

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A BIOCANTABER S.L., AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PARQUE EÓLICO EL ESCUDO DE 151,2 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, QUE CONSISTE EN LAS LÍNEAS DE EVACUACIÓN ELÉCTRICA A 30 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA “HOYO DE LOS VALLADOS 30/220 KV” Y LA LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 220 KV “SET HOYO DE LOS VALLADOS 30/220 KV - AGUAYO 220 KV REE”, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE CAMPOO DE YUSO, LUENA, SAN MIGUEL DE AGUAYO Y MOLLEDO, EN CANTABRIA

Expediente: INF/DE/130/21

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 del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 27 de enero de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a BioCantaber S.L., Autorización Administrativa Previa para el Parque Eólico El Escudo de 151,2 MW y su infraestructura de evacuación, que consiste en las líneas de evacuación eléctrica a 30 kV, la subestación eléctrica “Hoyo de los Vallados 30/220 kV” y la línea aérea de alta tensión a 220 kV “SET Hoyo de los Vallados 30/220 kV - Aguayo 220 kV REE”, en los términos municipales de Campoo de Yuso, Luena, San Miguel de Aguayo y Molledo, en Cantabria, 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 9 de agosto de 2019 BioCantaber S.L. (en adelante, BioCantaber) solicitó, ante la DGPEM, Autorización Administrativa Previa y Evaluación de Impacto Ambiental para el Parque Eólico El Escudo de 151,2 MW (en adelante PE El Escudo), y sus infraestructuras de conexión a red: líneas subterráneas a 30 kV, subestación eléctrica 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación de energía eléctrica (expediente con referencia PEol-302).

Con fecha 12 de noviembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial Estado (BOE)¹, y el 15 de noviembre de 2019 en el Boletín oficial de Cantabria, el Anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Cantabria de información pública respecto a la solicitud de autorización administrativa previa y declaración de ambiental del proyecto del Parque Eólico El Escudo de 151,2 MW y sus infraestructuras de evacuación —líneas subterráneas a 30 kV, subestación 30/220 kV y línea aérea a 220 kV—, en los términos municipales de Campoo de Yuso, Luena, San Miguel de Aguayo y Molledo, provincia de Cantabria, promovido por BioCantaber.

Con fechas 6 y 13 de julio de 2020, el Director de Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Cantabria emitió sendos informes donde se recoge el procedimiento de información pública realizado y las alegaciones y contestaciones recibidas de las Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas que fueron consultadas.

Por último, una vez sometido el proyecto de la instalación y su Estudio de Impacto Ambiental (EslA) al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se ha remitido la información a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), habiéndose emitido la consecuente DIA, mediante Resolución de 14 de mayo de 2021².

¹ «BOE»núm. 272, de 12 de noviembre de 2019.

² Resolución de 14 de mayo de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto Parque eólico El Escudo de 151,2 MW, en Campoo de Yuso, Luena, San Miguel de Aguayo y Molledo (Cantabria). «BOE» núm. 129, de 31 de mayo de 2021.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 5 de junio de 2019, Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, otorgó permiso de acceso al PE El Escudo, cuya infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará el parque eólico con la red de transporte, en la subestación Aguayo 220 kV, propiedad de REE. Dicho permiso fue actualizado con fecha 16 de abril de 2021.

Con fecha 13 de agosto de 2021, REE emitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión (ICCTC) y con fecha 23 de agosto de 2021, el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC), relativos a la solicitud para la conexión en una posición nueva planificada en la citada subestación Aguayo 220 kV del PE El Escudo, entre otras instalaciones de generación renovable.

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 25 de octubre 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 (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a BioCantaber la autorización administrativa previa y de construcción para el PE El Escudo y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras:

- a) El Proyecto del parque eólico, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista.
- b) Documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto.
- c) Informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión.
- d) Informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Cantabria.

2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, Ley 24/2013); 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 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- 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.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- 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.

3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La Propuesta expone que BioCantaber ha presentado, con fecha 9 de agosto de 2019, solicitud de autorización administrativa previa y de construcción para el PE El Escudo de 151,2 MW, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica 30/220 kV, y línea aérea a 220 kV, y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cantabria.

La Propuesta revisa la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas de servicio público o de servicios de interés general en la parte que la instalación pueda afectar a bienes y derechos a su cargo, tras la publicación el 12 de noviembre de 2019 en el BOE y el 15 de noviembre de 2021 en el Boletín Oficial de Cantabria (BOC). La Propuesta indica que el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cantabria emitió informe con fecha 6 de julio de 2020, complementado el 13 de julio de 2020 tras la emisión de un nuevo informe evacuado por la Dirección General de Biodiversidad, Medio Ambiente y Cambio Climático.

Asimismo, la Propuesta informa que el proyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo obtenido la DIA mediante Resolución de 14 de mayo de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto "Parque eólico El Escudo de 151,2 MW, en Campoo de Yuso, Luena, San Miguel de Aguayo y Molledo (Cantabria)", en la que se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias, que resultan de la evaluación ambiental practicada, en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

Además, la Propuesta indica que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica cuenta con nueve circuitos de interconexión subterránea a 30 kV, que unen los aerogeneradores con la subestación Hoyo de los Vallados 30/220 kV. Dicha subestación se conecta mediante una línea a 220 kV con la subestación "Aguayo 220 kV", propiedad de Red Eléctrica de España, S.A.U. Tanto la subestación Hoyo de los Vallados 30/220 kV, como la línea de evacuación a 220 kV, son comunes a varias instalaciones de generación eléctrica. Con fecha 3 de marzo de 2021, BioCantaber firmó con otros titulares de instalaciones renovables un acuerdo para la evacuación conjunta y coordinada del PE El Escudo con otras instalaciones de generación eléctrica, en la subestación Aguayo 220 kV, en

cumplimiento de lo establecido en el artículo 123.2 del RD 1955/2000, por el que se ha de aportar 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, que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación.

Por otra parte, se indica que REE otorgó, con fecha 5 de junio de 2019, actualizado el 16 de abril de 2021, el permiso de acceso del parque eólico a la red de transporte en la subestación eléctrica Aguayo 220 kV, propiedad de REE. Posteriormente, en fecha 13 de agosto de 2021, emitió el Informe de Cumplimiento de condiciones Técnica de Conexión (ICCTC), y con fecha 23 de agosto de 2021, el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC), relativos a la solicitud para la conexión en una posición nueva planificada (incluida en la planificación vigente H2020) en la subestación Aguayo 220 kV del PE El Escudo, entre otras instalaciones de generación renovable.

Asimismo, la Propuesta expone que el peticionario ha acreditado su capacidad legal, técnica y económico-financiera —cuya evaluación es objeto de este informe— para la realización del proyecto.

Visto lo anterior, se propone otorgar a BioCantaber la Autorización Administrativa Previa para el anteproyecto de PE El Escudo de 151,2MW, con 36 aerogeneradores de 4.200 kW de potencia unitaria, y su infraestructura de evacuación —las líneas subterráneas a 30kV que unirán los centros de transformación de los aerogeneradores entre sí, y con las celdas de potencia situadas en la Subestación Hoyo de los Vallados 30/220 kV, con dos transformadores de 125 MVA cada uno, y la línea aérea a 220 kV para evacuación, discurrendo su trazado hasta la subestación transformadora Aguayo 220 kV, en una calle existente y ya equipada—, con las características definidas en el proyecto administrativo “Parque eólico El Escudo”, fechado en septiembre de 2019.

Por otra parte, la Propuesta indica que BioCantaber deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las condiciones impuestas en la citada Declaración de Impacto Ambiental de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, y las que 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. Esta autorización se concede sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente, y a cualesquiera otras motivadas por disposiciones que resulten

aplicables, así como sin perjuicio del resto de autorizaciones y permisos que sean necesarios para la ejecución de la obra.

Finalmente la Propuesta establece que BioCantaber presentará, antes de transcurridos cuatro meses, el proyecto de ejecución del PE El Escudo, 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 la Resolución caducaría, si bien BioCantaber podrá solicitar, por razones justificadas, prórrogas del plazo establecido, siempre 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

El documento de Greenpeace y el Consejo Mundial de Energía Eólica 'Perspectivas globales de la energía eólica' ya comentaba en el año 2006 que *«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».*

El documento también aludía ya entonces al efecto empleo considerando que, cuando los procesos de producción alcanzaran su optimización en el 2030, el nivel de creación de empleo disminuiría respecto a periodos anteriores, pero aun así estimaba que, por cada megavatio de nueva capacidad, el mercado para la energía eólica crearía anualmente una cantidad de empleos equivalentes a 11

puestos de trabajo por la fabricación y el suministro de componentes y otros 5 puestos más ligados al desarrollo de cada parque eólico por la instalación y el empleo indirecto.

En 2019, según datos presentados en el Informe de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) 'Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España 2019', el sector eólico empleaba directamente a 15.966 trabajadores y, debido al efecto arrastre o indirecto sobre otras actividades derivadas del sector, también generaba 13.970 empleos indirectos. Por tanto, el sector eólico empleaba de forma directa o indirecta a 29.935 profesionales en 2019, lo que supuso un aumento de un 25% respecto a 2018 debido a la contratación de profesionales para afrontar la instalación de la potencia eólica adjudicada en las subastas de 2016 y 2017, así como al mercado a nivel global, que continúa creciendo año tras año, lo que ha supuesto una oportunidad para las compañías españolas.

Por otra parte, según se indica en la Comunicación de la Comisión 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', 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. 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 esa eólica marina 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.

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 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 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 capacidad, dato importante para considerar factible económicamente un parque 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%.

Otra tendencia importante en el sector de la energía eólica es el uso múltiple de los emplazamientos, el coemplazamiento de los proyectos de energía eólica con otras fuentes de energía renovables, otras actividades económicas o incluso con actividades de restauración de los ecosistemas o de conservación de la naturaleza, lo que será clave para usar de forma eficaz el espacio disponible.

En general, la actividad del sector eólico contribuye de forma importante al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y a la reducción de emisiones que España debe cumplir de acuerdo con sus compromisos internacionales y planes nacionales. La tecnología eólica posee un balance energético muy positivo: sobre un ciclo de vida promedio de un aerogenerador, las pocas emisiones de CO₂ relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento se compensan después de los primeros tres o seis meses de operación.

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). 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. 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.

El PE EL ESCUDO contará con 36 aerogeneradores de aproximadamente 4.200 kW de potencia unitaria dispuestos en dos alineaciones (del aerogenerador 1 al 29 y del 30 al 36). Los modelos de aerogenerador se seleccionarán posteriormente entre las máquinas ofrecidas por los fabricantes, si bien para definir las características generales del parque en el anteproyecto presentado para la tramitación administrativa, se ha basado en 6 aerogeneradores modelo V117 con una altura de buje de 84 m y 30 aerogeneradores modelo V136 con una altura de buje de 82 m, ambos fabricados por la empresa VESTAS. Ambos modelos disponen de un generador trifásico asíncrono de inducción con rotor de jaula conectado a la red a través de un convertidor *full-converter*.

Con objeto de obtener detalles del recurso eólico en el emplazamiento del parque y validar la operación de los aerogeneradores, se instalarán torres de medición anemométrica conectados al sistema de control del parque por medio de la red de fibra óptica directamente hasta la subestación. Gracias a ella se obtendrá información sobre la velocidad y la dirección del viento a diferentes alturas sobre el terreno en tiempo real, que junto con la información del anemómetro de cada aerogenerador permitirá la mejor operación del parque eólico.

Finalmente se ha dimensionado del parque y la distribución de los aerogeneradores, teniendo en cuenta las consideraciones energéticas, medioambientales y económicas pertinentes. Los criterios de optimización de la producción, minimización del efecto sombra de unas máquinas sobre otras y restantes consideraciones que podrían afectar a la vida útil de la máquina son determinantes en la implantación definitiva.

En cuanto al aprovechamiento del recurso eólico, antes de proponer la localización del parque eólico se ha realizado una estimación lo más precisa posible de energía eólica para el emplazamiento previsto, así como un estudio de viabilidad económica del proyecto y de previsiones de producción, incluido en el “Estudio de viento y producción” del proyecto. El recurso de la zona ha sido ampliamente estudiado mediante datos procedentes de 15 estaciones meteorológicas, con mediciones históricas disponibles desde 1995. Este estudio valida el importante recurso existente en la zona.

Para el cálculo del potencial eólico se ha utilizado el modelo *Openwind Enterprise*, mediante el que se obtiene que para el PE El Escudo la velocidad

media del viento disponible es de 8.19m/s, obteniendo una producción media bruta por aerogenerador de 15.496 MWh/año. Esta producción no tiene en cuenta el decremento de potencia por indisponibilidad, mantenimiento, averías, las pérdidas eléctricas, pérdidas por estelas etc. Para el cálculo de la producción energética neta estimada del parque eólico hay que descontar las pérdidas debidas a estelas, a indisponibilidad de aerogeneradores y red (5%), transformación y transporte de electricidad (3%), pérdidas por curva de potencia (2,5%) y pérdidas por *derating* o desclasificación de temperatura (9%).

Con ello, la producción neta del PE El ESCUDO se estima en 434.531 MWh/año (2.874 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga), lo que permitiría reducir la emisión de CO₂³ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 66.483,24 tCO₂eq/año. Por lo tanto, se espera dejar de emitir durante 25 años un total de 1.662.081,08tCO₂eq durante los 25 años de vida útil del parque eólico. El coeficiente de rendimiento esperado (PR) del PE El Escudo es de un 77,9% y el factor de capacidad de un 32,8%.

4.1.2. Condiciones de seguridad

Normativa de seguridad

El Anteproyecto presentado habrá de estar sujeto a la normativa establecida en la legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, y sus desarrollos posteriores; Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo en materia de trabajos temporales en altura; 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; Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico; el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas

³ Se ha utilizado para el cálculo realizado un factor de emisión de 153 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2020.

complementarias ITC-LAT 01 a 09; 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, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética, Normas UNE , Normas CEI y ordenanzas municipales.

Diseño de los equipos de generación

Los aerogeneradores VESTAS (V117-4,2 MW y V136-4,2 MW) están regulados por un sistema de cambio del ángulo de inclinación independiente en cada pala y cuentan con un sistema de orientación activo. Las palas son controladas por el microprocesador del sistema de control del ángulo de inclinación o *pitch* (OptiTip®), el cual en función de las condiciones predominantes de viento está continuamente optimizando la inclinación. La turbina está equipada con un sistema de inclinación para cada pala y un bloque de distribución, todos ellos ubicados en el buje del aerogenerador. Las torres son de estructuras tubulares de acero al carbono estructural, con alturas de 80 m (V117) y 82 m (V136).

El transformador elevador trifásico a 720V/30 kV es de doble devanado tipo seco (conexión Dyn5), auto-extinguible y se encuentra ubicado en la parte trasera de la góndola, en un espacio separado.

Las turbinas se han diseñado de acuerdo con la norma EN 50308⁴ de principios de seguridad en la utilización de turbinas eólicas, y cuentan con los siguientes sistemas de protección: frenado, protecciones frente a cortocircuitos, detección de arcos, protección frente a rayos, puesta a tierra y protección frente a corrosión.

Balizamiento, cimentación y accesos al parque

Todas las turbinas del parque cumplirán con los requisitos de señalamiento aeronáutico de la Guía de Señalamiento e Iluminación de Turbinas y Parques Eólicos de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea. Las palas y la góndola estarán pintadas en blanco y el fuste de las torres será de hormigón claro, cumpliendo con los requisitos de cromaticidad del “blanco” según se define en el Real Decreto 862/2009 de 14 de mayo sobre normas técnicas de diseño y operación de aeródromos de uso público.

En cuanto al balizamiento, las turbinas estarán equipadas con tres luces de baja intensidad tipo B situadas perimetralmente en la torre a una altura inferior a la

⁴ Norma UNE-EN 50308: Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.

cota más baja de las palas en su posición vertical, y una baliza dual de intensidad media A / media B o C en la parte superior de la góndola. Ambos sistemas de iluminación cuentan con un sistema de alimentación de emergencia en caso de corte de la energía eléctrica exterior con una autonomía mínima de tres horas y con un funcionamiento síncrono para todas las turbinas del parque.

Los aerogeneradores VESTAS modelos V117 y V136 se fijan sobre una cimentación circular y un pedestal central cilíndrico ambos de hormigón armado. Es importante señalar que dado que el parque eólico va a emplear dos modelos de turbinas eólicas (V117 y V136), se usarán dos tipos de cimentaciones específica para cada turbina.

El acceso al PE El Escudo se realizará por la desviación en la carretera N-623 en el p.k. 94 aproximadamente por medio de un entronque con la misma. En ese punto se accede por un camino ya existente al parque eólico. Se trata de un acceso que deberá ser modificado temporalmente para permitir el paso de los transportes especiales de los componentes de las turbinas hasta cada una de las posiciones. Todos los aerogeneradores estarán unidos entre sí mediante caminos existentes o de nueva construcción. El dimensionamiento de los caminos del parque se basa en la especificación más restrictiva de los dos modelos de turbina proyectados. Son de obligado cumplimiento todas las disposiciones legales o reglamentarias, resoluciones y cuantas otras fuentes normativas contengan regulaciones concretas en materia de carreteras, propias de la obra civil o de carácter general, que se encuentren vigentes y sean de aplicación durante el tiempo en el que subsista la relación contractual promotor-contratista, según las actividades a realizar.

Red de media tensión

Asimismo, todos los elementos constitutivos de la red eléctrica de media tensión del parque eólico se desarrollarán de acuerdo con lo que señalan los vigentes reglamentos que se refieren a este tipo de instalaciones. Son de obligado cumplimiento todas las disposiciones legales o reglamentarias, resoluciones y cuantas otras fuentes normativas contengan regulaciones en materia de instalaciones eléctricas, propias de la Industria Eléctrica o de carácter general.

Los cables de Media Tensión (tripolar con aislamiento HEPR, libre de halógenos con un conductor de tierra dividido en tres núcleos y conductor de cuatro polos con aislamiento HEPR, libre de halógeno) se cablean desde el transformador, en la parte trasera de la góndola, hasta la parte inferior de la torre donde están ubicadas las celdas de Media Tensión. Las celdas de Media Tensión serán aisladas en gas SF6 y se instalarán en la parte inferior de la torre. El control de las celdas está integrado con el sistema de seguridad de la turbina, que

supervisa el estado del dispositivo de conmutación y los dispositivos relacionados con la seguridad de los elementos de alta tensión del aerogenerador. Este sistema se denomina "*Ready to Protect*" y garantiza que todos los dispositivos de protección estén operativos, siempre que la aparamenta de alta tensión esté energizada. Para garantizar que el interruptor esté siempre listo para disparar, está equipado con bobinas de disparo redundantes, que consisten en una bobina de disparo activa y una bobina de disparo por baja tensión.

La interconexión de los Centros de Transformación de cada circuito se realizará mediante ternas de cable unipolar de aislamiento seco tipo HEPRZ1 18/30 kV K Al +H25 de diferentes secciones, siendo las homologadas las siguientes: 95, 150, 240, 300, 400, 500 y 630 mm.

La evacuación de la energía producida por los aerogeneradores tendrá lugar a través de nueve líneas eléctricas de media tensión (30 kV) enterradas en zanjas y que evacuarán la potencia hasta la subestación de transformación (SET) 30/220 kV, desde la cual se evacuará la energía a través de una línea aérea de alta tensión de 3,351 kilómetros (con 11 apoyos que cumplen con los requisitos de la ITC-LAT-07 y las características técnicas de sus componentes responden a lo indicado en las normas UNE) de simple circuito dúplex, íntegramente aéreos, con conductores LA280 (*Hawk*), dimensionada para evacuar la totalidad de la potencia máxima esperada en la ST Hoyo de los Vallados, lo que incluye el PE El Escudo y futuras ampliaciones/instalaciones. En la Subestación ST Aguayo la conexión se realiza en una calle de 220 kV existente y ya equipada.

Puesta a tierra del parque

El sistema de puesta a tierra debe asegurar que la resistencia máxima de la puesta y la tensión de paso y contacto, en todos los puntos de la subestación sean conformes a lo indicado en el ITC-RAT 13⁵.

La puesta a tierra se establece principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas de una instalación, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. El sistema de puesta a tierra tiene las funciones de proteger al personal y a los equipos contra potenciales peligros, proporcionar un camino a tierra para las intensidades generadas en descargas atmosféricas, estáticas o defectos de aislamiento

⁵ ITC-RAT 13. Instalaciones de puesta a tierra.

eléctrico, proporcionar una referencia de potencial con respecto a tierra y facilitar a los elementos de protección el despeje de faltas a tierra.

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se dispondrá de una malla de tierra que se realizará con cable desnudo y que enlazará los sistemas de puesta a tierra de los Centros de Transformación de cada aerogenerador, la subestación de transformación (SET) y la instalación de medida en el punto frontera (IMF)⁶.

La malla general de puesta a tierra del parque eólico se realizará con cable de cobre desnudo de 70 mm² de sección, y enlazará los sistemas de puesta a tierra de los centros de transformación de cada aerogenerador, de forma que toda la infraestructura eléctrica forme un conjunto equipotencial.

Se realizarán mediciones de tensiones de paso y contacto en los accesos a cada torre para comprobar que se encuentran por debajo de las admisibles en cada caso, teniendo en cuenta lo prescrito en la ITC-RAT 13 del Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. En caso de no cumplirse con alguno de los valores, se estudiarán las mejoras de tierra necesarias.

Sistema de control y supervisión del parque

El sistema de control y supervisión del parque estará basado en un paquete informático gráfico sobre un ordenador personal bajo sistema operativo Windows. Los aerogeneradores y el equipo de medida de la subestación estarán directamente conectados mediante un lazo de comunicaciones de fibra óptica al sistema de control del parque, situado en el cuarto anejo a la sala de celdas de la subestación. Este sistema de control incluirá un “*host computer*” (HC) con aplicación gráfica de fácil manejo que controlará diferentes parámetros de la explotación y la producción del parque eólico. De este modo, para el PE El Escudo se instalarán cinco lazos de comunicaciones a base de fibra óptica que comunicará los aerogeneradores con el sistema de control de la Subestación de 30/220 kV previamente a la conexión de este parque con la red existente. Podrán ser instalados puestos de control remotos, “*remote computers*” (RC) conectados al HC mediante líneas de comunicaciones (fibra óptica, radio o línea telefónica).

Subestación: diseño y construcción

⁶ Denominada Subestación de Medida (SSM) en el proyecto original y modificada por esta denominación en respuesta al requerimiento de fecha 16 de noviembre de 2020 a REE.

La subestación transformadora (SET) 30/220 kV denominada “ST Hoyo de los Vallados” de que dispondrá el PE El Escudo para elevar la tensión de los circuitos de media tensión hasta los 220 kV de la línea de evacuación, que conectará con la subestación de REE, será de categoría especial según el artículo 3 del capítulo I del Reglamento de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, y contará con dos transformadores de potencia 220/30 kV de 125 MVA, de instalación en exterior, aislado en aceite mineral, conexión YNd11, con regulación en carga. Se complementa con la instalación de pararrayos de tensión nominal 30 kV, situados lo más cerca posible de las bornas de los transformadores. La obra civil que se desarrollará contemplará la bancada y elementos asociados para el transformador.

Se ha adoptado para la tensión de 220 kV una configuración en simple barra compuesta por seis posiciones; la instalación de 30 kV presenta una configuración de simple barra que alimenta el secundario de cada transformador de potencia de relación 220/30 kV (T-1 y T-2), y está formada en su alcance inicial por dos módulos de celdas normalizadas de ejecución metálica para interior, constituido en total por las 20 posiciones.

Será de tipo intemperie y todos los elementos se ubicarán en un recinto vallado en el que se situará, además de la aparamenta de la subestación, un edificio cerrado que albergará las celdas de media tensión (MT), otro edificio con los equipos de control, protección, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc. necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación, y un edificio de explotación del parque eólico.

La instalación estará asegurada para compatibilidad electromagnética, considerando que los equipos de control y protecciones serán digitales. Igualmente se prevé la instalación de los correspondientes aparatos de medida, mando, control, protección y comunicaciones necesarios para la adecuada explotación de la instalación, y los sistemas de distribución de servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua desde los respectivos equipos rectificadores-batería.

Subestación: puesta a tierra

Para cada transformador, con grupo de conexión YNd11, se dispone una reactancia trifásica de puesta a tierra en baño de aceite para crear un neutro artificial y dotar de una puesta a tierra de la red en un punto donde el neutro no está disponible. La reactancia se conecta en la salida del secundario de cada uno de los dos transformadores con cable desnudo a través de un seccionador de aislamiento. La borna de neutro será accesible al exterior y se conectará una terminación flexible para conexión de un cable de aislamiento seco 18/30 kV de

150 mm² de sección, en aluminio, para conexión con la resistencia de puesta a tierra. La reactancia se ubicará en las proximidades del transformador.

Igualmente para cada transformador, y conectada en serie con el neutro de cada una de las dos citadas reactancias trifásicas de puesta a tierra, se dispone una resistencia de puesta a tierra monofásica con el fin de limitar la corriente de defecto a tierra en caso de falta, permitiendo además un correcto funcionamiento de las protecciones.

Subestación: protección contra incendios y descargas eléctricas

Respecto al sistema contraincendios, se deberá aplicar la normativa vigente de prevención del riesgo de incendios y en particular se aplicarán las prescripciones que contiene la ITC-RAT 15 'Instalaciones eléctricas de exterior'. Se deberán usar materiales que prevengan y eviten la aparición de fuego y su propagación a otros puntos de la subestación o al exterior del parque intemperie. Para ello se usarán medidas activas y pasivas para la prevención del fuego y de sus efectos.

En el edificio de la subestación serán de aplicación las prescripciones recogidas en la ITC-RAT 14 'Instalaciones eléctricas de interior' para la prevención de incendios, según la cual no es necesario instalar un equipo de extinción automático, pero sí será necesaria la instalación de un sistema de detección de incendios para todas las salas de las que se compone el edificio de la subestación, compuesto por una centralita de incendios instalada en la sala de control del edificio (maestra para el mando y la señalización del sistema), un armario para la interconexión del sistema de protección contra incendios y el resto de sistemas (tales como los sistemas anti-intrusos), una alarma acústica de tipo manual/automática y detectores ópticos de humos que, según la Norma Tecnológica de la Edificación (NTE) 'Instalación de Protección Contra Incendio', será como mínimo de un detector cada 20 m² en detección por temperatura (detector termovelocimétrico) y cada 70 m² en detección por humos.

Además, se colocarán extintores manuales de anhídrido carbónico para equipos eléctricos en lugares que sean fácilmente visibles y accesibles. Estarán situados próximos a los puntos donde se estime mayor probabilidad de iniciarse el incendio, a ser posible próximos a las salidas de evacuación, y preferentemente sobre soportes fijados a paramentos verticales de modo que la parte superior del extintor quede, como máximo, a 1,70 m sobre el suelo. Como medidas de protección pasiva se deberán de aplicar las Medidas Básicas de protección Pasiva contraincendios, aplicadas para los cables, bandejas eléctricas y las estructuras metálicas con capacidad portante, mediante la aplicación de recubrimientos de protección contra incendios.

La protección frente a la caída de un rayo en la subestación se llevará a cabo mediante la instalación de puntas captadoras metálicas o puntas Franklin, indicadas para la protección externa contra el rayo. Para la selección de las mismas se ha seguido la norma UNE-62305:2001 'Protección contra el rayo', usando el método del ángulo de protección.

Línea de alta tensión: trazado, protecciones, avifauna y puesta tierra

Desde la subestación de transformación se evacuará la energía a través de una línea aérea de alta tensión de 3,351 km y 11 apoyos con origen en la SET 220/30 kV del PE EL ESCUDO y final en la instalación de medida del punto frontera de Aguayo 220 kV. En su diseño se han tenido en cuenta los requisitos de seguridad, duración, robustez, mantenimiento y respeto al medio ambiente y al paisaje. Las normas aplicables a los cruzamientos de la línea son las especificadas en el apartado 5 de la ITC-LAT-07 'Líneas aéreas con conductores desnudos' establecidas en el Real Decreto 223/2008. La puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo especificado en el apartado 7 de la ITC-LAT 07. Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que estará indicado el número del apoyo, el orden de las fases, la tensión de la línea, el símbolo del peligro eléctrico GT-21 y el logotipo del fabricante de los mismos, siendo esto último opcional, según lo recogido en el apartado 2.4.7 de la mencionada ITC-LAT.

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puesta a tierra se dispondrá en las Subestaciones Transformadoras de los elementos de protección necesarios para las exigencias que presenta el conjunto de la instalación de la línea eléctrica.

Para el diseño del tendido eléctrico de la línea se han aplicado las características constructivas y las medidas anticolidión y anti-electrocución para las aves en los apoyos y cables eléctricos, recogidas en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. Con carácter general, no se instalarán aisladores rígidos, no se instalarán puentes flojos ni autoválvulas ni seccionadores en posición dominante por encima de travesaños o cabeceras de los apoyos.

En cumplimiento del artículo 7 del mencionado Real Decreto, el tendido eléctrico contará con salvapájaros o señalizadores visuales instalados en los conductores de tierra y OPGW.

El sistema de puesta a tierra se ha diseñado para cumplir con los siguientes requisitos, siguiendo con lo establecido en el apartado 7.2 de la ITC-LAT-07:

Resistencia a los esfuerzos mecánicos y a la corrosión, resistencia térmica, garantizar la seguridad de las personas reduciendo las tensiones de paso y contacto durante una falta a tierra y proteger de daños a elementos y equipos y garantizar la fiabilidad de la línea.

Línea subterránea

Transporta la energía producida por los aerogeneradores desde los C.T. de las turbinas hasta la subestación 30/220 kV colectora del parque (ST Hoyo de los Vallados). Se practicarán zanjas de distinto tipo para conectar todos los aerogeneradores entre sí y con la subestación transformadora. El tendido de media tensión del PE El Escudo estará formado por un tendido subterráneo de conductores unipolares por fase tipo HEPRZ1 18/30 kV de diferentes secciones en aluminio, directamente dispuestos sobre el fondo de zanjas.

Se dispondrá de una malla de tierra que se realizará con cable desnudo de 70 mm² de sección y enlazará los sistemas de puesta a tierra de los C.T. de cada aerogenerador y la malla de puesta a tierra de la subestación colectora. El cable de tierra irá enterrado acompañando a los cables de potencia de la red de M.T.

Los conductores se alojarán en zanjas de 1,1 m de profundidad mínima y 0,6 m de anchura mínima. Los cruzamientos por viales se realizarán a través de canalizaciones entubadas de PVC recubiertas de hormigón y a una profundidad mínima de 1,1 m. Se dispondrán arquetas de control para el paso de los cables de control, cada 50 m aproximadamente, a lo largo de toda la canalización

Finalmente, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido por 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, el promotor deberá elaborar un “Estudio de Seguridad y Salud” con objeto de servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el trabajo, en el que se analizará, estudiará, desarrollará y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

4.1.3. Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 22 de junio de 2020 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, emitió escrito de actualización de contestación de acceso coordinado a la Red de Transporte en la actual subestación Aguayo kV para un contingente de 510,36 MW entre los que se encuentra el PE El Escudo con una potencia de acceso solicitada de 151,2 MW (código de proceso RCR_918_19).

En dicho documento se certifica que la viabilidad del acceso coordinado de las instalaciones de generación solicitantes en este nudo de la red de transporte resulta técnicamente viable considerando la limitación por el criterio de potencia de cortocircuito que establece el Real Decreto 413/2014 en el procedimiento de acceso para la generación no gestionable sobre el escenario establecido en el Horizonte 2020 de planificación vigente en el ámbito nodal del asunto y de aplicación a la generación con conexión a la red de transporte y la red de distribución subyacente.

Asimismo, en dicho documento se indica que REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O. 12.1, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Con la normativa vigente en el momento de emisión del escrito, la limitación aplicable en el procedimiento de acceso en cuanto a la limitación para el otorgamiento o denegación de permiso de acceso (o aceptabilidad) es la relativa al criterio de potencia de cortocircuito establecido en el Anexo XV del Real Decreto 413/2014 para la generación no gestionable. Estos estudios técnicos que se realizan en el ámbito nodal de aplicación a la generación con conexión a la red de transporte y la red de distribución subyacente permiten determinar la capacidad máxima admisible (436 MW_{prod}) en Aguayo 220 kV y la viabilidad de la solicitud conjunta, teniendo en cuenta la generación no gestionable en servicio y la que cuenta con permiso de acceso o aceptabilidad es de 510,4 MW⁷. Se informa adicionalmente del margen disponible adicional, considerado el criterio de simultaneidad entre generación eólica y no eólica⁸, que podrá ser aprovechado por instalaciones con conexión directa a la red de transporte o con conexión a la red de distribución subyacente.

Por otra parte, al ser REE el titular del punto de conexión, se indica que la definición de detalle de la misma y las actuaciones requeridas en la red de transporte serán establecidas por el transportista titular del punto de conexión,

⁷ Capacidad de conexión (Potencia instalable, MW_{ins}) en función de la capacidad de producción simultánea máxima (MW_{prod}), aplicando el siguiente Criterio de Simultaneidad:

$$MW_{ins}EÓLICA \leq 1,25 * MW_{prod}$$

$$MW_{ins} NO EÓLICA + (0,8/1,25) * MW_{ins}EÓLICA \leq MW_{prod}$$

[MW_{ins}: Potencia instalada de generación según RD413/2014, excepto Potencia nominal - MW_{nom}- para generación fotovoltaica]

⁸ Opciones de nueva integración de generación en el nudo Aguayo 220 kV:

- Máxima integración fotovoltaica: Margen de 109,3 MW_{nom} FV. Sin eólica adicional
- Máxima integración de eólica: Margen de 34,6 MW_{ins}/nom eólica y 87,2 MW_{nom} generación no eólica adicional.
- Combinación de generación que cumpla: XX MW_{nom} de generación fotovoltaica + 0,64*YY MW_{ins} de generación eólica \leq 436 MW_{prod}.

quedando pendiente del análisis de la viabilidad física y técnica a desarrollar durante el procedimiento de conexión.

Las consideraciones anteriores contemplan el cumplimiento por las nuevas instalaciones de generación previstas que solicitan el acceso del Reglamento (UE) 2016/631 en materia de requisitos de conexión de generadores a la red y la normativa nacional que lo desarrolla. En particular, deberán cumplir con las capacidades técnicas de conexión requeridas para los módulos de parque eléctrico tipo D.

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 del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), función del tiempo crítico de cada parque, que es muy dependiente del desarrollo de la red y de la generación, tanto en el nudo en concreto como en la zona de influencia. Vistos los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en la zona, REE considera recomendable equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar futuros cambios en dicho equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el actual nudo de Aguayo 220 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 y regionales, 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 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, el IUN y REE como titular del punto de conexión a la red de transporte, 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 las instalaciones consideradas en la solicitud (según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013), ya que solo dispondrían de permiso de acceso, por lo que aun estarían supeditadas 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 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 para el conjunto de instalaciones de producción cuyo vertido confluye en Aguayo 220 kV. Ruego que inicien dicho proceso con la antelación suficiente y, en todo caso, considerando el plazo normativo de dos meses previamente al primer acoplamiento.

Con fecha 22 de marzo de 2021, REE remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) por el que se procede a otorgar. Procede otorgar permiso de conexión en una posición nueva planificada de la SE Aguayo 220 kV, indicando que el pasillo de llegada de la línea de enlace Aguayo-Hoyo de los Vallados 220 kV presenta interferencias con las instalaciones existentes de la red de transporte, por lo que se deberá buscar una solución compatible que respete la reglamentación vigente.

Finalmente, con fecha 23/08/2021 REE emite el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Esta comunicación supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida. Además, se indica que la aceptabilidad técnica se encuentra sometida a las limitaciones y condicionantes de carácter nodal y zonal establecidos en la contestación que otorgaba el permiso de acceso.

Una vez cumplimentados los requisitos precedentes, REE recuerda la necesidad de solicitar el Informe del Operador del Sistema requerido en el artículo 39 del RD 413/2014, que permitirá la autorización de puesta en servicio y en tensión para pruebas y la verificación de la capacidad de control desde el CECOEL.

Además, REE informa 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 Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, por lo que ruega que inicien dicho proceso con la antelación suficiente y, en todo caso, considerando el plazo normativo de dos meses previo al primer acoplamiento.

4.2. Condiciones de protección del medioambiente y minimización de los impactos ambientales

El Proyecto de la instalación a la que se refiere el presente informe se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental ordinaria según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a evaluación de impacto ambiental ordinaria, previa a su autorización administrativa, y según lo establecido en su artículo 7.1.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITERD y se modifica el Real Decreto 139/2020, de 28 de enero, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal, una vez analizados el documento técnico del proyecto, el EslA, el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas.

Con fecha 22 de septiembre de 2020 tuvo entrada en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental el expediente del proyecto, incluyendo el estudio de impacto ambiental elaborado por el promotor en agosto de 2019, el proyecto del parque, subestación ST Hoyo de Los Vallados y línea eléctrica a 220kV, simple circuito ST Hoyo de Los Vallados - ST Aguayo (ambos proyectos fechados en julio 2019) y el resultado de la información pública y las consultas, la documentación complementaria elaborada por el promotor en junio de 2020.

Con fecha 31 de mayo de 2021, se publica en el BOE la Resolución de 14 de mayo de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto "Parque eólico El Escudo de 151,2 MW, en Campoo de Yuso, Luena, San Miguel de Aguayo y Molledo (Cantabria), con informe favorable. No obstante, BioCantaber deberá cumplir todas las medidas preventivas y correctoras contempladas en el EIA, así como las condiciones y medidas adicionales especificadas en la propia DIA.

En la DIA se indica que para solicitar la aprobación del proyecto de ejecución, BioCantaber deberá acreditar ante el órgano sustantivo (DGPEyM) haberlo elaborado con pleno cumplimiento de las condiciones aplicables especificadas en la declaración, y en particular las señaladas respecto de la flora y vegetación (D3), fauna (D4), paisaje (D5) y bienes materiales (D6). Igualmente, para la solicitud de autorización de explotación, el promotor deberá acreditar ante la DGPEM haber programado y puesto en marcha las medidas de restauración y compensación determinadas en los citados apartados D3, D4 y D5, así como en el D8 (población). Dicha explotación deberá realizarse con pleno cumplimiento de las condiciones establecidas en la DIA para esta fase, incluyendo el seguimiento y vigilancia ambiental, y en particular con el Protocolo de actuación frente a aerogeneradores conflictivos.⁹

Por último para la fase de cese y desmantelamiento del parque eólico, BioCantaber deberá presentar un proyecto específico con al menos cinco años de anticipación a la finalización del periodo de autorización del parque, contemplando la completa demolición, desmantelamiento y retirada de todos los componentes del mismo que queden sin futuro uso, la adecuada gestión de todos los residuos generados, la restitución del relieve a la situación original y la restauración del suelo y de la vegetación, siendo sometido al menos a una evaluación de impacto ambiental simplificada en el que se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias que resultan de la evaluación ambiental practicada, en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

⁹ Este protocolo está elaborado con base en el planteado el 8 de julio de 2019 por la entonces Subdirección General de Biodiversidad y Medio Natural para la parada de aerogeneradores conflictivos de parques eólicos: aquellos que el seguimiento determine que provoquen muerte por colisión de aves o quirópteros incluidos en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial (LESRPE)

4.3. Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El PE El Escudo está conformado por un conjunto de instalaciones proyectadas para el aprovechamiento energético del viento existente en la zona sur de Cantabria, sobre la Sierra del Escudo, que constituye la divisoria de aguas entre los valles del Pas, Besaya y Campoo, al norte del embalse del Ebro. Las estructuras proyectadas se distribuyen territorialmente sobre los términos municipales de San Miguel de Aguayo, Molledo, Luena y Campoo de Yuso, todos ellos sitios en la zona centro-meridional de la comunidad autónoma de Cantabria.

Los aerogeneradores del parque se ubicarán en dos cordadas bien definidas en cotas entre los 1.000 y 1.300 m sobre el nivel del mar. La primera, formada por los aerogeneradores del 1 al 29, se asienta sobre el cordal del Escudo con orientación sureste – noroeste, partiendo del Alto del Escudo y recorriendo toda la cresta a través de los parajes de Peñas Gordas, Cueto Espina, Castro la Arena, Cruz del Marqués y Mediajo Frío. La segunda cordada de aerogeneradores se localizará sobre el cordal existente entre el paraje de Piedra Lucía y Hoyo de los Vallados, también con una orientación predominante sureste – noroeste. El conjunto se sitúa a unos 65 km de la localidad de Santander.

El acceso parque eólico está proyectado desde la carretera nacional N – 623 a la altura del Puerto del Escudo, aproximadamente en el km 93. Se aprovechará y acondicionará el trazado de acceso existente al repetidor del Puerto del Escudo, que se bifurca y continua en dirección oeste hasta entroncar con la pista existente en los parajes de El Escudo y La Calzada. La pista existente será reacondicionada para satisfacer las necesidades especiales de transporte de las estructuras, pero se respetará su trazado en la medida de lo posible para minimizar la ejecución de nuevos viales

La energía producida en el Parque Eólico de El Escudo será conducida mediante trazado soterrado a 30 kV (con objeto de lograr la máxima integración ambiental posible del proyecto) hasta la subestación transformadora de Hoyo de los Vallados, proyectada para ser instalada en el paraje denominado Braña San Martín.

La subestación de Hoyo de los Vallados y la línea de evacuación a 220 kV se dimensionan y configuran para poder ser ampliadas en el futuro, de forma que parte de la infraestructura pueda ser compartida en el futuro con los promotores de otros parques eólicos del entorno si sus proyectos fuesen aprobados, minimizando la afección del conjunto sobre el medio ambiente. De esta forma, la subestación Hoyo de los Vallados se ha diseñado con una disposición y reserva de suelo que permitiría la conexión de una nueva posición transformadora.

Asimismo, se han considerado varias celdas adicionales de 30 kV que permitirían la conexión futura de nuevas acometidas.

La parcela destinada a la instalación se localiza en el polígono 4 parcela 1477 con referencia catastral 39046A004014770000TP en el municipio de Molledo, paraje denominado Braña San Martín en el monte de utilidad pública nº362 "Los Llanos", ocupando una extensión de 12.374,54 m².

La evacuación de la energía generada se realizará mediante una línea aérea de alta tensión que conectará la subestación transformadora Hoyo de los Vallados con la SET Aguayo, donde la energía generada en el PE El Escudo será vertida a la red de transporte. Todo el conjunto de subestación transformadora y línea de evacuación de alta tensión se emplaza en el Término Municipal de Molledo.

El trazado de línea de evacuación de alta tensión (LAT) realiza un recorrido rectilíneo de unos 3.000 m de longitud en dirección sureste – noroeste.

La ubicación y disposición de las instalaciones se han elegido en función de los siguientes criterios:

- **Recurso eólico:** la zona donde se ubicará el parque eólico corresponde a un área influenciada por vientos de velocidad media-alta y elevada frecuencia.
- **Evacuación eléctrica:** el proyecto del parque eólico está situado próximo a infraestructuras eléctricas existentes permitiendo así una evacuación racional de la energía generada.
- **Infraestructuras de acceso:** existen varios accesos al emplazamiento que facilitan el transporte de los distintos componentes del parque eólico.
- **Medioambientales y culturales:** la ubicación donde se proyecta el parque eólico no está incluida en zona de espacios protegidos ni existe presencia destacada en materia de Patrimonio y Bienes Culturales.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Cantabria, de fecha 13 de mayo de 2021, se informa que, como parte del procedimiento de información pública a que se ha sometido el proyecto PE El Escudo, se dio traslado a los ayuntamientos afectados de la información correspondiente.

Se ha recibido contestación del Ayuntamiento de Campoo de Yuso, del Ayuntamiento de San Miguel de Aguayo, del Ayuntamiento de Luena, de la Junta Vecinal San Martín de Quevedo, de la Junta Vecinal Resconorio y de la Junta Vecinal San Miguel de Luena, mostrando oposición al proyecto por motivos ambientales. No se ha recibido contestación, tras la reglamentaria reiteración, del Ayuntamiento de Molledo, de la Junta Vecinal La Riva, o de la Junta Vecinal

San Andrés de Lúena, por lo que se entiende la conformidad de los mismos en virtud de lo dispuesto en los artículos 127.2 y 131.2 del RD 1955/2000. Se ha recibido contestación del Ayuntamiento de Villalba de los Alcores en la que no se muestra oposición 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 el promotor del proyecto.

4.4.1. Capacidad legal

BioCantaber, S.L., con NIF B39706791, es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de fecha 3 de abril de 2009, por las entidades mercantiles OCYENER 2008, S.L. (en adelante OCYENER) e Iberdrola Renovables Cantabria, S.A.U.¹⁰ que se regirá por las disposiciones de la Ley de Sociedades de Capital y demás normas que le sean de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales establece que: *«La Sociedad tendrá como objeto social la prestación y realización de toda clase de actividades, trabajos y servicios relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable, incluyéndose la producción hidráulica o minihidráulica, eólica, solar, fotovoltaica, biomasa, residuos, así como la promoción, proyecto, construcción, operación y mantenimiento de dicha clase de instalaciones. Forman parte igualmente del objeto social la prestación de toda clase de servicios relacionados con la ingeniería de instalaciones de producción que utilicen energías renovables en general, y en concreto los de análisis,*

¹⁰ Ambas sociedades de nacionalidad española, constituidas la primera el 11 de febrero de 2009 y el 11 de diciembre de 2008 la segunda. El objeto social de ambas sociedades incluye la construcción, comercialización, importación, exportación y explotación de instalaciones productoras de energía solar fotovoltaica, térmica, eólica y procedente de la biomasa, tratamiento de aguas y carreteras, así como la ingeniería y consultoría relativas a las energías, operación y mantenimiento de instalaciones de terceros y la participación en proyectos renovables.

estudios de ingeniería o consultoría energética, medioambiental, técnica y económica, relacionada con dicho tipo de instalaciones, así como la operación y mantenimiento de instalaciones de terceros y la participación en proyectos que se refieran a este tipo de instalaciones, tanto en la propiedad de las mismas como en la explotación, conservación y mantenimiento en régimen contractual.». La Sociedad podrá realizar estas actividades integrantes de su objeto social, total o parcialmente, de modo indirecto, mediante la participación en otras sociedades con objeto análogo.

La Sociedad fue constituida con un capital social de 61.000 €, totalmente desembolsado, dividido en sesenta y una mil participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas, iguales, acumulables e indivisibles, de las cuales OCYENER suscribió 30.499 e Iberdrola Renovables Cantabria, S.A. 30.500¹¹.

Con fecha 21 de julio de 2015 se produce la fusión por absorción de Iberdrola Renovables Cantabria, S.A. por parte de IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.U. (en adelante IBERENOVA), también una sociedad 100% del grupo IBERDROLA, tal y como consta en la escritura suscrita ante el notario D. Miguel Ruiz-Gallardón García de la Rasilla. BioCantaber queda por tanto participada al 50% por IBERENOVA y OCYEBER.

OCYENER es una sociedad cántabra perteneciente al grupo OCYASA-TEICAN, constituida en el año 2009 que viene desarrollando actividades y proyectos y servicios en el sector de las energías renovables, el medioambiente y la eficiencia energética.

IBERENOVA fue constituida mediante escritura de fecha 20 de julio de 1998 bajo la denominación de Saltos de Domeño, S.A.U., cambiada su denominación por la actual mediante escritura de fecha 14 de enero de 2003, y cuyo objeto social es la prestación y realización de toda clase de actividades, trabajos y servicios relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable. El accionista único de esta sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable, cuyo socio único, IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., es la sociedad *sub-holding* del Grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios energéticos en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A.

¹¹ La participación restante la adquiere D. Francisco Ballester Muñoz, en nombre propio.

En su condición de sociedad cabecera del Grupo en España, IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U. agrupa las participaciones de las sociedades participadas, directa o indirectamente, que realizan toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, incluyéndose entre ellas, a modo enunciativo y no exhaustivo, la producción hidráulica, eólica, termosolar, fotovoltaica, o a partir de biomasa; producción, tratamiento y comercialización de biocombustibles y productos derivados; y el proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de las instalaciones mencionadas anteriormente.

IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., como sociedad *sub-holding* del Grupo IBERDROLA en España, agrupa las participaciones en las sociedades cabecera de los negocios relacionados con la energía (de redes, liberalizados y renovables) que desarrollan sus actividades fundamentalmente en España (aunque también en el extranjero), pudiendo llevarse a cabo bien directamente, de forma total o parcial, o bien mediante la titularidad de acciones o de participaciones en otras sociedades, con sujeción en todo caso a las prescripciones de las legislaciones sectoriales aplicables en cada momento y, en especial, al sector eléctrico. Desarrolla la función de organización y coordinación estratégica en España en relación con los negocios energéticos, así como también le corresponde difundir, implementar y asegurar el seguimiento de las políticas, estrategias y directrices generales del Grupo en España, teniendo en cuenta sus características y singularidades.

IBERDROLA, S.A. es la sociedad *holding* cotizada y la dominante del Grupo, que tiene atribuidas las funciones relativas al diseño del Sistema de gobierno corporativo y al establecimiento, supervisión e implementación de las políticas y estrategias del Grupo, de las directrices básicas para su gestión y de las decisiones sobre asuntos con relevancia estratégica a nivel de Grupo. Se trata de una sociedad de nacionalidad española constituida el 19 de julio de 1901, bajo la denominación de Hidroeléctrica Ibérica. Finalmente, con fecha 1 de noviembre de 1992, como consecuencia de la fusión de Iberduero, S.A. con la empresa Hidroeléctrica Española, S.L., sociedades ambas constituidas legalmente en España a principios del siglo XX (Hidroeléctrica Ibérica, constituida como se ha dicho en 1901, se fusionó en 1944 con la empresa Saltos del Duero, surgiendo entonces la empresa denominada Iberduero; Hidroeléctrica Española, S.L. fue constituida en 1907 como una empresa española dedicada a la generación y distribución de energía eléctrica), IBERDROLA, S.A. fue constituida en España tal y como la conocemos en la actualidad.

En definitiva, BioCantaber, S.L. es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la

construcción y explotación de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, 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 ya se ha indicado, BioCantaber fue constituida el 3 de abril de 2009 con el objeto social, entre otros, de promover y desarrollar de centrales que utilicen como energía primaria energías renovables, pero hasta la fecha no ha llevado a cabo esta actividad debido al largo proceso de tramitación administrativa del PE El Escudo que actualmente promueve, por lo que aún no dispone de instalaciones operativas.

Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de sus socios, y en especial de IBERENOVA y el grupo empresarial al que pertenece la que acredite su capacidad técnica.

IBERENOVA, es una sociedad que se encuentra participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA.

El Grupo IBERDROLA, entendiéndose por este a IBERDROLA, S.A. y Sociedades dependientes, es uno de los mayores grupos eléctricos privados del mundo, contando con una dilatada experiencia en actividades eléctricas. En los últimos 15 años ha llevado a cabo una profunda transformación con objeto de hacer frente a los retos del cambio climático y a la necesidad de electricidad limpia. Hoy es un grupo multinacional que produce y suministra electricidad a cerca de

100 millones de personas en los países en los que está presente, además de en la Península Ibérica, en Estados Unidos (a través de su filial AVANGRID), en Reino Unido (a través de Scottish Power, líder de renovables en Reino Unido), México, Brasil (NEOENERGIA es la primera eléctrica de Brasil por número de clientes) y en otros países de Europa (Portugal, Francia, Italia, Alemania, Grecia, Hungría, Rumanía, Chipre y Polonia), así como en Australia y Japón.

A cierre del ejercicio 2020, el Grupo cuenta con más de 31 millones de puntos de suministro de electricidad y 47.965 MW de capacidad instalada, de los que casi un 73% corresponde a energías renovables (34.820 MW), el 18% a ciclos combinados de gas, el 7% a nuclear, y el 2% restante a cogeneración, según el detalle siguiente¹²:

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			PRODUCCIÓN NETA (GWH)		
	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019
Nuclear	3.177	3.177	0,00%	24.316	23.738	2,43%
Carbón		874	-100,00%	237	349	-32,09%
Ciclos combinados de Gas	8.777	8.377	4,77%	24.513	22.266	10,09%
Cogeneración	1.191	1.335	-10,79%	6.550	8.825	-25,78%
Renovables	34.820	31.939	9,02%	67.847	59.072	14,85%
Eólica terrestre	18.471	16.787	10,03%	39.183	37.216	5,29%
Eólica marina	1.258	964	30,50%	4.380	2.211	98,10%
Hidroeléctrica	12.864	12.864	0,00%	22.034	17.941	22,81%
Minihidroeléctrica	303	306	-0,98%	682	618	10,36%
Solar y otras	1.924	1.018	89,00%	1.568	1.086	44,38%
TOTAL	47.965	45.702	4,95%	123.463	114.250	8,06%

De estos datos, en España cuenta con más de 11 millones de puntos de suministro de electricidad y una capacidad instalada de 26.635 MW, de los que más de un 65% corresponde a energías renovables (17.410 MW), el 21,4% a ciclos combinados de gas, casi el 12% a nuclear y el 1,3% restante a cogeneración, según el detalle siguiente:

¹² Según informe publicado en la web corporativa del Grupo Iberdrola 'Presentación de resultados 2020', de fecha 24 de febrero de 2021.

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			PRODUCCIÓN NETA (GWH)		
	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019	2020	2019	% Variación 2020 vs. 2019
Nuclear	3.177	3.177	0,00%	24.316	23.738	2,43%
Carbón	0	874	-100,00%	237	348	-31,90%
Ciclos combinados de Gas	5.695	5.695	0,00%	7.216	9.697	-25,59%
Cogeneración	353	353	0,00%	2.166	2.500	-13,36%
Renovables	17.410	16.526	5,35%	25.919	22.191	16,80%
Eólica terrestre	6.292	6.005	4,78%	11.617	12.491	-7,00%
Hidroeléctrica	9.715	9.715	0,00%	13.111	9.082	44,36%
Minihidroeléctrica	303	306	-0,98%	682	618	10,36%
Solar y otras	1.100	500	120,00%	509	0	N/A
TOTAL	26.635	26.625	0,04%	59.854	58.474	2,36%

IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., socio único de IBERENOVA, es la sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable. Por tanto, su objeto social es la realización de toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable, además del proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de estas instalaciones y los servicios de análisis, estudios de ingeniería o consultoría relacionados con las mismas.

Respecto IBERENOVA, cuyo objeto social es la realización de toda clase de actividades relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable, ha producido 1.138,37 GWh en 2020 (1.294,25 GWh en 2019), según consta en su Informe de Gestión correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2020. Su cifra de negocio ha disminuido un 10,93% respecto a 2019, pasando de 91,96 millones de euros en el ejercicio 2019 a 81,9 millones en el ejercicio 2020. A 31 de diciembre de 2020 la Sociedad gestiona directamente parques eólicos, instalaciones minihidráulicas e instalaciones fotovoltaicas cuya potencia instalada total asciende a 768 MW (642 MW en 2019). En el ejercicio 2020 se han instalado 126 MW correspondientes a tres instalaciones fotovoltaicas que, a 31 de diciembre de 2020, aún no están operativas. Asimismo, al cierre del ejercicio sus sociedades filiales tenían en construcción cuatro proyectos fotovoltaicos con una potencia pico de 1.218 MW

y un proyecto eólico con una potencia de 37 MW. En el mencionado Informe de Gestión se pone de manifiesto que la Sociedad continuará en 2021 ¹³con la explotación de los parques instalados y el desarrollo y construcción de las nuevas instalaciones.

IBERENOVA cuenta con una capacidad instalada eólica en todas las comunidades autónomas, y en concreto en Cantabria de dos parques eólicos operativos con una potencia total de 32,3 MW, que comenzaron a explotarse desde el año 2007 y actualmente siguen en explotación, gestionados tanto directa como indirectamente, según el detalle siguiente:

PARQUE EÓLICO	Capacidad instalada (MW)	Ubicación	Fecha de puesta en marcha
Cañoneras II	14,45	Ramales de la Victoria	26/12/2007
Cañoneras	17,85	Soba	26/11/2010

En definitiva, estos datos avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel internacional como en España, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de sus socios, así como del Grupo empresarial al que este pertenece, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

4.4.3. Capacidad económico-financiera

Según consta en los Proyectos fechados en julio y agosto de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución de los mismos, incluyendo el PE El Escudo, la ST HOYO DE LOS VALLADOS y la línea de evacuación a 220 kV, asciende a 114.070.409,88 euros (sin IVA). Esta cuantía incluye la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), la maquinaria y la instalación eléctrica, así como los gastos de seguridad y salud y de gestión de residuos. El presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

¹³ En base a la información aportada en la solicitud de autorización administrativa, IBERENOVA tiene en la actualidad proyectos renovables con una capacidad total instalada de 142,17 MW, de los cuales 617.37 MW son eólico, 500 MW fotovoltaicos y 24,8 MW mini-hidráulicos.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de BioCantaber correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, depositadas en el Registro Mercantil de Madrid, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Las anteriores cuentas reflejan la situación de una sociedad de reciente creación, cuyos proyectos se encuentran aún en desarrollo y todavía no han entrado en operación.

Para analizar por tanto la capacidad económica-financiera de BioCantaber como promotora del PE El Escudo, se analizará a continuación la solvencia del socio mayoritario (30.500 de las 61.000 participaciones)

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que IBERENOVA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. Incluso, con fecha 16 de julio de 2019, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó por unanimidad un incremento patrimonial mediante aportación dineraria a fondos propios en la cuantía de 100.000 miles de euros, aportación realizada con objeto de cancelar deudas de préstamos y líneas de crédito. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado, está representado por 9.471.462 acciones de 3 euros de valor nominal cada una. El accionista único de la Sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA con domicilio social en España. El socio único de esta última es IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., sociedad *sub-holding* del grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios relacionados con la energía en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A., sociedad dominante del Grupo.

Por tanto, en la actualidad, BioCantaber junto con la sociedad cántabra OCYENER 2008 SL, cuenta con la participación mayoritaria de IBERENOVA, Sociedad participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de BioCantaber en función de los resultados del Grupo IBERDROLA al que, finalmente, pertenece.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo IBERDROLA correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, según Informe de Auditoría de fecha 25 de febrero de 2021, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2020, el Grupo IBERDROLA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En cada ejercicio se producen movimientos de capital social, tanto aumentos como reducciones, que se corresponden con las distintas ejecuciones aprobadas por la Junta General de Accionistas a través de las cuales se instrumenta el sistema *Iberdrola retribución flexible*. El número de acciones a 31 de diciembre de 2020 es de 6.350.061.000 de un valor nominal de 0,75 euros cada una, por lo que el capital social suscrito supone 4.762.545.750 euros. El Grupo ha aumentado su beneficio antes de impuestos un 5,4% respecto al año anterior. Un 91% del beneficio neto procedente de operaciones continuadas se atribuye a la Sociedad dominante. El Grupo cuenta con un saldo de efectivo al final del ejercicio de 3.427 millones de euros.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, BioCantaber, se encuentra respaldado por a un grupo empresarial que presenta una situación económica holgada, lo cual le permitiría obtener el apoyo financiero necesario para la realización del proyecto objeto del presente acuerdo.

A juicio de esta Comisión queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de BioCantaber, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa promotora del proyecto como por la de su socio y el grupo societario a que pertenece.

5. CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a BioCantaber, S.L. autorización administrativa previa y la autorización administrativa de construcción para el Parque Eólico El Escudo de 151,2 MW, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación de transformación a 30/220 kV, y la línea de evacuación a 220 kV, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.