

ACUERDO EMITIDO A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE AUTORIZA A GENERACIÓN EÓLICA CASTILLA LA MANCHA, S.L., EL PARQUE EÓLICO GECAMA DE 300 MW, LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS A 34/132 KV Y A 132/400 KV, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 34 KV Y A 132 KV Y LA LÍNEA AÉREA A 400 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, UBICADO EN LA PROVINCIA DE CUENCA.

Expediente nº: INF/DE/202/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 14 de diciembre de 2017

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 autoriza a GENERACIÓN EÓLICA CASTILLA LA MANCHA, S.L., el parque eólico GECAMA EÓLICO de 300 MW, las subestaciones eléctricas a 34/132 kV y a 132/400 kV, las líneas subterráneas a 34 kV y a 132 kV y la línea aérea a 400 kV para evacuación de energía eléctrica, ubicado en la provincia de Cuenca, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

1. ANTECEDENTES

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 29 de mayo de 2013, GENERACIÓN EÓLICA CASTILLA LA MANCHA, S.L. (en adelante GECAMA) presentó, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR¹), solicitud² de determinación del alcance del Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto de parque eólico

¹ En la actualidad Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD).

² Fecha de entrada en el MINETUR, 3 de junio de 2013.

denominado 'GECAMA EÓLICO 300 MW', ubicado en la provincia de Cuenca, informando que el proyecto ya había obtenido «*respuesta favorable de Red Eléctrica para el acceso a red de transporte y ya se ha iniciado la solicitud de punto de conexión*».

Con fecha 15 de octubre de 2013, tuvo entrada en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA³) la documentación ambiental con la que se inicia el trámite de evaluación del impacto ambiental del proyecto. Con fecha 31 de octubre de 2013, la mencionada Dirección General estableció un periodo de consultas a instituciones y administraciones previsiblemente afectadas, para determinar el alcance del estudio de impacto ambiental (EIA), y señalar las implicaciones ambientales del proyecto.

Con fecha 5 de septiembre de 2014, GECAMA presentó, ante el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas⁴, con posterior entrada de fecha 12 de septiembre de 2014 en el registro de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, dos escritos solicitando la Autorización Administrativa y Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto de parque eólico 'GECAMA EÓLICO 300 MW', que se ubica en los términos municipales de Atalaya del Cañavate, Cañada Juncosa, Honrubia y Tébar (Cuenca), y la Autorización Administrativa y Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto de la línea aérea de 400 kV para la evacuación de la energía eléctrica de dicho parque y su conexión con la subestación de Red Eléctrica de Minglanilla, atravesando municipios pertenecientes a la provincia de Cuenca.

Con fecha 28 de noviembre de 2014, la mencionada Dependencia realizó los trámites de consulta a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, según el artículo 9 del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero⁵ (RDL 1/2008) y el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre (RD 1955/2000).

La misma Dependencia sometió el proyecto y el EIA al trámite de información pública mediante anuncios en el Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca y en el Boletín Oficial del Estado (BOE), número 288, de 28 de noviembre de 2014.

El Jefe de la citada Dependencia emitió, con fecha 4 de mayo de 2015, informe a la solicitud de GECAMA de Autorización Administrativa y Declaración de Impacto Ambiental de los anteproyectos del parque eólico 'GECAMA EÓLICO 300 MW' y de la línea aérea de 400 kV asociada al parque, considerando cumplido el trámite de información pública y consultas requerido, y procediendo

³ En la actualidad Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medioambiente (MAPAMA).

⁴ En la actualidad Ministerio de Hacienda y Función Pública (MINHAFP); escritos con fecha de entrada en el registro de dicho Ministerio 10 de septiembre de 2014.

⁵ Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, en la actualidad derogado por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

a remitir el expediente a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) para su remisión al órgano ambiental y resolución del expediente.

Con fecha 19 de junio de 2015 se recibió en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAGRAMA, procedente de la DGPEM del MINETUR, el expediente completo que incluye el resultado de la información pública, el EIA y los informes de las administraciones públicas y personas consultadas que han emitido respuesta, comprobándose que no se habían realizado todas las consultas necesarias para dar cumplimiento al mencionado artículo 9, apartado 3, del RDL 1/2008, por lo que con fecha 7 de julio de 2015 se requirió a la mencionada Dependencia de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca para que consultara a otros organismos.

Con fecha 10 de diciembre de 2015 tuvo entrada en la mencionada Dirección General la documentación final, procedente de la DGPEM. Con fecha 21 de diciembre de 2015 dicha Dirección General solicitó al promotor, con copia a la Subdirección General de Energía Eléctrica del MINETUR, como órgano sustantivo, que aportase información complementaria, lo que hace con fecha 4 de enero de 2016, lo mismo que responde a requerimientos posteriores de nueva información.

Finalmente, mediante Resolución de 30 de marzo de 2017 (publicada en el BOE de 12 de abril de 2017) de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se formula Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto GECAMA EÓLICO 300 MW, en los términos municipales de Honrubia, Tébar, Cañada Juncosa y Atalaya del Cañavate (Cuenca), 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 4 de agosto de 2017, Red Eléctrica de España (REE), en su calidad de operador del sistema y transportista único, emitió informe de actualización de la contestación remitida con anterioridad respecto al acceso y conexión a la red de transporte del parque eólico GECAMA EÓLICO 300 MW, donde incluía los informes Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) adjuntados a sendas contestaciones de acceso y conexión a la red de transporte de fechas 4 de marzo y 12 de septiembre de 2013, respectivamente. En estos Informes se analizaba la solución de conexión de la línea a 400 kV del parque eólico 'GECAMA EÓLICO 300 MW' a la subestación Minglanilla 400 kV (línea que recibiría la consideración de "instalaciones de conexión no transporte", que son instalaciones asociadas a la evacuación o suministro de grandes instalaciones de generación) a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación. Los informes realizados en 2013 concluían que, según los estudios de ámbito zonal y nodal realizados, la conexión de la instalación

analizada resultaría técnicamente aceptable en el Horizonte 2016⁶ analizado entonces. El último informe emitido por REE en agosto de 2017 informa que dicha posición en la subestación Minglanilla 400 kV está incluida en la planificación vigente de la red de transporte 2015-2020, aunque la actuación a realizar sólo se consolida cuando se obtienen los permisos de acceso y conexión y se formaliza el Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte y que tendrá que reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente⁷. (Este informe se desarrolla más adelante en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación el sistema”).

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 19 de octubre de 2017 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 autorizan el parque eólico GECAMA EÓLICO 300 MW, las subestaciones eléctricas a 34/132 kV y a 132/400 kV, las líneas subterráneas a 34 kV y a 132 kV y la línea aérea de evacuación a 400 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 Anteproyecto de la instalación eólica y de la línea aérea de 400 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 Anteproyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; d) Informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, y e) Resolución por la que formula DIA favorable al Anteproyecto.

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.

⁶ El Horizonte 2016 era el de mayor alcance contemplado en la planificación de la red de transporte vigente en ese momento, “Planificación de redes de transporte de energía eléctrica y gas natural 2008-2016”, aprobada el 30 de mayo de 2008.

⁷ 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.

- 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”).
- Texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Anteproyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008⁸, de 11 de enero (en adelante TRLEIA).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- 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 GECAMA ha presentado solicitud de autorización administrativa para las instalaciones (el parque eólico GECAMA EÓLICO 300 MW, las subestaciones eléctricas a 34/132 kV y a 132/400 kV, las líneas subterráneas a 34 kV y a 132 kV y la línea aérea de evacuación a 400 kV), y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia Provincial 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

⁸ Derogado por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental; no obstante, se menciona tanto en el Anteproyecto como en la DIA, puesto que su tramitación se inició antes de la entrada en vigor de la mencionada Ley 21/2013.

lo dispuesto en el TRLEIA, e indica que dicha Dependencia de Industria y Energía emitió informe respecto al Anteproyecto, con fecha 4 de mayo de 2015.

Asimismo informa que, mediante Resolución de 30 de marzo de 2017 de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA, el anteproyecto 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 400 kV es de uso exclusivo del parque eólico y propiedad del promotor.

Asimismo se informa que REE emitió, con fecha 12 de septiembre de 2013, el ICCTC y el IVCTC, informes relativos a la solicitud para la conexión del parque eólico en la subestación de Minglanilla 400 kV, y que con fecha 4 de agosto de 2017 ratificó la validez de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte.

La Propuesta recuerda que la subestación de Minglanilla 400 kV se encontraba incluida en el documento acordado por el Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020", publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre.

Además, describe las principales características de la central: se trata de un parque eólico con una potencia instalada de aproximadamente 300 MW, emplazado en los términos municipales de Atalaya del Cañavate, Tébar, Cañada Juncosa y Honrubia, en la provincia de Cuenca; la subestación de transformación a 400/132 kV, ubicada en el municipio de Tébar, contiene un transformador de 400 MVA; el parque cuenta con dos subestaciones transformadoras a 132/34 kV, ubicadas en los municipios de Honrubia y de Tébar, que contienen sendos transformadores de 220 MVA y 160 MVA; las líneas subterráneas a 34 kV de evacuación están distribuidas en 18 circuitos, tienen como origen los aerogeneradores de la planta, discurriendo hasta las subestaciones transformadoras a 132/34 kV; las dos líneas subterráneas a 132 kV de evacuación tienen como origen las subestaciones transformadoras a 132/34 kV, discurriendo su trazado hasta la subestación transformadora a 400/132kV; la línea aérea de evacuación a 400 kV tiene como origen la subestación transformadora 400/132 kV del parque eólico, discurriendo su trazado hasta la subestación de Minglanilla 400 kV, propiedad de REE; es una línea de corriente alterna trifásica de unos 49 km de longitud, cuyo trazado afectará a los municipios de Tébar, Pozorrubielos, El Peral, Iniesta, Castillejo de Iniesta⁹, Graja de Iniesta y Minglanilla, todos ellos en la provincia de Cuenca.

⁹ Cabe señalar no obstante que a DIA finalmente aprobada se refiere a la denominada 'Alternativa 2', cuyo trazado no afecta al término municipal de Castillejo.

Por otra parte, la Propuesta indica que GECAMA deberá cumplir todas las condiciones impuestas en la DIA y las que en la Resolución de autorización administrativa de construcción pudieran establecerse, así como las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

La Propuesta establece, asimismo, que el solicitante habrá de presentar, antes de transcurridos veinticuatro meses, el proyecto de ejecución de la instalación que se autoriza, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia, en la ubicación señalada por la DIA, y en forma de separata aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general para que éstas establezcan el condicionado técnico procedente. Si transcurrido dicho plazo, no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la autorización dada por la Resolución objeto de informe caducaría.

Además, la Propuesta recuerda que, según lo establecido en el apartado segundo la disposición transitoria primera del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico, GECAMA dispondrá de un plazo de cuatro meses para depositar una nueva garantía económica conforme a lo dispuesto en los artículos 59 bis, 66 bis o 124 del RD 1955/2000. Transcurrido dicho plazo sin que se hubiera presentado la nueva garantía, quedará sin efecto la autorización.

Visto todo lo anterior, se propone autorizar la instalación eólica, las subestaciones, las líneas subterráneas y la línea aérea a 400 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 renovable, 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 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 medioambientales 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 CO₂ relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se “recuperan” después de los primeros tres o seis meses de operación. En el supuesto de que el carbón y el gas fueran los combustibles que generarán 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.

Según argumenta el promotor en el documento elaborado para el EIA, de agosto de 2014, 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 más de 3.000 kW, lo que supone una mejora de las condiciones ambientales del entorno, la capacidad de regeneración de los recursos y el abaratamiento de la inversión.

En cuanto a aprovechamiento de los recursos, antes de proponer la localización del parque eólico se ha realizado una estimación de la producción energética mediante la modelización macroescalar a partir del modelo MASS¹⁰ en la determinación de los campos meteorológicos junto con una modelización microescalar a partir del modelo WASP¹¹ con datos reales para la determinación de la producción y del campo de estelas, considerando los datos de viento estimados para la zona de implantación del parque y la curva de potencia de los aerogeneradores modelo Siemens SWT 113-3.0, obteniendo una producción bruta de 987.249 MWh/año y neta (descontadas las pérdidas por indisponibilidad de aerogeneradores y red y las debidas a transformación, transporte de electricidad e indisponibilidad por motivos varios) de 901.221 MWh/año, lo que supone 3.004 horas equivalentes/año.

En cuanto a la elección del modelo de aerogenerador para el proyecto, una vez seleccionado el emplazamiento del parque eólico, se ha tenido en cuenta la potencia unitaria de la máquina, la optimización de la energía producida por unidad de superficie barrida por el rotor y la optimización de la inversión global en la construcción del parque frente a la energía producida.

La elección de la potencia unitaria ha estado basada en las consideraciones económicas del coste de máquina por kWh generado, en las necesidades de generación, en las velocidades de viento disponibles, en la madurez de la tecnología, etc. El estado actual de la tecnología y del mercado permite, según el desarrollo de la tecnología disponible, elegir entre un rango de escalones de potencia de 2.000-4.000 kW, para el cual los fabricantes de turbinas más importantes del mercado están enfocando sus esfuerzos actuales de producción.

La energía producida por unidad de superficie del rotor y la fiabilidad de la máquina son parámetros que deben cuantificarse en una adecuada valoración de las ofertas disponibles en el mercado, dentro de cada escalón de potencia. Por ello, los aerogeneradores elegidos para el parque eólico están en el escalón de 3.000 kW, tamaño de turbina elegido después de un proceso de comparación de resultados de producción entre distintos modelos de turbinas de varios fabricantes:

¹⁰ Modelo de predicción meteorológica operativa a escala global a diferentes resoluciones.

¹¹ Wind Atlas Analysis and Application Program.

- Alstom ECO 122 2.7: 111 máquinas de 2.7 MW, 122 m de diámetro de rotor y 89 m de altura de buje.
- Vestas V112 3.0: 100 máquinas de 3.0 MW, 112 m de diámetro de rotor y 94 m de altura de buje.
- Siemens SWT-3.0-113: 100 máquinas de 3.0 MW, 113 m de diámetro de rotor y 100 m de altura de buje.

Para estos modelos de turbinas se han realizado diseños de implantación optimizados para la curva de potencia de cada máquina y para los datos de vientos disponibles en el sitio (obtenidos mediante una campaña de medición específica previa) dando como resultado que la mejor relación entre el coste de la construcción del parque y la potencia generada durante la vida del mismo en este caso lo proporciona la máquina de Siemens, que ha sido considerada la que aporta mayor eficiencia para el desarrollo del presente proyecto:

Siemens SWT-113 3.0, equipada con rotor tripala de eje horizontal y con control de potencia por cambio de paso y velocidad de giro variable (6/15,5 revoluciones por minuto); cuenta asimismo con un sistema de orientación activo a barlovento, todo ello bajo unas condiciones de operación de una velocidad de arranque de 3 metros por segundo y de 25 metros por segundo para parada.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Anteproyecto presentado habrá de estar sujeto a la normativa establecida en la legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: 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 complementa; el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen 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 instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

En el caso de los aerogeneradores elegidos para el parque eólico, que serán los Siemens SWT-113 3.0, son máquinas de paso variable controlado por un microprocesador con regulación electrónica de la potencia de salida y sistema activo de orientación. Además del freno aerodinámico por cambio de paso de las palas se incorporará otro sistema de frenado mecánico mediante un disco hidráulico fijado al eje de alta velocidad. El bastidor de la góndola estará apoyado sobre una corona de orientación, evitando que los esfuerzos transmitidos por el rotor ocasionen tensiones excesivas sobre los engranajes del sistema de orientación. La torre dispondrá de los rigidizadores mecánicos necesarios para soportar de forma fiable las peores condiciones de viento en el emplazamiento y de los accesos al interior de la misma para realizar las funciones de mantenimiento en la góndola del aerogenerador, mediante una escalera para acceder a dicha góndola equipada con dispositivos de seguridad y plataformas de descanso y protección. Contará también con elementos de paso y fijación del cableado eléctrico e instalación auxiliar de iluminación. Respecto a su aspecto exterior estará pintado en un solo color normalizado RAL 7035 o similar que minimice el impacto visual y estético del mismo disponiendo de una protección frente a la corrosión Clase 4 de acuerdo con ISO 9223 y 9224.

En cuanto a la instalación eléctrica del parque, encargada de transportar la energía producida por cada turbina hasta el punto de conexión situado en la subestación de Minglanilla, habrá de permitir operar el parque en las condiciones de seguridad y límites técnicos establecidos por la normativa de aplicación y definidos adicionalmente por REE para este parque eólico. Se ha diseñado teniendo en cuenta las potencias manejadas, la distribución de las turbinas, las limitaciones geográficas y medioambientales de la zona y los aspectos económicos del proyecto, y se decidió que todas las redes eléctricas del parque se realizaran enterradas, condición que permitirá que el parque ocupe la menor extensión posible puesto que se han eliminado las restricciones de distancias entre las turbinas y las líneas aéreas derivadas de la normativa de líneas eléctricas aéreas (Reglamento de Líneas de Alta tensión) y las limitaciones de distancias que se han de considerar debido a la presencia de caminos migratorios de aves en la zona.

La red interna de media tensión, que conecta las turbinas mediante conexiones en serie y en paralelo, ha sido determinada en función de su posición relativa respecto al resto de las turbinas y a las subestaciones intermedias, cumpliendo requisitos de capacidad de las líneas de media tensión, de pérdidas de potencia y de equilibrio en las caídas de tensión en las distintas ramas del parque, estableciendo que para el nivel de tensión de 34 kV se utilizarán cables unipolares con conductor de aluminio, aislamiento de polietileno reticulado de 36 kV, con pantalla de aluminio y armadura metálica. En cualquier caso, adosado a los conductores se instalará un cable de cobre desnudo que garantice la igualdad de potencial entre todos los elementos conectados a tierra del parque.

Para las líneas eléctricas de alta tensión (132 kV) que conectan las subestaciones internas del parque con la subestación de salida se han

seleccionado conductores de cobre con aislamiento de polietileno reticulado de 145 kV, con un trazado subterráneo en paralelo a los caminos del parque o a otras vías públicas existentes. Las condiciones generales de las zanjas son las mismas que para el caso de los cables de media tensión.

En cuanto a las subestaciones, tanto las dos interiores (que elevan la tensión de 34 a 132 kV) como la subestación de evacuación del parque (que eleva la tensión de 132 a 400 kV), responderán, tanto en el diseño detallado como en la construcción, a lo exigido en las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación y en todas sus instrucciones y normas adyacentes a las que pudiera hacer referencia así como otra normativa técnica de aplicación (los mencionados Reales Decretos 223/2008 y 337/2014, entre otros).

Las subestaciones interiores son de intemperie y todos sus elementos se ubicarán en un recinto vallado en el que se situará, además de la apartamentada de la subestación, un edificio cerrado que albergará las celdas de media tensión y los equipos de control, protección, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión etc. necesarios para el correcto funcionamiento de las mismas.

Las líneas de entrada a 132 kV acometerán a la subestación de evacuación a través de interruptores automáticos diseñados para su instalación en intemperie. La salida de los interruptores de los circuitos se conectará en un embarrado simple cuya salida contará con los elementos adecuados para la correcta protección del transformador de potencia, que será de tipo de intemperie refrigerado por aceite con radiadores adicionales. Desde dicho transformador, a través de los elementos de protección y maniobra adecuados, se conectará la subestación a la línea aérea de salida correspondiente.

Se ha diseñado un sistema de tierras único que constituirá la red general de tierras del parque con dos finalidades: la seguridad del personal que tenga acceso a la instalación y la obtención de una buena unión eléctrica con la tierra que garantice un óptimo funcionamiento de las protecciones. Internamente las turbinas cuentan con una instalación de puesta a tierra diseñada por el fabricante que permite tanto la derivación a tierra de descargas atmosféricas como la derivación a tierra de fallos de aislamiento de los equipos eléctricos; adicionalmente existen otros dos terminales de puesta a tierra que se unirán con el anterior: el primero de ellos proviene de la armadura de la cimentación y el segundo conectará los anteriores con la malla de descarga a tierra diseñada en el perímetro exterior de la cimentación.

Para el control del estado de funcionamiento de las turbinas el fabricante de las mismas suministrará un sistema de control que permita el correcto funcionamiento del parque en condiciones de seguridad, tanto de las máquinas como de las distintas redes eléctricas interconectadas (incluida la red eléctrica exterior). Dicho sistema de control recibirá información de todas las turbinas y de las tres subestaciones del parque mediante la instalación de una red de fibra óptica en anillo que interconecte dichas turbinas, las subestaciones y la torre

meteorológica, instalada en las mismas zanjas que las redes enterradas de media tensión.

Para el control de las turbinas el parque contará con una torre meteorológica que aportará al sistema de control en tiempo real datos de velocidad de viento (horizontal y vertical), presión atmosférica, temperatura y humedad relativa y generará consignas independientes de funcionamiento para cada una de las turbinas.

Como sistema de seguridad redundante cada turbina cuenta con similares elementos de medida emplazados en la parte superior de ella, con el fin de realizar un control de emergencia de la turbina en caso de fallo del sistema de control general del parque.

Cada aerogenerador dispone de baliza aeronáutica situada sobre la góndola y de alumbrado interior para acceso y mantenimiento.

La instalación se podrá explotar también en régimen desasistido, por lo que se dotará al parque con un sistema de telecontrol que se encargará de recoger y enviar todas las señales de la instalación.

La subestación, edificios y aerogeneradores contarán con sistemas de seguridad contra incendios, pararrayos, etc.

Para el diseño de la Línea Aérea de Alta Tensión a 400 kV se han tenido en cuenta los reglamentos, normas e instrucciones vigentes, tales como la UNE-EN-50341-1 'Líneas eléctricas aéreas de más de 45 kV en corriente alterna', la UNE-EN50182 'Conductores para líneas eléctricas aéreas', el mencionado Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01-09, la UNE-EN 60305 en cuanto a las características de los aisladores en las cadenas de amarre y suspensión, o la norma UNE 36080 para determinar las características de los perfiles angulares de la estructura de los apoyos.

El Anteproyecto de la Línea de Alta Tensión incluye numerosos cálculos en cuanto a las distancias de seguridad a masas, entre conductores, a otras líneas eléctricas aéreas, al terreno, caminos, cursos de agua, etc.

Por otra parte, cabe indicar que el Anteproyecto no incluye el "Estudio de Seguridad y Salud", ni tampoco hace una descripción específica del sistema de protección contra incendios.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

En escrito de fecha 4 de marzo de 2013, REE informa lo siguiente sobre los aspectos más relevantes en relación con el acceso a la red de transporte de la instalación objeto de informe, en el nudo de la red "Minglanilla 400 kV" (se materializaría a través de una nueva posición de transporte en la subestación

existente Minglanilla 400 kV, posición de línea que permitiría la conexión de la línea SET GECAMA-Minglanilla 400 kV, perteneciendo dicha línea a las instalaciones de conexión no transporte), y su impacto sobre la operación del sistema, todo ello dentro del escenario analizado a la fecha del informe¹²:

- En el ámbito regional con influencia sobre el nudo solicitado (que integra la generación situada en Castilla-La Mancha o comunidades adyacentes con evacuación sobre los nudos de la red de transporte de Castilla-La Mancha) se ha validado una capacidad máxima de conexión considerada como aceptable de 5.500 MW aplicable a la generación eólica o tecnologías análogas (no gestionables), ya sea en régimen especial u ordinario, como es el caso de generación eólica solicitada¹³.
- En el ámbito nodal, para Minglanilla 400 kV, los estudios técnicos que se han realizado ponen de manifiesto que, si se mantuvieran los planes regionales de generación de régimen especial, el margen de capacidad adicional de conexión para generación de régimen especial no gestionable eólica —de aplicación a la generación eólica de régimen ordinario solicitada— sería de 50 MW en el Horizonte 2016 analizado. En un escenario que considere únicamente la generación de régimen especial ya puesta en servicio y la incluida en los registros de preasignación¹⁴ del MINETUR, el margen de capacidad adicional de conexión sería de 350 MW de generación eólica no gestionable.

Por tanto, la conexión de la instalación resultaría técnicamente aceptable dentro de los escenarios de generación contemplados. No obstante, se indica que las posibilidades de evacuación no deben considerarse garantizadas puesto que el estudio se limita a una evaluación indicativa y estarán sujetas a las posibilidades efectivas de producción que determine REE en la ejecución de la operación en tiempo real.

Por otra parte, en escrito de fecha 12 de septiembre de 2013, REE adjunta también ICCTC y el IVCTC, incluyendo en el primero como condicionante complementario la necesidad de que REE obtenga las Autorizaciones Administrativas de las instalaciones de transporte, mientras que en el segundo

¹² Planificación vigente con horizonte en 2016 'Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008.-2016. Desarrollo de las redes de transporte' elaborada por MINETUR, aprobada el 30 de mayo de 2008 y actualización según Programas Anuales establecidos en al Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre y Resolución de 27 de diciembre de 2012, así como los planes de generación definidos por la Junta de Castilla la Mancha y comunicados a REE a la fecha del informe.

¹³ Este informe es previo a la vigente LSE, que suprime la distinción entre régimen ordinario y especial, si bien su disposición transitoria primera ('Aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico') prevé en su apartado 3 que «[...] las referencias que en la normativa sectorial se hacen al régimen ordinario y al régimen especial se entenderán realizadas a la definición de dichos regímenes vigente con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley.»

¹⁴ Establecidos por el Real decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, para la solar fotovoltaica, y el Real Decreto ley 6/2009, de 30 de abril, para el resto de tecnologías.

se indican los requisitos que aún están pendientes de cumplir, tales como la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA), el cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos de medida, alta en el concentrador principal, recepción de medidas, alta de las telemedidas en el sistema de tiempo real a través del Centro de Control Eléctrico (CECOEL) habilitado según especificaciones establecidas en el Procedimiento de Operación del Sistema (P.O.) 8.2¹⁵, así como la cumplimentación de la información requerida a las instalaciones según establece el P.O. 9¹⁶.

En dicho escrito, REE informa sobre los aspectos más relevantes en relación con la conexión a la red de transporte de la instalación GECAMA EÓLICO 300 MW, que se prevé realizar en la subestación de transporte de Minglanilla 400 kV y se materializaría través de una nueva posición de transporte en dicha subestación. Indica que, desde la perspectiva de la operación del sistema y de la red de transporte, la aprobación en la planificación de la instalación de transporte necesaria para la conexión o su reconocimiento administrativo equivalente, será condición necesaria para dar resolución favorable al procedimiento de conexión. En todo caso, al objeto de garantizar posibilidades de futuros desarrollos de la red de transporte en dicha subestación, REE considera que pudiera ser necesaria una coordinación entre las instalaciones de conexión de las plantas de generación que pudieran tener dicho nudo de conexión (posible posición de conexión común).

En el último informe de fecha 4 de agosto de 2017 se actualizan los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte tras la aprobación de la Planificación Energética H2020¹⁷. Esta nueva posición de la red de transporte en la subestación de Minglanilla 400 kV, necesaria para la conexión de la instalación de generación prevista, ha sido incluida en la planificación 2015-2020 mencionada como posición para evacuación de generación renovable, si bien se indica que la actuación solo se consolidará tras la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del CTA. A estos efectos, el informe de REE supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión con las limitaciones y condicionantes técnicos establecidos en los escritos anteriormente mencionados (fechados en 4 de marzo y el 12 de septiembre de 2013), y constituye los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para el otorgamiento de la autorización administrativa de la instalación de generación, según lo establecido en el artículo 53 de la LSE.

¹⁵ Que trata de la 'Operación del sistema de producción y transporte', aprobado mediante Resolución de 7 de abril de 2006 («BOE» de 21 de abril).

¹⁶ Que trata de la 'Información intercambiada por el Operador del Sistema', aprobado mediante Resolución de 18 de diciembre de 2015 («BOE» de 19 de diciembre).

¹⁷ 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).

REE recuerda en su informe que la publicación del RD 413/2014 motivaría la aplicabilidad de la limitación por potencia de cortocircuito del nudo de conexión para los generadores no gestionables y de la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a través de un Interlocutor Único de Nudo (IUN)¹⁸ cuando existan varios generadores que compartan punto de conexión.

Respecto a la limitación por potencia de cortocircuito, el acceso resultaría técnicamente viable según se valoró en escrito de REE de fecha 4 de marzo de 2013.

En cuanto a la tramitación coordinada, no ha sido requerida por no haber sido exigida en su tramitación previa. No obstante, REE tiene constancia de que existen otras solicitudes de acceso en curso que compartirían el mismo nudo de conexión (posición de conexión común) para las que se ha requerido la tramitación coordinada, por lo que remite copia de su informe de fecha 4 de agosto de 2017 al MINETAD y a la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, como Administraciones competentes para las instalaciones de generación que se prevé puedan compartir dicho punto de conexión.

El informe manifiesta que el procedimiento de conexión terminará cuando se firme el CTA entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, siendo necesario previamente disponer de las autorizaciones administrativas de las plantas de generación y de sus instalaciones de conexión (competencia del MINETAD en el presente caso).

Por último, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte deberán observarse los requerimientos normativos vigentes, en particular lo establecido en el P.O.12.2¹⁹, lo que supone que, en el caso de que varios generadores concurren en una misma posición de conexión, se requerirá la coordinación con REE por el IUN de Minglanilla 400 kV, que actuará como "Representante" para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

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

El proyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 'Instalaciones para la

¹⁸ El 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, establece, en su Anexo XV «Acceso y conexión a la red», la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión cuando existan varios generadores que compartan un punto de conexión y la limitación de potencia de cortocircuito del nudo de conexión para los generadores no gestionables.

¹⁹ Que trata de las 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', aprobado mediante Resolución de 11 de febrero de 2005 («BOE» de 1 de marzo).

utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores, o que se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico' del Anexo I del TRLEIA, por lo que, de conformidad con lo establecido en su artículo 3.1, con carácter previo a su autorización administrativa se ha sometido a evaluación de impacto ambiental, procediendo formular su DIA, de acuerdo con el artículo 12.1 del Real Decreto Legislativo citado.

La Secretaría de Estado de Medio Ambiente, a la vista de la propuesta de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural y mediante Resolución de 30 de marzo de 2017, formuló DIA favorable, considerando que el proyecto no producirá impactos adversos significativos, quedando adecuadamente protegidos el medio ambiente y los recursos naturales, siempre y cuando se autorice en la denominada "alternativa 3"²⁰ para la construcción del parque eólico, y en la "alternativa 2"²¹ para el trazado de la línea eléctrica de evacuación, y en las condiciones señaladas en la propia Resolución que resultan de la evaluación de impacto ambiental practicada.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción del parque eólico, las subestaciones intermedias de 34/132 kV, la subestación de salida de 132/400 kV y la línea aérea de evacuación (control de emisión de gases contaminantes y generación de ruidos de vehículos y maquinaria, protección del suelo, de la vegetación, de la fauna, de la hidrología, del paisaje, del patrimonio cultural, etc.), como a la fase de explotación (mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, gestión de residuos, etc.), y conllevan 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 EIA y en la propia DIA, de forma diferenciada para las fases de construcción y de explotación. En particular, se diseñará un plan de seguimiento y vigilancia específico para la avifauna y quirópteros, diseñado de acuerdo con lo establecido en el documento denominado «*Metodología para el Seguimiento de la Mortalidad de Avifauna y Quirópteros en parques eólicos*» (elaborado por la Consejería en materia de medio ambiente de Castilla-La Mancha y detallado en el EIA), que tendrá una duración de cinco años desde el inicio de la explotación del proyecto, y que se integrará dentro del programa de vigilancia ambiental. El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

²⁰ Alternativa 3: Implantación de cien aerogeneradores eólicos en los términos municipales de Atalaya del Cañavate, Cañada Juncosa, Honrubia y Tébar.

²¹ Alternativa 2 línea eléctrica evacuación: propone un trazado fuera de la ocupación de la zona LIC (Lugar de Importancia Comunitaria) Hoces de Alarcón, y plantea una solución de menos longitud, apoyado en el recorrido de la autovía A3. Tiene un recorrido de 48,47 kilómetros, y ocupa los mismos municipios que la alternativa 1 (Tébar, Pozorrubielos de la Mancha, El Picazo, Villanueva de la Jara, El Peral, Iniesta, Castillejo de Iniesta, Graja de Iniesta y Minglanilla), excepto Castillejo de Iniesta.

La implantación del Parque eólico GECAMA EÓLICO 300 MW se localiza en la provincia de Cuenca. Los núcleos de población más cercanos y poblados son Honrubia, Cañada Juncosa, Atalaya del Cañavate y Tébar.

Los lugares seleccionados como emplazamiento para la construcción y explotación de un parque eólico, según manifiesta el proyecto, han de cumplir los siguientes requisitos:

- Velocidad del viento superior al umbral que haga rentable la instalación. Considerando los costes actuales se necesitaría una velocidad media anual superior a 6 metros/segundo. La velocidad media del viento en la zona del Parque Eólico “GECAMA EÓLICO 300 MW” es 7,80 metros/segundo, lo que justifica su elección como emplazamiento eólico con potencial suficiente.
- También se consideran áreas que por razones topográficas provocan una concentración e incremento de la velocidad del viento, como demuestra la existencia de otros parques eólicos situados por la misma zona.
- Determinación de una potencia mínima a instalar condicionada por los costes de inversión, de operación y mantenimiento, lo que implica la disponibilidad de una superficie de emplazamiento que permita instalar potencias superiores a 8 MW. La zona propuesta para el emplazamiento del parque cuenta con espacio suficiente para instalar una potencia de 300 MW, puesto que, además de disponer de una gran superficie, se ha elegido una máquina de una potencia nominal de las más altas del mercado, conseguida con un tamaño pequeño (113 metros de diámetro y una altura de buje de 99,5 metros) en relación a las prestaciones que ofrece.

Por tanto, el Anteproyecto presentado considera que la propuesta de ubicación del Parque Eólico responde de manera satisfactoria al examen de los aspectos anteriormente contemplados, tanto desde el punto de vista medioambiental como técnico y energético.

La implantación del parque tendrá lugar en tres núcleos de aerogeneradores organizados en veinte alineaciones paralelas, con altitudes comprendidas entre los 808 y 982 metros sobre el nivel del mar.

El acceso al parque está previsto por seis puntos, cuatro de ellos situados en la carretera nacional de Valencia (N-III) y los otros dos en la carretera comarcal CUV-8307. Todos estos puntos de entrada coinciden con caminos existentes, con el fin de evitar la construcción de nuevas vías y, en el caso de los municipios de Tébar, Cañada Juncosa y Atalaya del Cañavate, sin la necesidad de entrar en ninguno de los núcleos urbanos. Desde dichas carreteras se accederá a caminos rurales existentes los cuales se adecuarán para permitir la entrada de la maquinaria necesaria para la construcción del parque.

Las características básicas de los caminos de acceso al parque son las siguientes: ancho de calzada de 6 metros, pendiente lateral de drenaje de un

2%, pendiente máxima de un 10%, sistema de drenaje mediante cunetas laterales y el material para su realización será zahorra artificial compactada.

Las infraestructuras del proyecto se sitúan dentro de las demarcaciones hidrográficas del Guadiana y del Júcar, mientras que el trazado de la línea eléctrica de evacuación de 400 kV se sitúa en su totalidad sobre terrenos de la cuenca del Júcar. En el ámbito de la cuenca del Guadiana afectado por el proyecto, la red hidrológica superficial está representada por cauces superficiales de tipo estacional, mientras que en el ámbito de la cuenca del Júcar, está representada por los ríos Júcar y Valdemembra y por los barrancos Encina y Hoz y Cañada Romera, que en este caso son cruzados por el trazado de la línea eléctrica de 400 kV. La hidrología subterránea está representada por dos masas de agua subterránea: Rus-Valdelobos (perteneciente a la cuenca del Guadiana), y masa de agua Mancha Oriental, de la cuenca del Júcar.

El parque eólico ocupará una superficie de 12.062 hectáreas. El entorno del parque presenta un rango de altitudes comprendido entre 674 y 1.059 metros sobre el nivel del mar, por tanto, con un desnivel de 385 metros y una altitud media de 827 metros sobre el nivel del mar. Orográficamente, esta zona se corresponde con la presencia de la denominada Plataforma de Tébar, plataforma estructural mesozoica consistente en una superficie calizo-dolomítica que conforma una llanura elevada sobre el terreno circundante, a una altura media de 860 metros descendente hacia el valle del río Córcoles hacia el oeste.

Por otro lado, el entorno del trazado de LAAT²² 400 kV se sitúa en un rango de altitudes entre 493 y 983 metros, es decir, con un desnivel de 490 metros y una altitud media de 797 metros sobre el nivel del mar.

El parque eólico presenta superficies con pendientes entre 0 y 7 %, predominando los rangos de 0-3 %. Se trata por tanto de áreas llanas o con morfologías suavemente onduladas, con zonas puntuales donde la pendiente es más fuerte. El recorrido de la LAAT 400 kV de evacuación presenta sus mayores valores de pendiente entorno a los valles de los cauces fluviales existentes, llegando a alcanzar el 12 % en las áreas al inicio y final del trazado, y hasta un 6 % a lo largo de su recorrido. En el resto de zonas atravesadas por la línea, las pendientes se mantienen por lo general por debajo del 3 %.

El proyecto se encuentra enmarcado dentro de un gran conjunto paisajístico denominado Campiñas de la Meseta Sur Manchega, concretamente en el sector paisajístico de las Campiñas de Honrubia – Tébar y, en menor medida, dentro del conjunto paisajístico Llanos de la Meseta Meridional y sus bordes, en concreto dentro del sector de La Manchuela, donde también se localiza la LAAT de 400 kV de evacuación. El EIA determina una valoración global de la calidad paisajística para ambas unidades paisajísticas de «baja», y una valoración de fragilidad paisajística (susceptibilidad al cambio cuando se desarrolla un proyecto sobre él), también para ambas unidades de «baja».

²² Línea Aérea de Alta Tensión.

Actualmente, el área natural coincide con los cultivos agrícolas de secano tan característicos de La Mancha como es el cereal y la vid. Por otra parte, el desarrollo de cultivos de regadío ha traído como consecuencia el desarrollo de comunidades de malas hierbas de altos requerimientos que han sido repobladas con pino carrasco o piñonero.

La mayor parte de los aerogeneradores ubicados en el término municipal de Honrubia se encuentran muy cercanos al embalse de Alarcón, que constituye uno de los principales humedales de la provincia y destaca como zona de alimentación y posada de numerosas poblaciones de aves acuáticas, especialmente para grullas. Otro aspecto importante es la colonia existente al noreste de los aerogeneradores en la zona de Honrubia de especies esteparias catalogadas como vulnerables, destacando el cernícalo primilla y, en las posiciones más al este del mismo término municipal, donde el paisaje agrario es más uniforme, intercalando cultivos y manchas de monte mediterráneo, destacan especies como el ratonero común, águila calzada o azor.

En el término municipal de Tébar, en la zona más cercana al LIC²³ Hoces de Alarcón, existen importantes poblaciones de rapaces rupícolas amenazadas, como águila perdicera, con una de las poblaciones de mayor densidad de la especie en la provincia, y otras como el águila real o halcón peregrino.

Al sur del área afectada por el proyecto se localiza una porción del Área de importancia para las aves San Clemente - Villarobledo, así como un tramo de unos 225 metros al final del trazado de la línea de evacuación de 400 kV sobre una porción del límite de otro Área de importancia para las aves como es las Hoces del Cabriel y del Júcar.

El proyecto no se localiza dentro de espacios de la Red Natura 2000. Los espacios más próximos son el LIC Hoces de Alarcón, a una distancia media del proyecto de unos 1.000 metros al sureste del parque y al norte de la parte inicial del trazado de la LAAT 400 kV, la ZEPA²⁴ San Clemente, a una distancia de más de 6 kilómetros al suroeste del parque, y LIC y ZEPA Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya, espacio situado a una distancia media de 2 kilómetros del final de la LAAT 400 kV en la ST Minglanilla.

Respecto a las vías pecuarias, la línea eléctrica principal de evacuación a 400 kV atraviesa en el término de El Picazo la cañada real de Andalucía, de 75,22 metros de anchura legal, en El Peral la colada de los Arrieros de 20,89 metros de anchura, y la cañada real de los Serranos en Minglanilla, de 75,22 metros de anchura.

Por otra parte, en el Informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, de fecha 4 de mayo de 2015, se indica que los Ayuntamientos afectados (Atalaya del Cañavate, Cañada

²³ Lugar de Importancia Comunitaria.

²⁴ Zona de Especial Protección para las Aves.

Juncosa, Castillejo de Iniesta, El Peral, Graja de Iniesta, Honrubia, Iniesta, Minglanilla y Pozorrubielos) dan la conformidad a la autorización de las instalaciones solicitadas, salvo Tébar, que discrepa de las alternativas de ubicación de los aerogeneradores y manifiesta incompatibilidad con el Plan de Ordenación Municipal, ocupación del territorio del municipio e impacto visual, si bien posteriormente, en la DIA de fecha 30 de marzo de 2017 se indica que, tras la contestación del promotor dicho Ayuntamiento da conformidad a la ubicación propuesta de los aerogeneradores, así como el resto de los Ayuntamientos afectados manifiestan conformidad a la autorización de las instalaciones autorizadas, condicionada al cumplimiento de la normativa urbanística en algunos casos (Ayuntamientos de Minglanilla y Pozorrubielos), aceptando el promotor el condicionado exigido.

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

De acuerdo con el artículo 121 del RD 1955/2000, «*Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título [Título VII ‘Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución’] deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del Anteproyecto*».

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 GECAMA, empresa promotora del Anteproyecto.

4.4.1 Capacidad legal

GECAMA es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 25 de enero de 2012, mediante la aportación de dos socios, IMPLANTACIONES EÓLICAS, S.L. (en adelante IMPLANTACIONES EÓLICAS) y ESSENTIUM ENERGÍA, S.L. (en adelante ESSENTIUM), y se rige por el TRLSC²⁵, demás disposiciones aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*la explotación de cualquier tipo de energía renovable transformada en trabajo o electricidad*», actividad que podrá desarrollar la propia «*sociedad, total o parcialmente, de modo indirecto, mediante la participación en otras sociedades con objeto análogo*». En el momento de su constitución, IMPLANTACIONES EÓLICAS era propietaria del proyecto de implantación de un parque eólico de 300 MW, formado por 100 aerogeneradores de 3 MW cada uno, situado en los municipios de Vara del Rey, Tébar y Atalaya del Cañavate (Cuenca), proyecto que incluía el contrato de cesión de los derechos de superficie suscrito con los distintos propietarios afectados para instalar los correspondientes aerogeneradores y los convenios de colaboración y compromisos suscritos con los Ayuntamientos mencionados de fechas 22 de diciembre de 2008, 17 de noviembre de 2010 y 17 de enero de 2011, respectivamente. Dicho proyecto se

²⁵ Aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.

valoró en 1.519 euros. A efectos de constitución de la sociedad, ESSENTIUM suscribió el 51% del capital social e GECAMA, desembolsando 1.581 euros para ello, mientras que IMPLANTACIONES EÓLICAS suscribió el 49% restante, pero aportando en pago el proyecto descrito anteriormente. La Sociedad será regida y administrada por un Consejo de Administración formado por un mínimo de cinco miembros y un máximo de diez.

Mediante escritura pública de fecha 14 de marzo de 2016, ESSENTIUM vende y transmite participaciones sociales que representan un 26% del capital social de GECAMA a IMPLANTACIONES EÓLICAS.

Mediante escritura de la misma fecha IMPLANTACIONES EÓLICAS vende participaciones sociales que representan un 3% del capital social de GECAMA a D. Rafael Barco Oca, que adquirió esta parte a título individual (si bien en otras ocasiones había actuado como apoderado de ESSENTIUM o presidente de GECAMA).

Por tanto, en la actualidad GECAMA está participada en un 72% por la empresa IMPLANTACIONES EÓLICAS, además de en un 25% por la sociedad ESSENTIUM y en un 3% por D. Rafael Barco Oca.

IMPLANTACIONES EÓLICAS, como socio mayoritario y germen fundacional de GECAMA, fue constituida por tiempo indefinido en escritura de fecha 26 de noviembre de 2008, con el objeto social de *«la explotación de cualquier tipo de energía renovable transformada en trabajo o electricidad»*, y mediante aportaciones individuales e iguales de sus seis socios constituyentes de 525 euros, de forma que su capital social fue de 3.150 euros dividido en 3.150 participaciones sociales de un euro cada una, totalmente suscritas y desembolsadas. Posteriormente ha habido ampliaciones de capital social, algunas con prima de emisión y entrada de nuevos socios que han llevado a la sociedad a contar con un capital social de 348.171 euros al cierre del ejercicio 2016, con una prima de emisión de 465.131 euros. Se ha remitido a esta Comisión un último documento de fecha 19 de septiembre de 2017 que escritura un nuevo aumento de capital por 33.776,10 euros, mediante la creación de 337.761 nuevas participaciones sociales del mismo valor nominal de 0,10 euros, con una prima global de 106.888,55 euros.

ESSENTIUM, que fue socio mayoritario en la fundación de GECAMA, fue constituida por tiempo indefinido en escritura de fecha 30 de octubre de 2009, con el objeto social, entre otros, de *«la producción y desarrollo de energías alternativas para la producción de electricidad, comprendiendo cuantos servicios y actividades se requieran para ello»*, y con un capital social representado por 3.010 participaciones nominativas de un euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas. La sociedad pertenece al Grupo ESSENTIUM, cuya matriz, Essentium Inversiones, S.L. también fue constituida en España como sociedad limitada el 24 de noviembre de 2006.

Por tanto, GECAMA 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, transporte, según corresponda.

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

Como se ha expuesto, aunque GECAMA fue constituida el 25 de enero de 2012 con el objeto social de llevar a cabo cualquier tipo de explotación de energía renovable para generar electricidad, fundamentalmente su objetivo era ser sociedad vehicular para llevar a cabo el proyecto GECAMA EÓLICO 300 MW. En la actualidad, es una sociedad participada en un 72% por IMPLANTACIONES EÓLICAS y en un 25% por ESSENTIUM. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de sus socios la que acredite su capacidad técnica.

En este caso, ESSENTIUM, como socio participe en un 25% de GECAMA, será la sociedad que acredite la capacidad técnica de ésta para ejecutar el proyecto objeto de autorización, puesto que cumple la condición establecida en el apartado 2ª del mencionado artículo 121.3.b) del RD 1955/2000. Como ya se ha indicado, ESSENTIUM fue constituida el 30 de octubre de 2009 con el objeto social, entre otros, de *«la producción y desarrollo de energías alternativas para la producción de electricidad, comprendiendo cuantos servicios y actividades se requieran para ello, incluyendo facilitar, promover, tramitar, asesorar, apoyar, crear, gestionar, participar, emprender, impulsar, colaborar, informar, formación, investigación, desarrollo, producción, generación, transporte, distribución y comercialización. Trabajos de proyecto, replanteo, construcción, suministro, fabricación, transporte, carga, descarga, montaje, pruebas y puesta en marcha, análisis, diseño y control de sistemas de generación eléctrica, trabajos de acopio de equipamiento y materiales, control de calidad de los mismos, suministro, inspección, ejecución, controles, transporte, seguros, carga, descarga, pruebas, puesta en funcionamiento y tramitación de los entes competentes para la obtención de permisos y*

legalizaciones. Adquisición, financiación y gestión de activos a nivel local, regional, nacional e internacional». Por tanto, la actividad de ESSENTIUM abarca todo el desarrollo de un proyecto de generación de energía con fuentes renovables, desde el anteproyecto y las solicitudes para su ejecución hasta la puesta en funcionamiento del mismo. Tanto por su constitución como empresa independiente como por su integración en el Grupo ESSENTIUM, será el socio que aportará la necesaria experiencia para la ejecución del proyecto objeto de informe.

Grupo ESSENTIUM ha sido un holding de empresas²⁶ con más de 40 años de experiencia dedicado al sector de la construcción en España y que cuenta con una presencia consolidada de más de 20 años en el ámbito internacional. El Grupo concentraba sus actividades principales en cinco líneas de negocio (construcción de infraestructuras, la construcción industrial, la generación de energía, las materias primas de construcción y la vivienda industrializada, así como en concesiones y servicios), con una importante presencia internacional en más de veinticinco países de África, América, Asia y Europa.

En 2008 se produjo una diversificación del negocio hacia las energías renovables, aunque también ha desarrollado dos centrales de ciclo combinado, una en Uruguay y otra en Brasil que totalizan 1.000 MW de potencia instalada.

El Grupo comenzó en el área de la energía renovable con la construcción y explotación de centrales hidráulicas, y continuó su expansión mediante la explotación de sus propias plantas fotovoltaicas y biodiésel, además de ofrecer un servicio integral a terceros que incluye desarrollos EPC²⁷ del que son claro ejemplo sus dos parques eólicos desarrollados en Polonia (Parques Eólicos Kisilice y Malbork de 38 MW y 20 MW de potencia respectivamente) y puestos en marcha en 2007 y 2008, cuyo contrato de EPC fue desarrollado por la empresa del Grupo, Assignia Infraestructuras, que también llevó a cabo dichos contratos de EPC en la ejecución de las centrales hidráulicas que el Grupo posee en Turquía.

ESSENTIUM ha ejecutado proyectos tanto en propiedad (IPP²⁸) como para terceros en sus centrales de energía renovable hidráulica y solar, además de realizar la operación y mantenimiento (O&M) de parques solares, hidráulicos y eólicos.

²⁶

El grupo Essentium ha sido declarado en concurso voluntario por Auto del Juzgado de lo Mercantil número 9 de Madrid, de 16 de mayo de 2017, con apertura de la fase de liquidación (BOE 22 de mayo de 2017). El procedimiento se extiende a 24 sociedades del grupo entre las que no se encuentra ESSENTIUM ENERGÍA, S.L. (denominada ESSENTIUM en el presente informe).

²⁷ Engineering, Procurement and Construction: El Grupo ESSENTIUM diseña la instalación, adquiere los equipos y materiales, y se encarga de la ejecución de toda la obra

²⁸ Independent Producer Project: ESSENTIUM ejecuta la instalación y la explota.

ESSENTIUM cuenta con una capacidad instalada (tanto puesta en marcha como en ejecución) en plantas propias de generación con tecnología renovable de más de 160 MW, de los cuales 64 MW se corresponden con plantas eólicas.

Algunos de los proyectos llevados a cabo por ESSENTIUM son los siguientes:

Proyecto	Potencia MW	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha	Proyecto
Yesil Hydropower Plant	14	Central hidráulica	Turquía	Dic/2009	IPP
Yuce Hydropower Plant	11	Central hidráulica	Turquía	Jun/2013	IPP
Merekler Hydropower Plant	11	Central hidráulica	Turquía	Jul/2013	IPP
Akinci Hydropower Plant	12	Central hidráulica	Turquía	En curso	IPP
Caycara Hydropower Plant	34	Central hidráulica	Turquía	Ene/2015	IPP
Akpınar Hydropower Plant	10	Central hidráulica	Turquía	En curso	IPP
Parque Eólico de Taza	50	Eólica	Marruecos	En curso	IPP
Parque Eólico Elk	14	Eólica	Polonia	En curso	IPP
Parque Fotovoltaico de Paradas	3,48	Fotovoltaica	Sevilla	Abr/2008	IPP
Parque Fotovoltaico de Osuna	1,14	Fotovoltaica	Sevilla	Ago/2008	IPP
Planta Termosolar PS-10	11	Termosolar. Tecnología torre	Sevilla	2007	O&M
Planta Termosolar PS-20	20	Termosolar. Tecnología torre	Sevilla	2009	O&M
Planta Termosolar Solnova 1	50	Termosolar. Tecnología de concentración	Sevilla	2010	O&M
Planta Termosolar Solnova 3	50	Termosolar. Tecnología de concentración	Sevilla	2010	O&M
Planta Termosolar Solnova 4	50	Termosolar. Tecnología de concentración	Sevilla	2010	O&M

Estas cifras avalarían la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel internacional como en España, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de sus socios, en los términos previstos en el artículo 121.3. b) del Real Decreto 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Como ya se ha indicado anteriormente, GECAMA es la sociedad constituida para desarrollar el proyecto del parque eólico GECAMA EÓLICO 300 MW, y se encuentra en la actualidad participada en un 72% por la sociedad IMPLANTACIONES EÓLICAS, además de en un 25% por ESSENTIUM y el restante 3% en poder de un particular.

GECAMA, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.100 euros, dividido en 3.100 participaciones sociales indivisibles y acumulables de un euro de valor nominal cada una de ellas,

íntegramente suscritas y desembolsadas por los socios fundadores mediante las siguientes aportaciones:

- IMPLANTACIONES EÓLICAS suscribió 1.519 participaciones sociales (el 49% del capital social), que desembolsó en su totalidad aportando en pago el proyecto de implantación del parque eólico de 300 MW del que es propietaria y que fue valorado en 1.519 euros.
- ESSENTIUM suscribió 1.581 participaciones sociales (el 51% del capital social) que desembolsó en su totalidad aportando en pago 1.581 euros.

Con fecha 1 de diciembre de 2013 se celebró Junta General Universal en GECAMA (según consta en escritura pública de ampliación de capital de fecha 15 de enero de 2014) y se aprobó una ampliación de capital de 667.845 euros (representado en 667.845 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una) mediante compensación de créditos y aportaciones no dinerarias. Los socios ejercieron su derecho de asunción preferente que les reconocen los Estatutos Sociales, de forma que las nuevas participaciones sociales quedaron adjudicadas de la siguiente manera:

- IMPLANTACIONES EÓLICAS asumió 327.245 participaciones sociales (el 49% del total del capital incrementado), que fueron adquiridas mediante compensación de créditos por un valor de 245.281 euros (245.284 participaciones sociales de 1 euros de valor nominal cada una) y mediante una aportación no dineraria por valor de 81.964 euros, consistente en una torre de mediciones de viento propiedad de IMPLANTACIONES EÓLICAS que fue valorada en dicha cantidad.
- ESSENTIUM asumió 340.600 participaciones sociales (el 51% del total de la ampliación de capital) de un euro de valor nominal cada una, que desembolsó mediante compensación de créditos por un valor de 340.600 euros.

Mediante escritura pública de fecha 14 de marzo de 2016, ESSENTIUM vende y transmite 174.442 de las participaciones sociales de GECAMA (un 26% del total del capital social) de las que es titular a IMPLANTACIONES EÓLICAS por 592.181 euros.

Mediante escritura pública de la misma fecha, IMPLANTACIONES EÓLICAS vende 20.126 de las participaciones sociales de GECAMA de las que es titular a D. Rafael Barco Oca (quien aun siendo Consejero de la Sociedad, acude a la compra «*en su propio nombre y derecho*») por un valor de 20.126 euros, que ya han sido recibidos en compensación de trabajos debidamente acreditados, a cuyos efectos se ha emitido factura representativa de los mismos. En dicha escritura se recogen los acuerdos de la Junta General Extraordinaria y Universal de socios de GECAMA, celebrada el 14 de marzo de 2016, en la cual se acordó por unanimidad el cese del Consejo de Administración, el nombramiento de nuevos miembros del mismo, el cambio de domicilio social de la entidad, y la mencionada autorización de transmisión del 3% del capital social (renunciando todos los socios expresamente a su derecho de adquisición

preferente), representado por 20.126 participaciones sociales, a D. Rafael Barco Oca.

Por tanto, tal y como se ha indicado, en la actualidad GECAMA cuenta tres socios: IMPLANTACIONES EÓLICAS participa en un 72% de la Sociedad, ESSENTIUM en un 25% y D. Rafael Barco Oca en un 3%.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de GECAMA 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 presentadas en el Registro Mercantil como cierre del ejercicio 2016, se comprueba que la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado, siendo superior a la mitad del capital social, ya que, tal y como se ha relatado anteriormente, la sociedad ha realizado movimientos en su capital social para evitar incurrir en un desequilibrio patrimonial debido a las pérdidas recurrentes.

Puesto que GECAMA está participada al 72% por la sociedad IMPLANTACIONES EÓLICAS, también se analizará la capacidad económico-financiera de GECAMA en función de los resultados de su socio mayoritario.

A 31 de diciembre de 2016 el capital social de IMPLANTACIONES EÓLICAS asciende a 348.171 euros, y está representado por 348.171 participaciones de un euro de valor nominal cada una, totalmente asumidas y desembolsadas por sus socios (que al cierre de ejercicio eran dieciséis).

Las Cuentas Anuales de IMPLANTACIONES EÓLICAS correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, depositadas en el Registro Mercantil, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Cabe indicar asimismo, que se ha remitido a esta Comisión un último documento de fecha 19 de septiembre de 2017 que escritura un nuevo aumento de capital por 34.817,10 euros mediante 348.171 nuevas participaciones sociales de 0,10 euros de valor nominal cada una, con una prima global de 110.182,90 euros, con derecho de preferencia de los socios existentes con relación de cambio de una participación social nueva por cada 10 antiguas creadas; la asunción del aumento de capital acordado fue incompleta y se limitó a 33.776,10 euros, mediante la creación de 337.761 nuevas participaciones sociales de igual valor nominal 0,10 euros, íntegramente asumido y desembolsado mediante las aportaciones dinerarias correspondientes, con una prima global de 106.888,55 euros, que también ha sido íntegramente satisfecha en el momento del desembolso.

Por otra parte, las Cuentas Anuales de ESSENTIUM como socio que aporta la experiencia necesaria para capacitar técnicamente el desarrollo del proyecto, presentan los siguientes resultados, según declaración presentada el 25 de julio de 2017 a efectos del Impuesto de Sociedades como sociedad de responsabilidad limitada que forma parte de un grupo empresarial²⁹:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales al cierre del ejercicio 2016, tras las operaciones efectuadas por los socios de GECAMA, se comprueba que ambas sociedades cuentan con un patrimonio neto equilibrado.

Por tanto, a juicio de esta Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de GECAMA, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de sus socios.

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 GENERACIÓN EÓLICA CASTILLA LA MANCHA, S.L., el parque eólico GECAMA EÓLICO de 300 MW, las subestaciones eléctricas a 34/132 kV y a 132/400 kV, las líneas subterráneas a 34 kV y a 132 kV y la línea aérea a 400 kV para evacuación de energía eléctrica, ubicado en la provincia de Cuenca, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

²⁹ A este respecto, cabe recordar que si bien el Grupo Essentium ha entrado en concurso voluntario según el auto del Juzgado de lo Mercantil número 9 de Madrid fechado el 16 de mayo de 2017, entre las compañías que han entrado en concurso voluntario de acreedores y liquidación no se encuentra ESSENTIUM.

ANEXO I: Contenido del Anteproyecto Técnico

1. ANTEPROYECTO DE LA PARQUE EÓLICO “GECAMA EÓLICO 300 MW” CONECTADO A RED EN MINGLANILLA (CUENCA).

1.1. Características generales

Según Anteproyecto de fecha 3 de septiembre de 2014, se pretende la construcción un parque eólico de 300 MW denominado GECAMA EÓLICO 300 MW, que se ubica en los términos municipales de Tébar, Atalaya del Cañavate, Cañada Juncosa y Honrubia, en la provincia de Cuenca.

Dicho proyecto se tramita en el anteriormente denominado régimen ordinario, es decir, no se prevé la percepción de régimen retributivo alguno por la venta de la energía producida. Las estimaciones de producción de energía se han realizado bajo la simulación del comportamiento del viento mediante el software WAsP³⁰ en el área escogida para la implantación del parque eólico y mediante el software para diseño de parques eólicos Windfarmer³¹ bajo determinadas hipótesis (pérdidas por transporte eléctrico 3%, pérdidas por disponibilidad dada por el fabricante y red 3%, pérdidas debidas a la transformación 1%, pérdidas por indisponibilidad por mantenimiento 2%), obteniéndose como resultado una producción energética ideal de 1.030 GWh/año y una producción energética anual neta de 900 GWh/año, teniendo unas pérdidas por efecto estela³² de 93,9% y una eficiencia eléctrica del 97%, por lo que el factor de capacidad estimado³³ será de un 34%.

El Parque Eólico contará con una potencia instalada de 300 MW proporcionada por 100 aerogeneradores de 3 MW cada uno, modelo Siemens SWT 3.0-113, separados entre sí entre 339 metros (3 diámetros) y 1.000 metros en función de la orientación de la cuerda con respecto a los vientos dominantes (90 grados en sentido horario respecto al norte geométrico). Se constituirá en 20 hileras paralelas de aerogeneradores, ordenadas en tres grandes grupos de máquinas separadas entre sí un mínimo de 1.000 metros, unidos entre sí por un camino o vial interior, a los que se accederá mediante accesos existentes en las vías N-III y CUV-8307, sin la necesidad de atravesar ninguno de los núcleos urbanos.

La evacuación de la energía producida por los aerogeneradores tendrá lugar a través de 18 líneas eléctricas de media tensión (34 kV) enterradas en zanjas, que evacuarán la potencia hasta las dos subestaciones de transformación a

³⁰ Wind Atlas Analysis and Application Program.

³¹ Desarrollado por la compañía GL-Garrad Hassan.

³² La estela es una región espacial con una velocidad de viento menor y con diámetro un poco mayor a la del aerogenerador. La turbina eólica extrae energía del viento dejando una estela que reduce la velocidad del viento e incrementa la turbulencia.

³³ Energía generada respecto a la energía que se produciría con un funcionamiento continuado a potencia nominal.

34/132 kV, desde las que se evacuará la energía mediante dos líneas eléctricas enterradas de 132 kV de 21,2 y 7,8 kilómetros respectivamente, que a su vez se unirán con la subestación de evacuación, que elevará la tensión hasta los 400 kV, con los que se dará salida a la electricidad generada por el parque hasta la subestación de conexión de REE, situada en la localidad Conquense de Minglanilla (a unos 50 kilómetros aproximadamente del parque).

El parque eólico se ubicará en la provincia de Cuenca, siendo los núcleos de población más cercanos y poblados Honrubia (1.696 habitantes), Cañada Juncosa (343 habitantes), Atalaya del Cañavate (124 habitantes) y Tébar (362 habitantes)³⁴. Se implantará en tres núcleos de aerogeneradores organizados en veinte alineaciones paralelas, sumando un total de 52.463 metros entre todas, con altitudes comprendidas entre los 808 metros y 982 metros sobre el nivel del mar.

Las características básicas del parque son:

Características	
Longitud Total del Parque Eólico	52.400 m
Potencia Total a instalar	300 MW
Número y características de los aerogeneradores	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 100 unidades. ▪ 3.000 kW de potencia unitaria. ▪ Marca y modelo: Siemens SWT 3.0-113 ▪ 100 m de altura de buje. ▪ 113 m de diámetro de las palas. ▪ 4 m de diámetro de la torre. ▪ Color blanco.
Centros de transformación	100 centros de transformación de 690/34.000 V dentro de la torre de cada aerogenerador
Subestaciones	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 Subestaciones a 34/132 kV de 1.042 m² sitas en Honrubia (SS1) y Tébar (SS2) respectivamente. ▪ 1 Subestación a 132/400 kV de 11.250 m² sita en Tébar.
Línea de evacuación	Línea aérea a 400 kV y 50 km aproximadamente de longitud hasta el punto de conexión en la subestación de Minglanilla (Cuenca)
Líneas interiores del parque	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 123 km de líneas de 34 kV subterráneas. ▪ 37 km de líneas de 132 kV subterráneas.
Viales y carreteras de acceso	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acceso a través de seis puntos de acceso por las carreteras N-III de Madrid a Valencia (4 accesos) y por la comarcal CUV-8307 (2 accesos) aprovechando tramos de camino existente modificado. ▪ 91.500 m de viales interiores al parque (39.600 de nueva ejecución y 51.900 de caminos existentes) de 7 m de ancho de rodadura más 1 m de cunetas donde se requiera y 0,6 m de zanja lateral para las líneas subterráneas donde se requiera.

³⁴ El número de habitantes es el informado en el Anteproyecto, que, como se ha indicado, es de fecha 3 de septiembre de 2014.

1.2. Equipamiento principal: Aerogeneradores

El parque eólico estará constituido por un total de 100 aerogeneradores de 3 MW de potencia unitaria y con una altura a eje de rotor de 100 metros, por tanto la potencia total a instalar en el parque será de 300 MW.

La máquina empleada será la Siemens SWT 3.0-113 equipada con rotor tripala de eje horizontal y con control de potencia por cambio de paso y velocidad de giro variable.

Se trata de un aerogenerador constituido por una turbina, un multiplicador, un generador eléctrico y otros elementos de control situados en lo alto de una torre cónica de acero de 75 metros de altura cimentada sobre una zapata de hormigón armado. El aerogenerador tiene el rotor situado a barlovento, con un diámetro de 113 metros. Es una máquina de paso variable controlado por un microprocesador, regulación electrónica de la potencia de salida, sistema activo de orientación y generador síncrono trifásico.

El rotor está constituido por tres palas aerodinámicas y construidas con materiales aligerados tipo resinas de Epoxi, fibra de vidrio y un buje central de fundición protegido por una cubierta de fibra de vidrio.

La regulación de potencia viene determinada por el paso variable de las palas y por la regulación de la velocidad del generador controlado por un microprocesador.

Además del freno aerodinámico por cambio de paso de las palas se incorpora otro sistema de frenado mecánico mediante un disco hidráulico fijado al eje de alta velocidad.

El bastidor de la góndola, compuesto por piezas atornilladas construidas con perfiles y chapas de acero, se apoya sobre una corona de orientación evitando que los esfuerzos transmitidos por el rotor ocasionen tensiones excesivas sobre los engranajes del sistema de orientación.

La torre será metálica tubular troncocónica de acero, metalizada y pintada en un solo color normalizado que minimice el impacto visual y estético del mismo, disponiendo de una protección frente a la corrosión. Tendrá una altura de 95 metros y un diámetro de la base de unos 4,5 metros. Dispondrá de los rigidizadores mecánicos necesarios para soportar de forma fiable las peores condiciones de viento en el emplazamiento, así como de los accesos al interior de la misma para realizar las funciones de mantenimiento en la góndola del aerogenerador (escalera para acceder a la góndola equipada con dispositivos de seguridad y plataformas de descanso y protección, elementos de paso y fijación del cableado eléctrico e instalación auxiliar de iluminación, puerta de acceso la parte inferior). En el interior de la torre, en la base, se incluye un

centro de transformación de baja tensión a 34 kV. La torre será izada en tramos unidos mediante bridas interiores.

La unidad de control y potencia monitoriza y controla todas las funciones críticas del aerogenerador a fin de optimizar en todo momento el funcionamiento del aerogenerador en toda la gama de velocidades.

Por tanto, las principales características del aerogenerador serán las siguientes:

Características aerogenerador	
Diámetro de rotor	113 metros
Número de palas	3
Potencia nominal	3.000 kW
Velocidad de giro	Variable 6/15,5 r.p.m.
Altura del buje	99,5 metros
Control de potencia	Cambio de paso y velocidad variable
Sistema de orientación	Activo a barlovento

Las condiciones de operación serán las siguientes:

- Velocidad de arranque: 3 metros/segundo.
- Velocidad de parada: 25 metros / segundo.
- Clase: IIª según IEC 61400-I³⁵.

La superficie de terreno ocupada por el aerogenerador, además de la zapata de anclaje (15 x 15 metros), será la correspondiente a la plataforma (30 x 40 metros) necesaria para el montaje y mantenimiento del parque que, tras recubrir las zapatas, se realiza nivelando y compactando el propio terreno existente. Solo queda visible al lado del aerogenerador la tapa de la arqueta eléctrica de registro de 0,8 metros de diámetro.

Las distintas superficies ocupadas son las siguientes:

Elemento	m ²
Zapatas de los aerogeneradores (15 x 15 x 100)	5.400
Plataformas de montaje de ocupación permanente (30 x 40 x 100)	28.800
Viales interiores del parque (91.535 x 7)	36.000
Accesos existentes modificados(4.600 x 6)	18.400
Subestaciones eléctricas	1.600
TOTAL SUPERFICIE AFECTADA	90.200

³⁵ IEC 61400: Normativa estándar internacional publicada por la Comisión Electrotécnica Internacional sobre turbinas eólicas.

1.3. Instalación eléctrica

La instalación eléctrica del parque transportará la energía producida por cada turbina en cada momento hasta el punto de conexión aprobado por REE, situado en la subestación de Minglanilla, además de permitir operar el parque en las condiciones de seguridad y límites técnicos establecidos por la normativa vigente y definidos adicionalmente por REE para este parque.

Se ha diseñado teniendo en cuenta las potencias manejadas, la distribución de las turbinas y las limitaciones geográficas y medioambientales de la zona y los aspectos económicos del proyecto. Por ello, se ha decidido que todas las redes eléctricas del parque se realicen enterradas y la adaptación de la tensión entre los 34 kV producidos por las turbinas y los 400 kV del punto de conexión se realizará en dos etapas.

El hecho de haber optado por realizar las líneas eléctricas interiores del parque subterráneas ha evitado limitaciones en la distribución de las turbinas y ha permitido que el parque ocupe la menor extensión posible, ya que se han eliminado las restricciones de distancias entre las turbinas y las líneas aéreas derivadas de la normativa de líneas eléctrica aéreas (Reglamento de Líneas de Alta tensión) y las limitaciones de distancias que se han de considerar debido a la presencia de caminos migratorios de aves en la zona.

1.3.1. Red de media tensión

Se ha diseñado con una tensión de 34 kV coincidente con la tensión de salida del transformador instalado en el interior de cada turbina. Está formada por los cables que configuran los circuitos eléctricos de media tensión.

Cada línea de media tensión se ha diseñado para conectar las turbinas con el fin de agruparlas en el menor número de circuitos posible mediante conexiones en serie y en paralelo. La secuencia de conexión a cada circuito de las turbinas ha sido determinada en función de su posición relativa respecto al resto de las turbinas y a las subestaciones intermedias cumpliendo requisitos de capacidad de las líneas de media tensión, de pérdidas de potencia y de equilibrio en las caídas de tensión en las distintas ramas del parque.

Se han diseñado 18 circuitos de media tensión, distribuidos en 11 circuitos conectados a la primera subestación interna y 7 a la segunda subestación interna.

Para la elección de las secciones se tienen en cuenta los siguientes factores técnicos: densidad de corriente, cortocircuito, caída de tensión, pérdidas de potencia y temperatura máxima del aislamiento.

Para el nivel de tensión de 34 kV se han seleccionado cables unipolares con conductor de aluminio, aislamiento de polietileno reticulado de 36 kV, con

pantalla de aluminio y armadura metálica. Adosado a los conductores se instalará un cable de cobre desnudo que garantice la igualdad de potencial entre todos los elementos conectados a tierra del parque.

El Anteproyecto incluye tablas con los parámetros fundamentales de los diseños para cada circuito (longitud, potencia, tensión, intensidad, sección, etc.).

Los conductores se alojarán en zanjas de 1,20 o 1,25 metros de profundidad y 0,90 o 1,20 metros de anchura mínima según los tramos de canalización simple, doble o triple. Para una menor interferencia con las propiedades adyacentes al parque, los cables se instalarán en zanjas paralelas a los caminos del parque, para que su localización y conservación desde el punto de vista del mantenimiento sean lo mejor posible. Igualmente, las zanjas en las que se ubicará tanto la línea de media tensión como la canalización de control discurrirán, en su mayoría, paralelamente a los caminos de internos del parque.

Los cables de la red estarán instalados en conductos de entre 120 mm y 400 mm de diámetro a través de los cimientos.

Los cruzamientos por viales se realizarán a través de canalizaciones entubadas de PVC recubiertas de hormigón y a una profundidad mínima de un metro. Se dispondrán arquetas de registro cada 100 metros aproximadamente.

Se dispondrá de una malla de tierra que se realizará con cable desnudo y que enlazará los sistemas de puesta a tierra de los centros de transformación de cada aerogenerador, las subestaciones secundarias y la subestación transformadora principal. El cable de tierra irá enterrado acompañando a los cables de potencia.

1.3.2. Subestaciones transformadoras interiores

El parque dispondrá de dos subestaciones transformadoras interiores para elevar la tensión de los circuitos de media tensión hasta los 132 kV con el fin de disminuir las pérdidas de energía en el transporte interior del parque.

Dichas subestaciones contarán con sendas posiciones de transformador de 220 MVA y 160 MVA para el cambio de tensión de 34 a 132 kV. Recibirán la energía de los 100 aerogeneradores a través de la red de media tensión, y ofrecerán una salida en 132 kV a una red enterrada que unirán en la subestación principal de evacuación del parque.

Las subestaciones intermedias se ubican centradas respecto a sus respectivos centros de generación minimizando de esta manera las pérdidas de carga.

Las subestaciones son de intemperie y todos sus elementos se ubicarán en un recinto vallado en el que se situará, además de la apartada de la subestación, un edificio cerrado que albergará las celdas de media tensión y

los equipos de control, protección, comunicación, servicios auxiliares en baja tensión, etc. necesarios para el correcto funcionamiento de las subestaciones. La superficie de ocupación de las subestaciones será de 1.042 m².

Los edificios adosados a las subestaciones transformadoras serán las únicas edificaciones existentes en el parque, y constarán de una sola planta que se distribuirá de manera funcional para el control de la propia subestación y del parque.

Las dos subestaciones destinadas a agrupar los circuitos provenientes de las turbinas han sido diseñadas con un mismo esquema básico con las siguientes características generales:

- La entrada a la subestación se realiza mediante bancos de tubos enterrados que contendrán los circuitos de media tensión que confluyen en cada subestación.
- Dichos bancos de tubos acometerán a la subestación a través de celdas de línea que contendrán los equipos de protección adecuados y que contarán con interruptores automáticos de hexafluoruro de azufre, diseñadas para su instalación en interior.
- Dicho conjunto de celdas contará adicionalmente con una celda de salida destinada a alimentar un transformador de servicios de la subestación.
- Las salidas de las celdas de los circuitos se conectarán en un embarrado simple cuya salida contará con los elementos adecuados para la correcta protección del transformador de potencia.
- Los transformadores tendrán sus devanados conectados en triángulo-estrella con un índice horario 11 (YNd11), una potencia nominal de 220/160 MVA (según la potencia de los circuitos de llegada), y serán de tipo intemperie refrigerado por aceite con radiadores adicionales.
- Desde dichos transformadores, a través de los elementos de protección y maniobra adecuados, se conectará la subestación a la línea de salida correspondiente mediante un entronque aéreo/subterráneo.

1.3.3. Red interna de alta tensión

Para las líneas eléctricas de alta tensión (132 kV) que conectan las subestaciones internas del parque con la subestación de salida se han seleccionado conductores de cobre con aislamiento de polietileno reticulado de 145 kV.

El trazado de las dos líneas eléctricas de alta tensión subterráneas se ha realizado paralelo a los caminos del parque o a otras vías públicas existentes, en unas zanjas bajo las mismas condiciones generales que para el caso de los cables de media tensión.

El circuito que une la primera subestación interna del parque con la subestación colectora ha de transportar una potencia total de 177 MW, tiene una longitud de 27 km y se ha diseñado con un conductor por fase de aluminio de 1.200 mm². Para esta línea las pérdidas de potencia obtenidas son del 0,8% y la caída de tensión del 1%.

El circuito que une la segunda subestación interna del parque con la subestación colectora ha de transportar una potencia total de 123 MW, tiene una longitud de 7,5 km y se ha diseñado con un único conductor por fase de aluminio de 1.000 mm². Para esta línea las pérdidas de potencia obtenidas son del 0,6% y la caída de tensión del 1%.

En ambos casos, el dimensionamiento del cable lo ha determinado su calentamiento en condiciones de máxima carga.

1.3.4. Subestación de evacuación

La subestación principal de evacuación del parque cuenta una posición de transformador de 400 MVA para el cambio de tensión de 132 kV a 400 kV, que ofrecerá una salida de 400 kV, prevista para la evacuación mediante una línea aérea.

La subestación principal se ubicará en el extremo sureste del parque eólico, en el extremo más cercano al punto de entronque con la subestación de REE, situada en la localidad de Minglanilla.

Esta subestación ha sido diseñada con las siguientes características generales:

- La entrada a la subestación se realiza mediante sendas líneas de alta tensión provenientes de las subestaciones anteriormente mencionadas.
- Dichas líneas acometerán a la subestación a través de interruptores automáticos diseñados para su instalación en intemperie.
- Las salidas de los interruptores de los circuitos se conectarán en un embarrado simple cuya salida contará con los elementos adecuados para la correcta protección del transformador de potencia.
- El transformador tendrá sus devanados conectados en triángulo-estrella con un índice horario 11 (YNd11), una potencia nominal de 400 MVA, y será de tipo intemperie refrigerado por aceite con radiadores adicionales.
- Desde dicho transformador, a través de los elementos de protección y maniobra adecuados, se conectará la subestación a la línea aérea de salida correspondiente.

En la siguiente tabla se incluyen las características del transformador de potencia de la subestación:

Fabricante	Siemens
Instalación	Intemperie
Tipo	Autotransformador
Número de fases	Trifásico
Frecuencia nominal	50 Hz
Grupo de conexión	YNa0d11
Situación de la regulación	Neutro
Número de posiciones de regulación	±10
Tensiones máximas de la red: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Arrollamiento MAT 400 kV ▪ Arrollamiento AT 138 kV 	420 kV 145 kV
Potencia nominal	400/400/100 MVA
Tensión nominal: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Arrollamiento MAT ▪ Arrollamiento AT ▪ Arrollamiento terciario 	400 kV 138±15% 22 kV
Intensidad de cortocircuito: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Arrollamiento MAT ▪ Arrollamiento AT ▪ Arrollamiento terciario 	63 kA 50 kA 30 kA

1.3.5. Sistema de medida de la energía

Para la medida de la energía entregada por el parque eólico a la red de transporte está prevista la instalación de un sistema de medida al final de la línea de evacuación de la energía del parque.

Dado que el final de dicha línea se encuentra en la Subestación de Minglanilla, propiedad de REE, se solicitará autorización a REE para la instalación de los equipos dentro del recinto de dicha subestación en el lado de No Transporte. La configuración y localización definitiva de los equipos dependerá de las indicaciones y limitaciones que proporcione REE, lo cual incluirá también el acceso y gestión de los equipos de medida.

Dicho punto de medida incluirá los transformadores de medida de tensión e intensidad (TT y TI) que serán independientes.

1.4. Viales interiores

Se trata de una serie de caminos de 91.535 metros, de los cuales 51.929 metros corresponden a caminos existentes adecuados para el paso de la maquinaria necesaria para la construcción del parque, más 39.607 metros de camino de nueva construcción, que discurrirán dentro del polígono descrito en la ubicación del parque.

Las características básicas de los viales interiores del parque son las siguientes:

- Ancho de calzada: 6 metros.
- Pendiente lateral de drenaje: 2%
- Pendiente máxima: 10%
- Sistema de Drenaje: Cunetas laterales.
- Materiales: Zahorra artificial compactada (sin asfaltar).

1.5. Red de tierras

La red de tierras se ha diseñado con dos finalidades: la seguridad del personal que tenga acceso a la instalación y la obtención de una buena unión eléctrica con la tierra que garantice un óptimo funcionamiento de las protecciones.

Se establecerá un sistema de tierras único que constituirá la red general de tierras del parque y que estará formado por la unión de tres subsistemas: Red de tierras en subestación, Red de tierras del sistema generador, Red de tierras del sistema colector.

1.5.1. Red de tierras en la subestación.

Existirá una red de tierra general (que permitirá reducir las tensiones de paso y contacto a niveles admisibles) compuesta por una malla de contorno de 70 mm² enterrado a una profundidad de 0,8 metros mínimo.

Las derivaciones desde la red general se harán con soldaduras tipo cadweld para uniones enterradas y con grapas y terminales del lado de los equipos, cuadros y bandejas en su caso.

La puesta a tierra del neutro en transformador de parque intemperie se hace a través de una resistencia.

1.5.2. Red de tierras del sistema generador.

Internamente las turbinas cuentan con una instalación de puesta a tierra diseñada por el fabricante de la turbina que permite tanto la derivación a tierra de descargas atmosféricas como la derivación a tierra de fallos de aislamiento de los equipos eléctricos.

Adicionalmente existen otros dos terminales de puesta a tierra que se unirán con el anterior. El primero de ellos proviene de la armadura de la cimentación y el segundo conectará los anteriores con la malla de descarga a tierra diseñada en el perímetro exterior de la cimentación.

Este sistema de la turbina se conectará con la malla de puesta a tierra que envuelve la zapata de cimentación de cada turbina, la cual estará construida con conductores de cobre desnudo de 70 mm² de sección.

1.6. Sistema de control

Para el control del estado de funcionamiento de las turbinas el fabricante de las mismas suministrará un sistema SCADA³⁶ de control que permita el correcto funcionamiento del parque en condiciones de seguridad, tanto de las máquinas como de las distintas redes eléctricas interconectadas (incluida la red eléctrica exterior).

Dicho sistema de control recibirá información de todas las turbinas y de las tres subestaciones del parque.

Para estas comunicaciones se ha previsto la instalación de una red de fibra óptica en anillo que interconecte todas las turbinas, las subestaciones y la torre meteorológica del parque. Esta fibra óptica se instalará en las mismas zanjas que las redes enterradas de media tensión y se conseguirá la configuración redundante en anillo utilizando dos juegos de fibra dentro del mismo cable.

Para el control de las turbinas el parque contará con una torre meteorológica que aportará en tiempo real datos de velocidad de viento (horizontal y vertical), presión atmosférica, temperatura y humedad relativa del aire al sistema SCADA, el cual generará consignas independientes de funcionamiento para cada una de las turbinas.

Como sistema de seguridad redundante cada turbina cuenta con similares elementos de medida emplazados en la parte superior de ella, con el fin de realizar un control de emergencia de la turbina en caso de fallo del sistema de control general del parque.

1.7. Otros servicios e instalaciones previstas

Aparte de los caminos o recorridos interiores existentes y descritos, los servicios previstos para el correcto funcionamiento del parque son los siguientes:

- En la subestación y edificio de control se dispondrá de un sistema de alumbrado exterior (proyectores sobre báculos) y otro interior (fluorescentes en techo).
- En cada aerogenerador se dispone de baliza aeronáutica situada sobre la góndola y de alumbrado interior para acceso y mantenimiento.
- La instalación se podrá explotar también en régimen desasistido, por lo que se dotará al parque con un sistema de telecontrol que se encargará de recoger y enviar todas las señales de la instalación.
- La subestación, el edificio y los aerogeneradores contarán con sistemas de seguridad contra incendios, pararrayos. etc.

³⁶ Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).

- La evacuación de aguas residuales se realizará a fosa séptica química que será periódicamente recogida.

1.8. Obra civil

Para la instalación de los aerogeneradores se necesitan las siguientes obras:

- Camino de acceso a pie de las torres.
- Plataformas para ubicación de grúas de 4.424 m².
- Cimentación de los apoyos con zapatas en las que quedan embutidos los pernos de anclaje. Estas zapatas tendrán dimensiones aproximadas de 560 m² de superficie y una profundidad de 3 metros que será cubierta por las tierras vegetales retiradas.

1.8.1. Caminos de acceso.

Para el transporte de los componentes de los aerogeneradores y de la maquinaria auxiliar necesaria hasta las posiciones definidas para cada máquina se han proyectado los caminos necesarios, diseñados teniendo en cuenta que la capacidad de carga sea suficiente para la maquinaria más pesada prevista, que la anchura sea suficiente para el paso de los camiones y transportes especiales y que los radios de giro permitan el transporte de las palas, que son los elementos de mayor longitud (55 metros aproximadamente).

Para la determinación de los caminos a construir para el parque se han tenido en consideración los viales públicos ya existentes en la zona, con el fin de evitar la generación de nuevos caminos en una zona agraria suficientemente cubierta por viales. Por ello se han utilizado caminos existentes, con la adaptación necesaria en las zonas puntuales, bien por dimensiones o capacidad de carga y la construcción de nuevos caminos donde no sea posible utilizar los existentes.

El diseño considera una longitud de caminos total de 91.535 metros, y sus características básicas ya han sido descritas anteriormente en el punto 1.4.

1.8.2. Plataformas.

En la base de cada aerogenerador se construirá una plataforma horizontal para el almacenamiento temporal de los componentes de la turbina y el posicionamiento de las grúas necesarias para el izado de la máquina.

Estas plataformas, para la máquina seleccionada en el proyecto, tendrán unas dimensiones de 30 x 40 metros y estarán construidas con una sub-base que proporcione la capacidad portante suficiente para las grúas con su carga prevista y una capa de rodadura de grava compactada.

Las plataformas serán básicamente una superficie plana adyacente al camino de acceso a cada aerogenerador y a su cimentación.

1.8.3. Cimentaciones.

Para la instalación de cada turbina se construirá una cimentación configurada como una zapata aislada, de forma octogonal, con una distancia entre caras opuestas de unos 20 metros y un canto de unos 3 metros, construidas con hormigón de alta resistencia armado con una geometría aligerada.

El diseño final de las zapatas se realizará teniendo en cuenta los resultados del estudio geotécnico que se realizará en el parque, previo al desarrollo de la ingeniería de detalle, y que se realizará mediante sondeos de una profundidad mínima de 30 metros en cada una de las posiciones de las turbinas.

Para el diseño de las cimentaciones se utilizarán las cargas incrementadas en todas las condiciones de funcionamiento de la máquina proporcionadas por el fabricante, así como cualquier otra acción exterior que se determine en el estudio geológico de la zona (como acciones sísmicas o empujes freáticos).

1.9. Estudio de producción

Antes de proponer la localización del parque eólico se realizó una estimación de la producción energética. Para este análisis se utilizó la modelización macroescalar a partir del modelo MASS, en la determinación de los campos meteorológicos.

Una vez determinada la zona de actuación, se instaló un mástil meteorológico con el fin de realizar un análisis microescalar del comportamiento del viento en la zona escogida. En base a los datos recabados por el mástil de medición durante el periodo de medidas, se han sintetizado las características básicas del viento en la zona y se ha obtenido una densidad de aire de $\rho=1.127 \text{ kg/m}^3$.

Para obtener una mayor fiabilidad en el estudio, se ha dispuesto escoger tramos de tiempo de dos años, desde el 01/05/2010 hasta el 30/04/2012 con el fin de que las muestras tomadas caractericen ciclos estacionales completos. Una vez aislado el tramo se obtienen las características de viento medido a 100 metros.

Debido a que el mástil de medición posee datos a la misma altura del centro de buje de la máquina escogida, no ha sido necesario corregir las velocidades para el estudio.

Para conocer la orografía del terreno, y dado que no se ha realizado un estudio topográfico previo, se ha dispuesto utilizar la base de datos de topografía SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) con un valor de 3 segundos de resolución.

Se ha escogido el modelo Siemens SWT-3.0-113 (con potencia unitaria de 3.000 kW, altura a centro de rotor de 100 metros y diámetro de rotor de 113 metros) que el Anteproyecto considera que presenta una mejor relación entre el coste de la instalación y la curva de potencia entregada. Se utilizará la curva de potencia homologada por el fabricante para la estimación de producción del parque eólico.

Una vez agrupados todos los datos necesarios para la realización del estudio, se ha procedido a la simulación del comportamiento del viento mediante el software WAsP en el área escogida para la implantación del parque eólico, determinándose las características eólicas de la zona.

Conocidas estas características se determinó la disposición en planta del parque eólico, considerando ciertas restricciones:

- Maximización de la producción de aerogeneradores.
- Restricciones de cercanía con elementos existentes, tales como carreteras, líneas de alta tensión, avifauna presente en las cercanías del emplazamiento (en colaboración con los Servicios Periféricos de Agricultura en Cuenca).
- Optimización de las infraestructuras necesarias para la ejecución del parque eólico.

Finalmente, mediante el software para diseño de parques eólicos Windfarmer se ha analizado la producción estimada para el parque eólico, en base a los siguientes parámetros:

- Pérdidas por estela (Calculada por el propio software)
- Pérdidas por transporte eléctrico (3%)
- Pérdidas por disponibilidad dada por el fabricante y red (3%)
- Pérdidas debidas a la transformación (1%)
- Pérdidas por indisponibilidad por mantenimiento (2%)

Y se han obtenido los siguientes resultados de producción:

Resumen de la Energía Capturada en todos los proyectos activos	
Producción energética ideal	1.030 GWh/año
Eficiencia Topográfica	99,54%
Pérdidas por efecto estela	93,9%
Eficiencia eléctrica	97%
Disponibilidad	97%
Otros Factores	100%
Formación de hielo y degradación de pala	100%
Mantenimiento de subestación	99%
Paradas de compañía eléctrica distribuidora	100%
Variación de la curva de potencia debido a turbulencia	100%
Histéresis	100%

Control de direcciones de viento	100%
Producción energética anual neta	900 GWh/año
Factor de capacidad estimado	34%

En base a los datos obtenidos directamente del anemómetro a 100 metros de altura de la torre durante los dos años de medición que se han tomado como base para el estudio, se ha calculado que 14.047 mediciones diezminutales se encuentran por debajo de la velocidad de arranque del aerogenerador (3 metros/segundo), lo que equivaldría a 1.170 horas/año en los que el parque se encontraría totalmente parado.

Se han registrado, a su vez 2.747 mediciones diezminutales iguales o mayores a 13 metros/segundo, velocidad en la que el aerogenerador funciona a su máxima capacidad de generación (3.000 kW), lo que equivaldría a 228 horas/año en los que el parque funcionaría a pleno rendimiento (sin tener en cuenta las afecciones por estelas en el funcionamiento).

1.10. Definición y duración de las actuaciones

Dentro del cronograma general de la instalación del parque eólico la parte correspondiente a las obras de ejecución del mismo tiene una duración estimada de 24 meses desde el comienzo de la obra civil hasta su puesta en marcha. Las diferentes actividades tendrán la siguiente duración (entendiendo que se llevan a cabo varias de ellas a la vez):

ACTIVIDAD	Duración (Meses)
Creación de nuevos accesos	12
Creación de plataformas de montaje	6
Cimentación de aerogeneradores	10
Montaje aerogeneradores	9
Canalización de las líneas	12
Subestación transformadora	6
Edificio y sistema de control y explotación	6
Restauración ambiental	2
Puesta en marcha del parque eólico	4

2. ANTEPROYECTO DE LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 400 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL PARQUE EÓLICO GECAMA EÓLICO 300 MW HASTA LA SUBESTACIÓN DE MINGLANILLA, PROPIEDAD DE REE.

La línea de evacuación objeto informe es una línea de alta tensión aérea cuya finalidad es transportar la energía producida por todo el parque eólico GECAMA EÓLICO 300 MW hasta la subestación de Minglanilla, propiedad de REE.

La línea eléctrica se encuentra situada en la provincia de Cuenca, y cuenta con una longitud estimada de 49 km. En su recorrido atraviesa los municipios de Tébar, Pozorrubielos, El Peral, Iniesta, Castillejo de Iniesta³⁷, Graja de Iniesta y Minglanilla. El Anteproyecto incluye el plano de situación con el trazado de la línea proyectada y presenta el listado de coordenadas que lo define.

Esta línea de evacuación se ha diseñado para trabajar a una tensión nominal de 400 kV y a una frecuencia de 50 Hz, siendo la tensión más elevada de la red considerada en el proyecto de 420 kV. La línea ha de transportar una potencia nominal de 300 MW. Se ha diseñado como una línea de un único circuito y único conductor LA445 de 454 mm² de sección, siendo el cable de tierra compuesto (tierra-óptico) de 15,3 mm de diámetro. Será instalada mediante red tensada sobre apoyo.

2.1. Aislamiento

Se instalarán cadenas de suspensión dobles en los apoyos pertenecientes a vanos con cruzamientos con autovías, carreteras nacionales, ferrocarriles y ríos navegables. El resto de cadenas de suspensión serán simples. Cada cadena de suspensión se compondrá de 22 aisladores de vidrio.

Las cadenas de amarre serán dobles siempre excepto en los apoyos finales de línea si el tense al pórtico es reducido, en cuyo caso podrán instalarse cadenas simples. Cada cadena de amarre estará compuesta por 23 aisladores de vidrio.

Los aisladores de vidrio en ambos casos serán de tipo U-160BS (según UNE-EN 60305³⁸), de 280 mm de diámetro y 146 mm de paso.

2.2. Herrajes

Los herrajes de las cadenas de aisladores y de sujeción de los cables de tierra serán de acero galvanizado en caliente, adaptados a la norma del aislador utilizado, según normas UNE³⁹ y CEI⁴⁰.

Las grapas de las cadenas de fase en amarre serán del tipo compresión hexagonal. Las grapas en cadenas de fase en suspensión serán de tipo GSA. Las de los cables de tierra del tipo retención preformada. Las cadenas de fase dispondrán de descargadores.

³⁷ El término municipal de Castillejo no se vería afectado por la alternativa de construcción para la que finalmente se ha obtenido la autorización ambiental.

³⁸ Norma UNE-EN 60305: *Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Elementos de las cadenas de aisladores de material cerámico o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo caperuza y vástago.*

³⁹ Normas técnicas en España.

⁴⁰ Comisión Electrotécnica Internacional.

Se colocarán separadores de fase de tipo rígido para fijar una separación entre subconductores de fase de 400 mm.

2.3. Apoyos

La estructura de los apoyos estará constituida por perfiles angulares de lados iguales, en calidad AE-355 y AE-275 (según norma UNE 36080⁴¹). Las uniones de los angulares, se realizarán por medio de tornillos de calidad definida según DIN⁴² 267, en dimensiones métricas según DIN 7990. El acabado de los tornillos y perfiles será galvanizado en caliente.

2.4. Cimentaciones

Las cimentaciones serán independientes por cada pata del apoyo. Estarán calculadas partiendo de las sollicitaciones mecánicas y reglamentarias que tendrán los apoyos en su utilización.

2.5. Puesta a tierra de los apoyos

En la cimentación de los apoyos nuevos se realizarán anillos cerrados de varilla de acero descaburado o cable de cobre, conectados a dos de los montantes del apoyo cumpliendo la consideración de “zona no frecuentada”. El número definitivo de anillos será el adecuado para que, en ningún caso, la resistencia de difusión a tierra sea superior a 20 Ω .

2.6. Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad a cumplir por la línea eléctrica se establecen en el RD 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 anteproyecto presenta un amplio resumen de dichas distancias particularizadas para el nivel de tensión de 400 kV, donde se detalla, entre otras:

- La distancia mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a 2,8 metros.
- La distancia mínima entre los conductores de fase será superior a 5,97 metros y en todo caso inferior a los 9 metros del apoyo de tipo suspensión a utilizar en la línea.

⁴¹ Norma UNE 36080: Productos laminados en caliente, de acero no aleado, para construcciones metálicas de uso general. Condiciones técnicas de suministro.

⁴² Deutsches Institut für Normung (Instituto Alemán de Normalización).

- La distancia mínima al terreno en condiciones de flecha⁴³ máxima de los conductores será superior a 8,1 metros.
- Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas de telecomunicaciones:
 - Distancia conductores línea inferior-apoyos línea superior: 4,3 metros. Se adoptará una distancia mínima de 7 metros para el caso de 400 kV.
 - Distancia vertical entre conductores de fase de ambas líneas: 7,2 metros
 - Distancia vertical entre conductores de fase de la línea superior y el cable de guarda de la línea inferior a ambas líneas: 4,3 metros

Siempre que sea posible, se evitará la construcción de líneas eléctricas paralelas a distancias inferiores a 1,5 veces la altura del apoyo más alto entre las trazas de los conductores más próximos.

Paso por zonas:

- Bosques y masas de arbolado: Se deberá establecer una zona de protección de la línea eléctrica definida por la zona de servidumbre de vuelo (determinada por la proyección en el terreno de los conductores en su posición de máxima desviación, es decir, en condiciones de viento a 120 km/h y a 15 °C) incrementada en una distancia de seguridad a ambos lados de 4,3 metros.
- Edificios y Construcciones: Se evitará el tendido de líneas eléctricas aéreas de alta tensión con conductores desnudos en terrenos que estén clasificados como suelo urbano. No obstante, cuando las circunstancias técnicas o económicas lo aconsejen y previa autorización de la administración, se podrá realizar el tendido aéreo de dichas líneas en las zonas antes indicadas. No se construirán edificios e instalaciones industriales en la servidumbre de vuelo, incrementada por una distancia mínima de seguridad de 6,1 metros en horizontal. No obstante, en los casos de mutuo acuerdo entre las partes, las distancias mínimas que deberán existir en las condiciones más desfavorables entre los conductores de la línea eléctrica y los edificios o construcciones que se encuentren bajo ella, será de 8,3 metros sobre puntos accesibles a personas y de 6,1 metros sobre puntos no accesibles a personas. No se permite la instalación de nuevos aerogeneradores en la franja de terreno definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada en 10 metros sobre la altura total del aerogenerador, incluida la pala.

⁴³ Deformación de la estructura por fuerzas perpendiculares.

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

Mediante Resolución de 30 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se ha formulado declaración de impacto ambiental favorable a la realización del proyecto Parque Eólico GECAMA EÓLICO 300 MW, en los términos municipales de Honrubia, Tébar, Cañada Juncosa y Atalaya del Cañavate, en la provincia de Cuenca, al concluirse que queda adecuadamente protegido el medio ambiente y los recursos naturales, 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 300 MW, dos subestaciones intermedias de 34/132 kV, una subestación eléctrica de salida de 132/400 kV y una línea de evacuación de la energía a 400 kV. 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 se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico' del anexo I del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, se ha sometido a evaluación de impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, según establece en su artículo 3.1, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental, de acuerdo con el artículo 12.1 de la citada Ley.

El parque eólico estará compuesto por 100 aerogeneradores SIEMENS SWT-3.0-113, de una potencia nominal de 3.000 kW cada uno, de 113 metros de diámetro de rotor y 156 metros de altura total, con un rotor de tres palas en voladizo, que aprovecharán el recurso de la energía del viento para la producción eléctrica. La energía producida por estas turbinas se transportará por 100 líneas eléctricas subterráneas diseñadas para una tensión de 34 kV, que transportarán esta energía hasta dos subestaciones intermedias, desde la que saldrán dos líneas de enlace subterráneas de alta tensión, a 132 kV, que transportarán la energía desde cada una de las subestaciones intermedias hasta la subestación de evacuación final. Finalmente, la electricidad generada se canalizará desde la subestación final a través de una línea de evacuación de alta tensión a 400 kV hasta la subestación de Minglanilla, propiedad de REE. Las instalaciones propuestas ocuparán una superficie de 12.062 hectáreas.

Los aerogeneradores irán montados sobre una torre de acero tubular troncocónica, y se pondrán en marcha por sí mismos cuando la velocidad del viento alcance una media de entre 3 y 5 metros por segundo, y se desconectarán cuando la velocidad media del viento supere el límite máximo de funcionamiento de 25 metros por segundo. La cimentación para los aerogeneradores consistirá en una zapata de planta octogonal con unas

dimensiones comprendidas entre los 16 y los 26 metros de diámetro, y 3 metros de profundidad.

La instalación eléctrica necesaria para la evacuación de la energía generada por el parque eólico desde las turbinas generadoras hasta la subestación de REE, estará compuesta por: turbinas eléctricas generadoras de energía eléctrica a una tensión nominal de 34 kV; cien líneas de circuitos de turbinas eléctricas, subterráneas, de Alta Tensión a 34 kV, destinadas a conectar las turbinas eólicas con las subestaciones intermedias; dos líneas eléctricas de enlace, subterráneas, de Alta Tensión a 132 kV, destinadas a transportar la energía desde las dos subestaciones intermedias del parque a la subestación de evacuación, con longitudes de 21 y 7,8 kilómetros; línea eléctrica aérea de Alta Tensión (LAAT) de 400 kV destinada al transporte de la energía eléctrica producida desde la subestación de salida del parque hasta la subestación de REE, situada en la localidad de Minglanilla, se tenderá sobre 163 apoyos de acero de tipo celosía y abarcará una longitud de 48,44 kilómetros aproximadamente; dos subestaciones intermedias de 34/132 kV; una subestación de salida de 132/400 kV.

Está previsto el acceso al parque por seis puntos (cuatro de ellos se situarán en la N-III y otros dos en la comarcal CUV-8307) coincidentes con caminos existentes con el fin de evitar la construcción de vías nuevas. Los caminos de acceso tendrán un ancho medio de 5 metros, aumentando hasta 7 metros en las curvas. El acceso hasta las posiciones de los aerogeneradores desde los puntos de acceso al recinto constará de una red de caminos de 91,50 kilómetros aproximadamente, de zahorra artificial y tierra compactada de 6 metros de anchura útil más 2 metros a cada lado suficientes para la circulación de cualquier tipo de maquinaria necesaria para el alzamiento de los aerogeneradores, así como para la construcción de las subestaciones. De esta longitud de caminos, aproximadamente el 57 % serán existentes y el resto de nueva construcción.

Las plataformas de montaje estarán compuestas de una capa de terreno compactado, cubierto por zahorra artificial, muy similar a la obra utilizada para los caminos de acceso, aunque con mayor refuerzo para el apoyo continuado de máquinas. Dichas plataformas se encontrarán contiguas a los caminos de acceso, y colindantes a la superficie destinada a la cimentación de las torres. Para las posiciones iniciales y finales de cada establecimiento se ha incrementado la superficie para hacer posible el montaje y desmontaje de la grúa principal, con un área adicional de 5 x 50 metros. También están planificados tres recintos de 30 x 40 metros aproximadamente para la construcción de las subestaciones eléctricas.

La ubicación de préstamos, vertederos, parques de maquinaria e instalaciones auxiliares se corresponden con antiguas canteras o préstamo de las obras de la autovía, restauradas o en fase de restauración, las cuales podrían aportar material, así como funcionar como vertedero de inertes. Se ha propuesto la cantera restaurada en Honrubia, en Cañada Juncosa, en Tébar y en El Picazo.

Se han tomado en consideración varias alternativas en el EIA, según las consultas previas remitidas, tanto para la construcción del parque eólico como para la línea eléctrica de evacuación. Para la elección de la alternativa más adecuada, el promotor ha utilizado los trabajos de planificación eólica realizados por la Administración de Castilla La Mancha (PRECAM) con objeto de estudiar el rendimiento del recurso eólico de la Comunidad Autónoma con delimitación de zonas preferentes no excluyentes, utilizando para ello un sistema de multicriterio. Una vez valoradas las distintas alternativas por el promotor, finalmente se ha seleccionado la alternativa 3 para el parque eólico (implantación de 100 aerogeneradores eólicos en los términos municipales de Atalaya del Cañavate, Cañada Juncosa, Honrubia y Tébar) y la alternativa 2 para la línea eléctrica de evacuación (trazado fuera de la ocupación de la zona LIC Hoces de Alarcón, con una longitud de 48,47 kilómetros, apoyado en el recorrido de la autovía A3, ocupando nueve municipios de la provincia de Cuenca: Tébar, Pozorrubielos de la Mancha, El Picazo, Villanueva de la Jara, El Peral, Iniesta, Graja de Iniesta y Minglanilla).

Las infraestructuras del proyecto dentro de la poligonal eólica se sitúan dentro de las demarcaciones hidrográficas del Guadiana y del Júcar, mientras que el trazado de la línea eléctrica de evacuación de 400 kV se sitúa en su totalidad sobre terrenos de la cuenca del Júcar. En el ámbito de la cuenca del Guadiana afectado por el proyecto, la red hidrológica superficial está representada por cauces superficiales de tipo estacional, mientras que en el ámbito de la cuenca del Júcar está representada por los ríos Júcar y Valdemembra y por los barrancos Encina y Hoz y Cañada Romera, que en este caso son cruzados por el trazado de la línea eléctrica de 400 kV. La hidrología subterránea está representada por dos masas de agua subterránea: Rus-Valdelobos (perteneciente a la cuenca del Guadiana), y masa de agua Mancha Oriental, de la cuenca del Júcar.

El entorno de la planta eólica presenta un desnivel de 385 metros (con pendientes entre 0 y 7 %, predominando los rangos de 0-3 %) y una altitud media de 827 m.s.n.m⁴⁴. Orográficamente, esta zona se corresponde con la presencia de la denominada Plataforma de Tébar, plataforma estructural mesozoica consistente en una superficie calizo-dolomítica que conforma una llanura elevada sobre el terreno circundante, a una altura media de 860 metros descendente hacia el valle del río Córcoles hacia el oeste. El trazado de LAAT 400 kV cuenta con un desnivel de 490 metros (sus mayores valores de pendiente se dan en torno a los valles de los cauces fluviales existentes, llegando a alcanzar el 12 % en las áreas al inicio y final del trazado y hasta un 6 % a lo largo de su recorrido, pero en general las pendientes se mantienen por debajo del 3 %) y una altitud media de 797 m.s.n.m. Por tanto, son áreas llanas o con morfologías suavemente onduladas, con zonas puntuales donde la pendiente es más fuerte.

⁴⁴ Metros sobre el nivel del mar.

El proyecto se encuentra enmarcado dentro de un gran conjunto paisajístico denominado Campiñas de la Meseta Sur Manchega, concretamente en el sector paisajístico de las Campiñas de Honrubia – Tébar y, en menor medida, dentro del conjunto paisajístico Llanos de la Meseta Meridional y sus bordes, en concreto dentro del sector de La Manchuela, donde también se localiza la LAAT de 400 kV de evacuación proyectada. El EIA determinó una valoración global de la calidad y fragilidad paisajística baja.

La vegetación potencial está dominada por encinares y quejigares ibéricos. Además, se dan cultivos agrícolas de secano característicos de la Mancha como es el cereal y la vid. También hay extensas áreas repobladas con pino carrasco o piñonero.

La mayor parte de los aerogeneradores ubicados en el término municipal de Honrubia se encuentran muy cercanos al embalse de Alarcón, que constituye uno de los principales humedales de la provincia y destaca como zona de alimentación y posada de numerosas poblaciones de aves acuáticas, especialmente para grullas, así como la avoceta, el aguilucho lagunero y el águila pescadora en paso migratorio.

Otro aspecto importante es la colonia existente al Noreste de los aerogeneradores en la zona de Honrubia de especies esteparias catalogadas como vulnerables, destacando el cernícalo primilla. Y en las posiciones más al Este del término de Honrubia, donde el paisaje agrario es más uniforme, intercalando cultivos y manchas de monte mediterráneo, destacan especies como el ratonero común, águila calzada o azor.

En el término municipal de Tébar, en la zona más cercana al LIC Hoces de Alarcón, existen importantes poblaciones de rapaces rupícolas amenazadas, como águila perdicera y el águila real o el halcón peregrino.

En el área afectada por el proyecto se localiza una porción de la IBA⁴⁵ San Clemente-Villarobledo (muy importante para las poblaciones de aves esteparias como el cernícalo primilla, la avutarda común, el sisón común, etc.), al sur de la planta eólica, así como un tramo de unos 225 metros al final del trazado de la línea de evacuación de 400 kV sobre una porción del límite de la IBA Hoces del Gabriel y del Júcar (con importante presencia de rapaces de montaña, destacando el águila azor perdicera, la culebrera europea, el águila real o el halcón peregrino).

No se han localizado espacios naturales protegidos ni figuras pertenecientes a la Red Natura 2000 coincidentes con el proyecto, siendo los más cercanos el LIC Hoces de Alarcón (a unos 1.000 metros al sureste de la poligonal eólica y al norte de la parte inicial del trazado de la LAAT 400 kV), la ZEPA San Clemente (a más de 6 kilómetros al suroeste de la poligonal eólica y LIC y

⁴⁵ Important Bird Area: Área de importancia para las aves.

ZEPA Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya (situado a una distancia media de 2 kilómetros del final de la LAAT 400 kV en la ST Minglanilla).

Respecto a las vías pecuarias, la línea eléctrica principal de evacuación a 400 kV atraviesa en el término de El Picazo la cañada real de Andalucía, de 75,22 metros de anchura legal, en El Peral la colada de los Arrieros de 20,89 metros de anchura, y en Minglanilla la cañada real de los Serranos, de 75,22 metros de anchura.

Con fecha 31 de octubre de 2013, se estableció un periodo de consultas a instituciones y administraciones previsiblemente afectadas por la ejecución del proyecto, para determinar el alcance del EIA y señalar las implicaciones ambientales del proyecto. La comunicación de la amplitud y detalle del estudio, así como el resultado de las contestaciones a las consultas del proyecto, se remitió al promotor con fecha 5 de febrero de 2014, incluyendo una copia de las contestaciones recibidas y los aspectos más relevantes que debería incluir el EIA.

Con fecha 28 de noviembre de 2014, la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca realizó los trámites de consulta a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero. En la misma fecha se sometió el proyecto al trámite de información pública mediante anuncios en el «Boletín Oficial del Estado» («BOE»), nº 288, y en el «Boletín Oficial de la Provincia de Cuenca». No se recibieron alegaciones.

Con fecha 19 de junio de 2015 tuvo entrada en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural el expediente (información pública, EIA e informes de las administraciones públicas y personas interesadas consultadas que han emitido respuesta durante ese período), en el que se comprobó que no se habían realizado consultas a todas las Administraciones públicas afectadas y personas interesadas en cumplimiento del artículo 9.3 del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, por lo que con fecha 7 de julio de 2015 se requirió al órgano sustantivo para que consultara a los organismos afectados y no consultados.

Durante el proceso de participación pública se han recibido alegaciones de carácter ambiental de los organismos afectados, que definitivamente han sido solventadas por el promotor y dichos organismos han emitido finalmente informe favorable. Tal es el caso del Ayuntamiento de Tébar que manifestó en un principio la conformidad a la autorización de las instalaciones solicitadas, pero posteriormente emitió una alegación en la que expuso las cuestiones por las que consideraba inviable la implantación del proyecto en el municipio, como eran las discrepancias en la evaluación de alternativas a la ubicación de los aerogeneradores pues consideraba que había una excesiva ocupación del territorio del municipio, la incompatibilidad con el futuro Plan de Ordenación Municipal (POM) puesto que la instalación de tres aerogeneradores no era

compatible con la normativa que se estaba redactando y la afección sobre el patrimonio ya que según la Carta Arqueológica de Tébar en el área afectada por el proyecto existen numerosos elementos catalogados. El promotor informó que los aerogeneradores proyectados más cercanos al municipio de Tébar guardaban una distancia superior a los aerogeneradores existentes de otros parques eólicos, adjuntando plano de localizaciones explicativo y, tras este informe, el Ayuntamiento de Tébar trasladó nueva contestación al órgano sustantivo indicando la conformidad de la ubicación propuesta de los aerogeneradores. El resto de ayuntamientos afectados (Minglanilla, Pozorrubielos, Atalaya del Cañavate, Ayuntamiento de Cañada Juncosa, Ayuntamiento de Castillejo de Iniesta, Ayuntamiento de El Peral, Ayuntamiento de Graja de Iniesta, Ayuntamiento de Iniesta, Ayuntamiento de Honrubia) manifestaron la conformidad a la autorización de las instalaciones autorizadas, si bien Minglanilla y Pozorrubielos la condicionaron al cumplimiento de la normativa urbanística, condición que el promotor aceptó.

La Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha condicionó la autorización de las instalaciones solicitadas al cumplimiento de diferentes requisitos que afectaban a ruido, paisaje, avifauna protegida y vegetación natural, exigiendo la desviación del trazado de la línea eléctrica de evacuación de 400 kV y el cambio de ubicación para 20 aerogeneradores, así como la colocación de las medidas correctoras anti-electrocución y anti-colisión que recoge 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. También hizo requerimientos en relación a balances de tierras, préstamos y vertederos, así como al trazado de los caminos de acceso y consideraba necesario ajustar y modificar las medidas compensatorias descritas en el EIA e incluir las medidas propuestas por el entonces denominado Servicio de Montes y Espacios Naturales de Cuenca. El promotor presentó una nueva alternativa técnicamente viable (adenda al EIA) con fecha agosto de 2015, en la que se modificó la posición de los 20 aerogeneradores informados desfavorablemente por la Consejería al EIA y las posiciones de otras alineaciones admitidas, siguiendo los criterios ambientales marcados en el EIA, en particular aumentando la distancia a poblaciones gracias a las nuevas ubicaciones. También se hicieron los cambios pertinentes en la línea de evacuación final para evitar la afección a las formaciones de arboledas de del término de Minglanilla y se aceptaron las medidas compensatorias propuestas. Por ello, la Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla-La Mancha de la Consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural informó favorablemente sobre los cambios descritos en relación a las nuevas ubicaciones de los aerogeneradores y variaciones en la línea de 400 kV y recordó que quedaban por solventar ciertos condicionantes considerados de especial relevancia, como son: completar el estudio de ruido y paisaje y un nuevo análisis sobre el balance de tierras y el requerimiento de préstamos y vertederos. También incluyó limitantes genéricos en cuanto al nuevo replanteo de la red de caminos, zanjas y plataformas así como instalaciones auxiliares, y la necesidad de que éstos minimicen su grado de ocupación de suelo y reduzcan la afección a vegetación natural, e informó que

las medidas compensatorias serán ejecutadas en el plazo máximo de tres años desde la puesta en funcionamiento del parque eólico, y que deberán realizarse en coordinación con el Servicio competente de esa Consejería, que además deberá dar el visto bueno al proyecto de detalle de dichas medidas.

Con fecha 10 de diciembre de 2015 tuvo entrada en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural la documentación final, procedente de la DGPEM del entonces MINETUR. Con fecha 21 de diciembre de 2015, solicitó al promotor información complementaria sobre una serie de aspectos del EIA relativos a ruido, paisaje y movimiento de tierras. Con fecha 4 de enero de 2016 y 29 de julio de 2016 el promotor presentó la documentación complementaria solicitada, quedando solventados los aspectos requeridos respecto a ruido y balance de tierras y el impacto paisajístico del proyecto rebajado de severo a moderado.

La DIA es favorable a la realización del proyecto de la instalación siempre y cuando se ejecute dentro de las alternativas y condiciones establecidas en la misma, que suponen el cumplimiento de todas las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante todo el proceso de evaluación de impacto ambiental, que deberán estar definidas y presupuestadas a escala de proyecto, así como las siguientes condiciones de protección ambiental específica:

1. Atmósfera. Durante la fase de construcción la alteración de la atmósfera será producida por la emisión de polvo y partículas en suspensión, con un diámetro comprendido entre 1 y 1000 μm . Según el promotor, las emisiones de polvo que puedan producirse en las obras del parque eólico se prevé que no provocarán molestias significativas directas sobre los núcleos poblacionales cercanos, dadas las distancias a los mismos tenidas en cuenta en la fase de diseño del proyecto. Tendrá también importancia la deposición de polvo y partículas sobre el material vegetal, especialmente sobre las masas de vegetación cercanas a las instalaciones y de forma más patente sobre el personal que se encuentre trabajando en la construcción del parque. Otro de los impactos relacionados con la calidad atmosférica es la emisión de contaminantes, en concreto de gases derivados de la maquinaria y vehículos, principalmente NO_x , CO , hidrocarburos y SO_x , aunque se estima poco importante a nivel local y muy limitada con la puesta a punto de los vehículos. Entre las medidas de protección incluidas por el promotor, se encuentra humedecer previamente las zonas afectadas por los movimientos de tierra, mediante el riego de caminos de salida o entrada de vehículos en la obra, zonas de instalaciones y parques de maquinaria, realizando una planificación adecuada de la gestión del agua necesaria para estas tareas. Además, los vehículos irán provistos de lonas o cerramientos retráctiles en la caja o volquete para evitar derrames o voladuras, en trayectos de más de 1 kilómetro y en zonas donde exista vegetación susceptible de ser afectada.

En cuanto al ruido, el EIA refleja las condiciones de ruido ambiental en la situación preoperacional previa a la puesta en funcionamiento de la zona eólica

propuesta, para predecir el impacto acústico que el funcionamiento de la misma producirá en el medio. Para elaborar el mapa de ruido en situación preoperacional se han realizado distintas mediciones en las áreas de proyecto y su entorno, utilizando el método de medida directa mediante sonómetro, y obteniendo el nivel sonoro equivalente. Según los resultados, el promotor concluye que el ruido provocado por los aerogeneradores, así como la suma logarítmica de los mismos, no producirá nuevos impactos acústicos en poblaciones próximas, más allá de las ya provocadas por la presencia de vías de comunicación circundantes, ya que los niveles calculados inicialmente superaban los 65 dB (A), es decir, se parte de un ambiente ya ruidoso. Como medidas de protección en la fase de construcción el promotor indica que la circulación de camiones y maquinaria entrando o saliendo de la obra será inferior a los 30 km/h, siempre que se circulen por pistas de tierra, y se colocarán silenciadores en los escapes de los vehículos, para minimizar la generación de ruido. Durante el funcionamiento del parque eólico, se realizarán mediciones periódicas de ruido, comprobando que no se sobrepasan los umbrales marcados por la legislación vigente.

2. Suelo. Durante la fase de construcción, el promotor identifica como impactos producidos sobre el suelo la ocupación y compactación, la contaminación del suelo y subsuelo, la alteración de la geomorfología del terreno y erosión y pérdida de suelo fértil. El EIA cuantifica en más de 197 hectáreas la ocupación total estimada de infraestructuras del proyecto, de las cuales 146 hectáreas son temporales (un 75 %), mientras que 51 hectáreas supondrán una ocupación permanente durante toda la vida útil del proyecto (25 %). Las superficies consideradas de ocupación temporal serán aquellas que podrán ser restauradas una vez finalizadas las obras e integradas en el medio, incorporadas así al Plan de Restauración propuesto en EIA. También se incluyen en este grupo las áreas que, aunque alojen infraestructuras del proyecto o sean necesarias para el mantenimiento, como son las zanjas de cableado y las plataformas de aerogeneradores, su restauración y uso posterior es posible. En todo caso, los efectos de ocupación y compactación de las acciones consideradas han resultado de calificación moderada, considerándose la mayor puntuación para las compactaciones persistentes.

En cuanto a la posibilidad de contaminación del suelo debido a la presencia de maquinaria, supone un impacto común en muchas fases de construcción, por el riesgo inherente de vertidos accidentales, principalmente aceites. Las afecciones derivadas de estos vertidos accidentales podrán ser controladas mediante la aplicación de las pautas establecidas en el Programa de Vigilancia Ambiental. Según el promotor, supone un impacto moderado.

La alteración de la geomorfología del terreno se producirá por la construcción de caminos, plataformas de montaje y, en general, por los movimientos de tierra necesarios para la construcción de infraestructuras del proyecto, que supondrán una modificación del relieve natural del terreno. Las mayores afecciones en este sentido pueden producirse en el entorno de los cruzamientos con los cauces fluviales del trazado de la línea eléctrica de Alta

Tensión (400 kV), dado que son las zonas con mayores pendientes en un rango ente el 8 y el 15 %, que pueden derivar en procesos erosivos. La valoración de este impacto es de moderado (se trata de efectos recuperables con la implementación de medidas correctoras). No existen elementos geomorfológicos de protección especial ni Puntos de Interés Geológicos inventariados en el ámbito de actuación, por lo que no se prevén afecciones sobre los mismos.

El promotor ha previsto un volumen de desmonte superior al de terraplén, por lo que se generará un excedente de material en el balance de movimiento de tierras. Se hace necesario contar con varios puntos de almacenamiento temporal y definitivo de los materiales, por lo que en el EIA se incluye un estudio de los vertederos existentes o en fase de restauración en los que poder almacenar estos volúmenes.

En la fase de funcionamiento, el EIA valora los impactos sobre el suelo por compactación derivada de las tareas de mantenimiento fuera de las áreas previstas (viales, fuera de los recintos de las subestaciones, entorno a apoyos de LAAT 400 kV, etc.). También se considera, al igual que en la fase anterior, la posible contaminación del suelo derivada de vertidos accidentales procedentes de las tareas de mantenimiento. En ambos casos, la valoración es de compatibles.

Entre las medidas de protección indicadas por el promotor, se encuentran las siguientes:

- Se almacenarán los aceites usados en depósitos herméticos, instalados sobre suelo impermeable y a cubierto, en áreas habilitadas a tal efecto, y entregados a gestores de residuos autorizado.
- En caso de incidencias, como derrames accidentales, se restaurará el suelo afectado, extrayendo la parte de suelo contaminado, que será recogido y transportado por gestor autorizado para su posterior tratamiento. Se dispondrá en obra de sacos de sepiolita, absorbente vegetal ignífugo o similar, para el control y recogida de posibles derrames de aceite.
- El promotor se inscribirá en el registro de productores de residuos peligrosos, atendiendo a las obligaciones a las que están sujetos, y cumplir con la normativa vigente en materia de residuos.
- Los materiales procedentes de las excavaciones, tierras y escombros serán reutilizados o depositados en vertederos de inertes autorizados. Los préstamos se realizarán a partir de canteras y zonas de préstamo próximos a la zona de ubicación del proyecto provistas de la correspondiente autorización administrativa.
- Se aprovecharán al máximo los suelos fértiles extraídos en tareas de desbroce y serán trasladados posteriormente a zonas potencialmente mejorables (plataformas, zanjas, ...). Dichas tareas de traslado se realizarán sin alterar los horizontes del suelo, con el fin de no modificar la estructura del

mismo, y el almacenaje de las capas fértiles se realizará de forma adecuada según lo indicado en el EIA.

- En la realización de las zanjas necesarias para la conexión de líneas subterráneas, se procederá de inmediato a la instalación del tramo de línea y relleno de la zanja.
- Las hormigoneras utilizadas en obra serán lavadas en sus plantas de origen, nunca en el área de construcción del parque. No obstante, si esta premisa no fuera posible, en el EIA se indica la forma de proceder.
- Se utilizará el mayor número de caminos y viales existentes para acceder a las diferentes infraestructuras del proyecto. En caso necesario, se realizarán pequeñas obras de drenaje superficial (cunetas, caños, etc.) para evitar la aparición de regueros o cárcavas.

3. Medio hídrico. En el EIA el promotor identifica potenciales afecciones sobre este medio únicamente durante la fase de construcción. El principal impacto será el producido por la posible contaminación de aguas superficiales y subterráneas, motivado por el arrastre accidental de material derivado de los movimientos de tierras hacia los cauces y por el riesgo de vertidos accidentales, principalmente de aceites por la maquinaria presente en todas las acciones de esta fase. También se puede producir alteración hidromorfológica de los cauces por el cruce de líneas eléctricas sobre dominio público hidráulico, así como los cruces de las canalizaciones bajo cauce.

Como medidas protectoras, el promotor indica que las establecidas para la protección del suelo, geología y geomorfología evitarán y corregirán a su vez posibles afecciones sobre la hidrología. El EIA incluye varias medidas, muchas de ellas destinadas a cumplir la normativa vigente en materia de aguas (Reglamento de Dominio Público Hidráulico). Se pueden destacar las siguientes:

- Se comprobará que los efluentes de los sanitarios del personal de obra se gestionan adecuadamente, mediante la instalación de un wc químico, o a través de acuerdos con casas agrícolas existentes en las inmediaciones.
- Salvo que se autorice por la Confederación Hidrográfica correspondiente, queda prohibido el vertido directo o indirecto de aguas y de productos residuales susceptibles de contaminar las aguas continentales o cualquier otro elemento del dominio público hidráulico. En caso necesario y tras la correspondiente autorización de ése organismo, se dispondrán de elementos de balizamiento y señalización de cauces y de prohibición del depósito de residuos y vertidos.
- Durante la ejecución de la obra, en los puntos donde exista riesgo de afección al dominio público hidráulico, se instalarán las oportunas barreras de retención de sedimentos, balsas de decantación, zanjas de infiltración u otros dispositivos análogos con objeto de evitar arrastre de tierras.
- Queda prohibido dentro del dominio público hidráulico, la construcción, montaje o ubicación de instalaciones destinadas a albergar personas,

aunque sea con carácter provisional o temporal, en aplicación de la normativa vigente.

- Los acopios temporales se ubicarán fuera de las zonas de influencia directa de arroyos y vaguadas, en las zonas de menor valor ecológico.
- Todas las instalaciones proyectadas se situarán fuera de la zona de servidumbre de los cauces.
- En cuanto a los cruces de líneas eléctricas sobre el dominio hidráulico, el promotor los tramitará ante el correspondiente organismo de cuenca, conforme a lo establecido por la normativa vigente en materia de aguas.
- Los cruces de canalizaciones bajo cauce deberán ser tramitados por el promotor ante el organismo de cuenca competente, teniendo en cuenta los criterios indicados por la Confederación Hidrográfica del Guadiana, e incluidos en el EIA.
- Se garantizará el mantenimiento de la red fluvial actual, minimizando las alteraciones de caudal durante la ejecución de las obras y sin que se produzca variación entre el régimen de caudales anterior y posterior a la ejecución.
- Los ríos y arroyos funcionan como corredores ecológicos y de biodiversidad, por lo que siempre se respetará su continuidad, tanto lateral como longitudinal. Por ello, se evitarán la rectificación y canalización de cauces de cualquier orden, la utilización de terraplenes con drenaje transversal para resolver cruzamientos con cursos de agua, la concentración del drenaje de varios cursos no permanentes de agua a través de una sola estructura y la instalación de apoyos u otras obras de paso a menos de 10 metros de las márgenes.
- Se solicitarán al organismo de cuenca correspondiente las concesiones administrativas de agua necesarias.
- Se dispondrá de agua embotellada para consumo personal. Para los casos en que fuera necesaria para la aplicación de riegos como medida correctora de las emisiones de polvo, se procederá a la contratación de una empresa especializada de transporte y suministro de agua.

4. Vegetación y hábitats. El EIA incluye un inventario de vegetación, centrado en las áreas con vegetación natural de las zonas afectadas por acciones directas del proyecto, fundamentalmente en aquéllas que se verán ocupadas por infraestructuras del parque eólico. Se concluye que la zona de estudio presenta las características generales de un medio natural con alta intervención humana. Las zonas más llanas y con mejores características edáficas están ocupadas por cultivos de secano, principalmente herbáceos, entre ellos el girasol, pero también leñosos, como el almendro, viñedo y olivar. Las formaciones vegetales que caracterizan el ámbito de estudio son encinares y pinares de carrasco y piñonero, así como matorral mediterráneo. Aun así, la unidad más representativa en extensión del área de estudio es la zona agrícola. El resultado de la valoración que hace el promotor a estas unidades de vegetación en el ámbito del proyecto es de medio.

Dado que en la valoración de impactos realizada para el anteproyecto de parque eólico y línea eléctrica de evacuación se ha obtenido que los impactos más relevantes se relacionan con el paisaje, la avifauna y la vegetación, y tomando como referencia las recomendaciones emitidas por la Administración en el documento de alcance, así como las modificaciones propuestas por la Consejería de Agricultura en el informe de consultas del EIA, el promotor asume la realización de distintas medidas compensatorias relativas a la vegetación:

- Redacción de un proyecto específico para actuaciones de diversificación y mejora del paisaje forestal, mediante la creación de nuevos lindero y setos y la potenciación de los ya existentes, fuera del área del parque eólico, preferentemente en el LIC «Hoces de Alarcón» o su entorno inmediato.
- Redacción de un proyecto para la realización de tratamientos selvícolas o infraestructuras contra incendios forestales, con preferencia por su ejecución en terrenos de titularidad pública.

Ambos proyectos estarán incluidos en el proyecto de ejecución, y deberán realizarse en coordinación y contando con la conformidad de la Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla La Mancha y la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural en Cuenca.

5. Fauna. Los principales impactos generados por un parque eólico en funcionamiento son los provocados a las aves y los murciélagos, y pueden resumirse en:

- a) *Colisiones*: cuando las aves o murciélagos no consiguen esquivar los aerogeneradores o líneas eléctricas de evacuación, siendo causa de mortalidad directa, así como de lesiones debido a la turbulencia que generan los rotores.
- b) *Molestias y desplazamiento*: puede llevar a que las aves eviten las zonas donde está emplazado el parque eólico, viéndose obligadas a desplazarse a otros hábitats. El problema surge cuando estas áreas alternativas no tienen la suficiente extensión o se encuentran demasiado lejos, en cuyo caso el éxito reproductivo y supervivencia de la especie puede llegar a disminuir.
- c) *Efecto barrera*: los parques eólicos suponen una obstrucción al movimiento de las aves, ya sea en las rutas de migración o entre las áreas que utilizan para la alimentación y descanso. Este efecto barrera puede tener consecuencias fatales para el éxito reproductor y supervivencia de la especie ya que las aves, al intentar esquivar los parques eólicos, sufren un mayor gasto energético que puede llevar a debilitarlas.
- d) *Destrucción del hábitat*: la ocupación de zonas de terreno por los parques eólicos supone que dichas áreas ya no estén disponibles para las aves, o que sufran una degradación importante en sus valores naturales y sistémicos.

La Consejería de Agricultura de Castilla-La Mancha indicó en el trámite de consultas e información pública que la actuación afectaría a áreas de reproducción, campeo, alimentación, así como a las rutas migratorias y desplazamientos diarios de multitud de especies de avifauna amenazada, incluidas en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas, entre las que destacan tanto rapaces forestales y rupícolas como especies acuáticas y esteparias. Además, la mayor parte de los aerogeneradores ubicados en el término municipal de Honrubia, se encuentran muy cercanos al embalse de Alarcón (que constituye uno de los principales humedales de la provincia).

El promotor presentó nueva documentación con una nueva ubicación de los aerogeneradores y apoyos de la línea eléctrica que minimizaba, entre otros, los impactos a la fauna, que fue informada favorablemente.

Durante la fase de funcionamiento, la presencia de aerogeneradores podría generar un efecto barrera para el desplazamiento de la fauna. La ocupación espacial del parque eólico podría suponer pérdida de hábitat de nidificación, campeo y alimentación para las especies de mayor tamaño presentes en la zona, como la avutarda y el sisón. Se podrían producir molestias por contaminación lumínica, así como por el ruido producido por la circulación de vehículos y presencia de personas durante las operaciones de mantenimiento del parque eólico. El impacto más grave, calificado como severo, es la mortalidad de las especies de fauna, fundamentalmente por las colisiones contra los aerogeneradores, así como con el tendido de la línea eléctrica aérea de evacuación.

Como medidas preventivas, entre otras, el promotor elaborará un calendario de ejecución de obra que se ajustará a los hábitos de la fauna, para evitar alteraciones a las especies, y en el que no se incluirán los meses que puedan afectar a las fases críticas del desarrollo de las especies de aves amenazadas del entorno (época de reproducción y cría). También instalará elementos de señalización que adviertan de la presencia de determinadas especies en el entorno de la obra y se hará cargo de su mantenimiento durante la vida útil del parque eólico.

En la fase de funcionamiento, el promotor incluye varias medidas de protección, entre las que se encuentran las siguientes:

- En caso de producirse cualquier incidente de las aves del entorno con el proyecto (colisión, intento de nidificación, etc.), el promotor lo pondrá en conocimiento del órgano ambiental competente de forma inmediata, a fin de poder determinar en su caso las medidas complementarias necesarias.
- Se aplicarán las medidas correctoras anti-electrocución de aves en toda la línea aérea, establecidas en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en líneas eléctricas aéreas de alta tensión. Se aplicarán las condiciones técnicas generales establecidas en el Decreto

5/1999, de 2 de febrero, por el que se establecen normas para instalaciones aéreas en alta tensión y líneas aéreas en baja tensión con fines de protección de la avifauna.

- Como medida correctora anti-colisión de aves serán de aplicación, en toda la línea aérea, las medidas adicionales establecidas en el artículo 5.2.b del Decreto 5/1999, así como lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2008 en lo referente a la instalación de salvapájaros o señalizadores visuales en los cables.
- El modelo de señalizador visual a utilizar deberá ser adecuado a las características de la línea y a las características climatológicas de la zona. Deberán estar certificados respecto al tiempo de duración por el fabricante, y reemplazarse una vez transcurrido dicho plazo. En el caso de no estar certificados, se reemplazarán transcurridos 10 años desde su instalación.
- En el EIA el promotor incluye como medida compensatoria la instalación de tres dispositivos disuasorios de aves, que se instalarían en los extremos de las alineaciones más próximas al LIC «Hoces de Alarcón».

Las medidas compensatorias relativas a la fauna propuestas por el promotor en su EIA, modificadas por la entonces Consejería de Agricultura en su informe y aceptadas por el promotor en su Adenda al EIA, de agosto de 2015, que serán ejecutadas en el plazo máximo de tres años desde la puesta en funcionamiento del parque eólico y deberán incluirse en el proyecto de ejecución, son las siguientes:

- Creación de majanos para lepóridos fuera del parque eólico, preferentemente en el LIC «Hoces de Alarcón» o su entorno inmediato.
- Marcaje para seguimiento desde satélite de dos individuos de águila perdicera con seguimiento durante un mínimo de tres años, de cara a avanzar en el comportamiento y uso del territorio de esta rapaz.
- Corrección de un total de 50 apoyos peligrosos para la avifauna en líneas eléctricas del entorno del parque eólico. La definición de esta medida se realizará en coordinación con la Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla La Mancha.
- Adquisición de cosecha para su no recolección o retraso de la misma, como compensación sobre la población de aves esteparias, cuyo hábitat es atravesado por la línea de evacuación. La cantidad mínima de cosecha a comprar será la necesaria para un mínimo de 15 nidos de aguilucho cenizo al año durante un mínimo de 3 años (total de 45 nidos).

6. Red Natura 2000. Dentro del EIA se propuso una solución técnica que evitase la ocupación directa del LIC «Hoces de Alarcón», tal y como estaba planteado en el documento inicial del proyecto, y sitúa el último apoyo en la línea de evacuación a más de dos kilómetros del LIC-ZEPA «Hoces del Cabriel», correspondiente este punto al entronque final de la línea con la Subestación de Minglanilla. En la Adenda al EIA agosto de 2015), aportada por el promotor, se reubicaron de nuevo 20 aerogeneradores y posiciones de

aquellos apoyos de la línea eléctrica que afectaban a valores naturales. Por tanto, las instalaciones del parque eólico y de la línea eléctrica de evacuación se realizarán fuera de las áreas de la Red Natura 2000, por lo que no se ha previsto una afección dentro de áreas de la Red Natura 2000.

7. Paisaje. Durante la fase de construcción del parque eólico, el paisaje de la zona se verá afectado por distintas causas, entre las que destacan: los movimientos de tierra realizados antes del perfilado y rematado final, los desbroces, la presencia de maquinaria, la apertura de zanjas, acopios de materiales.

En la fase de explotación, el análisis del paisaje en el EIA define las cuencas visuales (superficies desde la que un punto es visible) a partir del Modelo Digital de Elevaciones (MDE) desde el que se puede obtener información sobre la morfología del territorio circundante al punto de búsqueda. Respecto al territorio analizado, tomando una cuenca visual de 15 kilómetros, el promotor concluye que el parque será visto desde un 72% del territorio, y califica el impacto en esta fase de severo, con una valoración de 50 puntos, el segundo más grave después del impacto sobre la fauna.

La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAGRAMA solicitó al promotor que complete el EIA incluyendo los estudios y proponiendo las medidas preventivas, correctoras y/o compensatorias que considere adecuadas, con el objeto de atenuar la calificación del impacto paisajístico. El 29 de julio de 2016 presentó respuesta el promotor de la forma siguiente:

- Realiza un estudio de las distancias promedios de los aerogeneradores a los núcleos urbanos, tanto a nivel nacional como en otros países, siendo la distancia promedio con respecto a núcleos urbanos en España de algo más de 500 metros, mientras que la normativa internacional indica que en ningún caso la distancia mínima recomendada es superior a 1 kilómetro, siendo los países más restrictivos Dinamarca (la distancia recomendada es de 4 veces la altura total del aerogenerador) y Alemania (establece 1.000 metros). Por ello concluye que los aerogeneradores de GECAMA cumplen con las distancias mínimas con respecto a núcleos urbanos que dicta la normativa internacional analizada (distancia a Honrubia: 1,159 kilómetros; distancia a Cañada Juncosa: 1,174 kilómetros; distancia a Atalaya del Cañavate: 1,815 kilómetros; distancia a Tébar: 2,106 kilómetros).
- El promotor aporta en su Adenda la denominada Re-evaluación del paisaje, en la que además de señalar el apoyo que han manifestado los cuatro ayuntamientos afectados por la instalación de aerogeneradores a la construcción del parque eólico, realiza un estudio de las visuales en el entorno de los cuatro núcleos de población afectados (de 15 kilómetros de radio dentro de la cuenca visual), determinando en cada localidad cuales de estos puntos de observación serán críticos para la visual de los aerogeneradores. Para cada uno de estos puntos críticos (nueve en total),

elaboró fotomontajes del estado actual, del estado con los aerogeneradores y por último con las medidas de integración del paisaje (pantallas vegetales). El promotor recuerda las acciones que se propusieron para la protección del paisaje, cuya finalidad era ayudar a la integración y/o mimetización de los elementos eólicos, entre las que se indicaron las siguientes:

- a) Las construcciones asociadas (centros de transformación, casetas prefabricadas, etc.), siempre que sea posible se armonizarán con el entorno inmediato, utilizando las características propias de la arquitectura y los acabados tradicionales de la zona, presentando todos sus paramentos exteriores y cubiertas totalmente terminadas, empleando las formas y materiales que menor impacto produzcan y utilizando los colores que en mayor grado favorezcan la integración paisajística.
 - b) Las áreas circundantes a caminos, plataformas de aerogeneradores, subestaciones y apoyos de la línea de evacuación deberán ser revegetados de la forma más adecuada de acuerdo a sus características.
 - c) Los aerogeneradores serán de color mate o blancos con el objeto de difuminarlos con la distancia. Los primeros metros de los aerogeneradores, cuando no corten la línea del horizonte, podrán pintarse con tonos similares a los presentes naturalmente en la zona circundante para integrarlos lo mejor posible en el terreno.
 - d) Se recomienda habilitar en la plataforma de cada aerogenerador un contenedor de residuos asimilables a urbanos.
 - e) Tras la finalización de las obras (así como tras el desmantelamiento una vez finalizada la vida útil del proyecto) deberán llevarse a cabo las medidas de restauración planteadas en el Plan de Restauración, incluido en los anejos del EIA.
 - f) Propone como medida correctora desarrollar pantallas vegetales en aquellas zonas que ayuden a integrar los aerogeneradores en el paisaje agrario. Se propone situar las pantallas vegetales dentro del Plano Visual Medio (de 1 a 3 kilómetros) de los nueve puntos críticos identificados, lo cual permitirá reducir la percepción de los aerogeneradores, que supondrían más de 12.500 metros de pantalla vegetal.
- En cuanto al estudio de valoración ciudadana del impacto visual sobre el parque eólico GECAMA, la Adenda incluye la metodología utilizada, mediante estudio de campo complementado con otros métodos como las fotografías y/o fotomontajes, creando una simulación con la que el observador consigue imaginar las futuras alteraciones y/o cambios en el paisaje. Son las opiniones y la percepción de los habitantes de los cuatro municipios afectados por los aerogeneradores las que han permitido medir y valorar demoscópicamente el impacto visual del parque eólico, así como conocer el grado de importancia o gravedad que perciben. Las conclusiones principales del estudio demoscópico han sido las siguientes:

- a) Los vecinos de los cuatro municipios afectados por el proyecto priorizan la energía eólica y la solar entre otras fuentes de energía.
- b) Valoran muy positivamente el impacto socioeconómico de los parques para los municipios y positivamente que sea compatible con otros usos del suelo.
- c) El impacto visual se considera bajo y, en todo caso, es asumido y aceptado por la casi totalidad de la población.
- d) La frecuencia de los que verían los parques varias veces al día es del 10% y, de éstos, la mayoría no lo considera negativo.
- e) Lo que más valoran del paisaje son las zonas de pinares, sabinas y encinares que hay, a los que los parques no afectan.
- f) No afecta a zonas que se consideren irrenunciables ante cualquier impacto visual.
- g) Los vecinos valoran el impacto visual como no-negativo e, incluso, positivo. Asumen la presencia visual de los aerogeneradores, los creen integrables en el paisaje y la percepción que de éste tienen, incluidas las medidas correctoras y esperan que rindan a los municipios beneficios económicos y de empleo.

Como conclusión final, aunque no existe una única metodología para analizar y realizar estudios del paisaje, son varias las publicaciones que dan a entender que cada proyecto evaluado es particular en sus condiciones naturales, en el desarrollo de su tecnología, y en su nivel de aceptación social. En este caso concreto la valoración del impacto se asemeja a la percepción de la población, por lo que tras analizar el elevado grado de aceptación de las nuevas visuales en los núcleos de población afectados por la construcción del parque eólico y la viabilidad de las medidas de integración de las visuales de los aerogeneradores en el paisaje, se ha reevaluado el impacto por la presencia del parque eólico, y se valora como una afección moderada. La Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla-La Mancha concluye en su informe que la afección paisajística ha sido evaluada con el suficiente grado de confianza requerido y esperable para un impacto de semejantes características, y coincide con el promotor en que, de las conclusiones de la percepción del impacto visual por las principales poblaciones afectadas, así como de la implementación de las pantallas vegetales sobre las visuales más conflictivas, el impacto paisajístico del proyecto queda rebajado de severo a moderado.

8. Patrimonio cultural. Mediante Resolución de 18 de marzo de 2016 la Dirección Provincial de la Consejería de Educación, Cultura y Deportes de Cuenca resuelve condicionar la realización de la obra civil del proyecto a ciertas actuaciones de carácter preventivo y medidas correctoras, que serán indicadas más adelante [‘condiciones y prescripciones al proyecto’].

9. Población/economía. El transporte de materiales y tránsito de maquinaria y vehículos asociados a la fase de construcción producirán un incremento del tráfico, que pueden provocar molestias sobre la población de las localidades

más cercanas, produciéndose este efecto sobre todo en carreteras a partir de las que se tiene acceso a las alineaciones proyectadas. Teniendo en cuenta que la zona de proyecto presenta una gran densidad de vías de comunicación, no se prevé que los efectos derivados de la construcción del proyecto sean significativos respecto de la situación actual. Otras molestias provocadas a la población podrán ser las debidas a movimientos de tierra, montajes de aerogeneradores, cimentaciones, etc., que conllevan incremento de partículas en suspensión, humos o ruidos producidos. Al tratarse de efectos temporales y considerados de baja intensidad dada la lejanía de los núcleos de población, en el EIA se clasifica finalmente como compatible.

Hay que destacar el impacto positivo producido por la construcción del proyecto que mejorará el desarrollo económico en la zona, debido a la generación de nuevos puestos de trabajo, así como la reactivación y desarrollo del sector terciario.

Durante la fase de funcionamiento, se producirán molestias por ruido (que ya ha sido valorado). Sin embargo, también conllevará efectos positivos sobre el desarrollo económico, derivado de las tareas de mantenimiento de la instalación en relación con la creación de nuevos empleos. A ello hay que sumar el beneficio económico durante el periodo de vida útil del parque eólico para los propietarios de los terrenos afectados y para los Ayuntamientos, en forma de tasas asociadas (licencias de obra, impuestos de actividad, etc.) que implican en el último término una mejora en los servicios de la población.

10.Territorio. En la fase de construcción y explotación se afectará a la propiedad debido a la implantación de las infraestructuras del proyecto en sus zonas de ocupación permanente. Para ello, se realizarán acuerdos con los propietarios afectados, debiendo además considerar la necesidad de establecer servidumbres de paso permanentes para el funcionamiento del proyecto.

11.Sinergias. En el análisis que hace el EIA de los efectos sinérgicos sobre el paisaje se tuvieron en consideración los 265 aerogeneradores que forman parte de los 5 parques eólicos analizados (Cerro Calderón, Muela I, Lomillas, Cerro del Palo y Cuesta Colorada), por ser los elementos que generan mayores afecciones en relación a la intrusión visual, no habiéndose incluido sus infraestructuras asociadas. Así, se analizaron las cuencas visuales obtenidas en 10 escenarios. Como conclusión del análisis, se consideró que existe una sinergia importante en lo referente a la incidencia visual entre el parque eólico GECAMA que se proyecta y los ya existentes, ya que según los cálculos realizados los parques son visibles desde gran parte del territorio y áreas consideradas de interés dentro de la superficie analizada, esto es, radio de 15 kilómetros. Posteriormente, en relación a las nuevas localizaciones presentadas, en la primera y segunda Adenda respuesta a la Información Pública, se realizó un análisis de las Zonas de Concentración Potencial de Observadores (ZCPO), impactos significativos de la alternativa elegida, estableciéndose que la visibilidad en el entorno del parque eólico es similar a la

recogida originalmente en el EIA. El número de aerogeneradores visibles desde cada uno de los cuatro núcleos de población afectados es el siguiente: Honrubia, 1.780 habitantes, 77 aerogeneradores; Tébar, 381 habitantes, 91 aerogeneradores; Cañada Juncosa, 306 habitantes, 97 aerogeneradores; Atalaya del Cañavate, 110 habitantes, 95 aerogeneradores).

No obstante, tal y como ya se ha indicado, los vecinos afectados por la instalación del parque eólico GECAMA valoran el impacto visual como no-negativo e, incluso, positivo. Asumen la presencia visual de los aerogeneradores y los creen integrables en el paisaje y la percepción que de éste tienen, incluidas las medidas correctoras.

12. Programa de Vigilancia Ambiental. El EIA contempla un Programa de Vigilancia Ambiental (PVA), con objeto de controlar y minimizar los impactos reales y posibles en el transcurso normal de las actividades, así como los que se pudiesen generar en situaciones de emergencia.

Durante la ejecución de las obras se ha de realizar un seguimiento semanal de las mismas para comprobar que todo se lleva a cabo tal y como establece el proyecto y que las medidas preventivas y correctoras propuestas para esta fase se están aplicando correctamente. Entre las actuaciones de seguimiento en esta fase se encuentran el control de las labores de despeje y desbroce de la vegetación, en coordinación con los agentes medioambientales de la zona, la supervisión de la correcta ejecución del Plan de Restauración, que ha de iniciarse tras la finalización de las obras; el control de áreas reales de reproducción o agregación de taxones vertebrados sensibles que entren dentro de los terrenos de actuación o en las áreas limítrofes y que pudieran verse afectados por la actividad derivada de esta fase del proyecto, etc.

Durante el funcionamiento del proyecto también se incluyen varias medidas de control en el EIA, como la verificación del balizamiento luminoso de los aerogeneradores conforme a la Guía de señalamiento e iluminación de turbinas y parques eólicos de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, control y medición de niveles acústicos, que deberán respetar los máximos exigidos en la normativa sobre ruido, control del desarrollo de las medidas ejecutadas en base al Plan de Restauración y de la consecución de sus objetivos, así como verificación del desmantelamiento de todas las infraestructuras auxiliares no necesarias para el funcionamiento del proyecto, y la restauración de los terrenos afectados por las mismas de acuerdo con el Plan de Restauración (cuyos objetivos son regenerar los terrenos afectados por las obras del parque eólico, prevenir y proteger las nuevas superficies contra la erosión y facilitar la integración paisajística de los terrenos afectados, así como compensar la pérdida de formaciones vegetales y reponer, en lo posible, aquellas más valiosas).

Una vez finalizada la vida útil del Parque Eólico, estimada en 25 años, deberán llevarse a cabo una serie de actuaciones de desmantelamiento de los elementos instalados, así como otras de restauración propiamente dicha. Las

actuaciones serán: el desmontaje y desmantelamiento de los aerogeneradores, la restauración de las superficies afectadas (camino, plataformas y zapatas), y el acondicionamiento en las líneas subterráneas (retirada de arquetas y su relleno).

Además, se establece dentro del Programa de Vigilancia Ambiental, un Plan de Seguimiento y Vigilancia específico para la avifauna y quirópteros, diseñado de acuerdo con lo establecido en el documento denominado «Metodología para el Seguimiento de la Mortalidad de Avifauna y quirópteros en parques eólicos», elaborado por la Consejería en materia de medio ambiente de Castilla-La Mancha. El seguimiento en esta fase tendrá una duración de cinco años desde el inicio de la explotación del proyecto y pretende obtener información sobre los siguientes aspectos fundamentales: conocer la mortalidad de aves y quirópteros, identificar los factores de riesgo de colisión y mejorar la caracterización de la comunidad ornítica. En el caso de detectar especies protegidas relevantes se deben aportar los restos al Centro de Recuperación de Fauna Amenazada de Cuenca.

13. Condiciones y prescripciones al proyecto. Para la aprobación del proyecto de ejecución, el promotor deberá elaborar un documento de integración ambiental en el que se recogerán todas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias contempladas en el EIA, y las asumidas posteriormente al trámite de información pública, además de los condicionantes que a continuación se indican:

- a) *Condiciones a la hidrogeología:* El promotor solicitará autorización administrativa previa para las actuaciones que se realicen en el Dominio Público Hidráulico, según la legislación vigente en materia de aguas. Debido a que son varios los cauces que se verán afectados por las acciones contempladas en el proyecto, es necesaria la autorización previa por parte de los organismos de cuenca competentes. Asimismo, para poder satisfacer la demanda de agua durante la fase de construcción, la empresa constructora deberá disponer de la concesión administrativa otorgada por el organismo de cuenca.
- b) *Condiciones a la vegetación, a la fauna, al suelo y al movimiento de tierras:* En el proyecto de ejecución se incluirá un Proyecto de Restauración, (que contendrá una Memoria, un Pliego de Prescripciones Técnicas, los Planos de detalle y el Presupuesto), en el que se cuantificará de forma detallada las diferentes comunidades de vegetación afectadas, y, en su caso, los correspondientes Hábitats de Interés Comunitario. En caso de encontrar coincidencia de los trazados e instalación de las infraestructuras con la vegetación natural, se valorará la posibilidad de rectificarlos con el fin de evitar interceptar dicha vegetación. Si esto no fuera posible, se definirán las unidades de vegetación a restaurar en el caso de superficies que vayan a ser ocupadas de forma temporal, y las superficies con unidades de vegetación que habría que compensar, al ser ocupadas por infraestructuras del proyecto de forma permanente. También deberá incluir proyectos de detalle de las medidas compensatorias relacionadas con la vegetación,

como el Proyecto de tratamientos selvícolas o infraestructuras contra incendios forestales, así como las dirigidas a la fauna.

Asimismo, el proyecto de ejecución incluirá un estudio geotécnico y topográfico, en el que se podrá concretar el balance de tierras, su origen y destino, las necesidades de áridos, la naturaleza del material de relleno y el volumen total para el proyecto, así como el diseño definitivo y cuantificación de la superficie final de la red de caminos, plataformas y zanjas para las canalizaciones. Asociados a estos estudios, se realizará un estudio de gestión de residuos de construcción que contendrá como mínimo lo indicado en el artículo 4 del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de residuos de construcción y demolición en el entorno de la zona de obras.

El proyecto de Restauración, proyecto de tratamientos selvícolas y el estudio geotécnico y topográfico, así como el replanteo final de la ubicación de los aerogeneradores, de los caminos, zonas de cableado, instalaciones auxiliares, subestaciones transformadoras, línea eléctrica de evacuación, etc., lo realizará el promotor en coordinación y contando con la conformidad de la Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla La Mancha y la Dirección Provincial de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural en Cuenca.

- c) *Condiciones al paisaje:* Las construcciones asociadas al parque deberán armonizarse con el entorno inmediato, así como con las características propias de la arquitectura rural o tradicional de la zona donde se vayan a implantar, con empleo de las formas, materiales y colores tradicionales en la zona o los que favorezcan en mayor medida la integración en el entorno inmediato y en el paisaje. El Proyecto de restauración también detallará las plantaciones previstas en las medidas compensatorias incluidas en el EIA para incrementar la conectividad del paisaje mediante la creación de nuevos linderos y setos, así como los 12.500 metros de pantallas vegetales propuestas para la integración de los aerogeneradores en el paisaje. En las revegetaciones deberá cumplirse los requisitos establecidos por la Ley 30/2006, de 26 de julio, de semillas y plantas de vivero y de recursos fitogenéticos (y modificaciones posteriores), específicamente en lo que se refiere al control y certificación de semillas y plantas de vivero, y la procedencia del material reproductivo utilizado en las plantaciones, a fin de garantizar el empleo de material autóctono.

Siguiendo las directrices de AESA⁴⁶ (Guía de señalamiento e iluminación de turbinas y parques eólicos, 2010), y siempre dentro de los términos de la normativa sectorial, para el caso de aerogeneradores superiores a los 45 metros de altura se propondrá un sistema de iluminación menos dañino con el entorno, que consistirá como mínimo en un sistema Dual Media A/Media C (consistente en que durante el día y el crepúsculo la iluminación será exclusivamente de mediana intensidad tipo A (blanca en destellos), mientras que en la noche ésta será de mediana intensidad tipo C (roja fija). El

⁴⁶ Agencia Estatal de Seguridad Aérea.

balizamiento también deberá cumplir la normativa sectorial, y en el caso de que el promotor determine la idoneidad de otro tipo de señalamiento debido al entorno del emplazamiento, deberá garantizar un nivel de seguridad equivalente y ser aceptado por AESA. Se deberá evitar el sobrebalizamiento de los aerogeneradores del mismo parque, respetando la distancia máxima entre cada generador balizado, así como para las agrupaciones de parques eólicos. Además, se deberá mantener el sincronismo entre balizas, tanto de un mismo parque como de las agrupaciones.

- d) *Condiciones al patrimonio cultural:* Como medida preventiva general, en la fase de ejecución, se realizará el correspondiente control y seguimiento arqueológico diario, directo y permanente de todos los movimientos de tierra de carácter cuaternario y actividades de obra que puedan afectar al patrimonio documentado. Los enclaves patrimoniales que puedan resultar afectados quedarán debidamente señalizados y balizados. Cualquier actividad asociada que pudiera derivarse de la instalación proyectada durante las obras del parque eólico que suponga un riesgo para la conservación del patrimonio cultural, deberá ser objeto del oportuno control y seguimiento arqueológico. Se deberá realizar la correspondiente prospección arqueológica previa de cualquier zona que deba ocuparse por necesidades del proyecto y no estuviera incluida en el diseño original del parque eólico o de la línea de evacuación. Esta medida incluye los posibles nuevos accesos que en esta fase del proyecto no se encuentren todavía definidos. Se requiere a la Dirección Arqueológica de la intervención realizada, la inclusión (en coordinación con la Viceconsejería de Cultura) de todos los yacimientos arqueológicos y elementos etnográficos localizados y reflejados en el informe arqueológico, en el Inventario de Patrimonio Cultural de Castilla-La Mancha mediante la ficha homologada a tal efecto, o en el caso de ser un elemento redefinido, la actualización de los datos en la ficha ya existente, aportando la documentación fotográfica y planimétrica correspondiente. Dicha ficha deberá entregarse, según las directrices indicadas en la Resolución de la Dirección Provincial de Cuenca de la Consejería de Educación, Cultura y Deportes, de 18 de marzo de 2016, con la documentación, estudios y controles que se dictan en dicha Resolución. En el caso de la aparición de restos arqueológicos y/o paleontológicos durante el transcurso de las obras, será de aplicación lo dispuesto en los artículos 44.1 de la Ley 16/1985 de Patrimonio Histórico Español y 52.4 de la Ley 4/2013 de Patrimonio Cultural de Castilla-La Mancha, de 16 de mayo de 2013, tanto de comunicación de hallazgos por parte de cualquier agente de la obra civil como garantizar su correcta valoración antes de continuar con la ejecución del proyecto en dicha área. Cualquier variación en el Plan de Obra se notificará oportunamente a la Dirección Provincial de Cuenca y a la Viceconsejería de Cultura de la Consejería de Educación, Cultura y Deportes.

Deberá existir una copia de la Resolución de la Dirección Provincial de Cuenca de la Consejería de Educación, Cultura y Deportes, de 18 de marzo de 2016 en la oficina de obra, a fin de facilitar los controles o inspecciones

que puedan realizar tanto los técnicos de la Consejería de Educación, Cultura y Deportes, como los Cuerpos de Seguridad del Estado.

- e) *Condiciones a los aspectos de radiaciones electromagnéticas:* El proyecto de ejecución de las líneas eléctricas de alta tensión, y en concreto el de la línea aérea de evacuación, deberá cumplir la normativa sectorial respecto a radiaciones electromagnéticas, es decir, los niveles de referencia del Real Decreto 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas. No obstante, resultaría recomendable que también la línea eléctrica de alta tensión cumpliera los niveles propuestos por la International Commission on Non-ionizing Radiation Protection en el año 2010 (ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1Hz – 100 kHz)) bajo el principio de precaución, respetando la distancia necesaria desde la línea eléctrica a las viviendas más próximas para no superar el nivel de 0,3 μ T.
- f) *Condiciones al Programa de Vigilancia Ambiental:* El promotor se hará cargo del Programa de Vigilancia Ambiental en los términos del EIA presentado (incluidas las dos Adendas), así como de la recogida de datos e incidencias detectadas tanto de aves como de quirópteros con el sistema automático de detección de aves indicado, con el objeto de llevar a cabo un adecuado seguimiento de la incidencia del parque eólico sobre la fauna durante la fase de funcionamiento del parque. Todos estos datos e informes generados con ellos se podrán poner a disposición de la Viceconsejería de Medio Ambiente de Castilla-La Mancha y de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del actual Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, si así lo solicitaran estos organismos.