

**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 OTORGA A ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L.U. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PARQUE EÓLICO CAMPILLO DE ALTObUEY FASE II DE 87,5 MW, UBICADO EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE ENGUÍDANOS, PUEBLA DEL SALVADOR Y MINGLANILLA, EN LA PROVINCIA DE CUENCA.**

**Expediente nº: INF/DE/072/19**

## **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

### **Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz  
D. Mariano Bacigalupo Saggese  
D. Bernardo Lorenzo Almendros  
D. Xabier Ormaetxea Garai

### **Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 19 de septiembre de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L.U. autorización administrativa previa para el proyecto de Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase II de 87,5 MW, incluida la subestación 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea aérea a 132 kV para evacuación, ubicado en los términos municipales de Enguídanos, Puebla del Salvador y Minglanilla, en la provincia de Cuenca, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

## **1. ANTECEDENTES**

### **1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental**

Con fecha 5 de junio de 2014 ABO WIND ESPAÑA, S.A.U. (en adelante ABO WIND), como promotor del Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW (por entonces no se había subdividido aún en varias fases), solicitó capacidad de acceso y punto de conexión en la subestación Minglanilla 400 kV.

Con fecha 11 de septiembre de 2015 el Ayuntamiento de Enguídanos remitió a ABO WIND informe sobre la clasificación urbanística y usos permitidos de las parcelas en que se ubicará el parque eólico, así como respecto a la

compatibilidad urbanística que confirme la compatibilidad de la actividad que se pretende desarrollar con el planteamiento urbanístico vigente.

Por otra parte, debido a dificultades en la tramitación administrativa del proyecto inicial 'Parque Eólico Campillo de Altohuey de 250 MW', finalmente ha quedado dividido en tres, siendo ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L.U. (en adelante E.E.GREGAL) el titular del denominado Parque Eólico Campillo de Altohuey Fase II de 87,5 MW' (en adelante P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II).

Mediante contrato de cesión de fecha 15 de marzo de 2016, ABO WIND cedió y transmitió a la mercantil E.E.GREGAL la posición y titularidad respecto a los escritos mencionados —relacionados con la compatibilidad urbanística para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II y su conexión—, quedando, como consecuencia, subrogada en la posición jurídica que tenía la parte cedente (ABO WIND) en los mismos.

Con fecha 1 de abril de 2016, E.E.GREGAL ha depositado aval 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), con el objetivo de responder a las obligaciones del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II. Posteriormente ha cambiado de entidad bancaria avalista del proyecto, por lo que, con fecha 12 de abril de 2016 ha constituido un nuevo aval para el mismo proyecto y ha solicitado al MINETUR la devolución del anterior aval depositado el 1 de abril de 2016. Con fecha 30 de mayo de 2016 el MINETUR ha solicitado subsanación respecto a la garantía constituida para dar efectivo cumplimiento a las modificaciones incluidas en el mencionado Real Decreto 1074/2015, hecho que se produce con fecha 16 de junio de 2016.

Mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) de 28 de julio de 2016 se formuló el documento de alcance para la evaluación ambiental del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, esto es, la determinación del alcance del Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Con fecha 17 de octubre de 2017 tuvo entrada en la Dirección del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca solicitud de E.E.GREGAL de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto de P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II y su infraestructura de evacuación.

El EIA se sometió conjuntamente con el Anteproyecto al trámite de información pública, previos anuncios en el Boletín Oficial del Estado (BOE) número 267 de 3 de noviembre de 2017 y en el Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca número 131 de 10 de noviembre de 2017. Asimismo, se realizó consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, recibiendo

respuesta de muchas de ellas —si bien no se han realizado alegaciones al proyecto—, dando traslado de estas al promotor del proyecto, que ha aceptado los condicionados establecidos en las mismas.

Con fecha 2 de abril de 2018, la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca emitió Informe sobre la tramitación del expediente relativo a la Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental del Anteproyecto del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II y su infraestructura de evacuación, mediante el que considera cumplido el trámite de información pública y consultas requerido, remitiéndolo a la DGPEM para su remisión al órgano ambiental y resolución del expediente. Con fecha 16 de mayo de 2018 la mencionada Dependencia emitió informe de actualización del anterior.

Finalmente, mediante Resolución de 23 de noviembre de 2018 de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO<sup>1</sup>), se ha formulado Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II y su infraestructura de evacuación, siempre y cuando se realice en las alternativas y condiciones señaladas en la propia resolución y se apliquen las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante el proceso de evaluación de impacto ambiental.

## **1.2. Informes de conexión a la red de transporte**

Con fecha 5 de junio de 2014 ABO WIND presentó ante REE solicitud de acceso y conexión para el Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW (100 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno). El promotor proponía la conexión a la red de transporte de la generación prevista a través de una nueva posición de transporte en la actual subestación Minglanilla 400 kV. Mediante escrito de fecha 29 de julio de 2014 REE informó a ABO WIND que la ampliación de la mencionada subestación no estaba incluida en la Planificación vigente en ese momento (2008-2016), por lo que no era posible otorgar dicho permiso.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, una vez aprobada la planificación energética para el periodo 2015 a 2020 y tras la decisión de dividir en tres el proyecto inicial 'Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW', ABO WIND remitió a REE solicitud de acceso en la que comunica que realiza solicitud coordinada por un contingente de 250 MW para tres parques eólicos: Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I de 75 MW, cuyo titular es E.E.ÁBREGO; Parque Eólico Campillo

---

<sup>1</sup> Denominación que adquiere según el Real Decreto 355/2018, de 6 de junio, por el que se reestructuran los departamentos ministeriales, mediante el que asume funciones «*en materia de energía y medio ambiente para la transición a un modelo productivo y social más ecológico*», es decir, ha asumido las funciones en materia de energía del anteriormente denominado Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), antes Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), y en materia de calidad y evaluación ambiental anteriormente desarrolladas por el Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA), anteriormente MAGRAMA.

de Altobuey Fase II de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND; Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase III de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND.

Con fecha 1 de marzo de 2016 REE, informó que en el nudo de Minglanilla 400 kV ya existía una instalación eólica de 300 MW tramitada, con su autorización de acceso y conexión, así como dos instalaciones fotovoltaicas de 250 y 300 MW respectivamente, con su autorización de acceso. La conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable desde el punto de vista zonal con influencia sobre el nudo solicitado, pero no resultaría viable en el ámbito nodal puesto que excedería la máxima capacidad de conexión calculada según el límite por potencia de cortocircuito en Minglanilla 400 kV. Por tanto, REE no otorga permiso de acceso para los parques eólicos denominados Campillo de Altobuey Fase I, II y III y sugiere que realice una nueva solicitud de acceso que se ajuste a la capacidad solicitada, proponiendo un nudo alternativo para la conexión de los nuevos parques eólicos.

Mediante escrito de fecha 28 de marzo de 2018, REE actualizó la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV, como consecuencia de la incorporación de cuatro nuevos parques eólicos y ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas adicionales al Parque Eólico GECAMA de 300 MW que ya tenía permiso de acceso y conexión, lo cual supone un contingente total de 1.000 MW de potencia instalada, de los cuales 300 MW se corresponden con los cuatro nuevos parques eólicos y 400 MW con las ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas. El escrito informa, además, que se ha identificado a ABO WIND como Interlocutor Único de Nudo (IUN) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, según comunicación recibida de la Junta de Castilla–La Mancha. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en dos potenciales fases de instalación a través de la posición planificada en Minglanilla 400 kV:

- Fase 1: Incorporaría el Parque Eólico GECAMA, que ya cuenta con permiso de acceso y conexión, que el escrito de REE actualiza al incorporar la tramitación coordinada y aspectos de la solución de conexión.
- Fase 2: Incorporaría toda la generación eólica y fotovoltaica prevista por un contingente total de 1.000 MW que no cuenta con autorización administrativa, y que introduce una nueva configuración de conexión en el nudo modificando la instalación de enlace prevista en la Fase 1.

La línea de evacuación no pertenecerá a la red de transporte, sino que constituirá, junto a la posición de la red de transporte, la instalación de enlace conjunta configuración Tipo A según establece el Procedimiento de Operación 12.2. Los estudios realizados por REE en el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente 2015-2020 concluyen que, en el ámbito nodal, la conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable en las dos potenciales fases previstas con determinadas consideraciones. Se informa que, si se confirmara la instalación de la generación existente y prevista que cuenta con permiso de acceso, se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en determinadas situaciones en ambos ámbitos, nodal y zonal, por lo que la

generación con conexión en Minglanilla 400 kV y resto de nudos del eje podría estar sometida a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

Mediante escrito de fecha 3 de abril de 2019, REE remitió al IUN los informes de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) relativos a la solicitud de conexión coordinada en la actual subestación Minglanilla 400 kV para las instalaciones de generación renovables detalladas en la solicitud cuyo acceso y conexión a la red de transporte se considera aceptable, con las consideraciones antes indicadas. Este escrito otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para las instalaciones incluidas en el mismo, sujeto a los condicionantes indicados en los informes ICCTC e IVCTC que adjunta, así como recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte que refleje los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente y con el que estas instalaciones no contaban a la fecha de emisión del informe.

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 8 de mayo de 2019 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se otorga a E.E.GREGAL autorización administrativa previa para el proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II de 87,5 MW, incluida la subestación 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea aérea a 132 kV para evacuación. Con fecha 30 de mayo de 2019 se ha adjuntado, asimismo, un CD con la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otras: a) el Anteproyecto 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 de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, y e) Resolución por la que se formula DIA favorable al Proyecto.

Con fecha 8 de julio de 2019 la DGPEM ha remitido una nueva propuesta de Resolución que incorpora algunas modificaciones respecto a la infraestructura de evacuación tras las alegaciones que ha recibido del promotor.

## **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 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.
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- 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 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 E.E.GREGAL ha presentado, con fecha 17 de octubre de 2017, solicitud de autorización administrativa previa para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II de 87,5 MW, la subestación a 30/132, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea aérea de evacuación a 132 kV, y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca. 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 la Ley 21/2013, e indica que dicha Dependencia del Área de Industria y Energía emitió informe respecto al Proyecto con fecha 2 de abril de 2018, con una actualización posterior de fecha 16 de mayo de 2018.

Asimismo, la Propuesta indica que el anteproyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido formulada DIA favorable mediante Resolución de fecha 23 de noviembre de 2018, de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO, en la que se establecen las opciones para ubicar las instalaciones en el condicionado incluido en la misma.

La Propuesta informa que la evacuación del parque eólico se realizará mediante la conexión a la red de transporte con la subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE, a través de una nueva posición contemplada en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020” aprobada mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 3 de abril de 2019, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión del parque eólico a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV.

Asimismo, la Propuesta informa que la infraestructura de evacuación cuenta con seis líneas de interconexión subterráneas a 30 kV, que unen los aerogeneradores con la subestación 30/132 kV del parque, que se conectará mediante una línea aérea a 132 kV con la subestación 132/400 kV, común a varios parques eólicos —Campillo de Altobuey fase II, GECAMA Eólico y otras instalaciones de generación eléctrica—, y que a su vez se conectará a la red de transporte a través de una línea aérea a 400 kV. De estas infraestructuras de evacuación solamente la línea de 132 kV forma parte del alcance de la Resolución.

La Propuesta informa que el parque GECAMA Eólico de 300 MW y su infraestructura de evacuación cuenta con autorización administrativa de la DGPEM de fecha 17 de enero de 2018. Por otra parte, con fecha 15 de febrero de 2018, Energía Eólica Ábrego, S.L.U. firmó con otras entidades un acuerdo

para la evacuación conjunta y coordinada de los parques eólicos Campillo de Altobuey fase II y otras instalaciones de generación eléctrica, en la citada subestación Minglanilla 400 kV. La evacuación conjunta de las diferentes instalaciones de generación eléctrica se corresponde con la segunda fase que se cita en los permisos de acceso y conexión otorgados por el Operador del Sistema, en la que se establece que una única línea de evacuación se conectará a la citada subestación Minglanilla 400 kV.

Visto lo anterior, se propone otorgar a E.E.GREGAL la Autorización Administrativa Previa para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, la subestación a 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea eléctrica a 132 kV. La Propuesta describe las principales características de la instalación: se trata de un parque eólico con una potencia instalada de aproximadamente 87,5 MW (35 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno), en el término municipal de Enguídanos, en la provincia de Cuenca; las líneas subterráneas a 30 kV serán seis circuitos con origen en los aerogeneradores y destino la subestación a 30/132 kV del parque; dicha subestación tendrá una posición de transformación y también estará ubicada en Enguídanos; la línea eléctrica a 132 kV se extenderá desde la mencionada subestación a 30/132 kV del parque eólico hasta la subestación a 132/400 kV, tendrá un primer tramo de doble circuito compartido entre la fase II y la fase III del parque eólico Campillo de Altobuey y un segundo tramo, desde el apoyo nº 39, de triple circuito, que discurrirá compartiendo apoyos con la línea de evacuación de la fase I del parque eólico Campillo de Altobuey que ya ha sido objeto de autorización como instalación de evacuación de dicho parque; el primer tramo de la línea, objeto de la Propuesta de Resolución<sup>2</sup>, será una línea de corriente alterna trifásica de aproximadamente 7,868 kilómetros de longitud, y afectará a los términos municipales de Enguídanos, Puebla del Salvador y Minglanilla, en la provincia de Cuenca.

La Propuesta recuerda que la autorización de la subestación 132/400 kV y de la línea eléctrica a 400 kV que conecta esta última con la subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE, no están dentro del ámbito de la autorización que otorga esta Resolución.

Además, indica que E.E.GREGAL deberá cumplir todas las condiciones aceptadas durante la tramitación, las impuestas en la DIA y las que en la Resolución de autorización administrativa de construcción pudieran establecerse, así como las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Asimismo, la Propuesta establece que E.E.GREGAL presentará una adenda al proyecto de ejecución, previo a la emisión de la autorización administrativa de construcción de la instalación, incorporando las medidas a las que hace referencia la mencionada DIA de fecha 23 de noviembre de 2018, así como el programa de seguimiento y vigilancia ambiental actualizado con las prescripciones definidas en la misma.

---

<sup>2</sup> La descripción en la Propuesta de Resolución no se corresponde con la incluida en el presente informe. Se propone su modificación, en concreto en su página 5, especificando según se indica el tramo de la línea de 132 kV que es objeto de autorización.

## 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 alude al efecto empleo, y calcula que cuando los procesos de producción alcancen su optimización en el 2030, el nivel de creación de empleo disminuirá respecto a periodos anteriores, pero aun así estima que por cada megavatio de nueva capacidad, el mercado para la energía eólica creará 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 2017, según datos presentados en el Informe de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) '*Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España 2016/2017*', el sector eólico empleaba directamente a 12.635 trabajadores y, debido al efecto arrastre o indirecto sobre otras actividades derivadas del sector, también generaba 9.942 empleos indirectos. Por tanto, el sector eólico empleaba de forma directa o indirecta a 22.578 profesionales en 2017. En dicho año el empleo en el sector aumentó un 9%, debido a que la contratación de profesionales para afrontar la instalación de la potencia eólica adjudicada en las subastas de 2016 y 2017, así como al fuerte desarrollo de la energía eólica en los mercados internacionales, lo que ha supuesto una oportunidad para las compañías españolas.

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. El dióxido de carbono es el 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 un aerogenerador, las pocas emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se compensan después de los primeros tres o seis meses de operación. El Anteproyecto elaborado para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II ha estimado

una producción neta para el parque que, para un factor de emisión de 263 gCO<sub>2</sub>eq/kWh (mix eléctrico 2018), supone que las emisiones evitadas serían de 73.263 toneladas de CO<sub>2</sub>/año, lo que supondría unas 1.831.578 toneladas de CO<sub>2</sub>eq durante la vida útil del parque (25 años).

El informe '*Visión de la energía eólica en Europa*' publicado por WindEurope<sup>3</sup> el 12 de septiembre de 2018 indica que la energía eólica en Europa está en camino de un crecimiento sólido en los próximos cinco años, ya que estima que la capacidad de energía eólica instalada en Europa crecerá a un promedio de 16,5 GW al año hasta 2022. Considera que en 2019 la industria eólica marcará un nuevo récord en instalaciones anuales con 19,8 GW. Prevé que en los próximos cinco años se instalarán 82,3 GW de energía eólica, por lo que se espera que Europa alcance los 253 GW de capacidad instalada para 2022. La mayoría de las nuevas instalaciones serán en tierra (*onshore*), unos 65,9 GW, en comparación con 16,5 GW previstos como nuevas instalaciones de energía eólica marina (*offshore*).

Los aerogeneradores cada vez más grandes ayudarán a impulsar este crecimiento, ya que para el caso de la tecnología *onshore* se están ya utilizando turbinas del rango 4-5 MW, pero para las instalaciones *offshore* se están instalando máquinas de hasta 8 MW de potencia e incluso se están diseñando de 12 MW. Hacer aerogeneradores más grandes significa, por una parte, generar más energía a menor precio, pero además supone un mayor factor de capacidad<sup>4</sup>, dato importante para considerar factible económicamente el parque. Por tanto, la evolución de los aerogeneradores ha provocado que los nuevos parques eólicos tengan mejores factores de capacidad: según datos del Departamento de Energía de los Estados Unidos, el factor de capacidad medio de los proyectos construido entre 1998 y 2001 era del 25,4%, el de los construidos entre 2004 y 2011 era del 32,1% y el de los construidos en 2014 y 2015 del 42,5%. En España, y según los datos de Red Eléctrica, el factor de carga 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% en sus tres primeros meses de funcionamiento.

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 hijos 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

---

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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.

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. Al igual que en el resto de España, estos factores son los fundamentales a la hora de limitar el desarrollo de la energía eólica en la Comunidad de Castilla-La Mancha.

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. Para la evaluación se ha contado con los datos de velocidad y dirección de viento de una torre de medición de recurso eólico en Enguídanos, instalada por E.E.GREGAL en la zona de implantación de aerogeneradores en julio de 2016. Se han tomado mediciones a 81, 78,5, 60 y 40 metros del suelo. Teniendo en cuenta el análisis de los datos y los resultados obtenidos en la modelización del campo de viento, se ha considerado la instalación de 35 aerogeneradores de 2,5 MW (rotor de 126 metros de diámetro y 129 metros de altura de buje, modelo G126) con curva de potencia adaptada a la densidad del aire del emplazamiento analizado, lo que supone una potencia instalada de 87,5 MW. Se ha realizado una previsión de la producción eléctrica del parque eólico mediante el paquete de software WindPro, modelización a partir del modelo WAsP 11 Version 11.05.0002<sup>5</sup>, obteniendo una estimación de producción bruta de 319.949,5 MWh/año (estimaciones realizadas en septiembre de 2017) y neta (descontadas las pérdidas) de 278.567 MWh/año, lo que supone 3.183,6 horas equivalentes de funcionamiento/año, un factor de capacidad del 36,3 % y una eficiencia del parque del 87,1%.

En cuanto a la elección del modelo de aerogenerador para el proyecto, el G126 de GAMESA, se trata de una máquina de doble alimentación asíncrona de seis polos. Es un generador eficiente enfriado mediante intercambiador de aire. El sistema de control permite la operatividad a velocidad variable empleando el control de intensidad de frecuencia del rotor. Puede funcionar dentro de un amplio rango de velocidades, maximizando producción y minimizando pérdidas y ruidos. Está protegido contra cortocircuitos y sobrecargas. Los sensores instalados en el estator, los cojinetes y el anillo colector monitorean la temperatura constantemente. Permite una progresiva conexión y desconexión con la red exterior y el control de la potencia activa y reactiva. En definitiva, se trata de un aerogenerador que cuenta con un sistema de orientación activo que permite mantener el rotor permanentemente a barlovento, con un desvío activo de pitch que le permite controlar la velocidad del rotor de la turbina variando el ángulo de ataque de las aspas y con un generador de velocidad variable, lo que le otorga una eficiencia media de un 87%.

---

<sup>5</sup> El paquete de software WAsP es el estándar de la industria para la evaluación de recursos eólicos, el emplazamiento y el cálculo del rendimiento energético de los aerogeneradores y parques eólicos.

La multiplicadora que transmite la energía del eje principal al generador tiene engranajes que han sido diseñados para alcanzar una alta eficiencia con niveles bajos de ruido y vibraciones. El eje de alta velocidad está unido al generador mediante un acoplamiento flexible con limitador de torsión que previene de cargas excesivas en la cadena de transmisión.

#### 4.1.2 Condiciones 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 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; Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo y sus modificaciones posteriores; Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; 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 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<sup>6</sup>, Normas CEI<sup>7</sup> y ordenanzas municipales.

El aerogenerador cuenta con un sistema de orientación activo (para mantener el rotor permanentemente a barlovento), regulado con desvío activo de *pitch* (lo que permite controlar la velocidad del rotor de la turbina variando el ángulo de ataque de las aspas) con un generador de velocidad variable y convertidor electrónico. Está regulado por un sistema de cambio de paso independiente en

---

<sup>6</sup> Normas UNE: Acrónimo de 'Una Norma Española'. Son un conjunto de normas, normas experimentales e informes (estándares) creados en los Comités Técnicos de Normalización (CTN) de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).

<sup>7</sup> CEI: Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), conocida por sus siglas en inglés (IEC, *International Electrotechnical Commission*), es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas. está integrada por los organismos nacionales de normalización.

cada pala. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido.

Las temperaturas límites operacionales estándar de esta turbina y con altura de buje de 129 metros son de -20 °C y 40 °C y son capaces de funcionar de manera continua con un 95% de humedad, incluso con un 100% de humedad durante periodos inferiores al 10% de su tiempo habitual de funcionamiento.

La ráfaga máxima de viento admisible para el generador sería la correspondiente a un viento de 52,5 metros por segundo durante un máximo de 3 segundos. La línea guía de diseño del aerogenerador se corresponde a un viento medio de 7,5 m/s y un 18% de turbulencia, correspondiente a un viento de clase III a<sup>8</sup>

El rotor está diseñado para una velocidad de funcionamiento de 11,59 revoluciones por minuto, velocidad que se regula mediante una combinación entre el ajuste del ángulo del *pitch* de las palas (uno por pala) y el control del par generador/convertidor<sup>9</sup>.

La turbina eólica está montada en la parte superior de una torre tubular en cuyo interior hay dispuestas plataformas y cuenta con un sistema de iluminación, así como una escalera dotada con sistema de seguridad adecuado que da acceso a la góndola (escalera de acceso en espina de pez hasta la parte superior con un Sistema de Seguridad de Carril Tipo Carabelli —anticaídas / línea de vida).

La mayoría de los sistemas eléctricos y mecánicos del están alojados en la góndola, a la que se accede por su parte inferior desde la torre. Está ventilada, iluminada eléctricamente y permite el acceso a las palas y al buje mediante una escotilla. En la parte superior de la carcasa de la góndola se instalará un pararrayos y un anemómetro, accesibles también a través de una escotilla. Las señales de la veleta serán utilizadas como input del sistema de orientación de las palas. Un conjunto de interruptores instalados en la parte superior de la góndola evita que se realicen operaciones en ciertos sistemas de la turbina mientras haya personal en la góndola. Para anular la acción de alguno de los

---

<sup>8</sup> Norma IEC 61400 'Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño'. Identifica cuatro tipos diferentes de turbinas de viento para ajustarse a las diferentes condiciones de éste. En concreto de Clase III se corresponde con un viento cuya velocidad de referencia sea de 37,5 m/s y la velocidad anual promedio sea de 7,50 m/s.

<sup>9</sup> Este sistema de *pitch* activo, mediante reguladores hidráulicos independientes en cada pala, permite ajustar de forma independiente su ángulo de orientación mientras están operativas y regular la velocidad de la turbina en casos de viento superior al nominal permitiendo a la pala perder el exceso de fuerza aerodinámica manteniendo la generación. Cada una de las palas recibe la información necesaria para su regulación de manera independiente de forma que se puede actuar sobre cada pala y parar la turbina en caso de fallo, simplemente retirando las palas del viento, llevándolas a la posición de bandera longitudinalmente al viento es suficiente para frenar el rotor de forma segura llevándolo a modo ralentí. Esta redundancia en el frenado aerodinámico al tener las tres palas provistas con sistemas de regulación independientes aporta más seguridad en el caso de que se produzca el fallo de una de ellas.

sistemas de la turbina, en la base de la torre y en la *nacelle*<sup>10</sup> hay botones de parada de emergencia que pueden ser activados para parar la máquina en caso de necesidad.

Los aerogeneradores Gamesa, en cumplimiento de la normativa IEC 62305, utilizan un sistema de protección total contra rayos que conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la *nacelle* y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. Así se protege la pala y se evita el paso del rayo a través de los rodamientos de pala y eje principal impidiendo que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

Se presenta un listado exhaustivo de toda la normativa considerada a efectos de proyectar unas instalaciones seguras, así como las distancias de seguridad recogidas en la instrucción ITC-RAT 15 'Instalaciones Eléctricas de Exterior' y las distancias de seguridad y el aislamiento necesario en las líneas aéreas de evacuación y entrega se justificarán en el proyecto de ejecución y cumplirán con lo indicado en la ITC-LAT 07 'Líneas aéreas con conductores desnudos' del Reglamento de Líneas eléctricas de alta tensión.

Asimismo, el sistema de puesta a tierra, según se recoge en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión, se dimensionará teniendo en consideración el valor y la duración de la falta y las características del suelo. Además, se tendrá en cuenta la ITC-RAT 13<sup>11</sup> del Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación<sup>12</sup>, en su referencia al dimensionamiento con respecto a la corrosión y a la resistencia térmica de los electrodos y las líneas de tierra. También se tendrá en cuenta en el cálculo el dimensionamiento con respecto a la seguridad de las personas verificando, cuando sea necesario, que el aumento de potencial de tierra es al menos dos veces inferior a la tensión de contacto.

Por otra parte, se instalará un sistema de alarma de intrusismo, que deberá integrarse en el control de la subestación o en el centro de control del parque, que estará compuesto por: una centralita compacta microprocesada, una sirena exterior, detectores volumétricos y detectores magnéticos de alta potencia en las puertas.

El Anteproyecto también hace referencia al equipamiento de prevención de incendios en cada uno de los elementos que constituyen la instalación total, de forma que, en aplicación de las prescripciones de la ITC-RAT 15, se utilizarán materiales que prevengan y eviten la aparición del fuego y su propagación a otros puntos de la instalación al exterior del parque de intemperie. Se utilizarán para ello medidas activas y pasivas para la prevención del fuego y sus efectos. Los

---

<sup>10</sup> Góndola o *nacelle*: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos (multiplicadora, generador, armarios de control, etc.) del aerogenerador.

<sup>11</sup> Instalaciones de puesta a tierra.

<sup>12</sup> 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.

transformadores y demás aparataje contarán con dispositivos de protección que los desconecten de la red ante situaciones en la que se pudiera tener peligro de incendio (cortocircuitos, sobrecargas, etc.). En el área de transformación —que tiene material inflamable y carga de fuego, aunque el aceite aislante (la norma UNE-EN 60296 fija el punto de inflamación) puede ser considerado de baja peligrosidad por tener un punto de inflamación mayor a 61°C— se instalarán extintores portátiles en carretones de CO<sub>2</sub> y polvo ABC. En el edificio de control se aplicarán las prescripciones de la ITC-RAT 14 para la prevención de incendios en los edificios de la subestación, que establece que no es necesaria la instalación de un equipo de instalación automático.

Como medidas de seguridad activa se procederá a la instalación de equipamiento de detección y extinción de incendios en toda la instalación que estará formado por una centralita compacta microprocesada, una alarma acústica manual/automática, detectores ópticos de humos, detectores termovelocimétricos y extintores de eficacia 21A 113B-C en el interior del edificio. Además, la Subestación “Campillo de Altobuey Fase II” contará con todos los materiales de protección individual y colectiva que indica el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Como medida de seguridad pasiva para evitar la propagación del fuego, en caso de que este se produjera, cada estancia del edificio de control se considerará un sector de riesgo de incendio independiente del resto, con división de los mismos, horizontal y verticalmente, por lo que se sellarán los huecos y pasos de cables entre estancias y a los armarios y cuadros de control y auxiliares, se instalarán cortafuegos en las bandejas de cables que discurren por el semisótano, los cables serán no propagadores del fuego o llama, se sellarán los cuadros una vez cableados con material no propagador del fuego o llama, el cable de fibra óptica será ignífugo e instalado aparte de los de fuerza y control, los paramentos del edificio de control tendrán la resistencia al fuego adecuada a su función y las puertas presentarán una resistencia al fuego EI290-C5.

#### **4.1.3 Incidencia en la operación del sistema**

Con fecha 5 de junio de 2014 ABO WIND, en calidad de promotor del Parque Eólico Campillo de Altobuey de 250 MW (100 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno), presentó ante REE solicitud de acceso y conexión para dicho parque en la subestación de Minglanilla 400 kV.

Mediante escrito de fecha 29 de julio de 2014, REE informó a ABO WIND que, tras la publicación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, el gestor de la red de transporte sólo podrá otorgar permisos de acceso sobre la red de transporte existente y en servicio o bien sobre la red de transporte planificada. Según proponía el promotor, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la actual subestación Minglanilla 400 kV, y se materializaría a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación (posición de transformador que

permitiría la conexión del transformador de evacuación 400/132 kV de 250 MVA que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte). Sin embargo, REE recordaba en su escrito que la ampliación de la subestación con esta nueva posición, necesaria para la conexión física de la generación solicitada, no formaba parte de la Planificación vigente en ese momento (H2016)<sup>13</sup>, condición necesaria para dar por resuelto de forma favorable el procedimiento de acceso. Por tanto, REE informó que no era posible otorgar dicho permiso de acceso. Sin embargo, en el escrito aclara que, según los estudios técnicos realizados para el escenario de red H2016, la conexión solicitada del contingente de generación del parque eólico resultaría técnicamente aceptable tanto desde el punto de vista zonal como nodal, aunque comunica que hay solicitudes de acceso para ese nudo por 1.752 MW.

Con fecha 19 de octubre de 2015, una vez aprobada la planificación energética para el periodo 2015 a 2020<sup>14</sup> y publicada en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)<sup>15</sup>, así como tras la división del proyecto inicial en tres proyectos, ABO WIND, esta vez como promotor del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, solicitó de nuevo el acceso a la red de transporte para este parque. Reiteró dicha solicitud con fecha 12 de noviembre de 2015 ante la publicación de la Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de 'Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020', remitiendo, por ello, nueva documentación.

Con fecha 18 de noviembre de 2015 REE requiere a ABO WIND subsanación de la información incluida en la solicitud de acceso. Con fecha 18 de diciembre de 2015 REE recibe respuesta en la que se comunica que se realiza solicitud coordinada por un contingente de 250 MW para tres parques eólicos —Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I de 75 MW, cuyo titular es Energía Eólica Ábrego, S.L.U.; P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND; Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase III de 87,5 MW, cuyo titular es ABO WIND—, además de manifestar que, ante la no existencia de un Interlocutor Único de Nudo (IUN), realiza la solicitud coordinada de forma directa ante REE.

Con fecha 1 de marzo de 2016 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, remitió contestación informativa a ABO WIND respecto al acceso a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV para un contingente solicitado total de 250 MW correspondiente a los parques

---

<sup>13</sup> Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte, aprobada el 30 de mayo de 2008 y actualizada según Programa Anual establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, Resolución de 27 de diciembre de 2012 y Modificación Puntual de la Planificación establecida en Orden IET/1132/2014, de 24 de junio.

<sup>14</sup> Horizonte 2020: "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020", elaborada por el MINETUR y aprobada en Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 y publicado en la Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

<sup>15</sup> En la actualidad, Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

eólicos mencionados anteriormente. Tal y como se ha indicado, el promotor proponía la conexión a la red de transporte de la generación prevista en la subestación de Minglanilla 400 kV, a través de una nueva posición de transporte planificada en dicha subestación. REE informaba que en el nudo de Minglanilla 400 kV ya existía una instalación eólica de 300 MW tramitada, con su autorización de acceso y conexión, así como dos instalaciones fotovoltaicas de 250 y 300 MW respectivamente con su autorización de acceso. REE llevó a cabo los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal, y concluyó que la conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable desde el punto de vista zonal con influencia sobre el nudo solicitado —que integra generación situada en Castilla-La Mancha o Comunidades adyacentes con evacuación sobre los nudos de la red de transporte situados en Castilla-La Mancha—, pero no resultaría viable en el ámbito nodal puesto que excedería la máxima capacidad de conexión calculada según el límite por potencia de cortocircuito en Minglanilla 400 kV, estimada en 734 MW de potencia producible simultánea máxima de aplicación a la generación renovable no gestionable, mientras que la previsión de conexión de generación eólica y no eólica en dicho nudo ascendería a 1.100 MW —los mencionados 300 MW eólicos con autorización de acceso y conexión, los citados 550 MW correspondientes a dos instalaciones fotovoltaicas con autorización de acceso y las tres instalaciones eólicas correspondientes a esta última solicitud que totalizan 250 MW—. Por tanto, REE no otorga permiso de acceso para los parques eólicos denominados Campillo de Altobuey Fase I, II y III y sugiere a ABO WIND que realice una nueva solicitud de acceso que se ajuste a la capacidad solicitada y que se lleve a cabo de forma coordinada a través del IUN correspondiente. Propone como nudo alternativo para valorar la conexión de los nuevos parques eólicos la subestación Requena 400 kV.

ABO WIND transmitió a E.E.GREGAL, según contrato de 15 de marzo de 2016, la titularidad respecto a los escritos tramitados respecto al P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, por lo que E.E.GREGAL quedó subrogada en la posición jurídica que tenía ABO WIND.

E.E.GREGAL depositó el aval que establece el artículo 59 bis del RD 1955/2000 el 1 de abril de 2016, hecho que se ha comunicado a REE en la misma fecha (registrado en REE con fecha 6 de abril de 2016), además de reiterar su solicitud de acceso y conexión. Con fecha 7 de abril de 2016 constituyó un nuevo aval para el mismo proyecto con otro avalista y lo depositó, como corresponde, en la Caja General de Depósitos del Ministerio de Economía y Competitividad con fecha 12 de abril de 2016. En esta misma fecha presentó ante el MINETUR solicitud de Resolución para devolución del aval depositado con fecha 1 de abril de 2016.

Mediante escrito de la DGPEM de fecha 30 de mayo de 2016 solicita a E.E.GREGAL que subsane los defectos apreciados en la solicitud de aceptación de garantía constituida en virtud de lo establecido en el artículo 59 bis del RD 1955/2000, modificado por el artículo 1 de Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre. Con fecha 6 de junio de 2016 constituye un anexo al aval original

conforme a los requisitos establecidos y, con fecha 16 de junio de 2016, presenta escrito de subsanación ante el MINETUR

Mediante escrito de fecha 28 de marzo de 2018, REE actualizó la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Minglanilla 400 kV, como consecuencia de la incorporación de cuatro nuevos parques eólicos y ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas adicionales al Parque Eólico GECAMA de 300 MW que ya cuenta con permiso de acceso y conexión, lo cual supone un contingente total de 1.000 MW de potencia instalada (940,2 MW de potencia nominal) en la provincia de Cuenca, de los cuales 300 MW se corresponden con los cuatro nuevos parques eólicos y 400 MW (340,2 MW nominales) con las ocho nuevas instalaciones fotovoltaicas. El escrito informa, además, que se ha identificado a ABO WIND como IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, según comunicación recibida de la Junta de Castilla–La Mancha. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en dos potenciales fases de instalación a través de la posición planificada en Minglanilla 400 kV:

- Fase 1 de conexión que incorporaría el Parque Eólico GECAMA que ya cuenta con permiso de acceso y conexión, que este escrito de REE actualiza al incorporar la tramitación coordinada y aspectos de la solución de conexión.
- Fase 2 de conexión que incorpora toda la generación eólica y fotovoltaica prevista por un contingente total de 1.000 MW que no cuenta con autorización administrativa, y que introduce una nueva configuración de conexión en el nudo modificando la instalación de enlace prevista en la Fase 1.

La conexión a la red de transporte se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Minglanilla 400 kV y se materializaría a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación en las dos fases antes mencionadas. La línea de evacuación no pertenecerá a la red de transporte, sino que constituirá, junto a la posición de la red de transporte, la instalación de enlace conjunta configuración Tipo A según establece el P.O 12.2<sup>16</sup>.

Para valorar las posibilidades de conexión de la generación renovable, REE ha realizado estudios de capacidad de la red en el ámbito zonal y nodal, según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1<sup>17</sup>, que

---

<sup>16</sup> Procedimiento de Operación 12.2 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005). En función, entre otros criterios, de la distancia entre el parque de transporte y el de generación/consumo, la instalación de enlace entre ambos será en este caso del 'Tipo A', es decir, «*Por línea sin transformación*».

<sup>17</sup> 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 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

permiten valorar las capacidades de producción y conexión<sup>18</sup> cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho Procedimiento de Operación. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente<sup>19</sup> denominada Horizonte 2020 (H2020). Dichos estudios concluyen que, en el ámbito nodal para el nudo de Minglanilla 400 kV, que la conexión del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable en las dos potenciales fases previstas, con las consideraciones siguientes:

- Considerando la limitación normativa aplicable en el procedimiento de acceso impuesta por el límite de potencia de cortocircuito (734 MWprod), según establece el RD 413/2014, el contingente de generación renovable no gestionable solicitado resultaría técnicamente viable según se ha descrito, con un margen adicional de capacidad de 9,8 MWprod, cuya conversión a generación eólica o fotovoltaica resultaría de la aplicación del criterio de simultaneidad entre ambas instalaciones de generación indicado [Ver nota al pie 'Capacidad de conexión (MWins)'].
- Como resultado de los análisis de flujo de cargas asociados al Horizonte 2020 en las condiciones de disponibilidad del P.O.12.1 que valoran la aceptabilidad técnica para la evacuación de la generación solicitada mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales/horarias y su posterior ponderación, siendo análisis de carácter nodal aplicados a Minglanilla 400 kV y de carácter zonal aplicados a los nudos con influencia mutua entre sí (eje de la red de transporte que integran los nudos de Olmedilla 400-Pinilla 400-Minglanilla 400-Belinchón 400-Villanueva de los Escuderos 400), se pone de manifiesto que, si se confirmara la instalación de la generación existente y prevista que cuenta con permiso de acceso, que totaliza 3.856,2 MWnom de generación renovable, cogeneración y residuos, incluyendo las instalaciones objeto de la presente comunicación, se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en ambos ámbitos, nodal y zonal, en algunas situaciones —especialmente en verano—. Como consecuencia, la generación con conexión en Minglanilla 400 kV y resto de nudos del eje, podría estar sometida a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación, con objeto de preservar en todo momento la seguridad del sistema.
- Respecto al sistema de protección asociado a cada uno de los nuevos 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), que es función del tiempo crítico de cada parque, dependiente del desarrollo de generación y de red en dicho nudo en concreto y en la zona de influencia. Considerando

---

<sup>18</sup> 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):  
$$MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$$
$$MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{ins EÓLICA} \leq MW_{prod}$$

<sup>19</sup> 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).

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 CGPs, con objeto de minimizar futuros cambios en el 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 nudo de Minglanilla 400 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 de generación renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo en este ámbito.
- 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 el 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.

Mediante escrito de fecha 3 de abril de 2019, REE remite al IUN —y éste, con fecha 11 de abril 2019, a E.E.GREGAL—, conforme a lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000, el ICCTC y el IVCTC relativos a la solicitud de conexión coordinada en la actual subestación Minglanilla 400 kV, en la provincia de Cuenca, para las instalaciones de generación renovables detalladas en la solicitud y actualiza la contestación a la solicitud de conexión como consecuencia de la incorporación de nuevos parques eólicos y plantas fotovoltaicas cuyo acceso y conexión a la red de transporte se considera aceptable, con las consideraciones indicadas anteriormente. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Minglanilla 400 kV y se materializaría a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación, lo que a su vez podría realizarse en una o dos fases asociadas a la instalación de enlace en función del avance de los diferentes proyectos.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones de generación renovables (IGRES) incluidas en la solicitud —el Parque Eólico GECAMA que ya cuenta con el permiso de acceso y conexión y las otras doce instalaciones, cuatro de ellas parques eólicos y ocho parques fotovoltaicos, que

cuentan con el permiso de acceso—, siempre que se ajuste a los requisitos que afirman cumplir, con las siguientes consideraciones indicadas en el mismo:

- La conexión en la subestación Minglanilla 400 kV podría realizarse en una o dos fases asociadas a la instalación de enlace, en función del avance de los diferentes proyectos.
- Las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte existente y planificada, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.

Adicionalmente, en el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida para las instalaciones de generación previstas.

REE indica que este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, por lo que constituye los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para el otorgamiento de la autorización administrativa para las instalaciones generadoras incluidas en la solicitud. Si bien recuerda que dicho procedimiento culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (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 y con el que estas instalaciones no contaban a la fecha de emisión del informe. Tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación que habrán de ser coincidentes con la información remitida a REE, deberán proceder a la firma del mencionado CTA según lo establecido en el RD 1955/2000.

Asimismo, REE recuerda 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.12.2<sup>20</sup>. Se requiere la coordinación entre REE y el IUN en el nudo de Minglanilla 400 kV —ABO WIND— que actuará como coordinador para el conjunto de las instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

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

El proyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013 de evaluación ambiental<sup>21</sup>, por lo que, habiéndose sometido a evaluación de

---

<sup>20</sup> En especial el apartado 7 del P.O. 12.2 que hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

<sup>21</sup> Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores, o que tengan más de 30 MW o que se

impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, de conformidad con lo establecido en su artículo 7.1.a)<sup>22</sup>, procede formular su DIA, de acuerdo con el artículo 41<sup>23</sup> de la citada Ley.

La Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental y mediante Resolución de 23 de noviembre de 2018, formuló DIA favorable a la realización del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II y su infraestructura de evacuación, siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación de impacto ambiental practicada y del análisis técnico realizado, así como en las opciones elegidas<sup>24</sup> para la ejecución del proyecto.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción del parque eólico y su infraestructura de evacuación, como a la fase de explotación y desmantelamiento, y conllevan el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para garantizar el cumplimiento de todas las medidas preventivas y correctoras establecidas y el seguimiento de la eficacia de las medidas adoptadas y sus criterios de aplicación, establecidas en el Estudio de Impacto Ambiental (EslA) y en la propia DIA, y que contempla la realización de inspecciones, muestreos y análisis periódicos sobre el terreno relacionado con los aspectos objeto de vigilancia.

En particular se propone un programa para el seguimiento de la mortalidad de la avifauna y de los quirópteros presentes en la zona debido a la instalación del parque y del tendido eléctrico y la evaluación de los resultados, adoptando medidas correctoras si fuera preciso. Para ello se realizarán muestreos semanales alrededor de cada aerogenerador y entre ellos y a lo largo del tendido eléctrico durante la vida útil del parque y con comparaciones en cuanto al posible descenso de la abundancia o riqueza de especies respecto al estudio elaborado

---

encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico en funcionamiento, en construcción, con autorización administrativa o con declaración de impacto ambiental.

<sup>22</sup> Artículo 7. 'Ámbito de aplicación de la evaluación de impacto ambiental'

«1. Serán objeto de una evaluación de impacto ambiental ordinaria los siguientes proyectos:

a) Los comprendidos en el anexo I, así como los proyectos que, presentándose fraccionados, alcancen los umbrales del anexo I mediante la acumulación de las magnitudes o dimensiones de cada uno de los proyectos considerados.»

<sup>23</sup> «El órgano ambiental, una vez finalizado el análisis técnico del expediente de evaluación de impacto ambiental, formulará la declaración de impacto ambiental.»

<sup>24</sup> Opción 3 para la implantación del parque eólico —los aerogeneradores se reparten en cuatro alineaciones de oeste a este de 4, 8, 10 y 13 aerogeneradores cada una—, la opción 2 para la subestación —al sur del parque— y el eje Centro para la línea de evacuación —parte de la subestación e inicia su recorrido con orientación Sur, abandonando inmediatamente el término municipal de Enguádanos y adentrándose en el de Puebla del Salvador donde mantiene cierto paralelismo con un camino con dirección norte-sur, se reorienta al sureste, llega al término municipal de Minglanilla, donde entroncará con la línea de evacuación del P.E. Campillo de Altobuey Fase I y Fase III, donde compartirán trazado y apoyos discurrendo las tres líneas en triple circuito hasta la Subestación Minglanilla-Generación, punto final de las líneas—.

en la fase preoperacional, con muestreos quincenales durante la vida útil del parque.

En todo caso, E.E.GREGAL deberá cumplir las medidas preventivas, correctoras, compensatorias y de seguimiento ambiental contempladas en el EslA, así como las medidas que han sido propuestas por las entidades consultadas durante el periodo de información pública y que el promotor ha aceptado o mostrado conformidad con las mismas.

Por otra parte, de acuerdo con el informe de la Viceconsejería de Medio Ambiente del Gobierno de Castilla-La Mancha, en cuanto a la Red de Áreas Protegidas de Castilla-La Mancha, no existeafección directa a ningún espacio natural protegido, elementos geomorfológicos o hábitats de protección especial. Tampoco existeafección directa a ningún espacio de la Red Natura 2000.

Además, se han analizado los posibles efectos acumulativos y sinérgicos del presente proyecto con otros parques eólicos, líneas aéreas e infraestructuras lineales de transporte que se encuentren en la envolvente de 10 kilómetros del entorno del parque y se ha observado que, dentro de esa envolvente, se encuentran dos parques eólicos existentes (Callejas y Maza) y tres parques eólicos en tramitación (Campillo de Altobuey fase I y III y Peña Aguda), además de considerarse las infraestructuras lineales y líneas eléctricas. Se ha realizado un estudio respecto a la fauna existente en la zona y sobre las posiblesafecciones sinérgicas (riesgo de colisión y electrocución, molestias, pérdida y alteración de hábitats, conectividad ecológica y viabilidad de las poblaciones de especies existentes, etc.), cuya conclusión es que se prevé un efecto acumulativo y sinérgico por riesgo de colisión, electrocución y efecto barrera sobre la avifauna —si bien el promotor considera dicho impacto como compatible—.

No obstante, cada vez que se detecte la muerte por colisión con un aerogenerador del proyecto de un ejemplar de especie de ave que esté incluida bien en el anexo del Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas, bien con categoría de protección en el Catálogo de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha, el promotor procederá a la parada inmediata del aerogenerador en cuestión, parada que se mantendrá ininterrumpida hasta seis meses después de la fecha estimada de la colisión. Si volviera a ocurrir en el futuro, se ejecutaría nuevamente la referida parada temporal.

La Viceconsejería de Medio Ambiente del Gobierno de Castilla-La Mancha considera que la capacidad de carga del territorio donde se implantará el presente parque eólico puede empezar a estar comprometida debido a la densidad de aerogeneradores que con los diversos proyectos eólicos existentes o programados está alcanzando el ámbito territorial afectado.

El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado establecido en la DIA.

### 4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II se ubicará al oeste de la población de Campillo del Altobuey y al norte de Puebla del Salvador, al suroeste del Término Municipal de Enguádanos, muy cerca del límite con los términos municipales de las poblaciones citadas, en la provincia de Cuenca.

El emplazamiento del parque se ha decidido considerando las siguientes premisas: existencia de un potencial eólico aprovechable, facilidad de acceso a la zona y actividad desarrollada en la actualidad en el área prevista para la implantación del parque eólico (actualmente está mayoritariamente destinada a labor, de secano o regadío).

En base a ello se ha estudiado la ubicación de los 35 aerogeneradores repartidos en cuatro alineaciones al sur de la carretera provincial CUV-5014, tramo de Campillo de Altobuey a Enguádanos, entre los puntos kilométricos 9+000 y 12+500 aproximadamente, habiéndose considerado el punto kilométrico 0+000 en Campillo de Altobuey. La totalidad de los aerogeneradores se ubicarán en el término municipal de Enguádanos, ocupando parte del Monte de Utilidad Pública (de propiedad municipal) MUP CU167 Losilla, Matallana, Azagador, Pinos Altos, Las Ramblas, Cerro Panizar y El Rodeno. Mediante contrato de opción de derecho de superficie suscrito entre la superficiaria y el Ayuntamiento se tiene el consentimiento de este para la instalación del parque eólico.

Las alineaciones, de diferente longitud, se ubicarán limitando al norte con la carretera provincial CUV-5014, al oeste con el término municipal de Campillo de Altobuey, al sur con la Colada del Camino de Campillo y el término municipal de Puebla del Salvador y al este con el camino de la Juanherrá.

Debido a la extensión del parque eólico, se ha previsto un acceso para cada alineación. Se pretende utilizar accesos ya existentes (excepto para la alineación 1) en el margen derecho de la carretera en la carretera provincial CUV-5014, tramo de Campillo de Altobuey a Enguádanos, sentido Enguádanos, a la altura aproximada de los puntos kilométricos 9+470, 10+620, 11+250 y 12+100 — considerando, como ya se indicó anteriormente el punto kilométrico 0+000 en Campillo de Altobuey—. Las actuaciones que sean necesarias para cada acceso se tramitarán ante el organismo correspondiente mediante proyecto firmado por un técnico competente. A partir de estos accesos y apoyándose mayoritariamente en los caminos existentes de norte a sur, se desarrollarán los viales interiores del parque, consistentes en la reforma de los caminos mencionados y la construcción de pequeñas entradas al lugar exacto de ubicación de los aerogeneradores.

Para la localización de la subestación eléctrica del parque a 30/132 kV se ha buscado una posición que cumpla todos los condicionantes reglamentarios y medio ambientales, por lo que se ubicará en una parcela al sur del parque eólico con acceso desde el Camino del Entredicho, límite entre los términos municipales de Puebla del Salvador y Enguádanos, aún en Enguádanos. De

manera que la línea aérea de evacuación no ocupará ni afectará a los Montes de Utilidad Pública de la zona.

Tanto el Parque eólico como la Subestación transformadora del parque se ubicarán íntegramente en el término municipal de Enguñados. En la envolvente de 10 kilómetros en torno al parque eólico se tiene constancia de dos parques existentes (Callejas y Maza) y cuatro en tramitación (Campillo de Altobuey fases I y III, Peña Aguda y Los Yesares).

La línea aérea de evacuación de 132 kV, que se extenderá por los términos municipales de Enguñados, Puebla del Salvador y Minglanilla, partirá de la subestación propia del parque con dirección sureste, buscando a la traza de la línea de evacuación del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I, con la que compartirá apoyos y trazado desde el entronque hasta la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV. El tramo final de la línea 132 kV compartido (del apoyo nº 39 hasta la subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV), la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV y la línea 400 kV de conexión entre esta subestación y la subestación Minglanilla de 400 kV de REE (punto de conexión para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II), compartido con otros parques eólicos a desarrollar en la zona, son objeto de otros expedientes de autorización administrativa que se encuentran en tramitación.

El P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II en su totalidad, la subestación Campillo de Altobuey Fase II 30/132kV y los 41 primeros metros de la línea de evacuación se ubicarán en el término municipal de Enguñados. En el año 2015 el promotor del parque obtuvo de dicho Ayuntamiento la compatibilidad urbanística para dichas instalaciones.

En cuanto a línea eléctrica de evacuación, según se indica en el Anteproyecto, 6,396 de sus kilómetros discurrirán por el sur del término municipal de Puebla del Salvador, que carece de planeamiento urbanístico, por lo que se rige por las Normas Subsidiarias Provinciales de Cuenca. La línea afectaría a Suelo No Urbanizable Común y Suelo No Urbanizable Especialmente Protegido.

En el Ayuntamiento de Minglanilla se estima la instalación de una longitud de 6.732 metros de los cuales 1.431 estarán preparados para doble circuito y 5.301 discurrirán sobre los apoyos actualmente en tramitación en el expediente de la Línea de Alta Tensión (132 kV) del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I. Según el Plan de Ordenación Municipal de Minglanilla, de noviembre de 2006, el tramo de la línea eléctrica de evacuación 132 kV objeto del este Anteproyecto afectaría a Suelo Rústico Reserva (SRR), Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Ambiental (SRNUEP-A), Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Natural (SRNUEP-N), Suelo Rústico No Urbanizable de Especial Protección Infraestructuras y equipamientos (SRNUEP-IE). Finalmente, el Ayuntamiento de Minglanilla emitió informe de conformidad para el anteproyecto, tras consultar la normativa urbanística en vigor del municipio.

En todo caso, el Anteproyecto argumenta que la actual redacción del artículo 54.4 del Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad

Urbanística (TRLOTAU)<sup>25</sup>, según la modificación impuesta por la Ley 8/2014, de 20 de noviembre, establece que cualquier actividad no prohibida explícitamente por el planeamiento municipal es susceptible de autorización, sin perjuicio de la exigencia de informes vinculantes a las Administraciones competentes en materia de Carreteras, Redes Eléctricas, Cauces, Vías Pecuarias, y Bosques Naturales.

Los elementos ambientales significativos del entorno del proyecto son los siguientes:

- **Atmósfera:** los datos recogidos corresponden a las mediciones realizadas en el término de Cuenca (no hay estaciones en la zona de estudio) determinándose que la calidad del aire en la zona es aceptable.
- **Geología y geomorfología:** La zona en estudio se encuentra situada en el borde suroccidental de la Cordillera Ibérica, al sur de la Serranía de Cuenca. Los sedimentos más antiguos se corresponden con el Triásico y más exactamente al Muschelkalk. Tectónicamente se caracterizan por la presencia de pliegues muy laxos, de directrices claramente ibéricas, y por la escasa y poco importante fracturación. Los materiales aflorantes son neógenos (Plioceno superior) y Cuaternarios. En el ámbito de estudio no existen puntos interés geológico (PIG). El ámbito del proyecto está formado por la presencia generalizada de pequeñas elevaciones y cerros de escaso rango que, en alternancia, dejan entre sí amplios espacios abiertos y llanos originando un tipo de relieve suavemente ondulado, en ocasiones interrumpidos por desniveles más pronunciados. Las pendientes en la zona de estudio, en general, son medias, ya que aproximadamente el 81 % de la superficie tiene pendientes inferiores al 15 %. La altimetría en la zona de estudio es muy variada presentando unas cotas que van desde los 634 hasta los 1.034 metros.
- **Hidrología superficial y subterránea:** La zona de estudio se encuentra comprendida dentro de la cuenca hidrográfica del Júcar. En el ámbito de estudio se encuentran diversos arroyos, barrancos, ramblas y vallejitos de escasa entidad, que el estudio de impacto ambiental relaciona.
- **Vegetación:** la zona de actuación se encuentra en la región Biogeográfica Mediterránea, subregión Mediterránea Occidental, superprovincia Mediterráneo-Iberolevantina. El ámbito de estudio corresponde al piso bioclimático mesomediterráneo superior y un ombroclima seco. El ámbito del proyecto es mayoritariamente de naturaleza agraria y forestal, ocupando la vegetación natural en torno al 41 % de la superficie total del ámbito de estudio. El EsIA incluye un inventario detallado de la vegetación existente en el lugar en que se ubicarán las instalaciones del parque eólico. Se trata de terrenos ocupados por cultivos herbáceos, cultivos leñosos (plantaciones de almendro, olivo y viñedo), eriales, cultivos abandonados, matorrales diversos, bosques

---

<sup>25</sup> Decreto Legislativo 1/2010, de 18 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística.

de encina, pinares de pino carrasco, pino rodeno e incluso pino negral, plantaciones de *Pinus halepensis*, y matorrales de enebro de la miera, sabina mora, romero y otras especies de matorral calcícola de bajo nivel evolutivo como tomillo o lavanda, principalmente. No se tiene constancia de la existencia de especies de flora amenazada afectada por el proyecto. El área crítica de flora más próxima, correspondiente a la especie *Atropa baetica*, se encuentra a más de 79 kilómetros del ámbito de estudio. Los hábitats de interés comunitario (HIC) presentes en el ámbito del proyecto son:

- 5210. Matorrales arborescentes endémicos con *Juniperus* spp. Hábitat que ocupa 47 hectáreas del área de estudio, lo que supone un 0,4 % del mismo.
  - 9340. Bosques de *Quercus ilex* y *Quercus rotundifolia*. Hábitat que ocupa 1.163 hectáreas del área de estudio, lo que supone un 9,8 % del mismo.
  - 9540. Pinares mediterráneos de pinos mesogeanos endémicos. Hábitat que ocupa 3.095 hectáreas del área de estudio, lo que supone un 25,5 % del mismo.
- Fauna: El estudio anual de avifauna y quirópteros incluye un inventario de especies, señalando las incluidas en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial (LESPRE) y Catálogo Español de Especies Amenazadas (Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, y modificaciones posteriores), en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha (Decreto 33/1998, de 5 de mayo, y modificaciones posteriores) y en los anexos de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Tras la revisión cartográfica, bibliográfica y sobre el terreno no se han detectado corredores ecológicos de importancia en el entorno inmediato del proyecto. Del estudio anual de avifauna y quirópteros, realizado entre junio de 2016 y mayo de 2017, y del informe de la Viceconsejería de Medio Ambiente del Gobierno de Castilla-La Mancha, se establece que el entorno de los aerogeneradores es área de campeo de aves rapaces forestales incluidas en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha, entre las que destacan el águila culebrera, azor y gavilán («vulnerable») y el águila calzada, ratonero común, milano negro y cernícalo vulgar («de interés especial»), y zona de paso puntual de buitre leonado («de interés especial») o presencia escasa de águila real («vulnerable») por la proximidad del embalse de Contreras. El trazado de la línea eléctrica también constituye área de campeo de rapaces, además de encontrar alúridos asociados al medio agrícola. Al este de la zona de estudio se localiza un área crítica de águila perdicera, de acuerdo con el Decreto 76/2016, de 13 de diciembre, por el que se aprueba el Plan de Recuperación del Águila Perdicera (*Aquila fasciata*) y se declaran zonas sensibles las áreas críticas para la supervivencia de esta especie en Castilla-La Mancha, situada a aproximadamente 2,7 km del aerogenerador más próximo y a 2,2 km de la línea eléctrica proyectada, coincidente con la Zona Especial de Conservación (ZEC) ES4230013 y la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) ES0000159 «Hoces del Gabriel, Guadazaón y Ojos de Moya». Asimismo, al este del ámbito de estudio, sin coincidencia geográfica con las actuaciones, se encuentran zonas de protección establecidas 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 electrocución en las líneas eléctricas de alta tensión. Respecto de los quirópteros, se trata de un área con una riqueza baja, donde sólo se ha detectado la presencia de murciélago enano, catalogado «de interés especial» en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha.

- Espacios naturales protegidos, Red Natura 2000 y otras áreas de interés: En relación a la Red de Áreas Protegidas de Castilla-La Mancha en virtud de la Ley 9/1999, de 26 de mayo, de Conservación de la Naturaleza de Castilla-La Mancha, el proyecto no se ubica sobre ningún espacio natural protegido, elementos geomorfológicos ni hábitats de protección especial, localizándose al sureste del proyecto la Reserva Natural Hoces del Cabriel, aproximadamente a 3,3 km de la línea de evacuación y 14 km del aerogenerador más cercano.

Dentro del área del proyecto no se encuentra ningún espacio incluido en la Red Natura 2000. Al este del ámbito de estudio se encuentran las mencionadas ZEC ES4230013 y ZEPA ES0000159 «Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya», aproximadamente a 2,2 km de la línea de evacuación y a unos 2,7 km del aerogenerador más próximo, espacios en que las rapaces tienen gran relevancia. Aunque no se trata de un espacio protegido reconocido legalmente, la alineación más oriental es limítrofe con el Área Importante para las Aves (IBA) n.º 186 «Hoces del Cabriel Medio», internándose once de las posiciones dentro de su límite, así como los últimos 150 metros de la línea eléctrica proyectada se localizan dentro de la IBA n.º 158 «Hoces del Cabriel y del Júcar».

- Paisaje: La zona de estudio presenta los distintos paisajes de acuerdo al Atlas de los Paisajes de Castilla-La Mancha, como son Llanos centrales y sus bordes. En el ámbito de estudio se encuentran las siguientes unidades de paisaje: cultivos, vegetación natural, urbano, industrial e infraestructuras y masas de agua. En cuanto a su la calidad visual se califica como media-baja, la fragilidad visual se califica como media y una capacidad media-alta para absorber actividades impactantes.
- Patrimonio: En el ámbito de estudio se localizan los siguientes Montes de Utilidad Pública (MUP): CU-206 «Dehesa Boyal», CU-169 «Dehesa Boyal», CU-7 «Vertientes del Río Cabriel» y CU167 «Losilla, Matallana, Azagador, Pinos Altos, Las Ramblas, Cerro Panizar y Rodeno», contemplándose la instalación de 31 de los 35 aerogeneradores previstos dentro del último. Las vías pecuarias existentes en el ámbito de actuación son las siguientes: Colada del Camino de Campillo, Colada del Puente Charandel, Colada de San Roque, Cañada Real de los Serranos y Colada del Camino Real o de la Pesquera por El Pajazo. Respecto de los elementos del patrimonio cultural inventariados, así como los identificados en la prospección superficial de campo, quedan recogidos en el EslA de forma pormenorizada. Estos incluyen áreas de protección arqueológica, áreas de prevención arqueológica, yacimientos arqueológicos, patrimonio etnográfico, bienes industriales, paleontológicos y vías históricas.

#### **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 E.E.GREGAL, empresa promotora del Proyecto.

##### **4.4.1 Capacidad legal**

E.E.GREGAL es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 17 de noviembre de 2015, mediante la aportación de su único socio, ABO WIND, que se rige por el TRLSC<sup>26</sup>, demás disposiciones aplicables y por sus estatutos sociales, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como la «*actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial para consumo propio y/o de terceros, en los términos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y demás normativa de aplicación, incluyéndose también el inicio, asesoramiento, planificación, desarrollo, construcción, mantenimiento, explotación económica y/o titularidad de instalaciones de generación de energía en régimen especial y, en particular, de energía eólica*», actividades que podrá desarrollar la propia «*sociedad, en parte o en su totalidad, de forma directa o indirecta, en cualquiera de las formas admitidas en derecho y, en particular, a través de la titularidad de acciones o participaciones en entidades cuyo objeto social sea similar, análogo o idéntico*».

El socio único de E.E.GREGAL, ABO WIND, es una sociedad anónima constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 19 de enero de 2001, con el objeto social definido en el artículo 2º de su Estatutos del «*inicio, asesoramiento, planificación, desarrollo y gestión de proyectos que suministran energía de forma ecológica, y en especial proyectos con el fin de aprovechar la energía eólica; así como comercializar con instalaciones de producción de energía y con las localizaciones aptas para las instalaciones de producción de energía*», actividades que podrán desarrollarse de modo indirecto mediante la participación en otras sociedades de objeto análogo. Mediante escritura de fecha 4 de mayo de 2012, se elevan a público los acuerdos adoptados por el Consejo de Administración en su reunión de fecha 20 de abril de 2012, por los que se declara la unipersonalidad de la sociedad ABO WIND, siendo el único socio de la misma la mercantil de nacionalidad alemana denominada ABO WIND AG tras la operación de compraventa que ha hecho que pase a ser propietaria del 100% de las acciones de ABO WIND. ABO WIND AG es una sociedad de nacionalidad

---

<sup>26</sup> Aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.

alemana constituida mediante escritura otorgada el día 2 de agosto de 2000, según se indica en la propia escritura de constitución de ABO WIND.

Por tanto, E.E.GREGAL es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la explotación de instalaciones de energía renovable, 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, aunque E.E.GREGAL fue constituida el 17 de noviembre de 2015 con el objeto social, entre otros, del desarrollo y explotación de instalaciones de generación mediante fuentes de energía renovables, no ha desarrollado más actividad que la encaminada a ser sociedad vehicular para llevar a cabo el proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II. Como ya se ha indicado, en la actualidad es una sociedad participada en un 100% por ABO WIND, sociedad participada a su vez en un 100% por ABO WIND AG, sociedad matriz del Grupo ABO WIND. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio la que acredite su capacidad técnica.

ABO WIND AG y el Grupo al que pertenece cuenta con más de dos décadas de experiencia internacional en desarrollo, EPC (*Engineering, Procurement, Construction*; es decir, desarrollo de un proyecto 'llave en mano' que comprende ingeniería y diseño, adquisición de equipos y materiales y ejecución de obra) y gestión operativa de proyectos de energías renovables. Fundada en 1996, la compañía ha crecido expandiéndose por diversos países, instalando aerogeneradores con una potencia total de más de 2,3 GW. Participa en todas las etapas del proyecto eólico, desde la evaluación del emplazamiento y la campaña de medición, pasando por la tramitación de los estudios y permisos, el desarrollo de la ingeniería y cálculos, la financiación, dirección y supervisión de obras civiles y eléctricas, etc. hasta la instalación de los aerogeneradores. También actúa como contratista general, asumiendo el riesgo en la fase de

construcción, y en ocasiones lleva a cabo la operación y el mantenimiento del parque eólico. Además, trabajan en otras fuentes renovables, con desarrollos en tecnología solar y biomasa.

En 2001, el Grupo ABO WIND inició su expansión internacional con una primera filial en España. Posteriormente se establecieron subsidiarias en Francia, Irlanda, Reino Unido y varios países de Latinoamérica. Las filiales de Finlandia e Irán han sido las últimas incorporaciones al Grupo. En Irlanda y Finlandia también ha establecido compañías especializadas en la gestión comercial, técnica y operativa, mantenimiento y servicios, así como evaluaciones técnicas de parques eólicos.

El Grupo ABO WIND ha desarrollado numerosos proyectos eólicos bajo la modalidad de 'Desarrollo & EPC' desde su fundación, alcanzando una capacidad total instalada bajo esta modalidad de 1.485,12 MW y 664 aerogeneradores. Algunos de los proyectos más significativos —se han considerado los de 10 MW de capacidad o más— son los siguientes:

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
Arzfeld Ost	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	6	21,6	2019
Champs des Moulins /La Morlière / Traversay (Chaunay)	Francia	Nouvelle-Aquitaine	Vestas	9	18	2019
Forst Briesnig	Alemania	Brandeburgo	Senvion	5	16	2018
Cappawhite B	Irlanda	Tipperary	Vestas	4	14,4	2018
Arzfeld West	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	3	10,8	2018
Nord-Sarthe	Francia	Pays-de-la-Loire	Siemens Gamesa	5	10	2018
Ratiperä	Finlandia	Satakunta	Nordex	9	27	2017
Haapajärvi II	Finlandia	Nordösterbotten	Vestas	7	23,1	2017
Breit	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	4	13,2	2017
Grebenau	Alemania	Hesse	Nordex	4	13,2	2017
Ahorn-Buch	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11	2017
Nonnenholz	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11	2017
Avessac	Francia	Loire-Atlantique	Gamesa	5	10	2017
Uckley-Nord	Alemania	Brandeburgo	Nordex	10	33	2016
Horath	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	9	29,7	2016
Silovuori	Finlandia	Nordösterbotten	Vestas	8	26,4	2016
Eiterfeld-Buchenau	Alemania	Hesse	Vestas	5	17,25	2016

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
Brion-Mignaudières	Francia	Charente	Vestas	6	12	2016
Ahorn-Schillingstadt	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11,12	2016
Saint Nicolas-des-Biefs	Francia	Auvergne	Vestas	7	14	2015
Himmelwald	Alemania	Sarre	GE Eólica Energy	5	13,75	2015
Framersheim III	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	4	13,6	2015
Dinkelsbühl-Wilburgstetten	Alemania	Baviera	Vestas	4	13,2	2015
Confolentais	Francia	Charente	Vestas	6	12	2015
Berngerode	Alemania	Hesse	GE Eólica Energy	12	30	2014
Mörsdorf Nord	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	8	19,2	2014
Weilrod	Alemania	Hesse	Nordex	7	16,8	2014
Bad Hersfeld	Alemania	Hesse	GE Eólica Energy	6	15	2014
Dittelsheim-Heßloch II	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	3	10,2	2014
Couffé	Francia	Loire-Atlantique	Vestas	5	10	2014
Niederhambach	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	5	17	2013
Moquepanier	Francia	Poitou-Charentes	Vestas	8	16	2013
Nozay	Francia	Loire-Atlantique	Vestas	8	16	2013
Gibbet Hill	Irlanda	County Wexford	Nordex	6	15	2013
Clamecy	Francia	Nièvre	REpower	6	12,3	2013
Kirchhain	Alemania	Hesse	Nordex	5	12	2013
Schwanfeld	Alemania	Baviera	Nordex	5	12	2013
Migé	Francia	Yonne	REpower	5	10,25	2013
Rayerschied	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	5	17	2012
Hohenahr	Alemania	Hesse	Nordex	7	16,8	2012
Dorn-Dürkheim	Alemania	Renania-Palatinado	Enercon	7	16,1	2012
Remlingen	Alemania	Baviera	Nordex	6	14,4	2012
Helmstadt	Alemania	Baviera	Nordex	5	12,5	2012
Souilly Côte du Gibet	Francia	Meuse	Vestas	5	10	2012
Glenough	Irlanda	County Tipperary	Nordex	9	22,5	2011
Klosterkumbd	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	6	20,4	2011
Assac	Francia	Tarn	REpower	10	20	2011

Proyecto	País	Provincia	Fabricante aerogen.	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
Glenough	Irlanda	County Tipperary	Nordex	4	10	2011
Gortahile	Irlanda	County Laois	Nordex	8	20	2010
Haupersweiler	Alemania	Sarre	Nordex	6	15	2010
Saulgond-Lesterps	Francia	Charente	Vestas	7	14	2010
Cuq	Francia	Tarn	Vestas	6	12	2009
Berviller	Francia	Lothringen	REpower	5	10	2009
Combusins	Francia	Charente	Nordex	5	11,5	2008
Xambes	Francia	Charente	Nordex	5	11,5	2008
Asendorfer Kippe	Alemania	Sachsen-Anhalt	Vestas	10	20	2007
Derval/Lusanger	Francia	Pays-de-la-Loire	REpower	8	16	2007
Menil la Horgne	Francia	Lothringen	REpower	7	10,5	2007
Bedburg	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Vestas	12	24	2006
Fohren-Linden/Eckersweiler	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	5	11,5	2006
Schleiden	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Tacke	17	25,5	2002
Berglicht	Alemania	Renania-Palatinado	SüdEólica	9	13,5	2002

Bajo la modalidad denominada ‘Desarrollo & Venta’ — tras desarrollar todas las fases del proyecto hasta su puesta en marcha, se traspasa a un titular diferente para su explotación— ABO WIND ha instalado 672 MW en diferentes países — Alemania, Argentina, Finlandia, Irlanda del Norte, España—, de los cuales 125 MW se corresponden con cinco proyectos desarrollados en España, según el detalle siguiente:

Proyecto	Comunidad Autónoma	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Año
Motilla	Castilla-La Mancha	21	52,5	2017
Alba de Tormes	Castilla-León	3	4,5	2016
Villanueva de la Jara	Castilla-La Mancha	6	15,0	2015
Gascueña	Castilla-La Mancha	1	3,0	2015
Santa María de Nieva	Andalucía	25	50,0	2012
<b>Total parques eólicos instalados en España</b>		<b>56</b>	<b>125,0</b>	

Además, recientemente ha obtenido la autorización de otros parques eólicos en España, en concreto, mediante Resolución de 22 de julio de 2019 (publicada en el BOE de 13 de agosto) la DGPEM ha otorgado autorización administrativa

previa para el Parque Eólico Cuevas de Velasco de 100 MW así como para la fase I del Parque Eólico Campillo de Altobuey (de 75 MW). También continúa la tramitación administrativa de otra fase del Parque Eólico Campillo de Altobuey (también de 87,5 MW) que completará los 250 MW que inicialmente se pretendía instalar en el mismo.

El Grupo ABO WIND cuenta con una capacidad total instalada (sumando todos los proyectos, tanto en propiedad como desarrollados para terceros) de 2.273,92 MW, la gran mayoría eólicos. La capacidad instalada eólica alcanza los 2.264,32 MW, mientras que la biomasa supone 6,5 MW (todos ellos instalados en Alemania) y la solar 3,1 MW (1,3 de ellos instalados en Irán y el resto en Alemania). En cuanto a los países en los que ha implantado estos proyectos, la mayor parte de ellos están en Alemania, con una capacidad instalada de 1.011 MW (un 44% del total), seguida de Argentina, donde han instalado 457 MW (20% del total), Francia, con una capacidad instalada de 306 MW (13% del total) y Finlandia con 242 MW instalados (un 11% del total).

Estas cifras 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 su socio, en los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

#### **4.4.3 Capacidad económico-financiera**

Según datos incluidos en el Anteproyecto, el presupuesto estimado en septiembre de 2017 para la construcción del parque eólico y su infraestructura de evacuación, era de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

E.E.GREGAL, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.250 euros, dividido en 325 participaciones sociales iguales, de 10 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas por el único socio fundador, ABO WIND, y desembolsadas mediante la aportación de la propiedad de elementos para ampliación de la torre de medición de viento —cinco tramos 600 mm, Base 600 mm articulada y reducción 600-450 mm—, bienes de los que el socio fundador es titular, valorados en 3.250 euros y que han sido depositados en la sede social de E.E.GREGAL.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de E.E.GREGAL depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Puesto que E.E.GREGAL está participada al 100% por la sociedad ABO WIND, también se analizará la capacidad económico-financiera de E.E.GREGAL en función de los resultados de su socio único.

A 31 de diciembre de 2017, el capital social de ABO WIND asciende a 100.000 euros, y está representado por 100 acciones de 1.000 euros de valor nominal

cada una, totalmente suscritas y desembolsadas por su socio único, ABO WIND AG. En su constitución, el 19 de enero de 2001, la Sociedad contaba con otro socio cofundador, que suscribió el 10% de las acciones, pero, según acuerdo adoptado por el Consejo de Administración en su reunión celebrada con fecha 20 de abril de 2012, se realizó una operación de compraventa que supuso que ABO WIND pasara a ser propietaria del 100% de las acciones, y su consiguiente declaración de unipersonalidad otorgada mediante escritura de fecha 4 de mayo de 2012.

Las Cuentas Anuales de ABO WIND correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, depositadas en el Registro Mercantil, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Se comprueba, por tanto, que la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado gracias a los resultados positivos de la sociedad.

Por otra parte, puesto que el socio único de ABO WIND es ABO WIND AG, sociedad matriz del Grupo ABO WIND, se han verificado también las Cuentas Anuales Consolidadas para dicho Grupo (ABO WIND AG y sociedades dependientes), según su Informe Anual 2017, que presentan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Se observa que el Grupo ABO WIND cuenta con un patrimonio neto equilibrado que, además, se ha incrementado respecto al año anterior mediante la dotación de reservas y los resultados positivos del ejercicio.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales al cierre del ejercicio 2017, se comprueba que tanto E.E.GREGAL como su socio único, ABO WIND, y el Grupo empresarial al que pertenece, cuya matriz es su socio único, cuentan con un patrimonio neto equilibrado.

Por tanto, a juicio de esta Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de E.E.GREGAL, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio.

## **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 ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L.U. autorización administrativa previa para el proyecto del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase II de 87,5 MW, incluida la subestación a 30/132 kV, las líneas subterráneas a 30 kV y la línea eléctrica a 132 kV para evacuación, ubicado en los términos municipales de Enguítanos, Puebla del Salvador y Minglanilla, en la provincia de Cuenca, 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 DEL PARQUE EÓLICO CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE II DE 87,5 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE ENGUÍDANOS, PUEBLA DEL SALVADOR Y MINGLANILLA, EN LA PROVINCIA DE CUENCA, EN CASTILLA-LA MANCHA<sup>27</sup>.**

### **1. Características generales**

Según el Anteproyecto se pretende la descripción básica y comprensiva de las obras e instalaciones necesarias para la construcción del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II y sus infraestructuras de evacuación. Cabe destacar que inicialmente fue la sociedad ABO WIND la que presentó las solicitudes necesarias para conseguir las autorizaciones correspondientes para un parque eólico de 250 MW, proyecto que finalmente fue fragmentado en tres parques con una capacidad de 75 MW uno de ellos —cuenta con autorización administrativa previa mediante Resolución de la DGPEM de fecha 22 de julio de 2019— y otros dos de 87,5 MW—uno de ellos es objeto de este informe—. La titularidad de los derechos del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II han sido transmitidos a E.E.GREGAL, sociedad que ha depositado el correspondiente aval y, posteriormente, ha obtenido el permiso de acceso y conexión por parte de REE.

E.E.GREGAL ha determinado la existencia de un potencial eólico aprovechable al Sur del Término Municipal de Enguítanos, muy cerca del límite con los términos municipales de Campillo de Altohuey y Puebla del Salvador, provincia de Cuenca. Para ello ha realizado estudios de viento, contado con los datos de velocidad y dirección de viento de una torre de medición de recurso eólico en Enguítanos, instalada por la Sociedad en la zona de implantación de los aerogeneradores en julio de 2016 y, con el análisis de los datos y los resultados obtenidos en la modelización del campo de viento y otros factores técnicos y ambientales, se ha considerado la instalación de 35 aerogeneradores de 2,5 MW (rotor de 126 metros de diámetro y 129 metros altura de buje, modelo G126) con curva de potencia adaptada a la densidad del aire del emplazamiento analizado, lo que supone una potencia instalada total del parque de 87,5 MW.

Las infraestructuras necesarias para la correcta instalación y explotación del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, son las siguientes:

- 35 aerogeneradores de 2,5 MW y sus centros de transformación interiores 0,69/30kV.
- 6 líneas subterráneas de interconexión de 30 kV de 32.982 metros de longitud total estimada.
- Red de tierras interior del parque.

---

<sup>27</sup> Visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales del Principado de Asturias con fecha 4 de octubre de 2017.

- Subestación Transformadora 'CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE II' a 30/132 kV.
- Línea aérea de evacuación a 132 kV simple circuito de 13,169 km de longitud estimada, de los cuales un primer tramo, de 7,868 km, se diseña con apoyos preparados para doble circuito (con el objeto de ser compartidos con la línea de evacuación de la tercera fase del parque eólico), un segundo tramo, de 5,301 km, que discurrirá compartiendo apoyos con la línea de evacuación del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I (a partir del apoyo nº39 de esta línea), y cuya autorización administrativa previa ya ha sido otorgada mediante Resolución de la DGPEM de 22 de julio de 2019.
- Subestación Minglanilla-Generación a 132/400 kV, en Minglanilla, compartida con otros parques eólicos y que ya ha sido autorizada en la Resolución mencionada, por lo que no es objeto de este Anteproyecto.
- Línea aérea de entrega 400 kV, que discurrirá desde la Subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV a la Subestación Minglanilla 400 kV, propiedad de REE y que, como en el caso de la anterior, ya ha sido autorizada en la Resolución de 22 de julio de 2019 y no es objeto de este Anteproyecto.
- Torre de medición autosoportada.
- Red de Fibra óptica del parque (construcción subterránea) y de comunicaciones.

En cuanto a la obra civil necesaria, se agrupa en los siguientes trabajos:

- Viales de acceso e interiores hasta cada posición de aerogenerador.
- Zanjas para las líneas de interconexión del parque.
- Plataformas y cimentación para los 35 aerogeneradores proyectados.
- Adecuación de la parcela para la construcción de la subestación 'CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE II'.
- Excavación y hormigonado de los apoyos de la línea de evacuación.

El P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II y se ubicará al oeste de la población de Campillo del Altobuey y al norte de Puebla del Salvador, al suroeste del término municipal de Enguñados, muy cerca del límite con los términos municipales de las poblaciones citadas, en la provincia de Cuenca. El emplazamiento ha sido elegido por la existencia de un potencial eólico aprovechable, por tratarse de una zona fácilmente accesible, por ser un área destinada en la actualidad mayoritariamente a labor, tanto de secano como de regadío.

En base a ello se ha estudiado la ubicación de los 35 aerogeneradores repartidos en cuatro alineaciones al sur de la carretera provincial CUV-5014, en el tramo de Campillo de Altobuey a Enguñados, entre los puntos kilométricos 9+000 y 12+500 aproximadamente, habiendo considerado el punto kilométrico 0+000 en Campillo de Altobuey. En concreto, las alineaciones (de diferente longitud) se ubicarán limitando al norte con la carretera provincial CUV-5014, al oeste con el término municipal de Campillo de Altobuey, al sur con la Colada del Camino de

Campillo y el término municipal de Puebla del Salvador y al este con el camino de la Juanherrá.

Dichos aerogeneradores se ubicarán en su totalidad en el término municipal de Enguídanos, ocupando parte del Monte de Utilidad Pública (de propiedad municipal) MUP CU167 Losilla, Matallana, Azagador, Pinos Altos, Las Ramblas, Cerro Panizar y El Rodeno. El Anteproyecto informa que se tiene el consentimiento del ayuntamiento para la instalación del parque eólico (mediante contrato de opción de derecho de superficie suscrito entre la superficiaria y el Ayuntamiento).

Dada la extensión del parque eólico se ha previsto un acceso para cada alineación. Se pretende utilizar en cada caso accesos ya existentes (excepto para la alineación 1) en el margen derecho de la carretera provincial CUV-5014, tramo de Campillo de Altobuey a Enguídanos, sentido Enguídanos, a la altura aproximada de los puntos kilométricos 9+470, 10+620, 11+250 y 12+100, considerando el punto kilométrico 0+000 en Campillo de Altobuey. Las actuaciones que sean necesarias para cada acceso se tramitarán mediante proyecto firmado por técnico competente y se tramitarán ante el organismo correspondiente. A partir de estos accesos y, mayoritariamente apoyándose en los caminos existentes, de norte a sur se desarrollarán los viales interiores del parque, consistentes en la reforma de los citados caminos y la construcción de pequeñas entradas al lugar exacto de ubicación de los aerogeneradores.

La subestación eléctrica del parque, denominada 'Campillo de Altobuey Fase II', se ubicará en una parcela al sur del parque eólico con acceso desde el Camino del Entredicho, límite entre los términos municipales de Puebla del Salvador y Enguídanos, aún en Enguídanos. De esta forma la línea aérea de evacuación no ocupará ni afectará a los Montes de Utilidad Pública de la zona.

Tanto el parque eólico como la Subestación transformadora del mismo se ubicarán íntegramente en el término municipal de Enguídanos.

La línea aérea de evacuación a 132 kV parte de la subestación del parque con dirección sureste buscando la traza de la línea de evacuación del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I, con la que compartirá apoyos y trazado desde el entronque hasta la Subestación Minglanilla-Generación a 132/400 kV. Por tanto, el tramo final de la línea 132 kV compartido —del apoyo nº 39 hasta la subestación Minglanilla-Generación 132/400 kV—, la Subestación Minglanilla Generación 132/400 kV y la línea 400 kV de conexión entre esta subestación y la subestación Minglanilla de 400 kV de REE (punto de conexión para el parque eólico Campillo de Altobuey Fase II), ha sido objeto de otro proyecto de parque eólico que ha obtenido autorización administrativa previa en la mencionada Resolución de 22 de julio de 2019.

## **2. Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase II**

### **2.1. Aerogenerador**

El aerogenerador previsto para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II es el denominado G126 de Gamesa, concretamente aquel con 129 metros de altura de buje. Se instalarán 35 aerogeneradores de 2,5 MW de potencia nominal cada uno, lo que supondrá una potencia instalada de 87,5 MW.

La ubicación de los aerogeneradores responde a determinadas condiciones: ocupar las zonas ambientalmente compatibles, ocupar las zonas donde los propietarios de los terrenos están a favor del parque eólico, estar fuera de zonas de exclusión eólica, no estar en las inmediaciones de yacimientos arqueológicos, minimizar la afección al arbolado existente, aprovechar las zonas con más recurso eólico, respetar límites de ruido (45 decibelios), respetar la distancia más próxima a 3 diámetros entre aerogeneradores, respetar la distancia más próxima a 1 km entre alineaciones, respetar la distancia de 1 km a líneas eléctricas de alta tensión, respetar la distancia de 1 km a las torres de comunicación en la zona, y minimizar la obra civil y eléctrica del parque eólico (por ejemplo ubicando las plataformas lo más próximas al camino, así como aprovechando en lo posible pistas y caminos existentes).

El modelo elegido para el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, el aerogenerador Gamesa 2,5 MW, G126 IIIA, es una turbina tripala a barlovento con rotor cuyo diámetro es de 126 metros (la longitud de cada pala es de 62 metros). La turbina y la góndola están montadas en la parte superior de una torre tubular de acero de 129 metros de altura (Altura de buje).

El aerogenerador cuenta con un sistema de orientación activo, (para mantener el rotor permanentemente a barlovento), regulado con desvío activo de *pitch* (lo que permite controlar la velocidad del rotor de la turbina variando el ángulo de ataque de las aspas) con un generador de velocidad variable y convertidor electrónico. Está regulado por un sistema de cambio de paso independiente en cada pala. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido.

Las características más significativas del aerogenerador G126 clase IIIA son las siguientes:

<b>ROTOR</b>	
Diámetro	126 m
Área barrida por el rotor	12.469 m <sup>2</sup>
Rango velocidad del rotor	7,1-12,9 rpm
Velocidad	variable
Orientación	barlovento
Numero de palas	3
Freno aerodinámicos	Cambio de paso independiente por pala
<b>PALAS</b>	
Longitud pala	62 m

Material	Fibra de vidrio reforzada con resina epoxy o poliéster
Longitud cuerda	3,984 m
Torsión (°)	Max 25//Min -1,5
<b>CAJA MULTIPLICADORA</b>	
Tipo	2 etapas planetarias 1 de ejes paralelos
<b>TORRE AEROGENERADOR</b>	
Tipo	Tronco-cónica Tubular
Altura de buje	129 m
Material	Acero al carbono
Tratamiento superficial	Pintada
<b>GENERADOR</b>	
Tipo	Asíncrono doblemente alimentado
Potencia nominal [PN]	2.5 kW
Potencia nominal aparente [SN]	2.625 kVA
Frecuencia [fN]	50 Hz
Máxima variación en la frecuencia	3 Hz/s
Factor de potencia, por defecto	±0,95
Regulación extra cosφ, Capacitiva/Inductiva	0,9/0,9
Intensidad de corriente soportada de corta duración (1 s)	20 kA
Intensidad de corriente soportada por impulso tipo rayo	IEC 61400-24 level II
<b>TRANSFORMADOR ALTA TENSIÓN</b>	
Tipo	Trifásico de tipo seco encapsulado
Tensión primaria [UN]	0,690 kV
Potencia nominal aparente [SN]	2775 kVA
Tensión secundaria 1 [UNS1]	20.000 V
Tensión secundaria 2 [UNS2]	480 V
Vector de grupo	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Tomas de AT	± 5 %

Las temperaturas límites operacionales estándar para la turbina G126 y altura de buje de 129 metros, son de -20 °C y 40 °C y son capaces de funcionar de manera continua con un 95% de humedad, incluso con un 100% de humedad durante periodos inferiores al 10% de su tiempo habitual de funcionamiento.

La velocidad de viento nominal en el rango de temperaturas estándar (entre -20 °C y 40 °C) será de 7,5 metros/segundo (m/s). La ráfaga máxima de viento admisible para el generador sería la correspondiente a un viento de 52,5 m/s durante un máximo de 3 segundos. Y la velocidad de referencia para 10 minutos es de 37,5 m/s en el rango de temperaturas estándar. La línea guía de diseño del aerogenerador se corresponde a un viento medio de 7,5 m/s y un 18% de turbulencia, correspondiente a un viento de clase III a<sup>28</sup>.

<sup>28</sup> Norma IEC 61400 'Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño'. Identifica cuatro tipos diferentes de turbinas de viento para ajustarse a las diferentes condiciones de éste. En concreto

El diámetro del rotor es de 126 metros, por lo que resulta un área barrida de 12.469 m<sup>2</sup>. Está diseñado para una velocidad de funcionamiento de 11,59 revoluciones por minuto (rpm). La velocidad del rotor se regula mediante una combinación entre el ajuste del ángulo del *pitch* de las palas (uno por pala) y el control del par generador/convertidor.

El rotor emplea un 'Sistema de pitch activo', de forma que los reguladores hidráulicos independientes en cada pala permiten ajustar en cada una de ellas, de forma independiente, su ángulo de orientación, mientras están operativas. Este sistema permite al rotor regular la velocidad de la turbina, para que en caso de viento superior al nominal permita a la pala perder el exceso de fuerza aerodinámica manteniendo la generación. Y a la inversa, se logra captar la energía de ráfagas de viento por debajo del viento nominal esperado, dejando que aumente la velocidad del rotor. Cada una de las palas recibe la información necesaria para su regulación de manera independiente, de forma que se puede actuar sobre cada pala y parar la turbina en caso de fallo. Tener las tres palas provistas con sistemas de regulación independientes de pitch permite una redundancia en el frenado aerodinámico de las mismas.

El buje conecta las tres palas del rotor al eje principal de la turbina. También alberga el sistema de regulación del pitch y de él parte directamente el eje principal. Para hacer el mantenimiento necesario, se accede al buje a través de una escotilla.

La multiplicadora transmite la energía del eje principal al generador. Comprende tres etapas combinadas entre sí: dos etapas planetarias y una paralela al eje. Los engranajes de la multiplicadora han sido diseñados para alcanzar la máxima eficiencia con niveles bajos de ruido y vibraciones. El eje de alta velocidad está unido al generador mediante un acoplamiento flexible con limitador de torsión que previene de cargas excesivas en la cadena de transmisión. Tiene un sistema de lubricación principal con un sistema de filtros asociado al del eje de alta velocidad. Existe un segundo sistema de filtros eléctrico que permite una limpieza de hasta 3 µm, que junto a un tercer sistema de refrigeración extra consigue reducir el número de faltas potenciales. Varios componentes y parámetros de operación de la multiplicadora son monitorizados por diferentes sensores, tanto en el sistema de control como en el sistema de frenado.

El sistema de frenado (regulación del *pitch*) es el principal freno de la turbina G126, es aerodinámico a través de la orientación de las palas. Simplemente retirando las palas del viento, llevándolas a la posición de bandera longitudinalmente al viento, es suficiente para frenar el rotor de forma segura llevándolo a modo ralentí. El hecho de que el sistema de regulación del *pitch* sea independiente para cada pala, aporta más seguridad en el caso de que se produzca el fallo de una de ellas.

---

de Clase III se corresponde con un viento cuya velocidad de referencia sea de 37,5 m/s y la velocidad anual promedio sea de 7,50 m/s.

El freno mecánico consiste en un disco de freno hidráulico, el cual es montado en el eje de alta de la multiplicadora. El freno mecánico solo se usa como freno de parking o cuando se activa el botón de parada de emergencia.

El sistema hidráulico provee de aceite a presión a los tres mecanismos de actuación de los 3 *pitch* independientes, al freno mecánico del eje de alta velocidad y al sistema *yaw*<sup>29</sup> de frenado.

El generador es una máquina de doble alimentación asíncrona de seis polos. Es un generador altamente eficiente, enfriado mediante un intercambiador de aire. El sistema de control permite su operatividad a velocidad variable empleando el control de intensidad de frecuencia del rotor. Su funcionamiento es óptimo a cualquier velocidad, maximizando producción y minimizando pérdidas y ruidos, tiene un comportamiento síncrono con el parque, el control de la potencia activa y reactiva y una suave conexión y desconexión de la red de energía eléctrica. El generador está protegido contra cortocircuitos y sobrecargas. Los sensores instalados en el estator, los cojinetes y el anillo colector monitorean la temperatura constantemente.

La caja de cambios protege los componentes del tren de potencia de excesivas cargas. Esta turbina está dotada de un dispositivo especial de acoplamiento entre el generador y el eje de alta velocidad, de manera que se limita la fuerza del par.

La turbina eólica está montada en la parte superior de una torre tubular de 129 metros de altura hasta el buje. El acceso a la turbina se realiza a través de la puerta ubicada en la base de la torre. En el interior hay dispuestas plataformas, tiene sistema de iluminación y una escalera dotada con sistema de seguridad adecuado para dar acceso a la góndola. Puede dotarse de sistema de ayuda a la subida o de ascensor.

La góndola aloja la mayoría de los sistemas eléctricos y mecánicos del aerogenerador. El acceso a la misma desde la torre es por la parte inferior, está ventilada y eléctricamente iluminada. Una escotilla permite el acceso a las palas y el buje.

En la parte superior de la carcasa de la góndola se instala un pararrayos y un anemómetro, que son accesibles desde la góndola a través de una escotilla. Las señales de la veleta son utilizadas como input del sistema de orientación de las palas.

---

<sup>29</sup> Mecanismo que corrige ligeras desviaciones respecto a la orientación deseada.

Los aerogeneradores Gamesa utilizan el sistema “protección total contra rayos” —según la normativa IEC<sup>30</sup> 62305— que conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la *nacelle*<sup>31</sup> y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. De esta forma, se protege la pala y se evita el paso del rayo a través de los rodamientos de pala y eje principal impidiendo que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

La turbina eólica puede ser controlada localmente. Las señales de control serán enviadas vía fibra óptica (también pueden ser enviadas vía remoto) a un sistema SCADA<sup>32</sup>, con capacidad de corte local en el controlador de la turbina.

Un conjunto de interruptores instalados en la parte superior de la góndola evita que se realicen operaciones en ciertos sistemas de la turbina mientras haya personal en la góndola. Para anular la acción de alguno de los sistemas de la turbina, en la base de la torre y en la nacelle hay botones de parada de emergencia que pueden ser activados para parar la máquina en caso de necesidad.

La curva de potencia del aerogenerador, para una densidad del aire de 1,225 kg/m<sup>3</sup>, muestra que la potencia de 2,5 MW se alcanzará cuando la velocidad del viento a la altura del buje sea de 10 m/s y descenderá a partir de 20 m/s.

El aerogenerador estará dotado de sistemas de detección y extinción de incendios, protegiendo el recinto del aerogenerador contra los incendios de tipo eléctrico o químico, sobrecalentamiento, cortocircuitos, etc. Tanto la torre como la góndola estarán equipadas con detectores de humo ópticos, de forma que si se detecta humo se envía una advertencia a través del sistema de control remoto. Los detectores de humo son auto-controlados, y si se dañaran se enviaría una advertencia a través del sistema de control remoto. La góndola tendrá un extintor de fuego de 5 kg de CO<sub>2</sub>. Para apagar pequeños incendios en la parte superior del generador hay una manta de fuego. La ubicación del extintor y las instrucciones de uso tienen que ser confirmados antes de la puesta en marcha del aerogenerador.

## **2.2. Centros de transformación interiores y su conexión a los aerogeneradores**

Se instalará un centro de transformación para cada aerogenerador que se ubicará en el interior de la propia torre de la turbina. Se realizará la conexión del

---

<sup>30</sup> Normas IEC (International Electrotechnical Commission) o CEI (Comisión Electrotécnica Internacional). Se trata de una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas.

<sup>31</sup> Góndola o *nacelle*: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos (multiplicadora, generador, armarios de control, etc.) del aerogenerador.

<sup>32</sup> Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

aerogenerador al centro de transformación mediante cables de potencia que parten del interruptor-seccionador principal en el cuadro de potencia.

Cada centro de transformación, con un nivel de aislamiento 36 kV, contendrá en su interior:

- Celdas de protección de transformador (interruptor automático), una, dos o tres celdas de conexión entre aerogeneradores (remonte) y celda de salida de la línea de evacuación (interruptor seccionador).
- Transformador.
- Material de seguridad, control, elementos auxiliares...

La disposición de los elementos se podrá establecer en dos niveles de altura. En la parte baja, a la que se accede por la propia puerta del aerogenerador, se ubicarán las celdas de media tensión, así como los armarios de baja tensión de protección del generador, control, elementos auxiliares, etc. El transformador podrá instalarse igualmente en la parte baja de la torre o en una plataforma intermedia. La conexión del cable de media tensión a la celda de media tensión se realizará en la parte inferior de la torre.

El transformador es de tipo seco encapsulado en resina, trifásico y diseñado especialmente para los usos de la turbina de viento. Al ser del tipo seco, el riesgo de incendio es mínimo. Además, el transformador incluye todas las protecciones necesarias para evitar daños como detectores de arco y fusibles de protección. Recibe la energía del aerogenerador a tensión y frecuencia constante, eleva la tensión y la entrega a la celda.

La relación de los transformadores instalados en el interior de los aerogeneradores será de 0,69/30 ± 5% kV para una tensión de aislamiento de 36 kV, y su potencia nominal será de 2.750 kVA.

### 2.3. Líneas interiores de interconexión a 30 kV

Se prevé la instalación de seis líneas subterráneas de interconexión de tensión nominal 30 kV. Cada una de ellas recogerá la energía generada en varios aerogeneradores, transportándola hasta la Subestación del Parque.

Las características eléctricas de las líneas son las siguientes:

Tensión nominal	30 kV
Tensión más elevada para el material	36 kV
Categoría	3ª
Nº de Circuitos	1, 2 ó 3 según el área del parque
disposición terna	triángulo
disposición circuitos	capa
Instalación	directamente enterrado (mayoritariamente) u hormigonados bajo tubo

Altitud	Entre 500 y 1.000 metros
Contaminación ambiental	Baja
Nivel de niebla	Medio
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	170 kV
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial	70 kV
Categoría de la Red	B
Fibra óptica	Sí

La longitud total estimada de las líneas de interconexión entre aerogeneradores y entre estos y la subestación es de 32.982 metros.

Las líneas serán simple circuito (una terna por circuito). La sección de los conductores a instalar en cada tramo depende de la potencia a transportar, aumentando ésta según se va incorporando la energía de los aerogeneradores a la línea de interconexión.

Los cables a utilizar serán cables unipolares de aislamiento seco tipo RHZ1 18/30 kV de 95 mm<sup>2</sup>, 150 mm<sup>2</sup>, 240 mm<sup>2</sup> y 400 mm<sup>2</sup> de sección de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado, pantalla de cobre H16 ó H25 (a definir en el proyecto de ejecución), protección longitudinal al agua mediante cinta hinchante y cubierta de poliolefina. En cualquier caso, los cables seleccionados cumplirán las prescripciones reglamentarias en cuanto a densidad de corriente, cortocircuito y caída de tensión garantizando asimismo las pérdidas mínimas de transporte. Irán dispuestos en zanja, directamente enterrados u hormigonados bajo tubo, cuando deban discurrir bajo las plataformas de los aerogeneradores o cruzar los viales del parque, circunstancia que ha tratado de evitarse lo más posible.

Mayoritariamente, los circuitos discurrirán en configuración de simple circuito. Cuando compartan zanja la separación mínima prevista entre las ternas es de 400 mm para minimizar las pérdidas de corriente en los cables de transporte.

Los trazados de las líneas de interconexión entre los centros de transformación de los aerogeneradores se han previsto de forma que discurran, mayoritariamente, anexas y paralelas a los viales interiores del parque o a los caminos existentes.

Por otra parte, se instalará un cable de fibra óptica para la comunicación entre todos los aerogeneradores y el centro de control de la subestación.

## **2.4. Red de puesta a tierra**

La instalación de puesta a tierra del aerogenerador estará compuesta al menos por:

- Un anillo de equipotencialidad interior, constituido por un bucle cerrado de conductor de cobre desnudo de 70 mm<sup>2</sup> colocado a lo largo de todo el perímetro del hueco de excavación destinado a la cimentación de la virola del

propio aerogenerador. La torre se unirá a dicho anillo mediante cuatro conductores de cobre de 70 mm<sup>2</sup> conectados a las cuatro pletinas soldadas al tubo del primer tramo (nunca a la virola de cimentación.) La virola se unirá a este anillo mediante otros cuatro conductores de cobre de 70 mm<sup>2</sup>, conectados a las pletinas previstas para ello en la propia virola.

- Un anillo de equipotencialidad exterior, que deberá ser un conductor de cobre de 70 mm<sup>2</sup> enterrado a 0,5 metros de profundidad respecto a la superficie del terreno y distando un metro del contorno exterior de la torre, incluida la escalera de acceso. Se unirá a los conductores radiales mediante soldadura aluminotérmica. De este anillo partirán tres conductores hacia el anillo perimetral.
- Electrodo perimetral que deberá ser un anillo a base de conductor de cobre de 70 mm<sup>2</sup> distando un metro del contorno de la cimentación de la torre y a una profundidad mínima de un metro. En función de las mediciones de paso y contacto se instalarán las picas necesarias, que serán de cobre, con un diámetro mínimo de  $\geq \text{Ø}15$  mm en el caso de que sean macizas y de  $\geq \text{Ø}20$  mm con un espesor  $\geq 2$  mm si son tubulares y su extremo estará enterrado al menos a un metro de profundidad sobre la superficie del terreno.
- Electrodo adicionales para el caso de que la configuración estándar no garantice los valores de seguridad requeridos.
- Ánodos de sacrificio para evitar la corrosión de los electrodos principales y el armado de la cimentación.

Para minimizar el riesgo para las personas, el sistema de puesta a tierra y sus distintas partes deberá de conectarse inmediatamente después de ser montada cada una de las partes que componen el aerogenerador, con el fin de garantizar la Jaula de Faraday.

El sistema general de tierras, además de la del aerogenerador, pensado con descargas atmosféricas y defectos de aislamiento del sistema se completará con:

- Red de tierra del sistema colector: Red que unirá los aerogeneradores entre sí con la subestación transformadora a 30/132 kV. Estará formada por un cable de 70 mm<sup>2</sup> de sección de cobre enterrada en la parte inferior de cada zanja de cables. Servirá de refuerzo de la pantalla de 16 mm<sup>2</sup> Cu (ó 25 mm<sup>2</sup> a definir en el proyecto constructivo), que incorporan los cables unipolares de 30 kV, aumentando por tanto su capacidad de transporte al evacuar las corrientes inducidas en ellos.
- Red de tierra de la Subestación transformadora a 30/132 kV: Malla de tierras interiores formada por cable de cobre de 105 mm<sup>2</sup>, formando retículas extendidas bajo todas las zonas ocupadas por las instalaciones actuales y futuras. De esta forma se consigue reducir las tensiones de paso y contacto a niveles admisibles.

Todos los cruces, derivaciones y empalmes se realizarán mediante soldadura Cadweld.

## 2.5. Torre de medición autosoportada

Se ha proyectado la instalación de una nueva torre anemométrica autosoportada de una altura máxima 129 metros, con el fin de seguir evaluando el comportamiento del viento de la zona y disponer de un registro histórico de los datos de viento del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II. Se ubicará en la finca correspondiente a la parcela 37 del polígono 10 del término municipal de Enguñadanos (terreno que pertenece al Ayuntamiento con el cual hay un contrato suscrito).

La descripción detallada de esta instalación se recogerá en el proyecto de ejecución del parque. En todo caso, la torre prevista es una torre tubular de 85 metros de altura, por ser la disponible en el mercado, en concreto la del fabricante Comtel Hispanica SA, que es una torre tubular autosoportada, de sección poligonal y forma tronco piramidal, de 20 lados, compuesta de nueve o más tramos ensamblados por presión entre sí (encastramiento). Los tramos que componen la columna, están soldados longitudinalmente y no tienen soldaduras en dirección transversal al fuste. El material base para la construcción del mástil, será de acero calidad mínima S275- JR, siendo acero S355 J2 G3, el correspondiente a la chapa de los fustes y a la placa base, conforme a UNE EN 10025:1.994<sup>33</sup>. La tornillería será de calidad 8.8 y los cordones de soldadura serán 0,7 del espesor mínimo a soldar. Las dimensiones del mástil, tales como diámetro en la base, espesor de cada tramo, etc, son calculadas por el fabricante considerando las sollicitaciones mecánicas debidas, al viento, las cargas que vaya a llevar la torre y el tipo de acero a utilizar.

El acabado final será galvanizado por inmersión en caliente, según Norma UNE-EN ISO-1461:1.999<sup>34</sup>, no pudiendo realizarse trabajos posteriores, que deterioren la capa de recubrimiento.

La estructura incorpora una escalera de acceso en espina de pez hasta la parte superior, con un Sistema de Seguridad de Carril Tipo Carabelli, además de un antiescalo. Su cimentación será con placa base y pernos.

## 2.6. Comunicaciones del parque eólico

Cada uno de los aerogeneradores tendrá un armario de control del cual saldrá un cable de fibra óptica que irá en la misma zanja que el cable de media tensión. Se instalará un cable de fibra óptica entubada para comunicación entre los aerogeneradores y en su caso entre éstos y el centro de control de la subestación eléctrica del parque. Las características del cable serán las siguientes:

---

<sup>33</sup> Norma UNE-EN 10025:1994 'Productos laminados en caliente, de acero no aleado, para construcciones metálicas de uso general. Condiciones técnicas de suministro'.

<sup>34</sup> Norma UNE-EN ISO 1461:1999 'Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo'.

- N° mínimo de fibras: 12 (dedicadas para la comunicación de los aerogeneradores con el SCADA).
- Tipo de fibra: Monomodo 9/125 OS2.
- Baja emisión de humos acorde con IEC61034 y EN50268.
- Libre de halógenos (LSZH).
- No corrosivo acorde con IEC60754-2 y EN50267.
- Retardante a la llama acorde con IEC60332-3-24 y EN50266-2-4.
- Cubierta interior adicional retardante a la llama y sin halógenos.
- Bloccante al agua acorde con IEC60794-1-2-F5.
- Cable sin elementos metálicos, no presentando problemas de lazos de tierra.
- Protección antirroedores mejorada mediante hilaturas de fibra de vidrio.
- Resistente frente a microbios y rayos ultra violetas.
- Posibilidad de instalación en conductos o enterrado directamente.
- Cumplimiento con normativa RoHS<sup>35</sup>.
- Rango de Temperatura:
  - ⇒ Tendido e Instalación: -5 °C a 50 °C
  - ⇒ Funcionamiento: -20 °C a 60 °C
  - ⇒ Transporte y Almacenamiento: -25 °C a 70 °C.
- Recubrimiento: Ajustado.
- Refuerzo: Refuerzo de aramida.
- Propiedades geométricas y ópticas: Conforme a la IEC 60793-2

Físicamente, en los tramos subterráneos la fibra discurrirá entubada, compartiendo la zanja prevista para los cables de potencia, sobre estos a una profundidad mínima de 50 cm.

## 2.7. Obra civil

La obra civil del parque eólico se concentra principalmente en las plataformas, en las cimentaciones de los aerogeneradores, en los viales interiores del parque y, en menor medida, en las líneas de interconexión, accesos y subestación transformadora.

---

<sup>35</sup> RoHS (*Restriction of Hazardous Substances*) hace referencia la directiva 2002/95/CE de Restricción de ciertas Sustancias Peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos, adoptada en febrero de 2003 por la Unión Europea. La directiva RoHS restringe el uso de seis materiales peligrosos en la fabricación de equipos eléctricos y electrónicos. A menudo se la conoce como la directiva "*libre de plomo*", pero esta directiva restringe el uso de las siguientes seis sustancias: Plomo (Pb); Mercurio (Hg); Cadmio (Cd); Cromo hexavalente (Cr VI); Bifenilos polibromados (PBB); Éteres difenil polibromados (PBDE). Ha sido derogada por la Directiva 2011/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de junio de 2011, sobre restricciones a la utilización de determinadas sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos, que abarca la anterior, pero se extiende a otros productos además de los eléctricos y electrónicos.

El movimiento de tierras se ha reducido al máximo con el objeto de afectar a la menor superficie posible y minimizar con ello el impacto sobre la vegetación y los riesgos erosivos.

El área sobre la que se asienta el parque eólico es una extensa planicie mayoritariamente de bosque natural con repoblaciones de pino y caminos existentes que lo recorren de norte a sur de la carretera CUV-5014 a la Colada del Camino de Campillo. Esta orografía facilita que el movimiento de tierras necesario no sea muy grande, puesto que no hay grandes desniveles que solventar. Además, se ha priorizado el uso de la red de caminos y pistas existentes para minimizar dicho movimiento de tierras. Se ha estimado que habrá una excavación total de 126.678,87 m<sup>3</sup>, de los cuales 93.795,61 m<sup>3</sup> serán de tierra vegetal y 32.883,26 m<sup>3</sup> de tierra no vegetal. Parte de la tierra excavada, una vez seleccionada, y parte de la tierra vegetal reservada se aprovechará en el relleno de las zanjas eléctricas y de la cimentación de los aerogeneradores. Este volumen de tierra total se estima en 54.171,16 m<sup>3</sup>.

#### 2.7.1. Viales interiores

Los viales interiores del parque se han previsto de manera que se cumplan todos los condicionantes técnicos necesarios para el paso de los transportes especiales, en cuanto a pendientes, radios de curvatura y acabados superficiales. Su diseño se ha realizado apoyándose mayoritariamente en la red de caminos existentes en la zona, que será necesario ampliar hasta un ancho de 6,5 metros —5 de ellos destinados a vial de rodadura de los cuales 4 son realmente capaces de soportar el peso necesario, y una cuneta a cada lado de 0,75 metros para la evacuación de pluviales—.

Dada la extensión del parque eólico se ha previsto un acceso para cada alineación. Se pretende utilizar accesos ya existentes (excepto para la alineación 1) en el margen derecho de la carretera en la carretera provincial CUV-5014, tramo de Campillo del Altobuey a Enguñados, sentido Enguñados, a la altura aproximada de los puntos kilométricos 9+470, 10+620, 11+250 y 12+100. Las actuaciones necesarias para cada acceso se tramitarán mediante proyecto firmado por técnico competente ante el organismo correspondiente. Actualmente estos accesos dan servicio a la red de caminos existentes dentro del Monte de Utilidad Pública y fincas anexas. A partir de estos puntos de acceso se ha diseñado la red de viales interiores que se desarrollarán apoyándose también en los caminos existentes de la zona.

La adecuación de los caminos existentes consistirá principalmente en el aumento del ancho de rodadura hasta los 5 metros (4 útiles), la construcción de dos cunetas de 0,75 m de ancho a ambos lados de vial y la adecuación del firme del camino para el peso que deberá soportar el vial. En algunos puntos concretos será necesario adaptar radios de curvas existentes de manera que tengan al menos un radio de 60 metros, radio mínimo que permitiría el giro de los vehículos especiales según el fabricante. Además se prevé la construcción de varios

ramales en “Y” con el objeto de permitir la maniobra giro y cambio de sentido de los vehículos especiales.

En total los viales interiores del parque tendrán una longitud de 21.083 metros, de los cuales 4.683 metros serán de nueva construcción y 16.400 metros de acondicionamiento de camino existente.

Los caminos de acceso y viales interiores se construirán en primer lugar, facilitando así las posteriores fases de ejecución del parque. Para su realización se nivelará y compactará el terreno, extendiendo una capa de zahorra como camino de rodadura. La tierra vegetal procedente de la ejecución del vial se almacenará para su posterior utilización en la regeneración de la cubierta vegetal del emplazamiento, y en el caso de que existan sobrantes de excavación se utilizará en la medida de lo posible para la realización de las plataformas de ejecución de los aerogeneradores.

#### 2.7.2. Plataforma del aerogenerador

Las plataformas de montaje son zonas constructivas, auxiliares para los procesos de descarga y ensamblaje, y para el posicionamiento de la grúa que elevará las distintas piezas que componen el aerogenerador.

Las plataformas previstas son aquellas definidas por el fabricante GAMESA para el aerogenerador G126 de 129 metros de altura a buje. En ellas se distinguirán por un lado las zonas grúas y por otro las zonas definidas como zonas de acopio, en las que se ubicarán los distintos elementos del aerogenerador para poder ser izados por las grúas desde la plataforma, según el procedimiento *just in time*<sup>36</sup>.

Las plataformas previstas tanto para plataformas fin de camino como para plataformas intermedias, estarán formadas por las siguientes superficies:

- 20 m x 35 m
- 15 m x 63 m (acopio de palas)
- 5 m x 63 (continuación de vial)
- Zona para el superlift de la grúa

Estas dimensiones incluyen el área necesaria para el montaje de los diferentes componentes de la turbina y como campa durante su instalación final, teniendo en cuenta que se prevé el mencionado procedimiento de montaje *just in time*.

La pendiente máxima admisible para las plataformas es del 3% o del 1% tanto en largo como en ancho, dependiendo de si se trata de la zona de trabajo o de la zona de acopio de componentes. Asimismo, deberá tener una resistencia a compresión mínima de 2,5 kg/cm<sup>2</sup> en toda la zona de trabajo de grúas, y de 2,0 kg/cm<sup>2</sup> en la zona de acopio de componentes y la zona de montaje de la pluma.

---

<sup>36</sup> Los materiales llegan justo a tiempo para su montaje.

Los pasos de la ejecución serán el desbroce, la excavación del terreno hasta conseguir una superficie plana y de consistencia adecuada, relleno con materiales sobrantes de las distintas excavaciones (cimentaciones, viales, etc.) y compactación de los mismos, todo ello para facilitar el izado de los aerogeneradores.

### 2.7.3. Cimentación aerogenerador

La cimentación del aerogenerador asegura la estabilidad del mismo para todas las condiciones de diseño. Antes de ejecutar la cimentación se procederá a la excavación de la misma hasta llegar a la profundidad donde el terreno presente la consistencia prevista adecuada para soportar el esfuerzo transmitido por los aerogeneradores. Se deben disponer tubos de PVC para el paso de conductores y cables de tierra y drenaje de la torre. Estas conducciones atraviesan el cilindro de conexión a través de perforaciones ya previstas en éste. Para evitar filtraciones de agua, se dispondrá un sellado entre el hormigón y la chapa del tramo de torre enterrado.

La cimentación consistirá en una zapata de hormigón armado con planta circular de diámetro de 19,50 metros para el modelo G126 y canto variable. La profundidad del pozo de excavación será de 3 metros, añadiendo 10 cm de profundidad para la capa de hormigón de limpieza a ejecutar previamente a la zapata, con objeto de nivelar la superficie de apoyo de la cimentación.

Sobre la zapata se construirá un pedestal de 5,5 metros de diámetro, también de hormigón armado. En el interior de los pedestales se alojarán los carretes de anclaje de los fustes de los aerogeneradores, provistos de los correspondientes taladros para el alojamiento de los pernos de anclaje. Tanto la zapata como el pedestal se realizarán en hormigón armado.

### 2.7.4. Zanjas de interconexión

La premisa para el diseño de la zanja de interconexión ha sido la de compartir trazado con los viales interiores del parque (discurriendo en paralelo) o discurrir bajo el firme de aquellos caminos existentes que no se han incorporado a la red de viales interiores del parque.

Los cables discurrirán mayoritariamente directamente enterrados, excepto en los cruzamientos con viales interiores o plataformas del parque eólico (casos que se ha tratado de evitar).

Para los casos en los que los cables discurran hormigonados bajo tubo se prevé una sección de zanja con un tubo más de lo necesario como tubo de reserva.

Las longitudes estimadas de las zanjas necesarias para las líneas de interconexión son las siguientes:

Zanja 1 Terna	12.008 metros
---------------	---------------

Zanja 2 Ternas	9.385 metros
Zanja 4 Ternas	dividida en 2 zanjas de 2 ternas a ambos lados del camino
Zanja hormigonada	162 (2 tubos) + 132 (4 tubos)

Todas las zanjas finalizarán en la subestación del parque y tendrán un ancho variable en función del número de circuitos que alberguen y dependiendo de que los cables se dispongan directamente enterrados u hormigonados bajo tubo.

Dada la ubicación de la subestación y del parque eólico, las líneas subterráneas de interconexión tendrán que cruzar la Colada del Camino de Campillo.

En cuanto a las profundidades de las zanjas, serán de 1.200 mm tanto para las zanjas directamente enterradas, que dispondrán de una protección mecánica para los cables, como para las hormigonadas bajo tubo. En la zanja directamente enterrada, la terna de cables de potencia y el cable de tierra se tenderán sobre un lecho de arena lavada de 10 cm de espesor. Estos cables se cubrirán mediante otra capa de arena de 30 cm de espesor en la que se colocará la protección mecánica. Posteriormente se pone una capa de material seleccionado de 30 cm sobre la cual se disponen el cable de fibra óptica entubado. Finalmente, estos cables se cubrirán mediante otra capa de zahorra compactada de 30 cm sobre la que se coloca una banda de señalización, completándose el relleno de la zanja con material procedente de la excavación (20 cm de tierra superficial), como reposición de terreno.

Se colocarán hitos de señalización aproximadamente cada 100 metros, paralelamente a la zanja y en todos los cambios de dirección, serán preferiblemente de hormigón prefabricado, de longitud mínima 60 cm, instalados de manera que la mitad de su longitud quede enterrada y sobresalgan un mínimo de 30 cm. Los hitos llevarán grabada una leyenda con la indicación de "*peligro: cables eléctricos*", mediante pintura indeleble.

Ya se ha indicado que, puntualmente, en los cruzamientos de viales, caminos y plataformas, los cables discurrirán hormigonados bajo tubo a una profundidad de 1,2 metros, embebidos en un dado de hormigón. Sobre ellos y también entubada discurrirá la fibra óptica. Se prevé además un tubo de reserva.

Para el cambio de directamente enterrado a hormigonado bajo tubo se ha previsto la necesidad de instalar 71 arquetas en total.

Además, para facilitar el tendido y mantenimiento de la fibra óptica se prevé la instalación de una arqueta de fibra óptica cada 100 metros aproximadamente.

### **3. Subestación Campillo de Altobuey Fase II a 30/132 kV**

Como parte de la infraestructura eléctrica necesaria para permitir la evacuación de la energía generada por el P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II a través de la

subestación Minglanilla, propiedad de REE, se encuentra la construcción de una nueva subestación transformadora a 30/132 kV, a la salida del parque eólico.

La Subestación 'CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE II' estará ubicada en la provincia de Cuenca, más concretamente en el suroeste del término municipal de Enguñados, muy cerca del límite con el término municipal de Puebla del Salvador en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha. Se localizará en la finca polígono 22 parcela 12 y retranqueada con respecto a los caminos que le darán acceso más de 15 metros al eje de los mismos. Se trata de un paraje dedicado en la actualidad a cultivo de cereales.

### 3.1. Características generales

La nueva Subestación presentará una topología de Subestación de Generación, compuesta por un parque de intemperie con una posición de transformación/salida de línea.

La tecnología elegida para la nueva Subestación será de intemperie con aislamiento en aire (AIS), implementada con equipos de exterior donde el corte está realizado bajo atmosfera de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), con envoltura metálica. Todos los demás elementos (incluido seccionamiento) poseerán aislamiento al aire entre fases.

La subestación de transformación tendrá las siguientes instalaciones:

- a) Sistema de 132 kV: Parque de intemperie constituido por una configuración eléctrica tipo AIS en simple barra, con un conjunto de apartamiento convencional con aislamiento en aire, compuesta por una posición de línea /transformador de 132 kV. Además, el parque de intemperie poseerá un sistema de pórtico de salida de la línea 132 kV.

La posición de línea/transformador estará compuesta por el siguiente aparellaje:

- Un conjunto de tres transformadores de tensión inductivos.
- Un seccionador trifásico con cuchillas de puesta a tierra lado línea.
- Un conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF<sub>6</sub>.
- Un conjunto de tres pararrayos-autoválvulas
- Dos conjuntos de tres transformadores de intensidad tipo "BUSHING" (6 en total).
- Un transformador de potencia.

El aparellaje del campo línea/transformador estará unido por un sistema de barras bajas, que estará soportado por el propio aparellaje que lo une a través de terminales adecuados para ello, de características adecuadas a las tensiones y los esfuerzos electrodinámicos.

b) Transformador de potencia: Se ha previsto la instalación de un transformador de potencia de una relación de 132/30 kV, conexión YNd11, y una potencia de 80 MVA ONAN<sup>37</sup> – 85 MVA ONAF<sup>38</sup>.

c) Sistema de 30 kV: El sistema de 30 kV posee aparellaje de interior y exterior.

c.1) El aparellaje de interior estará instalado en una sala independiente (sala de celdas) dentro del edificio de control, y constituido por una configuración eléctrica de interior, formado por un conjunto (tablero) de celdas blindadas, con aislamiento y corte en SF<sub>6</sub>. Tendrá una segregación metálica entre el recinto de barras y el interruptor automático.

El campo de 30 kV de interior tendrá una configuración de simple barra. Se compondrá de un conjunto de celdas ensambladas, normalizadas, de ejecución metálica con envolvente para instalación interior, constituido por diez unidades agrupadas y destinadas a los siguientes servicios:

- Una celda de transformador (alimentación a embarrado de transformador).
- Seis celdas de línea (llegada de parque).
- Una celda de alimentación a transformador de servicios auxiliares.
- Una celda de medida de tensión de barras 30 kV.
- Una celda de reserva de transformador/línea.
- Una celda de reserva para batería de condensadores.

Se reservará espacio para dos celdas más.

Cada celda va equipada de acuerdo a su función y por tanto poseerá el aparellaje necesario y los elementos de medida y protección correspondientes.

Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un interruptor automático extraíble, excepto los circuitos que alimentan los servicios auxiliares y de medida, que se conectan a través de fusibles calibrados de alto poder de ruptura.

Las celdas de llegada de líneas de generación y la de conexión a transformador de potencia van dotadas de seccionador de puesta a tierra y transformador de intensidad por fase.

En el sistema de celdas se incluye una de reserva con posibilidad de conectar a líneas de generadores o a transformadores de potencia, es decir, dotada de seccionador de puesta a tierra y transformador de intensidad por fase.

---

<sup>37</sup> ONAN (*Oil Natural Air Natural*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural.

<sup>38</sup> ONAF (*Oil Natural Air Forced*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire mediante ventilación forzada.

También hay una reservada para la eventual instalación de una batería de condensadores.

Tanto las entradas como las salidas a 30 kV se realizarán en subterráneo por cable, con bornas de más de 630 A y adecuadas a conexiones de líneas dúplex y tríplex. Se utilizarán conectores rectos tipo Pfisterer tamaño 2 ó 3.

El módulo de 30 kV, dispondrá de un colector general de tierras formado por pletina de cobre electrolítico de 150 mm<sup>2</sup> de sección al que se conectan:

- ⇒ Pantallas metálicas de las terminaciones de cables subterráneos.
- ⇒ Todas las partes metálicas de las celdas no sometidas a tensión.
- ⇒ Puesta a tierra de los kits extraíbles y seccionables o segregables.
- ⇒ Cuchillas de puesta a tierra de los seccionadores.

c.2) Aparellaje de exterior: Parte de la instalación de 30 kV estará ubicada en intemperie, concretamente la que permite la salida de evacuación hacia el transformador de potencia, así como los transformadores de servicios auxiliares, la reactancia de puesta a tierra y las baterías de condensadores.

Los elementos que conforman el sistema de 30 kV en el exterior son los siguientes:

- Cables aislados de media tensión entre celda y transformador de potencia
- Embarrado de entrada a bornas 30 kV del transformador de potencia
- Pararrayos autoválvulas
- Aisladores de apoyo
- Transformadores Bushing de protección en transformador
- Transformadores Bushing de protección en reactancias
- Seccionador de reactancia
- Reactancia
- Baterías de condensadores
- Transformador de servicios auxiliares

Desde barras de 30 kV y a través de la correspondiente celda de transformador, llega a bornas de este un circuito tríplex (tres ternas de cable subterráneo por fase). Desde el suelo y a través de bandeja con tapa y suficientemente ventilada y cerrada y los herrajes correspondientes, llegan estos a un sistema de barras simples de 30 kV de intemperie, y de estas a bornas de transformador.

El embarrado estará compuesto por un conjunto de tres tubos de cobre dimensionados para una intensidad de cortocircuito mínima de 31,5 kA y 2.000 A en régimen permanente. El sistema de barras estará soportado por conjuntos de aisladores de apoyo de porcelana marrón con líneas de fuga adecuadas a la tensión y resistencias flectoras adecuadas para soportar los

esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito. La separación entre ejes de barras será de 70 cm (65 cm entre fases).

Asimismo, se instalará en el transformador un juego de tres autoválvulas unipolares (3 en total), de tensión nominal 36 kV, situadas lo más cerca posible de las bornas de cada transformador. Este contará con dos conjuntos de tres transformadores de intensidad (6 en total) tipo “bushing” instalados en bornas de los transformadores de potencia.

En resumen, el sistema de 30 kV estará constituido en el parque de intemperie por: juego de autoválvulas, aisladores de apoyo, transformadores de intensidad, así como barras y cajas terminales de exterior para el cable de conexión del transformador de potencia con la sala de celdas de Media Tensión. Además se dejará espacio en el campo de 30 kV previendo la necesidad de instalar tres baterías de condensadores abiertas sobre apoyo metálico.

El transformador de servicios auxiliares también forma parte del aparellaje exterior de 30 kV. Se dispondrá de un transformador de servicios auxiliares TSA-1 de 100 kVA de potencia y relación 30/0,420-0,242 kV, que alimentará a los servicios auxiliares de corriente alterna/corriente continua. Se instalará a la intemperie, próximo al edificio de control, en espacio reservado al efecto. Desde aquí se alimentará al cuadro general de baja tensión, de donde saldrán las líneas hacia el edificio de control, que alimentan los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna (c.a.) y el equipo rectificador-cargador de baterías. A la salida de este último se instalará el cuadro de servicios auxiliares de corriente continua (c.c.).

Además, se reservará espacio, próximo al edificio de control, en suelo reservado al efecto, para la eventual instalación de baterías de condensadores, tipo exterior, una por transformador de potencia.

- d) Sistemas complementarios: El equipamiento complementario propio de una subestación serán los sistemas de Protección, Mando, Medida, Control, Comunicaciones, Vigilancia y Seguridad, necesarios para el funcionamiento y explotación fiable de las instalaciones. Estas instalaciones, junto con los servicios auxiliares, son instalaciones de interior y para su vigilancia y maniobrabilidad se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control.

Asimismo, son sistemas complementarios y considerados como propios de la subestación:

- ⇒ Alumbrado exterior del parque de intemperie.
- ⇒ Alumbrado interior del edificio de control.
- ⇒ Tomas de fuerza de interior/externo.
- ⇒ Ventilación y aire acondicionado del edificio de control.
- ⇒ Puestas a tierra superiores e inferiores.

e) Obra civil: Para la implantación de la subestación será necesaria la obra civil que incluye las siguientes operaciones:

- Movimiento de tierras.
- Instalación del edificio de control.
- Bancadas de transformador.
- Depósito de aceite.
- Canalizaciones eléctricas.
- Cimentaciones de soportes de aparellaje.
- Red de drenaje.
- Viales internos.
- Accesos y cierre perimetral.
- Acabado superficial.

f) Estructura metálica: Constituida por el pórtico de salida y los soportes de apartamento, alumbrado, cerramientos y estructuras del parque de intemperie y comunicaciones.

El proyecto, además de la descripción de las condiciones generales del conjunto de la subestación vistas anteriormente, hace una definición pormenorizada las especificaciones técnicas de los diversos elementos (posición de línea/transformador en la subestación, seccionador tripolar de línea, transformadores de intensidad y de potencia, interruptor automático, autoválvulas, etc.) que componen cada posición de las instalaciones propias del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, tanto del sistema de 30 kV como del de 132 kV.

### 3.2. Parque de intemperie

En este espacio se instalará el aparellaje de 132 kV de la Subestación “Campillo de Altohuey Fase II” según las siguientes hipótesis previas de diseño:

- Facilitar el mantenimiento, para lo que se incide en los viales, en la ubicación de los elementos y en las distancias al cerramiento.
- Evitar en lo posible los trabajos en tensión  $D_m > 2,00$  m (zona prohibida) o proximidad  $D_M > 5,00$  m (zona de proximidad), para lo que se cuidarán anchura y separación de calles, altura de los embarrados superiores a los marcados por las ITC-RAT<sup>39</sup> correspondientes, distancias de aislamiento eléctrico y de seguridad, gálibos superiores a los reglamentarios en la salida de línea.

Para dar salida a la línea aérea de evacuación de 132 kV hay que construir un pórtico de salida donde se amarren los conductores (tres fases en disposición simplex y tierra-óptico tipo OPGW).

---

<sup>39</sup> Instrucciones Técnicas Complementarias según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión.

Este pórtico estará construido a base de estructura metálica realizada mediante perfiles normalizados de alma llena de acero galvanizado tipo AE-275-D, compuesto por dos columnas de sustentación en forma de V invertida de 11 metros de separación y altura. Sobre ellas se instalará la viga de amarre de los conductores de la línea y el conjunto soportará una tensión mecánica de 1.500 kg por fase (750 por hilo) y 500 kg por el cable tierra-óptico OPGW. La altura del amarre de las fases será de 9 metros desde la cota +0,00 m de la subestación, la del cable de tierra será de 11 metros.

Se ha previsto la instalación de la columna fin de línea fuera del recinto de la subestación, donde se llegue con el primer vano destensado.

Se diseñará por tanto una solución de un pórtico que dé servicio a una posición de 10 metros de anchura, con una separación entre fases de 2,5 metros y 2,5 metros a los apoyos de los pórticos, opción que se considera suficiente para la ubicación del aparellaje y las labores de mantenimiento.

Para la distancia entre fases se ha previsto una separación de 2,5 metros tanto para barras altas como bajas. Se considera un equilibrio entre la operatividad, diseño de las barras y herrajes y la distancia entre aparatos, para no tener esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito desproporcionados para las intensidades previstas.

Las barras bajas tendrán una altura de 4,50 metros sobre la cota 0,00 de la Subestación.

Para el desarrollo y ejecución de la instalación proyectada es necesario el montaje de una estructura metálica que sirva de apoyo y soporte al aparellaje y los embarrados. Todo el aparellaje de la instalación irá sobre soportes metálicos tipo T y П, y se realizarán en base a estructuras de acero con perfiles de alma llena. Toda la estructura metálica prevista será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez construida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión.

Las estructuras se complementan con herrajes y tornillería auxiliares para la fijación de cajas de centralización, sujeción de cables, tierras y otros elementos accesorios. Todos los taladros y uniones (soldaduras) se realizarán antes del proceso de galvanización. La tornillería será de acero inoxidable o galvanizada en caliente y centrifugada.

Las cimentaciones necesarias para el anclaje de las estructuras soportes del aparellaje se proyectarán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones (climáticos y electrodinámicos de cortocircuito simultáneamente).

Las instalaciones de puesta a tierra de la subestación constarán de un sistema de tierras superiores y otro de tierras inferiores que cuentan con un conjunto de instalaciones específico de cada una.

No se diseña un sistema de tierras superiores propiamente dicho, dada la poca probabilidad de un impacto directo sobre la instalación, pero se toman medidas que atenúan más esa posibilidad. Consistirán en la unión desde la cúpula de la línea aérea 132 kV de evacuación a las crestas del pórtico de ataque. El cable de guarda será de tipo OPGW, similar al de la línea mencionada, servirá también de apoyo a comunicaciones a través de la fibra óptica. Además en cada punta del pórtico se instalará un pararrayos atmosférico de puntas Franklin (puntas activas).

El sistema de tierras inferiores estará compuesto por un electrodo en forma de malla rectangular (de 60 x 60 metros) con conductor desnudo de 95 mm<sup>2</sup> de sección. Los conductores del electrodo se enterrarán entre tierra vegetal extraída y material seleccionado, para facilitar la disipación de corriente. Su separación de 4 metros permitirá el drenaje de la intensidad de defecto sin que las tensiones de paso y contacto superen las máximas que se establecen en la ITC-RAT 13<sup>40</sup>. Los cruces de la malla y la derivación desde el electrodo hacia las tomas de tierra de los elementos se realizarán con soldaduras aluminotérmicas (Cadweld) evitando así la corrosión de las piezas de unión.

En la red de tierra se prevén rabillos dobles para conexiones a estructuras, bastidores, herrajes, puertas y tuberías y demás elementos metálicos de la subestación, así como para los neutros del transformador de potencia y de medida, la unión de la red de tierras del edificio de control, y de la valla perimetral. También se prevén arquetas de seccionamiento con objeto de verificar la puesta a tierra.

En los puntos de descarga de autoválvulas, neutro del transformador, reactancia y de puesta a tierra de las cuchillas de los seccionadores se instalará una pica de puesta a tierra de dos metros de longitud (unida a la malla y a la borna de descarga del pararrayos), con objeto de canalizar en profundidad la onda de tensión.

La malla se extenderá bajo la totalidad de la superficie de la subestación para evitar tensiones transferidas y tensiones de contacto peligrosas en el interior y exterior del recinto. Constituirá una superficie equipotencial y poseerá una línea de tierra a un metro de la valla en el interior y otra sobresaliendo un metro en el exterior, alrededor del vallado perimetral de la subestación.

Para mantener los valores de las tensiones de contacto por debajo de los valores admisibles, se dará un acabado superficial a determinadas zonas de la subestación consistente en una capa de grava de 15 centímetros de espesor, especialmente alrededor del parque de 132 kV y del edificio de control.

En el área de la subestación donde no existe peligro en cuanto a tensiones de contacto, al no haber masas accesibles, se preparará una capa de grava de 15

---

<sup>40</sup> Instalaciones de puesta a tierra.

centímetros de espesor, para asegurar que cumplen los requisitos en cuanto a tensiones de paso admisibles, especialmente en las proximidades de la valla perimetral (a un metro de ella por el interior y por el exterior).

Una vez esté la instalación terminada se medirán las tensiones de paso y contacto, así como la resistencia máxima de la red de tierras, para verificar que estos resultados están de acuerdo a las normas mencionadas.

### **3.3. Servicios auxiliares**

La subestación, a través del transformador y cuadro de servicios auxiliares, suministra tensión 230/400 V a los siguientes elementos:

- Alumbrado interior.
- Alumbrado exterior.
- Tomas de corriente de interior (mínimo tres por recinto del edificio de control).
- Tomas de corriente en exterior (básicamente en los armarios de control).
- Resistencias de caldeo de celdas y cuadros, así como en los motores de recarga de resortes del aparellaje.
- Climatización del edificio de control.
- Rectificadores y cargadores de baterías.

El cuadro de corriente alterna a 230/400 V estará formado por bastidores en módulos, realizados con paneles de chapas de acero y perfiles del mismo material. En él se han previsto los aparatos que gobiernan los servicios auxiliares de corriente alterna. Estará compuesto como mínimo por los siguientes elementos:

- Un medidor de V/A.
- Un relé de supervisión de tensión.
- Un interruptor general trifásico, en caja moldeada, de 160 A, con protección diferencial.
- Interruptores magnetotérmicos para los diferentes servicios.
- Interruptores magnetotérmicos para reserva.
- Puerta con cerradura.
- Sinóptico dibujado sobre la puerta.

El sistema rectificador-cargador-batería —redundante, instalado en el edificio de control y alimentado por la corriente alterna desde el cuadro de servicios auxiliares— proporcionará una fuente de energía a 125/48 Vcc para mantener el control y comunicaciones de la instalación en ausencia de tensión alterna durante 5/6 horas. Estará formado por dos equipos rectificador/batería 125 Vcc que poseerán un sistema automático de vigilancia de sus procesos de carga/flotación. Funcionarán en paralelo ininterrumpidamente, uno en reserva de otro, y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación en un periodo de 5 horas desde que se produzca el fallo en los servicios de alterna.

La subestación dispondrá también de dos equipos rectificador/batería 48 Vcc, que funcionarán en paralelo uno en reserva de otro y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación en un periodo de 6 horas desde que se produzca el fallo en los servicios de alterna.

La corriente continua se usará para alimentar los siguientes elementos:

- Comunicaciones.
- Protecciones.
- Mando.
- Alarma y señalización.
- Muelles de los interruptores.

El cuadro de corriente continua 125/48 Vcc previsto, que será similar al de corriente alterna, estará compuesto como mínimo por los siguientes elementos:

- Dos medidores de V/A.
- Dos relés de supervisión de tensión.
- Interruptores magnetotérmicos para los diferentes servicios.
- Interruptores magnetotérmicos para reserva.

### **3.4. Mando, medida y protección**

Las protecciones de la línea de 132 kV contarán con protección de distancia, numérica y distribuida con reenganche y comprobación de sincronismo, osciloperturbografía y comparación diferencial. Se incorporará teledisparo y protección de fallo.

Las protecciones de los transformadores de potencia serán las habituales, haciendo hincapié en que se establecerá una doble protección diferencial.

Para la protección de barras, se instalará una protección de barras numérica y distribuida, con sus módulos enlazados por fibra óptica, que incorporará también la protección de fallo de interruptor.

La combinación de varias UCP (unidades de control de posición), una UCS (unidad de control de subestación), con consola de operación local y relés independientes, constituyen en conjunto un sistema integrado de mando, protección, control y medida.

El sistema está diseñado de forma que desde cada UCP se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición que representa. Desde la UCS se podrá actuar sobre cualquiera de ellas, así como de tener información general del sistema, referente al estado del mismo, así como de alarmas y medidas.

La UCS estará compuesta por:

- Unidad de control propiamente dicha.

- Teclado y pantalla.
- Reloj GPS de sincronización.
- Unidad de control para la toma de señales de servicios auxiliares.
- Módem de comunicaciones.

Todo el conjunto estará dentro de un armario fabricado en perfiles y chapa de acero, laterales cerrados, acceso anterior por chasis pivotante y puerta delantera de policarbonato ignífugo.

La configuración del sistema de control deberá quedar preparada para su integración de forma que se controlen los parámetros de la Subestación mediante protocolo IEC 101<sup>41</sup>. Los elementos que integran el sistema de control son los siguientes:

- Servicios Auxiliares.
- Medida (Medida comprobante y por protocolo de comunicación).
- Protecciones (por protocolo de comunicación).
- Grupo cargador/rectificador.

La medida fiscal y redundante se instalará en la subestación de llegada en Minglanilla.

La captación de señales de tensión e intensidad y la señalización y alarmas asociadas se realizará por medio de las UCP. El conjunto de las UCP se instalará sobre un rack y todo ello estará dentro de un armario de control y protecciones fabricado en chapa de acero.

Las unidades de control de posición (UCP), una por cada posición de la subestación, serán las siguientes:

- Una Posición de línea de evacuación.
- Una Posición de transformador de potencia.
- Una Posición de Servicios auxiliares.

Las unidades de control de posición 132 kV se instalarán en los cuadros de control correspondientes, instaladas en recinto específico del edificio de control (sala de control).

Las UCP de 30 kV (10 en total), se instalarán en los cubículos correspondientes de baja tensión de las celdas correspondientes a esa tensión y a la posición a controlar, todas ellas instaladas en recinto específico del edificio de control (sala de celdas).

Las comunicaciones entre las diversas UCP y la UCS se realizarán a través de fibra óptica multimodo.

---

<sup>41</sup> Norma internacional para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas.

El Anteproyecto define los elementos que compondrán los sistemas de control y protección de las dos tensiones que se establecerán definitivamente en el Proyecto Constructivo.

Las funciones de mando, medida y señalización, a nivel local, se diseñan en dos escalones de mando y visualización de alarmas y señalizaciones:

- ⇒ Local desde las UCP, para medida, mando, alarmas de posición y señalización.
- ⇒ Local desde las UCS, para medida, mando, alarmas de posición y señalización.

El sistema de control de la UCP poseerá las funciones de captación y visualización de los datos:

- Captación de señales simples analógicas de tensión e intensidad que permitan el cálculo de potencias, factor de potencia, etc., con visualización local de magnitudes.
- Captación de señales simples correspondientes a las señales/alarmas asociadas y su visualización en pantalla local.
- Registro oscilográfico.
- Captación de señales dobles (abierto/cerrado/desconocido) que se corresponda al estado del aparillaje, automatismos y señalización en pantalla local.
- Emisión de ordenes dobles (apertura/cierre) a interruptores automáticos con los enclavamientos correspondientes.

La UCS poseerá las funciones de captación y visualización de datos:

- Mando y señalización de las posiciones de la subestación.
- Realización de todos los automatismos generales en el entorno de la subestación.
- Presentación y gestión de las alarmas del sistema.
- Generación de informes.
- Captación de todas las señales/alarmas de los sistemas de servicios auxiliares.
- Gestión de comunicaciones con el sistema de telecontrol.
- Gestión de consola y periféricos.
- Gestión de las comunicaciones con las UCP.
- Sincronización horaria.

En cuanto a la medida de energía generada, se ha diseñado de acuerdo con Real Decreto 1110/2007<sup>42</sup>. De acuerdo con ello y tratándose de una subestación de generación, la medida se establece en las mismas instalaciones de la

---

<sup>42</sup> Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

subestación en donde se coloca la medida comprobante. Los equipos redundantes se situarán también en la subestación. Los transformadores de intensidad se han diseñado con un núcleo clase 0,2S, exclusivo para la medida de energía, al igual que un devanado clase 0,2 de los transformadores de tensión.

Habrán dos armarios de medida precintables, totalmente independientes. Cada armario alojará los dos contadores de clase igual o mejor que 0,2S para medida de energía activa (en ambos sentidos) y de clase igual o mejor que 0,5 para reactiva (en los cuatro cuadrantes), los registradores y los dispositivos de transmisión al concentrador secundario. Esta medida, a través de convertidores, se integrará en el control de la subestación de forma que queden integradas en el Centro de Control, con Módem y podrá ser interrogada.

Se hace constar que la medida principal (fiscal) se instalará en las instalaciones de llegada en Minglanilla.

A través de watímetro, secuencímetro y acoplamiento, se conseguirá que estén en funcionamiento el menor número posible de transformadores de potencia, en orden a minimizar las pérdidas en vacío.

Se habilitará un espacio para el control del Parque Eólico. En dicho control se integrará el sistema SCADA que, por una parte, mandará las señales al correspondiente Centro de Control de Generación y, por otra, permitirá gestionar el Parque Eólico.

### **3.5. Instalaciones de baja tensión**

La instalación proyectada se enmarca dentro de la categoría de instalación industrial, sin poseer ningún local con un tipo de riesgo especial. Se empleará tensión alterna 230/400 V para alimentar a los siguientes servicios:

- a) Interior: alumbrado (normal y emergencia), tomas de corriente, equipo rectificador/cargador de baterías, resistencias calefactoras de celdas y cuadros que eviten la condensación en el entorno de los equipos, climatización.
- b) Exterior: alumbrado exterior (normal e intensivo), resistencias calefactoras de cuadros y motores de tensado de resortes que eviten la condensación en campo de los equipos.

Se empleará tensión continua 125/48 Vcc para alimentar a los siguientes servicios:

a) Tensión continua 125 Vcc para:

- Intemperie: circuitos de maniobra y circuitos de señalización de aparellaje en el parque.

- Interior: circuitos de protección, circuitos de maniobra de aparellaje de las celdas, circuitos de señalización en celdas.

b) Tensión continua 48 Vcc para comunicaciones.

Anejo al edificio de control se encontrarán el transformador de servicios auxiliares, con espacio para otro de reserva, desde el cual, a través de la salida de baja tensión del mismo, se alimentará el cuadro de Servicios Auxiliares. Desde este último se centralizará la protección general de la instalación y la protección y el mando de todos los circuitos que alimentarán a la instalación.

La protección general estará encomendada a un interruptor general automático en caja moldeada de 630 A tetrapolar con protección diferencial. Desde el interruptor automático se dividirán los distintos circuitos que darán alimentación eléctrica a los servicios de corriente alterna mencionados. Estos circuitos estarán protegidos mediante la correspondiente protección magnetotérmica y diferencial.

La recogida y distribución de señales desde el aparellaje y cuadros de interior se realizará a través de conductores eléctricos. La sección de los conductores de sección será de 2,5 mm<sup>2</sup> de cobre, apantallados con nivel de aislamiento 0,6/1 kV.

Los cables de fuerza serán de sección adecuada a su uso y un aislamiento de 0,6/1 kV. Estos discurrirán por el semisótano del edificio de control o, en otros casos, con tubos o canal de material plástico (rígido o corrugado) de montaje superficial o empotrado según la protección mecánica necesaria. El semisótano tendrá las dimensiones adecuadas para el paso de cables con sus radios de curvatura correspondientes. Entre sótano y salas se dejarán huecos necesarios para el paso de cables y terminales a las celdas.

Alumbrado Interior: Estará constituido por tres luminarias estancas provistas de tubos fluorescentes (2 x 36 W), colocadas en el techo de cada estancia del edificio de control. Esto cumple las normas CIE<sup>43</sup> para zonas con paneles de control, con valores de 350 lux y grado de uniformidad de 0,5, o para otro tipo de estancias.

Alumbrado autónomo de emergencia: Se dispondrá de una o más luminarias autónomas de emergencia por puerta o recorrido, de forma que se obtengan un mínimo de 5 lux y se pueda evacuar el edificio ordenadamente en caso de emergencia. Estas luminarias se situarán encima de las puertas de salida, de forma que el recorrido de evacuación quede suficientemente iluminado. Deberán poseer una autonomía de 1 h y su encendido será automático cuando la tensión descienda del 70% del valor nominal. Así mismo habrá dos aparatos portátiles alimentados desde el circuito de fuerza.

---

<sup>43</sup> Comisión Internacional de Iluminación, conocida como CIE por las iniciales de su designación en francés: Commission Internationale de l'Éclairage.

Alumbrado Exterior: Estará constituido por un alumbrado normal y uno intensivo.

- a) Alumbrado Exterior Normal: El recinto poseerá un nivel lumínico de 15/25 lux con un coeficiente de uniformidad de 0,25/0,30, según sea el punto a medir, un vial perimetral o uno principal. Para ello se repartirán ocho luminarias esféricas, tipo globo a lo largo de los viales, sobre columnas de 4 metros de altura (construidas a base de acero galvanizado en caliente). Las lámparas serán de Sodio Alta Presión de 110 W de potencia. El sistema de alumbrado exterior normal tendrá mando manual o a través de célula fotoeléctrica.
- b) Alumbrado Exterior Intensivo: En las zonas de maniobra o mantenimiento intensivo se instalará un nivel lumínico de 200 lux, con arranque manual. Estará constituido por cuatro proyectores de aluminio anodizado con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 250/400 W tubulares de potencia debidamente distribuidas y controladas de forma manual. Los proyectores irán montados en soportes metálicos y la altura de los mismos será de 1,5 metros como máximo. El nivel lumínico se comprobará en el estudio de iluminación.

### 3.6. Obra civil

La obra civil necesaria para la urbanización de la parcela y la instalación del parque de intemperie comprende entre otras:

- Construcción de viales exteriores.
- Explanación a una única cota del terreno y su acondicionamiento.
- Instalación de malla de puesta a tierra a una profundidad de 80 cm bajo la cota de excavación. Instalación de rabillos para derivaciones.
- Construcción de accesos y cerramientos de la parcela, incluidas puertas de acceso de personal y equipamientos.
- Construcción de viales interiores.
- Canalizaciones y zanjas para canalizaciones de cables de control y potencia.
- Construcción de drenaje de pluviales.
- Bancada de transformadores de potencia y su foso de recogida de aceite con sistema de separación de agua y aceite.
- Cimentaciones para los soportes de aparellaje y pórtico de salida.
- Muros cortafuegos entre transformadores de potencia.
- Edificio de control.
- Acabado de viales interiores con hormigón o asfalto.
- Acabado con gravilla del resto de la superficie del parque.

### 3.7. Edificio de control y celdas

Se han previsto las salas de control, celdas, almacén y reciclado, etc. instaladas en un único edificio.

Para la realización de la plataforma de la subestación se recrecerá el terreno 0,5 metros (nunca menos de 0,3 metros) sobre la rasante del terreno existente, para evitar la entrada de agua al recinto. En el interior de la misma, se construirá una acera perimetral de 0,15 metros de altura sobre la nueva cota de la subestación. Además, la cota interior del edificio estará elevada 0,20 metros sobre la acera

perimetral, por lo que la cota interior del edificio estará a 0,85 metros sobre la rasante natural del terreno.

Se pretende la construcción de un edificio prefabricado, en un volumen rectangular, de tipología abierta y aislada. El volumen se cierra mediante un tejado a dos aguas realizado con un forjado de hormigón prefabricado. El edificio estará formado por elementos modulares prefabricados de hormigón armado con aislamiento térmico, realizándose previamente la solera para el asiento y fijación de los elementos prefabricados, así como de los equipos a instalar en el interior del edificio. También se preverán las canalizaciones organizadas para el tendido de los cables de potencia y control, así como las salidas estancas de los mismos al parque de intemperie.

El edificio se situará de acuerdo con el límite del retranqueo, según el Planeamiento Municipal de Enguñados, dejando espacio con el límite de la parcela o viales. También cumplirá con las demás normas urbanísticas y estéticas.

El edificio, que constará de una sola planta, tendrá forma rectangular de 24,10 x 5,5 metros aproximadamente y cuatro entradas independientes (sala de celdas, control, punto limpio y almacén). La superficie total construida es de 132,55 m<sup>2</sup>, con una altura de alero de 3,40 y 3,95 metros.

El Anteproyecto presenta una descripción exhaustiva de las diferentes salas del edificio, sus dimensiones, materiales de construcción, etc.

### **3.8. Montaje electromecánico**

Los soportes de los equipos se realizarán en base a perfiles metálicos normalizados de acero, con un tratamiento anticorrosión mediante galvanización en caliente. Estarán amarrados por su base a los correspondientes pernos de anclaje embebidos en las cimentaciones respectivas de forma que la fijación de los aparatos a los mismos y entre piezas se realizará mediante tornillería.

Las señales procedentes del parque exterior se recogerán en cajas de centralización de tipo:

- Caja de formación de intensidades de medida y protección.
- Caja de formación de tensiones de medida y protección.
- Cajas de mando y señal.

### **3.9. Equipamiento de prevención de incendios y equipamiento antiintrusismo**

En aplicación de las prescripciones de la ITC-RAT 15<sup>44</sup> se utilizarán materiales que prevengan y eviten la aparición del fuego y su propagación a otros puntos

---

<sup>44</sup> Instalaciones eléctricas de exterior.

de la instalación al exterior del parque de intemperie. Se utilizará para ello medidas activas y pasivas para la prevención del fuego y sus efectos.

El transformador y demás aparataje cuentan con dispositivos de protección que los desconectan de la red ante situaciones en las que pudiera haber peligro de incendio (cortocircuitos, sobrecargas, etc.), que puedan suponer calentamientos excesivos.

A pesar de ello, el transformador de potencia (y el de servicios auxiliares) es el único elemento de la instalación que tiene material inflamable y carga de fuego a tener en cuenta. El aceite aislante (la norma UNE-EN 60296 fija el punto de inflamación) puede ser considerado de baja peligrosidad por tener un punto de inflamación mayor a 61 °C. Por ello en el área de transformación se instalarán extintores portátiles en carretones de CO<sub>2</sub> y polvo ABC.

En el edificio de control se aplicarán las prescripciones de la ITC-RAT 14<sup>45</sup> para la prevención de incendios en los edificios de la subestación, según la cual no es necesaria la instalación de un equipo de instalación automático.

Como medidas de seguridad activa se procederá a la instalación de equipamiento de detección y extinción de incendios en toda la instalación, que estará formado por una centralita compacta microprocesada, una alarma acústica manual/automática, detectores ópticos de humos, detectores termovelocimétricos y extintores de eficacia 21A 113B-C en el interior del edificio.

Además, la subestación contará con todos los materiales de protección individual y colectiva que indica el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Como medidas de seguridad pasiva para evitar la propagación del fuego, en caso de que este se produjera, cada estancia del edificio de control se considerará un sector de riesgo de incendio independiente del resto, con división de los mismos horizontal y verticalmente, para lo que se tomarán las siguientes medidas:

- Se sellarán los huecos y pasos de cables entre estancias.
- Se sellarán los huecos y pasos de cables a los armarios y cuadros, de control y auxiliares.
- Se instalarán cortafuegos en las bandejas de cables que discurren por el semisótano.
- Los cables serán no propagadores del fuego o llama.
- Se sellarán los cuadros, una vez cableados, con material no propagador del fuego o llama.
- El cable de fibra óptica será ignífugo e instalado aparte de los de fuerza y control.

---

<sup>45</sup> Instalaciones eléctricas de interior.

- Los paramentos del edificio de control tendrán la resistencia al fuego adecuada a su función.
- Las puertas presentarán una resistencia al fuego EI290-C5.

Por otra parte, se instalará un sistema de alarma de intrusismo que deberá integrarse en el control de la subestación o en el centro de control desde donde se podrá controlar y que contará con una centralita compacta microprocesada, una sirena exterior, detectores volumétricos y detectores magnéticos de alta potencia en las puertas.

#### **4. Línea Aérea de evacuación 132 kV**

La línea de evacuación del P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II, será una línea aérea de 132 kV de tensión nominal, simple circuito, con apoyos preparados para doble circuito, simplex, con origen en la Subestación CAMPILLO DE ALTOBUEY FASE II a 30/132 kV del parque eólico y final en la subestación denominada 'Minglanilla-Generación 132/400 kV' propiedad de la Junta de Compensación integrada por varias empresas promotoras de distintos parques eólicos en la zona —y cuya autorización ha sido tramitada junto con la fase I del parque eólico—.

La línea se divide en dos tramos. En el segundo tramo la línea discurre compartiendo apoyos con la línea de evacuación del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I cuya autorización administrativa ya ha sido tramitada y otorgada mediante Resolución de la DGPEM de 22 de julio de 2019.

Los apoyos del primer tramo de la línea están preparados para ser compartidos con la línea de evacuación del parque eólico Campillo de Altobuey Fase III.

La longitud estimada de la línea de evacuación es de 13,169 km de los cuales un primer tramo, de 7,868 km, ha sido diseñado con apoyos preparados para doble circuito, y un segundo tramo, de 5,301 km, será el que, desde el apoyo nº 39, comparta los apoyos (preparados para triple circuito) con la línea de evacuación del PE Campillo de Altobuey Fase I (por lo tanto, como ya se ha indicado, ya está autorizado en como infraestructura de evacuación de dicho parque).

##### **4.1. Descripción del trazado**

La línea de 132 kV inicia su recorrido con una orientación Sur, abandonando inmediatamente el término municipal de Enguítanos y adentrándose en el de Puebla del Salvador, manteniéndose a distancia del Monte de Utilidad Pública, CU169, Dehesa Boyal. Desde el inicio de su trazado está previsto que la línea de evacuación de los parques eólicos Campillo de Altobuey Fase II (objeto del presente Anteproyecto) y Campillo de Altobuey Fase III, compartan trazado para lo que se prevén los apoyos para doble circuito.

Se reorienta al Sureste para superar con una alineación los campos de labor existentes próximos a la Hoya de la Contienda y la Loma del Caballo, cruza el camino del Molino y antes de cruzar el Camino de la Pesquera y dejando la zona de arbolado de la Dehesa al este, se reorienta nuevamente para discurrir entre las masas de arbolado de la Loma del Herrero y Las Madriguerillas, a la vez que gana distancia con el Cerro Bonda.

La siguiente alineación retoma la dirección Sur dejando al este unas naveas agrícolas antes de cruzar la carretera CM-211, a la altura aproximada del punto kilométrico 31+380. Superada la carretera se reorienta nuevamente al sureste para buscar con una larga alineación la línea de evacuación del parque eólico Campillo de Altobuey Fase I. En este tramo discurre atravesando campos de labor cuyos caminos naturales de acceso se han utilizado para dar acceso a los apoyos a instalar. En este tramo la línea abandona el término municipal de Puebla del Salvador para adentrarse en el de Minglanilla. Ya en este término municipal la línea discurre aproximadamente 1,5 kilómetros hasta entroncar con la línea de evacuación del parque eólico Campillo de Altobuey Fase I, en la que ya se previeron apoyos adecuados para tres circuitos (evacuación de tres parques eólicos diferentes: Campillo de Altobuey Fase I, Campillo de Altobuey Fase II y Campillo de Altobuey Fase III). A partir de este punto de entronque, está previsto que la línea de evacuación de los tres parques eólicos comparta trazado y apoyos, discurrendo en triple circuito a partir de ese apoyo y hasta la Subestación Minglanilla-Generación, punto final de las líneas.

#### 4.2. Características eléctricas

Las características eléctricas generales de la línea de evacuación son las siguientes:

- Tensión nominal: 132 kV
- Tensión más elevada para el material: 145 kV
- Categoría: 1ª
- Nº de Circuitos: Uno trifásico, con apoyos preparados para doble circuito en el primer tramo (7,868 km) y compartiendo apoyos preparados para triple circuito en el segundo tramo (5,301 km.)
- Nº de conductores por fase: Uno (simplex)
- Altitud: Entre 500 y 1.000 metros Zona B y por encima de 1.000 metros zona C
- Contaminación ambiental: Baja
- Nivel de niebla: Medio
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 650 kV
- Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial: 275 kV
- Fibra óptica//cable de tierra: Sí

##### 4.2.1. Conductores

Se utilizarán conductores del tipo 242-AL1/39-ST1A (LA-280 HAWK), que cumplirán la norma UNE 21016:1976 y 21018:1980. Las principales características de dicho conductor se muestran a continuación:

- Sección total: 281,19 mm<sup>2</sup>
- Sección equivalente en cobre: 152 mm<sup>2</sup>
- Composición: 26 hilos de Al + 7 hilos de Acero
- Diámetro: 21,80 mm
- Peso: 0,977 kg/m
- Carga de rotura: 8.620 kg
- Módulo elástico: 7.700 kg/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación: 18,9 mm x 10<sup>-6</sup> °C<sup>-1</sup>

En cualquier caso, los cables seleccionados cumplirán las prescripciones reglamentarias en cuanto a densidad de corriente, cortocircuito y caída de tensión garantizando asimismo las pérdidas mínimas de transporte.

La tracción máxima prevista para los conductores es 2.500 kg en las condiciones de -15°, más el hielo correspondiente a zona B, y 2.500 kg en las condiciones de -20°, más el hielo correspondiente a zona C. (Estos tenses serán confirmados en la fase de proyecto constructivo). Los tenses elegidos aseguran un coeficiente de seguridad de 3,4 para el valor de carga de rotura del conductor de 8.620 kg. Con el tense máximo indicado se consigue que la tensión de trabajo de los conductores a 15 °C sin ninguna sobrecarga, no supere el 15% de la carga de rotura: EDS (tensión de cada día, Every Day Stress.)

#### 4.2.2. Fibra óptica

Para obtener una mejor protección contra sobretensiones de origen atmosférico se instalarán sobre los conductores, en la cúpula de los apoyos previstos, un cable de tierra tipo OPGW (Cable de Tierra y Fibra Óptica). La elección del cable de tierra tipo OPGW, que incorpora un cable de fibra óptica, tiene por objeto crear una red de telecomunicación para cubrir las necesidades propias de la explotación y mantenimiento de las instalaciones previstas.

OPGW 48 (106/62) 26: Cable de tierra compuesto por fibra óptica (OPGW), que se describe en la norma UNE-EN 187102:1997, compuesto de hasta 48 fibras ópticas y que permite un máximo de corriente de cortocircuito de 26 kA. Este cable cumple la doble función de protección de la red de transporte y para la telecomunicación.

El cable tipo OPGW escogido está formado por un tubo polimérico reforzado y armadura de doble capa de alambres de acero recubierto de aluminio y aleación de aluminio. Consta de un tubo polimérico reforzado que aloja el núcleo óptico y que está extruido helicoidalmente para evitar tensiones en la fibra. Este tubo es estanco al paso del agua además de estar relleno de un gel hidrófugo. Alrededor de este tubo se colocan cintas de espesor variable según construcción que

actúan de barrera de temperatura. Como armadura del cable se disponen dos capas de alambres, la primera de aleación de aluminio y la segunda de alambres de acero recubierto de aluminio y aleación de aluminio. Además, el trefilado de las capas de alambres se realiza en sentido contrario, lo que confiere al cable una estructura antigiratoria.

La composición de los herrajes de sujeción de este cable al apoyo se reflejará en una leyenda específica en los planos de perfil y planta del proyecto de ejecución. Se añadirán antivibradores por cadena de amarre y suspensión (el proveedor fijará y certificará la masa y distancia al amarre o suspensión — nodo de la onda).

#### 4.2.3. Apoyos

Los postes a instalar previstos para la línea de evacuación de 132 kV serán de tipo metálico, estarán compuestos por armaduras de celosía con perfiles de alas iguales y los materiales constituyentes serán piezas férreas, protegidas contra la corrosión mediante galvanización en caliente por inmersión.

Los armados de los apoyos serán metálicos, compuestos por armaduras de celosía con perfil angular de alas iguales. El material será acero no aleado y estará protegido contra la corrosión, mediante galvanización en caliente por inmersión.

La determinación de los apoyos se realizará en el proyecto de ejecución y se basarán en la serie HAYA, ARCE y DRAGO del fabricante Made. La selección de los armados se realizará de manera que se cumplan las distancias reglamentarias entre conductores y la distancia reglamentaria entre éstos y masa, y estarán previstos para un doble circuito. Para ello se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Las distancias reglamentarias de los conductores a masa (1,2 metros), según el valor reglamentario para 132 kV considerando la inclinación de la cadena vertical debida al viento (ángulo de desviación vertical máximo permitido de 35°).
- Las distancias reglamentarias de los conductores a masa (1,2 metros), en el caso más desfavorable (ángulo más fuerte de la traza de la línea para cada tipo de armado y apoyo) y desplazamiento del puente de la cadena de amarre por efecto del viento (ángulo de 20°).
- El ángulo de recubrimiento para el cable de tierra (ángulo de 35° entre la vertical y la línea ficticia que une la cúpula con el conductor más desfavorable).

#### 4.2.4. Aislamiento

Las cadenas de aislamiento para la línea de evacuación de 132 kV estarán formadas por aisladores suspendidos de vidrio templado, con caperuza y vástago, de las siguientes características eléctricas:

- Modelo: U100 BS
- Línea de fuga: 315 mm
- Diámetro: 255 mm
- Paso: 127 mm
- Norma de acoplamiento: 16 A
- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco: 70 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia: 40 kV
- Tensión soportada al impulso de choque en seco: 100 kV
- Tensión de perforación en aceite: 130 kV

Para esta instalación se ha considerado un Nivel de Contaminación II (Medio), por lo que el valor de la Línea de Fuga Específica nominal mínima es de 20 mm/kV.

Por tanto, para una tensión más elevada de la Red de 145 kV, el valor absoluto de la línea de fuga para dicho Nivel de Contaminación es de 2.900 mm.

Las cadenas horizontales y verticales dispondrán de una serie simple de 11 aisladores, resultando un conjunto con las siguientes características:

- Línea de fuga: 3.465 mm
- Tensiones soportadas:
  - En seco: 475 kV > 275 kV
  - Bajo lluvia: 345 kV > 275 kV
  - A impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s: 735 kV > 650 kV

Ambos tipos de cadena superan ampliamente los niveles de aislamiento reglamentarios, fijados para este caso en 650 kV a impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s y 275 kV a frecuencia industrial bajo lluvia, para el caso de neutro a tierra.

La cadena horizontal presentará las siguientes características:

- Longitud estimada, incluyendo herrajes 1.890 mm
- Peso estimado 56,350 kg
- Carga de rotura/Esfuerzo aplicado 10.000 kg > (2.500x3=7.500 kg)

La cadena vertical presentará las siguientes características:

- Longitud, incluyendo herrajes 1.792 mm
- Peso estimado 56,535 kg
- Carga de rotura/Esfuerzo aplicado 9.500 kg > (2.500x3=7.500 kg)

#### 4.2.5. Puestas a tierra

El cálculo de las tomas de tierra se desarrollará en la fase de Proyecto para cada apoyo, teniendo en cuenta su clasificación según su ubicación (Frecuentados, con o sin calzado, y No Frecuentados).

En todo caso, el sistema de puesta a tierra estará constituido por uno o varios electrodos de puesta a tierra enterrados en el suelo y por la línea de tierra que conecta dichos electrodos a los elementos que deban quedar puestos a tierra.

Según se recoge en el Reglamento de Líneas, el sistema de puesta a tierra se dimensionará teniendo en consideración el valor y la duración de la falta a tierra y las características del suelo. Se tendrá además en cuenta la MIE-RAT 13, del Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, en su referencia al dimensionamiento con respecto a la corrosión y a la resistencia térmica de los electrodos y las Líneas de tierra.

Se tendrá igualmente en cuenta en el cálculo el dimensionamiento con respecto a la seguridad de las personas, verificando, cuando sea necesario, que el aumento de potencial de tierra es al menos dos veces inferior a la tensión de contacto.

#### 4.2.6. Distancias mínimas de seguridad

Las distancias de seguridad y el aislamiento necesario se justificarán en el proyecto de ejecución y cumplirán con lo indicado en la ITC-07<sup>46</sup> del Reglamento de Líneas eléctricas de alta tensión.

El Anteproyecto presenta un detalle exhaustivo de las distancias mínimas de seguridad entre conductores y partes puestas a tierra, respecto a otras líneas eléctricas y de telecomunicación, a carreteras, a caminos, a ríos y canales, a zonas de arbolado, a edificios, etc., si bien el cálculo definitivo se incluirá en el proyecto de ejecución.

#### 4.2.7. Protección avifauna

De acuerdo con lo establecido en el RD 1432/2008, de 29 de agosto, respecto a la Línea Aérea de Alta Tensión contemplada en el presente Anteproyecto se adoptarán las medidas de prevención contra la electrocución y colisión de aves correspondientes, las cuales se justificarán en la fase de proyecto.

##### a) Medidas contra la electrocución

- Todas las cadenas de aisladores se componen de aisladores suspendidos de vidrio templado, es decir, compuestos por caperuza y vástago, no utilizándose aisladores rígidos.
- Se aislarán los puentes de unión entre elementos en tensión. Dicho aislamiento se considera solamente a efectos de protección de aves, pero nunca a efectos de proteger contactos directos por personas.

---

<sup>46</sup> Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 'Líneas aéreas con conductores desnudos'.

- En los armados verticales, tipo tresbolillo, bandera y doble circuito, la distancia entre la parte superior de cualquier cruceta y el conductor dispuesto sobre ella, no será inferior a 1,5 metros.
- En los armados horizontales, tipo bóveda, deberá de aislarse el conductor central un metro a cada lado del punto de amarre. Dicho aislamiento se considera solamente a efectos de protección de aves, pero nunca a efectos de proteger contactos directos por personas.
- Las cadenas de amarre dispondrán de una alargadera antiposada de aves, con el objeto de que la distancia horizontal entre la punta de la cruceta y la grapa de amarre sea como mínimo de un metro. Dicha alargadera se colocará entre el último aislador y la grapa de amarre del conductor, por considerar que esta ubicación es la que mejor protege a las aves contra la electrocución.
- En las cadenas de suspensión, la distancia vertical entre la cruceta y la grapa de amarre del conductor será como mínimo 0,6 metros.

b) Medidas contra la colisión

El cable de tierra-óptico irá provisto de señalizadores visuales, tipo espiral, de 30 cm de diámetro mínimo y un metro de longitud. Las características de los mismos se incluirán en el Pliego de Condiciones Técnicas del Proyecto de ejecución.

Dichos señalizadores se dispondrán sobre los dos cables de tierra-ópticos previstos para la línea, alternando en cada cable con una distancia visual de separación de 7,5 metros, de manera que la distancia entre dispositivos consecutivos será de 15 metros. No obstante, estas distancias podrán ser modificadas si así lo considera el Órgano ambiental competente.

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

Mediante Resolución de 23 de noviembre de 2018, de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO, se ha formulado declaración de impacto ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto P.E. CAMPILLO DE ALTOBUEY II de 87,5 MW y su infraestructura de evacuación, siempre y cuando se realice en las alternativas y condiciones establecidas en la propia resolución tanto para los aerogeneradores del parque eólico como para la línea eléctrica de evacuación, que resultan de la evaluación practicada. Dichas alternativas son las denominadas 'Opción 3' para el emplazamiento de los aerogeneradores<sup>47</sup> dentro de la poligonal del parque eólico, la 'Opción 2' para la subestación<sup>48</sup> y 'Centro' para la línea de evacuación<sup>49</sup>.

El proyecto se encuentra comprendido en el Grupo 3 apartado i) '*Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores, o que tengan más de 30 MW o que se encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico en funcionamiento, en construcción, con autorización administrativa o con declaración de impacto ambiental*' del anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Se ha sometido a evaluación de impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, según establece en su artículo 7.1, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental, de acuerdo con el artículo 41 de la citada Ley.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 864/2018, de 13 de julio, por el que se establece la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica, corresponde a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal.

La Resolución caracteriza el proyecto como un parque eólico que estará compuesto por 35 aerogeneradores de 2,5 MW (con rotor tripala de 126 metros de diámetro de barrido y altura de buje de 129 metros) dispuesto en cuatro grandes alineaciones de norte a sur de 4, 8, 10 y 13 aerogeneradores cada una,

---

<sup>47</sup> Los aerogeneradores se disponen en cuatro alineaciones de oeste a este de 4, 8, 10 y 13 aerogeneradores cada una.

<sup>48</sup> La subestación se ubicará al sur del término municipal de Enguídanos, fuera del Monte de Utilidad Pública (MUP) CU-167 «Losilla, Matallana, Azagador, Pinos Altos, Las Ramblas, Cerro Panizar y Rodeno», y en concreto al sur del parque eólico, en la parcela 12 del polígono 22 del término municipal de Enguídanos, junto al camino del Entredicho o del Mojón.

<sup>49</sup> Alternativa con una longitud de 13,169 km que conectará la subestación 30/132 kV Campillo de Altobuey fase II con la subestación Minglanilla Generación 132/400 kV, a través de los términos municipales de Enguídanos, Puebla del Salvador y Minglanilla (Cuenca). Tendrá 48 apoyos, los 26 primeros de nueva ejecución y los otros 22 compartidos con la línea de evacuación del Parque Eólico Campillo de Altobuey Fase I (apoyos 39 a 60 de ésta).

respectivamente de oeste a este. Estas alineaciones limitan al norte con la carretera provincial CUV-5014, tramo de Campillo del Altobuey a Enguídanos, al oeste con el término municipal de Campillo de Altobuey y la Colada de San Roque, al sur con la Colada del Camino de Campillo y el término municipal de Puebla del Salvador, y al este con el camino de la Juanherrá. Todos los aerogeneradores se ubican en el término municipal de Enguídanos (Cuenca). Los accesos para cada una de las alineaciones del parque eólico se realizarán a través de los caminos existentes en la margen derecha de la carretera CUV-5014 entre Campillo de Altobuey y Enguídanos (puntos kilométricos 9 + 470, 10 + 620, 11 + 250 y 12 + 100).

Para transportar la energía generada por los aerogeneradores a la nueva subestación prevista en el proyecto, denominada 'Campillo de Altobuey fase II', de 30/132 kV, se instalarán seis líneas de interconexión subterránea de simple circuito que tendrán aproximadamente 32.982 metros totales de longitud, de tensión nominal 30 kV. La mencionada subestación se ubicará al sur del parque eólico, en la parcela 12 del polígono 22 del término municipal de Enguídanos, junto al camino del Entredicho o del Mojón, ocupando una superficie de 1.421 m<sup>2</sup>.

La evacuación de la energía generada se realizará mediante la ejecución de una línea aérea de 132 kV, de aproximadamente 13.169 metros de longitud, que conectará la subestación 30/132 kV Campillo de Altobuey fase II con la subestación Minglanilla Generación 132/400 kV, a través de los términos municipales de Enguídanos, Puebla del Salvador y Minglanilla (Cuenca). En un primer tramo, de 7.868 metros, la línea aérea se ha diseñado con apoyos para doble circuito para compartir la energía generada en el futuro parque eólico Campillo de Altobuey fase III (actualmente en tramitación), y un segundo tramo, de 5.301 metros, discurre compartiendo apoyos (preparados para triple circuito) con la línea de evacuación del parque eólico Campillo de Altobuey fase I, la cual cuenta con la citada declaración de impacto ambiental mediante Resolución de 28 de febrero de 2018.

La línea de evacuación tendrá una longitud estimada de 13.169 metros y 48 apoyos (los 26 primeros de nueva ejecución y los 22 siguientes compartidos con la línea aérea de evacuación del parque eólico Campillo de Altobuey fase I que se corresponden con los apoyos 39 a 60 de esta última línea) de tipo 'Torre metálica de celosía con perfiles de angular de alas iguales, atornillados y galvanizados' y cimentados mediante monobloques y tetrabloques de patas separadas de hormigón. Tendrá un circuito trifásico con apoyos preparados para doble circuito en el primer tramo (7.868 metros) y compartiendo apoyos preparados para triple circuito en el segundo tramo (5.301 metros) y será de un conductor por fase (simplex). Afectará a los términos municipales de Enguídanos, Puebla del Salvador y Minglanilla, todos ellos en Cuenca.

Se prevé la instalación de una torre anemométrica autosoportada de una altura máxima de 129 metros en la parcela 37 del polígono 10 del término municipal de Enguídanos para seguir evaluando el comportamiento del viento en la zona.

La obra civil se concentrará principalmente en las plataformas de montaje, en las cimentaciones de los aerogeneradores, en los viales de acceso e interiores del parque y en las líneas de interconexión. El movimiento de tierras se reducirá al máximo con objeto de minimizar los impactos. Se estima un movimiento de tierras total de 126.678 m<sup>3</sup>, de los cuales el volumen total de excavación estimado de tierra vegetal es de 93.795 m<sup>3</sup> y 32.883 m<sup>3</sup> de tierra no vegetal. Parte de la tierra excavada, alrededor de 54.171 m<sup>3</sup>, se aprovechará en el relleno de las zanjas eléctricas y de la cimentación de los aerogeneradores. El balance de tierras sobrantes estimado por el promotor es de 72.507 m<sup>3</sup>, que se empleará en las labores de restauración o, en su caso, se transportará a vertedero autorizado.

En la envolvente de 10 km en torno al parque eólico se tiene constancia de dos parques existentes (Callejas y Maza) y cuatro en tramitación (Campillo de Altobuey fases I<sup>50</sup> y III, Peña Aguda y Los Yesares).

El parque eólico se ubicará en una zona de pequeñas elevaciones y cerros de escaso rango que, en alternancia, dejan entre sí amplios espacios abiertos y llanos originando un tipo de relieve suavemente ondulado, en ocasiones interrumpidos por desniveles más pronunciados. Las pendientes en la zona en general son medias, aproximadamente el 81 % de la superficie tiene pendientes inferiores al 15 %. La altimetría en la zona es muy variada presentando unas cotas que van desde 634 hasta los 1.034 metros. No existen puntos interés geológico (PIG). La zona se encuentra comprendida dentro de la cuenca hidrográfica del Júcar. El ámbito del proyecto es mayoritariamente de naturaleza agraria y forestal. No se tiene constancia de la existencia de especies de flora amenazada afectadas por el proyecto.

Del estudio anual de avifauna y quirópteros realizado, se establece que el entorno de los aerogeneradores es área de campeo de aves rapaces forestales incluidas en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha, entre las que destacan el águila culebrera, azor y gavilán («vulnerable») y el águila calzada, ratonero común, milano negro y cernícalo vulgar («de interés especial»), y zona de paso puntual de buitre leonado («de interés especial») o presencia escasa de águila real («vulnerable») por la proximidad del embalse de Contreras. El trazado de la línea eléctrica también constituye área de campeo de rapaces, además de encontrar aláudidos asociados al medio agrícola.

Al este de la zona de estudio se localiza un área crítica de águila perdicera, de acuerdo con el Decreto 76/2016, de 13 de diciembre, por el que se aprueba el Plan de Recuperación del Águila Perdicera (*Aquila fasciata*) y se declaran zonas sensibles las áreas críticas para la supervivencia de esta especie en Castilla-La Mancha, situada a aproximadamente 2,7 km del aerogenerador más próximo y a 2,2 km de la línea eléctrica proyectada, coincidente con la Zona Especial de

---

<sup>50</sup> Ha obtenido recientemente la autorización administrativa previa mediante Resolución de la DGPEM de fecha 22 de julio de 2019, publicada en el BOE de 13 de agosto.

Conservación (ZEC) ES4230013 y la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) ES0000159 «Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya».

El proyecto no se ubica sobre ningún espacio natural protegido, elementos geomorfológicos ni hábitats de protección especial, localizándose al sureste del proyecto la Reserva Natural Hoces del Cabriel, aproximadamente a 3,3 km de la línea de evacuación y 14 km del aerogenerador más cercano.

Dentro del área del proyecto no se encuentra ningún espacio incluido en la Red Natura 2000. Al este del ámbito de estudio se encuentra la Zona Especial de Conservación (ZEC) ES4230013 y la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) ES0000159 «Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya», aproximadamente a 2,2 km de la línea de evacuación y a unos 2,7 km del aerogenerador más próximo. Estos espacios están formados por las gargantas del río Cabriel y sus afluentes, y en ellos las rapaces tienen gran relevancia, tanto las rupícolas como las forestales.

La alineación de aerogeneradores más oriental es limítrofe con el Área Importante para las Aves (IBA) n.º 186 «Hoces del Cabriel Medio», internándose gran parte de las posiciones (11) dentro de su límite, así como los últimos 150 metros de la línea eléctrica proyectada se localizan dentro de la IBA n.º 158 «Hoces del Cabriel y del Júcar».

En el ámbito de estudio se localizan los siguientes Montes de Utilidad Pública (MUP): CU-206 «Dehesa Boyal», CU-169 «Dehesa Boyal», CU-7 «Vertientes del Río Cabriel» y CU167 «Losilla, Matallana, Azagador, Pinos Altos, Las Ramblas, Cerro Panizar y Rodeno», contemplándose la instalación de 31 de los 35 aerogeneradores previstos dentro del último.

Las vías pecuarias existentes en el ámbito de actuación son las siguientes: Colada del Camino de Campillo, Colada del Puente Charandel, Colada de San Roque, Cañada Real de los Serranos y Colada del Camino Real o de la Pesquera por El Pajazo.

Los elementos del patrimonio cultural inventariados (están recogidos en el estudio de impacto ambiental de forma pormenorizada) incluyen áreas de protección arqueológica, áreas de prevención arqueológica, yacimientos arqueológicos, patrimonio etnográfico, bienes industriales, paleontológicos y vías históricas.

En la DIA se ha estimado que las emisiones evitadas por el parque eólico de Campillo de Altobuey, fase II de 87,5 MW serán de 83.570,1 t CO<sub>2</sub> eq/año<sup>51</sup>.

El estudio de impacto ambiental se sometió conjuntamente con el proyecto al trámite de información pública, previos anuncios en el «Boletín Oficial del Estado» de 3 de noviembre de 2017 y en el «Boletín Oficial de la Provincia de

---

<sup>51</sup> Se ha considerado un factor de emisión es de 300 gCO<sub>2</sub> eq/kWh.

Cuenca» de 10 de noviembre de 2017. Según la documentación correspondiente al resultado del trámite de la información pública, no se recibieron alegaciones.

Asimismo, se realizó consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, obteniendo respuesta de la mayor parte de ellas. Con fecha 17 de abril de 2018 tuvo entrada en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural la solicitud de inicio de evaluación de impacto ambiental y diversa documentación, que posteriormente fue completada hasta el 2 de octubre de 2018 en que tuvo entrada información adicional al EsIA sobre los contenidos que se habían ido solicitando. Con la información recabada se elabora la DIA.

En cuanto a las condiciones establecidas respecto a la realización del proyecto, con carácter general, el promotor habrá de respetar las buenas prácticas ambientales y deberá cumplir todas las medidas preventivas, correctoras, complementarias y de seguimiento ambiental contempladas en el EsIA, el plan de restauración y demás documentación complementaria generada, así como todas aquellas medidas que han sido propuestas por las entidades consultadas durante el periodo de información pública y que el promotor ha aceptado o mostrado conformidad con las mismas.

Las medidas del EsIA que deben ser modificadas o completadas<sup>52</sup>, así como aquellas medidas adicionales establecidas como respuesta a las alegaciones e informes recibidos en el procedimiento y al análisis técnico realizado son las siguientes:

1. Aire, factores climáticos, cambio climático, radiaciones electromagnéticas:

- Tras la puesta en marcha de la instalación se realizarán mediciones de ruido e intensidad del campo electromagnético para comprobar que se cumplen las hipótesis expuestas en el EsIA y que no se sobrepasan los umbrales marcados por la legislación aplicable.
- El proyecto de ejecución de las línea eléctricas de alta tensión y, en concreto, el de la línea aérea de evacuación, deberá cumplir la normativa sectorial respecto a radiaciones electromagnéticas —niveles de referencia del Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas (Recomendación 1999/519/CE y Real Decreto 1066/2001)—. Resultaría recomendable que también la línea eléctrica de alta tensión cumpliera los niveles propuestos por la *Internacional Commission on Non-Ionizing Radiation Protection* en el año 2010 (*ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz-100 kHz)*) bajo el principio de precaución, respetando la

---

<sup>52</sup> Cada una de estas medidas deberán estar perfectamente definidas, detalladas y presupuestadas por el promotor en el proyecto constructivo o en una adenda al mismo, previamente a su aprobación.

distancia necesaria desde la línea eléctrica a las viviendas más próximas para no superar el nivel de 0,3  $\mu$ T.

## 2. Flora y vegetación, hábitats de interés comunitario:

- La superficie de los tipos de hábitats de interés comunitario (HICs) afectados por el proyecto 5210 «Matorrales arborescentes de *Juniperus* spp.», 9340 «Encinares de *Quercus ilex* y *Quercus rotundifolia*» y 9540 «Pinares mediterráneos de *Pinus halepensis*» como consecuencia de la ejecución de los trabajos, deberá ser restaurada o recuperada.

Las alteraciones de comunidades vegetales/hábitats con categoría de HICs que no supongan ocupación permanente por las infraestructuras o instalaciones del proyecto deberán ser restauradas o recuperadas en las mismas superficies en las que se produjo la alteración, mediante la preparación o acondicionamiento del suelo e implantación de vegetación con la misma composición específica, proporción de especies, densidad, etc., que permita la progresión hacia la comunidad vegetal/hábitat preexistente.

Si las superficies de HIC resultan afectadas de forma permanente por las instalaciones del parque, se procederá a la compensación en otros terrenos de la pérdida de superficie de las comunidades vegetales/hábitats derivada de la ocupación implantando el mismo tipo de vegetación/hábitat existente en el área en la que se produjo la pérdida de cabida. Esta compensación se realizará mediante la restauración en la superficie donde se produjo el incendio forestal del verano de 2017 en el término municipal de Campillo de Altobuey, dentro del MUP CU-203 «Dehesa Boyal» u otros terrenos públicos afectados. Dicha medida se realizará en coordinación con la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca, tanto en el tipo de trabajos a realizar como en la superficie y zonas exactas donde se llevarán a cabo.

Estas medidas serán incluidas en un Proyecto de Restauración y Compensación de HICs en el que se concretarán y detallarán las superficies y especies vegetales a utilizar y su presupuesto.

- El proyecto de construcción incluirá, a escala y detalle apropiado, las actuaciones de restauración y compensación indicadas, tanto en el EsIA como en la propia Resolución de DIA, así como un cronograma detallado de todas las actuaciones que deberá ser remitido a la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca para su aprobación/conocimiento previo al inicio de los trabajos. El cronograma deberá contemplar la planificación de las actuaciones de acuerdo a los ciclos biológicos de las especies amenazadas y una programación por sectores, con objeto de evitar que se afecte simultáneamente a la totalidad de territorio ocupado por el proyecto.
- Deberá asegurarse la viabilidad y supervivencia de todas las plantaciones y restauraciones a realizar durante toda la vida útil de la instalación en al menos un 80%, tal y como se establece en el EsIA, contemplando la reposición de mallas y riegos de mantenimiento si fuera preciso

### 3. Fauna y biodiversidad:

- Previo al inicio de las obras y durante la ejecución de las mismas se realizará una prospección del terreno por un técnico especializado en fauna, con objeto de identificar la presencia de ejemplares de las especies de fauna amenazadas, y los nidos y/o refugios. Si se diese esta circunstancia, se paralizarán las obras en la zona y se avisará a la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca, reduciendo las molestias (en un radio mínimo de 300 metros en el caso de aves amenazadas) hasta obtener las indicaciones pertinentes de dicho organismo.
- La línea eléctrica aérea deberá adoptar, en toda su longitud, las medidas antielectrocución y anticolidión establecidas 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.
- La espirales anticolidión serán de color no degradable al ultravioleta pero con contraste, como puede ser el color amarillo, se instalarán alternativamente en los cables de tierra, de forma que se genere un efecto visual de una señal cada 10 metros a lo largo de todo el trazado de la línea eléctrica, intercalando estas espirales con aspas verticales dotadas de tiras catadióptricas.
- En el EslA se ha indicado que el aerogenerador WTG14 estaría dentro de la zona de vulnerabilidad espacial media. Además las cuadrículas 1x1 km con mayor SVI (Índice de vulnerabilidad total para aves rapaces) según el estudio anual de avifauna son las cuadrículas 2, 3 y 24, en las que se encuentran los aerogeneradores WTG1, WTG2, WTG14, WTG15 y WTG16. Por este motivo, el promotor instalará los sistemas y dispositivos automáticos en tiempo real más eficaces, individuales o conjuntos, con los módulos de detección, aviso y parada, antes del inicio de la fase de explotación, en los aerogeneradores WTG1, WTG2, WTG14, WTG15 y WTG16, con el objeto de disminuir el riesgo de colisión de la avifauna con estos aerogeneradores. La Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla La Mancha y la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca deberán conocer los datos generados con estos dispositivos durante el Plan de Vigilancia.
- Parte de la alineación WTG01 al WTG13 es colindante con la IBA «Hoces del Gabriel Medio», por lo que desde el inicio de la explotación del parque eólico, en el caso de que se detectase alguna colisión con cualquiera de los aerogeneradores de ésta alineación de algún ejemplar de especie de ave que esté incluida en el anexo del Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas o tenga categoría de protección en el Catálogo de Especies Amenazadas de Castilla La Mancha, se procederá a la instalación en el mismo de un dispositivo automático en tiempo real con todos los módulos indicados en el apartado anterior (tras cumplir el periodo de parada del aerogenerador responsable de la colisión).
- Cada vez que se detecte la muerte por colisión con un aerogenerador del proyecto de un ejemplar de especie de ave que esté incluida en el anexo del

Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas o que pertenezca a la categoría de protección en el Catálogo de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha, el promotor procederá a la parada inmediata del aerogenerador en cuestión, parada que se mantendrá ininterrumpida hasta seis meses después de la fecha estimada de la colisión. Si volviera a ocurrir en el futuro, se ejecutaría nuevamente la referida parada temporal. En el caso de que haya dudas en la identificación del aerogenerador sobre el que se ha producido la colisión, el promotor seleccionará por estimación el aerogenerador responsable de la colisión.

- Si después del primer año de seguimiento ambiental se detectasen aerogeneradores o tramos de la línea eléctrica con elevado riesgo de colisión y mortalidad de la avifauna y quirópteros, se establecerán medidas adicionales para reducir el impacto sobre estas especies que serán aprobadas por el Servicio competente de la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca, tanto en el caso de los aerogeneradores (dispositivos de disuasión, paradas temporales e incluso el desmantelamiento del aerogenerador, así como sistemas de ultrasonidos que eviten la colisión de quirópteros), como en los tramos peligrosos de la línea eléctrica (señalización adicional como es el caso de balizas luminosas de inducción en los conductores, señalizadores luminiscentes en los cables de tierra, forrado del cableado, instalación de dispositivos salvapájaros en los hilos conductores, etc.).
- Si los resultados del seguimiento ambiental constataran que, debido al bajo riesgo de colisión, alguno de los módulos de los sistemas o dispositivos de detección en tiempo real instalados en alguno de los aerogeneradores fuera innecesario, el promotor podrá decidir la conveniencia de retirarlo a lo largo del periodo de explotación, informando de ello a la Viceconsejería de Medio Ambiente del Gobierno de Castilla-La Mancha y a la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca.
- Los datos recogidos por los sistemas y dispositivos automáticos en tiempo real instalados en los aerogeneradores serán recopilados por el promotor. En el Programa de Vigilancia ambiental se incluirá la elaboración de informes mensuales sobre los datos recogidos, que serán trasladados al organismo competente en conservación de la biodiversidad de la Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural.
- A sugerencia de la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca y de la Viceconsejería de Medio Ambiente, debido al aumento del riesgo de mortalidad sobre la comunidad de aves de la zona, se procederá, antes de la puesta en funcionamiento del parque eólico, a la corrección de apoyos peligrosos en líneas existentes en el entorno del parque eólico, de manera que se cumplan las condiciones técnicas del 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. Dicha medida se realizará en coordinación con la

Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Cuenca, tanto en la elección de apoyos como en el tipo de corrección a realizar, y se invertirá la mitad del presupuesto del capítulo dedicado a medidas compensatorias en esta actuación.

- La línea eléctrica será sometida a un adecuado mantenimiento que contemple la reparación y reposición de los dispositivos anticolidión instalados, conservando las características descritas en la propia Resolución y un adecuado estado de conservación y funcionalidad de los aislamientos y elementos antielectrocución y anticolidión.
4. Paisaje: En un plazo de seis meses tras la fase de construcción se deberán restituir todas las áreas alteradas que no sean de ocupación permanente (extendido de tierra vegetal, descompactación de suelos, revegetaciones, etc.) y se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas, residuos, marcas de jalonamientos, protectores de vegetación y escombros, depositándolos en vertederos controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.
5. Patrimonio cultural: La Dirección Provincial de Educación, Cultura y Deporte de la Junta de Castilla-La Mancha condiciona la realización del parque al cumplimiento de las siguientes determinaciones:
- En el área poligonal delimitada por el propio parque eólico donde los aerogeneradores WTG5, WTG6, WTG7, WTG8, WTG9, WTG10, WTG18, WTG19, WTG20, WTG21, WTG22, WTG23, WTG24 y WTG25 quedan emplazados y, por tanto, afectan al Ámbito de Protección A-7 Pozuelo, se realizará el control y seguimiento arqueológico directo y permanente de todos los movimientos de terreno (extracción o aporte) generados por la obra civil. Una vez preparada y acondicionada la zona (talado de arbolado y replanteo topográfico) se procederá al seguimiento arqueológico del decapado del terreno con maquinaria. Si aparecieran evidencias y restos arqueológicos se procederá, previa comunicación a la mencionada Dirección Provincial, a realizar las oportunas catas de valoración arqueológica con anterioridad al inicio de las obras. A la vista de los resultados se valorará por dicho órgano las actuaciones necesarias a los efectos de la documentación y conservación oportuna.
  - En el vial existente a reformar para el acceso que enlaza la carretera CUV-5014 con la alineación de aerogeneradores WTG24-WTG31 se deberá realizar control y seguimiento arqueológico directo y permanente de todos los movimientos de tierra generados por la obra civil, ante la afección directa al yacimiento arqueológico El Pozuelo (07160850001). En caso de aparición de restos arqueológicos se seguirá el mismo procedimiento reflejado en la condición anterior.
  - Los elementos etnográficos Corral del Manco, Chozo del Pozuelo y Chozo Cañada del Lagarto deberán ser balizados y dispondrán de señalización para la exclusión de cualquier afección por parte de la maquinaria durante el periodo de obras.

- En la banda de afección de la traza diseñada para la línea eléctrica de evacuación del parque eólico se realizará el control y seguimiento arqueológico directo y permanente, especialmente en el yacimiento arqueológico denominado El Puente (término municipal de Minglanilla), al oeste de los apoyos 46, 47 y 48 de la línea de evacuación. En caso de aparición de restos arqueológicos se seguirá el mismo procedimiento reflejado anteriormente.
  - El elemento etnográfico Chozo Cruz del Pastor (término municipal de Minglanilla), localizado a unos 40 m del apoyo 58 de la línea de evacuación, deberá ser balizado y señalizado para la exclusión de cualquier afección por parte de la maquinaria durante el periodo de obras.
  - El control y seguimiento arqueológico deberá garantizarse mediante la presentación, previa al inicio de las obras, de la correspondiente solicitud de trabajos arqueológicos por parte del promotor y el proyecto de actuación suscrito por un técnico arqueólogo, debiendo contemplar las determinaciones antes referidas para desarrollar las medidas correctoras pertinentes.
  - Cualquier modificación y/o ampliación del emplazamiento de las infraestructuras deberá contar con el visado y la autorización de la mencionada Dirección Provincial. Asimismo, para poder realizar cualquier ocupación y/o actuación sobre los terrenos de las vías pecuarias existentes en la zona de actuación, deberá contarse previamente con la autorización del organismo autonómico competente.
6. Programa de Vigilancia Ambiental (PVA): El EsIA contiene un PVA cuyo objetivo consiste en garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras descritas. En cada una de las fases de dicho programa se realizará un seguimiento de la eficacia de las medidas adoptadas y sus criterios de aplicación, emitiendo los correspondientes informes de vigilancia. El PVA ambiental contempla la realización de inspecciones, muestreos y análisis periódicos sobre el terreno relacionado con los aspectos objeto de vigilancia, cuyos resultados serán reflejados en informes periódicos o extraordinarios en caso de detectarse afecciones graves sobre el medio. En virtud del análisis técnico realizado, el PVA previsto en el EsIA deberá completarse con los aspectos adicionales incluidos en la propia Resolución de DIA. En el programa propuesto destaca el seguimiento de la mortalidad de la avifauna y de los quirópteros presentes en la zona debido a la instalación del parque, del tendido eléctrico y de la torre de medición, con objeto de evaluar los resultados y adoptar medidas correctoras si se precisan. Para ello se realizarán muestreos semanales alrededor de cada aerogenerador y entre ellos (banda de 252 metros) y a lo largo del tendido eléctrico (franja de 50 metros) durante la vida útil del proyecto. En el caso del seguimiento de la avifauna y quirópteros se comparará si en el área se produce un descenso de la abundancia o riqueza de especies con respecto al estudio elaborado en la fase preoperacional, llevándose a cabo durante toda la vida útil del parque con muestreos quincenales en el parque eólico y sus inmediaciones y en una franja de 30 metros a cada lado de la línea eléctrica. Los datos recogidos por los sistemas y dispositivos automáticos en tiempo real instalados en los

aerogeneradores serán recopilados, y el promotor deberá elaborar informes mensuales que serán trasladados al organismo competente en conservación de la biodiversidad de la Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural.

En el informe remitido por la Viceconsejería de Medio Ambiente del Gobierno de Castilla-La Mancha se indica que se tendrán que incorporar las siguientes medidas, a las que promotor ha manifestado su conformidad:

- El plan de seguimiento específico para avifauna y quirópteros se desarrollará durante toda la vida útil de las instalaciones del parque (incluida la línea eléctrica en la fauna), y se seguirán las directrices y criterios de la Dirección General de Montes y Espacios Naturales en relación a la elaboración de programas de seguimiento de avifauna y quirópteros en parques eólicos.
- El desarrollo de dicho plan deberá estar en manos de una empresa totalmente independiente de la responsable de la obra y será coordinado con la Dirección Provincial de Política Forestal y Espacios Naturales de Cuenca. El estudio de seguimiento, que será detallado correctamente en el documento a presentar, deberá constar, al menos, de los siguientes puntos:
  - ⇒ Censo de aves.
  - ⇒ Estudio del tránsito de aves por aerogeneradores y los pasos entre ellos.
  - ⇒ Mortandad de aves en una banda de dos veces el diámetro del rotor con los aerogeneradores situados en posición central y en una banda de 50 metros a cada lado del tendido de evacuación. Periodicidad semanal.
  - ⇒ Estudio de detectabilidad y predación de las aves muertas en el área del parque.
- Además de los datos de siniestralidad, el plan de seguimiento y vigilancia incorporará datos sobre la distribución y abundancia, mediante la misma metodología empleada en el estudio de avifauna y quirópteros correspondiente a la fase preoperacional, con el objetivo de poder determinar si en el área se produce un descenso de la abundancia o riqueza de especies.

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

Cada una de las medidas establecidas en el EsIA, en la documentación adicional y en la Propia Resolución de DIA deberán estar perfectamente definidas, detalladas y presupuestadas por el promotor en el proyecto constructivo o en una adenda al mismo, previamente a su aprobación.

Por otra parte, la DIA favorable no exige al promotor de la obligación de obtener todas las autorizaciones ambientales o sectoriales que resulten legalmente exigibles.