

**ACUERDO EMITIDO A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE OTORGA A ENERGÍA EÓLICA ALTO DEL LLANO, S.L.U. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE CONSTRUCCIÓN PARA EL PARQUE EÓLICO MOTILLA DE 52,5 MW, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 20 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 20/132 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 132 KV, Y LA LÍNEA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 132 KV PARA EVACUACIÓN, UBICADO EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MOTILLA DEL PALANCAR, EN LA PROVINCIA DE CUENCA.**

**Expediente nº: INF/DE/015/18**

## **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

### **Consejeros**

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

### **Secretario de la Sala**

D. Miguel Sanchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 15 de marzo de 2018

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a ENERGÍA EÓLICA ALTO DEL LLANO, S.L.U. autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para el Parque Eólico Motilla de 52,5 MW, las líneas subterráneas a 20 kV, la subestación eléctrica a 20/132 kV, la subestación eléctrica a 132 kV, y la línea de energía eléctrica a 132 kV para evacuación, ubicado en el término municipal de Motilla del Palancar, 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 anterioridad al inicio del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, ENERGÍA EÓLICA ALTO DEL LLANO, S.L.U. elaboró, en mayo de 2015, un documento inicial del Parque Eólico Motilla y su infraestructura de evacuación con el propósito de solicitar el alcance del estudio de impacto

ambiental. Con fecha 5 de mayo de 2016, la Secretaria de Estado de Medio Ambiente del entonces Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA; en la actualidad Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, MAPAMA) formuló el documento de alcance para la evaluación ambiental del proyecto Parque Eólico Motilla y su infraestructura de evacuación, en los términos municipales de El Peral y Motilla del Palancar, Cuenca.

Con fecha 8 de agosto de 2016, tuvo entrada en la Dirección del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca solicitud por parte de ENERGÍA EÓLICA ALTO DEL LLANO, S.L.U. (en adelante EEAL) de autorización administrativa previa y Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto de Parque Eólico Motilla de 52,5 MW (en adelante P.E. MOTILLA) y su infraestructura de evacuación (Subestación Motilla 20/132 kV y línea eléctrica 132 kV), ubicado en la provincia de Cuenca, informando que el proyecto ya había obtenido *«Derecho de acceso y conexión en fecha 27 de mayo de 2015, por parte de Iberdrola Distribución S.A.U. (y con la aceptabilidad de Red Eléctrica) para 52,5 MW a través de una nueva Subestación Motilla 20/132 kV a realizar de donde saldrá una línea de 132 kV para abrir la línea existente “Olmedilla-Cofrentes” de 132 kV»*.

El estudio de impacto ambiental se sometió conjuntamente con el proyecto al trámite de información pública, previos anuncios en el Boletín Oficial del Estado (BOE) de 1 de septiembre de 2016 y de 22 de septiembre de 2016. También se publicaron anuncios en el Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca de 31 de agosto de 2016 y de 23 de septiembre de 2016. Según la documentación correspondiente al resultado de dicho trámite, no se recibieron alegaciones. Asimismo, se realizó consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, recibiendo respuesta de muchas de ellas, dando traslado de estas al promotor del proyecto, el cual ha aceptado los condicionados establecidos en las mismas.

Con fecha 20 de enero de 2017, 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 «Parque Eólico Motilla de 52,5 MW y su infraestructura de evacuación (Subestación Motilla 20/132 kV y Línea Eléctrica 132 kV)», 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 3 de marzo de 2017 tuvo entrada en el MAPAMA el estudio de impacto ambiental, el documento técnico del proyecto y el resultado de la información pública y de las consultas. Con fecha 29 de marzo de 2017 también tuvo entrada, procedente de la DGPEM, información adicional en relación con el resultado de la información pública y de las consultas.

Con fecha 12 de abril de 2017 tuvo entrada en la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno de Cuenca solicitud de autorización

administrativa de construcción del «Parque Eólico Motilla de 52,5 MW y su infraestructura de evacuación», en cumplimiento del artículo 53.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, manifestando que *«aunque todavía no se ha obtenido la Declaración de Impacto Ambiental y la Autorización Administrativa previa, sí se han obtenido los principales informes vinculantes [...] que introducían un condicionado y ha sido aceptado en la base de “Autorización Administrativa Previa” [y dichos informes] han sido recogidos en el Proyecto de Ejecución que se presenta»*. Por ello solicita que, tras los trámites oportunos, dé traslado al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) para su tramitación conjunta y coetánea con la Solicitud de Autorización Administrativa Previa. Con fecha 15 de septiembre de 2017, la mencionada Dependencia emitió Informe sobre la tramitación del expediente relativo a la autorización administrativa de construcción del «Parque Eólico Motilla de 52,5 MW y su infraestructura de evacuación», remitiéndolo a la DGPEM para su remisión al órgano ambiental y resolución del expediente.

Mediante Resolución de 25 de julio de 2017, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se formuló Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto P.E. MOTILLA de 52,5 MW y su infraestructura de evacuación, siempre que 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 27 de mayo de 2015, Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. (en adelante IBD) otorgó derecho de acceso y conexión para el P.E. MOTILLA (denominado en dicho escrito P.E. Alto del Llano), siempre que la conexión de la instalación se realizara bajo las condiciones establecidas, en barras de una nueva subestación seccionadora de 132 kV (denominada en principio ‘ST Motilla 132 kV’) conectada en entrada-salida sobre la línea Olmedilla-Iniesta 132 kV, por lo que la generación conectada ejercería su influencia principal sobre el nudo de Olmedilla 132 kV, que en esa fecha no disponía de capacidad de evacuación de generación. Por ello, en el informe adjuntado por IBD se especificaban los refuerzos de la red de distribución a realizar, consistentes en la ampliación de la transformación 400/132 kV conectada a la subestación de Olmedilla, de forma que la nueva capacidad de la zona permitiera la evacuación de energía del parque eólico.

En aplicación del apartado 5 del Anexo XV del 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<sup>1</sup>, y

---

<sup>1</sup> El Anexo XV de dicho Real Decreto está dedicado al ‘Acceso y conexión a la red’ y, en particular, su apartado 5 establece que *«Para instalaciones o agrupaciones de las mismas, de más de 10 MW, con conexión existente y prevista a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de distribución, este solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de acceso y conexión»*.

considerando que la agrupación de generadores existentes y previstos con afección mayoritaria en el nudo OLMEDILLA 400 kV de la red de transporte ya ha superado los 10 MW, la viabilidad de la conexión queda condicionada a la emisión del informe favorable del Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, REE) sobre su aceptabilidad desde la perspectiva de la Red de Transporte.

Con fecha 19 de febrero de 2016 REE, en su calidad de operador del sistema y transportista único, remitió informe a IBD en el que concluía que, según los estudios de ámbito nodal y zonal realizados, la conexión de la instalación analizada resultaría técnicamente viable en el Horizonte 2020<sup>2</sup> analizado, ya que tanto la evacuación de la generación prevista en el nudo existente de Olmedilla 400 kV, como la conexión de dicho contingente de generación en el ámbito zonal asociado al eje Olmedilla-Romica-Pinilla 400 kV y al binomio Olmedilla 400/220 kV resultan viables.

Con fecha 29 de febrero de 2016, IBD comunicó a ABO WIND ESPAÑA, S.A. (que fue el solicitante del punto de conexión) que, tras concluir positivamente la aceptabilidad del punto de acceso y conexión solicitado desde la perspectiva de la red de distribución, REE ha procedido a la aceptación del mismo desde la perspectiva de la red de transporte, por lo que deberá remitirles la expresa aceptación del punto de conexión y del pliego de condiciones técnicas definitivas.

Mediante escrito de 6 de mayo de 2016, IBD remitió a EEAL presupuesto sobre los refuerzos a realizar en la red para la conexión del P.E. MOTILLA, solicitud realizada por ABO WIND ESPAÑA, S.A.U. que, según escrito de fecha 7 de marzo de 2016, ha cedido los derechos y obligaciones a la sociedad EEAL, sin ninguna variación en las condiciones técnicas de la conexión. La aceptación y pago del mismo ha supuesto el otorgamiento definitivo del punto de acceso y conexión.

Mediante escrito de fecha 12 de febrero de 2018, IBD ha confirmado a EEAL la validez del acceso y la conexión a su red de distribución según se informó en la carta de condiciones técnico económicas de fecha 27 de mayo de 2015.

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

### **1.3. Solicitud de informe preceptivo**

Con fecha 25 de enero de 2018 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se otorga a EEAL autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para el P.E. MOTILLA de 52,5 MW, la línea

---

<sup>2</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).

subterránea a 20 kV, las subestaciones eléctricas a 20/132 kV y a 132 kV y la línea aérea de evacuación a 132 kV. Se ha adjuntado, asimismo, la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otras: a) el Proyecto de la instalación eólica y su infraestructura de evacuación (subestación Motilla 20/132 kV y línea eléctrica 132 kV)—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 IBD y 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.

## 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.
- 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 EEAL ha presentado solicitud de autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para las instalaciones (el P.E. MOTILLA, la línea subterránea a 20 kV, las subestaciones eléctricas a 20/132 kV y a 132 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 Ley 21/2013, e indica que dicha Dependencia de Industria y Energía emitió informe respecto al Proyecto, con fecha 20 de enero de 2017, completada posteriormente con informe de fecha 15 de septiembre de 2017.

Asimismo, la Propuesta informa que, mediante Resolución de 25 de julio de 2017 de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAPAMA, el Proyecto obtuvo DIA favorable, sometida a la puesta en práctica de las medidas preventivas, correctoras y del programa de vigilancia ambiental establecido, para la alternativa seleccionada en las condiciones señaladas en la misma.

También se indica en la Propuesta que la línea de evacuación a 132 kV se extiende desde la subestación Motilla hasta la apertura de la línea de energía eléctrica a 132 kV denominada "Olmedilla-Iniesta", propiedad de IBD.

Asimismo, se informa que IBD emitió informe aceptando el punto de conexión para el P.E. MOTILLA. También el Operador del Sistema emitió, en fecha 19 de febrero de 2016, informe de viabilidad de acceso en el que se considera técnicamente aceptable el acceso de la citada instalación a la red de distribución, con afección en Olmedilla 400 kV.

Además, indica que EEAL suscribió, con fecha 28 de marzo de 2017, declaración responsable que acredita el cumplimiento de la normativa que le es de aplicación, según se establece en el artículo 53.1 de la Ley 24/2013.

La Propuesta pone de manifiesto que, considerando los principios de celeridad y economía procesal que debe regir la actividad de la Administración, procede resolver por medio de un único acto las solicitudes del peticionario en cuanto a la concesión de autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción del proyecto.

Además, describe las principales características de la instalación: se trata de un parque eólico con una potencia instalada de aproximadamente 52,5 MW (21 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno), en el término municipal de Motilla del Palancar, en la provincia de Cuenca; las líneas subterráneas a 20 kV de evacuación están distribuidas en 5 tramos, tienen como origen los aerogeneradores de la planta, discurriendo hasta las subestaciones transformadoras; la subestación de transformación a 20/132 kV contiene una posición de transformación; la subestación eléctrica a 132 kV contiene una configuración de dos posiciones de línea; la línea eléctrica a 132 kV se extiende desde la subestación eléctrica a 132 kV hasta la apertura de la línea eléctrica a 132 kV Olmedilla-Iniesta, será de dos circuitos, tendrá cinco apoyos y una longitud de 886 metros.

La propuesta matiza que el objeto del proyecto es la construcción de un parque eólico para generación de energía eléctrica y la evacuación de dicha energía generada para su comercialización, mientras que la apertura de la línea a 132 kV Olmedilla-Iniesta, propiedad de IBD, no está dentro del ámbito de la autorización.

Por otra parte, la Propuesta indica que EEAL deberá cumplir todas las condiciones impuestas en la DIA y las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

La Propuesta incluye un Anexo donde se especifican las condiciones especiales para conceder la autorización administrativa de construcción:

- Las obras deberán realizarse de acuerdo con el proyecto presentado y con las disposiciones reglamentarias que le sean de aplicación, con las variaciones que, en su caso, se soliciten y autoricen.
- El plazo para la emisión de la Autorización de Explotación será de dieciocho meses, contados a partir de la fecha de notificación al peticionario de la Resolución.
- El titular de la instalación deberá dar cuenta de la terminación de las obras al Órgano competente provincial, a efectos de reconocimiento definitivo y extensión de la Autorización de Explotación.
- La autorización administrativa de construcción no dispensa en modo alguno de la necesaria obtención por parte del titular de la instalación de cualesquiera autorizaciones adicionales que las instalaciones precisen, entre ellas, la obtención de las autorizaciones que, en relación con los sistemas

auxiliares y como condición previa a su instalación o puesta en marcha, puedan venir exigidas por la legislación de seguridad industrial y ser atribuidas a la competencia de las distintas Comunidades Autónomas.

- La Administración dejará sin efecto la presente Resolución si durante el transcurso del tiempo se observase incumplimiento, por parte del titular de los derechos que establece la misma, de las condiciones impuestas en ella. En tales supuestos, la Administración, previo oportuno expediente, acordará la anulación de la correspondiente Autorización con todas las consecuencias de orden administrativo y civil que se deriven de dicha situación, según las disposiciones legales vigentes.
- El titular de la instalación tendrá en cuenta para su ejecución las condiciones impuestas por los Organismos que las han establecido, las cuales han sido puestas en su conocimiento y aceptadas expresamente por él.

Visto todo lo anterior, se propone otorgar autorización administrativa previa y de construcción para la instalación eólica, las subestaciones, las líneas subterráneas y la línea aérea a 132 kV para evacuación de energía eléctrica del parque eólico.

## **4. CONSIDERACIONES**

### **4.1 Condiciones técnicas**

#### **4.1.1 Condiciones de eficiencia energética**

Según se argumenta en el documento del año 2006 de Greenpeace y el Consejo Mundial de Energía eólica, '*Perspectivas globales de la energía eólica*', «*en los últimos 15 años, la eficiencia de los aerogeneradores ha mejorado considerablemente, gracias a un diseño mejor del equipo, a mejores localizaciones y a turbinas más altas. En consecuencia, la eficiencia ha estado aumentando anualmente entre un 2 % y un 3 %. Además, puede suponerse que, como resultado de la optimización de los procesos de producción, los costes de inversión para los aerogeneradores disminuirán. [...] Como resultado se espera que para el 2020, el costo de producir electricidad con energía eólica, descienda a 3 – 3,8 centavos de €/kWh en las buenas localizaciones y a 4 – 6 centavos de €/kWh en los sitios con bajas velocidades del viento. Para el 2050 estos costes habrán bajado a 2,8 – 3,5 centavos de €/kWh y a 4.2 – 5.6 centavos de €/kWh respectivamente.*

*Estos cálculos no consideran los llamados “costes externalizados” de la producción de electricidad. Generalmente se estima que las fuentes de energía renovables, tales como el viento, tienen ventajas ambientales y sociales, cuando se las compara con las fuentes de energía convencionales, tales como el carbón, el gas, el petróleo y la energía nuclear. Estas ventajas se pueden traducir, en mayores o menores costes para la sociedad y que se deben ver reflejados en los cálculos de los costes de producción de la electricidad. Sólo entonces se podría establecer una comparación justa, entre los diversos*



*medios de producción de energía. El proyecto ExternE, financiado por la Comisión Europea ha estimado el costo externalizado del gas en aproximadamente 1,1 – 3,0 centavos €/kWh y para el carbón entre 3,5 y 7,7 centavos €/kWh.*

*Además, estos cálculos no consideran los costes de los riesgos, que están relacionados con las tecnologías convencionales de los combustibles. Puesto que la energía eólica no requiere de ningún combustible, elimina por lo tanto el riesgo de la inestabilidad de los precios de los combustibles, que caracteriza a otras tecnologías de generación, tales como el gas, el carbón y el petróleo. En consecuencia, una matriz de generación, que contenga proporciones substanciales de energía eólica, reducirá los riesgos de costes energéticos futuros más altos, reduciendo la exposición de la sociedad a los aumentos de precios de los combustibles fósiles. En una época en que los recursos en combustible son limitados y que existe una alta inestabilidad de los precios de los combustibles, las ventajas son obvias. Además, los costes que se evitan, tanto por la instalación de una planta de producción de energía convencional, como por la no utilización de combustibles fósiles, no son tomados en consideración. Estas correcciones mejorarían mucho el análisis de costes para la energía eólica.»*

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.

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 moderna tecnología eólica posee un balance energético muy positivo. Sobre un ciclo de vida promedio de 20 años de un aerogenerador, las pocas emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se “recuperan” después de los primeros tres o seis meses de operación. En el supuesto de que el carbón y el gas fueran los combustibles que generaran la mayor parte de la producción eléctrica en un período de 20 años (con una tendencia continua a que el gas siga sustituyendo al carbón), los cálculos del Consejo Mundial de Energía indican que con la generación eólica se obtendría un valor promedio unas 600 toneladas de reducción de dióxido de carbono por GWh generado.

Además, gracias a los avances tecnológicos en las últimas dos décadas, se ha pasado de la instalación de máquinas de pequeña potencia unitaria (500-850 kW) hasta las máquinas actuales de en torno a 3.000 kW (en eólica terrestre; incluso el doble en la marina), lo que supone una mejora de las condiciones

ambientales del entorno, la capacidad de regeneración de los recursos y el abaratamiento de la inversión.

Por tanto, la energía eólica produce, por lo general, ventajas socioeconómicas en zonas rurales aisladas, repercutiendo en la mejora de infraestructuras (red eléctrica, mejora de accesos), sociales (puestos de trabajo eventuales durante la construcción, y fijos durante la explotación del parque, lo que permite la estabilidad de la población en el medio rural) y económicas (beneficios por inversores locales en un negocio rentable, arrendamientos de terrenos a propietarios, cánones, impuestos y licencias a ayuntamientos). Las limitaciones fundamentales de esta energía vienen dadas por la existencia de recurso suficiente para la amortización de los parques eólicos con la tecnología disponible en la actualidad, la necesidad de respeto del medio natural, puesto que suelen ubicarse en parajes no degradados, y la capacidad de evacuación de la red eléctrica de distribución y transporte. 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 a 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 Motilla, instalada por EEAL en la zona de implantación de aerogeneradores a finales de abril de 2008. Se han tomado mediciones a 60 y 40 metros del suelo. A lo largo del año 2015, en atención a la recomendación de la IEC 61400<sup>3</sup>, la torre de medición fue extendida a 80 metros de altura, próxima a los 2/3 de la altura del buje (129 metros). Teniendo en cuenta 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 21 aerogeneradores de 2,5 MW (rotor de 126 metros de diámetro y 129 metros altura de buje, modelo G126 IIIA, tripala a barlovento) con curva de potencia adaptada a la densidad del aire del emplazamiento analizado, lo que supone una potencia instalada de 52,5 MW. Se ha realizado una estimación de la producción energética mediante el paquete de software WindPro, modelización a partir del modelo WAsP<sup>4</sup>, obteniendo una producción bruta para el parque de 198.195 MWh/año y neta (descontadas las pérdidas) de 176.904,6 MWh/año, lo que supone 3.370 horas equivalentes/año, un factor de capacidad del 38,4 % y una eficiencia del parque de 89,3%.

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

---

<sup>3</sup> Conjunto de requisitos de diseño realizados para garantizar que las turbinas de viento estén diseñadas adecuadamente contra daños por peligros dentro de la vida útil planificada.

<sup>4</sup> Wind Atlas Analysis and Application Program.

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.

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.

Para el diseño de la máquina se ha establecido que cumplirá los requisitos mínimos de eficiencia energética (Ecodiseño), según el Reglamento (UE) nº 548/214 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se establecen los requisitos de diseño ecológico para los transformadores de potencia. Se cumplirá lo especificado en el cuadro 1.7 del Anexo I para los valores del Índice de Eficiencia Máximo (PEI<sup>5</sup>).

#### **4.1.2 Condiciones de seguridad**

El Proyecto 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: la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, para las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía, y sus desarrollos posteriores; la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales y las Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales y toda normativa que la complemente; 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; el Real Decreto 773/1997, 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual; 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

---

<sup>5</sup> Valor máximo de la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador. Para 50 MVA de potencia asignada se establece un valor mínimo del PEI de 99,696% y para 63 MVA el valor mínimo del PEI es de 99,709%, en una primera etapa desde julio de 2015. Para potencias asignadas intermedias el PEI se obtendrá por interpolación lineal.

instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

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 temperaturas límites operacionales estándar de esta turbina y altura de buje 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. 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>6</sup>.

La turbina eólica está montada en la parte superior de una torre tubular en cuyo interior hay dispuestas plataformas y 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).

El proyecto adjunta de forma detallada los cálculos realizados para las distintas instalaciones, para los que se han tenido presentes las Normas nacionales e internacionales, así como el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) conforme al Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo, así como las Recomendaciones UNESA y la normativa de aplicación de IBERDROLA (se han calculado coeficientes de

---

<sup>6</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.

seguridad para embarrado, tubo, material y fatiga de material, distancias de seguridad,...).

Se presenta un listado exhaustivo de toda la normativa considerada a efectos de proyectar unas instalaciones seguras, caso del sistema de 20 kV, que utilizará el grado de aislamiento correspondiente a tensión soportada a impulso de rayo, así como las distancias mínimas de aislamiento en el aire, entre fases y fase a tierra según ITC (Instrucción Técnica Complementaria) MIE-RAT 12 'Aislamiento', también de aplicación en los niveles de aislamiento adoptados para la Subestación de evacuación y seccionamiento de Motilla. El Reglamento también prescribe una serie de distancias de seguridad, que garantizan la accesibilidad de la instalación, para la realización fundamentalmente de las operaciones habituales. Estas distancias se recogen en la instrucción ITC-RAT 15 'Instalaciones Eléctricas de Exterior'.

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 cumplirá con el mencionado Manual Técnico de Iberdrola. Estará compuesto por: control de accesos, sistema anti-intrusión, circuito cerrado de televisión, interfonía local y remota, grabación digital y transmisión de imagen, megafonía remota y alimentación segura. Dicho sistema de seguridad (también llamado sistema de seguridad integral en el caso de la subestación) se dispondrá por el perímetro de toda la instalación, incluyendo tanto la propiedad de IBD como la propiedad de EEAL, para dotar de una protección completa al recinto. El proyecto del sistema de seguridad será aprobado por Iberdrola Seguridad Patrimonial en base a la normativa aplicable. El sistema completo debe comunicarse con el Centro de Seguridad de Iberdrola, asumiendo las especificidades establecidas en los manuales técnicos de la compañía para el diseño y equipamiento del sistema de seguridad<sup>7</sup>.

El proyecto también hace referencia a la Seguridad contra incendios en cada uno de los elementos que constituyen la instalación total, de forma que ésta se acondicionará en base al Manual Técnico 2.60.01 'Requisitos de Seguridad Contra Incendios en Subestaciones' y Especificaciones Técnicas-02 'Sistema

---

<sup>7</sup> Estos manuales de IBD reciben la siguiente denominación:

- MT 100 Sistema de seguridad en subestaciones,
- MT 101 cuadros eléctricos,
- MT 102 Canalizaciones y cableados a utilizar en instalación de seguridad,
- MT 103 Conjunto de control de accesos,
- MT 104 Instalación de sistemas de interfonía y megafonía sobre voz,
- MT 105 Centrales de intrusión,
- MT 106 Instalación de sistemas de circuito cerrado de televisión (CCTV) y grabación,
- MT 107 Detección electrónica perimetral con barreras de infrarrojos,
- MT 108 Manual técnico de documentación a entregar,
- MT 109 Manual técnico de obra civil,
- MT 110 Integración de la asociación del sistema de protección contra incendios (PCI) con el CCTV.

de Detección y Alarma de Incendios en Subestaciones no dotadas de Sistema de Extinción’.

El Proyecto del P.E. MOTILLA y su infraestructura de evacuación incluye el Estudio de Seguridad y Salud global, además de adjuntar de forma particular los estudios correspondientes a los diferentes subproyectos, como son los de la Subestación 20/132 kV, la subestación de seccionamiento o la línea de 132 kV, detallando las protecciones colectivas y personales a utilizar en las diferentes fases de ejecución de la instalación (obra civil, montaje de equipos e instalaciones, ...) y se establece un Plan de Seguridad y Salud. El Estudio de Seguridad y Salud establece, durante la construcción de la obra, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento, y las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores. Se ha redactado de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se implanta la obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad y Salud en el Trabajo en los proyectos de construcción.

Posteriormente, el contratista deberá presentar obligatoriamente el Estudio de Seguridad en el Trabajo, antes del comienzo de las obras, es decir, un plan de seguridad donde contemple las medidas reflejadas en el Estudio de Seguridad y Salud, de forma que el contratista deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad. Mientras los operarios trabajen en circuitos, con equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Las herramientas y equipos se llevarán en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes o clavos en suelas. El personal estará obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal necesarios para eliminar o reducir los riesgos profesionales pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos si estima que el personal está expuesto a peligros que son corregibles. Éste también podrá exigir al contratista el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar su propia integridad física o la de sus compañeros. El contratista deberá tomar las máximas precauciones para proteger a personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes ocasionen y mantendrá una póliza de seguros que proteja a sus empleados y obreros frente a responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc. en que pudieran incurrir como consecuencia de la ejecución de los trabajos. Serán de su responsabilidad también las protecciones y señalización de las obras y sus accesos, de acuerdo con el Reglamento de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

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

*Desde el punto de vista de la red de distribución*

En escrito de fecha 27 de mayo de 2015, IBD remitió escrito a ABO WIND ESPAÑA, S.A. (en adelante ABO WIND ESPAÑA), en respuesta a su solicitud de punto de conexión para el P.E. MOTILLA, en el cual especifica el punto de conexión, las condiciones técnicas y desarrollos necesarios para su viabilidad. El documento parte de la base de una renuncia previa por parte de ABO WIND ESPAÑA a los derechos asociados al punto de conexión para el entonces denominado P.E. Alto del Llano, de fecha 19 de noviembre de 2012<sup>8</sup>.

La conexión de la instalación a la red de IBD se realizaría bajo las condiciones establecidas en el escrito, en barras de una nueva subestación seccionadora en 132 kV (denominada entonces como 'ST Motilla 132 kV') conectada en entrada-salida sobre la línea Olmedilla-Iniesta 132 kV. Con dicha conexión, la generación conectada ejercería su influencia principal sobre el nudo de Olmedilla 132 kV, que en ese momento no disponía de la necesaria capacidad de evacuación de generación. Por ello, el escrito determina los refuerzos a realizar en la red de distribución, consistentes en la ampliación de la transformación 400/132 kV conectada en la subestación de Olmedilla, para que con esa nueva capacidad de la zona se posibilite la evacuación de la energía generada por el parque eólico.

Se determina que las instalaciones de conexión a la red de IBD deben diseñarse de acuerdo con la potencia máxima de cortocircuito calculada (2.200 MVA). Para la conexión de la potencia solicitada es necesario realizar en la red de distribución de IBD las siguientes modificaciones:

1. Trabajos de refuerzo realizados por IBD a cargo del solicitante y que serán propiedad de IBD:
  - Instalación en la subestación de Olmedilla de una nueva unidad transformadora 400/132 kV de 300 MVA en sustitución de la unidad actual 400/132 kV de 120 MVA. El coste será sufragado por las instalaciones que se beneficien de este refuerzo por tratarse de una condición necesaria para su evacuación. Según los estudios de red para la zona, se ha determinado que la capacidad adicional para nuevos entrantes con la instalación de esta nueva unidad es de 90 MW, por lo que se establece una participación en este refuerzo en un 58,3333% de su coste total.
  - Adecuación del parque de la subestación de Olmedilla 132 kV, según las nuevas condiciones de explotación: modificaciones necesarias en el embarrado y en los sistemas de protecciones y telecontrol de la subestación, que se definirán en el proceso de conexión.

---

<sup>8</sup> Dicha renuncia expresa debe realizarse de forma simultánea a la confirmación de la solicitud realizada por ABO WIND ESPAÑA, ya que, de acuerdo con la normativa vigente, no está permitida una reserva de capacidad de las redes de transporte o distribución. Si no se realizaran de forma simultánea ambas actuaciones, IBD no podría garantizar la confirmación de las condiciones técnico-económicas establecidas en el escrito, puesto que si recibiera otra solicitud de conexión por parte de un tercero en el periodo transcurrido entre ambas actuaciones, debería realizarse un nuevo informe para determinar la capacidad existente en la red de distribución y los refuerzos necesarios para atender la conexión pretendida.

- Adaptaciones necesarias de la actual posición de transformación de 132 kV en Olmedilla con topología de doble barra par admitir la conexión del nuevo transformador.

Serán actuaciones realizadas por IBD a cargo del solicitante, que tendrá que aprobar el presupuesto elaborado por IBD. Si además fuera necesaria la ampliación de la subestación o embarrados, también serían actuaciones a cargo del solicitante, al igual que si fuera necesaria la adquisición de terrenos.

2. Trabajos necesarios para la nueva extensión de red desde la red de distribución existente hasta el primer elemento propiedad el solicitante:

- Construcción de una nueva subestación seccionadora (denominada en principio como "ST Motilla 132 kV") según las características técnicas normalizadas de IBD, que inicialmente será un sistema de 132 kV con simple barra, dimensionado para tres posiciones de línea (nueva ST-Olmedilla, nueva ST-Iniesta y posición particular para evacuación del parque eólico), estará lo más cerca posible de la traza de la línea existente de 132 kV, y sería deseable que dispusiera de espacio suficiente para posiciones de reserva en previsión de desarrollos futuros que se definirán en el proceso de conexión. De acuerdo a la actual reglamentación, la subestación construida, que da continuidad a la línea de IBD, debe ser cedida a la empresa eléctrica, realizándose su operación desde el Despacho de Operación de IBD.
- Nuevas líneas de 132 kV para posibilitar la integración de la futura ST Motilla en la red existente mediante una conexión en entrada-salida sobre la línea Olmedilla-Iniesta 132 kV así como modificaciones necesarias en los apoyos afectados de dicha línea para permitir dicha conexión. La configuración será mediante un doble circuito con conductor normalizado, cuya longitud y solución constructiva no se pudo especificar en el momento de realización del informe de IBD dada la incertidumbre existente entonces sobre la ubicación final de la subestación.
- Modificaciones necesarias en las líneas existentes para permitir la conexión de la nueva subestación, así como aquellas modificaciones necesarias en los sistemas de protecciones y telecontrol de las subestaciones que se vieran afectadas, que se definirán en el proceso de conexión.

3. Trabajos a desarrollar por el solicitante que quedarán en su propiedad:

- Línea de 132 kV desde la subestación del solicitante hasta el punto de conexión en la futura ST Motilla 132 kV.
- Todos los apoyos que presenten riesgo de electrocución para aves deben disponer de dispositivos para protección de la avifauna.

Por otra parte, IBD establece otro condicionado respecto al factor de potencia (el parque eólico deberá funcionar con un factor de potencia inductivo entre 0,95 y 0,98), respecto a la necesidad de dotar estas instalaciones con telecontrol, protecciones y telemida, así como a la responsabilidad de la



instalación de estar dotada de medios para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición de interruptor de cabecera de IBD y en el tiempo mínimo que esté establecido. La instalación también deberá disponer de un sistema de teledisparo o medio alternativo de desconexión en caso de incidencias y no podrá funcionar en isla.

*Desde el punto de vista de la red de transporte*

Según establece el apartado 5 del Anexo XV del RD 413/2014 citado anteriormente, y teniendo en cuenta que la agrupación de generadores existentes y previstos con afección mayoritaria en el nudo OLMEDILLA 400 kV de la red de transporte ya ha superado los 10 MW, la viabilidad de la conexión queda condicionada a la emisión del informe favorable de REE sobre su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte.

Con fecha 19 de febrero de 2016, REE remitió informe a IBD respecto a la solicitud de aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte para la solicitud de acceso a la red de distribución bajo la gestión de IBD, asociada a la conexión de una nueva instalación de generación renovable, el P.E. MOTILLA, a la red de distribución subyacente de Olmedilla 400 kV.

REE informa que la instalación P.E. MOTILLA forma parte de una agrupación de instalaciones de generación renovable con conexión prevista en la red de distribución subyacente del nudo de Olmedilla 400 kV de 319,3 MW, de los cuales 214,8 MW se encontraban en la fecha de emisión del informe en servicio y 104,05 MW se correspondían con un conjunto de generadores previstos, entre los que se incluye el P.E. MOTILLA.

REE, en calidad de Operador del Sistema Eléctrico y Gestor de la Red de Transporte, realiza una valoración de las posibilidades de conexión de generación renovable, y lleva a cabo los estudios de capacidad de red de ámbito zonal y nodal según los escenarios y criterios establecidos en el PO12.<sup>9</sup> Con estas consideraciones y para el escenario energético y de red establecido en la planificación vigente (Horizonte 2020), los estudios técnicos obtienen los siguientes valores de capacidad<sup>10</sup>:

- En el ámbito nodal, para el actual nudo de Olmedilla 400 kV, la evacuación de la generación prevista (104,05 MW) resultaría técnicamente viable.
- En el ámbito zonal con influencia sobre el punto de conexión solicitado (que integra la generación situada en Castilla-La Mancha o Comunidades

---

<sup>9</sup> Procedimiento de Operación 12.1: Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.

<sup>10</sup> REE indica que, con la red de transporte actual y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la planificación, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las presentadas, pudiendo encontrarse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

adyacentes con evacuación sobre los nudos de la red de transporte situados en Castilla-La Mancha), y en particular, el ámbito zonal asociado al eje Olmedilla-Romica-Pinilla 400 kV y al binomio Olmedilla 400/220 kV que incluyen dicho nudo, la conexión del contingente de generación previsto resultaría técnicamente viable.

Por tanto, se considera aceptable el acceso de las instalaciones de generación previstas entre las que se encuentra el P.E. MOTILLA, por cuanto resulta viable en el ámbito zonal indicado y en el ámbito nodal de Olmedilla 400 kV, con las consideraciones y condicionantes que se exponen en el informe. En particular, reitera que dicha aceptabilidad considera la afección prioritaria en el nudo de Olmedilla 400 kV, de forma que si existiera la posibilidad de que la generación prevista afectara sobre el nudo de Olmedilla 220 kV, la conexión debería plantearse directamente en la red de transporte de Olmedilla 400 kV, para lo que se debería cumplimentar el procedimiento de acceso a través del Interlocutor Único de Nudo (IUN) definido por la Junta de Castilla-La Mancha, que es IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CASTILLA-LA MANCHA. Todo ello, porque la generación actualmente en servicio (aproximadamente 179 MW de generación no eólica en la red de distribución, mayoritariamente fotovoltaica) satura la capacidad de conexión establecida para el nudo de Olmedilla 220 kV y la red de distribución subyacente, como consecuencia de la aplicación del límite por potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según establece el RD 413/2014), que resultaría de aplicación a la generación de la solicitud.

Para el uso compartido por los productores que evacuen en Olmedilla 400 kV de forma directa o a través de la red de distribución subyacente, deberán tenerse en cuenta las limitaciones que se indican a continuación:

- Las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE debido a que el estudio se limita a una evaluación indicativa. La evacuación de la generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas, en escenarios de alta producción eólica en la zona, consecuencia de los ambiciosos planes de instalación de generación de régimen especial<sup>11</sup> que se están llevando a cabo en este ámbito.
- La capacidad de evacuación máxima admisible prevista en el nudo podría ser inferior a la magnitud global de las peticiones de acceso existentes sobre dicha zona, en función de las condiciones reales de operación existentes en cada instante y de las que podían derivarse instrucciones concretas del Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de producción. El funcionamiento efectivo de los CECOEL incluye la acreditación ante REE de su adecuada infraestructura técnica y de recursos humanos para garantizar su funcionamiento permanente y disponer de una comunicación fiable con REE, que permita recibir de sus CECOEL las

---

<sup>11</sup> Denominación en la anterior legislación la actualmente denominada generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes. La integración de los grupos generadores en un CECOEL en las condiciones descritas será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

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

En los contratos de acceso y conexión a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de distribución se habrán de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

Finalmente REE establece como condiciones a cumplimentar previas a la puesta en tensión, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 39 y 7, apartados c y d del RD 413/2014, entre otras: dar de alta las telemidas en el sistema de tiempo real a través de un CECOEL habilitado y cumplir con las especificaciones establecidas en el PO 8.2<sup>12</sup>, cumplir los requisitos del reglamento de puntos de medida y remitir la información estructural y la información en tiempo real recogidas en el P.O. 9<sup>13</sup>.

Con fecha 28 de mayo de 2016, IBD remite a EEAL el presupuesto de las actuaciones a realizar en la subestación de Olmedilla para la conexión del P.E. MOTILLA. Éste consiste básicamente en proyectos, suministros, construcción, instalación, ingeniería, dirección de obra, pruebas y puesta en servicio en ST Olmedilla, incluyendo en cada partida su parte proporcional de tramitación, ingeniería, dirección de obra y gastos generales, y supone un importe total de **[Inicio Confidencial]** **[Fin Confidencial]** como parte correspondiente al P.E. MOTILLA (el 58,3333% del total). El plazo de ejecución global para los trabajos indicados en este documento se estima en dieciocho meses desde la concesión de todas las autorizaciones administrativas y particulares, además de quedar condicionado a la concesión de los descargos de red necesarios.

La aceptación y pago de dicho presupuesto por EEAL supone la aceptación definitiva del punto de acceso y conexión por parte de IBD. No obstante, para ratificar este hecho, EEAL solicita, mediante escrito de fecha 6 de febrero de 2018, confirmación del punto de acceso y conexión para el P.E. MOTILLA. Mediante escrito de fecha 12 de febrero de 2018, IBD confirma la validez del acceso y conexión a su red de distribución en las condiciones establecidas en la carta de condiciones técnico-económicas de fecha 27 de mayo de 2015,

---

<sup>12</sup> Procedimiento de Operación 8.2: Operación del sistema de producción y transporte.

<sup>13</sup> Procedimiento de Operación 9.0: Información intercambiada por el operador del sistema.

indicando que, para la construcción de las instalaciones que formarán parte de la red de distribución, se requerirá la preceptiva tramitación administrativa y la realización y presentación para su aceptación por parte de IBD de los proyectos de las diferentes especialidades técnicas (obra civil, electromecánica, control, medida y protecciones, comunicaciones y seguridad industrial y patrimonial). También será requisito imprescindible el cumplimiento con la normativa, especificaciones, criterios y manuales de IBD para que dichas instalaciones puedan ser recepcionadas e integradas en su red de distribución.

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

El proyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013 de evaluación ambiental<sup>14</sup>, por lo que, habiéndose sometido a evaluación de impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, de conformidad con lo establecido en su artículo 7.1<sup>15</sup>, procede formular su DIA, de acuerdo con el artículo 41 de la citada Ley.

La Secretaría de Estado de Medio Ambiente, a la vista del análisis técnico de la Subdirección General de Evaluación Ambiental y mediante Resolución de 25 de julio de 2017, formuló DIA favorable a la realización del proyecto P.E. MOTILLA y su infraestructura de evacuación (subestación Motilla 20/132 kV y línea eléctrica 132 kV), siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación de impacto ambiental practicada, las cuales prestan especial atención a la protección de la avifauna esteparia.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción del parque eólico y su infraestructura de evacuación, como a la fase de explotación<sup>16</sup>, y

---

<sup>14</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 encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico en funcionamiento, en construcción, con autorización administrativa o con declaración de impacto ambiental.

<sup>15</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>16</sup> En particular, durante la fase de construcción, se requiere la creación de una nueva superficie de hábitat adecuado para la avifauna esteparia integrando parcelas colindantes, medida compensatoria que deberá estar operativa previamente al inicio de las obras para asegurar la disponibilidad de dicho hábitat antes de que el proyecto pueda causar efectos negativos significativos sobre la avifauna esteparia. La pérdida de superficie de los tipos de hábitat de interés comunitario afectados por el proyecto deberá ser restaurada o recuperada, bien mediante restauración vegetal en el mismo lugar de la afección, bien mediante plantaciones en las proximidades de las obras, con especies vegetales que se incluyan en el tipo de hábitat de interés comunitario a restaurar o recuperar. Se impone también un estricto control de emisión de gases contaminantes y de la generación de ruidos por vehículos y

conlleven asimismo el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para el seguimiento y control de los impactos y de la eficacia de las medidas protectoras y correctoras establecidas en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y en la propia DIA, de forma diferenciada para las fases de replanteo, construcción, explotación y desmantelamiento.

En particular, para el seguimiento de la mortandad de la avifauna y quirópteros (murciélagos) en la fase de explotación se seguirán las directrices y criterios de la Dirección General de Montes y Espacios Naturales de Castilla-La Mancha, de 2011, en relación a la elaboración y desarrollo de programas de este tipo, el cual será llevado a cabo por una empresa independiente de la responsable de la obra y coordinado con la Dirección Provincial de Política Forestal y Espacios Naturales de Cuenca, realizándose muestreos semanalmente durante toda la vida útil de las instalaciones del parque eólico, incluida la línea eléctrica (y no durante los cinco primeros años como inicialmente estaba previsto). El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado establecido en la DIA.

#### **4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación**

El P.E MOTILLA y sus infraestructuras de evacuación se localizan al sur de la población de Motilla del Palancar, en el término municipal del mismo nombre, en la provincia de Cuenca.

El emplazamiento del Proyecto se ha decidido considerando las siguientes premisas: existencia de un potencial eólico aprovechable, facilidad de acceso a la zona sin necesidad de grandes movimientos de tierra para su construcción, 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), no existe protección ambiental, la zona ya está antropizada<sup>17</sup> por lo que el impacto no es sobre una zona sin ningún tipo de instalación, sinergia de infraestructuras a implantar (se considera favorable para el desarrollo de la zona, caso de la Subestación proyectada que podrá favorecer que en un futuro se desarrolle el Polígono Industrial del Municipio), se dispone de un estudio anual de avifauna, y se parte de la asunción de recomendaciones y directrices de distribución espacial desde los organismos competentes de la Comunidad de Castilla-La Mancha.

En base a ello se ha estudiado la ubicación de los 21 aerogeneradores, que se repartirán en dos conjuntos al este u oeste de la carretera autonómica CM-3114 de Casa Simarro a Motilla, tramo Pozoseco-Motilla, entre los puntos kilométricos (pk) 41 y 44, limitando al norte con la vía de AVE a Valencia, al sur

---

maquinaria, así como la protección del suelo, la vegetación, la fauna, la hidrología, el paisaje, el patrimonio cultural, etc.

Durante la fase de explotación se exigen mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, de nuevo protección mantenida de la avifauna esteparia, etc.

<sup>17</sup> La zona ya ha sido transformada por la acción del hombre.

con la Autovía A-3 y al oeste con la vía del AVE a Alicante. Ocupará el extremo sur del término municipal de Motilla del Palancar.

Dada la extensión del parque eólico se han previsto dos accesos para las dos áreas de la poligonal:

- Para los aerogeneradores del área este de la poligonal: Un acceso al este desde la CM-3114 (alrededor del pk 42+790).
- Para los aerogeneradores del área oeste de la poligonal: Un acceso al oeste desde la CM-3114 (alrededor el pk 43+640).

Por otra parte, el acceso a la subestación del parque eólico se realizará desde un camino rural existente: el acceso a la depuradora de Motilla desde la propia población.

A partir de estos accesos, y mayoritariamente apoyándose en caminos existentes, se desarrollan los viales interiores del parque.

Para la subestación eléctrica del parque se ha buscado una posición que, cumpliendo todos los condicionantes reglamentarios y medioambientales, sea útil para el abastecimiento de la población de Motilla y su área de influencia, así como para el Polígono Industrial “Las Lomas”.

La llegada de las líneas de media tensión desde los generadores a la subestación será soterrada, evitando así el cruce sobre las vías del AVE a Valencia.

Para la evacuación de la energía generada se integra en el mismo conjunto la subestación del parque (elevación 20/132 kV) y la subestación de seccionamiento, necesaria para la apertura de la línea 132 kV Olmedilla-Iنيesta.

El tramo de la línea aérea de 132 kV a construir, para la citada apertura, parte de un apoyo existente a sustituir en el lugar de El Calvario, con una marcada dirección sur para llegar a la Subestación Motilla 132 kV. En su recorrido mantiene paralelismo con el cauce del Río Valdemembra, se mantiene alejada de la población y busca posicionar los apoyos de forma que sean accesibles desde la red de caminos existentes, manteniendo la distancia a caminos recogida en la normativa vigente, afectando al término municipal de Motilla del Palancar.

La ejecución del proyecto (aerogeneradores y demás infraestructura del parque eólico, la Subestación “Motilla” y la línea aérea de 132 kV, la línea subterránea 20 kV y el Centro de Transformación servicios auxiliares 2 “SSAA2”) se encuentra sujeta a las Normas Subsidiarias de Planeamiento Municipal de Motilla del Palancar (aprobadas por la Comisión Provincial de Urbanismo en sesión celebrada el 7 de abril de 1994 y publicadas en el Diario Oficial de Castilla-La Mancha (DCOM) nº 28 de 27 de mayo de 1994) y el 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 (TRLOTAU).

Según dichas Normas el proyecto se ejecutará mayoritariamente en suelo clasificado como No Urbanizable Grado 2 (definido como aquellas zonas de terrenos calificados como agrícolas o forestales). Parte de las infraestructuras se instalarán en Suelo No Urbanizable Grado 1, definido como aquellas zonas que están en contacto con las vías nacionales, comarcales o locales de comunicación, y respetarán las distancias reglamentarias a la carretera CM-3114, definidas en la Ley 9/1990, de 28 de diciembre, de Carreteras y Caminos de Castilla-La Mancha, y el Reglamento que la desarrolla, no afectando al dominio público de las misma.

Según la definición considerada en el TRLOTAU, las infraestructuras se asentarán en 'Suelo Rústico de Reserva', que el Reglamento de Suelo Rústico aprobado por el Decreto 242/2004 y su posterior modificación por el Decreto 177/2010, de 1 de julio, recoge en su Título IV, Capítulo I, Artículo 11 determinando que pueden realizarse en este tipo de suelo explícitamente *"elementos pertenecientes al sistema energético en todas sus modalidades, incluidas generación, redes de transporte y distribución."*

En cuanto a la climatología de la zona<sup>18</sup>, se trata de un clima mediterráneo continental, es decir, clima templado con temperaturas extremas en invierno y en verano. Presenta una pluviometría escasa con grandes oscilaciones térmicas entre las diferentes estaciones del año, y entre el día y la noche. Las temperaturas del mes más cálido son de 24,2 °C en julio, y del mes más frío son de 4,7 °C en enero, lo que supone una amplitud térmica de 19,5 °C.

Para la evaluación del viento se ha contado con los datos de velocidad y dirección del viento de una torre de medición ubicada en Motilla del Palancar, y se han tenido en cuenta igualmente los datos de medición tomados por de otras dos torres de medición de la zona con datos históricos desde 1991 y 1996.

También se ha realizado un estudio geológico de la zona, que se encuentra en el borde suroccidental de la Cordillera Ibérica, al sur de la Serranía de Cuenca. Su morfología es bastante homogénea, mostrando formas de relieve llano y una serie de alomaciones, con pendientes topográficas que oscilan del 5 a 7%, altitudes de unos 800 metros aproximadamente y materiales aflorantes mesozoicos, concretamente del cretácico, terciarios y cuaternarios (siendo los cretácicos predominantemente calizos y los terciarios una serie calizo-detritica).

Tras los estudios realizados por el promotor del Proyecto, se plantean diferentes alternativas expuestas a lo largo del estudio de impacto ambiental

---

<sup>18</sup> Se ha realizado un estudio climatológico tomando como referencia los valores de las variables que se corresponden con las estaciones de Villanueva de la Jara y Picazo para temperaturas y precipitaciones, al ser las estaciones meteorológicas más próximas al ámbito de estudio.

relativas a la implantación de los aerogeneradores, subestación eléctrica, línea eléctrica aérea de evacuación y línea eléctrica subterránea de alimentación al CT «SSAA2». De las tres alternativas consideradas para los aerogeneradores, el promotor, tras un análisis comparativo, elige la opción 3 para su proyecto, en la que los aerogeneradores se disponen en seis alineaciones con 2, 4, 4, 5, 4 y 2 aerogeneradores, respectivamente.

En cuanto al emplazamiento de la denominada subestación Motilla, el promotor planteó también tres posibilidades, teniendo en cuenta que estas ubicaciones condicionan los trazados de la línea eléctrica aérea de evacuación de 132 kV y de la línea de alimentación al CT «SSAA2». El estudio de impacto ambiental planteó tres alternativas para dichas líneas (ejes de pasillo A, B y C para la línea de evacuación; opciones A, B y C para la línea de alimentación). Finalmente, el promotor, tras un análisis comparativo, eligió la denominada «opción C» para la subestación eléctrica (al sur del núcleo urbano y próximo a la depuradora de Motilla), el eje de pasillo C para la línea de evacuación de 132 kV y la opción C para la línea de alimentación al CT «SSAA2». La subestación ocupará 7.680 m<sup>2</sup> (96 x 80 metros) y tendrá un acceso desde un vial del polígono industrial Las Lomas.

#### **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 EEAL, empresa promotora del Proyecto.

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

EEAL es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 12 de mayo de 2015, mediante la aportación de su único socio, ABO WIND ESPAÑA, que se rige por el TRLSC<sup>19</sup>, demás disposiciones aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*La producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en los términos previstos en la Ley y demás normativa de aplicación, incluyéndose también el inicio, asesoramiento, planificación, desarrollo, construcción, mantenimiento, explotación económica y/o titularidad de instalaciones de generación de*

---

<sup>19</sup> Aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.



*energía mediante fuentes renovables»<sup>20</sup>, actividad 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 EEAL, ABO WIND ESPAÑA, 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 ESPAÑA, 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 ESPAÑA. ABO WIND AG fue constituida mediante escritura otorgada el día 2 de agosto de 2000, según se indica en la propia escritura de constitución de ABO WIND ESPAÑA.

Por tanto, EEAL 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.

---

<sup>20</sup> Objeto social según última modificación acordada en la Junta General de socios celebrada el 23 de febrero de 2018 y elevado a público mediante escritura de fecha 2 de marzo de 2018, remitida a la CNMC.

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 EEAL fue constituida el 12 de mayo de 2015 con el objeto social de llevar a cabo el inicio, asesoramiento, planificación, desarrollo, construcción, mantenimiento, explotación económica y/o titularidad de instalaciones de generación de energía en el antiguamente denominado régimen especial, no ha desarrollado más actividad que la encaminada a ser sociedad vehicular para llevar a cabo el proyecto P.E. MOTILLA. Como ya se ha indicado, en la actualidad es una sociedad participada en un 100% por ABO WIND ESPAÑA, 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 1,3 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 llevan 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.

Los proyectos llevados a cabo por el Grupo en modalidad de 'Desarrollo & EPC' (llave en mano) son los siguientes:

Proyecto	País	Provincia	Fabricante	Número de turbinas	Capacidad (MW)	Servicios de ABO eólica	Año
Muntila	Finlandia	Varsinais-Suomi	Nordex	3	9	Desarrollo & EPC	2017
Grebenau	Alemania	Hesse	Nordex	4	13,2	Desarrollo & EPC	2017
Kirchheim	Alemania	Hesse	Nordex	3	9,9	Desarrollo & EPC	2017
Ratiperä	Finlandia	Satakunta	Nordex	9	27	Desarrollo & EPC	2017
Haapajärvi II	Finlandia	Nordösterbotten	Vestas	7	23,1	Desarrollo & EPC	2017
Berger Wacken	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	2	4,8	Desarrollo & EPC	2017
Breit	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	4	13,2	Desarrollo & EPC	2017
Ahorn-Buch	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11	Desarrollo & EPC	2017
Kloppberg II	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	2	6,9	Desarrollo & EPC	2017
Neuss II	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Senvion	1	2	Desarrollo & EPC	2017
Nonnenholz	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11	Desarrollo & EPC	2017
Merschbach	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	2	6,6	Desarrollo & EPC	2017
Avessac	Francia	Loire-Atlantique	Gamesa	5	10	Desarrollo & EPC	2017
Ahorn-Schillingstadt II	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	1	2,75	Desarrollo & EPC	2017
Ahorn-Schillingstadt II	Alemania	Baden-Wurtemberg	Nordex	1	3,3	Desarrollo & EPC	2017
Röslau	Alemania	Baviera	GE Eólica Energy	3	8,25	Desarrollo & EPC	2017
Eiterfeld-Buchenau	Alemania	Hesse	Vestas	5	17,25	Desarrollo & EPC	2016
Silovuori	Finlandia	Nordösterbotten	Vestas	8	26,4	Desarrollo & EPC	2016
Hirschlanden	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	2	5,5	Desarrollo & EPC	2016
Hofbieber-Traisbach	Alemania	Hesse	Nordex	3	7,2	Desarrollo & EPC	2016
Ahorn-Schillingstadt	Alemania	Baden-Wurtemberg	GE Eólica Energy	4	11	Desarrollo & EPC	2016
Horath	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	9	29,7	Desarrollo & EPC	2016
Uckley-Nord	Alemania	Brandeburgo	Nordex	10	33	Desarrollo & EPC	2016
Schwarzbruch	Alemania	Sarre	Vestas	2	6,6	Desarrollo & EPC	2016
Lahr	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	1	3	Desarrollo & EPC	2016
Brion-Mignaudières	Francia	Charente	Vestas	6	12	Desarrollo & EPC	2016
Confolentais	Francia	Charente	Vestas	6	12	Desarrollo & EPC	2015
Zilshausen	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	3	7,2	Desarrollo & EPC	2015
Mörsdorf Süd	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	3	7,2	Desarrollo & EPC	2015

Kirchhain II	Alemania	Hesse	Nordex	3	7,2	Desarrollo & EPC	2015
Himmelwald	Alemania	Sarre	GE Eólica Energy	5	13,75	Desarrollo & EPC	2015
Haapajärvi	Finlandia	Nordösterbotten	Vestas	2	6,6	Desarrollo & EPC	2015
Jungenwald	Alemania	Sarre	GE Eólica Energy	2	5,5	Desarrollo & EPC	2015
Framersheim III	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	4	13,6	Desarrollo & EPC	2015
Dinkelsbühl-Wilburgstetten	Alemania	Baviera	Vestas	4	13,2	Desarrollo & EPC	2015
Gollmitz	Alemania	Brandeburgo	Senvion	2	6,4	Desarrollo & EPC	2015
Saint Nicolas-des-Biefs	Francia	Auvergne	Vestas	7	14	Desarrollo & EPC	2015
Couffé	Francia	Loire-Atlantique	Vestas	5	10	Desarrollo & EPC	2014
Mörsdorf Nord	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	8	19,2	Desarrollo & EPC	2014
Schnorbach	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	2	6,4	Desarrollo & EPC	2014
Berngerode	Alemania	Hesse	GE Eólica Energy	12	30	Desarrollo & EPC	2014
Dittelsheim-Heßloch II	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	3	10,2	Desarrollo & EPC	2014
Weilrod	Alemania	Hesse	Nordex	7	16,8	Desarrollo & EPC	2014
Bad Hersfeld	Alemania	Hesse	GE Eólica Energy	6	15	Desarrollo & EPC	2014
Wächtersbach-Neudorf	Alemania	Hesse	GE Eólica Energy	3	7,5	Desarrollo & EPC	2014
Laubach IV	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	1	2	Desarrollo & EPC	2014
Laubach-Pleizenhausen	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	2	4,8	Desarrollo & EPC	2014
Laubach-Pleizenhausen	Alemania	Renania-Palatinado	Senvion	1	3,2	Desarrollo & EPC	2014
Brünstadt	Alemania	Baviera	Senvion	3	9,6	Desarrollo & EPC	2014
Kirchhain	Alemania	Hesse	Nordex	5	12	Desarrollo & EPC	2013
Moquepanier	Francia	Poitou-Charentes	Vestas	8	16	Desarrollo & EPC	2013
Clamecy	Francia	Nièvre	REpower	6	12,3	Desarrollo & EPC	2013
Escamps	Francia	Yonne	REpower	2	4,1	Desarrollo & EPC	2013
Migé	Francia	Yonne	REpower	5	10,25	Desarrollo & EPC	2013
Linden	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	2	4,8	Desarrollo & EPC	2013
Schwanfeld	Alemania	Baviera	Nordex	5	12	Desarrollo & EPC	2013
Uettingen	Alemania	Baviera	Nordex	3	7,2	Desarrollo & EPC	2013
Wahlbach	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	3	9,6	Desarrollo & EPC	2013
Alsheim	Alemania	Renania-Palatinado	Enercon	3	6,9	Desarrollo & EPC	2013
Framersheim	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	2	6,8	Desarrollo & EPC	2013
Nozay	Francia	Loire-Atlantique	Vestas	8	16	Desarrollo & EPC	2013

Gibbet Hill	Irlanda	County Wexford	Nordex	6	15	Desarrollo & EPC	2013
Niederhambach	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	5	17	Desarrollo & EPC	2013
Dittelsheim-Heßloch	Alemania	Renania-Palatinado	Enercon	4	9,2	Desarrollo & EPC	2013
Glenough	Irlanda	County Tipperary	Nordex	1	2,5	Desarrollo & EPC	2012
Hohenahr	Alemania	Hesse	Nordex	7	16,8	Desarrollo & EPC	2012
Remlingen	Alemania	Baviera	Nordex	6	14,4	Desarrollo & EPC	2012
Rayerschied	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	5	17	Desarrollo & EPC	2012
Niederlehme	Alemania	Brandeburgo	Vestas	2	4	Desarrollo & EPC	2012
Dorn-Dürkheim	Alemania	Renania-Palatinado	Enercon	7	16,1	Desarrollo & EPC	2012
Souilly Côte du Gibet	Francia	Meuse	Vestas	5	10	Desarrollo & EPC	2012
Souilly La Gargasse	Francia	Meuse	Vestas	4	8	Desarrollo & EPC	2012
Sliven	Bulgaria	Balkans	Vestas	2	4	Desarrollo & EPC	2012
Heidenburg II	Alemania	Renania-Palatinado	Enercon	1	2,3	Desarrollo & EPC	2012
Helmstadt	Alemania	Baviera	Nordex	5	12,5	Desarrollo & EPC	2012
Assac	Francia	Tarn	REpower	10	20	Desarrollo & EPC	2011
Siegbach	Alemania	Hesse	Nordex	3	7,5	Desarrollo & EPC	2011
Klosterkumbd	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	6	20,4	Desarrollo & EPC	2011
Flechtdorf IV	Alemania	Hesse	REpower	1	2	Desarrollo & EPC	2011
Lairg	Escocia	Highlands	Nordex	3	7,5	Desarrollo & EPC	2011
Glenough	Irlanda	County Tipperary	Nordex	4	10	Desarrollo & EPC	2011
Glenough	Irlanda	County Tipperary	Nordex	9	22,5	Desarrollo & EPC	2011
Heidenburg	Alemania	Renania-Palatinado	Enercon	2	4,6	Desarrollo & EPC	2011
Friedberg	Alemania	Hesse	Vestas	3	6	Desarrollo & EPC	2011
Neuss	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Vestas	1	2	Desarrollo & EPC	2011
Laubach	Alemania	Renania-Palatinado	REpower	1	2	Desarrollo & EPC	2010
Haupersweiler	Alemania	Sarre	Nordex	6	15	Desarrollo & EPC	2010
Schöneseiffen	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Enercon	1	2,3	Desarrollo & EPC	2010
Flechtdorf III	Alemania	Hesse	REpower	1	2	Desarrollo & EPC	2010
Saulgond-Lesterps	Francia	Charente	Vestas	7	14	Desarrollo & EPC	2010
Gortahile	Irlanda	County Laois	Nordex	8	20	Desarrollo & EPC	2010
Schwarzerden	Alemania	Sarre	Nordex	2	5	Desarrollo & EPC	2010
Berschweiler	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	1	2,5	Desarrollo & EPC	2010
Berviller	Francia	Lothringen	REpower	5	10	Desarrollo & EPC	2009
Cuq	Francia	Tarn	Vestas	6	12	Desarrollo & EPC	2009

Düngenheim	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	2	4	Desarrollo & EPC	2009
Repperndorf	Alemania	Baviera	Vestas	3	6	Desarrollo & EPC	2009
Conteville	Francia	Calvados	Enercon	2	4	Desarrollo & EPC	2008
Roudouallec	Francia	Morbihan	Enercon	7	5,6	Desarrollo & EPC	2008
Villemur	Francia	Charente	Nordex	1	2,3	Desarrollo & EPC	2008
Xambes	Francia	Charente	Nordex	5	11,5	Desarrollo & EPC	2008
Jaladeaux	Francia	Charente	Nordex	4	9,2	Desarrollo & EPC	2008
Combusins	Francia	Charente	Nordex	5	11,5	Desarrollo & EPC	2008
Broich	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Enercon	3	2,4	Desarrollo & EPC	2007
Nottuln	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Nordex	4	6	Desarrollo & EPC	2007
Schackstedt	Alemania	Sachsen-Anhalt	Vestas	1	2	Desarrollo & EPC	2007
Derval/Lusanger	Francia	Pays-de-la-Loire	REpower	8	16	Desarrollo & EPC	2007
Weeze-Wemb	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Nordex	4	6	Desarrollo & EPC	2007
Asendorfer Kippe	Alemania	Sachsen-Anhalt	Vestas	10	20	Desarrollo & EPC	2007
Menil la Horgne	Francia	Lothringen	REpower	7	10,5	Desarrollo & EPC	2007
Diemelsee	Alemania	Hesse	Nordex	1	1,5	Desarrollo & EPC	2006
Diemelsee	Alemania	Hesse	Vestas	1	1,5	Desarrollo & EPC	2006
Meligny le Grand	Francia	Lothringen	REpower	4	8	Desarrollo & EPC	2006
Fohren-Linden/ Eckersweiler	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	5	11,5	Desarrollo & EPC	2006
Flechtdorf II	Alemania	Hesse	Nordex	1	1,5	Desarrollo & EPC	2006
Losheim (Eifel)	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Nordex	6	9	Desarrollo & EPC	2006
Bedburg	Alemania	Renania-Palatinado	Vestas	12	24	Desarrollo & EPC	2006
Undenheim	Alemania	Renania-Palatinado	GE Eólica Energy	2	3	Desarrollo & EPC	2005
Korschenbroich	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Nordex	5	7,5	Desarrollo & EPC	2005
Talling	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	2	4,6	Desarrollo & EPC	2005
Téterchen	Francia	Lothringen	REpower	6	9	Desarrollo & EPC	2004
Marpingen	Alemania	Sarre	GE Eólica Energy	3	4,5	Desarrollo & EPC	2004
Losheim	Alemania	Sarre	GE Eólica Energy	3	4,5	Desarrollo & EPC	2004
Kevelaer	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Nordex	1	1,5	Desarrollo & EPC	2004
Helmscheid	Alemania	Hesse	Micon	2	2	Desarrollo & EPC	2004

Helmscheid	Alemania	Hesse	SüdEólica	1	1,5	Desarrollo & EPC	2004
Flechtdorf	Alemania	Hesse	SüdEólica	4	6	Desarrollo & EPC	2004
Rohrhardsberg	Alemania	Baden-Wurtemberg	Enercon	1	1,8	Desarrollo & EPC	2003
Rosskopf	Alemania	Baden-Wurtemberg	Enercon	4	7,2	Desarrollo & EPC	2003
Wennerstorf	Alemania	Niedersachsen	AN Bonus	4	5,2	Desarrollo & EPC	2003
Holzschlägermatte	Alemania	Baden-Wurtemberg	Enercon	2	3,6	Desarrollo & EPC	2003
Gembeck II	Alemania	Hesse	REpower	4	6	Desarrollo & EPC	2003
Gembeck I	Alemania	Hesse	REpower	4	6	Desarrollo & EPC	2003
Krähenberg	Alemania	Renania-Palatinado	DeEólica	5	6,25	Desarrollo & EPC	2003
Berglicht	Alemania	Renania-Palatinado	SüdEólica	9	13,5	Desarrollo & EPC	2002
Vettweiß/ Nörvenich	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	GE Eólica Energy	6	9	Desarrollo & EPC	2002
Vettweiß/ Nörvenich	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Fuhrländer	1	1,5	Desarrollo & EPC	2002
Rülfenrod	Alemania	Hesse	Enron	5	7,5	Desarrollo & EPC	2002
Adorf	Alemania	Hesse	DeEólica	4	4	Desarrollo & EPC	2002
Schleiden	Alemania	Renania del Norte-Westfalia	Tacke	17	25,5	Desarrollo & EPC	2002
Schelder Wald	Alemania	Hesse	Enron	3	4,5	Desarrollo & EPC	2001
Kippenheim	Alemania	Baden-Wurtemberg	SüdEólica	1	1,5	Desarrollo & EPC	2001
Freiamt	Alemania	Baden-Wurtemberg	Enercon	3	5,4	Desarrollo & EPC	2001
Burg-Gemünden	Alemania	Hesse	Nordex	3	3,9	Desarrollo & EPC	2001
Raibach	Alemania	Hesse	Fuhrländer	2	2	Desarrollo & EPC	2001
Mahlberg	Alemania	Baden-Wurtemberg	Nordex	2	5	Desarrollo & EPC	2000
Ettenheim	Alemania	Baden-Wurtemberg	Nordex	3	3,9	Desarrollo & EPC	2000
Frankenberg	Alemania	Hesse	Nordex	2	1,2	Desarrollo & EPC	1999
Kloppberg	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	14	8,4	Desarrollo & EPC	1998
Framersheim	Alemania	Renania-Palatinado	Nordex	3	3	Desarrollo & EPC	1998
Vadenrod	Alemania	Hesse	Enercon	3	1,5	Desarrollo & EPC	1997
Niederlistingen/ Ersen	Alemania	Hesse	Micon	3	1,8	Desarrollo & EPC	1996
<b>TOTAL Desarrollo &amp; EPC</b>				<b>624</b>	<b>1.366,30</b>		

En España ABO WIND ha desarrollado cuatro proyectos con una capacidad total de 72,5 MW para su posterior traspaso a un titular diferente para su explotación:

Proyecto	Comunidad Autónoma	Número de aerogeneradores	Capacidad (MW)	Servicios ABO Eólica	Año
Alba de Tormes	Castilla-León	3	4,5	Desarrollo & Venta	2016
Villanueva de la Jara	Castilla-La Mancha	6	15	Desarrollo & Venta	2015
Gascueña	Castilla-La Mancha	1	3	Desarrollo & Venta	2015
Santa María de Nieva	Andalucía	25	50	Desarrollo & Venta	2012
<b>TOTAL</b>		<b>35</b>	<b>72,5</b>		

El Grupo ABO WIND cuenta con una capacidad total instalada (sumando todos los proyectos, tanto en propiedad como desarrollados para terceros) de 1.952 MW, la gran mayoría eólicos. La capacidad instalada eólica alcanza los 1.943 MW, mientras que la biomasa supone 6,5 MW (todos ellos instalados en Alemania) y la solar 2 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 934 MW (un 47% del total), seguida de Argentina, donde han instalado 457 MW (23% del total) y Francia, con una capacidad instalada de 327 MW (16% 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 Proyecto, actualizado a partir de los datos remitidos en la tramitación del EIA, el presupuesto para la construcción del parque eólico, **[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

EEAL, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.300 euros, dividido en 3.300 participaciones de un euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas por el único socio fundador, ABO WIND ESPAÑA, mediante la aportación de un bien mueble del que el citado socio fundador es titular y que ha valorado en dicha cuantía, en concreto una «estructura 84 M de Torre Meteorológica, valorada en tres mil trescientos euros (3.300 €)», por lo que a ABO WIND ESPAÑA se le adjudican las participaciones sociales numeradas del 1 al 3.300, ambas inclusive.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de EEAL depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2016, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**



**[Fin Confidencial]**

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas, se comprueba que la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado, siendo superior a la mitad del capital social.

No obstante, y debido a las pérdidas recurrentes, mediante Junta Universal y Extraordinaria celebrada el 3 de mayo de 2017, se acuerda la compensación de pérdidas y mejora de los fondos propios de la sociedad, mediante la condonación de créditos, según se manifiesta en la correspondiente Acta de dicha Junta:

**[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

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

A 31 de diciembre de 2016, el capital social de ABO WIND ESPAÑA 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 ESPAÑA 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 ESPAÑA correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, depositadas en el Registro Mercantil, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

Por otra parte, puesto que el socio único de ABO WIND ESPAÑA 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 2016, que presentan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

Vistas las anteriores Cuentas Anuales al cierre del ejercicio 2016, se comprueba que tanto EEAL como su socio único, ABO WIND ESPAÑA, 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 EEAL, 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 autoriza a ENERGÍA EÓLICA ALTO DEL LLANO, S.L.U. autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para el Parque Eólico Motilla de 52,5 MW, las líneas subterráneas a 20 kV, la subestación eléctrica a 20/132 kV, la subestación eléctrica a 132 kV, y la línea de energía eléctrica a 132 kV para evacuación, ubicado en el término municipal Motilla del Palancar, 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**

### **PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO MOTILLA 52,5 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MOTILLA DEL PALANCAR, EN LA PROVINCIA DE CUENCA, EN CASTILLA-LA MANCHA.**

El Proyecto total incluye las siguientes infraestructuras:

- Parque Eólico Motilla
- Subestación Eléctrica Motilla 20/132 kV
- Subestación Motilla 132 kV. Seccionamiento
- Apertura de la Línea Aérea de Alta Tensión 132 kV Olmedilla-Iniesta
- Línea Subterránea a 20 kV y Centro de Transformación “SSAA2”

#### **1. Características generales**

Según el Proyecto visado en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales del Principado de Asturias con fecha 5 de abril de 2017, se pretende solicitar Autorización Administrativa de Construcción del P.E. MOTILLA y sus infraestructuras de evacuación. El Proyecto recoge todos los condicionados emitidos por diferentes organismos y aceptados por EEAL fruto del proceso de publicación y petición de informes en la fase de solicitud de Autorización Administrativa y EIA, realizado entre septiembre de 2016 y principios de 2017, y tiene por objeto demostrar el cumplimiento de la reglamentación y normativa vigente que le es de aplicación, informar de las características de la instalación y sus condiciones y la descripción básica y comprensiva de las obras e instalaciones necesarias para la construcción del parque eólico.

EEAL ha determinado la existencia de un potencial eólico aprovechable al sur de la población de Motilla del Palancar, en la provincia de Cuenca. Para ello ha realizado estudios de viento (que adjunta como Anexo 1 al Proyecto ‘Evaluación del Recurso Eólico’) 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 21 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 52,5 MW.

Las instalaciones necesarias para la correcta instalación y explotación del P.E. MOTILLA y su infraestructura de evacuación, son las siguientes:

- 21 aerogeneradores de 2,5 MW y sus centros de transformación interiores 0,69/20 kV.
- 5 líneas de interconexión de 20 kV de 30.700 metros de longitud total estimada.

- Red de tierras interior del parque.
- Subestación Motilla (Evacuación 20/132 kV).
- Subestación Motilla 132 kV (Seccionamiento).
- Apertura LAT<sup>21</sup> (132 kV) Olmedilla-Iniesta de 0,886 km de longitud.
- Línea Subterránea y Centro de transformación TSA-2<sup>22</sup>, a 20 kV y 250 kVA de potencia para la alimentación redundante a los servicios auxiliares de la subestación.
- Torre de medición autosoportada.
- Red de Fibra óptica.

La obra civil necesaria se agrupa en los siguientes trabajos:

A) En el parque eólico:

- Viales de acceso e interiores hasta cada posición de aerogenerador.
- Zanjas para las líneas de interconexión del parque.
- Plataformas y cimentación para los 21 aerogeneradores proyectados.

B) En la subestación:

- Adecuación de la parcela para la construcción de la subestación.
- Excavación y hormigonado de pórticos y soportes de aparellaje de subestación.
- Excavación y hormigonado del pedestal de transformador.

C) En la línea de evacuación 132 kV: excavación y hormigonado de los apoyos de la línea de evacuación.

D) En la línea subterránea 20 kV y centro de transformación:

- Zanja para la línea de alimentación a los servicios auxiliares.
- Instalación caseta de Servicio Auxiliares 2.
- Excavación y hormigonado de apoyo entronque de línea de Servicios Auxiliares 2.

El P.E. MOTILLA y sus infraestructuras de evacuación se ubicará al sur de la población de Motilla del Palancar, en el término municipal del mismo nombre, 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 sin requerir grandes movimientos de tierra para su construcción, por ser un área prevista destinada en la actualidad mayoritariamente a labor (de

---

<sup>21</sup> Línea Aérea de Alta Tensión.

<sup>22</sup> Transformador de Servicios Auxiliares.

secano o regadío), sin protección ambiental, y que ya cuenta con otras instalaciones en la zona, además de considerar que se implantarán infraestructuras cuya sinergia será favorable para el desarrollo de la zona (caso de la subestación proyectada que podrá favorecer en el futuro el desarrollo del polígono industrial del municipio).

Los aerogeneradores se ubicarán repartidos en dos áreas al este u oeste de la carretera autonómica CM-3114 y entre las vías de AVE a Valencia, AVE a Alicante y la Autovía A-3, ocupando el extremo sur del término municipal de Motilla del Palancar. El parque contará con dos accesos, uno al este de la CM-3114 (alrededor del punto kilométrico 42,790) y otro al oeste de la misma carretera comarcal (alrededor del punto kilométrico 43,640). El acceso a la subestación del parque eólico se realizará desde un camino rural existente, acceso a la depuradora de Motilla desde la población de Motilla del Palancar. A partir de estos accesos y mayoritariamente apoyándose en caminos existentes se desarrollan los viales interiores del parque.

Las líneas de media tensión desde los generadores a la subestación serán subterráneas, evitando así el cruce sobre las vías del AVE a Valencia.

Para la evacuación de la energía se integra en el mismo conjunto la subestación del parque (elevación 20/132 kV) y la subestación de seccionamiento, necesaria para la apertura de la línea 132 kV Olmedilla-Iنيesta. El tramo de la línea aérea de 132 kV a construir para dicha apertura parte de un apoyo existente a sustituir en el lugar de El Calvario, con una marcada dirección sur para llegar a la Subestación Motilla 132 kV. En su recorrido mantiene paralelismo con el cauce del Río Valdemembra, se mantiene alejada de la población y busca posicionar los apoyos de forma que sean accesibles desde la red de caminos existentes, manteniendo la distancia a caminos recogida en las Normas Subsidiarias de Planeamiento Municipal de Motilla del Palancar.

Tanto el parque eólico como la subestación transformadora del parque se ubican íntegramente en el término municipal de Motilla del Palancar.

## **2. Parque Eólico Motilla**

### **2.1. Aerogenerador**

El aerogenerador previsto para el P.E. MOTILLA es el denominado G126 de Gamesa, concretamente aquel con 129 metros de altura de fuste. Se instalarán 21 aerogeneradores de 2,5 MW de potencia nominal.

La ubicación de los aerogeneradores responde a determinadas condiciones: estar fuera de zonas de exclusión eólica, no estar en las inmediaciones de yacimientos arqueológicos, todo tipo de encinar ha de quedar fuera del alcance del proyecto, aprovechar las zonas con mayor recurso eólico, respetar límites de ruido (45 decibelios) y una distancia de 500 metros a toda edificación

residencial, buscar la mayor parte de alineaciones posibles para disminuir la obra civil y eléctrica del parque eólico con una distribución lo más homogénea posible, respetar la distancia más próxima posible a 1 km a las líneas eléctricas aéreas existentes, y tratar de distanciar lo máximo entre sí las alineaciones del parque eólico.

El modelo elegido para el P.E. MOTILLA, 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 63 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 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 IIIa<sup>23</sup>.

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.

---

<sup>23</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.

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  $\mu\text{m}$ , 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.

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 de frenado por cambio de orientación.

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. La góndola 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.

Los aerogeneradores Gamesa utilizan el sistema “protección total contra rayos”, siguiendo la normativa IEC 62305. Este sistema conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la nacelle<sup>24</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>25</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

---

<sup>24</sup> Góndola o nacelle: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos (multiplicadora, generador, armarios de control, etc.) del aerogenerador.

<sup>25</sup> Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.



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.

El Estudio Acústico del parque eólico incluye la modelización teórica en la fase operacional en período diurno y nocturno, cumpliendo en todos los casos el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas. En el Estudio de Impacto Ambiental se escogió una curva de sonido que no era exactamente la del aerogenerador G126, sino una similar, por lo que el resultado fue tener que parar dos aerogeneradores por la noche. Realizada una nueva simulación con la curva de sonido exacta de la máquina y con los niveles correctos, se ha verificado que no es necesaria la parada prevista en el dicho Estudio de los aerogeneradores.

## **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 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 24 kV, contendrá en su interior:

- Celdas de protección de transformador (interruptor automático), una celda de entrada de línea y celda de salida de la línea (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 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 realiza 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  $0,69/20 \pm 5\%$  kV para una tensión de aislamiento de 24 kV, y su potencia nominal será de 2.750 kVA.

### 2.3. Líneas interiores de interconexión a 20 kV

Se prevé la instalación de cinco líneas de interconexión de tensión nominal 20 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	20 kV
Tensión más elevada para el material	24 kV
Categoría	3ª
Nº de Circuitos	5 trifásicos
disposición terna	triángulo
disposición circuitos	capa
Instalación	directamente enterrado (mayoritariamente)
Altitud	Entre 500 y 1000 m
Contaminación ambiental	Baja
Nivel de niebla	Medio
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	125 kV
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial	50 kV
Categoría de la Red	A
Fibra óptica	Sí
Cable de tierra de acompañamiento	1 por zanja

La longitud total de líneas de interconexión de aerogeneradores es de 30.700 metros. En esa longitud se han considerado 15 metros por entrada/salida en el aerogenerador y 30 metros para la llegada a la subestación transformadora, para futuros imprevistos.

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-OL 12/20 kV de 240 mm<sup>2</sup> y 400 mm<sup>2</sup> de sección de aluminio circular compacto, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), pantalla de cobre H16, obturación longitudinal contra el agua mediante cinta hinchante y cubierta de poliolefina (NI 56.43.02<sup>26</sup>).

Si bien hay tramos en los que por intensidad podría utilizarse un cable de sección inferior a 240 mm<sup>2</sup>, se ha preferido marcar esta sección como mínima, para minimizar las pérdidas de potencia y aprovechar la economía de escala de compra en grandes cantidades. 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.

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

Los cables 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. Esta circunstancia 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 será de 400 mm, al objeto de minimizar las pérdidas de corriente en los cables de transporte. En los tramos que comparten trazado las cuatro o cinco líneas, se adoptará una configuración especial, discurriendo las ternas a uno y otro lado del vial, de manera que nunca haya más de tres ternas en cada zanja. Se instalará en el fondo de la zanja un cable de cobre de 70 mm<sup>2</sup> de acompañamiento que pondrá a tierra las pantallas de los cables en los empalmes y terminaciones. Se unirá a la malla de tierra de generación y subestación.

El cruzamiento de la carretera autonómica CM-3114 en el punto kilométrico 42,670, se realizará mediante una inca, cumpliendo el condicionado que el Servicio Periférico de Fomento de Cuenca establezca.

En parte del paralelismo de las líneas colectoras con el Río Valdemembra, estas discurrirán hormigonadas bajo tubo (con un tubo de reserva) para asegurar no invadir el dominio público del Río y cruzar con seguridad bajo los

---

<sup>26</sup> Norma Iberdrola 56.43.02 'Cables unipolares con aislamiento seco de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de compuesto de poliolefina (Z1) para redes de A.T. hasta 30 kV': Norma específica sobre las características que deben reunir y los ensayos que han de superar los cables unipolares de Alta Tensión (AT) con conductores de aluminio y aislamiento seco de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de compuesto de poliolefina. Esta norma es aplicable a los cables unipolares de AT hasta 30 kV tipo RHZ1 para redes subterráneas de AT a instalar en el ámbito de IBD.

tubos de desagüe que atraviesan el camino desde la depuradora a diferente profundidad. En este caso el dado de hormigón discurrirá al menos a 20 cm de la generatriz inferior del tubo. Del mismo modo las líneas colectoras discurrirán hormigonadas bajo tubo en el cruzamiento bajo el Río Valdemembra, según una sección constructiva típica de cruzamiento con láminas de agua.

#### **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 virola.
- Un anillo de equipotencialidad exterior, que deberá ser un conductor de cobre de 70 mm<sup>2</sup> enterrado a 0,6 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 otros 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> enterrado a 0,6 metros de profundidad respecto a la superficie del terreno y 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.

El sistema general de tierras, pensado con descargas atmosféricas y defectos de aislamiento del sistema, se completa con:

- Red de tierra del sistema colector, que estará formada por la red que unirá los aerogeneradores entre sí con la subestación transformadora 20/132 kV. Estará formada por un cable de 70mm<sup>2</sup> de sección de cobre, enterrado en la parte inferior de cada zanja de cables. Este servirá de refuerzo de la pantalla de 16mm<sup>2</sup> de cobre, que incorpora los cables unipolares de 20 kV, aumentando por tanto su capacidad de transporte al evacuar las corrientes inducidas en ellos. Sus derivaciones y empalmes se realizarán mediante soldaduras Cadweld.

- Red de tierra de la Subestación transformadora 20/132 kV, que estará formada por la 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 autoportada

Se ha proyectado la instalación de una nueva torre anemométrica autoportada 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. MOTILLA y su infraestructura de evacuación. La que se ha incluido en el proyecto es de 85 metros de altura, por ser la disponible en el mercado.

La torre prevista es un apoyo tubular de 20 lados del fabricante Comtel Hispánica S.A. Se trata de una torre tubular autoportada, de sección poligonal y forma de tronco piramidal, 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: 1994<sup>27</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 solicitaciones mecánicas debidas al viento, las cargas que vaya a llevar la torre y el tipo de acero a utilizar.

Las columnas llevarán soldadas en su parte inferior una placa base para la fijación a la cimentación mediante pernos de anclaje. La soldadura del fuste se realiza mediante procedimiento de arco sumergido, dando como resultado la penetración y garganta necesaria. La placa base y la brida se sueldan mediante soldadura MAG<sup>28</sup>.

---

<sup>27</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>28</sup> Metal Active Gas: soldadura con gas protector de metal, procedimiento de soldadura con arco eléctrico en el que un electrodo de hilo sin fin se funde bajo una cubierta de gas protector. El gas sirve aquí de protección contra la influencia de la atmósfera del entorno.00

El acabado final será galvanizado por inmersión en caliente, según Norma UNE-ENISO- 1461: 1999<sup>29</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 (de un diámetro exterior de 2,090 metros) y pernos (de tipo GEWI 50 de 3500 mm de longitud). El hormigón a emplear será HM-25/40/PIIa.

La torre de medición de recurso eólico se ubicará en la finca correspondiente a la parcela 510 del polígono 120 del Término Municipal de Motilla del Palancar.

## **2.6. Sistema de control y supervisión**

Los elementos sensibles del parque estarán supervisados por un sistema de control que se pretende sea global, basado en hardware y software especialmente orientado a aplicaciones eólicas, es decir un SCADA que el propio fabricante proveerá.

El sistema será flexible para adaptarse a distintas configuraciones. Se configurará para que existan dos puestos de supervisión y mando (estaciones): una situada en el edificio de control del parque eólico (sala de control Alto del Llano) y otra en un ordenador portátil que centralice toda la información.

El sistema controlará básicamente los siguientes parámetros:

- a) Aerogeneradores: estado general del aerogenerador, del generador y de giro de la barquilla, presencia de errores, frecuencia de red, coseno  $\varphi$ , tensión y corriente de las tres fases, potencia, velocidad del generador, velocidad del rotor, velocidad del viento, ángulo de paso de las palas, temperaturas, energía producida y horas de funcionamiento.
- b) Torre meteorológica: medida de la velocidad y de la dirección del viento, de la temperatura, de la presión atmosférica, de pluviometría, medidas estadísticas de dirección y velocidad.
- c) Parámetros de la red: tensión, corriente, potencia activa y reactiva de las tres fases, energía activa generada y consumida, entradas digitales de los componentes del parque.

El sistema generará una base de datos organizada en cuatro categorías de información: datos de configuración del sistema, informes, datos históricos recientes y datos históricos de periodos largos. Toda la información se deberá guardar mensualmente en un soporte magnético utilizando un disco duro regrabable de suficiente capacidad.

---

<sup>29</sup> Norma UNE-EN ISO 1461:1999 'Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo'.

Para cada componente del parque se podrá obtener diferente tipo de información: situación actual de cada uno de los parámetros, situación de los diferentes informes del sistema, generación informes basados en preguntas acerca de datos históricos de la base de datos, etc. El gestor podrá confeccionar sus propios informes.

#### 2.6.1. Estación de supervisión y mando de los aerogeneradores, subestación transformadora y torre de medición

Desde la estación de mando, situada en la sala de control, se podrá supervisar, mediante visualización de pantallas incluidas en el software de control y mando del sistema, los parámetros de funcionamiento de cada generador, torre meteorológica y subestación transformadora 20/132kV (la parte del parque eólico), así como, en tiempo real, el comportamiento global del parque.

También se podrán modificar los parámetros del programa que gobierna el funcionamiento de las turbinas y dar órdenes básicas como parada, rearme, etc.

#### 2.6.2. Estación de supervisión y mando remoto

Se configurarán en un ordenador portátil todos los programas y licencias de acceso para poder operar a distancia de la misma forma que se hace desde la estación de supervisión y mando instalada en el edificio de control de la subestación 20/132 kV del parque eólico.

El portátil poseerá un modem incorporado, en el que se instalará una tarjeta de telefonía móvil con tecnología GPRS. Cada estación o puesto contará por tanto con un ordenador PC independiente con capacidad suficiente para procesar todas las señales, modem, impresora y línea de comunicaciones. El sistema almacenará datos en archivos históricos que se pueden consultar o editar y se podrán analizar estos datos almacenados, representados en diagramas de tendencias mediante cálculos estadísticos.

#### 2.6.3. Red de comunicaciones de los aerogeneradores.

Cada uno de los aerogeneradores cuenta con su propio sistema de control autónomo, que se comunica con el sistema global del parque través de la red de comunicaciones que se especifica a continuación. El parque eólico estará adscrito a un Centro de Control de Generación tal y como marca la legislación.

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. Para permitir la comunicación entre la estación de mando y cada uno de los aerogeneradores del parque se establecerá una red tipo bus mediante fibra óptica multimodo 62,5/125  $\mu\text{m}$ .

La estructura interna de la red del parque consiste en enlazar un aerogenerador con el siguiente hasta llegar a la subestación transformadora. Se instalará el cable de fibra óptica entubado para comunicación entre los aerogeneradores y en su caso entre éstos y el centro de control de la subestación eléctrica del parque. El cable tendrá como mínimo seis fibras (dedicadas para la comunicación entre sí y de los aerogeneradores con el SCADA), dos de reserva, con diferentes rangos de temperatura (tendido e instalación: -5 °C a 50 °C; funcionamiento: -20 °C a 60 °C; transporte y almacenamiento: -25 °C a 70 °C), con un recubrimiento ajustado y refuerzo de aramida (poliamida aromática), con propiedades geométricas y ópticas conformes a la IEC 60793-2<sup>30</sup>.

En los tramos subterráneos la fibra discurrirá entubada, en un tubo de 63 mm de diámetro, compartiendo la zanja prevista para los cables de potencia.

El circuito de fibra óptica llega a la subestación transformadora 20/132kV, en la sala de control, en donde se cablea al equipo de recepción de señales para ser llevadas de aquí al PC de los aerogeneradores, torre meteorológica y subestación transformadora propiamente dicha.

#### 2.6.4. Especificaciones del telecontrol a realizar en el P.E. MOTILLA y su infraestructura de evacuación

Además de los propios aerogeneradores se quiere controlar la subestación de transformación 20/132 kV del propio parque y la torre meteorológica. El control se podrá realizar de forma remota o local (desde el edificio de control del parque). Para ello hay que aunar los siguientes elementos:

- Estado del arte de los controles industriales mediante red ETHERNET
- Telecontrol interno/externo a través de INTERNET.
- Últimos sistemas de telecontrol de GAMESA (fabricante de los aerogeneradores)
- Control competitivo técnico-económico con posibilidad de actuación.
- Velocidad en envío/recepción de órdenes de control y recepción de órdenes de control y recepción de confirmación. Nunca se superará el tiempo de 1,5 segundos.

El diseño de la red típico de GAMESA, dentro del parque, consiste en que a través de fibra óptica multimodo, se realiza la unión de aerogeneradores que termina en un PC, para red ETHERNET<sup>31</sup> en el edificio de control de la

---

<sup>30</sup> Norma de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) [en inglés: IEC (International Electrotechnical Commission)] que contiene las especificaciones generales para fibras ópticas multimodo y monomodo.

<sup>31</sup> Estándar de redes de área local para computadores. Ethernet define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de tramas de datos del nivel de enlace de datos del modelo de interconexión de sistemas abiertos.



subestación del parque, en el cual habrá un panel de centralización del telemando para recoger el telemando en el que se instalará una remota que puede ser con acceso a red, directamente o que cuelgue de la red interna de GAMESA, como un aerogenerador más.

Para el acceso a internet se instalará la última versión del programa Axeda Supervisor o similar, software que será compatible con Wizcon. Con este programa, incluso dentro de la red local, se puede acceder a la información con un navegador web.

#### 2.6.5. Telecontrol de la subestación transformadora 20/132 kV

En la subestación Motilla, convivirán dos telecontroles sin interferirse:

- El telecontrol propio de IBD, que controlará la parte de las instalaciones a ceder. Será gestionado por la distribuidora exclusivamente.
- El telecontrol propio del P.E. MOTILLA y su infraestructura de evacuación. Éste operará autónomo respecto del primero.

La información disponible en la red local será como mínimo una pantalla-unifilar general y tres subdivisiones de ésta. Estas contendrán las medidas y señalización relevante (Datos históricos numéricos de medidas, alarmas, etc.; Datos históricos de gráficos, tendencias de medidas; Pantallas de alarmas activas).

Se generará un informe cada 24 horas y a final de mes con los datos de producciones por líneas y total, etc. Se programarán diversas secuencias automáticas con la regulación del coseno de  $\varphi$  de acuerdo con la actual reglamentación. Se instalará y dejará programado un sistema de aviso-parada para comunicar con los móviles de mantenimiento a través de un sistema de mensajes SMS. Se programará la batería de condensadores de la subestación 20/132 kV, así como los generadores, al objeto de conseguir la máxima bonificación posible del coseno de  $\varphi$  en base a reguladores del mismo.

### 2.7. Obra civil

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

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 el que se asienta el parque eólico es una extensa planicie dedicada fundamentalmente a la agricultura. Esta orografía facilita que el

movimiento de tierras necesario no sea muy grande, puesto que no hay grandes desniveles que solventar. Se ha estimado un total de excavación de 48.675,04 m<sup>3</sup> de tierra vegetal y un balance de movimiento de tierras de 77.199,31 m<sup>3</sup> de tierra no vegetal. Parte de la tierra excavada, una vez seleccionada, se aprovechará en el relleno de las zanjas eléctricas, viales, plataformas y cimentación de los aerogeneradores. Este volumen de tierra total se estima en 34.502,98 m<sup>3</sup>.

### 2.7.1. Viales interiores

Dada la extensión del parque eólico se han previsto dos accesos, uno al este y otro al oeste de la poligonal que contiene el parque eólico (el acceso a la subestación del parque eólico se realizará desde un vial del Polígono Industrial "Las Lomas"). El primero se hará desde la CM-3114 (punto kilométrico 42,790) y el segundo desde aproximadamente el punto kilométrico 43,640 de la misma carretera. Ya existe un acceso abierto en estos puntos kilométricos para dar servicio a la red de caminos existentes de acceso a las fincas de cultivo de la zona.

Se pretende acondicionar estos accesos existentes, que deberán cumplir en anchura, radio de curvatura y firme con las especificaciones técnicas dadas por el fabricante de la turbina Gamesa Eólica para el paso de los vehículos especiales necesarios para la construcción del parque eólico.

De la descripción de las características específicas del modelo G126 IIIA, fabricado por Gamesa Eólica, se deducen una serie de características físicas que definen las necesidades de acceso y por tanto el diseño de viales:

- Longitud de palas: 62 metros
- Dimensiones de la nacelle<sup>32</sup>: 4,2 x 3,975 x 11,2 metros
- Peso aproximado de la nacelle: 110 Toneladas (sin palas)
- Altura de torre: 126 metros
- N° de carretes: 5 de 25 metros

Se estima necesaria para el izado una grúa de un máximo de 500 Tn, que tiene un peso estándar de 135 Toneladas. Si bien el peso de la grúa es a priori el elemento más desfavorable para dimensionar el vial, la experiencia dice que el mayor deterioro del mismo sucede por el continuo paso de camiones cargados con los diferentes elementos de la máquina, sobre todo en el transporte de la nacelle cuyo peso total junto con el equipo de transporte puede llegar casi a 115 toneladas. Por lo que sería necesario una composición genérica del material seleccionado más 30 cm de zahorra artificial compactada y estabilizada.

---

<sup>32</sup> Góndola o nacelle: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos del aerogenerador.

En principio es suficiente con una excavación para eliminar “blandones”. Si el terreno fuese excesivamente blando se rellenaría con 40 ó 50 cm de balasto bien compactado más zahorra artificial. Ésta será una mezcla de áridos, total o parcialmente machacados, en la que la granulometría del conjunto de los elementos que la componen es de tipo continuo. La compactación de este material debe hacerse siempre por capas en tongadas (máximo 15 cm) y siempre con agua.

Los caminos nuevos tendrán una capa de firme de 25 cm como mínimo de zahorra natural y otros 20 cm de zahorra clasificada, y como capa de rodadura un estabilizado de zahorra, o al menos 18 cm de hormigón.

Las pendientes máximas longitudinales de los viales tanto nuevos, como a reformar, no superan el 10%, por lo que en principio no sería necesario el hormigonado de los mismos.

Las maniobras de marchas atrás, más restrictivas en cuanto a pendientes y hormigonado, hacen que sea necesario el hormigonado de varios tramos de viales. La capa de hormigón en firme será de al menos 18 cm de espesor.

Las pendientes transversales estarán comprendidas entre un mínimo de 0,2% y un máximo de un 2%, tanto en tramo recto, como en tramo curvo.

El diseño de los viales interiores se ha realizado apoyándose mayoritariamente en la red caminos existentes en la zona, que será necesario ampliar hasta un ancho de 6,5 metros. En condiciones normales, donde no sean necesarios sobre anchos, 5 metros serán destinados a vial de rodadura, de los cuales únicamente 4 metros son realmente útiles para soportar el peso necesario, y cunetas de 0,75 metros a cada lado para la evacuación de pluviales. En las zonas de curva, con perfil interior de desmonte, la cuneta del interior de dicha curva deberá ser entubada o de profundidad máxima de 10 cm. El talud de desmonte en los viales internos deberá de permitir un margen mínimo de 1,5 metros en horizontal por cada metro de desnivel.

Los radios de curvatura fijados para el diseño de los viales serán de 50 metros. Con este radio fijado, el ancho de vial definido (5 metros) será válido, siempre que el radio de desarrollo de la curva sea inferior a dichos 50 metros. En caso de desarrollos superiores, la anchura del vial variará según sea la sección del vial en cada caso (desmonte o terraplén). En todo el proyecto únicamente ha sido necesario aumentar el ancho del vial en cinco tramos.

La longitud total de la red de viales oeste y este será de 12.245 metros, de los cuales 2.861 metros serán viales nuevos y los restantes 9.384 eran caminos ya existentes que serán acondicionados a viales. Del total, 1.691 metros serán hormigonados, para el resto el firme será de zahorra compactada.

El sistema de drenaje adoptado consiste básicamente en la disposición de cunetas en los bordes de los caminos, tanto de los que se van a reformar como

los de nueva creación, y en la construcción de pasos de agua bajo los caminos, mediante tubos de polietileno de diferentes diámetros (entre 40 y 60 cm), dotados de las correspondientes arquetas, tanto de recogida de aguas en la entrada como en la salida de las mismas. Dichas obras se diseñan para una precipitación máxima en 24 horas de 500 litros.

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 compactada y estabilizada como camino de rodadura (en caminos a reformar).

### 2.7.2. Plataforma del aerogenerador

Junto a cada aerogenerador se dispone de un espacio de dimensiones mínimas y conectado con el acceso. Las plataformas de montaje son zonas constructivas, auxiliares para los procesos de descarga y ensamblaje, así como el posicionamiento de la grúa que elevará las distintas piezas que componen el aerogenerador.

Las dimensiones genéricas de las plataformas son 40 x 63 metros tanto para plataformas fin de camino como para plataformas intermedias. 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 montaje *just in time*<sup>33</sup>.

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, y una pendiente mínima del 0,2%. La resistencia a compresión mínima será 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.

La plataforma debe ser capaz de soportar la grúa (500 Tn) y la nacelle (150 Tn), por lo que la compactación del suelo es importante.

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

---

<sup>33</sup> Las piezas llegarán justo antes de ser montadas.

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 y con aquellos caminos existentes que no se han incorporado a la red de viales interiores del parque, discurriendo en ambos casos en paralelo, bajo la cuneta en caso de desmonte y a continuación de la tierra rellenada en caso de terraplén.

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).

Se ha estimado una longitud total de 15.873 metros de zanjas necesarias para las líneas de interconexión.

Las zanjas finalizarán todas en la subestación del parque. Las líneas procedentes del oeste tendrán que cruzar la carretera autonómica CM-3114, mientras que las líneas del este alcanzarán la parcela de la subestación por el camino existente que hará, además, las veces de camino de acceso a la subestación. En este último tramo las líneas subterráneas cruzarán las vías del AVE a Valencia en el puente sobre el río Valdemembra, sin afectarlas, y ya próximo a la subestación Motilla cruzará este último.

El ancho de las zanjas será variable en función del número de circuitos que alberguen y dependiendo de que los cables se dispongan directamente enterrados u hormigonados bajo tubo.

Las profundidades de las zanjas serán de 1.200 mm tanto para las zanjas directamente enterradas como para las hormigonadas bajo tubo (excepto las de 9 tubos que tendrán una profundidad de 1.400 mm). Las primeras dispondrán de una protección mecánica para los cables.

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 para evitar que piedras u otros elementos duros puedan dañar los cables en su tendido y para servir de drenaje. 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.

A lo largo de las ternas se incluirá un cable de cobre de 70 mm<sup>2</sup> de sección de acompañamiento que servirá para la puesta a tierra de las pantallas de los cables, en los empalmes y terminaciones.

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.

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, HM-20 de 20 cm de espesor mínimo. Sobre ellos, igualmente entubado discurrirá la fibra óptica. Se prevé además un tubo de reserva. Estos tubos estarán sellados en sus extremos con espuma de poliuretano. De esta forma se podrá sustituir los cables sin interrumpir el tráfico. Para ello, se ha previsto la necesidad de instalar arquetas.

Un punto singular es el cruzamiento de la carretera autonómica CM-3114 (a la altura del punto kilométrico 42,670), necesario para que las líneas de interconexión entre los aerogeneradores del área oeste de la poligonal lleguen hasta la Subestación del parque. Se ha elegido un lugar donde no es necesario profundizar demasiado la perforación dado el desnivel del terreno respecto de la carretera. Los pozos de ataque y recepción de la misma se situarán fuera de la Zona de Dominio Público. Dicho cruzamiento de las líneas bajo la carretera se resolverá mediante una inca, con un tubo de 600 mm de diámetro que albergue los 3 tubos de 200 mm de diámetro de PVC autoextinguible para cada una de las ternas, más uno de reserva y el tubo de 63 mm para la fibra óptica. Se dejarán dos instalados y uno de reserva.

El cruzamiento lo realizarán tres circuitos de una terna cada uno (en total 9 cables), y todo ello con una canalización de cuatro tubos eléctricos de 200 mm de diámetro, para cumplir con el diámetro reglamentario de acuerdo con la sección de los cables (uno de reserva), más uno de comunicaciones.

### **3. Subestación Eléctrica Motilla 20/132 kV**

La Subestación Motilla estará ubicada en la provincia de Cuenca, en el lugar denominado Lomas de la Rambla, en el término municipal de Motilla del Palancar, en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha.

Las dimensiones de la subestación sobre la parcela serán 96 m x 80 m = 7.680 m<sup>2</sup>, de los cuales 5.978 m<sup>2</sup> serán cedidos a IBD. Se ubicará en un paraje dedicado en la actualidad a monte bajo.

La subestación constará de dos partes bien definidas desde el punto de vista de la propiedad y de la operación y mantenimiento, para lo cual habrán de estar bien delimitada las partes y bien especificado el punto frontera. Estas partes serán:

- Subestación del parque eólico, con propiedad y gestión de EEAL.
- Subestación de seccionamiento 132 kV, proyectada y construida con el objeto de ser cedida en propiedad a IBD.

La subestación, que se denominará “Motilla”, servirá para la evacuación de la energía generada por el parque eólico a través de la línea aérea a 132 kV Olmedilla-Iniesta de la red de IBD. Para ello será necesario la apertura de un circuito de la citada línea en la subestación de seccionamiento anteriormente citada.

En el diseño de la subestación se ha tenido en cuenta lo dispuesto por la compañía distribuidora de la zona, IBD, así como lo expuesto en el Reglamento de Instalaciones de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

La nueva Subestación presentará una topología de Subestación de Generación y Seccionamiento, con la siguiente composición, según los niveles de tensión:

Nivel de 132 kV. Parque de intemperie conteniendo:

- Dos posiciones de entrada/salida de línea.
- Una posición de transformación (evacuación parque eólico).
- Un sistema de simple barra.

Nivel de 20 kV. Parque de intemperie que contiene:

- Una posición de transformador.

- Un sistema de simple barra.
- Dos transformadores de servicios auxiliares.
- Un batería (banco de condensadores) 20 kV.
- Una reactancia de puesta a tierra.

Parque de interior que contiene:

- Una posición de protección del transformador (lado 20 kV).
- Cinco posiciones de salida de línea a circuitos aerogeneradores.
- Una posición de medida de tensión en barras
- Una posición de alimentación a transformador de servicios auxiliares.
- Una posición de compensación reactiva.
- Una posición de reserva.

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, con envoltura metálica. Todos los demás elementos (incluido seccionamiento) poseerán aislamiento al aire entre fases.

El criterio es el montaje de una subestación para permitir a un tercero conectarse a una línea propiedad de IBD en el nivel 132 kV, para inyectar generación a la misma, partiendo la línea mediante una disposición en simple barra, con un seccionador de entrega aguas arriba de la posición del tercero que servirá de aislamiento entre las dos propiedades. Las instalaciones aguas abajo se emplearán para la elevación y evacuación de la energía generada.

Una vez construidas, las extensiones de las líneas de 132 kV ejecutadas para realizar la entrada y salida, las dos posiciones de línea, las barras, el seccionador de entrega a tercero, así como todas las instalaciones y equipamientos necesarios para la conexión y explotación, serán cedidas por el tercero a IBD, que se encargará de su explotación, operación y mantenimiento. Por tanto, en el conjunto de la subestación Motilla existirá una parte propiedad de IBD y otra propiedad de EEAL.

Por ello, la subestación Motilla, se construirá según las especificaciones técnicas particulares de la distribuidora. Los equipos y materiales a emplear en la parte a ceder a IBD deberán cumplir con sus normas internas que sean de aplicación y con sus respectivos anexos de proveedores calificados. Los procesos de ejecución serán realizados con los criterios de sus manuales técnicos internos en aquellos que sean de aplicación. Para el resto de materiales, equipos y métodos de ejecución será necesario contar con la aprobación de IBD, para lo cual se programarán reuniones de lanzamiento de las diversas obras.

### 3.1. Sistema de 132 kV



El parque de intemperie en su conjunto estará constituido por una configuración eléctrica tipo AIS en simple barra, con un conjunto de apartamiento convencional con aislamiento en aire, con la siguiente composición:

- Dos posiciones de línea de 132 kV.
- Un sistema de barra simple.
- Una posición de transformador de 20/132 kV.
- Una posición de medida.

Además, el parque de intemperie poseerá un sistema de doble pórtico de entrada/salida de la línea 132 kV.

El parque de intemperie se ha proyectado para ser cedido a IBD, salvo el transformador del parque eólico y sus protecciones, que pertenecerán a la sociedad EEAL, a partir del seccionador de aislamiento.

Las posiciones de línea están compuestas cada una por el siguiente aparellaje:

- Un conjunto de un transformador de tensión capacitivo.
- Un seccionador de línea trifásico con cuchillas de puesta a tierra lado línea.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF6.
- Un conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Un seccionador de barras trifásico.

No se considera necesaria la colocación de pararrayos de óxidos metálicos en la instalación de Iberdrola.

El sistema de barras simples de 132 kV poseerá dos campos para líneas de entrada y salida. En oposición a uno de ellos, se reservará espacio para ser usado como posición de transformador de potencia de evacuación, con objeto de limitar las dimensiones de la subestación. A pesar de ello se reserva espacio para el futuro desarrollo de la subestación de seccionamiento, con objeto de migrar a la subestación de distribución que alimente Motilla su área de influencia, así como el Polígono Industrial Las Lomas y su previsible desarrollo.

Las barras altas de la subestación estarán compuestas por un embarrado realizado mediante tres tubos de aleación de aluminio, dimensionadas para una intensidad de cortocircuito de 40 kA y 2.230 A en régimen permanente.

El sistema de barras altas 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.

El aparellaje de los campos de línea estará unido por un sistema de barras bajas, hasta llegar a barras altas, a las que se unirán a través de conjuntos de

“pendolones”. Este sistema de barras estará soportado por el propio aparellaje que une, a través de los terminales del aparellaje adecuados para ello, de características correspondientes a las tensiones, intensidades y esfuerzos electrodinámicos.

La posición de transformador 20/132KV en la Subestación Motilla será una y estará compuesta por:

- Un seccionador trifásico de barras (aislamiento y entrega). Punto frontera que marca el límite de la propiedad de ambas compañías. Hasta aquí todo el sistema de 132 kV será cedido a Iberdrola, y a partir de aquí, será propiedad de EEAL.
- Un seccionador trifásico (conexión con Iberdrola), dotado de puesta a tierra.
- Un conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF6.
- Un conjunto de tres transformadores de tensión.
- Un conjunto de tres aisladores de apoyo.
- Un conjunto de tres autoválvulas unipolares.
- Dos conjuntos de tres transformadores de intensidad tipo “bushing” instalados en bornas de transformador de potencia.

El aparellaje de la posición de transformador estará unido por un sistema de barras bajas, hasta llegar a barras altas, a las que se unirán a través de conjuntos de “pendolones”. Lo mismo ocurrirá en su unión con bornas de transformador.

Este sistema de barras bajas estará soportado por el propio aparellaje que une, a través de los terminales adecuados para ello, de características adecuadas a las tensiones y los esfuerzos electrodinámicos.

La posición de medida será en barras de 132 kV. En el extremo próximo a la caseta de control se instalará un conjunto de tres transformadores inductivos de tensión para medida, control y protección. Se adopta esta posición con el objeto de facilitar la ampliación de barras en un futuro por parte de la distribuidora.

### 3.2. Transformador de potencia

Se ha previsto la instalación de un transformador de potencia en un campo, en oposición a la entrada/salida de la futura línea Olmedilla-Motilla-Iniesta. Será de una relación de transformación 132/20 kV, conexión YNd11, y una potencia de 40 MVA ONAN/ONAF<sup>34</sup>.

### 3.3. Sistema de 20 kV

---

<sup>34</sup> Los dos tipos de refrigeración de los transformadores considerados en el proyecto son:

ONAN : Oil Natural Air Natural , Aceite y aire no forzados.

ONAF: Oil Natural Air Forced, Aceite no forzado y aire forzado.

El sistema de 20 kV posee aparellaje de interior y exterior.

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 SF6.

El campo de 20 kV de interior, tendrá una configuración de simple barra. Se compondrá de un conjunto de celdas ensambladas, normalizadas, ejecución metálica con envoltorio para instalación interior, constituido por diez unidades agrupadas y destinadas a los siguientes servicios:

- Una celda de transformador (alimentación a embarrado) de transformador.
- Cinco celdas de línea (llegadas de parque con una de reserva).
- Una celda de alimentación a transformador de S/A-1.
- Una celda de medida de tensión de barras 20 kV.
- Una celda de baterías de condensadores.
- Una celda de reserva de línea/transformador.

Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un interruptor automático seccionable, 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 van dotadas de seccionador de tres posiciones con puesta a tierra y transformador de intensidad por fase y otro seccionador de cables. La celda de conexión a transformador de potencia va dotada de seccionador de tres posiciones con puesta a tierra y transformador de intensidad por fase.

Se incluye en el sistema de celdas una de reserva, con posibilidad de conectar a línea de generadores o a transformador de potencia, es decir, de intensidad nominal de barras y derivación adecuada y dotada de seccionador con puesta a tierra y transformador de intensidad por fase.

En cuanto al aparellaje de exterior, desde barras de 20 kV y a través de la correspondiente celda de transformador llegan a bornas de éste un circuito tríplex (una terna de cables subterráneos por fase), de sección 400 mm<sup>2</sup> en cobre y composición HEPR de General Cable o similar. Se elige este conductor por su mayor capacidad de transporte.

Desde el suelo y a través de bandeja tapada y ventilada y de los herrajes correspondientes, llegan estos a un sistema de barras simples de 20 kV de intemperie, y de estas a bornas de transformador.

El embarrado estará compuesto por un sistema de barras, realizado mediante un conjunto de tres tubos de cobre dimensionados para una intensidad de

cortocircuito de 25 kA y 2.500 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 necesarias 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 cada uno (3 en total), de tensión nominal 24 kV, situadas lo más cerca posible de las bornas del transformador. Este contará con dos conjuntos de tres transformadores de intensidad (6 en total) tipo “bushing” instalados en bornas de los transformadores de potencia, que accionarán, entre otras protecciones, dos protecciones diferenciales de transformador.

En resumen, el sistema de 20 kV estará constituido en el parque de intemperie por juego de autoválvulas, aisladores de apoyo, transformadores de intensidad, barras y cajas terminales de exterior para el cable de conexión del transformador de potencia con la sala de celdas de Media Tensión. Se dejará espacio en el campo de 20 kV para instalar baterías de condensadores cerradas en armarios blindados para exterior y un transformador de servicios auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares será de 250 kVA de potencia y relación 20/0,420-0,242 kV, de relación Dyn11, y alimentará a los servicios auxiliares de corriente alterna/corriente continua del sector “Parque Eólico”. 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 alimentarán los cuadros de S/A de corriente alterna y desde estos los equipos rectificador-cargador de baterías. A la salida de estos últimos se instalarán los cuadros de S/A de corriente continua. Se instalará en el cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna una toma de 150 A, para reserva de IBD.

Se ha previsto un segundo un transformador de servicios auxiliares TSA-2 de 250 kVA de potencia y relación 20/0,420-0,242 kV, ubicado en una caseta prefabricada, que alimentará a los servicios auxiliares de corriente alterna/corriente continua de la parte de IBD. Este transformador se suministrará desde una línea 20 kV de distribución, que se encuentra en las proximidades del polígono industrial, a través de una línea subterránea.

Se instalará en el cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna una toma de 150 A, para reserva de EEAL y su parque eólico. Se consigue así una redundancia en la alimentación de los servicios auxiliares de ambos sistemas, IBD-EEAL, con cuadros redundantes de corriente alterna y corriente continua en ambos sistemas.

Asimismo, se reservará espacio próximo al edificio de control en suelo reservado al efecto, para la instalación de baterías de condensadores ampliables, tipo exterior, con objeto de cumplir el condicionado pedido por IBD

en su comunicación de 27 de mayo de 2015, esto es, tener un factor de potencia inductivo entre 0,95 y 0,98.

La reactancia de puesta a tierra del sistema de 20 kV se realizará mediante reactancia trifásica conectada en paralelo en barras de Media Tensión, para poder detectar cortos a tierra. Así se consigue dar sensibilidad a las protecciones frente a faltas a tierra y se proporciona una referencia de tensión para las protecciones homopolares. Estas reactancias tienen otra importante misión, que es limitar la intensidad de la falta en el sistema de 20 kV. En este caso se limitará a 500 A durante 30 segundos.

### 3.4. 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 las dos partes del 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/exterior.
- Ventilación y aire acondicionado del edificio de control.
- Puestas a tierra superiores e inferiores.

### 3.5. 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.
- Bancada de transformador.
- Depósito de aceite.
- Canalizaciones eléctricas.
- Cimentaciones de soportes de aparellaje.
- Red de drenaje.
- Viales internos.
- Accesos y cierre perimetral.
- Acabado superficial.

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 transformador en la Subestación “Motilla”, seccionador tripolar de barras, transformadores de intensidad, interruptor automático, transformadores de tensión, autoválvulas, cableados, embarrados, baterías de condensadores, celdas, etc.) que componen cada posición de las instalaciones propias pertenecientes al P.E. MOTILLA, tanto del sistema de 20 kV como de 132 kV.

### 3.6. Parque de intemperie

En este espacio se instalará el aparellaje de 132 kV de la Subestación “Motilla” 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 zona con probabilidad de sobretensiones atmosféricas o próximas a ella, para lo que se cuidarán anchura y separación de calles, altura de los embarrados superiores a los marcados por las ITC-RAT<sup>35</sup> correspondientes, distancias de aislamiento eléctrico y de seguridad, gálibos superiores a los reglamentarios en la salida de línea.

Para la entrada y salida a la línea aérea de 132 kV Olmedilla-Iniesta, propiedad de IBD, de la que se abre un circuito, hay la necesidad de construir dos pórticos de entrada y salida donde se amarren los conductores (tres fases en disposición simplex y tierra-óptico tipo OPGW).

Estos pórticos estarán contruidos 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 10 metros de separación y 11 de altura. Sobre ellas se instalará la viga de amarre de los conductores de la línea y el conjunto soportará una tensión mecánica de 500 kg por fase y 350 kg por el cable óptico OPGW (1.850 kg en total). 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 dos pórticos que den servicio a dos posiciones de 10 metros de anchura, con una separación entre fases de 2,5 metros y 2,5 metros a los apoyos de los pórticos.

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.

---

<sup>35</sup> Instrucciones Técnicas Complementarias según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión.

Las barras altas tendrán una altura de 7,20 metros sobre la cota 0,00 de la subestación. Las barras bajas tendrán una altura de 4,50 metros sobre la cota 0,00 de la misma.

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  $\Pi$ , y se realizarán en base a estructuras de acero laminado. 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 han proyectado teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones (climáticas y electrodinámicas 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 dichas, 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 citada, que a su vez servirá de apoyo a comunicaciones a través de la fibra óptica. En dos puntas del pórtico, las más alejadas de ambos pórticos (derecha e izquierda exterior), 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 80 x 96 metros) con conductor desnudo de 150 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>36</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.

---

<sup>36</sup> Instalaciones de puesta a tierra.

Las conexiones se sujetarán a la estructura y carcasas de la aparamenta a través de tornillos y grapas de aleación de cobre que garanticen la unión y eviten sobrepasar de 200 °C en las uniones en caso del paso de corriente. También se unirá a esta malla los cables de tierra de acompañamiento (70 mm<sup>2</sup> en cobre) de las líneas subterráneas de 20 kV, de evacuación de grupos generadores, limitándose así la intensidad de cortocircuito a evacuar por la malla de tierra.

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 hormigón de 10 centímetros de espesor, en los viales de acceso y de trabajo, 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 10 centímetros de espesor, para asegurar que cumplen los requisitos en cuanto a tensiones de paso y contacto 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 y a lo proyectado.

### 3.7. Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares de la subestación estarán atendidos necesariamente por sistemas de tensión alterna y corriente continua que alimentarán los servicios de control, protección, medida y comunicaciones, así como otros servicios generales.

En el Proyecto, y de acuerdo a la normativa IBD referente a la criticidad de la línea a abrir, se define el tipo de servicios auxiliares como de doble alimentación trifásica compuesta por:

- ✓ Una primera alimentación trifásica 230-400 V de corriente alterna que procederá de la instalación propiedad de la sociedad EEAL, a través del transformador de servicios auxiliares (TSA-1) de 250 kVA y del cuadro de corriente alterna de servicios auxiliares. Proporcionará a IBD una toma de baja tensión de 150 Amperios.



- ✓ Una segunda alimentación trifásica de 230-400 V de corriente alterna para la que se instalará un centro de transformación de 250 kVA, en caseta prefabricada, conectado a la malla de tierra de la subestación, instalado dentro de la zona de IBD y alimentada por una línea subterránea de media tensión 12/20 kV, derivada de una línea aérea de distribución de la citada compañía en el Polígono Industrial “Las Lomas”. Se proyectarán y construirán según normativa IBD, y serán cedidos para su integración en su Red de Distribución. Desde esta segunda alimentación auxiliar IBD proporcionará al parque eólico una toma de baja tensión de 150 Amperios.

Se consideran en el presente Proyecto los servicios auxiliares:

- Servicios auxiliares de 230-400 V de corriente alterna.
- Servicios auxiliares de 125 V de corriente continua.
- Servicios auxiliares de 48 V de corriente continua.
- Servicios auxiliares de 12 V de corriente continua

La subestación, a través de los transformadores correspondientes y cuadros de servicios auxiliares situados en la sala de control del edificio, y alimentados por cables de sección adecuada, suministra tensión 230/400 V a los siguientes elementos:

- Toma de corriente de 150 A para Iberdrola.
- 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 de AT/MT en su caso.
- Climatización del edificio de control.
- Rectificadores y cargadores de baterías.

### 3.8. Medida y mando

La subestación Motilla, tanto en la parte de IBD como en la de EEAL, se van a explotar en régimen abandonado, por lo que las funciones de control serán telegestionadas. Por tanto, se implantará en la Subestación dos sistemas de Telecontrol y Telemando, uno para cada gestor.

Como las instalaciones en algún caso se van a compartir, pero tendrán gestiones independizadas, se opta por unas instalaciones independientes, compatibles y normalizadas por IBD, las cuales recogerán medidas, señales y alarmas de las instalaciones cedidas para su transmisión al Centro de Operaciones de la Distribuidora en un caso y a la gestión del parque en otro.

Estas señales del parque de 132 kV de Iberdrola se recibirán en los equipos de control de posición (UCPs) desde los transformadores propios de medida, directamente o a través de convertidores de medida. Lo mismo ocurrirá independientemente con las medidas correspondientes al generador eólico. Las instalaciones de medida y mando del parque eólico serán independientes de las de propiedad de la Distribuidora, salvo una UCP (Unidad de Control de Posición) dedicada que recogerá medidas, señales y estados de la parte eólica, y que se comunicará con la UCS (Unidad Central de Subestación) de IBD a través de fibra óptica.

### 3.9. Protección y control

IBD tiene normalizadas, para cada tipo de instalación y tensión, la dotación de protecciones y equipos de control por sistema y posición, así como en lo concerniente a relés, fabricantes y modelos empleados en los esquemas de control normalizados. Por tanto, los aparatos a instalar serán los homologados para cada uno de los sistemas y posiciones. Deberán ser por tanto aceptados por la Distribuidora antes de su instalación.

Para protección y control de la Subestación “Motilla” se ha previsto la instalación de dos SIPCOs, (Sistema Integrado de Protección y Control) de tecnología digital, capaz de comunicar las UCPs entre sí, y con las UCSs, traspasándose señales, medidas y ordenes entre sí. A su vez cada UCS está comunicada con el SCADA del Parque, en un caso, o con el Centro de Operaciones de Distribución de IBD, en otro. Para el primer caso, la comunicación se realizará a través de conexión GSM, por red ETHERNET utilizando protocolo TCP/IP<sup>37</sup> (se instala torre de comunicaciones en el parque). En el segundo caso a través de la fibra óptica del cable de guarda OPGW.

Cada SIPCO consta principalmente de una UCS, que se comunica mediante una red de fibra óptica (con elementos conversores y difusores) y concentradores con las UCPs, de las cuales obtiene todos los datos (medidas, estados, alarmas, etc.) para ponerlos a disposición de los elementos de monitorización y mando de la instalación (consolas de operación, SCADA, telemandos, etc). Asimismo, se encarga de enviar las ordenes procedentes de estos elementos a los equipos de protección y control (UCP) para su ejecución.

De esta forma la combinación de varias UCPs y una UCS, con consola de operación local y relés independientes, constituyen en conjunto los sistemas integrados de mando, protección, control y medida que se proyectan para cada parte de la subestación. El sistema estará a su vez diseñado de forma que, desde cada UCP, se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición asociada. Desde la UCS se podrá actuar sobre cualquiera de las posiciones,

---

<sup>37</sup> Transport Control Protocol / Internet Protocol: Conjunto de protocolos diseñados para las redes de área amplia. Está formado por dos partes, el protocolo de transporte o TCP y el protocolo de Internet o IP.

así como tener información general del sistema referente al estado del mismo, y de alarmas y medidas.

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.

Las UCPs que se instalen, con funciones de control y medida, se situarán en un rack de 19", y van alojadas en armarios en las salas de control.

La posición de seccionador de entrega de IBD, quedará registrada en la UCP de línea (parte IBD), físicamente más próxima al seccionador.

En las instalaciones del parque eólico (sala de control), se instalará una UCP dedicada y totalmente equipada, tomando intensidades desde un secundario dedicado del transformador de intensidad, cedido a IBD, y que estará conectada a la UCS instalada en la parte de IBD, para el perfecto funcionamiento de la SIPCO de la Subestación de Seccionamiento y, en concreto, para el necesario intercambio de información. En ella quedará registrada la posición del seccionador de acceso.

En la parte de parque eólico, las UCP de 20 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 un 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.

Las protecciones de la zona de IBD se realizarán según los "Criterios Generales de Protección y Control en el Diseño y Adaptaciones de Instalaciones de la Red de transporte y Distribución".

Las protecciones de la Subestación 132 kV "Motilla" de evacuación (posición del parque eólico), se basarán en la práctica habitual de este tipo de instalaciones, sin barras (protección diferencial) y sin línea (protección diferencial y de distancia).

### 3.10. 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 de aparellaje en el parque, 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) La tensión continua 48 Vcc para: comunicaciones.

Anejo al edificio de control y en lugar al efecto, se encontrarán los transformadores de servicios auxiliares, con espacio para ambos, de reserva uno del otro, desde los cuales, a través de las salidas de baja tensión de los mismos y con un sistema de conmutación, se alimentarán los cuadros (dos o uno compartimentado) de Servicios Auxiliares. Desde estos últimos 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 por alimentación.

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.

### 3.11. Obra civil

La obra civil necesaria para la urbanización de la parcela y la instalación del parque de intemperie comprende las siguientes actuaciones, 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 0,6 metros bajo la cota de excavación (-0,15 metros). Instalación de rabillos para derivaciones.
- Profundidad final -0,75 metros bajo cota 0,00 de la subestación. 0,60 metros de excavación de la zanja, relleno y recrecido compactado 0,15 metros sobre la excavación.
- Construcción de accesos y cerramientos de la parcela incluso 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 transformador 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.
- Edificio de control.
- Acabado de viales interiores con hormigón.
- Acabado con gravilla del resto de la superficie del parque y viales de mantenimiento.

### 3.12. Edificio de control y celdas

Se ha previsto que las salas de control, celdas, almacén, etc. sean instaladas en un único edificio a compartir. Se instalará una pequeña caseta aparte para el reciclado.

El edificio tendrá forma rectangular de 38 x 5,5 metros (medidas internas) y cinco entradas independientes (sala de celdas, control y almacén). La superficie total interior es de 209 m<sup>2</sup>, con una altura de alero de 3,50 y 4,80 metros.

El edificio 'zona IBD' tendrá forma rectangular de 19,15 x 5,5 metros y dos entradas independientes (sala de control y comunicaciones y aseo). La superficie interior es de 105,32 m<sup>2</sup>, con una altura de alero de 3,50 y 4,80 metros.

El edificio 'zona parque eólico' tendrá forma rectangular de 18,65 x 5,5 metros y tres entradas independientes (sala de celdas, control). La superficie total construida es de 102,6 m<sup>2</sup>, con una altura de alero de 3,50 y 4,80 metros.

El edificio de control que se instalará en la Subestación estará realizado en base a paneles sándwich prefabricados portantes y aligerados de hormigón armado, instalados en forma de T invertida y de 20 cm de espesor. Se ha seleccionado entre los calculados y homologados por IBD para estas instalaciones.

El edificio que constará de una sola planta, se distribuirá de la siguiente manera:

#### a) Zona parque eólico:

- Sala de Celdas. Se ubicarán en ella las celdas de media tensión (20 kV) y tendrá unas dimensiones interiores en planta mínimas de 7,8 m x 5,50 m y una altura aproximada de unos 3,50 m. Poseerá acceso directo desde el exterior, desde el almacén y desde la sala de control.

- Sala de Control. Irán ubicados en ella los equipos correspondientes al control, protección, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc. de las posiciones, necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación. Tendrá unas dimensiones mínimas de 4,95 m x 5,50 m y una altura aproximada de 3,50 m. Poseerá acceso desde el exterior y desde la sala de celdas.

Para el acceso exterior a las distintas salas, e instalarán dos puertas metálicas de dimensiones adecuadas para el acceso y paso de los equipos a montar.

El almacén tendrá unas dimensiones aproximadas de 3,90 y 5,5 m y poseerá acceso independiente.

La caseta par el reciclado-punto limpio tendrá unas dimensiones aproximadas de 5,50 m x 4,20 m. Se trata de un edificio independiente del edificio de control.

#### b) Zona IBD:

- Sala de Control. Tendrá unas dimensiones mínimas de 11,80 m x 5,50 m mínimos, y una altura aproximada de 3,50 m. Poseerá acceso desde el exterior y será ampliable en previsión de una futura explotación de la subestación como subestación distribuidora.
- Sala de Comunicaciones. Tendrá unas dimensiones mínimas de 5,45 m x 5,50 m mínimos, y una altura aproximada de 3,50 m. Poseerá acceso desde el exterior y da acceso al aseo.

El edificio de control contará con los correspondientes sistemas de alumbrado y fuerza, así como el alumbrado de emergencia correspondientes.

El sistema de saneamiento consiste en la instalación de los diferentes aparatos y todas las instalaciones precisas para que esta sea autónoma. El suministro de agua se diseñará para que también sea autónomo, con un depósito para carga y almacenamiento de agua y un sistema de presión. Los tubos de recogida del saneamiento serán de hormigón.

Para facilitar el trabajo eventual del personal en la sala de control y comunicaciones y preservar el equipamiento electrónico, se necesita climatizarlas para mantenerlas a temperatura adecuada. Para ello se instalarán, en cada sala, una unidad de tipo mural de aire acondicionado, tipo Split, de tipo partido y bomba de calor aire-aire con capacidad frigorífica adecuada a cada una (según tamaño y equipos). Para calefacción se instalarán el número necesario de radiadores eléctricos controlados por termostato.

### 3.13. Equipamiento de prevención de incendios

El promotor del parque eólico acopiará, antes de la puesta en servicio, el material de seguridad y equipamiento auxiliar necesario en ambas partes de la

subestación.

En aplicación de las prescripciones de la ITC-RAT 15<sup>38</sup> 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 utilizará para ello medidas activas y pasivas para la prevención del fuego y sus efectos.

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

El transformador de potencia (y los 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<sup>39</sup> 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>40</sup>, para la prevención de incendios en los edificios de la subestación. De acuerdo con esta instrucción, 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.

Además, la Subestación “Motilla” contará con todos los materiales de protección individual y colectivo 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 ello 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.

---

<sup>38</sup> Instalaciones eléctricas de exterior.

<sup>39</sup> Fluidos para aplicaciones electrotécnicas. Aceites minerales aislantes nuevos para transformadores y aparataje de conexión

<sup>40</sup> Instalaciones eléctricas de interior.

- 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.
- Las puertas presentarán una resistencia al fuego EI290-C5.

### 3.14. Equipamiento anti-intrusismo

Se instalará un sistema de alarma de intrusismo, que deberá integrarse en el control de la subestación o en el centro de control de cada parte, desde donde se podrá controlar. Cumplirá el MT2.60.01<sup>41</sup> y estará compuesto por: Control de accesos, Sistema anti-intrusión, Circuito cerrado de televisión, Interfonía local y remota, Grabación digital y transmisión de imagen, Megafonía remota, Alimentación segura.

El sistema de seguridad se dispondrá por el perímetro de toda la instalación, incluyendo tanto la propiedad de IBD como la propiedad de EEAL, al efecto de dotar de una protección completa al recinto.

El proyecto del sistema de seguridad será aprobado por Iberdrola Seguridad Patrimonial en base a la normativa aplicable. El contratista instalador de dicho sistema debe estar calificado por Iberdrola a efectos de la correcta ejecución del mismo y empleo de los equipos adecuados. Asimismo, el sistema completo deberá comunicarse con el Centro de Seguridad de Iberdrola.

## 4. Subestación Motilla 132 kV. Seccionamiento

Como Anejo I al proyecto 'P.E. MOTILLA y su infraestructura de evacuación' se incluye éste relativo Proyecto constructivo de las siguientes infraestructuras eléctricas para permitir la evacuación de la energía generada:

- Subestación Motilla 132 kV.
- Apertura de línea 132 kV Olmedilla-Iniesta.

Parte de estas instalaciones se tramitarán a nombre de EEAL como Anejos al Proyecto para, una vez construidas, ser cedidas posteriormente a IBD.

Las instalaciones consideradas en este Anejo I se han diseñado conforme a la normativa IBD, y más concretamente según el M.T. 2.71.10 "Subestaciones de

---

<sup>41</sup> Manual Técnico de IBD 'Requisitos de Seguridad Contra Incendios en Subestaciones'.



Seccionamiento en 132 kV intemperie, simple barra para conexión a un tercero”.

La subestación se denominará “ST Motilla 132 kV” y servirá para la evacuación de la energía generada en el P.E. MOTILLA, a través de la LAT (132 kV) Olmedilla-Iنيesta, perteneciente a la red de distribución de Iberdrola. La actuación descrita permitirá reforzar la infraestructura eléctrica de la zona.

La “ST Motilla 132 kV”, se compondrá de dos partes bien diferenciadas:

- Parte de seccionamiento, construida y diseñada de acuerdo con la normativa IBD, para ser construida y cedida a la dicha distribuidora. Es objeto del Anejo I es hasta el seccionador de entrega y aislamiento, este incluido.
- Parte de evacuación propiamente dicha y perteneciente al P.E. MOTILLA, a partir del seccionador de acceso a la red, este incluido.

Serán dos zonas netamente diferenciadas e independientes que, aunque compartan algunos elementos de la citada infraestructura, tienen un punto frontera definido.

La “ST Motilla 132 kV. Seccionamiento” está ubicada en el lugar denominado “Lomas de la Rambla” en el término municipal de Motilla del Palancar, provincia de Cuenca. El emplazamiento se ha elegido de forma que no solo sea útil para la evacuación, sino que, sin una excesiva aproximación, y con su posterior ampliación, contribuya al abastecimiento del casco urbano de Motilla y el desarrollo del Polígono Industrial “Las Lomas”.

La configuración e implantación de la Subestación Tipo de Seccionamiento 132 kV para conexión de un tercero será con un sistema en simple barra con disposición en intemperie.

La disposición eléctrica general a adoptar para la subestación será un Sistema de 132 kV compuesto por dos posiciones de línea para la conexión de la entrada-salida (con interruptor automático, transformadores de intensidad, sus correspondientes seccionadores de aislamiento y transformador de tensión capacitivo de línea), una barra resultante con sus correspondientes transformadores de tensión para medida de tensión de barras y un seccionador de “Aislamiento y Entrega a Alto del Llano”.

La calidad del servicio y la seguridad de la instalación requieren que el parque eólico también disponga de un equipamiento y sistemas de protecciones adecuados. Con carácter general la posición de éste en esta instalación tendrá la siguiente disposición, y en orden aguas abajo, del seccionador de entrega:

- Seccionador de conexión con IBD dotado de puesta a tierra.
- Transformadores de intensidad.
- Interruptor automático.

- Transformadores de tensión.
- Resto de equipos: Pararrayos, transformador etc.

Las dimensiones de la parcela donde se ubicará la apartamentada descrita son 96 m x 80 m = 7.680 m<sup>2</sup>, de los cuales 5.978 m<sup>2</sup> serán cedidos a IBD.

En la parcela se diferenciará la parte correspondiente a cada uno de los agentes. La parte de IBD será cedida en propiedad y aislada mediante vallado de la parte propiedad de EEAL, y esta separación marcará a su vez el límite de operación y mantenimiento. En la parte de IBD se encontrará el seccionador de entrega (propiedad de IBD) y en la parte de EEAL el seccionador de aislamiento de la red (propiedad del parque eólico).

El límite de propiedad serán las piezas de conexión de salida del seccionador de entrega (parte generación). El edificio de control será conjunto, de dimensiones adecuadas para cada gestor (aunque sea ampliable), quedando imposibilitado el acceso interior de uno a otro sector.

#### 4.1. Características generales

- Topología del parque de AT. La nueva Subestación “Motilla” presentará una topología de Subestación de Generación y Seccionamiento, compuesto por un parque de intemperie que contiene dos posiciones de entrada/salida de línea, una posición de transformación (evacuación parque eólico) y un sistema de simple barra.
- Tecnología del parque de AT. 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, con envoltura metálica. Todos los demás elementos (incluido seccionamiento) poseerán aislamiento al aire entre fases.

#### 4.2. Sistema de 132 kV

El esquema unifilar de 132 kV, en configuración simple barra, está formado por las siguientes posiciones:

- Dos posiciones de línea: L/Olmedilla y L/Iniesta, ambas propiedad de IBD.
- Una posición de transformador, propiedad EEAL, a excepción del seccionador tripolar de entrega y aislamiento, que serán propiedad de IBD.

#### 4.3. Aparellaje

El aparellaje que es objeto de este Anejo I al Proyecto se corresponde con el que equipa cada posición a ceder a IBD, y que es el siguiente:

- Un transformador de tensión capacitivo, situado en la posición central de línea.

- Un seccionador trifásico de línea, con cuchillas de puesta a tierra en lado de línea.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF6.
- Tres transformadores de intensidad.
- Un seccionador trifásico de barras, sin cuchillas de puesta a tierra.

Además de esto se instalará un sistema de barras tubulares apoyadas en aisladores rígidos, sobre herrajes tubulares, con tres transformadores de tensión inductivos, para medidas de tensión, potencia y energía, instalados en derivación desde un extremo del embarrado. Se ha elegido el extremo más próximo al vallado de la Subestación, con objeto de permitir la ampliación de barras.

#### 4.4. Otras instalaciones

En la posición de transformador, propiedad de EEAL, se encuentra un seccionador trifásico de aislamiento y entrega, con cuchillas de puesta a tierra en el lado de generación. Las bornas de salida serán el punto frontera.

Además de esto, correspondiente a la posición de transformador, se encuentran los siguientes elementos a ceder a IBD:

- Un secundario de transformador de intensidad dedicado, para medidas de tensión, potencia y energía, instalados en la posición de generación.
- Una UCP dedicada, que se comunicará por fibra óptica con con la UCS de Iberdrola.
- Una toma de fuerza de 150 A, a tensión de 400/240 Vc.a., cedida desde el cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna. Será la alimentación redundante de alterna para servicios auxiliares de IBD.

#### 4.5. Instalaciones auxiliares

Además de los circuitos y elementos anteriormente descritos, ha de considerarse el equipamiento en cuanto a aparatos de medida, mando, control, protecciones y comunicaciones necesarias para una explotación fiable de la instalación. Por sus características, estos aparatos son de instalación interior y, para su control y fácil maniobrabilidad, se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control.

#### 4.6. Características eléctricas generales

La “ST Motilla 132 kV. Seccionamiento” tiene las siguientes características eléctricas para 132 kV:

Frecuencia	50 Hz.
Tensión nominal red 132 kV ( $U_n$ )	132 kV <sub>ef</sub>
Tensión más elevada de la red 132 kV ( $U_s$ )	145 kV <sub>ef</sub>

Tensión más elevada del material 132 kV ( $U_m$ ) .	145 kV <sub>ef</sub>
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 $\mu$ s	650 kV <sub>cr</sub>
Tensión soportada a frecuencia industrial	275 kV <sub>ef</sub>
Distancia Mínima fase-tierra en el aire	130 cm
Distancia Mínima fase-fase en el aire	130 cm
Distancias fase-fase de diseño	250 cm
Distancias fase-tierra de diseño	250 cm
Línea de fuga mínima (25 mm/kV)	3.625 mm
Altura mínima del embarrado principal adoptada	720 cm
Altura mínima del embarrado secundario adoptada	450 cm
Intensidad mínima de diseño 132 kV	2.200 A
Intensidad de cortocircuito mínima de diseño 132 kV	40 kA
Neutro	rígido a tierra

Para 20 kV serán las siguientes:

Tensión nominal red 20 kV ( $U_n$ )	20 kV <sub>ef</sub>
Tensión más elevada de la red 20 kV ( $U_s$ )	24 kV <sub>ef</sub>
Tensión más elevada del material 20 kV ( $U_m$ )	24 kV <sub>ef</sub>
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 $\mu$ s	125 kV <sub>cr</sub>
Tensión soportada a frecuencia industrial	50 kV <sub>ef</sub>
Distancia Mínima fase-tierra en el aire	22 cm
Distancia Mínima fase-fase en el aire	22 cm
Distancias fase-fase de diseño	70 cm
Distancias fase-tierra de diseño	70 cm
Línea de fuga mínima (25 mm/kV)	600 mm
Intensidad mínima de diseño 20 kV	2.500 A
Intensidad de cortocircuito mínima de diseño 20 kV	25 kA
Neutro	a tierra a través de reactancia

#### 4.7. Parque de intemperie

En este espacio se instalará el aparellaje de 132 kV de la Subestación "Motilla". Para la entrada y salida a la línea aérea de 132 kV Olmedilla-Iniesta, propiedad de IBD, de la que se abre un circuito, hay la necesidad de construir dos pórticos de entrada y salida donde se amarren los conductores (tres fases en disposición simplex y tierra-óptico tipo OPGW).

Los pórticos estarán contruidos a base de estructuras metálicas realizadas mediante sistemas de acero tubular, normalizados por IBD, galvanizados una vez contruidos. Cada pórtico estará compuesto por dos columnas de sustentación en forma de V invertida, destinadas a formar los pórticos de amarre de las líneas de 132 kV. Estarán a 10 metros de separación y 11 metros de altura. Sobre ellas se instalará la viga de amarre de los conductores

de la línea y el conjunto soportará la viga de amarre de los conductores de la línea y una tensión mecánica mínima de 750 kg por fase y 500 kg por OPGW.

Las cimentaciones necesarias de los pórticos se calcularán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados más viento de 140 km/h, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

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.

Estas estructuras se completan con herraje para fijación de las cajas de empalme/conversión de cable de fibra óptica (OPGW-PKO), así como tornillería y piezas especiales para las bajantes de dicha fibra, para llegar a la estrella óptica en la Sala de Control.

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 una solución de dos pórticos que den servicio a dos posiciones de 10 metros de anchura, con una separación entre fases de 2,5 metros y 2,5 metros a los apoyos de los pórticos.

En cuanto a la distancias entre fases, se ha previsto una separación de 2,5 metros, tanto para barras altas como bajas. Se ha considerado 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.

Respecto a la altura de los embarrados, las barras altas tendrán una altura de 7,20 metros sobre la cota 0,00 de la Subestación y las barras bajas tendrán una altura de 4,50 metros sobre la cota 0,00 de la misma.

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.

Las barras altas de la subestación estarán compuestas por un embarrado realizado mediante tres tubos de aleación de aluminio, con una separación entre ejes y entre fases y tierra de 2.500 mm. Estarán dimensionadas para una intensidad de cortocircuito de 40 kA y 2.230 A en régimen permanente, de forma que soporten los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes, y para que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40 °C sobre la temperatura ambiente.

El sistema de barras poseerá dos campos para líneas de entrada y salida. En oposición a uno de ellos, se reservará espacio para ser usado como posición de transformador de potencia de evacuación (no es objeto de este Anejo I), con

objeto de limitar las dimensiones de la subestación. A pesar de ello se reserva espacio para el futuro desarrollo de la subestación de seccionamiento, con objeto de migrar, por parte de IBD, a la subestación de distribución que alimente el parque eólico, su área de influencia, así como el Polígono Industrial Las Lomas y su desarrollo previsible.

El sistema de barras altas 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. Todo el conjunto irá montado en soportes anclados a las cimentaciones. El aparellaje de los campos de línea estará unido por un sistema de barras bajas, hasta llegar a barras altas, a las que se unirán a través de conjuntos de “pendolones”. Este sistema de barras bajas estará soportado por el propio aparellaje que une a través de los terminales del aparellaje adecuados para ello.

#### 4.8. Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares de la subestación estarán atendidos necesariamente por sistemas de tensión alterna y corriente continua, que alimentarán los servicios de control, protección, medida y comunicaciones, así como otros servicios generales.

Se consideran en el presente Proyecto los servicios auxiliares siguientes:

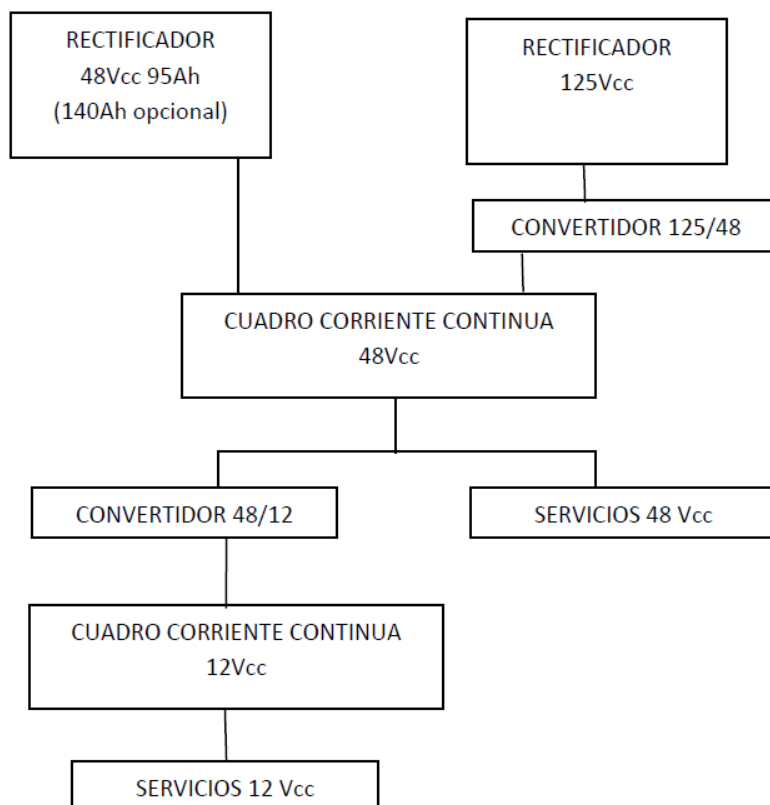
- Servicios auxiliares de 230-400 V de corriente alterna.
- Servicios auxiliares de 125 V de corriente continua.
- Servicios auxiliares de 48 V de corriente continua.
- Servicios auxiliares de 12 V de corriente continua.

La subestación, a través de los transformadores correspondientes y el cuadro de servicios auxiliares situado en la sala de control del edificio suministra una doble alimentación a tensión 230/400 V a los siguientes elementos: Toma de corriente de 150 A para EEAL, 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 y en los motores de recarga de resortes del aparellaje en su caso, Climatización del edificio de control, Rectificadores y cargadores de baterías.

Estos elementos estarán situados en un cuadro servicios auxiliares de corriente alterna 230/400 V de la subestación, que estará formado por bastidores en módulos, realizados con paneles de chapas de acero y perfiles del mismo material. En él se ha previsto los aparatos que gobiernan los S/A de corriente alterna. El cuadro estará construido con criterios de compartimentación, poseerá elementos de medida, control y protección necesarios. El acceso será frontal y con puerta con cerradura, en la cual se fijará el sinóptico del mismo.

Se construirá un cuadro similar para las instalaciones de EEAL.

En cuanto a los servicios auxiliares de corriente continua, se adaptarán al siguiente esquema:



Con este esquema se pretende garantizar la continuidad de los servicios de telecomunicaciones asociados en la práctica totalidad de los casos. Se evitarán los convertidores individuales para equipos específicos y, en todo caso, se aprovechará la infraestructura de alimentación redundante.

El equipo rectificador + batería 48 Vcc (95 Ah) se define de acuerdo al Manual Técnico de IBD. 9.01.05 'Equipos Rectificadores para Instalaciones de Telecomunicaciones'.

Para la alimentación de los servicios auxiliares de corriente continua se ha previsto una instalación redundante con dos equipos compactos de rectificador-batería de 125 Vcc tipo FAST-100D en cada sector de propiedad.

Cada uno de los equipos es alimentado con una salida independiente desde el cuadro de S/A de alterna.

En operación normal, el equipo suministrará el consumo permanente de la instalación y mantendrá la batería cargada a la tensión nominal de flotación. La batería suministra las puntas de corriente que exceden de la capacidad del

cargador y mantendrá la tensión de salida ante el fallo de la red de suministro eléctrico.

Los equipos funcionarán separados en paralelo, ininterrumpidamente, uno en reserva del otro, y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación en un periodo de 8 horas, como ya se ha dicho, desde que se produzca el fallo de los servicios de corriente alterna y alimentando cada uno todos los servicios (control, fuerza y protecciones) y estarán situados en la sala de control llevando una alimentación de esta corriente al cuadro de S/A continua. Desde ambos equipos se alimentan, en los cuadros de servicios auxiliares de corriente continua a un sistema de barras de cada uno (solo uno, si este es compartimentado en dos zonas independientes). Desde estas alimentaciones definidas, se llegará a un cuadro de centralización de corriente continua, independiente del de alterna (no si este es compartimentado en alterna y continua), situado a su vez en la sala de control, formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero. En dicho cuadro se situarán los interruptores automáticos de protección de las diversas salidas, también se encontrará un interruptor-seccionador de acoplamiento de ambas entradas desde los equipos FAST-100D, que siempre tendrá como posición de trabajo abierto, y se cerrará manualmente cuando uno de ellos esté fuera de servicio. Los servicios de corriente continua serán vigilados y señalizadas sus incidencias en los equipos de control.

El cuadro de corriente continua 125/48 Vcc previsto será similar al de corriente alterna. Cada parte de la subestación dispondrá también de dos equipos, que funcionarán en paralelo, uno en reserva de otro y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación en un período de ocho horas desde que se produzca el fallo en los servicios de alterna. Ambas salidas se unen en barras de los dos cuadros de corriente continua de 48 Vcc.

Habrà tensión auxiliar de 48 Vcc y 12 Vcc redundante para abastecer los sistemas de comunicaciones.

En general la corriente continua se usará para alimentar los siguientes elementos: comunicaciones, protecciones, mando, alarma y señalización, muelles de los interruptores.

También existirán cuadros de corriente alterna de tipo mural, cuadros menores de mando de alumbrado de edificios en ambas zonas y del exterior.

#### 4.9. Cuadros de control

El mando y control de la subestación de seccionamiento, así como los equipos de protección, medida y control se instalarán en armarios constituidos por chasis construidos con perfiles metálicos, cerrados por paneles laterales fijos, puerta frontal de cristal y acceso anterior por chasis pivotantes. Las dimensiones mínimas serán 800 x 800 x 2.200 mm.



El mando y control de esta parte de la subestación es de tipo digital y está constituido por: una unidad de control de subestación, tres unidades de control de posición y un sistema de comunicaciones entre UCP's y UCS a través de una estrella óptica con fibra de cristal multimodo de 62,5/125 µm.

La subestación Motilla, tanto en la parte de IBD, como en la de EEAL, se va a explotar en régimen abandonado, por lo que las funciones de control serán telegestionadas. Por tanto, en la subestación se implantarán dos sistemas de Telecontrol, Telemando y Telemida en tiempo real y protecciones por cada gestor. Estará dotada de un sistema de protección y un disyuntor de corte general para permitir la desconexión en caso de falta en la red o en la instalación generadora.

Como las instalaciones en algún caso se van a compartir, pero con gestiones independizadas, se opta por unas instalaciones independientes, compatibles y normalizadas por IBD, las cuales recogerán medidas, señales y alarmas de las instalaciones cedidas, para su transmisión al Centro de Operaciones de la Distribuidora en un caso, y a la Gestión de Parque en otro. Estas señales del parque de 132 kV de IBD, se recibirán en los equipos de control de posición (UCPs) desde los transformadores propios de medida, directamente o a través de convertidores de medida. Lo mismo ocurrirá de manera independiente con las medidas correspondientes al generador eólico.

Las instalaciones de medida y mando del parque eólico serán independientes de las de propiedad de la Distribuidora, salvo una UCP dedicada que recogerá medidas, señales y estados de la parte eólica, y que se comunicará con la UCS de Iberdrola a través de fibra óptica.

Las protecciones de la Subestación 132 kV "Motilla" de seccionamiento, construida para ser cedida a Iberdrola, se basarán en el documento interno "Criterios Generales de Protección y Control en el Diseño y Adaptación de Instalaciones de Transporte y Distribución".

Para protección y control de cada partición de la subestación se ha previsto la instalación de un SIPCO (Sistema Integrado de Protección y Control) de tecnología digital, capaz de comunicar las UCPs entre sí y con las UCSs, traspasándose señales, medidas y ordenes entre sí. A su vez cada UCS está comunicada con el SCADA del parque en un caso, o con el Centro de Operaciones de Distribución de IBD en otro, a través de conexión GSM, por red ETHERNET, utilizando protocolo TCP/IP en un caso y fibra óptica en el otro.

El sistema dispone además de software de interface de usuario para su utilización eventual desde subestación de generación, ya sea para comunicar con despacho de generación particular, ya sea con funciones de control local y remoto de las instalaciones.

En las instalaciones del Parque Eólico (sala de control), se instalará una UCP dedicada y totalmente equipada, tomando intensidades desde un secundario

dedicado del transformador de intensidad, cedido a IBD, y que estará conectada a la UCS instalada en la parte de IBD, para el perfecto funcionamiento de la SIPCO de la Subestación de Seccionamiento y en concreto para el necesario intercambio de información, para la protección diferencial de barras 132 kV. En ella quedará registrada la posición del seccionador de acceso.

#### 4.10. Sistemas complementarios

Se prevé el equipamiento complementario propio de una subestación. Han sido descritos los sistemas de Protección, Mando, Medida, Control, Comunicaciones Vigilancia y Seguridad, necesarios para el funcionamiento y explotación fiable de las instalaciones descritas. 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.

También son sistemas complementarios y considerados como propios de la subestación el alumbrado exterior del parque de intemperie, el alumbrado interior del edificio de control, las tomas de fuerza de interior/exterior, la ventilación y aire acondicionado del edificio de control y las puestas a tierra superiores e inferiores.

Se empleará tensión alterna 230/400 V para alimentar a los servicios de interior (Alumbrado, tomas de corriente, equipo rectificador/cargador de baterías, resistencias calefactoras de celdas y cuadros que eviten la condensación en el entorno de los equipos y climatización) y de exterior (alumbrado exterior y 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) La tensión continua 125 Vcc para intemperie (circuitos de maniobra y de señalización de aparellaje en el parque) y para interior (circuitos de protección, de maniobra de aparellaje de las celdas y de señalización en celdas).
- b) La tensión continua 48/12 Vcc para comunicaciones.

Anejo al edificio de control se encontrarán los transformadores de servicios auxiliares, con espacio para ambos, de reserva uno del otro, desde los cuales, a través de las salidas de baja tensión de los mismos y con un sistema de conmutación, se alimentarán los cuadros (dos o uno compartimentado) de Servicios Auxiliares. Desde estos últimos se centralizará la protección general de la instalación y la protección y el mando de todos los circuitos que alimentarán a la instalación.

Los sistemas de baja tensión en la zona de IBD incluyen el alumbrado exterior (normal, intensivo y de emergencia) e interior (Sistema general de alumbrado

interior del edificio de control, Alumbrado de emergencia de identificación de puertas de salida y vías de escape mediante equipos autónomos y Alumbrado de emergencia general).

Otros sistemas complementarios serán el equipamiento de prevención de incendios; ventilación, climatización e insonorización; los sistemas de seguridad integral (sistema de alarma de intrusismo, que deberá integrarse en el control de la subestación o en el centro de control y que se extenderá por el perímetro de la subestación completa, tanto la partición de IBD como la de EEAL).

#### 4.11. Sistemas de tierras

Las instalaciones de puesta a tierra de la subestación constan de sistemas de tierras superiores e inferiores, las cuales cuentan con un conjunto de instalaciones específico de cada una. Estas instalaciones son comunes.

No se diseña un sistema de tierras superiores propiamente dicho, dada la escasa 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 (entrada de fibra óptica a cresta derecha interior, salida a cresta izquierda interior). Además, en dos puntas del pórtico, las más alejadas de ambos pórticos (derecha e izquierda exterior), se instalarán pararrayos atmosféricos de puntas Franklin (puntas activas).

El diseño previo del sistema de tierras inferiores estará compuesto por un electrodo en forma de malla rectangular con conductor desnudo de 150 mm<sup>2</sup> de sección, con una dimensión de la malla de 80 x 96 metros, dimensión de la retícula de 4 x 4 metros, profundidad sobre cota de explanación 0,60 metros y profundidad del electrodo a cota 0,00 de 0,75 metros.

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 hormigón armado de 10 centímetros de espesor, en los viales de acceso y de trabajo, 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 10 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 la normativa (ITC-RAT 13 'Instalaciones de puesta a tierra').

#### 4.12. Obra civil

La obra civil necesaria para la urbanización de la parcela y la instalación del parque de intemperie, que también será común, comprende, entre otras, las siguientes operaciones (de las cuales el proyecto hace una somera descripción):

- 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 60 cm bajo la cota de excavación (-75 cm respecto a cota 0,00). Instalación de rabillos para derivaciones.
- Construcción de accesos y cerramientos de la parcela incluso puertas de acceso de personal y equipamientos.
- Construcción de viales interiores.
- Canalizaciones y zanjas para canalizaciones de cables de control y potencia Alta y Baja Tensión.
- Construcción de drenaje de pluviales.
- Cimentaciones para los soportes de aparellaje.
- Edificio de control.
- Acabado de viales interiores con hormigón.
- Acabado con gravilla del resto de la superficie del parque.

El recinto de la subestación se delimitará por un muro de hormigón apoyado en una zapata corrida perimetral construida a base de hormigón en masa. Sobre dicho muro se instalará una valla de acuerdo con la ITC-RAT 15<sup>42</sup>, será un vallado perimetral, de 2,5 metros de altura medido desde el exterior (2,20 metros de valla +0,3 metros de alambre de espino con los pinchos hacia el interior del recinto). La valla estará constituida por una malla electrosoldada de 50 x 50 mm de hueco máximo, que se fijará al muro por atornillamiento y cercada con tubo galvanizado en caliente y acabado con pintura al horno. Desde el punto de vista de la prevención, se instalará una señal de riesgo eléctrico cada 10 metros, con objeto de advertencia de peligro por alta tensión y del peligro de acceder al recinto a las personas ajenas al servicio.

Por otra parte, se han previsto las salas de control, celdas y almacén, etc. de ambas particiones instaladas en un único edificio. Se compartirá el edificio, pero no el uso. En el diseño de la implantación, se ha previsto suelo suficiente para la instalación de otro edificio, en un futuro, por parte de IBD, y la ampliación del proyectado.

---

<sup>42</sup> Instalaciones eléctricas de exterior.

En cuanto al equipamiento de prevención de incendios, el promotor del parque acopiará, antes de la puesta en servicio, el material de seguridad y equipamiento auxiliar necesario en ambas partes de la subestación. El proyecto presenta una descripción general de las medidas tomadas en prevención del riesgo de incendios. Como medidas de seguridad activa se procederá a la instalación de equipamiento de detección y extinción de incendios en toda la instalación y, como medidas de seguridad pasiva para evitar la propagación del fuego, se considerará cada estancia del edificio de control como un sector de riesgo de incendio independiente del resto, con división de los mismos horizontal y verticalmente, a efectos de sellar los huecos y pasos entre estancias e implantar cortafuegos.

Asimismo, se instalará un sistema de alarma de intrusismo, que deberá integrarse en el control de la subestación o en el centro de control de cada parte (IBD y EEAL). El sistema de seguridad de dispondrá por el perímetro de toda la instalación incluyendo tanto la propiedad de IBD como la propiedad de EEAL, al efecto de dotar de una protección completa al recinto. El proyecto del sistema de seguridad será aprobado por Iberdrola Seguridad Patrimonial en base a la normativa aplicable.

El proyecto adjunta su propio presupuesto, un anexo con una descripción exhaustiva del Sistema de Protección contra Incendios, un Estudio de Gestión de Residuos y su propio Estudio de Seguridad y Salud, además de un detallado documento con todos los cálculos (potencia, intensidad, reactancia, embarrados, aisladores, distancias, etc.).

## **5. Apertura de la Línea Aérea de Alta Tensión 132 kV Olmedilla-Iniesta**

Como parte de la infraestructura eléctrica necesaria para permitir la evacuación de la energía generada por el P.E. MOTILLA, se encuentra la apertura de uno de los circuitos de la línea doble circuito 132 kV Olmedilla–Iniesta de la red de IBD, para que, haciendo entrada/salida en la nueva Subestación de Seccionamiento denominada “Motilla”, recoja la energía generada por el parque eólico y la integre en su red. Estas instalaciones se han adjuntado como Anejo II al Proyecto.

La denominada “Apertura Línea 132 kV Olmedilla-Iniesta” la tramita y construye EEAL, pero con objeto de ser cedida en propiedad a IBD.

La instalación proyectada, la línea aérea de alta tensión 132 kV, consiste en:

- Origen: nuevo apoyo nº 1 que sustituirá al apoyo existente AP339.
- Final: nueva Subestación Seccionamiento “Motilla”
- Longitud 886 metros línea nueva + 498 metros de regulado de línea existente.
- Conductor 242-AL1/39-ST1A (LA–280 HAWK).
- Cable de tierra-óptico.
- Dos Circuitos dos trifásicos.

- Un (simplex) conductor por fase.
- Instalaciones a desmontar: un apoyo metálico de celosía tetrabloque nº AP339, 132 kV.

La línea aérea de 132 kV se ubicará al sur de la población de Motilla del Palancar y al oeste del Polígono Industrial Las Lomas, en el término municipal de Motilla del Palancar, en la provincia de Cuenca.

En su recorrido la línea se mantiene paralela al cauce del Río Valdemembra, se mantiene alejada de la población y busca posicionar los apoyos de forma que sean accesibles desde la red de caminos existentes, manteniendo la distancia a caminos recogida en las Normas Subsidiarias del Término Municipal de Motilla del Palancar, 15 metros a su eje.

Respetando estos criterios se ha buscado, además, que los vanos del cantón fueran lo más similares posible, resultando un vano de 240 metros, otro de 250 metros, el tercero de 270 metros y el último de 91 metros ya condicionado por la llegada a la Subestación. La entrada/salida a los dos pórticos de la subestación se solventa con sendos vanos cortos de 35 metros.

A lo largo de toda su longitud de 886 metros atravesará tierras mayoritariamente de labor siendo monte bajo únicamente la finca en la que se ubicará la Subestación Motilla 132 kV. Toda la actuación se ubica en el término municipal de Motilla del Palancar, en Cuenca.

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

Longitud	886 metros
Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada para el material	145 kV
Categoría	1ª
Nº de circuitos	Dos trifásicos
Nº de conductores por fase	Uno (simplex)
Disposición de conductores	hexagonal y doble cúpula
Altitud	Entre 500 y 1.000 metros Zona B
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

### 5.1. Apoyos

Los postes a instalar contemplados en el Proyecto son de tipo metálico, están

compuestos por armaduras de celosía con perfiles de alas iguales y los materiales constituyentes son piezas férreas, protegidas contra la corrosión mediante galvanización en caliente por inmersión.

El apoyo 1, final de línea y entronque con la existente tendrá una configuración especial de armado, para abrir un circuito y su cable de tierra-óptico, y mantener el otro circuito y su cable de protección pasantes. El apoyo, que estará orientado como final de línea al nuevo doble circuito, tendrá seis crucetas para la apertura de la línea y tres perpendiculares a estas y más largas para mantener el circuito pasante con cadenas de suspensión. Tendrá dos cúpulas para la apertura del cable de tierra óptico hacia la Subestación Motilla y una tercera perpendicular a estas para el cable de tierra del circuito pasante. Por ser un apoyo especial se aportan en el Pliego de Condiciones los árboles de cargas correspondientes, se partirá de la base de un apoyo 12E190 al que será necesario aplicarle los refuerzos necesarios, incluida la cimentación.

Se ha comprobado que con el dimensionamiento de los armados de los apoyos se cumplan las distancias reglamentarias entre conductores y la distancia reglamentaria entre éstos y masa.

En cada apoyo se indicará el número de orden que le corresponda, de acuerdo con el criterio de origen de la línea que se haya establecido. También todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situada a una altura visible y legible desde el suelo, a una distancia mínima de dos metros.

## 5.2. Cimentaciones

Dado el escaso desnivel del terreno en las posiciones de ubicación de los apoyos no se considera necesario que las patas sean desniveladas.

Para el apoyo nº 1 especial, el fabricante reforzará igualmente la cimentación según sea necesario.

Los apoyos de la serie 12E1, son apoyos con cimentación de macizos independientes, formados por cuatro macizos de hormigón, uno por cada pata del apoyo, tipo pata de elefante (cilíndricas con peana). Las cimentaciones de los cinco apoyos serán en tierra.

Todos los apoyos dispondrán de una peana de protección en su base, con el objeto de proteger el acero contra la corrosión e impactos mecánicos. Dicha peana será de hormigón, y tendrá forma de “punta de diamante”, con una altura mínima de 0,25 metros en la parte lateral y 0,3 metros en el centro. Se evitará el remanso de agua en la parte inferior de los angulares de los montantes.

## 5.3. Conductor y fibra óptica

Los conductores del circuito norte y su cable de protección en la nueva torre

permanecerán pasantes.

El circuito sur se abrirá para intercalar la Subestación de Seccionamiento "Motilla". Se aprovecharán los conductores existentes entre los apoyos existentes y el apoyo N° 1.

Se regularán los conductores existentes a un lado y al otro del apoyo nuevo n° 1, tanto del circuito norte pasante como del circuito sur de apertura. El nuevo apoyo tendrá cadenas de suspensión para el pasante y de amarre para el circuito apertura. Desde este apoyo a la subestación Motilla se tenderán conductores nuevos.

En cuanto al cable de tierra óptico, en el circuito sur de apertura, en el vano comprendido entre el apoyo AP338 y el N° 1 se tenderá el cable OPGW existente, continuando con un OPGW nuevo hasta la Subestación Motilla. Se tenderá cable OPGW nuevo entre el apoyo AP340 y la subestación Motilla. Para ello, se instalarán dos cajas de empalme de fibra óptica de dos vías, en el apoyo existente a mantener AP340 y en el apoyo nuevo N° 1, para tener todas las infraestructuras correctamente comunicadas. En el circuito norte (pasante) se regulará el cable de tierra existente.

Se utilizarán conductores del tipo 242-AL1/39-ST1A (LA-280 HAWK), que cumplirán la norma UNE 21016:1976 y 21018:198 y está normalizado por la compañía IBD.

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). Este tipo de cable, 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, cumple la doble función de protección de la red de transporte y para la telecomunicación. Está formado por un tubo polimérico reforzado y armadura de doble capa de alambres de acero recubierto de aluminio y aleación de aluminio.

La tracción máxima prevista para el OPGW a -15 °C + hielo asegura para el tense máximo un coeficiente de seguridad de 4.16 para el valor de carga de rotura del cable de 8.000 decanewton (daN).

#### 5.4. Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento viene definido por el ITC-LAT 07 del Reglamento de líneas eléctricas 'Líneas aéreas con conductores desnudos', por las tensiones soportadas nominales a los impulsos tipo rayo y las tensiones soportadas nominales a frecuencia industrial de corta duración. Otro concepto influyente en el nivel de aislamiento es el de la contaminación.



En el presente proyecto se ha optado por considerar la zona de ubicación del aislamiento, con un nivel de contaminación medio (II), para el que la mencionada ITC-LAT 07 establece una línea de fuga específica mínima de 20 mm/kV. En consecuencia, 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.

### 5.5. Aisladores

Las cadenas de aislamiento del presente proyecto estarán formadas por aisladores de composite, tipo normal U120AB132, norma NI 48.08.01.

Las características eléctricas mínimas de este tipo de aisladores de composite a utilizar en cadenas de amarre y suspensión serán las siguientes:

- Línea de fuga: 2.900 mm
- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco: 320 kV > 230 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia: 320 kV > 230 kV
- Tensión soportada al impulso de choque en seco: 650 kV > 550 kV

Tendrán una longitud total de 1.400 mm y una longitud aislante mínima de 1.080 mm, estando ésta comprendida entre las partes metálicas. Llevarán como herrajes metálicos una anilla en la parte superior y una bola en la parte inferior. Mecánicamente tendrá una carga de rotura de 120 kN (kilonewton) y un momento de torsión de 9 daNm.

### 5.6. Herrajes y grapas

Las cadenas de aisladores, a través de las cuales se amarrarán o se suspenderán los conductores de los apoyos, soportarán las cargas mecánicas relativas a la instalación, mantenimiento y servicio, la corriente de servicio calculada, incluyendo la corriente de cortocircuito, las temperaturas de servicio y las condiciones medioambientales. Los herrajes y en especial las grapas permitirán su manipulación con las herramientas utilizadas en los trabajos a distancia con tensión.

En cuanto a las grapas, el diseño permitirá el apriete uniforme sobre el conductor y obtener la igualdad de par de apriete en todos los elementos roscados si los hubiera.

Los herrajes a utilizar en las cadenas de aisladores, son de acero estampado galvanizado en caliente, según NI 52.50.01 y NI 52.50.03.

Las grapas de suspensión son de aleación de aluminio, del tipo armado, tanto para los conductores como para los cables de tierra y de tierra-ópticos, según NI 58.85.02 y NI 58.85.80. Las grapas de amarre son de aleación de aluminio y acero galvanizado del tipo compresión, para los conductores, según NI

58.80.00 y de varillas de acero galvanizado o de acero recubierto de aluminio, las retenciones para el cable de tierra y para el cable de tierra óptico.

#### 5.7. Cadenas de aisladores

Las cadenas horizontales y verticales dispondrán de un aislador de composite tipo U120AB132, resultando un conjunto con las siguientes características:

Las cadenas de suspensión y amarre de composite para un nivel II de polución:

- tendrá una carga de rotura de 12.000 daN (sin tener en cuenta la grapa)
- el aislador será norma 16 de CEI
- la norma de aplicación será la UNE 21.158
- todas las piezas con tornillo y pasador
- línea de fuga 2.900 mm (acorde para un nivel de contaminación II)
- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco: 320 kV > 230 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia: 320 kV > 230 kV
- Tensión soportada al impulso de choque en seco: 650 kV > 550 kV

La cadena horizontal, presentará las siguientes características mecánicas:

- Longitud estimada, incluyendo herrajes ..... 2.270 mm
- Longitud estimada, entre masa y tensión ..... 1.920 mm

La cadena vertical, presentará las siguientes características mecánicas:

- Longitud, incluyendo herrajes ..... 1.590 mm
- Longitud estimada, entre masa y tensión ..... 1.475 mm

Ambas, cadena horizontal y vertical, tendrán una carga de rotura/Esfuerzo aplicado de 12.000 daN > 9.300 daN = 3100 x 3

El conjunto de amarre del cable de tierra-óptico tendrá una carga de rotura de 12.000 daN (sin tener en cuenta la grapa), todas sus piezas serán con tornillo y pasador y la norma de aplicación será la UNE 21.158.

#### 5.8. Protección avifauna

Según la Resolución de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente por la que se formula el documento de alcance para la evaluación ambiental del presente Proyecto, la línea eléctrica 132 kV contará con las medidas contra la electrocución y colisión de aves de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto.

##### a) Medidas contra la electrocución

- Todas las cadenas de aisladores se componen de aisladores suspendidos de composite, no utilizándose aisladores rígidos.

- En los armados verticales, 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 las cadenas de suspensión, la distancia vertical entre la cruceta y la grapa de amarre del conductor, será como mínimo 0,6 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. No se prevé el empleo de este tipo de armado.
- 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. La longitud de la cadena de amarre asegura ya una longitud superior a la requerida de un metro, en concreto: 2,270 m, no es por tanto necesaria la incorporación de alargaderas antiposada.

#### b) Medidas contra la colisión

Los cables de tierra-ópticos irán provistos de señalizadores visuales, tipo espiral, de 30 cm de diámetro mínimo y 1 metro de longitud. Serán de material plástico y color rojo-naranja. 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.

#### 5.9. Tomas de tierra

De acuerdo con el capítulo 7 de la ITC-LAT-07 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, cada apoyo de Línea Aérea de Alta Tensión contemplado en el proyecto dispondrá de un electrodo de tierra subterráneo específico, con el propósito de limitar las tensiones peligrosas de paso y de contacto a las que pudieran verse sometidas las personas que permanezcan o circulen en sus proximidades. Como medida de seguridad, cuando se tenga un electrodo de tierra subterráneo con anillo, éste se conectará a la Línea de Tierra aérea en dos puntos opuestos.

Todos los apoyos necesarios para la línea objeto del presente proyecto han sido considerados como apoyos 'no frecuentados', puesto que mayoritariamente están ubicados en zonas de campo abierto o de cultivo, o cercanos a pistas en las que el paso es muy esporádico y el tiempo de permanencia muy corto en caso de producirse. Los electrodos de tierra para cada uno de los apoyos no frecuentados son dos picas de tierra, para cada apoyo tetrabloque.

En principio, no se considera necesaria la instalación de antiescalos. Se considera igualmente, que las protecciones ubicadas en las subestaciones inicio y final de línea serán de desconexión automática.

En el presente proyecto todos los electrodos de tierra estarán formados por picas de acero cobreado, con recubrimiento de 300 micras, de 2 metros de longitud y 18 mm de diámetro. Dichos electrodos deberán de unirse directamente con las partes metálicas del apoyo, mediante líneas de tierra formadas por conductor de cobre de 95 mm<sup>2</sup> de sección, evitando trazados tortuosos y curvas de poco radio. Las uniones entre el conductor y las picas se realizarán mediante soldaduras aluminotérmicas.

#### 5.10. 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 del Reglamento de Líneas eléctricas de Alta Tensión.

El proyecto presenta un exhaustivo detalle de las distancias mínimas de seguridad entre conductores, entre conductores y cable de tierra óptico, entre conductores y partes puestas a tierra (1,2 metros), al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables (6,5 metros), a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación (es necesario realizar un cruzamiento con una línea de baja tensión de IBD, siendo la distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la línea superior no inferior a dos metros), a carreteras (la apertura de línea Olmedilla-Iniesta realizará cruzamientos con caminos municipales dependientes del Ayuntamiento de Motilla del Palancar, siendo la distancia mínima vertical entre los conductores y la rasante de estos de 7,5 metros), a zonas de arbolados (mínimo de 2 metros), a edificios (mínimo de 5 metros). También presenta un amplio detalle de justificación de estos cálculos, y de los cálculos eléctricos y mecánicos.

Adjunta, asimismo, el Presupuesto, el Pliego de condiciones, el Estudio de gestión de residuos y el Estudio Básico de Seguridad y Salud propios de esta parte del proyecto.

### **6. Línea Subterránea a 20 kV y Centro de Transformación “SSAA2”**

Como parte de la infraestructura eléctrica necesaria para permitir la evacuación de la energía generada por el P.E. MOTILLA, se encuentra la Línea Subterránea 20 kV de alimentación al Centro de Transformación “SSAA 2” y el propio Centro de Transformación de 250 KVA, que se instalará dentro del recinto de la Subestación de Seccionamiento “Motilla” y que constituirá la segunda alimentación a los servicios auxiliares de la Subestación de Seccionamiento 132 kV “Motilla”.

Las instalaciones mencionadas se han incluido como un Anejo III al Proyecto, y se han diseñado conforme a la normativa IBD. Las obras e instalaciones las tramitará y construirá EEAL con objeto de ser cedidas en propiedad a IBD.

#### 6.1. Características de las instalaciones proyectadas

##### a) Entronque Línea aérea trifásica de 20 kV, simple circuito:

- Nueva instalación: 1 apoyo seccionamiento y bajada a subterráneo.
- Intercalado entre: apoyo existente 5151 (Cu1551) y apoyo existente dotado de centro de transformación de intemperie (CTI), ambos a mantener.
- Conductor existente a regular: 47-AL1/8-ST1A (LA-56).
- Longitud: 28 metros.
- Emplazamiento: oeste del Polígono industrial Las Lomas, Motilla del Palancar.

##### b) Línea subterránea trifásica de 20 kV, simple circuito:

- Línea subterránea trifásica de 20 kV, simple circuito.
- Origen: Apoyo a instalar bajo traza línea existente.
- Final: Centro de transformación a instalar en nueva Subestación Seccionamiento “Motilla”.
- Longitud: 983 metros.
- Emplazamiento: sur de la población de Motilla del Palancar y al oeste del Polígono industrial Las Lomas, Motilla del Palancar.

##### c) Centro de transformación “SSAA2”:

- Tipo: Centro de transformación.
- Potencia: 250 kVA.
- Tensión: 20.000 +/-2,5%+5%+7,5%+10% V.
- Emplazamiento: parcela nueva Subestación Seccionamiento “Motilla”, al sur de Motilla del Palancar.

La línea subterránea de 20 kV, que partirá de un nuevo apoyo a instalar bajo la traza de un vano de línea aérea 20 kV existente, se ubicará al sur de la población de Motilla del Palancar y al oeste del Polígono industrial Las Lomas, discurriendo por el camino de Pozoseco hasta alcanzar el lugar “Lomas de la Rambla”, lugar de ubicación del Centro de Transformación, en el término municipal de Motilla del Palancar, provincia de Cuenca.

#### 6.2. Entronque línea aérea de alta tensión 20 kV

En realidad, con este proyecto no se genera un nuevo trazado de línea aérea. Lo que se proyecta es la instalación de un apoyo de seccionamiento y conversión aéreo-subterráneo, bajo la traza de una línea ya existente, entre dos apoyos también existentes. Se regularán, por tanto, los dos vanos

resultantes de 14 metros de longitud cada uno. En ambos vanos no se producen cruzamientos/paralelismos nuevos con ningún otro servicio.

Características de la instalación:

Categoría	3ª
Tensión nominal	20 kV
Tensión más elevada	24 kV
Frecuencia	50 Hz
Nº de Circuitos	Uno trifásico
Nº de conductores por fase	Uno (simplex)
Conductor	47-AL1/8-ST1A (Antiguo LA-56)
Zona	B (entre 500 y 1.000 m de altitud)
Tª máxima de servicio	50 °C
Apoyo	metálico
Cimentación	monobloque
Crucetas	metálicas, rectas de 1,5 m
Aislamiento	Sí
Tomas de tierra	Según ITC-LAT-07, en apoyos de maniobra: valor admisible de la tensión de contacto $V_{ca}$

El poste a instalar contemplado en el presente Proyecto es de tipo metálico, compuesto por cabeza y fuste de celosía con perfiles de alas iguales y los materiales constituyentes, son piezas férreas, protegidas contra la corrosión mediante galvanización en caliente por inmersión.

La cimentación será monobloque, calculada según la norma MT 2.23.30, siguiendo el método de Sulzberger.

La línea aérea existente a regular es de aluminio-acero de 54,6 mm<sup>2</sup> de sección total. La temperatura máxima de servicio, bajo carga normal, no sobrepasará los 50 °C.

El nivel de aislamiento viene definido por el ITC-LAT 07 del Reglamento de líneas eléctricas, por las tensiones soportadas nominales a los impulsos tipo rayo y las tensiones soportadas nominales a frecuencia industrial de corta duración. Otro concepto influyente en el nivel de aislamiento es el de contaminación, que en el presente proyecto se ha optado por considerar un nivel de contaminación medio (II), para el que la mencionada ITC establece una línea de fuga específica mínima de 20 mm/kV. En consecuencia, para una Tensión más elevada de la red de 24 kV, el valor absoluto de la línea de fuga para dicho nivel de contaminación es de 480 mm.

Las cadenas de aislamiento del presente proyecto estarán formadas por aisladores de composite, tipo normal U70YB20.

Las cadenas de amarre tendrán aislamiento de composite para un nivel II de polución y estarán formadas por aislador compuesto tipo U70YB20, con una carga de rotura de 7.000 daN, alojamiento de rótula tipo R-16/17P, con una carga de rotura de 9.000 daN y grapa de amarre tipo UNESA GA-1, con una carga de rotura de 2.500 daN.

Las puestas a tierra de los apoyos se realizarán con electrodos de picas bimetálicas de acero-cobre y anillos de cable de cobre, cuyo diseño, en base a la zona de ubicación del apoyo y las características del terreno, tipo de suelo y resistividad se recogen en el Manual Técnico de IBD 2.23.35.

En el apoyo nº 1 proyectado se ha dispuesto una derivación subterránea con seccionamiento, con el objeto de facilitar la explotación y mantenimiento de la línea. Dicho seccionamiento será unipolar y estará formado por una base polimérica para cortacircuitos fusibles de expulsión, sobre la que se instalará una cuchilla seccionadora, en lugar del portafusible fusible, convirtiendo el cortacircuitos en un seccionador.

El proyecto adjunta, asimismo, un detalle completo de las distancias mínimas de seguridad, así como de los cálculos eléctricos y mecánicos.

### 6.3. Línea subterránea 20 kV de alimentación a CT “SSAA2”

La nueva línea subterránea partirá del nuevo apoyo a instalar bajo un vano de línea aérea existente, ubicado al oeste del polígono Las Lomas, muy cercano al Camino de Pozoseco. Discurrirá por el margen izquierdo de la calzada (sin invadir ésta) en dirección oeste del Camino de Pozoseco, hasta el Centro de Transformación “SSAA2” ubicado dentro de la parcela de la Subestación de Seccionamiento 132 kV “Motilla”, en el lugar denominado Lomas de la Rambla. Toda la actuación se ubica en el término municipal de Motilla del Palancar.

Con una longitud de línea prevista de 983 metros, en su trazado no hay ángulos pronunciados, salvo al inicio de la misma para tomar el camino al que discurre en paralelo, por la zona de camino de no rodadura. Realizará un cruzamiento bajo el propio camino por el que discurrirá en paralelo, y otro cruzamiento bajo un camino de accesos a fincas, ambos dependientes del Ayuntamiento de Motilla del Palancar.

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

Categoría	3ª
Tensión nominal	20 kV
Tensión más elevada para el material	24 kV
Nº de Circuitos	uno trifásico
Nº de conductores por fase	Uno (simplex)
Categoría de la red según UNE20.435	A
Tipo de conductor	HEPRZ1 12/20 kV 1 x 150 KAL +H16

Instalación	directamente enterrado
Cruzamiento	camino (hormigonado bajo tubo)
Inicio	nuevo apoyo a instalar bajo línea existente
Final	celda de línea del CT "SSAA2"
Longitud	983 m (incluyendo la bajada desde el apoyo y la entrada en el centro de transformación)
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	125 kV

Se utilizará un cable de aislamiento dieléctrico seco, con aislamiento mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR).

El terminal, dispositivo montado en el extremo de un cable para garantizar la unión eléctrica con otras partes de una red y mantener el aislamiento hasta el punto de conexión, será contráctil en frío o enfilable de presentaciones monobloc o integral.

Los cables discurrirán mayoritariamente directamente enterrados, alojados en zanjas de 0,8 metros de profundidad mínima y una anchura mínima de 0,35 metros. Salvo en el caso de cruzamiento bajo camino, que discurrirá hormigonada bajo tubo y con arquetas dispuestas al inicio y final de cada tramo hormigonado.

En total se proyectan 968 metros de canalización, de los cuales 943 corresponderán a sección de zanja directamente enterrada y 25 a sección de zanja hormigonada para cruzamiento bajo camino (total dos cruces).

El lecho de la zanja será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río, lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, y el tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm, de un espesor mínimo de 0,05 m, sobre la que se depositará el cable o cables a instalar. Encima irá otra capa de arena de idénticas características y con unos 0,10 m de espesor, y sobre ésta se instalará una protección mecánica a todo lo largo del trazado del cable, esta protección estará constituida por una placa cubrecables. Esta placa cumplirá con las características establecidas en la NI 52.95.01 de Iberdrola, será no metálica de material plástico y serán instaladas de manera que se consiga una protección del conjunto de cables en toda su extensión (longitud y anchura). A continuación, se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación y con tierras de préstamo de, arena, todo-uno o zahorras, de 0,25 m de espesor, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes. Sobre esta capa de tierra, y a una distancia mínima del suelo de 0,10 m y 0,30 m de la parte superior del cable se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos, las características, color, etc., de esta cinta serán las establecidas en la NI 29.00.01.



En los cruzamientos bajo caminos los cables discurrirán en canalización entubada, en dado de hormigón. La profundidad de la zanja será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad aproximada de 0,80 metros, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo.

Las pantallas se conectarán a tierra en ambos extremos, y a los pararrayos del entronque aéreo-subterráneo.

Los cables se protegerán contra sobretensiones peligrosas mediante pararrayos de óxidos metálicos, sin explosores, con envolvente de material sintético, ajustándose al proyecto tipo MT 2.31.01 y específicamente a la norma interna de Iberdrola NI 75.30.02.

La línea pretende alimentar un centro de transformación denominado Servicios Auxiliares 2 “SSAA2”, con un transformador instalado de 250 kVA. Para un  $\cos \phi = 0,9$ , la potencia a transportar será de 225 kW.

Considerando para los cálculos eléctricos una terna de cables unipolares agrupados en triángulo directamente enterrados en una zanja de un metro de profundidad, en terreno de resistividad térmica media de 1,5 km/W y con una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 20 °C, la intensidad máxima admisible en servicio permanente será para el cable proyectado con aislamiento HEPR y 150 mm<sup>2</sup> de sección de 275 A. Considerando que discurra hormigonado bajo tubo, dicha intensidad máxima será para el mismo tipo de cable proyectado de 255 A.

A pesar de la longitud que la línea discurre de este modo es muy pequeña, se toma esta intensidad por ser más restrictiva, para los cálculos eléctricos. La intensidad resulta ser de 7,22 A, muy inferior a la intensidad que es capaz de transportar el cable elegido.

#### 6.4. Centro de transformación “SSAA2”

El Centro de Transformación (CT) “SSAA 2” estará ubicado en la esquina más suroriental de la parcela de la Subestación de Seccionamiento “Motilla”, ubicada a su vez en el lugar denominado Lomas de la Rambla, dentro de una finca de gran extensión, en el término municipal de Motilla del Palancar.

Las instalaciones descritas en el presente proyecto incluyen la construcción y montaje de un CT denominado “SSAA2”, para lo que será necesaria la instalación y montaje de una celda de línea y una de protección, la instalación y montaje de un cuadro de baja tensión de cuatro salidas y la instalación de un transformador de 250 kVA de potencia.

El CT será de tipo interior en edificio prefabricado, en el cual se instalará un transformador de 250 kVA de potencia asignada y relación de transformación 20000/+2,5%/+5%/+7,5%/+10%, 0,420 kV, una celda de protección para el

transformador contra sobrecargas y cortocircuitos, una celda de línea utilizables para el seccionamiento de la línea de entrada y un cuadro de baja tensión de cuatro salidas.

El edificio seleccionado será el denominado EP-1, correspondiente con un PFU-3 de Ormazábal o similar. Sus dimensiones exteriores serán de 3,28 metros de largo por 2,38 metros de ancho con una altura de 3,045 metros, lo que supone una superficie total de 7,80 m<sup>2</sup>.

Los paneles que forman la envolvente están compuestos por hormigón armado vibrado (ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm<sup>2</sup>) y tienen las inserciones necesarias para su manipulación. Las puertas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kΩ respecto de la tierra de la envolvente.

La placa base está formada por una losa de forma rectangular con una serie de bordes elevados, que se une en sus extremos con las paredes. En su perímetro se sitúan los orificios de paso de los cables de media tensión y baja tensión. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

El acceso al centro, estará restringido al personal de la compañía eléctrica suministradora autorizado o cualificado, utilizando en todos los casos cerraduras normalizadas por la compañía eléctrica y contarán con los dispositivos necesarios para permanecer cerradas, a fin de evitar el acceso de personas ajenas al servicio. La puerta de acceso para el personal tiene una luz mínima de 900 x 2.100 mm y la del transformador, 1.250 x 2.100 mm. Ambas son metálicas, tratadas contra la corrosión y pintadas, al igual que las rejillas de ventilación.

El Real Decreto 1367/2007 regula los valores límite de inmisión de ruido al medio ambiente exterior y a los locales colindantes del CT, siendo estos valores función del tipo de área acústica y del uso del local colindante respectivamente. Estos niveles de ruido deben medirse de acuerdo a las indicaciones del anexo IV del RD 1367/2007. Para la envolvente exterior, en el caso del CT "SSAA2", el centro está ubicado en el campo siendo la infraestructura más cercana el centro de control de la propia subestación. Como opción más desfavorable de la real se considera como ubicado en un sector del territorio con dominio de uso residencial, por lo que el máximo admisible sería de 45 dBA. Teniendo en cuenta las transmisiones indirectas, que suponen una reducción del aislamiento de 5 dBA, se requeriría un aislamiento de 15 dBA, y teniendo en cuenta el artículo 25 del mencionado Real Decreto 1367/2007, que exigen que no se sobrepasará en más de 3dBA se requeriría un aislamiento de 10+5+3= 18 dBA. El cumplimiento de estos valores de aislamiento acústico podrá ser verificado cuando la instalación entre en servicio.

Para la evacuación del calor generado en el interior del CT deberá posibilitarse una circulación de aire (ventilación natural). Con las características que se exigen para las paredes y techo del CT prefabricado de hormigón, se consigue, además de un aislamiento acústico, un aislamiento térmico de forma que no se produzcan transmisiones de calor que puedan resultar perjudiciales para los locales colindantes o para el propio CT. Se calcula una ventilación capaz de evacuar 2,33 kW, equivalente a 2.003,4 kcal/h, para centros que alojen un transformador de 250 kVA y 24 kV. Según las dimensiones útiles indicadas para las rejillas de la caseta prefabricada de hormigón a instalar, que figuran en el plano, se obtiene una superficie de ventilación de  $S = 0,787 \text{ m}^2$ , siendo este valor superior al teórico calculado de  $0,23 \text{ m}^2$ .

En cuanto a la protección contra incendios, aplicando el Real Decreto 2267/2004 por el que se aprobó el Reglamento de Seguridad Contra Incendios en Edificios Industriales, al caso de un CT en edificio prefabricado. La superficie ocupada por el edificio prefabricado es muy inferior a la limitada por el Reglamento para una configuración tipo C y nivel de riesgo bajo. Dado el servicio itinerante del personal de operación y mantenimiento con la misión de vigilancia y control de estas instalaciones, dispondrán estos de los manuales de operación actualizados de los equipos instalados y de los procedimientos e instrucciones técnicas de operación de IBD.

Respecto al Estudio de campos magnéticos en proximidades de instalaciones de alta tensión, Mediante cálculos aproximados del campo magnético creado por un circuito trifásico de baja tensión (donde las intensidades son mayores), para una terna formada por conductores de 30 mm de diámetro exterior, colocados en contacto al tresbolillo, y una corriente de 500 A por conductor, se obtiene un campo magnético de  $3,7 \mu\text{T}$  a un metro de los conductores, valor muy inferior al máximo recomendado. A pesar de esta conclusión, se tendrán en cuenta distintas medidas para reducir en todo lo posible el campo electromagnético que se puede producir en el CT. En todo caso, la emisión del campo magnético en el CT no superará en ningún caso los valores máximos recomendados por el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, para el campo magnético de 50 Hz, establecidos en  $100 \mu\text{T}$ , niveles recomendados para los que no existe peligro para la salud.

La instalación eléctrica corresponde a los aparatos y materiales eléctricos que integran y constituyen propiamente el CT, ya sea en calidad de elementos fundamentales con el fin de distribuir la energía eléctrica, o bien de elementos secundarios, tales como tierras, seguridad para las personas, protección contra incendios e iluminación. Toda la aparamenta prevista en el presente proyecto cumplirá con lo indicado en las ITC-RAT 16 (conjuntos prefabricados para envolvente metálica) y/o la ITC-RAT 17 (conjuntos prefabricados para envolvente aislante).

En el CT en Proyecto se instalarán dos celdas, una celda de línea utilizables para el seccionamiento de la línea de entrada y una celda de protección del

transformador contra sobrecargas y cortocircuitos. El tipo de celdas a emplear serán aquellas con aislamiento y corte en SF6 extensibles, para una tensión asignada de 24 kV. La elección de celdas se realizará de entre los fabricantes certificados por IBD que cumplen con las especificaciones de las mencionadas ITC. Teniendo en cuenta las características generales de los tipos de aparataje empleados en la instalación, se toma como ejemplo las del Fabricante Ormazábal Celdas: CGMcosmos (o similar), celdas que forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para media tensión, con aislamiento y corte en gas, cuyos embarrados se conectan utilizando unos elementos de unión patentados por Ormazábal y denominados ORMALINK, consiguiendo una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.).

El transformador será trifásico de 250 kVA de potencia, arrollamientos de cobre y tendrá como dieléctrico aceite mineral (máximo de 600 litros). Con una potencia de 250 kVA cumplirá con la ITC-RAT 07 (Transformadores y Autotransformadores de Potencia) y se elegirá de entre los fabricantes certificados por Iberdrola. Con el fin de obtener una protección contra contactos accidentales, el transformador irá equipado, en el lado de MT, con bornas enchufables rectas a las que se podrán conectar los terminales enchufables. En el lado de baja tensión se cubrirán las bornas con un tubo de PVC o polietileno; este tubo llevará, hasta la mitad de sus generatrices, midiendo desde la tapa del transformador, perforaciones de 5 mm diámetro, espaciadas 20 mm, a fin de facilitar la refrigeración de las bornas.

La conexión eléctrica entre la celda de alta y el transformador de potencia se realizará con cable unipolar seco de 50 mm<sup>2</sup> de sección de aluminio y del tipo HEPRZ1, con tensión asignada del cable de 12/20 kV. En ambos extremos la pantalla estará puesta a tierra de protección. Estos cables dispondrán en sus extremos de terminales enchufables rectos o acodados de conexión sencilla, siendo de 24 kV/200 A para el CT proyectado de 24 kV.

El CT se dotará de un cuadro de distribución modular, con cinco salidas, cuya función es la de recibir el circuito principal de baja tensión procedente del transformador y distribuirlo en un número de circuitos individuales. Las características de los cuadros de baja tensión, cuadros de servicios auxiliares y transformadores de aislamiento serán las siguientes:

Características eléctricas del Cuadro de Baja Tensión	
Tensión asignada	440 V
Intensidad asignada en los embarrados	1.000 A
Nivel de aislamiento	
Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases	10 kV
Entre fases	2,5 kV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases	20 kV
Características constructivas:	
Ancho	550 mm
Alto	1.345 mm

La conexión eléctrica entre el transformador de potencia y el cuadro de baja tensión se debe realizar con cable unipolar de 240 mm<sup>2</sup> de sección, con conductor de aluminio tipo RV (aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC) y de 0,6/1 kV, especificados en la norma NI 56.31.21 "Cables unipolares RV con conductores de aluminio para redes subterráneas de baja tensión 0,6/1 kV". El número de cables será siempre de tres para cada fase y dos para el neutro. Estos cables dispondrán en sus extremos de terminales bimetálicos tipo TBI-M12/240, especificados en la Norma NI 58.20.71 "Piezas de conexión para cables subterráneos de baja tensión. Características generales".

En todo centro de transformación cabe distinguir dos sistemas de puesta a tierra:

- Sistema de puesta a tierra de protección, constituido por las líneas de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra las partes conductoras de los elementos de la instalación no sometidos normalmente a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.
- Sistema de puesta a tierra de servicio, constituido por la línea de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra el neutro de baja tensión.

Las puestas a tierra de protección y servicio (neutro) se establecerán separadas. La instalación de ambas se realizará siguiendo el Manual Técnico de Iberdrola MT-2.11.33 (Diseño de puestas a tierra para centro de transformación).

A la *línea de tierra de puesta a tierra de protección* se deberán conectar los siguientes elementos: cuba del transformador, envolvente metálica del cuadro de baja tensión, envolventes de las celdas de alta tensión (en dos puntos), puertas o tapas metálicas de acceso y rejillas metálicas accesibles del centro de transformación, pantallas del cable (extremos de líneas de llegada y líneas de salida de celdas y ambos extremos de línea de conexión al transformador), pantallas de los cables correspondientes al paso aéreo-subterráneo en el caso de que el CT se alimente desde una línea aérea y cualquier armario metálico instalado en el centro de transformación.

El electrodo principal de tierra para el CT se realizará mediante un anillo, formando un bucle perimetral, a una distancia de un metro alrededor de la envolvente del CT de dimensiones 4,280 metros x 5,380 metros, formado por conductor de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección, enterrado como mínimo a 0,5 metros de profundidad, al que se conectarán en sus vértices y en el centro de cada lado, ocho picas de acero cobreado de 2 metros de longitud, de 14 mm de

diámetro. Para este centro de transformación el valor máximo de la resistencia de puesta a tierra será de 100  $\Omega$ m.

En este caso, además, debido al lugar de instalación del CT, en el interior de la parcela destinada a la Subestación de Seccionamiento “Motilla”, la tierra de protección del centro se unirá a la red de tierras subterráneas de la subestación.

A la *línea de tierra de puesta a tierra de servicio (neutro)*, se le conectará a la pletina de salida del neutro del cuadro de baja tensión. Para las líneas de tierra pertenecientes al sistema de puesta a tierra de servicio, se emplearán como conductores cables unipolares de cobre, aislados, de 50 mm<sup>2</sup> de sección, tipo DN-RA 0,6/1 kV, especificado en la NI 56.31.71 “Cable unipolar DN-RA con conductor de cobre para redes subterráneas de baja tensión 0,6/1 kV”.

Cada uno de los dos sistemas de puesta a tierra estará conectado a una caja de seccionamiento independiente. Las cajas de seccionamiento de tierras de servicio y tierras de protección se componen de una envolvente y contienen en su interior un puente de tierras fabricado con pletinas de cobre o aluminio, según proceda, de 20 x 3 mm. El nivel de aislamiento es de 20 kV cresta a onda de impulso tipo rayo y 10 kV eficaces en ensayo de corta duración a frecuencia industrial, en posición de montaje.

El Anejo III se completa con un detalle exhaustivo de cálculos eléctricos, medidas de seguridad para protección del personal y equipos, el Pliego de condiciones para la ejecución del proyecto, el Estudio de gestión de residuos, el Estudio Básico de Seguridad y Salud, el Estudio para la protección del medio ambiente, y el presupuesto propio de esta parte del proyecto global.

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

Mediante Resolución de 25 de julio de 2017, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se ha formulado declaración de impacto ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto Parque Eólico Motilla de 52,5 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.

El proyecto tiene por objeto la construcción de un parque eólico de 52,5 MW y su infraestructura de evacuación. 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.

La Resolución caracteriza el proyecto como un parque eólico estará compuesto por 21 aerogeneradores de 2,5 MW (con rotor tripala de 126 metros de diámetro de barrido y altura de buje de 129 metros) y sus centros de transformación interiores (0,69/20 kV); 5 líneas de interconexión de 20 kV, subterráneas, que transportarán la energía generada de los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica; red de puesta a tierra; subestación eléctrica, denominada Motilla, cuyo conjunto constará de dos partes: subestación de evacuación 20/132 kV y subestación de seccionamiento 132 kV; línea eléctrica aérea de 132 kV, de unos 968 metros de longitud; línea eléctrica subterránea de 20 kV, de unos 956 m de longitud (o de 934 metros, como también se llega a señalar en el estudio de impacto ambiental) y centro de transformación de 250 kVA de alimentación redundante a los servicios auxiliares de la subestación (centro de transformación servicios auxiliares 2 o «CT SS.AA.2»); una torre anemométrica, autosoportada y de 129 metros de altura máxima; red de fibra óptica para comunicación entre todos los aerogeneradores y el centro de control de la subestación; obra civil, que corresponde a los viales interiores, a las zanjas para las líneas de interconexión, a las plataformas y cimentaciones de los aerogeneradores, a la excavación y hormigonado para los apoyos de la línea de evacuación y a la adecuación de la parcela para la construcción de la subestación. Los aerogeneradores y la torre de medición dispondrán del correspondiente sistema de balizamiento luminoso por motivos de seguridad aérea. Los trazados de las líneas de interconexión entre los centros de transformación de los aerogeneradores se han previsto discurrirán anexos y

paralelos a los viales interiores del parque o bajo caminos existentes. El parque eólico tendrá dos accesos que se construirán acondicionando dos accesos ya existentes en la carretera CM-3114. Los viales interiores del parque sumarán una longitud total de 12.756 metros, de los cuales 3.441 metros serán de nueva construcción y 10.174 metros, de acondicionamiento de caminos existentes. El ancho total de los viales, incluyendo cunetas, será de 6,5 metros. El recinto de la subestación Motilla se proyecta con unas dimensiones en planta de 96 x 80 metros. El acceso a la subestación se realizará desde un vial del polígono industrial Las Lomas.

Las alternativas del proyecto que se exponen en el estudio de impacto ambiental son relativas a la implantación de los aerogeneradores, subestación eléctrica, línea eléctrica aérea de evacuación y línea eléctrica subterránea de alimentación al CT SS.AA.2; además de la alternativa 0 del proyecto.

Las alternativas expuestas para los aerogeneradores son tres. El promotor, tras un análisis comparativo, elige la opción 3 para su proyecto, que consiste en seis alineaciones con 2, 4, 4, 5, 4 y 2 aerogeneradores, respectivamente.

Las alternativas expuestas para el emplazamiento de la subestación eléctrica o subestación Motilla son tres. Las ubicaciones de la subestación eléctrica condicionan los trazados de la línea eléctrica aérea de evacuación, de 132 kV, y de la línea de alimentación al CT SS.AA.2, líneas para las que el estudio de impacto ambiental también plantea tres alternativas. Finalmente, el promotor, tras un análisis comparativo, elige la opción C para la subestación eléctrica (al sur del núcleo urbano y próximo a la depuradora de Motilla), el eje de pasillo C para la línea de evacuación de 132 kV y la opción C para la línea de alimentación al CT SS.AA.2.

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 1 de septiembre de 2016 y de 22 de septiembre de 2016. También se publicaron anuncios en el «Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca» de 31 de agosto de 2016 y de 23 de septiembre de 2016. 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. Resultado. Según la documentación correspondiente al resultado de la consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, obteniendo respuesta de la mayor parte de ellas. El promotor ha expresado su conformidad a todos los condicionados establecidos, incluso a la reubicación de la subestación Motilla propuesta por IBD, salvo al Ayuntamiento de Motilla del Palancar, que considera que el emplazamiento de la futura subestación no es la más idónea y el promotor no está conforme con la nueva ubicación propuesta. Por otra parte, SEO / Birdlife solicita que se emita una declaración de impacto ambiental desfavorable por la afección negativa que se producirá al sistema común y por no haber evaluado



adecuadamente los impactos de riesgo de colisión y de destrucción de hábitat, así como el impacto acumulado con otras infraestructuras existentes y futuras, a lo que el promotor responde, entre otros aspectos, que el estudio de impacto ambiental ha evaluado convenientemente los efectos sobre la fauna, que se ha realizado una reubicación de aerogeneradores respecto a las posiciones iniciales para no estar en la zona de afección del sisón, y considera que el estudio está hecho por técnicos competentes en la materia.

Mediante Resolución de 5 de mayo de 2016, la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del entonces MAGRAMA (hoy MAPAMA) formuló el documento del alcance del estudio de impacto ambiental a que se refiere el artículo 34 de la Ley 21/2013.

El estudio de impacto ambiental, el documento técnico del proyecto y el resultado de la información pública y de las consultas tuvieron entrada en el MAPAMA el 3 de marzo de 2017. Posteriormente, con fecha 29 de marzo de 2017, tuvo entrada, procedente del órgano sustantivo, información adicional en relación con el resultado de la información pública y de las consultas.

El proyecto no coincide con espacios naturales protegidos ni con espacios protegidos Red Natura 2000 ni con áreas protegidas por instrumentos internacionales, según la regulación de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. El espacio protegido más cercano es el espacio protegido Red Natura 2000 zona especial de conservación (ZEC) hoces de Alarcón, a unos 5 km de la zona de estudio según el estudio de impacto ambiental. La zona de especial protección para las aves (ZEPA) más cercana es el espacio hoces del Cabriel, Guadazaón y ojos de Moya, aproximadamente a 23 km del ámbito de estudio según el estudio de impacto ambiental. El espacio natural protegido más cercano es la Reserva Natural Hoces del Cabriel, a unos 30 km del ámbito de estudio. El área protegida por instrumento internacional más cercana se encuentra a más de 44 km del proyecto, según el estudio de impacto ambiental.

En cuanto a la vegetación en el ámbito de estudio, el estudio de impacto ambiental distingue los siguientes: cultivos herbáceos, olivos de regadío, almendros de regadío, viñedos, parcelas en barbecho, pastizales, eriales, zonas arbustivas de romero y tomillo, matorrales de sabina negral, plantaciones de *Pinus halepensis*, encinares muy abiertos de *Quercus ilex ballota* con sotobosque de romero, tomillo y aliaga y bosques de *Quercus ilex* y *Quercus rotundifolia*. En el ámbito de afección del proyecto no se han detectado ejemplares de especies de flora protegida, según los resultados de la prospección de campo que incluye el estudio de impacto ambiental.

En cuanto a la fauna, en el estudio de impacto ambiental se incluye un listado de las posibles especies protegidas presentes en la zona de estudio, indicando la categoría de amenaza o de protección en el ámbito autonómico, nacional, de directivas europeas y de convenios internacionales. Asimismo, incluye los resultados de un estudio anual de avifauna y quirópteros realizado para el

proyecto, que abarca desde enero de 2015 hasta diciembre de 2015. Según dicho estudio, se detectaron 63 especies, todas de aves, de las cuales 24 correspondían a especies consideradas objetivo, es decir, especies a priori sensibles a la construcción y posterior funcionamiento del parque eólico, en particular, una está incluida con categoría de en peligro de extinción en el Catálogo Español de Especies Amenazadas (el milano real), otras ocho con categoría de vulnerable (águila culebrera, aguilucho cenizo, aguilucho lagunero, alcotán europeo, alimoche, cernícalo primilla, elanio azul y sisón común), siete con categoría de interés especial en el Catálogo de Especies Amenazadas de Castilla-La Mancha (águila calzada, buitre leonado, cernícalo común, milano negro, mochuelo común, ratonero común y esmerejón). Se detectó un núcleo reproductor de sisón común en el entorno inmediato del parque eólico. En lo que respecta al grupo de aves rapaces, las dos especies más abundantes detectadas, presentes durante todo el año, fueron el ratonero común y el cernícalo vulgar con reproducción confirmada en la zona en el caso del ratonero común. También hacen uso del área de estudio otras especies de rapaces migradoras estivales.

El estudio de impacto ambiental indica que no hay dentro del ámbito de estudio ninguna zona de protección de las referidas en el artículo 4 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.

Incluye, asimismo, un listado de bienes del patrimonio cultural inventariados, áreas de protección y prevención arqueológica en los términos municipales de Motilla del Palancar y de El Peral.

En cuanto a hidrológica superficial, el estudio señala que en el ámbito de estudio se encuentran los ríos Valdemembra y Vallejo del Trigo, el arroyo de la Huerta y dos arroyos innominados. En cuanto a la hidrogeología subterránea, el proyecto se localiza sobre la masa de agua subterránea Mancha Oriental.

En relación con las vías pecuarias, en el ámbito de estudio se encuentran la Cañada Real de Andalucía y la Colada de los Arrieros. El proyecto, en la alternativa seleccionada por el promotor, no afecta a ninguna vía pecuaria.

El núcleo de población más próximo es Motilla de Palancar, a unos 2,3 km de las instalaciones del parque eólico y a unos 250 metros del punto más próximo de la línea eléctrica de evacuación, según mide el estudio de impacto ambiental. También se identifican una serie de edificaciones dispersas próximas a las instalaciones del parque eólico.

En el estudio de impacto ambiental se identifican, describen y evalúan los posibles impactos significativos de la alternativa elegida por el promotor sobre diferentes factores ambientales, siendo los más importantes de la alternativa elegida por el promotor los indicados a continuación, según los siguientes factores:

Aire. El proyecto causará un incremento puntual y localizado en el aire de partículas en suspensión en las fases de construcción y desmantelamiento, por la actividad de la maquinaria y trasiego de vehículos, impacto considerado de magnitud baja, e incluye una serie de medidas preventivas y correctoras para su minimización. En cuanto al incremento del nivel de presión sonora por las obras, el estudio de impacto ambiental hace referencia a que se cumplirán los límites establecidos en las normativas de ruido.

En cuanto a la contaminación acústica durante la fase de explotación por los aerogeneradores, el estudio de impacto ambiental concluye que el parque eólico, tanto individualmente como en combinación con las emisiones acústicas generadas por los tráficos de las carreteras y líneas de AVE próximas, no supera los valores límite de inmisión establecidos en el anexo III, tabla B1, del Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, si bien, para asegurar su cumplimiento, señala que los aerogeneradores WTG 14 y WTG 16 deberán entrar en parada en horario nocturno (23.00-7.00 horas), como medida provisional puesto que la simulación del ruido se realizó con una máquina semejante al no estar disponible en aquel momento el de la que se pretende instalar y que cuando se tenga el nivel de emisión de ruido se volverá a recalcular.

En cuanto a la contaminación lumínica durante la fase de explotación por el sistema de balizamiento del parque eólico, el estudio de impacto ambiental considera que la magnitud del impacto es baja y valora el mismo como compatible.

Flora. El estudio de impacto ambiental cuantifica que el proyecto afectará a una superficie total de 116.225 m<sup>2</sup> de cubierta vegetal, por lo que incluye un plan de restauración y revegetación de las zonas alteradas por las obras. Concluye valorando el impacto como moderado.

Hábitats de interés comunitario. El estudio de impacto ambiental prevé que el proyecto afecte directamente a dos tipos de hábitat de interés comunitario (488 m<sup>2</sup> de matorrales arborescentes y 2.507 m<sup>2</sup> de encinares), por los viales y las líneas de interconexión y la línea subterránea de suministro al CT SS.AA.2, a la que habría que sumar la afección por la subestación Motilla, el punto limpio, y dos apoyos y unos 307 m de la línea eléctrica aérea de evacuación. El estudio concluye considerando que la magnitud del impacto sobre los hábitats de interés comunitario es baja, al ser la superficie afectada muy pequeña en relación con la superficie total de hábitats existentes en el ámbito de estudio, y valora el impacto como compatible.

En aplicación de la Ley 21/2013, el estudio de impacto ambiental prevé la restauración vegetal de las zonas que se alteren, puesto que se considera necesario que la pérdida de superficie de los tipos de hábitat de interés

comunitario afectados por el proyecto debe ser restaurada o recuperada, bien mediante restauración vegetal en el mismo lugar de la afección, bien mediante plantaciones en las proximidades de las obras, con especies vegetales que se incluyan en el tipo de hábitat de interés comunitario a restaurar o recuperar. El objetivo de esta medida será que la pérdida neta de superficie de los tipos de hábitat de interés comunitario afectados como consecuencia del proyecto sea cero.

*Fauna.* El estudio de impacto ambiental, teniendo en cuenta los resultados de presencia, riqueza y abundancia de especies, uso del hábitat, especies más sensibles, etc. identificadas en el estudio anual de avifauna y quirópteros, considera que el impacto por aumento del riesgo de colisión con los aerogeneradores es de magnitud baja y compatible.

En relación con el milano real, el estudio anual de avifauna del estudio de impacto ambiental identifica esta especie como invernante en la zona y de manera escasa. Valora como medio-bajo el riesgo de colisión asociado al tipo de vuelo y como bajo su índice de vulnerabilidad espacial específico.

El estudio de impacto ambiental deja la valoración sobre el umbral admisible por encima del cual la mortalidad de la fauna ocasionada por un aerogenerador no sea aceptable y requiera adoptar medidas correctoras a los resultados del seguimiento específico de avifauna y quirópteros en la fase de explotación del proyecto. Sin embargo, no se puede obviar que hay probabilidad de muertes de aves por colisión con los aerogeneradores del proyecto. Por tanto, se ha considerado necesario incluir entre las condiciones de esta declaración de impacto ambiental que 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 el 31 de diciembre del mismo año. Si volviera a ocurrir en el futuro, se ejecutaría nuevamente la referida parada temporal. La Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla-La Mancha destaca la sensibilidad del aerogenerador WGT 9, basándose en el estudio de avifauna del estudio de impacto ambiental, en relación con el uso de esa área por las rapaces y, especialmente por ratonero común (el mapa de densidad Kernel sobre el uso del territorio por las rapaces incluido en el estudio de impacto ambiental indica que el mencionado aerogenerador se pretende ubicar en una zona de relevancia en cuanto al uso de la misma por las rapaces).

En relación con la pérdida de hábitat de las especies como consecuencia del proyecto, el estudio de impacto ambiental indica que el hábitat que en mayor superficie se ocupa es el correspondiente al denominado cultivo de labor en secano, hábitat estepario, y que ese hábitat cuenta con una gran dominancia tanto en el término municipal como en una envolvente de 10 km de radio.

Estima que la magnitud del impacto por pérdida o fragmentación de hábitats faunísticos será de magnitud baja, argumentando que el área ocupada por el proyecto es muy reducida en comparación con la extensión de los cultivos agrícolas existentes, que se han reubicado dos aerogeneradores por la presencia de sisón común y que se han establecido una serie de medidas compensatorias encaminadas a minimizar el impacto sobre los hábitats esteparios. Finalmente, concluye valorando el impacto como compatible.

El estudio de impacto ambiental cuantifica en 20 hectáreas la pérdida de superficie de hábitat adecuado para la fauna esteparia como consecuencia del proyecto y para compensarlo se prevé la ejecución de medidas agroambientales basadas en la agricultura extensiva de cultivos herbáceos de secano en una superficie de 20 hectáreas, que se mantendrán durante la vida útil del parque eólico.

En cuanto al riesgo de colisión y electrocución de aves con la línea eléctrica aérea de evacuación, de 132 kV, el estudio de impacto ambiental, considerando la escasa longitud de la línea, su ubicación, el bajo uso de la zona que realizan las principales especies de avifauna identificadas en el seguimiento anual de avifauna y que la línea contará con las medidas contra la electrocución y colisión de acuerdo con 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, aun no ubicándose la línea en las zonas de protección a que se refiere dicho real decreto, considera que el impacto es de magnitud baja y compatible. El estudio de impacto ambiental prevé balizar parte de dos líneas eléctricas aéreas de 400 kV existentes en las proximidades del proyecto, para minimizar los riesgos de colisión de avifauna.

En relación con las molestias a la fauna durante la fase de construcción, se observa en el estudio de impacto ambiental, por una parte, que la duración de la fase de construcción se estima en 6 meses, que está previsto un estudio de estimación de la población del sisón en las zonas afectadas desde el 15 de abril al 15 de mayo (época reproductiva) en fase preoperacional antes de la ejecución de las obras del parque eólico y, por otra parte, que, entre las medidas correctoras para la fauna que incluye el estudio de impacto ambiental, se encuentra la medida de desarrollar el Plan de obras que contemple un desarrollo pensado para atenuar las molestias que las obras originan sobre la fauna, por ello se concluye que no se consideran muy significativas las molestias sobre las aves, aun habiéndose detectado un núcleo reproductor de la especie amenazada sisón común en el entorno inmediato del parque eólico.

En cuanto al efecto barrera para la movilidad de las aves y pérdida de conectividad ecológica por el parque eólico, el estudio de impacto ambiental concluye considerando que el impacto tendrá una magnitud baja y, en su conjunto, compatible.

En relación con los quirópteros, el estudio de impacto ambiental señala que el refugio de interés más cercano detectado es la cueva de La Judía, lugar de importancia comunitaria (LIC) que se encuentra a unos 24 km del aerogenerador más cercano del proyecto. Por otro lado, indica que los resultados del estudio de campo de quirópteros realizado no muestran presencia alguna de especies de quirópteros en el área de estudio.

Agua. En relación con los efectos sobre la red hidrográfica, el estudio de impacto ambiental estima que el impacto será moderado, por ser necesario el cruce de la canalización de interconexión bajo el río Valdemembra. En cuanto a las actuaciones que se encuentran dentro de la zona de policía del río Valdemembra, la Confederación Hidrográfica del Júcar recuerda en su informe la necesidad de solicitar la correspondiente autorización. En cuanto a la posible contaminación de las aguas subterráneas, el estudio de impacto ambiental estima ese impacto de baja la magnitud y valora el mismo como compatible. El proyecto contempla medidas preventivas para evitar vertidos accidentales.

Paisaje. El estudio de impacto ambiental señala que la construcción de un parque eólico, la subestación eléctrica y su línea de evacuación suponen una modificación de la calidad estética del entorno. Identifica cuatro unidades del paisaje: cultivos, vegetación natural, infraestructuras y zonas urbanas e industriales. Según los resultados del estudio de impacto ambiental sobre la evaluación de la calidad visual y la fragilidad visual de esas cuatro unidades descriptivas del paisaje, la calidad visual en el conjunto del ámbito de estudio es media-baja y la fragilidad visual, media. Integrando la calidad visual y la fragilidad visual, concluye que las unidades descriptivas del paisaje tienen una capacidad media-alta para absorber actividades impactantes, siendo las unidades más proclives para la realización de modificaciones sobre el paisaje las unidades de cultivos, de zonas urbanas e industriales y de infraestructuras. El estudio de impacto ambiental concluye valorando el impacto del proyecto sobre el paisaje, en particular como negativo, permanente, de magnitud media y, en su conjunto, moderado.

Suelo y geomorfología. Los impactos sobre la geomorfología que prevé el estudio de impacto ambiental están asociados a las actividades de excavación y el movimiento de tierras. Estima que la magnitud del impacto será media y valora el mismo globalmente como moderado. El aumento del riesgo de erosión por movimiento de tierras y pérdida de cubierta vegetal se considera como un impacto de magnitud media y compatible. El estudio de impacto ambiental incluye un plan de restauración y revegetación de las zonas alteradas por las obras, así como contempla medidas para evitar la contaminación accidental del suelo.

Espacios protegidos. El estudio de impacto ambiental descarta efectos del proyecto sobre áreas protegidas por instrumentos internacionales y sobre espacios naturales protegidos, según la regulación de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, y sobre Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA). En cuanto al resto de espacios

protegidos Red Natura 2000, el estudio de impacto ambiental incluye un apartado específico sobre la afección indirecta del proyecto al espacio ZEC hoces de Alarcón, cuyo impacto se ha estimado como bajo y compatible. El estudio de impacto ambiental concluye que el proyecto no supone repercusiones significativas sobre la Red Natura 2000.

*Patrimonio cultural.* Sobre este factor ambiental, destacar el escrito elaborado por la Dirección Provincial de Cuenca de la Consejería de Educación, Cultura y Deportes de Castilla-La Mancha sobre el proyecto, que condiciona la realización de la obra civil del mismo a una serie de actuaciones de carácter preventivo y a medidas correctoras a las que el promotor expresó conformidad.

*Salud.* El estudio de impacto ambiental incluye un estudio del efecto sombra parpadeante o intermitente (*shadow flicker*) de los aerogeneradores. Al no encontrar legislación española en relación con la máxima sombra que se puede realizar sobre edificios residenciales, ha decidido utilizar la forma de proceder de Alemania. Explica que, al parecer, existen determinadas frecuencias a las cuales se pueden presentar reacciones cerebrales anómalas en algunas personas que sufren de epilepsia, y que se correspondería con un parpadeo durante más de 30 horas al año. El estudio de impacto ambiental observa que sólo una edificación superaría ese límite de 30 horas al año, por lo que considera que procede establecer la necesidad de que el promotor haga una programación de paradas temporales en aquellos aerogeneradores que causen sombra parpadeante sobre dicha edificación para garantizar que no se supere el referido umbral.

En relación con los campos magnéticos y eléctricos producidos por las líneas eléctricas, el estudio de impacto ambiental señala que los valores estarán siempre por debajo de los límites de exposición establecidos en el 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, por lo que concluye que el impacto será no significativo.

*Cambio climático.* El estudio de impacto ambiental, por un lado, estima para el proyecto unas emisiones de CO<sub>2</sub>eq de 19.185.424 kg para la fase de construcción y de 18.551.626 kg para la fase de desmantelamiento. Las emisiones de CO<sub>2</sub> para la fase de explotación las considera prácticamente nulas. Por otro lado, estima que la implantación del parque eólico proyectado supondrá un ahorro de emisiones respecto a la producción de energía con combustibles fósiles de 145.554,98 tCO<sub>2</sub>/año.

*Programa de vigilancia ambiental.* El estudio de impacto ambiental recoge un Programa de vigilancia ambiental, diferenciando varias fases: replanteo, construcción, explotación y desmantelamiento. En dicho Programa se indica que el equipo de vigilancia ambiental realizará inspecciones, muestreos y análisis periódicos sobre el terreno relacionado con los aspectos objeto de

vigilancia, cuyos resultados se reflejarán en informes periódicos, o de carácter extraordinario en caso de detectarse afecciones graves en el medio. También incluirá una serie de controles y seguimientos, que son:

- a) Fase de replanteo: Control de replanteo y Estudio específico dirigido a estimar la población de sisón común en las áreas afectadas, que se deberá realizar en época reproductiva (entre el 15 de abril y el 15 de mayo) con carácter previo al inicio de las obras de instalación.
- b) Fase de construcción: controles sobre la calidad del aire (control de la emisión de polvo y partículas), sobre el ruido (controles mensuales de los niveles acústicos de la maquinaria), vigilancia de los niveles acústicos de las obras (mediciones en las viviendas cercanas con periodicidad mensual como mínimo), sobre el suelo y la geología (alteración y compactación de suelos), vigilancia de la erosión de suelos y taludes, sobre residuos y vertidos (control semanal de vertidos accidentales), gestión de residuos sólidos en la zona de obras (inspecciones mensuales), sobre las medidas de restauración de la cubierta vegetal, verificación de la adecuada ejecución de la extensión de tierra vegetal (control de la siembra, inspección «in situ» durante su ejecución), sobre la vegetación (vigilancia de la protección de especies y comunidades singulares; primera inspección previa al inicio de las obras y las restantes, mensualmente, aumentando frecuencia si se detectasen afecciones), vigilancia de las medidas protectoras contra incendios (durante toda la fase de construcción), sobre la fauna (verificación, por especialista, de ausencia de nidos y otros refugios en los terrenos afectados; primera inspección previa al inicio de las obras y las restantes, mensualmente, aumentando frecuencia si se detectasen afecciones), sobre la permeabilidad territorial (verificar mensualmente que se conserva la continuidad de carreteras, caminos y pistas). Otras inspecciones: control de los movimientos de la maquinaria para impedir daños innecesarios (mensualmente), asegurar no afección en zonas de interés durante las operaciones de tendido de los conductores y de la fibra óptica (mensualmente), comprobación desmantelamiento de instalaciones y limpieza de zona de obras.
- c) Fase de explotación, entre otros controles: Seguimiento plantaciones efectuadas en las labores de restauración, mediciones de los niveles sonoros diurnos y nocturnos en las viviendas habitadas más cercanas al entorno del proyecto, seguimiento de la mortandad de la avifauna y quirópteros, seguimiento de avifauna, seguimiento de quirópteros, seguimiento de la gestión de residuos, estudio del efecto sombra sobre la población de sisón común durante los dos primeros años. En cuanto al control del nivel de ruido emitido en la fase de explotación, el programa de vigilancia prevé la realización de la medición de los niveles sonoros diurnos y nocturnos en las viviendas habitadas más cercanas al entorno del parque eólico para comprobar que los niveles de ruido no superan los límites establecidos en el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas. Si se



detecta que se superan los umbrales admisibles de ruido, se deberá identificar la fuente y se propondrá la paralización de la fuente sonora hasta que no se solucione el problema. Los puntos de medición de los niveles sonoros diurnos y nocturnos relativos al control del nivel de ruido emitido en la fase de explotación deben incluir las edificaciones destinadas a vivienda, usos residenciales, industriales y recreativos existentes en el entorno próximo al parque eólico proyectado.

En cuanto al seguimiento de la mortandad de la avifauna y quirópteros en la fase de explotación, el programa de vigilancia ambiental explica cómo se analizará la superficie de los tendidos eléctricos, los aerogeneradores y la torre meteorológica para localizar posibles cadáveres de aves o quirópteros muertos por colisión o electrocución. Los muestreos se realizarán semanalmente durante toda la vida útil de las instalaciones del parque eólico incluida la línea eléctrica (y no durante los cinco primeros años como inicialmente estaba previsto) y se presentarán informes el primer trimestre de cada año.

En cuanto a los seguimientos de avifauna y de quirópteros previstos en el programa de vigilancia ambiental, se pretende comparar si en el área se produce un descenso de la abundancia o riqueza de estas especies con respecto al estudio realizado en la fase preoperacional, presentándose informes durante el primer trimestre de cada año durante la vida útil del parque eólico.

Por otro lado, no se observa que el programa de vigilancia ambiental incluya medidas de seguimiento de la medida compensatoria relativa a la ejecución de medidas agroambientales basadas en la agricultura extensiva de cultivos herbáceos de secano en una superficie igual a la que constituye el hábitat adecuado para la avifauna esteparia durante el funcionamiento del parque eólico (20 hectáreas, según cuantifica el estudio de impacto ambiental). Debe incluirse un seguimiento durante toda la fase de explotación del proyecto, por una parte, en relación con el cumplimiento y mantenimiento de la mencionada medida compensatoria y, por otra parte, en relación con la eficacia de dicha medida, es decir, sobre el uso de esos terrenos por especies de avifauna esteparia.

- d) Fase de desmantelamiento: el programa de vigilancia ambiental explica que los trabajos se centrarán en el control de esas obras y de las labores necesarias para alcanzar una situación similar a la preoperacional, que se seguirán todas las medidas establecidas durante la fase de obras y que se realizarán visitas semanales.

La DIA es favorable a la realización del proyecto de la instalación siempre y cuando el promotor cumpla las medidas preventivas, correctoras, compensatorias y de seguimiento ambiental contempladas en el estudio de impacto ambiental, así como las medidas que han sido propuestas por las entidades consultadas y que el promotor ha aceptado o mostrado conformidad

con las mismas. Dichas medidas completan y actualizan las del estudio de impacto ambiental y deberán formar un todo coherente, sin perjuicio de las condiciones propias de la DIA:

a) Medidas preventivas, correctoras y compensatorias para la alternativa seleccionada por el promotor:

a.1) Fase de construcción:

1. La ejecución de agricultura extensiva de cultivos herbáceos de secano en una superficie de 20 ha prevista en el estudio de impacto ambiental debe cumplir una serie de condiciones adicionales: Deberá suponer realmente la creación de una nueva superficie de hábitat adecuado para la avifauna esteparia, es decir, las parcelas tienen que carecer previamente de las características para ser consideradas como hábitat adecuado para la avifauna esteparia y tendrán que ser colindantes. Además, si se seleccionaran parcelas que no estén ya destinadas a explotación agrícola, el promotor deberá comprobar si la actuación que comprende la medida compensatoria, por sí sola se encuentra o no dentro del ámbito de aplicación de la ley de evaluación de impacto ambiental vigente en ese momento. En cuarto lugar, la medida compensatoria deberá estar operativa antes del inicio de las obras, para asegurar la disponibilidad de ese nuevo hábitat antes de que el proyecto pueda causar efectos negativos significativos sobre la avifauna esteparia. Y, por último, el promotor, antes del inicio de las obras, deberá obtener el informe favorable del órgano competente en medio natural de la comunidad autónoma sobre que la medida compensatoria ya operativa constituye hábitat adecuado para la avifauna esteparia. El promotor, entre la documentación que presente junto con la solicitud del mencionado informe, deberá incluir la relativa al cumplimiento de las condiciones adicionales anteriores establecidas para esta medida compensatoria.
2. La pérdida de superficie de los tipos de hábitat de interés comunitario afectados por el proyecto deberá ser restaurada o recuperada, bien mediante restauración vegetal en el mismo lugar de la afección, bien mediante plantaciones en las proximidades de las obras, con especies vegetales que se incluyan en el tipo de hábitat de interés comunitario a restaurar o recuperar. El objetivo será que la pérdida neta de superficie de los tipos de hábitat de interés comunitario afectados como consecuencia del proyecto sea cero.

a.2) Fase de explotación:

1. 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 el 31 de diciembre del mismo año. Si volviera a ocurrir en el futuro, se ejecutaría nuevamente la referida parada temporal.

2. El aerogenerador WTG 9 solo podrá funcionar en periodo nocturno, es decir, se mantendrá en parada desde el orto hasta el ocaso durante toda la fase de explotación del proyecto (de acuerdo con el apartado relativo a impactos significativos sobre la fauna).
3. En relación con el efecto sombra parpadeante o intermitente (*shadow flicker*) de los aerogeneradores, el promotor deberá realizar y aplicar una programación de paradas temporales en aquellos aerogeneradores que causen sombra parpadeante sobre la edificación nominada como «5» para garantizar que el parpadeo sobre esa edificación no supere las 30 horas al año.
4. En relación con el cumplimiento de la normativa sobre ruido, los aerogeneradores WTG 14 y WTG 16 deberán entrar en parada en horario nocturno (23.00-7.00 horas) mientras se esté a la espera de los resultados del futuro recálculo de la simulación del ruido a que hace referencia el estudio de impacto ambiental.

b) Especificaciones para el seguimiento ambiental:

1. Los puntos de medición de los niveles sonoros diurnos y nocturnos relativos al control del nivel de ruido emitido en la fase de explotación deben incluir las edificaciones destinadas a vivienda, usos residenciales, industriales y recreativos existentes en el entorno próximo al parque eólico proyectado, y no solo las viviendas habitadas más cercanas como señala el programa de vigilancia ambiental.
2. Debe incluirse un seguimiento durante toda la fase de explotación del proyecto de la medida compensatoria relativa a la ejecución de agricultura extensiva de cultivos herbáceos de secano en una superficie de 20 hectáreas, para el cumplimiento, mantenimiento y eficacia de dicha medida, es decir, sobre el uso de esos terrenos por especies de avifauna esteparia.