	2.580	3.265	2.923
Factor capacidad	29,5%	37,3%	33,4%

Por tanto, los cálculos realizados en el proyecto dan como resultado una producción bruta estimada del parque de 52.382 MWh/año. A este valor hay que descontar unas pérdidas estimadas de un 10,15%, por lo que la producción neta del parque se estima en 47.064 MWh/año (4.706 horas equivalentes/año), con lo que la eficiencia del parque sería de un 89,85% y un factor de capacidad de 53,7%. Sin embargo, tal y como se ha indicado, se trata de un parque experimental que realizará numerosas paradas con objeto de realizar los correspondientes ensayos, por lo que se considera el mencionado factor de indisponibilidad que conlleva una reducción de la producción neta esperada en el parque, obteniéndose finalmente 29.227 MWh/año (2.923 horas equivalentes/año), lo cual reduce la eficiencia esperada del PE MAR DE CANARIAS al 55,8% y su factor de capacidad al 33,4%. Con estas hipótesis y la producción neta estimada final del parque, permitirá reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 119.245 toneladas durante los 20 años de vida útil considerados para este cálculo⁷. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 5.962 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta⁸.

En cuanto a las características singulares del proyecto objeto del presente informe con respecto a las de la tecnología eólica marina en general, consisten en realizar una serie de experimentaciones que permitan hacer mediciones estables de diferencias de rendimiento en base a disponer de vientos relativamente constantes en velocidad y en dirección, hecho que se produce en las islas Canarias gracias a los vientos alisios. Además, se utilizará el sistema de control denominado DBB, que resulta más atractivo desde el punto de vista económico según aumenta la potencia unitaria de las turbinas, por lo que es particularmente apropiado para los grandes aerogeneradores marítimos. La incorporación del nuevo sistema compensaría los costes adicionales en que se incurriría por la mayor complejidad de los aerogeneradores, gracias al aumento de la producción de energía en términos absolutos. De hecho, si la turbina eólica es suficientemente grande, puede compensar los sobrecostes que surgen cuando se pretende instalar el parque eólico en aguas algo más profundas.

Las turbinas, al estar situadas en el mar, trabajan con flujos de aire con menor turbulencia y, junto a la constancia de los vientos alisios, facilita la contrastación de los modelos teóricos del comportamiento aerodinámico del nuevo sistema.

Respecto a los modelos de aerogeneradores que se instalarán, son prototipos proyectados por un grupo de desarrollo coordinado por ESDRAS que consisten en conjunto de elementos integrados en una plataforma que admite distintas configuraciones. Concretamente se han desarrollado dos prototipos de aerogeneradores diseñados especialmente para el PE MAR DE CANARIAS, con las condiciones particulares de Canarias y equipados, inicialmente solo en el segundo prototipo, con el sistema de control de potencia mediante bandas de

⁷ El proyecto establece que la vida operativa de los aerogeneradores es de 20 años.

⁸ Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 204 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2019.

barrido (DBB) y, posteriormente, en el caso de que los resultados de los ensayos sigan el curso previsto, también se incorporaría en el primero. Cuentan, por tanto, con un sistema innovador en la aerodinámica del rotor, así como otras características avanzadas, y están en un proceso de continuo desarrollo y mejora de sus diversos elementos que se irán integrando en los modelos según se vayan completando sus diseños, puestas a punto y, posteriormente, a partir de los resultados experimentales.

El aerogenerador es una turbina con el rotor de eje horizontal situado a barlovento y que puede incorporar el mencionado sistema DBB, con el cual el diámetro es variable y puede alcanzar un máximo de 176 metros. La turbina es de tres palas con un control individual de variación de paso y su longitud también es variable. Además, dispone de sistemas activos de orientación y de regulación de velocidad del rotor. Mediante una transmisión directa, sin multiplicadora, se acopla a un generador síncrono de 180 pares de polos basados en imanes permanentes. La potencia nominal en bornas de salida de media tensión es de 5.000 kW. El generador tiene que compensar con una potencia adicional de casi 500 kW todas las pérdidas, incluida la energía necesaria para alimentar todos los accionamientos y sistemas.

En definitiva, con estos aerogeneradores se espera conseguir que con el menor diámetro de rotor se obtenga el máximo incremento de rendimiento, una menor longitud del segmento móvil, una menor variación del área de barrido y la transmisión directa sin multiplicadora con generador síncrono de bajas revoluciones (integrado a convertidor de potencia de cuatro cuadrantes) de alta eficiencia. Estos elementos posibilitarán una mejor adaptación de la producción eólica a la red eléctrica insular canaria, teniendo en cuenta su capacidad de generación y la regulación de la energía a disposición de la red durante los vacíos de tensión.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto presentado cumple la normativa de referencia de las instalaciones eléctricas, tanto la establecida en la legislación europea, como en la española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas. La obra se ejecutará en dos subfases, que requerirán dos solicitudes secuenciales de dominio marítimo-terrestre. En la primera se realizarán las obras de cimentación y se montará el primer aerogenerador, denominado A1, que servirá de referencia. Terminado este, conectado a red y probado su funcionamiento, se iniciarán las obras de cimentación para el aerogenerador A2 que, una vez montado, conectado a red y probado su funcionamiento básico, iniciará el primer ciclo de experimentación con diferentes fases. Este primer ciclo experimental tiene una duración prevista de cinco años y, según los resultados obtenidos en este ciclo, se propondrán nuevos ciclos experimentales a lo largo de los 20 años de vida operativa de los aerogeneradores. En la etapa preparatoria del montaje también se realizarán ensayos para verificar determinadas hipótesis asumidas en el diseño de la instalación y, según los resultados obtenidos, se harán las modificaciones pertinentes al proyecto para

garantizar la seguridad y funcionamiento adecuado. Esta fase terminará con los aerogeneradores preparados para los ensayos.

En el Documento Ambiental que acompaña a la Memoria del proyecto se presenta un análisis del estado del emplazamiento donde se ubicará la instalación y una valoración de sus características ambientales. Se describen los potenciales impactos que se generarán entre los que se incluyen las afecciones en la seguridad en general y en el tráfico marítimo y aéreo en particular. Se establecen las medidas correctoras y preventivas destinadas a minimizar las afecciones ambientales propias de la construcción de la instalación, su funcionamiento y su desmantelamiento.

La técnica usada para las cimentaciones de los aerogeneradores es la de gravedad híbrida, que no requiere hacer perforaciones en el suelo para su instalación, sino que la cimentación se apoya en el lecho marino. Los cables de acero adicionales que sujetan la estructura irán anclados en el fondo marino. Los anclajes con alto grado de fricción con el lecho marino se han diseñado para no requerir tampoco perforaciones, siendo su peso un factor esencial de su comportamiento.

Durante la fase de instalación del parque, la maquinaria empleada para el transporte de los tubos de los materiales de las cimentaciones y anclajes, así como las embarcaciones utilizadas, pueden provocar vertidos de aceites o combustibles, pero el proyecto considera que, siguiendo las medidas de seguridad adecuadas, estos vertidos pueden evitarse o, por lo menos, minimizarse, tanto en tierra como en el lecho marino.

En la zona en la desembocadura del Barranco de Tirajana, donde se solicita la ubicación del parque experimental, existen unos corredores aéreos relacionados con la servidumbre y operaciones del aeropuerto internacional de Gran Canaria y de la base militar de Gando que limitan la altura máxima de las construcciones. Se han estudiado en detalle las restricciones a cumplir, en particular las impuestas por la Agencia Española de Seguridad Aérea (AESA) relativas a la altura máxima permitida. Se ha verificado que el límite del área que afectan las servidumbres de aeródromo y radioeléctricas no llega a englobar al parque experimental, dado que el aerogenerador más cercano (A1) se encuentra a una distancia de 14 km del centro del aeropuerto. Por otro lado, sí queda restringido el espacio aéreo del parque por las operaciones de aterrizaje y despegue. En concreto, el aerogenerador A2 por la aproximación final TACAN RWY 03R que impone una altura máxima de 392 metros y el A1 por la anterior y por la aproximación final NDB RWY 03L que impone una altura máxima también de 392 metros. La altura de la punta de la pala de los aerogeneradores con el rotor en su máxima expansión es menor de 198 metros respecto al nivel del mar. En fase de construcción, la altura mayor prevista de las diferentes grúas será inferior a 125 metros sobre el nivel del mar. En fase de desmantelamiento se estima la misma altura máxima que en la fase de construcción. Dado que las anteriores alturas son significativamente inferiores a las máximas permitidas, el PE MAR DE CANARIAS, en la ubicación propuesta de la desembocadura del Barranco de Tirajana, cumple con todas las restricciones recogidas en el Estudio

Estratégico Ambiental del Litoral Español. Una vez realizada la instalación del parque en su emplazamiento, tal como lo solicitan, se informará a los responsables de seguridad aérea para confirmar coordenadas y alturas de los aerogeneradores.

Los dos prototipos de aerogeneradores desarrollados para ser instalados en el PE MAR DE CANARIAS, identificados internamente como modelos ADBB/A 120/176-5, estarán equipados con el sistema de control de potencia mediante bandas de barrido (DBB), inicialmente solo el segundo prototipo y, posteriormente, si los resultados de los ensayos siguen el curso previsto, también se incorporaría en el primero. Son modelos sometidos a continuas modificaciones y mejoras. Se trata de aerogeneradores con rotor de eje horizontal, accionado por tres palas al que se conecta, a través de un sistema de transmisión, un alternador. Toda la maquinaria está situada sobre una torre hormigón armado sostenida por gravedad híbrida, es decir, apoyada en el lecho marino y arriostrada con cables. En el interior de la torre se rutan los cables eléctricos de potencia desde el generador, así como los cables de control a los diversos sistemas y dispositivos de la turbina.

Una vez completado el montaje se accede a la turbina por el interior de la torre que, de acuerdo con las instrucciones de seguridad de las asociaciones del sector, estará equipada con plataformas de servicio y plataformas de descanso adicionales. Cada segmento de la torre está iluminado. Dentro de la torre hay una escalera interior para subir desde la base hasta la barquilla, con su correspondiente anclaje de seguridad anticaídas. En la primera plataforma de servicio del aerogenerador, situada en el tramo inferior de la torre, se sitúa la Unidad de Control Principal, el PC de visualización, el armario de control del convertidor de frecuencia y los cuadros de baja tensión. Las celdas de media tensión irán situadas en la base de la torre, por debajo de la primera plataforma de servicio, mientras que el transformador y el convertidor estarán ubicados en la propia góndola.

La unidad de control y potencia opera y monitoriza todas las funciones principales del aerogenerador, además de optimizar su funcionamiento para las distintas condiciones de viento existentes. El sistema de control consta de dos unidades interconectadas entre sí: El sistema principal, situado en el tramo inferior de la torre, cuya misión fundamental es el control de la potencia de la máquina, y unidad de control auxiliar o de apoyo, situada en la góndola, que se encarga fundamentalmente de la comunicación de los distintos componentes de la máquina con la unidad principal, enviando la información recogida por los diferentes sensores. La unidad principal está conectada a un PC que se encuentra situado en la plataforma del tramo inferior de la torre y sirve para monitorizar el funcionamiento del aerogenerador. Este PC se emplea para la operación, el mantenimiento y el arranque de la máquina, permitiendo el control manual y la parametrización del aerogenerador, además de disponer de conexión modem para enviar la información del aerogenerador a otros puntos, lo que posibilita controlar la máquina desde otro PC situado lejos del parque.

El panel de la unidad de control principal, situado en la plataforma inferior de la torre, cuenta con un botón de parada de emergencia que deja sin potencia el convertidor, un botón de giro a la izquierda y a la derecha del sistema de orientación, un conmutador de parada del sistema de orientación con dos posiciones, un conmutador de accionamiento automático/manual del sistema de orientación también con dos posiciones, un botón de arranque para arrancar automáticamente el convertidor y un botón de parada para frenar y parar el convertidor cuando se acciona.

La unidad de control auxiliar, situada en la cabina superior dentro de la góndola, cuenta con un botón de parada de emergencia, un conmutador de parada del sistema de orientación, un conmutador de parada del sistema hidráulico (solo es necesario pararlo para realizar el mantenimiento), un botón de arranque para arrancar el aerogenerador y un botón de frenado del rotor para frenar y parar el rotor.

El sistema de seguridad consiste en un circuito con varios sensores que monitorizan varios de los parámetros de la máquina. Cuando alguno de los valores de estos parámetros está fuera del rango permitido (determinado por la programación) se activa el circuito de seguridad del aerogenerador. Estos sensores relevantes para la seguridad están conectados en serie. Los parámetros controlados y los sistemas utilizados para su monitorización son los siguientes:

- a) Sobrevelocidad del rotor: 1,25 veces la velocidad nominal. Sensor y unidad de monitorización.
- b) Sobrevelocidad en eje del aerogenerador: 1,23 veces la velocidad nominal. Interrupción de rotación centrífuga.
- c) Vibraciones: Interruptor-limitador.
- d) Botones de parada de emergencia: Situados en la plataforma inferior de la torre, en el armario de control (interior de la góndola) y en el panel o armario de control del sistema “pitch”⁹ (interior del buje).
- e) Final de carrera bloqueo del rotor.
- f) Fallo del sistema “pitch”: Actúa cuando el tiempo transcurrido en mover las palas desde el ángulo 0° a 90° (posición de bandera) es demasiado largo.
- g) Fallo del sistema DBB: Ante el fallo del sistema DBB, dado que el tiempo de desplazamiento de la estructura dinámica es demasiado largo, se procede a la actuación sobre el sistema “pitch” como comienzo de la secuencia de parada del aerogenerador.

En caso de que ocurra alguno de estos eventos, se activa el circuito de seguridad que, a su vez, activa ambos sistemas de frenado: palas a posición de bandera a 90 ° y, como sistema complementario, frenado electromagnético.

⁹ El sistema “pitch” de una turbina eólica regula la potencia de la instalación mediante la posición de las palas del rotor respecto al viento, que pueden girar hasta la posición de bandera y hacer que el rotor se detenga.

Un fallo del controlador también activaría el sistema de seguridad, al provocar un reseteo de todos los valores del controlador.

La parada de la máquina se puede lograr incluso sin la actuación del otro sistema de frenado, de forma que cada sistema *pitch* independiente por palas es capaz de frenar por sí solo el rotor incluso cuando las condiciones de velocidad del viento sean altas.

Respecto a la instalación eléctrica del aerogenerador, se ha realizado de acuerdo con los estándares de calidad ISO-9000¹⁰, puesto que se trata de una instalación de tipo industrial que ha de cumplir con el vigente reglamento de baja tensión. La protección general del sistema de baja tensión se ubica en el cuadro de la base, en donde se instala todo el aparellaje necesario. La protección del sistema consta de los siguientes elementos:

- Interruptor general del sistema de generación: Interruptor automático SACE NS630, R630, 1000-2000 / Protección magnetotérmica y diferencial.
- Interruptor general de la instalación auxiliar de fuerza y alumbrado: Interruptor automático SACE NS160H, R160. Poder de corte último 100 kA.

Las instalaciones de media tensión complementarias constan de los siguientes subsistemas:

- Celdas modulares de media tensión con aislamiento íntegro en SF₆. Albergan los interruptores automáticos y protección de los circuitos de 20 kV de interconexión entre ambos generadores. Su misión es la protección y maniobra del generador y enlace con la red de interconexión.
- Líneas interiores de 20 kV de interconexión del parque, con entrada y salida en ambos aerogeneradores, a través de las celdas, completando los circuitos necesarios.

Los centros de transformación para el aerogenerador A 120/176-5 serán individuales, con transformadores de 6.150 kVA, situados en el interior de la torre, sobre la plataforma de cimentación de cada aerogenerador. El transformador estará equipado con protección de máxima temperatura, regulación de tensiones en vacío y sin carga y placa de características. Dispondrá de un cerramiento de malla que evite el acceso a los puntos con tensión, y cuyo acceso estará enclavado con el interruptor-seccionador de protección del transformador.

Para interconectar los aerogeneradores, se instalará entre ellos un circuito cable unipolar submarino 12/20 kV de sección 3 x 95 mm² de cobre, con armadura de acero y fibra óptica en su interior. El cable irá sencillamente apoyado sobre el fondo marino.

La unión del parque a la línea de evacuación tendrá lugar a través de un segundo circuito submarino realizado con cable unipolar submarino 12/20 kV de sección

¹⁰ Conjunto de normas establecidas por la Organización Internacional de Normalización (ISO), respecto al control y gestión de calidad.

3 x 240 mm² de cobre, con armadura de acero y fibra óptica en su interior. El cable irá sencillamente apoyado sobre el fondo marino mientras la profundidad de las aguas sea mayor de un metro.

El tendido entre ambos generadores se ha diseñado de forma que los cables puedan ir desenterrados, sin que las corrientes marinas ejerzan fuerzas sobre ellos capaces de moverlos. Para ello, y tras un estudio de las corrientes marinas, se ha determinado el camino considerado en el proyecto, sensiblemente paralelo a la dirección de las corrientes predominantes en la mayoría del recorrido, y protegido por las ondulaciones del terreno en la otra parte.

La línea de evacuación comprende dos tramos, uno submarino que va desde el aerogenerador A1 a la costa y otro subterránea de la costa a la subestación. Las características de los cables son las siguientes:

- a) Clase de conductor: El conductor está fabricado en cobre recocido de clase 2. El conductor va protegido por medio de una capa semiconductor interna, una capa aislante y otra capa semiconductor externa.
- b) Capa semiconductor interna: Su función es doble y de vital importancia para la línea de evacuación.
 - Impedir la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante (efecto corona). La capa semiconductor forma cuerpo único con el aislante y no se separa del mismo ni aun con las dobladuras a las que el cable pueda someterse, constituyendo la verdadera superficie equipotencial del conductor. Los eventuales espacios de aire quedan bajo esta superficie y, por lo tanto, fuera de la acción del campo eléctrico.
 - Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor. Dicha capa, gracias a su conductividad, convierte en cilíndrica y lisa la superficie del conductor, ya que puede concebirse como parte integrante del mismo, eliminando así los posibles focos de gran sollicitación eléctrica en el aislamiento. Esta capa está fabricada mediante extrusión y tiene un espesor de 0,5 mm.
- c) Aislamiento: El aislamiento de los cables está constituido por polietileno químicamente reticulado, que es un material termoestable que presenta muy buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y una excelente resistencia de aislamiento. La excelente estabilidad térmica del polietileno reticulado le capacita para admitir en régimen permanente temperaturas de trabajo de hasta 90 °C, tolerando temperaturas de cortocircuito de 250 °C. La marcada estabilidad al envejecimiento, la elevada resistencia a los agentes químicos y a la humedad, la tenacidad mecánica y eléctrica, son las propiedades más destacadas que hacen del polietileno reticulado un material apropiado para el aislamiento de cables.
 - ⇒ Capa semiconductor externa: Los cables de tensión superior a 1,8/3 kV como los utilizados en esta línea de evacuación van apantallados de una pantalla normalmente constituida por una envolvente metálica (cintas de cobre, hilos de cobre, etc.) aplicada sobre una capa conductora externa, la cual, a su vez, se ha colocado previamente sobre el aislamiento con el

propósito de evitar que entre la pantalla y el aislamiento quede una capa de aire ionizable y zonas de alta sollicitación eléctrica en el seno del aislamiento. La capa conductora externa está formada por una mezcla extrusionada y reticulada de características químicas semejantes a la del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica.

- ⇒ Protección al agua: Una capa fabricada en cinta de cobre garantiza la estanqueidad del conjunto.
- ⇒ Cubierta exterior: La cubierta del cable es de polietileno, con un espesor de 1,9 mm. Los cables submarinos a 20kV/50Hz/340A irán fondeados sobre el lecho marino hasta llegar a la arqueta donde se conectarán a los cables de tierra. La disposición fondeada de los cables submarinos permitirá la medida de temperaturas para seguimiento del comportamiento técnico y ambiental de la línea. Por otro lado, la línea eléctrica subterránea tendrá una anchura máxima de zanja de 0,35 metros y una profundidad máxima de 0,70 metros, salvo en el cruce con otras líneas subterráneas donde se dejará una separación en la vertical de al menos 0,1 metros.

En cuanto al sistema de puesta a tierra en baja tensión, el aerogenerador dispondrá de dos sistemas de tierra independientes, uno de protección general y otro de protección contra sobretensiones de origen atmosférico:

- a) Sistema de tierra de protección general: Se instalará una red de puesta a tierra para cada aerogenerador, tanto para las masas metálicas, como para la puesta a tierra de los neutros del generador y transformador. Como tierra se utilizará la propia masa acuática, cuyo comportamiento como tierra resulta muy adecuado. La red de tierras constará de cuatro electrodos de 32 mm de diámetro (804 mm² de sección) y 3 metros de longitud, fabricados en cobre e instalados debajo del agua, al lado de la plataforma de transición, por medio de tornillería de bronce. La red unirá los distintos elementos mediante cables de cobre desnudo de 50 mm² y conectará palas, góndola, torre y tierras de todos los equipos eléctricos entre sí.
- b) Protección contra sobretensiones de origen atmosférico: La línea de puesta a tierra contra descargas atmosféricas cumplirá los requisitos establecidos en la instrucción técnica complementaria ITC-BT-18 'Instalaciones de puesta a tierra' contenida en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como los recogidos en la instrucción técnica complementaria ITC-RAT-13 'Instalaciones de puesta a tierra' incluida en 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. La resistencia de tierra será, como máximo, de 10 Ω, según establecen estas normas. Este sistema de protección frente a sobretensiones atmosféricas, independiente del sistema general de tierras, consistirá en una punta de cobre en el extremo de cada pala conectado a tierra por medio de cables de cobre de 50 mm². Durante la instalación de los cables se deberá tener sumo cuidado para evitar cambios bruscos de dirección. La puesta a tierra se realizará por medio de otro juego de electrodos de 804 mm² de sección, independientes del sistema de tierras anteriormente explicado, pero también instalados sumergidos al lado de la plataforma de transición.

Por otra parte, con el fin de contribuir a la seguridad en las maniobras, a la prevención y extinción de incendios y a la información sobre los posibles riesgos eléctricos derivados de la manipulación incorrecta de los aparatos, se instalarán los siguientes equipos:

- Guantes aislantes de 20 kV.
- Pértiga de salvamento.
- Banqueta aislante interior 24 kV.
- Cartel de primeros auxilios y riesgo eléctrico.
- Extintor contra incendios, clase 59-B.

Además, el Proyecto incluye el Estudio de Seguridad y Salud donde se establecen las previsiones respecto a prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales durante la construcción de la instalación, así como los derivados de los trabajos de reparación, explotación y mantenimiento, además de las instalaciones preceptivas para higiene y bienestar de los trabajadores. Servirá para dar unas directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, bajo el control de la Dirección Facultativa, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. Cada contratista elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el Estudio de Seguridad y Salud mencionado, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 6 de septiembre de 2017 REE, en su calidad de Operador del Sistema (OS) y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación existente Matorral 66 kV para un contingente total de generación solicitado de 61,9 MW, tras la inclusión de cuatro nuevos parques eólicos (22 MW de potencia nominal) y cinco nuevas instalaciones fotovoltaicas (10 MW de potencia instalada), en Gran Canaria, solicitud realizada por Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A. en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN¹¹) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso a la red de transporte, que propone que el acceso a la red de transporte de la generación existente y prevista se lleve a cabo en el nudo de la red de transporte Matorral 66 kV, a través de la posición existente en la que actualmente se encuentra conectado un transformador no transporte TF1 66/20 kV de 35 MVA que será sustituido, como parte de instalación de enlace, por una línea no transporte (Matorral 66 kV-SET Ampliación existente 66 kV, que corresponde a una configuración Tipo A según

11 El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con REE y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

el P.O.12.2 SENP) que compartirán todas las instalaciones de generación renovable incluidas en la solicitud. Si bien, será finalmente el transportista titular del punto de conexión quien establezca la solución final de conexión y las actuaciones requeridas en la red de transporte, por lo que quedaría pendiente el análisis de viabilidad física y técnica a desarrollar durante el procedimiento de conexión.

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios y criterios establecidos en el P.O.12.1SEIE¹², que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹³ cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente¹⁴ a la fecha de emisión del escrito de REE, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, y teniendo en cuenta la generación en servicio conectada en la red de distribución (34,4 MW de generación eólica) y el contingente de generación con conexión existente y prevista a la red de transporte considerada en el propio escrito, los estudios técnicos concluyeron que la evacuación del contingente de generación solicitado (61,9 MW) para el nudo de Matorral 66 kV resultaría técnicamente viable¹⁵, teniendo en cuenta la limitación normativa aplicable en el procedimiento de acceso impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según establece el RD 413/2014).

En cuanto a los análisis de estabilidad transitoria realizados en el contexto de la planificación vigente de la red de transporte H2020, establecen unos tamaños máximos de grupo (asimilable a generación conectada a la misma posición) que para el sistema eléctrico de Gran Canaria debe limitarse a 70 MW. No obstante, con objeto de maximizar la integración de generación renovable compatible con la seguridad del sistema, REE ha analizado la coexistencia de tecnologías y fuentes energéticas, observándose la existencia de simultaneidad entre la generación eólica y no eólica, lo que permite considerar desde el punto de vista de la seguridad del sistema la conexión de una magnitud mayor de potencia instalada admisible, manteniendo la capacidad de producción simultánea máxima establecida anteriormente. Con esta consideración, la generación existente y prevista en este escrito de actualización de acceso sería

¹² Procedimiento de Operación 12.1. ‘Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte’, aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 28 de abril de 2006 (publicado en el BOE de 31 de mayo de 2006).

¹³ Capacidad de conexión (MWins) en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad).

¹⁴ El horizonte 2020 es el reflejado en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de transporte de energía Eléctrica 2015-2020”, elaborado por el MINETUR, aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

¹⁵ Con la red de transporte existente en la fecha de realización del informe de REE y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la Planificación (H2020), las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

técnicamente admisible¹⁶. En todo caso, cabe resaltar que este contingente supone una mayor probabilidad de que, en ciertos escenarios de operación, la generación deba estar sujeta a la aplicación de limitaciones preventivas a la producción para garantizar la estabilidad de frecuencia y la seguridad del suministro, por lo que la potencia con posibilidad de evacuación en condiciones de seguridad no es una magnitud fija y depende de las condiciones concretas de operación y de la evolución del sistema eléctrico. Además, para optimizar las posibilidades de integración al sistema eléctrico de la nueva generación solicitada en el escrito en la subestación Matorral 66 kV, sería necesario que dicha generación cumpliera con los requisitos técnicos recogidos en el P.O. SEIE-12.2¹⁷. Asimismo, los resultados preliminares de los estudios de cobertura (nudo único), en elaboración en la fecha del escrito de REE, indican que la no consideración de dichos requisitos, que aportarían unas mayores prestaciones al sistema, implicaría una reducción del número de horas de funcionamiento de las instalaciones como consecuencia de vertidos de generación por balance generación-demanda.

En relación con el sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas, se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (CGP-SEIE), que es función del tiempo crítico de cada parque. Dicho tiempo crítico es, a su vez, muy dependiente del desarrollo de generación y de red, no solo en dicho nudo en concreto sino también por los desarrollos en la zona de influencia. Considerando los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en dicha zona, sería recomendable equipar las instalaciones indicadas con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGP-SEIE, con objeto de minimizar futuros cambios en el equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

En todo caso, REE señala que las posibilidades técnicas de evacuación expuestas no se deben entender como aseguradas ni permanentes, debido a que el estudio se limita a una evaluación indicativa, muy dependiente de las condiciones de operación y del desarrollo efectivo del sistema eléctrico de Gran Canaria. En fases posteriores, en las que exista una mayor certidumbre sobre el desarrollo del sistema, se podrá requerir una revisión de los estudios, tanto de capacidad en el ámbito zonal como, muy particularmente, de valoración de la reserva necesaria por parte de la generación convencional, para que se pueda garantizar la cobertura segura de la demanda maximizando la integración de renovable.

¹⁶ Capacidad de conexión (MWins) en función de producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de red (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad).

¹⁷ Pendiente de aprobación por parte del Ministerio a la fecha del escrito de REE. Finalmente ha sido aprobado mediante Resolución de 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.2 «*Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad*» de los sistemas eléctricos no peninsulares (publicado en BOE de 16 de febrero de 2018).

Por lo tanto, con las consideraciones y condicionantes expuestos, REE considera aceptable el acceso de las instalaciones de generación incluidas en el escrito. En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen la subestación de Matorral 66 kV:

- 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, que podrían ser severas en escenarios de alta producción renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación 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.

REE recuerda que, una vez otorgado el permiso de acceso, corresponde iniciar el procedimiento de conexión de las instalaciones, con objeto de conseguir la autorización de conexión coordinada de la generación incluida en el escrito, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000, por lo que el IUN habrá de dirigirse a REE, como empresa transportista propietaria del punto de conexión anteriormente referido (subestación de Matorral 66 kV). Estas actuaciones sólo se consolidan tras la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte o distribución, que habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

Por otra parte, REE indica que este Informe de Viabilidad de Acceso (IVA) no constituye la cumplimentación de los requisitos establecidos para el otorgamiento de la autorización administrativa para el contingente de generación incluido en la solicitud (según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013), ya que solo dispondría de permiso de acceso, por lo que aun estaría supeditado a la obtención del permiso de conexión a la red de transporte.

Asimismo, REE informa que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes

y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2¹⁸, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a la posición existente en la que se coordinan los generadores incluidos en el escrito en la actual subestación Matorral 66 kV.

Con fecha 24 de enero de 2018, REE emitió escrito de actualización de contestación de acceso coordinado a la Red de Transporte en la actual subestación Matorral 66 kV para un contingente total de generación solicitado de 80,75 MW, tras la inclusión de tres nuevos parques eólicos con una potencia total de 18,85 MW, en Gran Canaria. La conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Matorral 66 kV y se materializaría tal y como ya se indicó en el escrito de actualización de fecha 6 de septiembre de 2017. Para la valoración y maximización en lo posible de las posibilidades de conexión de generación renovable, REE ha llevado a cabo los estudios de capacidad de red de ámbito zonal y nodal según los escenarios y criterios establecidos en el P.O.12.1 SEIE, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión. REE considera que tener en cuenta únicamente la perspectiva de nudo o punto de conexión resultaría en capacidades mutuamente incompatibles, por lo que incorpora análisis de ámbito más amplio que permitan preservar la seguridad del sistema, todo ello bajo el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente (H2020).

Con estas consideraciones y teniendo en cuenta la generación en servicio y prevista con conexión a la red de distribución subyacente de Matorral 66 kV (36,4 MW de generación eólica en servicio y 9,9 MW de generación eólica prevista) y el contingente de generación con conexión existente y prevista a la red de transporte incluido en el escrito, los estudios técnicos concluyen que, en el ámbito nodal y para el nudo de Matorral 66 kV, la evacuación del contingente de generación incluido en el escrito resultaría técnicamente viable considerando la limitación normativa, aplicable en el procedimiento de acceso, impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según el RD 413/2014). En consecuencia, se alcanzaría la capacidad máxima admisible en la SE Matorral 66 kV para la conexión de nuevas instalaciones de generación eólica adicionales a las indicadas.

REE señala que las posibilidades técnicas de evacuación expuestas no deben entenderse como aseguradas ni permanentes, debido a que el estudio se limita a una evaluación indicativa, muy dependiente de las condiciones de operación y del desarrollo efectivo del sistema eléctrico de Gran Canaria. En fases posteriores, en las que exista una mayor certidumbre sobre el desarrollo del sistema, podrá requerirse una revisión de los estudios, tanto de capacidad en el ámbito zonal como, muy particularmente, de valoración de la reserva necesaria por parte de la generación convencional para que, maximizando la integración de renovable, pueda garantizarse la cobertura segura de la demanda.

¹⁸ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

Asimismo, REE recuerda que deberán tenerse en cuenta las consideraciones de carácter general y los condicionantes indicados en el anterior escrito donde se otorgó el permiso de acceso al PE MAR DE CANARIAS, de fecha 6 de septiembre de 2017, para el potencial uso compartido por los productores que utilicen la subestación de Matorral 66 kV.

Con fecha 13 de diciembre de 2018, REE remitió escrito a Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A., en su calidad de IUN, para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de generación en la subestación Matorral 66 kV, escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en dicha subestación para un conjunto de instalaciones (el contingente total de generación renovable que solicita conexión totaliza 80,75 MWins/MWnom) entre las que se encuentra el PE MAR DE CANARIAS, y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para las instalaciones de generación incluidas en el mismo, según lo establecido en el Artículo 53 de la Ley 24/2013.

La conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Matorral 66 kV y se materializaría a través de la posición existente en la que actualmente se encuentra conectado un transformador no transporte TF1 66/20 kV de 35 MVA y que será sustituido como integrante de la instalación de enlace por un nuevo transformador 66/20 kV de 100 MVA que compartirán todas las instalaciones de generación renovable incluidas en la solicitud. La definición de la solución concreta de conexión y las actuaciones requeridas en la red de transporte serán establecidas por el transportista titular del punto de conexión, quedando pendiente del análisis de la viabilidad física y técnica a desarrollar durante el procedimiento de conexión.

Con las consideraciones ya indicadas en escritos anteriores, y teniendo en cuenta la generación en servicio y prevista con conexión a la red de distribución subyacente de Matorral 66 kV (36,4 MW de generación eólica en servicio y 9,9 MW de generación eólica prevista) y el contingente de generación con conexión existente y prevista a la red de transporte incluido en la solicitud, los estudios técnicos concluyen que, en el ámbito nodal y para el nudo de Matorral 66 kV, la evacuación del contingente de generación solicitado resulta técnicamente viable, considerando la limitación normativa impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según establece el Real Decreto 413/2014). En consecuencia, se alcanzaría la capacidad máxima admisible en la SE Matorral 66 kV para la conexión de nuevas instalaciones de generación eólica adicionales a las indicadas.

Los análisis de flujo de cargas asociados al Horizonte 2020 en las condiciones de disponibilidad del P.O.12.1 SENP, valoran la aceptabilidad técnica para la

evacuación de la generación considerada en el escrito mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales/horarias y su posterior ponderación. Los análisis realizados a nivel nodal en Matorral 66 kV, considerando como referencia la generación renovable actualmente en servicio y prevista con permiso de acceso en dicho nudo, concluyen que la capacidad técnica de la red de transporte en Matorral 66 kV estaría saturada. Lo anterior pone de manifiesto que, si se confirmara la instalación de la generación existente y prevista que cuenta con permiso de acceso en la red de transporte y con conexión en la red de distribución y afección sobre Matorral 66 kV, se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en algunas situaciones y, como consecuencia, la generación incluida en la solicitud podría estar sometida a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación, con objeto de preservar en todo momento la seguridad del sistema.

En cuanto a los análisis de estabilidad transitoria, REE indica que la generación existente y prevista considerada en la solicitud resultaría técnicamente admisible, si bien, para optimizar las posibilidades de integración al sistema eléctrico de la generación que solicita permiso de conexión en la subestación Matorral 66 kV, resulta necesario que dicha generación cumpla con los requisitos técnicos recogidos en el procedimiento de operación P.O.12.2 SENP, que son de obligado cumplimiento para aquellas instalaciones que, a fecha de aprobación de dicho procedimiento de operación, no dispongan de un contrato vinculante de adquisición para la compra de la planta de generación principal.

Como aspecto relevante, en los análisis realizados se ha detectado una probabilidad de que en el nudo de conexión Matorral 66 kV, debido al elevado tamaño del nuevo transformador previsto 66/20 kV de 100 MVA en relación con la dimensión del sistema eléctrico de Gran Canaria, la energización de dicho transformador no podrá realizarse en todos los escenarios de operación en dicho sistema eléctrico, quedando supeditada a la autorización expresa del operador del sistema cuando existan condiciones adecuadas que garanticen la seguridad del sistema. Aunque se estima que la probabilidad de dichos escenarios es baja, las restricciones operativas asociadas se entienden aceptadas por el IUN con la continuación de la tramitación de su expediente.

En relación con el sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas, se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (CGP-SEIE). Considerando los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en dicha zona, sería recomendable equipar las instalaciones indicadas con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGP-SEIE, con objeto de minimizar futuros cambios en el equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

Por lo tanto, con las consideraciones y condicionantes expuestos en la comunicación de REE, se considera aceptable el acceso de las instalaciones de generación incluidas en la misma, si bien deberán tenerse en cuenta las consideraciones de carácter general y los condicionantes indicados en las

anteriores comunicaciones para el potencial uso compartido por los productores que utilicen la subestación de Matorral 66 kV.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones consideradas —entre las que se encuentra el PE MAR DE CANARIAS—, siempre que se ajuste a los requisitos que afirman cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo, destacando las siguientes:

- Se realizará la sustitución del transformador 66/20 kV y la adecuación necesaria de la instalación de enlace, manteniéndose la máxima independencia posible entre los equipos de medida en el punto frontera y los equipos de la red de transporte.
- Las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes —entre otros que las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos—, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida, rogándoles que ésta última sea remitida a REE.

En este escrito REE recuerda que el procedimiento de conexión culminará con la firma del CTA a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente. A este respecto REE indica que los generadores incluidos en el escrito deberán proceder a la firma del CTA, según lo establecido en el RD 1955/2000, puesto que no disponían del mismo a fecha de la comunicación de REE.

Asimismo, REE recuerda que, para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2, por lo que se requiere la coordinación con REE por parte del IUN, que a estos efectos actuará como "Representante" para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a la posición existente en la que se coordinan los generadores bajo su interlocución en la actual subestación Matorral 66 kV.

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 anexo II, grupo 4, apartado h, 'instalaciones para la producción de energía en medio marino', de la Ley 21/2013 de evaluación 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 7.2¹⁹, procede ser sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada por el órgano ambiental a los efectos de determinar que el proyecto no tiene efectos significativos sobre el medio ambiente, o bien ser sometido al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinario regulado en la Sección 1ª del Capítulo II, del Título II²⁰, de dicha Ley, por tener efectos significativos sobre el medio ambiente.

La Secretaría de Estado de Medio Ambiente, a propuesta de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural y mediante Resolución de 19 de noviembre de 2014, determinó que no es previsible que el proyecto PE MAR DE CANARIAS produzca impactos adversos significativos, siempre que cumpla los requisitos ambientales que se desprenden de la propia Resolución, por lo que no se considera necesaria la tramitación prevista en la mencionada Sección 1.ª del Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013²¹ 'Procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental'.

En efecto, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAGRAMA recibió el 11 de octubre de 2013 una primera versión del documento ambiental del proyecto sobre la que, una vez analizado su contenido, se planteó una subsanación del mismo. El 4 de diciembre de 2013 se recibió la versión subsanada del documento ambiental, se analizó de nuevo su contenido y se realizaron las consultas sobre el mismo. El 15 de enero de 2014 se remitieron las solicitudes de informes a las administraciones afectadas y organismos interesados. Como respuesta se recibieron informes, entre otros, del Servicio de Impacto Ambiental de la Dirección General de Protección de la Naturaleza, de la Dirección General de Cooperación y Patrimonio Cultural, de la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar, del Servicio de Cooperación y Patrimonio Cultural de la Consejería de Cultura, Deportes, Políticas Sociales y Vivienda del Gobierno de Canarias, de la Agencia Marina de Investigación, Innovación y Sociedad y de la Dirección General de Sostenibilidad

¹⁹ Artículo 7. 'Ámbito de aplicación de la evaluación de impacto ambiental'

«2. Serán objeto de una evaluación de impacto ambiental simplificada:

a) Los proyectos comprendidos en el anexo II.»

²⁰ Procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental.

²¹ Realmente el proyecto fue sometido al procedimiento de evaluación de impacto ambiental recogido en el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprobó el Texto Refundido de la Ley de evaluación de impacto ambiental de proyectos, normativa derogada por la Ley 21/2013. Dicho Real Decreto Legislativo no contemplaba previsión sobre la vigencia de los pronunciamientos en la resolución resultante del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, por lo que la mencionada Resolución de 19 de noviembre de 2014 mantiene su vigencia y no se ha de iniciar un nuevo procedimiento de evaluación de impacto ambiental, tal y como ha determinado el Subdirector General de Evaluación Ambiental de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD en escrito de fecha 24 de febrero de 2021, en respuesta a la solicitud de la DGPEM de inicio de procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada para el proyecto PE MAR DE CANARIAS, de fecha 9 de febrero de 2021.

de la Costa y del Mar. En particular, el Ayuntamiento de Santa Lucía destacaba las posibles afecciones al lecho marino y su compatibilidad con otros usos del litoral, como la actividad pesquera y deportes náuticos. El 24 de marzo de 2014 se remitió al promotor un planteamiento de modificaciones al proyecto y el 31 de marzo se recibió una última versión del documento ambiental presentado por el promotor que recogía las indicaciones realizadas anteriormente, además de incorporarse las sugerencias planteadas por las alegaciones, a excepción de la limitación del ámbito temporal del proyecto. El promotor justificaba la no asunción de la limitación temporal del proyecto por la dificultad que supondría a la hora de encontrar financiación, planteando como contrapartida que sea en el plan de vigilancia en el que se establezca el sistema de control, propuesta de mejoras ambientales y comprobación de las mismas, extendiendo el carácter innovador del proyecto, además de al apartado técnico, a la componente ambiental del mismo.

En cuanto al potencial impacto de la instalación, cabe destacar los siguientes aspectos:

- a) Fondo marino: Debido al tipo de cimentaciones planteadas por el promotor y a la escasa ocupación longitudinal de la línea de evacuación de energía, la ocupación de la superficie marina por parte de la infraestructura será muy limitada y, de acuerdo con la cartografía bionómica aportada por el promotor, no se afectará a hábitats de especial interés. A pesar de ello, el promotor realizará estudios previos a la instalación de los aerogeneradores y al fondeo del cable que permitan minimizar las afecciones sobre el bentos.
- b) Calidad de las aguas: La principal amenaza a la calidad de las aguas vendría por vertidos derivados de accidentes, tanto de las embarcaciones que trabajan en la construcción y mantenimiento como de los propios aerogeneradores. La elección de equipos de transmisión directa, es decir, sin caja multiplicadora, permite reducir el aceite que alberga el aerogenerador y, por tanto, el riesgo de contaminación de las aguas. La pequeña entidad de las excavaciones a realizar, permite considerar que la afección por resuspensión de sedimentos en la columna de agua será de muy escasa magnitud y de corta duración. En todo caso, si la pluma de partículas en suspensión pudiera ser mayor que la prevista (11,1 metros como distancia máxima), el promotor establece que se dispondrán las barreos de contención de sedimentos para evitar que la zona afectada por la turbidez sea importante.

Por otro lado, el promotor plantea, a modo de medias preventivas y correctoras, la ejecución de modelizaciones hidrodinámicas para detectar posibles efectos sobre las corrientes y aplicar medidas adecuadas de aislamiento de cables para minimizar el desprendimiento de calor y campos electromagnéticos. También incorpora medidas para minimizar las remociones del sedimento puesto en suspensión, el riesgo de vertido y la obligación de limpiar las zonas afectadas por la actividad.

- c) Aves: Los principales impactos sobre las aves se producirían, por una parte, por las molestias durante la construcción del proyecto, en especial en la zona

terrestre del proyecto, puesto que se sitúa dentro de una IBA²², aunque el promotor, para minimizar el impacto, ha elegido como zona de acceso y montaje la pista y explanadas anexadas a la central térmica existente. Además, durante la fase de experimentación de los aerogeneradores se podrían provocar colisiones contra los rotores por parte de las aves marinas. Del listado de aves recogidas en la ficha de la IBA, pocas son las especies que se alejan de la costa, y que, por tanto, podrían colisionar con alguno de los aerogeneradores, entre ellas la gaviota patiamarilla y el charrán patinegro, que es invernante en la zona.

En zona terrestre ya existen numerosos aerogeneradores, por lo que, en principio, la presencia de los aerogeneradores del PE MAR DE CANARIAS no supondría un aumento de las molestias sobre las poblaciones residentes, que ya están habituadas a la presencia de estos elementos. El promotor no ha encontrado evidencias de que exista actualmente una afección importante de los aerogeneradores costeros sobre las aves de la IBA, a pesar de ser especies que se desplazan sin alejarse de la costa. Por tanto, se considera que la instalación de dos únicos aerogeneradores no supondría, en una primera aproximación y teniendo en cuenta las especies habituales en la zona, un riesgo muy elevado de impacto, algo que se deberá constatar con la vigilancia ambiental. En el caso de que se produjeran muchas colisiones se deberán plantear soluciones al respecto, ya sea deteniendo el aerogenerador en épocas sensibles, o cambiando la ubicación del mismo.

En el documento ambiental se plantean una serie de medidas encaminadas a minimizar las molestias sobre las poblaciones de aves, además de la ejecución de estudios complementarios para reconocer las especies más frecuentes en el entorno y el uso de la zona por las mismas, así como identificar las principales zonas de paso de aves migrantes que pudieran verse afectados por los dos aerogeneradores instalados.

- d) Cetáceos, tortugas y otra fauna marina: Las molestias derivadas del ruido submarino podría ser el impacto más importante que el presente proyecto pudiera generar. Si bien el pequeño tamaño de la infraestructura propuesta, así como el hecho de que los aerogeneradores serán de transmisión directa (sin engranaje desmultiplicador) y el sistema de anclaje propuesto, permite considerar que las vibraciones y ruidos transmitidos al medio acuático serían compatibles con las especies que pudieran frecuentar la zona. En todo caso el promotor ha recogido en el programa de vigilancia ambiental el control de las emisiones de ruido submarino y el estudio de los efectos sobre las poblaciones de la zona.

Antes del inicio de las obras el promotor se compromete a verificar la presencia de poblaciones de cetáceos. En caso de que se encuentren, se estudiarán las características de las poblaciones y sus hábitos. Se evitarán las épocas críticas para las actuaciones que más molestias pudieran causar. Concretamente, si se encontrara presencia de delfín mular, para realizar actuaciones que más molestias pudieran causar, se evitará la época crítica para la especie (desde la primavera hasta principios de invierno). En todo

²² Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad.

caso, el calendario final de trabajo se establecerá en coordinación con la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y el Mar del MAGRAMA.

El promotor indica que los campos electromagnéticos ligados al cable de evacuación de la energía pueden provocar cambios comportamentales en algunas especies del medio marino, especialmente en peces. Para minimizar los efectos derivados de este factor se utilizarán los sistemas de cableado que menores campos generan.

El promotor propone también el establecimiento de previsiones de ejecución de manera que se evitan las zonas y/o épocas más sensibles para las especies piscícolas.

- e) Impacto socioeconómico: Para minimizar afecciones sobre la pesca, el promotor se compromete a evitar las actividades que puedan afectar a los recursos pesqueros de la zona, así como, en la medida de lo posible, aprovechar el tejido empresarial local en actividades de construcción y control del desarrollo de la actividad (mano de obra, embarcaciones, servicios, etc.). En el caso de que se demuestre que la actividad causa perjuicio económico, se establecerán, junto con las administraciones competentes en la materia, los mecanismos de compensación o indemnizaciones pertinentes

Por otra parte, de acuerdo con el art. 3.3 de la Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino, la ejecución del proyecto requiere autorización respecto a la compatibilidad de la actividad con la estrategia marina por parte de la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y el Mar del MAGRAMA.

Visto lo anterior, la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA emitió la mencionada Resolución de 19 de noviembre de 2014, donde determina que no es previsible que el proyecto PE MAR DE CANARIAS vaya a producir impactos adversos significativos, siempre que cumpla los requisitos ambientales establecidos en la propia Resolución, por lo que no considera necesaria la tramitación prevista en la sección 1ª del capítulo II de la Ley 21/2013 de evaluación de impacto ambiental ('Procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental').

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El proyecto plantea como objetivo, mediante la instalación de dos aerogeneradores de 5 MW de potencia cada uno, la experimentación en el campo de nuevos conceptos en las turbinas eólicas y, en particular, de la aplicación del sistema de control Dimensional de las Bandas de Barrido (DBB), que considera especialmente apropiado para las turbinas eólicas marinas, y que pretende demostrar la eficacia de este sistema en el aumento paulatino del número de horas de producción a potencia constante y nominal de las turbinas. Estos aerogeneradores se instalarán frente al Barranco de Tirajana, en la zona denominada Mar de Canarias BT, MARCBT o MCBT. El parque estará situado en el lecho marino, a unos 40 metros de profundidad, a unos 2 kilómetros de la costa de la desembocadura del Barranco de Tirajana en la isla de Gran Canaria. Esta ubicación es la mejor encontrada para solucionar dos de las disquisiciones

para ubicar un parque eólico *offshore*: por un lado, aumentar los recursos eólicos mediante el alejamiento de la costa y, por otro, evitar profundidades excesivas que hacen aumentar los costes de las cimentaciones. En cuanto a la conexión eléctrica, los aerogeneradores estarán unidos por una línea con tramo submarino y con tramo subterráneo a tensión de 20 kV.

Uno de los motivos de la elección del emplazamiento en Canarias está relacionado con la distribución de vientos: el proyecto necesitaba, como primer paso dentro de una serie de experimentaciones, disponer de vientos relativamente constantes en velocidad y en dirección para poder hacer mediciones estables de las diferencias de rendimiento. Las islas Canarias gozan de un excepcional régimen de vientos gracias a los vientos alisios.

Por otra parte, el sistema de control DBB que se propone instalar en el proyecto da mejores resultados económicos cuanto mayor sea la potencia unitaria de las turbinas, por lo que resulta particularmente apropiado para los grandes aerogeneradores marítimos. Incluso, si la turbina eólica es suficientemente grande, se pueden compensar los sobrecostes que surgen cuando se pretende instalar el parque eólico en aguas algo más profundas (siempre que los recursos eólicos sean adecuados).

Otra ventaja adicional de estar situado en el mar es que las turbinas trabajan con flujos de aire con menor turbulencia lo que, añadido a la constancia de los vientos alisios, facilita la contrastación de los modelos teóricos del comportamiento aerodinámico del nuevo sistema.

Finalmente, la última razón para elegir esta ubicación del PE MAR DE CANARIAS responde a que las islas en general, y en particular las Canarias, no disponen de otras fuentes de energía tradicionales como la hidráulica y, a excepción de las nuevas renovables, tienen prácticamente casi toda su generación de energía eléctrica basada en el quemado de productos derivados del petróleo importado con las consecuencias ecológicas y económicas negativas que ello conlleva. El proyecto trata de demostrar de forma experimental una nueva forma de aprovechamiento eólico que supera en cuanto a estabilidad las limitaciones de los clásicos parques eólicos y que puede ayudar a desarrollar estrategias que incrementen el grado de penetración de las energías renovables en el *mix* energético de las islas.

El espacio afectado por la implantación del PE MAR DE CANARIAS pertenece al Dominio Público Marítimo-Terrestre en su mayor parte. En tierra se limita a la línea de evacuación de la energía eléctrica generada y a la subestación eléctrica. Para la línea eléctrica, que es subterránea, se requiere hacer zanjas para enterramiento de las canalizaciones y, posteriormente, permanecerá la afección de las servidumbres derivadas de este enterramiento.

Toda la línea de evacuación transcurre por una finca clasificada como terreno rural no productivo en la actualidad. La subestación eléctrica está para dar servicio a unos parques eólicos actualmente en producción y va ser ampliada para recoger la generación de energía de otros nuevos parques, entre los cuales

se encuentra el PE MAR DE CANARIAS. Todos los parques en servicio o proyectados para ser evacuados por la actual subestación eléctrica están ubicados en tierra excepto este.

La línea eléctrica submarina conecta el aerogenerador A2, el aerogenerador A1 y la arqueta de transición marítimo-terrestre. La salida de la energía se realizará a través de un cable submarino de 20kV/50Hz/340A que conecta ambos aerogeneradores entre sí y éstos con la tierra firme, hasta alcanzar la subestación de destino. El tendido será subterráneo, con una longitud de 1.100 metros en total y atravesará en parte la zona intramareal, hasta alcanzar una profundidad determinada a partir de la cual el cable estará fondeado directamente sobre el lecho marino, este tramo totalmente submarino tendrá una longitud de 3.540 metros. La anchura máxima de ocupación de la línea submarina será de 0,2 metros sin zanja y la subterránea 0,35 metros la zanja más un tramo paralelo de 0,8 metros para ocupación durante la fase de construcción. No se plantean grandes remociones de sustrato, puesto que tanto los aerogeneradores como los anclajes de los mismos irán apoyados en el fondo, sin necesidad de realizar perforaciones. La única excavación prevista es en la zona intermareal, para realizar una zanja que lleve el cable desde las proximidades de la línea de costa hasta la arqueta donde se conecta con el cable subterráneo.

La línea eléctrica terrestre conecta esta arqueta de transición con la subestación transformadora SE Matorral 66 kV. En el trazado de la línea eléctrica submarina de media tensión (MT) no se identifican cruzamientos con otras líneas eléctricas u otros servicios.

El espacio de construcción y montaje se sitúa en el Dominio Público Marítimo Terrestre (DPMT) junto a la transición entre el tramo de línea de evacuación submarina y el tramo de la línea de evacuación subterránea. Queda cercano al malecón de abrigo para la entrada del agua de refrigeración a la central térmica de Juan Grande, también conocida por el nombre de central de Barranco de Tirajana. La afección temporal para la construcción de la torre y las cimentaciones está constituida por dos bandas en la costa de 144x10 y 40x25 metros respectivamente, que se complementan con dos áreas de afección temporales contiguas para acopio de materiales y depósito de maquinaria de 13x15 metros.

Para el acceso de la maquinaria y el transporte de equipos se empleará una vía de 2,4 metros de ancho, cuyo trazado se superpondrá a la servidumbre de paso de la línea de evacuación terrestre más los tramos de conexión con las áreas de acopio de materiales y construcción. Se trata de una pista de acceso que parte del aparcamiento de entrada y circula por el borde de la costa, que ha sido utilizada anteriormente para la construcción de la escollera de abrigo y puerto de servicio de la central térmica. Las áreas de montaje se hayan al borde del mar, alrededor de la mencionada escollera de abrigo de la central térmica, y fueron utilizadas en la construcción de esta.

Durante la fase de explotación del parque los mayores impactos se deberán al trasiego embarcaciones de mantenimiento, que utilizarán como puertos base el de la central térmica y, en su defecto, el puerto de Arinaga.

Previo al desmantelamiento de la instalación se realizará un estudio valorativo de las comunidades que han crecido sobre las cimentaciones, para decidir sobre la conveniencia de su retirada del fondo o, por el contrario, su permanencia in situ, como arrecife artificial.

Las ecocartografías de la costa consultadas por el promotor (años 2002 y 2007) descartan la presencia de praderas de seadales en la zona. La cartografía bionómica presentada tampoco identifica presencia de *Cymodocea nodosa* en el entorno de la actuación.

Respecto a la parte marina de la actuación, se han producido varios avistamientos de delfín mular en el entorno de la zona de estudio.

La zona terrestre de la actuación está declarada como área de importancia para las aves (IBA número 351) 'Costa de Arinaga-Castillo del Romeral' que acoge especies de interés como el chorlitejo patinegro, aves invernantes como la garceta común, correlimos tridáctilo, corremolinos común, zarapito trinador, vuelvepedras común, chorlitejo grande, chorlito gris, gaviota patiamarilla, gaviota sombría y charrán patinegro.

También en la zona terrestre de la actuación se encuentran ejemplos en relativo buen estado de conservación de matorral bajo halófila. Entre las especies que lo constituyen destaca, por su escasez y endemidad, el chaparro.

A tres kilómetros al sur de la zona terrestre del proyecto se encuentra la ZEPA Juncalillo Sur, en la que se están desarrollando actuaciones de restauración ambiental. El espacio, además de encontrarse a una distancia considerable, teniendo en cuenta la entidad de las actuaciones propuestas, está separado de la zona por el núcleo urbano de Castillo del Romeral.

Por otra parte, el informe del Área Funcional de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Las Palmas de Gran Canaria, de fecha 25 de abril de 2016, informó favorablemente la solicitud de autorización administrativa del PE MAR DE CANARIAS y su infraestructura de evacuación, puesto que considera que se trata de un proyecto de investigación para conseguir en el futuro parques eólicos *offshore* con aerogeneradores más complejos que puedan compensar sus sobrecostos gracias a una mayor producción de energía que la obtenida en instalaciones convencionales, además de suponer una menor inversión en instalaciones *offshore* que la que supondría ante otras posibles ubicaciones, ya que en este caso se ubica en aguas menos profundas. En fechas 29 de agosto de 2017 y 6 de noviembre de 2019 el mencionado Área emitió sendos informes que complementaron y actualizaron el anterior. El Ayuntamiento afectado, el de San Bartolomé de Tirajana, en informe inicial de fecha 10 de noviembre de 2015, manifestaba básicamente que no consideraba adecuada la instalación del parque por el impacto ambiental que causaría y que sería mejor

ubicarlo en tierra, ya que estimaba que el rendimiento energético sería el mismo. Con fecha 19 de enero de 2017 emite informe en el que ratifica esta opinión, si bien indica que son conclusiones a nivel informativo y no remite alegaciones a la autorización de la instalación.

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

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 ESDRAS, empresa promotora del Proyecto.

4.4.1 Capacidad legal

ESDRAS es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 1 de abril de 1993 por dos socios, Don Juan Antonio Talavera Martín y Don Francisco José González Otero, ambos de nacionalidad española, que aportaron 450.000 pesetas (2.704,55 euros) el primero, en pago de las cuales se le asignaron 45.000 participaciones sociales, y 50.000 pesetas (300,51 euros) el segundo, en pago de las cuales se le asignaron cinco participaciones sociales. Su objeto social inicial era «*el desarrollo y aplicación de equipos y sistemas para el control de procesos industriales, y la automatización de industrias*».

Mediante escritura de 21 de diciembre de 1995 se elevaron a público los acuerdos sociales adoptados en Junta General universal y extraordinaria de socios, celebrada el 5 de diciembre de 1995, respecto a la ampliación de capital en 4.500.000 pesetas (27.045,54 euros) y la adaptación de sus Estatutos Sociales a la Ley de Sociedades Limitadas de 1995 vigente en ese momento.

Mediante escritura de fecha 23 de octubre de 1997 se elevaron a público los acuerdos sociales adoptados en Junta General extraordinaria y universal de socios, celebrada el 10 de octubre de 1997, entre otros, la ampliación del capital social de la Sociedad en 18.750.000 pesetas (112.689,77 euros) mediante el aumento del valor nominal de cada una de las quinientas participaciones sociales en que se hallaba dividido dicho capital en 37.500 pesetas (225,38 euros), de forma que se traspasaron 14.234.076 pesetas (85.548,52 euros) de la cuenta de reservas a la de capital y se produjo una aportación dineraria por parte de los socios de 4.515.924 pesetas (27.141,25 euros).

Posteriormente, mediante escritura de 1 de octubre de 1999, se elevaron a público los acuerdos sociales adoptados en Junta General de socios

extraordinaria y universal, celebrada el 30 de septiembre de 1999, por los que se amplía el objeto social, incluyendo en el mismo la generación y comercialización de energía eléctrica.

Mediante escritura de fecha 6 de noviembre de 2013 se produjo la venta de las participaciones sociales de ESDRAS de las que era titular Don Francisco José González Otero, de forma que vendió cinco participaciones sociales a Don Ignacio Talavera de la Esperanza y doscientas cuarenta y cinco a Don Juan Antonio Talavera Martín.

Mediante escritura de fecha 28 de noviembre de 2016 se elevaron a público los acuerdos sociales adoptados en Junta General extraordinaria y universal de socios, celebrada el 12 de noviembre de 2016, entre otros, la ampliación del capital social de la Sociedad en 656.500 euros mediante el aumento del valor nominal de cada una de las quinientas participaciones sociales en las que se hallaba dividido dicho capital en 1.313 euros y la ampliación del objeto social de la empresa, modificando el artículo 2º de los estatutos sociales, que incluye, además de otras áreas *«la prestación de servicios técnicos de ingeniería, la investigación técnica, el desarrollo tecnológico, la generación más comercialización de energías procedentes de fuentes renovables y los servicios energéticos»*.

Mediante escritura de fecha 2 de enero de 2018 se elevaron a público los acuerdos sociales adoptados en Junta General extraordinaria y universal de socios celebrada el 5 de diciembre de 2017, entre otros, la ampliación del capital social de la Sociedad en 188.870 euros mediante el aumento del valor nominal de cada una de las quinientas participaciones sociales en que se hallaba dividido dicho capital en 377,74 euros.

Según consta en certificado del Administrados Único de ESDRAS adjuntado por la Sociedad, **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Por tanto, ESDRAS es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la de instalaciones del tipo de la que es objeto el presente informe, 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.

Como se ha expuesto, ESDRAS fue constituida el 1 de abril de 1993 y ha sufrido posteriores modificaciones en sus Estatutos Sociales que han afectado, entre otras cuestiones, a su objeto social, tal y como se ha relatado anteriormente en el punto 4.4.1. En la actualidad, es una sociedad especializada en el estudio, desarrollo y suministro de sistemas para la generación y distribución de energía, dedicada esencialmente a la ingeniería de desarrollo de equipos y sistemas, con conocimientos en un amplio espectro técnico y en la aplicación de nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia, mejorar la fiabilidad y disminuir los costes. En concreto, desarrolla actividades en las siguientes áreas:

- Ingeniería de instrumentación, regulación y control de procesos.
- Desarrollo de unidades electrónicas y software para procesamiento de señales en tiempo real.
- Drivers y convertidores de protocolos de comunicación.
- Análisis de campos electromagnéticos en alta y muy alta tensión.
- Diseño aerodinámico de turbinas eólicas.
- Proyectos de parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas, hidráulicas y geotérmicas.
- Aplicaciones de visión artificial.
- Sistemas de síntesis y reconocimiento de voz.
- Ingeniería de centrales, subestaciones y líneas eléctricas.

ESDRAS comenzó su actividad realizando desarrollos para empresas suministradoras de equipos para centrales de generación hidráulica. Posteriormente ha ido derivando su actividad de ingeniería hacia otras áreas dentro del sector de las energías renovables y otras tecnologías. No es una compañía dedicada específicamente a la generación de energía eléctrica, pero proporciona servicios técnicos a las empresas que suministran a las compañías eléctricas. Aunque no es su objetivo principal, sí cuenta con una instalación solar fotovoltaica sobre cubierta en una vivienda de Las Rozas (Instalación Fotovoltaica María Paz de la Esperanza Martín Pinillos), en Madrid, que puso en marcha en 2008, con una potencia de 10 kW, que se conecta mediante tres inversores monofásicos que totalizan 9,15 kW de potencia nominal fotovoltaica y se construyó como demostración, en pequeña escala y simplificada en su funcionamiento, de ciertas innovaciones técnicas (se trata de una instalación fotovoltaica sobre tejado con una configuración de doble plano, en ángulo y con paneles colocados con una separación significativa respecto al tejado para darles una inclinación y no para dejarles sobre un plano en paralelo; la instalación cuenta con tres inversores monofásicos que, según un algoritmo desarrollado por ESDRAS, minimiza el cableado y optimiza el equilibrio de los conjuntos asignados a cada inversor basándose en los parámetros individuales de cada

panel), gracias a lo cual fue considerada como proyecto emblemático en el ámbito de la energía por la Fundación de la Energía dependiente de la Comunidad de Madrid y ha sido una iniciativa cofinanciada por la *Energy Management Agency* dentro del programa *Intelligent Energy de la Unión Europea*.

El núcleo principal de negocio de ESDRAS está en I+D. Por ejemplo, la empresa ha manifestado que ha desarrollado una innovación significativa en los sistemas que forman parte de la planta de generación designada para iniciar la secuencia de restablecimiento de todo el sistema eléctrico de la Península Ibérica en el caso de que ocurriera un apagón general producido porque saltaran las diferentes protecciones de los circuitos eléctricos. La empresa manifiesta, asimismo, que tiene firmado un contrato de confidencialidad que le impide aportar documentación al respecto. Igualmente argumenta que la mayoría de los contratos más importantes los tiene firmados con empresas privadas que imponen cláusulas estrictas en la transmisión de datos a terceros, por lo que no puede aportar de forma explícita gran parte de sus trabajos y experiencia en el sector eléctrico, si bien también cuenta con financiación a través de ayudas públicas, aunque de forma marginal, proyectos de los cuales sí ha aportado documentación. Este es el caso de un proyecto desarrollado con el objetivo de reducir significativamente las dimensiones de los transformadores de medida en tensiones superiores a 10 kV, que son las que van a tener los aerogeneradores de 5 MW a instalar en el proyecto objeto del presente informe; es el proyecto denominado '*Análisis de las distorsiones inducidas por descargas electrónicas parciales en medios dieléctricos*', subvencionado en parte por el Plan de Innovación Empresarial de la Comunidad de Madrid.

Otro de sus proyectos en I+D es el denominado ENERMAG, que finalmente no consiguió la financiación europea que pretendía pero que fue muy bien valorado técnicamente. El proyecto presenta una forma alternativa de almacenamiento de energía generada, que requiere una circulación permanente de corriente, lo que supone que se den importantes pérdidas de potencia, pero que la llegada de los denominados superconductores —materiales que presentan resistencia eléctrica nula a muy bajas temperaturas— puede solucionar.

En todo caso, sin presentar un detalle exhaustivo, ESDRAS esboza en su página web la participación en proyectos tanto en tecnología hidráulica como en fotovoltaica, eólica y en cogeneración. Desde su fundación, ESDRAS ha estado presente en el sector de generación hidráulica, interviniendo en el proyecto de nuevas centrales y en la modernización de otras en la Península Ibérica. Sus desarrollos, particularmente el sistema de control, se han empleado en zonas tan diferentes como los Alpes o la cuenca del Amazonas; se trata de un sistema con sencillez de manejo, flexibilidad y con la posibilidad de tratar gran cantidad de datos. Las actividades de ingeniería que ESDRAS desarrolla abarcan el análisis de viabilidad, proyectos de instalaciones hidráulicas completas, desarrollo del sistema eléctrico de potencia, desarrollo del sistema de protecciones, control y comunicaciones y apoyo técnico a mantenimiento.

Asimismo, desde 1998 ESDRAS ha estado presente en el sector con el desarrollo de estudios y proyectos de parques eólicos en diferentes Comunidades Autónomas. La actividad de la empresa en la energía eólica es de carácter netamente tecnológico, estando centrada en la realización del proyecto técnico de los parques eólicos completos, así como en el diseño de equipos específicos dentro de ellos. Algunos de los parques desarrollados por ESDRAS son de carácter experimental, donde se implantan y se ponen a prueba nuevas tecnologías: aerodinámica de rotor, optimización del generador, algoritmos de control de potencia, monitorización de transitorios de corriente, estudio de sensibilidad a parámetros técnicos en la producción energética, etc. Dentro de estos últimos desarrollos de ESDRAS cabe destacar la línea enfocada al incremento de rendimiento aerodinámico de las turbinas para proporcionar un mejor aprovechamiento energético en aquellos parajes con unos recursos eólicos medios-reducidos, así como en instalaciones marinas. Esta línea está estructurada alrededor del sistema llamado DBB que es particularmente apropiado para tamaños de máquina con potencias unitarias altas. La implantación del sistema puede repercutir en la obtención de un incremento de energía generada superior al 20% anual.

ESDRAS también ha realizado el proyecto de centrales solares en varias Comunidades Autónomas, tanto sobre el terreno como sobre las cubiertas y tejados en edificios industriales, así como en edificaciones residenciales, en las que particularmente se ha cuidado la integración con la arquitectura para mejorar la estética global manteniendo un rendimiento energético optimizado. ESDRAS se ocupa de los estudios de emplazamiento, de la estimación de recursos solares, del proyecto de integración tanto de instalaciones fotovoltaicas y termosolares combinadas como de instalaciones fotovoltaicas y geotérmicas combinadas, del proyecto de instalación en edificios residenciales y en edificaciones industriales, del proyecto de instalación en polideportivos y zonas de servicio, del proyecto de grandes centrales solares en terreno abierto, del control de calidad y del mantenimiento de las instalaciones.

ESDRAS también está presente en el sector eléctrico en otros tipos de instalaciones, entre ellas las de cogeneración. Además, tiene actividad de ingeniería en las infraestructuras para el transporte y distribución de la energía eléctrica.

Por otra parte, ESDRAS ha desarrollado diferentes sistemas de control en sus instalaciones según las necesidades específicas de cada una de ellas. Los equipos que constituyen el núcleo de los sistemas de control son autómatas programables (PLC) u ordenadores industriales. En el caso de uso de ordenadores industriales, se dispone de ARR (Adquisición, Regulación y Representación) que es un potente sistema de control, fácil de usar, basado en el entorno Windows y que sigue la filosofía de utilizar componentes (tanto de hardware como de software) muy estándares, con sustitución y reparación sencillas. Asimismo, ESDRAS optimiza la estructura física de los enlaces de comunicación de los sistemas de control, tanto internos como externos, implantando topologías con redes cableadas y redes inalámbricas, desarrollando el software completo de las comunicaciones e implementando los programas de

conversión de protocolos para la transmisión de datos con equipos de diferentes fabricantes.

En el ámbito de I+D, paralelamente a la investigación y desarrollo con objetivos propios, ESDRAS realiza una actividad de desarrollo externo para sus clientes donde se comprueba que este “*outsourcing*” mejora la calidad final del producto y el grado de cumplimiento de los objetivos, además de reducir los costes, todo ello en un marco de absoluta confidencialidad. Entre las actividades que realiza se encuentran: Estudios de viabilidad, análisis tecnológicos, estudios de eficiencia energética, desarrollo de equipos, sistemas e instalaciones, desarrollo de software y comunicaciones, construcción y ensayos de prototipos, puesta en marcha de primeras series, análisis de fallos post-venta, mejoras de producto y almacenamiento de energía.

Por otra parte, ESDRAS manifiesta que el proyecto de investigación del cual se deriva la presente instalación ha recibido ayudas para el desarrollo de los conceptos básicos tanto del Ministerio de Industria como de la Unión Europea, además de que varios accionistas relacionados con ESDRAS han creado una empresa para colaborar estrechamente en el proyecto, la sociedad ENERMAR, S.A., sociedad española constituida el 23 de abril de 2007, cuyo objeto social es la producción de energía eléctrica procedente de los recursos renovables en el mar, en la tierra o en el aire, su transformación y su comercialización, así como la investigación en dicho campo y la explotación de las patentes. En la declaración responsable emitida por los Consejeros Delegados de ENERMAR, S.A. se pone de manifiesto que la sociedad ha sido creada con el primer objetivo de financiar la realización del proyecto y la construcción de la instalación eólica experimental denominada MAR DE CANARIAS, así como constituirse en una empresa competente en la creación de proyectos de energía eólica. También indica que esta empresa cuenta con personal técnico cualificado que va adquiriendo experiencia en su formación con la estrecha colaboración con ESDRAS y que, a más largo plazo, llevará a cabo el desarrollo y explotación de proyectos de energía eólica marina donde se aplicarán las innovaciones y el conocimiento conseguido mediante la actividad experimental en la instalación objeto de informe.

Estos datos avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones en los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000, teniendo en cuenta la experiencia y el conocimiento técnico de ESDRAS en la construcción de este tipo de infraestructuras experimentales y el hecho de haber realizado investigaciones sobre los aspectos teóricos y ensayos sobre modelos simulados del concepto que va a ser experimentado en la instalación propuesta, además de contar con el apoyo declarado de una sociedad cuya actividad está centrada en la producción de energía eléctrica procedente de recursos renovables.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en Anteproyecto para la instalación eólica experimental PE MAR DE CANARIAS, fechado en abril de 2015, y su modificación posterior en

diciembre de 2020, el presupuesto estimado para su ejecución, incluyendo el parque eólico y su infraestructura de evacuación, asciende a **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

ESDRAS, como sociedad limitada española, cuenta con un capital social a 31 de diciembre de 2019 de 995.610,37 euros, totalmente suscrito y desembolsado, representado por 500 participaciones sociales, nominativas, de 1.991,22 euros de valor nominal cada una de ellas, de las cuales 495 (el 99% del capital social) pertenecen a Don Juan Antonio Talavera Martín y 5 a D. Ignacio Talavera de la Esperanza.

Las Cuentas Anuales de ESDRAS depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de ESDRAS, se comprueba que, si atendemos exclusivamente a la cifra contable de patrimonio neto, cuenta con un patrimonio neto equilibrado a 31 de diciembre de 2019, lo mismo que ocurría al cierre de 2018, ya que no ha habido desequilibrio entre capital social y patrimonio neto, por lo que no se encontraría afectada por lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital —disolución de la sociedad si el patrimonio neto es inferior a la mitad del capital social—. Es más, tal y como se ha descrito anteriormente en el apartado 4.4.1, la Sociedad ha realizado sucesivas ampliaciones de capital y prevé continuar haciéndolas, tal y como se manifiesta en los acuerdos alcanzados en su Junta General Extraordinaria celebrada el 8 de febrero de 2019, **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]** Por otra parte, también se puede comprobar en las anteriores Cuentas Anuales que ESDRAS obtiene beneficios, tanto en ejercicio 2018 como en el 2019, que incrementan su patrimonio neto.

Por tanto, a juicio de esta Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de ESDRAS.

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 autoriza a Esdras Automática, S.L. el parque eólico marino Mar de Canarias de 10 MW, incluida la línea eléctrica submarina a 20 kV y la línea eléctrica subterránea a 20 kV de evacuación, ubicado frente al tramo de costa entre San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía de Tirajana y en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto Técnico

ANTEPROYECTO INSTALACIÓN EÓLICA EXPERIMENTAL “MAR DE CANARIAS”²³

El objeto principal del proyecto es la experimentación en campo de nuevos conceptos en las turbinas eólicas y, en particular, de la propuesta germen del proyecto que consiste en el sistema de control Dimensional de las Bandas de Barrido (DBB), que resulta especialmente apropiado para las turbinas eólicas marinas. Se pretende demostrar su eficacia en el aumento paulatino del número de horas de producción a potencia constante y nominal de las turbinas. En general una turbina moderna con control de paso alcanza la producción nominal a partir de una velocidad de 12 m/s y mantiene la generación constante hasta 20 m/s. Si la velocidad del viento no alcanza los 12 m/s la potencia que genera es inferior a la nominal y en constante variación, mientras que, si la velocidad del viento sube por encima de los 20 m/s, el aerogenerador tiene que parar porque los transitorios de fuerzas generadas por las variaciones de amplitud a alta velocidad de viento pueden llegar a niveles que ponen en peligro la integridad de la turbina. Las condiciones ideales para la estabilidad de la red se dan mientras la turbina está funcionando entre estas dos velocidades. Por tanto, si el rango de velocidades fuera mayor se garantizaría el funcionamiento del aerogenerador durante más horas en este estado de producción a potencia constante. Se ha estimado que al incorporar el control DBB la turbina alcanzaría la potencia nominal a una velocidad cercana a 10 m/s y esta potencia se mantendría constante hasta la máxima velocidad de operación de 32 m/s, lo que supondría un aumento significativo del rango de producción a potencia constante y, por tanto, un acercamiento a las condiciones ideales desde la perspectiva de estabilidad en la red. Esta generación más estable resulta particularmente interesante para sistemas eléctricos aislados, más sensibles a las variaciones de generación y consumo, como es el caso de las Islas Canarias.

1. Descripción de la instalación

El PE MAR DE CANARIAS contará con dos aerogeneradores de 5 MW de potencia cada uno, ambos iguales, salvo que el segundo funcionará con el sistema de control DBB mientras que el primero funcionará, en la primera fase de experimentación, con regulación de paso como lo hacen las turbinas actuales. Con ello se pretende establecer una comparación para determinar las características diferenciales del sistema DBB.

El parque estará situado en el lecho marino, a unos 40 metros de profundidad, a unos 2 kilómetros de la costa de la desembocadura del Barranco de Tirajana, en la isla de Gran Canaria, buscando una solución de compromiso entre, por un lado, el alejamiento de la costa que hace aumentar los recursos eólicos y, por

²³ Fechado el 3 de diciembre de 2020, como modificación del anteproyecto original de abril de 2012.

otro, evitar profundidades excesivas que hacen aumentar los costes de las cimentaciones.

En cuanto a la conexión eléctrica, los aerogeneradores estarán unidos por una línea con tramo submarino y con tramo subterráneo a tensión de 20 kV.

Características básicas PE MAR DE CANARIAS:	
Potencia total de la instalación	10 MW
Potencia nominal de los aerogeneradores	5 MW
Número de aerogeneradores	2
Localización	marítima
Distancia mínima a la costa	2.100 metros
Coordenadas del primer aerogenerador	UTM WGS84 Huso: 28N; X: 460.410, Y: 3.075.640
Coordenadas del segundo aerogenerador	UTM WGS84 Huso: 28N; X: 461.020, Y: 3.075.390

2. Aerogenerador

Los modelos de aerogeneradores que se instalarán son prototipos proyectados por un grupo de desarrollo coordinado por ESDRAS. Consisten en conjunto de elementos integrados en una plataforma que admite distintas configuraciones. El conjunto estará cimentado en una estructura híbrida de gravedad con arriostramiento.

Las especificaciones técnicas del aerogenerador A 120/176-5, tal y como se ha denominado esta serie de modelos, son:

- Datos operacionales:
 - ⇒ Velocidad inicial de generación: 2,6 m/s
 - ⇒ Velocidad de desconexión: 30 m/s
 - ⇒ Velocidad que alcanza la potencia nominal: 11 m/s
- Rotor:
 - ⇒ Número de palas: 3
 - ⇒ Diámetro: 120/176 m
 - ⇒ Área de barrido: 11.310/24.328 m²
 - ⇒ Velocidad del rotor: 6.9-12.1 r.p.m.
 - ⇒ Altura del buje: 93-103 m
- Sistema de transmisión: Transmisión directa en el modelo avanzado.
- Generador: Generador síncrono de imanes permanentes.
- Sistema de freno:
 - ⇒ Variación del ángulo de paso de las palas.
 - ⇒ Freno electromagnético.
 - ⇒ Freno de bloqueo.

- Sistema de orientación: Ocho accionamientos planetarios con sensor optoelectrónico de dirección del viento.
- Sistema de control:
 - ⇒ PLC (Unidad de control modular tipo Bachmann) + una unidad de control auxiliar.
 - ⇒ Sistema de telemando.
- Torre: Torre tubular fabricada en hormigón.

Estos prototipos de aerogeneradores han sido diseñados especialmente para el PE MAR DE CANARIAS y se caracterizan por incorporar un sistema innovador en la aerodinámica del rotor, así como otras características avanzadas, si bien están en un proceso de continuo desarrollo y mejora de sus diversos elementos que serán integrados en los modelos según se vayan completando sus diseños y puestas a punto y, posteriormente, a partir de los resultados experimentales.

Concretamente se han desarrollado dos prototipos de aerogeneradores identificados internamente como modelos ADBB/A 120/176-5 para ser instalados en el parque *offshore* con las condiciones particulares de Canarias y equipados, inicialmente solo en el segundo prototipo, con el sistema de control de potencia mediante bandas de barrido (DBB) que, posteriormente, en caso de que los resultados de los ensayos sigan el curso previsto, también se incorporaría en el primero.

Se trata de aerogeneradores con rotor de eje horizontal, accionado por tres palas y al que se conecta, a través de un sistema de transmisión, un alternador.

Toda la maquinaria está situada sobre una torre hormigón armado sostenida por gravedad híbrida en la nueva localización, esto es, apoyada en el lecho marino y arriostrada con cable.

El aerogenerador A120/176-5 es una turbina con el rotor de eje horizontal situado a barlovento y que puede incorporar un sistema DBB. Con este sistema el diámetro es variable y puede alcanzar un máximo de 176 metros. La turbina es de tres palas con un control individual de variación de paso y cuya longitud también es variable. Además, dispone de sistemas activos de orientación y de regulación de velocidad del rotor. Mediante una transmisión directa, sin multiplicadora, se acopla a un generador síncrono de 180 pares de polos basados en imanes permanentes. La potencia nominal en bornas de salida de media tensión es de 5.000 kW. El generador tiene que compensar con una potencia adicional de casi 500 kW todas las pérdidas, incluida la energía necesaria para alimentar todos los accionamientos y sistemas como el sistema de control.

Las palas se acoplan al buje a través de un cojinete mediante un círculo de pernos. Cada cojinete lleva una corona dentada que es accionada por un piñón. Así, el paso es controlado por accionamientos electromecánicos independientes por pala.

El eje principal está soportado por dos rodamientos montados en los extremos más alejados y son los encargados de absorber las fuerzas radiales y axiales que provienen del rotor aerodinámico. El buje del rotor se acopla mediante una corona de tornillos directamente al rodamiento anterior principal.

Como se ha indicado, el aerogenerador propuesto no tiene multiplicadora, lo que posibilita transmitir el par directamente desde el rotor aerodinámico al generador mediante el eje principal. Los apoyos de los rodamientos principales transfieren las fuerzas desde la parte frontal de la turbina a la base del bastidor, diseñada para distribuir por igual las cargas.

La orientación del rotor se consigue mediante un conjunto de motorreductores eléctricos, montados en la base del bastidor. Dicho sistema engrana con la corona de orientación, atornillada en la parte superior de la torre. La orientación está controlada mediante las señales de una veleta optoeléctrica asociada a un anemómetro.

Los motorreductores, que están atornillados mediante coronas de pernos a ambos lados de la parte posterior de la góndola, accionan sus respectivos piñones que engranan sobre una corona común del sistema de orientación. La góndola se monta sobre la brida del elemento de transición cilíndrico galvanizado que sirve de transmisión de las cargas a la torre de forma tubular construida en hormigón.

La góndola contiene, además, el sistema eléctrico de potencia, constituido por el generador, un convertidor de cuatro cuadrantes, el transformador de elevación de tensión y las protecciones. También contiene el sistema de control, que permite la regulación de la turbina mediante la variación del paso de las palas en modo convencional, así como la variación combinada del área de barrido.

Se están desarrollando y mejorando diversos elementos de la turbina, en base a simulaciones con ordenador, los cuales irán siendo integrados durante los sucesivos ciclos de experimentación a que serán sometidos los prototipos de la serie ADBB en el PE MAR DE CANARIAS. La comparación de los resultados de los ensayos en campo con relación a los cálculos teóricos y las simulaciones, inducirán nuevos cambios que se integrarán en los siguientes ciclos experimentales.

Se espera conseguir que con menor diámetro de rotor se obtenga máximo incremento de rendimiento, una menor longitud del segmento móvil, una menor variación del área de barrido, la transmisión directa sin multiplicadora con generador síncrono de bajas revoluciones (en base a imanes permanentes) integrado a convertidor de potencia de cuatro cuadrantes (*full-power converter*) de alta eficiencia. Estos elementos posibilitarán una mejor adaptación de la producción eólica a la red eléctrica insular canaria, teniendo en cuenta su capacidad de generación nominal completa de reactiva y la regulación de la energía a disposición de la red durante los vacíos de tensión.

2.1. Rotor

El rotor consta, inicialmente solo en el aerogenerador A2, de las tres estructuras especiales de palas con sistema embridadas al buje a través de un rodamiento. Palas, buje y eje del rotor forman una unidad funcional. La energía del viento se transforma en energía mecánica a través de las palas y de ahí se transmite a través del eje hasta la multiplicadora de la máquina.

El rotor se orienta a barlovento y su eje tiene un ángulo de inclinación respecto a la horizontal significativamente grande de 6°.

Cada una de las estructuras de palas tiene un sistema de ajuste del ángulo de paso (*blade pitch control*) independiente, accionado mediante un motor eléctrico específico para cada pala. El par de estos motores se transmite a la cara interna del rodamiento de *pitch*, mediante un piñón, provocando el giro de la pala.

Los sistemas de ajuste del ángulo de paso están físicamente localizados en el interior del buje, cada uno de ellos con alimentador de energía (baterías de respaldo) que llevan las palas a posición de bandera en el caso de fallo de la red. Cada uno de ellos dispone de un sistema de control y de referencia del ángulo de paso de cada estructura de palas. Los encoders, uno por pala, se conectan a su vez al sistema de control de paso (*pitch controller*), situado en el armario central del buje que a su vez envía la información sobre la posición angular de las palas al sistema de control del aerogenerador. Éste, en función de la velocidad de giro del eje del generador y de la potencia generada, manda una señal al sistema control de paso para modificar la posición angular de las palas.

El algoritmo de control combina esta regulación por el ángulo de paso con la nueva regulación por el área de barrido. El sistema de accionamiento desplazará la parte móvil del conjunto de palas a fin de modificar el área de barrido que el aerogenerador ofrece al flujo de viento, controlando así la potencia de salida de la máquina. El control DBB actuará simultáneamente con el sistema de control *pitch* principalmente para velocidades de viento comprendidas entre los 10 y los 18 m/s.

Las características principales del rotor son las siguientes:

- Posición: a barlovento
- Regulación de potencia: por paso variable combinado con sistema DBB
- Construcción del cubo (buje): rígido
- Diámetro: 120/176 m
- Área barrida: 11.310/24.328 m²
- Dirección de rotación: horaria (desde barlovento)
- Velocidad de rotación: 6.9-12.1 r.p.m
- Altura del buje: 90 m

2.2. Palas

El aerogenerador está diseñado para montar palas con sistema de control DBB. No obstante, para favorecer la intercambiabilidad y el estudio comparativo de este nuevo sistema, dichas palas se han diseñado de forma que sea posible intercambiarlas con las palas de referencia en el mercado, típicamente el modelo LM61.5P de la firma LM Glasfiber u otra similar suministrable por más fabricantes

Las palas se fabrican en construcción emparedada ligera. Las características de la pala con sistema DBB son:

- Diámetro máximo del rotor palas extendidas: 130-176 m
- Diámetro mínimo del rotor (palas recogidas): 120-126m
- Potencia del generador: 5.000 kW
- Control de la turbina: Pitch + DBB
- Longitud nominal de la pala: 58,5m/86,5 m
- Peso: 18.200-22.900 Kg
- Diámetro del anillo de conexión al buje: 3.200 mm
- Materiales empleados alabe externo: CFRP
- Materiales empleados alabe interno: GFRP+CFRP

Las características del aerogenerador cuando incorpora una pala de referencia son las siguientes:

- Diámetro máximo del rotor :126 m
- Potencia del generador: 5.000 kW
- Control de la turbina: Pitch
- Longitud nominal de la pala: 61.5-62 m
- Peso: 17.700-22.200 kg
- Diámetro del anillo de conexión al buje: 3200 mm
- Materiales empleados: GFRP, GFRP + CFRP

El diámetro máximo del rotor con palas extendidas representa el valor límite superior teórico. Los valores reales serán significativamente inferiores y dependerán de los resultados que se vayan obteniendo en los ensayos. En el primer ciclo experimental se estima un rotor con diámetro en su máxima extensión de 130 metros, tal como figura en las especificaciones.

2.3. Sistemas de transmisión

El tren de potencia está constituido en por el eje lento, el soporte principal de dicho eje, el acoplamiento al generador y el soporte secundario. Su misión es transmitir la potencia mecánica del rotor aerodinámico al generador en las condiciones adecuadas para la generación electricidad.

Como se ha indicado anteriormente, este prototipo carece de multiplicador, lo que implica que el par es muy elevado hasta el acoplamiento del generador y las revoluciones son lentas en la totalidad de la transmisión. Para conseguir una transmisión óptima del par en estas condiciones su estructura es esencialmente hueca.

La transmisión tiene dos soportes basados en rodamientos. El rodamiento principal soporta esfuerzos radiales y axiales mientras que el rodamiento secundario solo cargas radiales. El rodamiento principal está constituido por tres hileras de rodillos capaces de soportar combinadamente las diferentes direcciones de las fuerzas y momentos. El rodamiento secundario posibilita un desplazamiento axial exento de daños y posicionamiento con diferentes inclinaciones del árbol del rotor, de forma que solo tiene que soportar cargas radiales puras.

La lubricación de los rodamientos se realiza a través de un sistema automático que garantizan una lubricación óptima en servicio normal y rotación lenta.

2.4. Generador

La turbina está equipada con un generador síncrono. La energía mecánica proveniente del rotor aerodinámico se convierte a energía eléctrica mediante este generador, que es una máquina síncrona segmentada y con excitación basada en imanes permanentes. En el interior del generador síncrono gira un rotor con núcleo de hierro al silicio laminado que soporta 360 polos magnéticos construidos en base a conjuntos de imanes de Neodimio/Boro. Estos polos, al girar el rotor, generan una fuerza electromotriz en el devanado del estator que, dadas sus dimensiones, está compuesto por un conjunto de segmentos o bloques en vez de por un único núcleo como es lo tradicional. Estos bloques contienen un núcleo de hierro al silicio laminado con ranuras para insertar las bobinas de cinta de cobre esmaltada. Las bobinas están interconectadas formando un circuito trifásico con conexión de estrella y neutro a tierra. Cada circuito trifásico de bloque se halla conectado en paralelo a una rama y el conjunto de ramas en paralelo a través de un equipo de seccionamiento y protección se acoplan al convertidor.

El convertidor de frecuencia tiene capacidad de hacer funcionar el generador en los cuatro cuadrantes:

- 1- Generación de potencia activa y reactiva (+P, +Q)
- 2- Generación de potencia activa y consumo de potencia reactiva (+P, -Q)
- 3- Generación de potencia reactiva y consumo de potencia activa (-P, +Q)
- 4- Consumo de potencia activa y potencia reactiva (+P, +Q)

El convertidor de frecuencia dispone de una estructura con las siguientes etapas:

1. Etapa de rectificación. Controlada por dispositivos semiconductores de potencia (IGBT). Convierte la tensión alterna de frecuencia variable en una tensión continua.

2. Etapa de continua. Formada por una batería de condensadores para almacenamiento de energía. Opcionalmente puede incorporar una protección de funcionamiento en vacío.
3. Etapa de ondulación. Controlada por dispositivos semiconductores de potencia (IGBT). Convierte la tensión continua de nuevo a alterna de frecuencia de frecuencia fija (50Hz).
4. La turbina, que puede situarse en un rango extendido de velocidades de rotación, lo que permite un mejor aprovechamiento de las diferentes velocidades de viento.

El convertidor posibilita el funcionamiento a par variable. Así, en el rango de carga parcial por debajo de la velocidad nominal del viento, el par del generador se controla a través del convertidor de frecuencias del generador asíncrono. Esta regulación se realiza para optimizar la curva de potencia a través de una curva de regulación velocidad-par característica de la máquina.

El tipo de refrigeración del bobinado del generador es aire con circulación forzada del aire mediante impulsores en el rotor. La máquina está, además, equipada con termistores y sensores de control de temperatura tanto en los cojinetes como en los bobinados.

A diferencia de otros modelos de accionamiento directo, el generador de esta turbina se sitúa en la parte central de la góndola. A su lado, hacía atrás, se encuentran los armarios del convertidor.

Las características más destacadas del generador son las siguientes:

- Tipo generador: síncrono
- Potencia aparente nominal: 5.500 kVA
- Velocidad nominal a plena carga: 12,1 r.p.m.
- Factor de sobrecarga: 1,2
- Número de fases: 3
- Número de polos: 360
- Frecuencia del estator: 50 Hz
- Tensión del estator: 690 V
- Conexión del estator: Estrella
- Intensidad nominal del estator: 4.649 A en $\cos \varphi=1$
- Clase de aislamiento del estator: F
- Grado de protección del estator: IP00
- Rango de variación del factor de potencia: +0,9/-0,9
- Rendimiento: $\geq 94\%$
- $\cos \varphi$: $\pm 0,9$
- Rango de tensiones: $\pm 10 \%$
- Fluctuaciones de frecuencia: ± 1 Hz

2.5. Sistema de frenado

El aerogenerador está equipado con dos sistemas independientes de frenado: aerodinámico y electromagnético, interrelacionados entre sí, para detener la turbina en todas las condiciones de funcionamiento.

El mecanismo aerodinámico se basa en la variación de paso. Como el método de variación de paso es independiente para cada pala, se puede usar como sistema de frenado primario y secundario a la vez. Para realizar una parada segura de la turbina basta con poner una sola pala en posición de bandera, salvo en el caso de condiciones de viento extremas.

Cada unidad de variación de paso dentro del buje dispone, además de la alimentación de la red, de baterías auxiliares individuales que aseguran el movimiento de las palas en el caso de fallo de la alimentación de la red. Cada una de las palas se une al buje mediante un cojinete que consta de dos filas de bolas de alta calidad con dentado templado y lubricación automática de la pista de rodadura y dentado. Este dentado es accionado por una unidad motorreductora. Todos estos elementos están montados en el interior del buje.

Las cajas de control del ángulo de paso de cada pala incluyen reguladores de velocidad y par basados en semiconductores (IGBT) que controlan cada pala de forma independiente. Cada una de estas cajas o paneles incluye un conjunto de baterías de respaldo que suministran energía a los motores para llevar las palas a posición de bandera en el caso de que haya un fallo en la alimentación de la red.

Un controlador de sincronismo (panel o armario de control del sistema “*pitch*”), situado en un panel independiente en el centro del buje, se encarga de que los tres sistemas de paso de pala funcionen de forma conjunta. El sistema eléctrico del sistema *pitch* está prácticamente exento de mantenimiento.

Los cables de potencia para la alimentación de los tres motorreductores, así como los cables de control y de comunicación con el sistema general de control de la turbina, se dirigen a esta caja desde los anillos rozantes acoplados en el interior del rodamiento secundario. Los cables atraviesan la transmisión principal por su interior que es hueco. Desde este armario de control del sistema *pitch* se redireccionan los cables mencionados a cada una de las cajas o armarios de cada pala. Por otro lado, los anillos rozantes sirven para conectar los elementos del buje (rotatorios) con los estáticos (no rotatorios) situados en la góndola.

Adicionalmente al sistema de freno formado por las palas, existe el frenado electromagnético proporcionado por el sistema convertidor-generador. Este sistema tiene un transductor de velocidad digital de alta resolución acoplado al rodamiento secundario, lo que le permite actuar al generador como freno y motor de velocidad controlada.

Para operaciones de mantenimiento existe un tercer sistema mecánico y de actuación manual para el bloqueo del giro del rotor y de la transmisión.

2.6. Sistema de orientación

La góndola está acoplada a la torre a través de un cojinete de deslizamiento con catorce apoyos y una corona con dentado exterior. La orientación de la góndola se realiza mediante ocho motores asíncronos de jaula de ardilla, con sus correspondientes reductores, a una tensión de 400 V, 50 Hz alimentados a través de convertidores que regulan su velocidad y par. Tienen la misión de orientar la góndola en función de la dirección del viento. Estos motores están firmemente unidos al bastidor del soporte base de la góndola.

El sistema de orientación del azimut asegura una orientación precisa y libre de vibraciones, al mismo tiempo que asegura la no transmisión de esfuerzos a los motorreductores una vez que se termina el movimiento de orientación. El cojinete del azimut es de deslizamiento, por lo que los esfuerzos a los que está sometida la turbina para una determinada posición de azimut no se transmiten a los motores de orientación a no ser que superen un determinado umbral. Esto hace alargar la vida de los engranajes. Por otro lado, la mitad del conjunto de motores es capaz de orientar la góndola para la mayoría de los modos de funcionamiento. Solo en el caso de momentos de giro demasiado elevados, cuando las condiciones de viento son extremas, haría falta la participación de los ocho motores. El funcionamiento de los motores de orientación está controlado mediante los sensores de viento localizados en el exterior de la góndola y su correspondiente software.

El sistema de orientación empieza a funcionar con una velocidad del viento inferior a la de accionamiento de las palas. A partir de una velocidad del viento de 2,5 m/s la góndola girará hasta colocarse en la posición de cara al viento (posición de bandera). De esta manera, la turbina se encuentra orientada correctamente en el momento en el que las palas empiezan a girar.

Los cables de potencia y comunicación que pasan de la góndola a la torre pueden torsionarse hasta un máximo de tres vueltas en la misma dirección. Tras ese número de vueltas, el sistema de orientación giraría la góndola tres vueltas en la dirección opuesta para desenrollarlos. Sin embargo, en el caso de unas condiciones de viento favorables, el sistema permitiría una vuelta adicional del sistema de orientación en la misma dirección hasta llegar a un total de cuatro vueltas.

Los componentes del sistema para orientar la góndola se especifican a continuación:

- a) -Veleta: Tipo optoeléctrica
- b) -Motores de orientación:
 - ⇒ Tipo: asíncrono
 - ⇒ Potencia nominal: 5,5 kW

- ⇒ Velocidad de giro: 940 r.p.m.
- c) -Reductor de orientación:
 - ⇒ Tipo: planetario
 - ⇒ Par nominal: 8 x 49,02 kNm
 - ⇒ Par de pico: 8 x 98,04 kNm
 - ⇒ Relación de reducción: 1.253,6
- d) -Corona de orientación:
 - ⇒ Tipo: rueda dentada/dientes rectos
 - ⇒ Sujeción: atornillada a la torre
- e) -Control de orientación:
 - ⇒ Tipo: rueda dentada/dientes rectos
 - ⇒ Función: protección contra torsión del cableado

2.7. Barquilla

Los componentes descritos del aerogenerador se disponen sobre la plataforma de la barquilla. El bastidor de la barquilla se apoya sobre el cojinete de deslizamiento del sistema de orientación y desliza sobre unas zapatas, con lo que se evita que los esfuerzos transmitidos por el rotor ocasionen tensiones excesivas sobre los engranajes del sistema de orientación.

La cubierta de la góndola se fabrica en chapa de acero laminado en frío y tratada con protección anticorrosiva. Al ser metálica la transmisión de calor hacia el exterior se incrementa sustancialmente lo cual es un efecto favorable para la refrigeración de los equipos.

El interior de la góndola está diseñado de forma que queda una generosa oferta de espacio para una asistencia técnica ergonómica y fiable. Este diseño posibilita el acceso al buje desde el interior de góndola y un acceso óptimo a todos los componentes. En el interior de la góndola se instalará una robusta grúa plegable con la que se puede manipular de forma sencilla las piezas pesadas.

La góndola incorpora en el exterior un anemómetro y una veleta, conectados a la unidad de control para optimizar la producción energética del aerogenerador.

2.8. Torre

El aerogenerador se monta sobre una torre de forma tubular cilíndrica, fabricada en hormigón armado. La altura sumergida de la torre es variable con la profundidad de la ubicación de la turbina. Al estar localizados *offshore*, la longitud de la torre de la parte no sumergida queda definida independiente de la profundidad y teniendo en cuenta la menor rugosidad de los vientos en el mar. Esto posibilita menor altura sobre el nivel del mar que tendría la misma si su localización fuera en tierra.

La torre tendrá las siguientes medidas:

- Diámetro exterior: 6,2-6,4 metros
- Diámetro interior: 5,7 metros
- Espesor de la pared: 250-350 mm
- Longitud total: 135-144 metros

En el interior de la torre se rutan los cables eléctricos de potencia desde el generador y los cables de control a los diversos sistemas y dispositivos de la turbina. Una vez completado el montaje se accede a la turbina por el interior de la torre. De acuerdo con las instrucciones de seguridad de las asociaciones del sector, la torre está equipada con plataformas de servicio y plataformas de descanso adicionales. Cada segmento de la torre estará iluminado.

Dentro de la torre se dispone de los siguientes elementos accesorios:

- Puerta en la base para acceder al interior de la torre
- Plataformas de servicio y descanso
- Escalera interior para subir desde la base hasta la barquilla, con su correspondiente anclaje de seguridad anticaídas
- Lámparas para iluminación y puntos de potencia
- Trampillas de acceso a cada una de las plataformas intermedias
- Trampillas en cada una de las plataformas para permitir el paso de las herramientas elevadas por medio del polipasto
- Posibilidad de instalación de elevador personal

En la primera plataforma de servicio del aerogenerador, situada en el tramo inferior de la torre, se sitúan los siguientes componentes:

- Unidad de control principal
- PC de visualización, dotado de un monitor y un teclado
- Armario de control del convertidor de frecuencia
- Cuadros de baja tensión

Las celdas de media tensión irán situadas en la base de la torre, por debajo de la primera plataforma de servicio, mientras que el transformador y el convertidor estarán ubicados en la propia góndola.

2.9. Peso del aerogenerador

El peso total de las turbinas eólicas (excluidas las cimentaciones) figuran desglosados a continuación:

- Cada pala: 18.200-22.900 kg
- Rotor completo (buje + 3 palas): 112.000-127.000kg
- Barquilla completa (sin rotor): 197.000-250.200 kg
- Torres para cada turbina: 1.880.000-2.030.000 kg

2.10. Unidad de control y potencia

La unidad de control y potencia se encarga de operar y monitorizar todas las funciones principales del aerogenerador, a la vez que optimiza de forma continua el funcionamiento del mismo para las distintas condiciones de viento existentes. El aerogenerador va a emplear una unidad de control modular.

El sistema de control consta de dos unidades interconectadas entre sí. El sistema principal situado en el tramo inferior de la torre tiene como misión fundamental el control de la potencia de la máquina. En la góndola se encuentra situada una unidad de control auxiliar o de apoyo, que se encarga fundamentalmente de la comunicación de los distintos componentes de la máquina con la unidad principal, enviando la información recogida por los diferentes sensores.

La unidad de control principal consta de los siguientes módulos:

- Módulo de potencia
- Procesador
- Módulo de puertas digitales de entrada y salida
- Módulo de puertas analógicas de entrada y salida
- Módulo de comunicación de entrada/salida (I/O)
- Módulo de comunicación con el panel de control del sistema *pitch*
- Módulo de comunicación con el panel de control del sistema DBB

La unidad auxiliar o de control remota, situada en la góndola, integra los módulos de expansión para entradas y salidas digitales y analógicas. La unidad principal se encuentra además conectada a un PC que está situado en la plataforma del tramo inferior de la torre y sirve para monitorizar el funcionamiento del aerogenerador. Este PC se emplea para la operación, el mantenimiento y el arranque de la máquina, permitiendo el control manual y la parametrización del aerogenerador. Gran cantidad de datos pueden ser almacenados en el PC del aerogenerador, que dispone de conexión MODEM para enviar la información del aerogenerador a otros puntos, por lo que es posible controlar la máquina desde otro PC situado lejos del parque. Estos ordenadores utilizarán paquetes de software especialmente desarrollados para la visualización y monitorización de los parámetros del aerogenerador de forma local o de forma remota.

El panel de la unidad de control principal, situado en la plataforma inferior de la torre, presenta los siguientes botones y conmutadores:

- Botón de parada de emergencia (*emergency stop*) que deja sin potencia el convertidor.
- Botón de giro a la izquierda del sistema de orientación (*yaw left-hand rotation*).
- Botón de giro a la derecha del sistema de orientación (*yaw right-hand rotation*).
- Conmutador de parada del sistema de orientación (*yaw off/on*), que presenta dos posiciones.
- Conmutador de accionamiento automático/manual del sistema de orientación (*yaw auto/hand*), también con dos posiciones.

- Botón de arranque (*instant start*), que arranca automáticamente el convertidor.
- Botón de parada (*stop-reset*), que frena y para el convertidor cuando se acciona.

La unidad de control auxiliar, situada en la cabina superior dentro de la góndola, dispone de los siguientes botones y conmutadores:

- Botón de parada de emergencia (*emergency stop*).
- Conmutador de parada del sistema de orientación (*yaw off/on*)
- Conmutador de parada del sistema hidráulico (*hydraulic off/on*). Solo es necesario pararlo para realizar mantenimiento.
- Botón de arranque (*instant start*), que arranca el aerogenerador.
- Botón de frenado del rotor (*rotor-brake*), que frena y para el rotor.

Además del ordenador de monitorización que existe en la base de la torre, hay un pequeño panel de monitorización colocado en la cabina superior que permite visualizar parte de la información sobre los parámetros instantáneos de la máquina.

2.11. Descripción del funcionamiento y sistemas de seguridad

La cadena de seguridad consiste en un circuito con varios sensores que monitorizan varios de los parámetros de la máquina. Cuando alguno de los valores de estos parámetros está fuera del rango permitido (determinado por la programación) se activa el circuito de seguridad del aerogenerador. Estos sensores relevantes para la seguridad están conectados en serie.

Los parámetros controlados y los sistemas utilizados para su monitorización son los siguientes:

- Sobrevelocidad del rotor: 1,25 veces la velocidad nominal. Sensor y unidad de monitorización.
- Sobrevelocidad en eje del aerogenerador: 1,23 veces la velocidad nominal. Interrupción de rotación centrífuga.
- Vibraciones: Interruptor-limitador.
- Botones de parada de emergencia: Situados en
 - a) en la plataforma inferior de la torre
 - b) en el armario de control (interior de la góndola)
 - c) en el panel o armario de control del sistema *pitch* (interior del buje).
- Final de carrera bloqueo del rotor.
- Fallo del sistema *pitch*: Actúa cuando el tiempo transcurrido en mover las palas desde el ángulo 0° a 90° (posición de bandera) es demasiado largo.
- Fallo del sistema DBB: Ante el fallo del sistema DBB, dado que el tiempo de desplazamiento de la estructura dinámica demasiado largo, se procede a la actuación sobre el sistema *pitch* como comienzo de la secuencia de parada del aerogenerador.

En caso de que ocurra alguno de estos eventos, se activa el circuito de seguridad, y cuando éste se activa, activa a su vez ambos sistemas de frenado: palas a posición de bandera a 90 ° y, como sistema complementario, el frenado electromagnético.

Un fallo del controlador también activaría el sistema de seguridad, al provocar un reseteo de todos los valores del controlador.

La parada de la máquina se puede lograr incluso sin la actuación del otro sistema de frenado, de forma que cada sistema *pitch* independiente por palas es capaz de frenar por sí solo el rotor incluso cuando las condiciones de velocidad del viento sean altas.

2.12. Curva de potencia

La curva de potencia está basada en una densidad del aire de 1,23 kg/m³. Se pueden observar dos curvas diferentes, una correspondiente al aerogenerador con el sistema DBB desconectado y otra correspondiente al aerogenerador con el sistema DBB en funcionamiento. Se puede observar la gran mejora prevista en términos de potencia generada gracias a este sistema.

De acuerdo con esta curva de potencia, las características operacionales del aerogenerador son:

- Velocidad inicial de generación: 2,6 m/s
- Velocidad de desconexión: 30 m/s
- Velocidad que alcanza la potencia nominal: 11 m/s

2.13. Descripción del montaje

En la costa, enfrente de su ubicación en el mar, y con apoyo logístico de los puertos de Las Palmas y de Arigana, se realizarán los montajes en tierra. Para el levantamiento en el mar se cuenta con barcasas y remolcadores para transportar por flotación las grandes cargas.

La torre se transporta por flotación hasta su emplazamiento y se comienza al hundimiento de la misma, mediante bombeo de agua en su compartimento inferior, hasta que toque fondo y se mantenga en posición inclinada debido a su propio peso y al empuje del agua. Se procede desde esta posición a la elevación de la misma mediante los cables de acero amarrados a los anclajes. Una vez colocada la torre en posición vertical, se termina el montaje de los elementos asociados a las aperturas que han sido cerradas de forma estanca para evitar la entrada de agua en el interior de la torre durante el transporte por flotación.

Terminado este proceso, se transportarán y elevarán los siguientes elementos:

- Góndola con los elementos estructurales
- Convertidores de potencia y transformador elevador
- Opcionalmente accesorios (escalera, línea seguridad, tornillos de ensamblaje, etc.)

- Buje del rotor
- Palas

Durante el proceso de elevación de la barquilla, cuando su parte inferior (corona de orientación) está situada sobre la brida en la parte superior de la torre, se inicia la operación de acoplar estas dos estructuras mediante el conjunto de pernos de sujeción. Esta misma operación se hace con la elevación del buje. Una vez terminadas esta operación se procede, entonces, al tendido de los cables de la barquilla por el interior de la torre, para su conexión a las celdas de media tensión y la unidad de control. Se coloca la unidad de control sobre los apoyos dispuestos en la plataforma, se conectan a ella los cables de la barquilla (de potencia y de señal) y queda dispuesto el aerogenerador para su conexión a la red eléctrica.

Una vez conectado a red, se prueban los movimientos básicos del sistema de orientación y se gira 180° la góndola para facilitar la operación de subida y acoplamiento del buje. Cuando se ha acoplado mecánicamente al rodamiento principal mediante su corona de pernos, se inician las operaciones de cableado de potencia y señal. Una vez verificados los movimientos básicos se procede a la elevación de las palas. Estas se suben y acoplan verticalmente girando el buje los ángulos requeridos en cada posición.

2.14. Instalación eléctrica del aerogenerador

Las características de los componentes eléctricos del aerogenerador, según su colocación y función de los mismos (circuito al cual pertenecen), son las siguientes:

a) Según su colocación: Los elementos eléctricos se disponen sobre la buje-barquilla, torre y cuadro situado en la base del aerogenerador. Los elementos que se encuentran en las distintas partes son los siguientes:

a.1) En el buje-barquilla:

- ⇒ Motores accionamiento de paso. Conjunto constituido por tres motores, uno por pala, de 37kW de potencia. Están alimentados por convertidores de 400V 50 Hz que posibilitan el giro individual e independiente de cada una de las palas.
- ⇒ Generador síncrono.
- ⇒ Motores de orientación de la barquilla.
- ⇒ Transformador de 5.500 kVA de triple devanado con entrada a 20 kV y salidas a 660/690 V, 380/400 V y 230 V. La salida a 660/690 V tiene como fin alimentar al equipo de potencia que controla el rotor, la salida a 380/400 V se encarga de dar tensión a los sistemas de movimiento de paso, de posicionamiento, etc. La salida de 230 V se encarga de alimentar al sistema de alumbrado, y las tomas de tensión disponibles en el aerogenerador.
- ⇒ Cableado para alimentación de los motores de orientación, alimentación de la unidad de control (microprocesador y circuitos

complementarios) situada en la barquilla, alimentación de resistencia de calentamiento situada en la unidad de control de la barquilla.

- ⇒ Unidad de control, equipada con: Microprocesador y circuitos complementarios (sensores, activadores de contactores, etc.), fuente de alimentación, fusibles para protección del microprocesador, relés térmicos para protección de los motores auxiliares, contactores para accionamiento de motores, resistencia de calentamiento, instalación de alumbrado y sistema de potencia para conexionado de herramientas.
- ⇒ Compartimento de barras o de potencia, equipado con: Contactor de estator, seccionador y protección del estator, magnetotérmico de servicios auxiliares.
- ⇒ Compartimento de electrónica de potencia, equipado con: Semiconductores de potencia, inductancias al equipo, fuentes de alimentación, relés auxiliares, automáticos magnetotérmicos, protecciones, condensadores.
- ⇒ Compartimento auxiliar, equipado con: Salida alimentación motores y auxiliares góndola, magnetotérmicos y contador de 80 W auxiliares.

En la puerta del armario está colocada la pantalla para el mando de accionamientos necesarios.

a.2) En la torre:

- ⇒ Cableado de media tensión para conexión del devanado de media tensión del transformador con las celdas de la base.
- ⇒ Cableado de señales y transmisión de datos entre la góndola y el sistema de control en la base.
- ⇒ Sistema para instalación de alumbrado del cual se obtiene una derivación equipada con interruptor, enchufe bombillas para alumbrado de la torre.

a.3) En la base de la torre: Celdas de media tensión con capacidad de seccionamiento, conmutación y protección de líneas mediante fusibles de potencia.

b) Según su función: Según la función que realicen, se pueden distinguir dos circuitos:

- ⇒ Circuito de generación (potencia).
- ⇒ Circuito de control y auxiliares.

Estos circuitos poseen interruptores diferentes, asegurando la tensión en cualquiera de ellos, independientemente del otro.

b.1) Circuito de generación. Este circuito consta de los siguientes elementos:

- ⇒ Generador síncrono.
- ⇒ Cableado desde generador al convertidor.
- ⇒ Cableado desde el convertidor al transformador principal.
- ⇒ Contactores para conexión de los distintos accionamientos.

- ⇒ Juegos de reactancias/inductancias.
- ⇒ Interruptores automáticos.

b.2) Circuito de control y auxiliares. Está formado por los siguientes elementos:

- ⇒ Motores de orientación y de paso.
- ⇒ Microprocesadores.
- ⇒ Resistencias de calentamiento.
- ⇒ Línea de alumbrado y potencia para herramientas.
- ⇒ Contactores.
- ⇒ Interruptores automáticos.
- ⇒ Relé de corriente a tierra.

2.15. Sistema de puesta a tierra en baja tensión

El aerogenerador dispondrá de dos sistemas de tierra independientes, uno de protección general y otro de protección contra sobretensiones de origen atmosférico.

- a) Protección contra sobretensiones de origen atmosférico: La línea de puesta a tierra contra descargas atmosféricas, será realizada siguiendo la según la instrucción técnica complementaria ITC-BT 18 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión contenida en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. También cumplirá los requisitos de la instrucción técnica complementaria ITC-RAT 13 relativa a puesta a tierra de instalaciones de alta tensión contenida en 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. La resistencia de tierra será, como máximo, de 10 Ω , según establecen estas normas. Este sistema de protección frente a sobretensiones atmosféricas, independiente del sistema general de tierras, consistirá en una punta de cobre en el extremo de cada pala, conectado a tierra por medio de cables de cobre de 50 mm². Durante la instalación de los cables se deberá tener sumo cuidado para evitar cambios bruscos de dirección. La puesta a tierra se realizará por medio de otro juego de electrodos de 804 mm² de sección, independientes del sistema de tierras anteriormente explicado, pero también instalados sumergidos al lado de la plataforma de transición.
- b) Sistema de tierra de protección general: Se instalará una red de puesta a tierra para cada aerogenerador, tanto para las masas metálicas, como para la puesta a tierra de los neutros del generador y transformador. Como tierra se utilizará la propia masa acuática, cuyo comportamiento como tierra resulta muy adecuado. La red de tierras constará de cuatro electrodos de 32 mm de diámetro (804 mm² de sección) y 3 metros de longitud, fabricados en cobre e instalados debajo del agua, al lado de la plataforma de transición por medio de tornillería de bronce. La red unirá los distintos elementos mediante cables

de cobre desnudo de 50 mm² y conectará palas, góndola, torre y tierras de todos los equipos eléctricos entre sí.

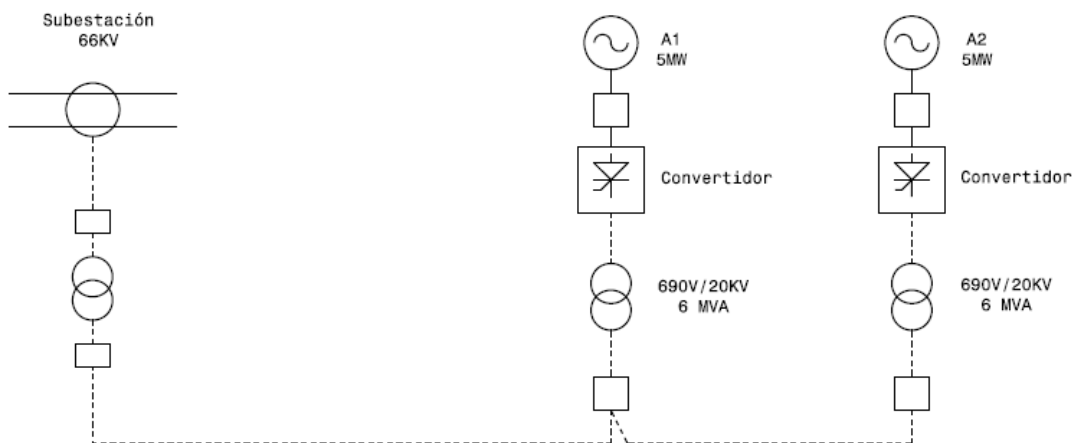
2.16. Conexión de los aerogeneradores

La conexión entre las dos turbinas y entre estas y tierra se hará mediante cables de media tensión, cuya disposición se describe con detalle exhaustivo en Anejo al proyecto.

3. Estructura eléctrica del parque

En los aerogeneradores prototipos diseñados para el parque experimental ADBB/A120/176-5 la generación se realiza a 690 V, transformándose a la tensión de 20 kV mediante un transformador de 6.150 kVA, conexión Dyn 11. Desde el lado de menor tensión, hay un interruptor que protege cada uno de los aerogeneradores. De la misma manera, desde el lado de 20 kV hay seccionadores y elementos de protección que permiten el aislamiento de circuitos ante faltas y ante operaciones de mantenimiento.

El esquema unifilar del parque con la interconexión de los aerogeneradores y de estos a la subestación mediante la línea de evacuación de energía, submarina y subterránea, a la red eléctrica, es el siguiente:



4. Fases de ejecución y experimentación

La ejecución de la obra se realizará en dos subfases, que requerirán dos solicitudes secuenciales de dominio marítimo-terrestre. En la primera se realizarán las obras de cimentación y se montará el primer aerogenerador con denominación A1 que servirá de referencia. Una vez terminado, conectado a red y probado su funcionamiento, se iniciarán las obras de cimentación para el aerogenerador A2. Una vez montado, conectado a red y probado el funcionamiento básico del A2, se iniciará el primer ciclo de experimentación con diferentes fases. Este primer ciclo experimental tiene una duración prevista de cinco años. Con los resultados obtenidos en este ciclo, se propondrán nuevos

ciclos experimentales a lo largo de los 20 años de vida operativa de los aerogeneradores.

Las fases para la realización de las obras y la experimentación actualmente planificada con la instalación son:

1) Etapas previas: Previo a lo que es este proyecto de ejecución de la instalación, se han ido completando distintas etapas. Las primeras han estado relacionadas con los fundamentos teóricos del sistema propuesto. Se han realizado, y se están realizando, simulaciones del comportamiento del sistema en distintas condiciones de turbina, distribuciones de viento y potencia de salida. También se ha realizado una fase experimental con ensayos en túnel de viento para verificar las estimaciones teóricas. En paralelo con el avance teórico, se ha realizado el anteproyecto y elementos del proyecto de ejecución del parque experimental, así como las gestiones necesarias para conseguir su autorización en los organismos pertinentes. Con la obtención de todos los permisos fundamentales de los organismos competentes, comenzará la segunda etapa.

2) Ejecución del proyecto y preparación de pruebas.

- **Objetivo:** Construir el parque experimental siguiendo los requerimientos definidos en el proyecto.
- **Actividades más significativas:** Esta etapa contiene actividades requeridas para la construcción del parque experimental. Como las cimentaciones son desarrollos nuevos, no se desea comenzar la construcción de la segunda hasta que no se haya verificado suficientemente la primera. Por ello, la ejecución de la instalación se ha subdividido en dos subfases:
 - **Subfase de ejecución 1:**
 - II.1.1. Ingeniería de detalle de los aerogeneradores
 - II.1.2. Fabricación aerogenerador A1
 - II.1.3. Ingeniería de detalle de las cimentaciones
 - II.1.4. Fabricación elementos cimentaciones A1
 - II.1.5. Montaje cimentaciones A1
 - II.1.6. Construcción línea evacuación y subestación eléctrica
 - II.1.7. Montaje aerogenerador A1
 - II.1.8. Puesta en marcha aerogenerador A1
 - II.1.9. Verificación dinámica de las cimentaciones A1
 - **Subfase de ejecución 2:**
 - II.2.1. Fabricación y montaje cimentaciones A2
 - II.2.2. Construcción línea de interconexión A1-A2
 - II.2.3. Fabricación y montaje aerogenerador A2
 - II.2.4. Puesta en marcha aerogenerador A2

II.2.5. Verificación dinámica de las cimentaciones A2

En la etapa preparatoria del montaje se realizarán también ensayos para verificar ciertas hipótesis asumidas en el diseño de la instalación. De acuerdo con los resultados, se harán las modificaciones pertinentes al proyecto para garantizar la seguridad y funcionamiento adecuado de ella. Esta fase termina con los aerogeneradores preparados para los ensayos.

- Dependencia: Esta fase comienza cuando se dispone de las siguientes aprobaciones y permisos más significativos: Autorización Administrativa de la instalación eólica experimental, Autorización de Ocupación del Dominio Público Marítimo Terrestre por la Dirección General de Costas y Autorizaciones relativas a las obras y ocupaciones en tierra del Gobierno de Canarias, del Cabildo de Gran Canaria y de los Ayuntamientos de Santa Lucía y San Bartolomé de Tirajana.
Duración: 30 meses

3) Mediciones diferenciales.

- Objetivo: Determinar los rendimientos diferenciales entre los dos sistemas de control de turbinas para distintas condiciones de viento.
- Descripción de las actividades más significativas: Mediciones sistemáticas de las principales magnitudes aerodinámicas, mecánicas y eléctricas relacionadas con los rendimientos diferenciales y la estabilidad en la red. El aerogenerador A1 funcionará con un moderno pero convencional sistema de control de paso ("*pitch control*") mientras que el aerogenerador A2 funcionará con el sistema de control DBB.
Duración: 12 meses

4) Integración del sistema mejorado.

- Objetivo: Incorporación de algoritmos optimizados y control DBB a ambas turbinas.
- Descripción de las actividades más significativas:
 - IV.1 Análisis de las medidas de la fase anterior
 - IV.2 Optimización de los algoritmos de control de acuerdo con las medidas analizadas
 - IV.3 Implantación/activación del sistema DBB con los algoritmos optimizados en el aerogenerador A1
 - IV.4 Implantación de los algoritmos optimizados de DBB en el aerogenerador A2Se aprovecharán, en la medida de lo posible, las paradas programadas de mantenimiento para estas implantaciones.
Duración: 19 meses

5) Mediciones longitudinales.

- **Objetivo:** Cuantificar el incremento de rendimientos en ambas turbinas para diferentes condiciones de viento.
- **Descripción de las actividades más significativas:** Mediciones sistemáticas de las principales magnitudes aerodinámicas, mecánicas y eléctricas relacionadas con las ganancias de rendimientos y estabilidad en la red. Mientras en la fase III ambos aerogeneradores tenían diferentes sistemas de control, en esta fase tienen el mismo sistema, lo que permite evaluar los factores, emplazamiento y control de las diferencias encontradas en las primeras medidas.
Duración: 12 meses

6) Evaluación y validación

- **Objetivo:** Análisis y evaluación de las medidas para validación del sistema DBB con los algoritmos de control.
- **Descripción de las actividades más significativas:**
 - VI.1. Procesamiento del conjunto de datos recogidos
 - VI.2. Comparación mediciones diferencial versus longitudinal
 - VI.3. Validación de las aportaciones fundamentales del sistema de control DBB en instalación marina relacionadas con la estabilidad del sistema eléctricoDuración: 9 meses

5. Obra civil y planificación

El desarrollo de la obra civil se verá marcado por las características especiales de una instalación *offshore*. También por la división de la ejecución general de la obra en dos subfases, como se indicado anteriormente; una para el aerogenerador A1 y otra para el aerogenerador A2. También habrá dos etapas muy diferenciadas de trabajo: el realizado en tierra y la erección en el emplazamiento marino. Para la ejecución en tierra de recibo de partes, construcción de las cimentaciones, montaje de torre, ensamblajes preliminares, etc., se dispondrá de unas zonas habilitadas y con suficiente espacio en la costa enfrente de la instalación, así como en el puerto más cercano (puerto de Arinaga). Para la consecución de la obra se prevé un plazo de algo más de dos años de duración desde la expedición de los últimos permisos; incluidos los relativos a la línea de evacuación. En este plazo se incluye la construcción de los prototipos a experimentar y la puesta en marcha de la primera turbina que precede a la construcción de la segunda.

La ejecución del proyecto se divide en los siguientes bloques:

Subfase 1:

1.1. Ingeniería de detalle de los aerogeneradores. Desarrollo de todos los elementos y medios de fabricación, etc. necesarios para la producción industrial de los aerogeneradores.

1.2. Fabricación de componentes del aerogenerador A1. Incluye la fabricación de todos los sistemas y piezas que componen el aparato, así como la implementación de los componentes de fabricación externa (equipos eléctricos, cableados, protecciones eléctricas, etc.) para asegurar la correcta integración entre todos los subsistemas.

1.3. Ingeniería de las cimentaciones. Incluye nuevos estudios geológicos del suelo para garantizar el correcto funcionamiento y la mejora de las mismas, así como, el diseño en detalle de todos los componentes para su posterior. Preparación en talleres de los elementos base de la estructura, enganches de cables y piezas de apoyo para las cimentaciones del aerogenerador A1.

1.4. Ingeniería de fabricación de cimentaciones y suministro. Incluye nuevos estudios geológicos del suelo para garantizar el correcto funcionamiento y la mejora de las mismas, así como, el diseño en detalle de todos los componentes para su posterior. Preparación en talleres de los elementos base de la estructura, enganches de cables y piezas de apoyo para las cimentaciones del aerogenerador A1.

1.5. Montaje de las cimentaciones del aerogenerador A1. Montaje en la costa, desplazamiento de la costa al mar, transporte por flotación al emplazamiento y erección de las cimentaciones junto con la torre. Previamente han sido montados los anclajes para la erección de la estructura.

1.6. Construcción línea y subestación eléctrica. Realización de la obra civil con zanjas y arquetas en la costa y en tierra hasta la subestación. Montaje de equipos, tirado de cables en el mar y en la tierra, conexionado y ensayos de verificación del correcto funcionamiento.

1.7. Montaje aerogenerador A1. Montaje de las plataformas de acceso y del sistema de elevación. Elevación y montaje de la góndola. Elevación y montaje del rotor del aerogenerador A1.

1.8. Puesta en marcha aerogenerador A1. Pruebas de vacío con secuencias de arranque, parada y emergencia. Pruebas en carga con rampas de potencia a diferentes velocidades de viento.

1.9. Verificación estabilidad de las cimentaciones A1. Pruebas de estabilidad con determinación de las frecuencias de resonancia de elementos del generador, así como, de la torre y cimentaciones. Verificación de desplazamientos estructurales en las cimentaciones del aerogenerador A1.

Subfase 2:

2.1. Fabricación y montaje cimentaciones A2. Fabricación y ensamblaje en la costa de las cimentaciones del segundo aerogenerador. Desplazamiento por flotación al emplazamiento y erección de las cimentaciones junto con la torre. Previamente han sido montados los anclajes de este segundo aerogenerador.

2.2. Construcción línea de interconexión A1-A2. Montaje de los equipos en las bases de los aerogeneradores, tirado del cable submarino entre cimentaciones de ambos generadores, conexión de los circuitos y ensayos de verificación.

2.3. Fabricación y montaje aerogenerador A2. Fabricación y ensamblaje del segundo aerogenerador. Montaje de las plataformas de acceso y elevación en las cimentaciones. Transporte, elevación y montaje de la góndola. Transporte, elevación y montaje del rotor.

2.4. Puesta en marcha aerogenerador A2. Pruebas de vacío con secuencias de arranque, parada y emergencia. Pruebas en carga con rampas de potencia a diferentes velocidades y áreas de barrido.

2.5. Verificación estabilidad de las cimentaciones A2. Pruebas de estabilidad con determinación de las frecuencias de resonancia de elementos del generador, así como, de la torre y cimentaciones. Verificación de desplazamientos estructurales en las cimentaciones del aerogenerador A2.

6. Fundamentos del sistema DBB

La potencia de salida de una turbina eólica es el resultado del producto entre el área de barrido del rotor y la velocidad del viento al cubo, corregido por un coeficiente de potencia que expresa el rendimiento aerodinámico global respecto al área de barrido. Los modernos sistemas activos, tanto los de control de paso (*pitch control*) como los de control de pérdida (*stall control*), modifican la potencia de salida variando el coeficiente de potencia, por lo que, aunque la velocidad del viento crezca, la potencia de salida puede ser tan pequeña como se quiera, incluso llegar al valor nulo si el coeficiente de potencia es cero.

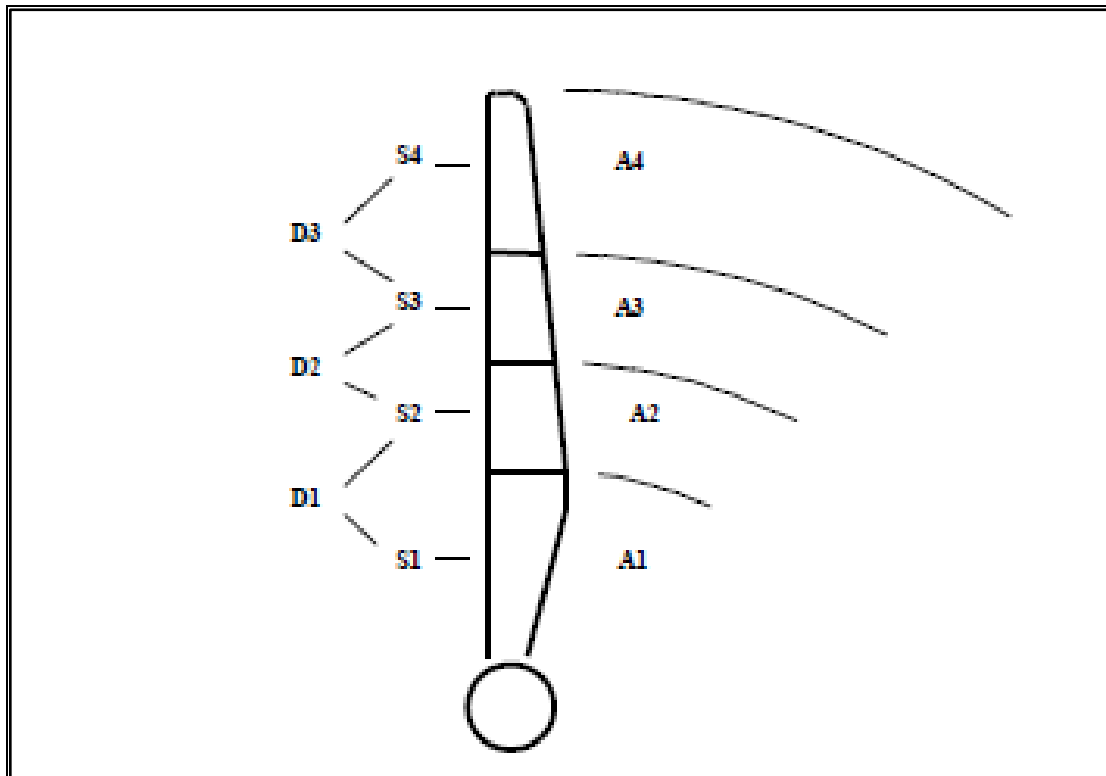
Por otro lado, a velocidades bajas este coeficiente de potencia relativo al área de barrido se incrementa hasta el límite impuesto por las características aerodinámica de las palas, típicamente en el entorno de 0,3. Un aumento de este coeficiente en todo el rango de velocidades bajas se convierte en una tarea de diseño muy compleja con resultados limitados.

Lo que se hace en la práctica para aumentar la potencia con vientos suaves es incrementar el área de barrido, poner a la turbina unas palas más largas. Además, aparentemente no tiene una limitación tan estricta este aumento como el incremento del coeficiente de potencia. Sin embargo, esto que va muy bien con vientos suaves se transforma en un problema con velocidades de viento altas. En estas condiciones, el producto de la velocidad del viento al cubo por el área de barrido se hace desproporcionadamente grande. Pequeñas variaciones de velocidad del viento producen fuertes picos de par. La turbina entra en una zona peligrosa donde se producen cargas transitorias de muy alto valor. Aunque en régimen estático por medio del coeficiente de potencia se puede controlar bien la potencia de la turbina, a altas velocidades y con grandes áreas de barrido este control del coeficiente de potencia se vuelve insuficiente para estabilizar los transitorios, lo cual puede tener graves consecuencias para la integridad del aerogenerador. Por tanto, a partir de cierta velocidad del viento se decide parar la turbina y dejar de producir energía.

Se están realizando continuas investigaciones para desarrollar nuevos algoritmos de control para suavizar los transitorios y disminuir los efectos de las cargas en la turbina en general y en las palas en particular. A pesar de los

avances conseguidos, en la práctica, si se desea que el aerogenerador opere bien a altas velocidades del viento, se opta por elegir una turbina con palas relativamente cortas y, por tanto, con menor área de barrido. Por tanto, el área de barrido se muestra como un factor clave en la estabilidad de la potencia generada, particularmente en los extremos del rango de velocidad de operación, es decir, tanto cuando los vientos son suaves como cuando los vientos son muy fuertes. Este factor también puede ser controlado dinámicamente, buscando una mayor estabilidad en la producción de energía, de tal forma que se aumenten las áreas de barrido en las bajas velocidades y se disminuyan en las altas velocidades de viento.

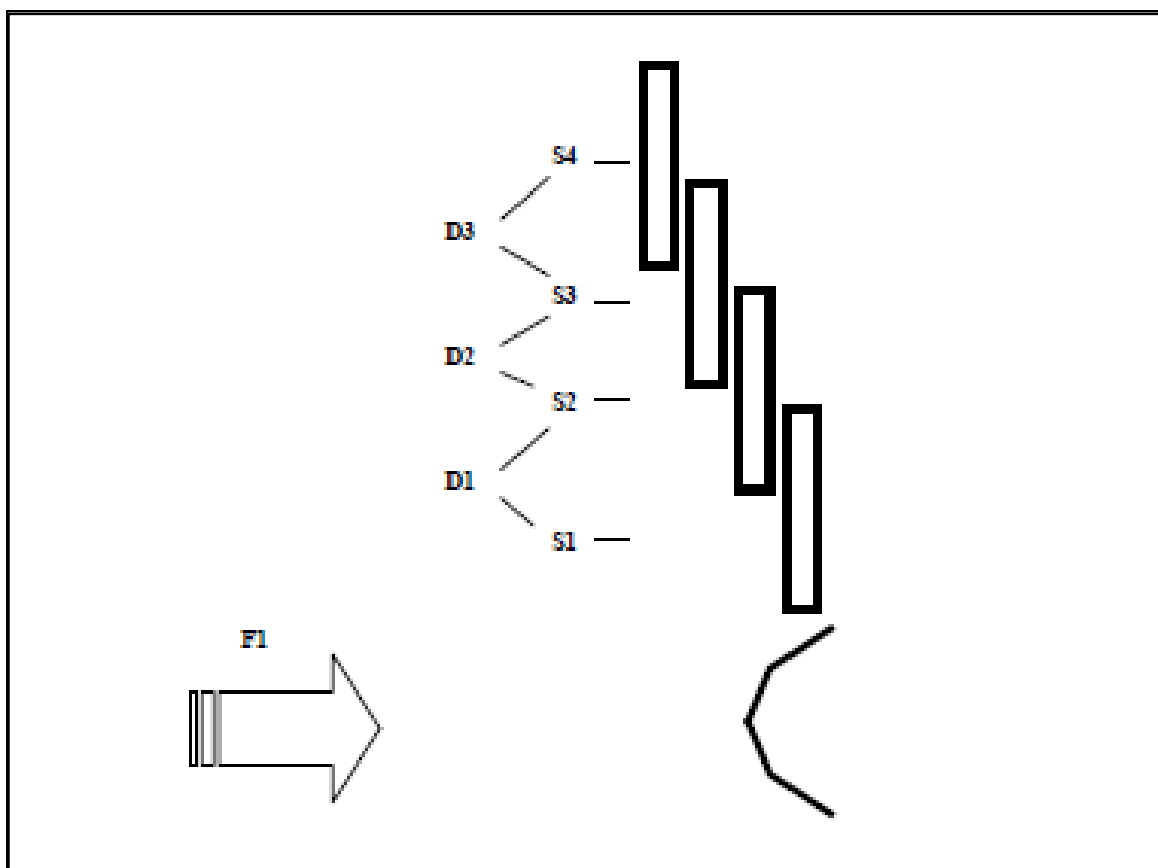
Si se divide la pala de una turbina en segmentos, el área de barrido total queda distribuida en bandas de barrido. Asociando los segmentos en pares dinámicos se puede hacer que las bandas de barrido modifiquen sus áreas. Se puede asociar, por ejemplo, el segmento S1 al segmento S2 formando el par dinámico D1. El segmento S2 al S3 formando el par dinámico D2 y así consecutivamente. Dentro de un par dinámico, los segmentos se pueden solapar en mayor o menor grado, lo que hace que sus bandas de barrido se superpongan en mayor o menor medida, lo que significa que el área de barrido combinada del par, suma de las bandas de barrido de los segmentos componentes, disminuya o aumente.



Pala de turbina con cuatro segmentos, tres pares dinámicos y las cuatro bandas de barrido al 100% de sus áreas nominales.

La potencia de salida de la turbina en estas condiciones será el resultado de sumar los productos de cada nueva banda de barrido y cada nuevo coeficiente de potencia para cada banda, todo ello multiplicado por la velocidad del viento al

cubo. Cada segmento puede tener su propio perfil aerodinámico y, por tanto, su propio coeficiente. Sin embargo, los coeficientes resultan de valores promediados en toda la extensión de la banda correspondiente y pueden ir cambiando según la posición relativa que van tomando los segmentos. Así, al solaparse los segmentos, no solo cambia el coeficiente de la porción de área que tienen solapada sino también en las restantes. En las distribuciones de presiones y velocidades del aire en una banda, magnitudes de las que dependen los coeficientes, tienen influencias los segmentos propios, los contiguos e incluso la totalidad de la estructura de la pala y su relación con otros elementos (por ejemplo, la torre y la góndola). Teniendo en cuenta la diferencia en los coeficientes que tiene cada banda, se puede modificar y controlar la potencia de salida simplemente redistribuyendo las áreas de las bandas sin modificar el área total. Lo mismo que se desplaza un segmento hacia el centro se puede desplazar otro hacia la periferia y, por tanto, el diámetro del rotor y el área total permanecen inalterados y, a pesar de ello, la turbina genera una potencia distinta. Sin embargo, este tipo de estrategia de control tiene un rango de variación limitado. Los efectos son mucho más intensos cuando hay un cambio en el área de barrido total. El movimiento relativo de los segmentos dentro de los pares dinámicos tiene un significativo impacto sobre las áreas de las bandas de barrido y, por tanto, sobre el área de barrido total si se hacen coordinadamente en el mismo sentido. Es el caso de la siguiente figura, en donde se ha hecho una reducción coordinada del área de todas las bandas desde su posición máxima, de forma que el área de barrido actual es aproximadamente un 49% de la que tendría en su extensión máxima. El área de barrido del segmento S4 se reduce por su aproximación al eje de rotación y no por haber cubrimiento de otro segmento. Por otro lado, en los segmentos S2 y S3 intervienen ambos factores.



Pala de turbina visto desde un punto de vista perpendicular al flujo de aire F1 y con posiciones intermedias de los pares dinámicos de segmentos. Las áreas de barrido estarían aproximadamente en el 50%, 40%, 30% y 60% de sus valores nominales. Esta estructura representa unas condiciones teóricas ideales que en la práctica quedan condicionadas por otros factores. La presente experimentación está enfocada a validar la estructura más sencilla con un solo par de segmentos y el segmento móvil de tamaño reducido.

Los accionamientos desarrollados para incorporar la estructura DBB consistirán en miniactuadores hidráulicos repartidos por toda la estructura, que permitirán un movimiento lento pero continuado de retracción/extensión de la pala, sin introducir un peso excesivo al conjunto, pudiendo instalarse los componentes del sistema en la góndola del aerogenerador. Se consigue un sistema que, aunque lento (tardará media hora en retraer totalmente la pala), será lo suficientemente robusto como para desplazar estas grandes masas sin problemas.