

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A RENOVABLES DE BUNIEL, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PARQUE EÓLICO BUNIEL DE 114,5 MW, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PE BUNIEL 30/132 KV, LA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA A 132 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA LA TORCA 132/400 KV Y LA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA A 400 KV PARA LA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE ALBILLOS, ARCOS DE LA LLANA, BUNIEL, CAVIA, CAYUELA, VILLALBILLA DE BURGOS, VILLAGONZALO PEDERNALES, ESTÉPAR Y SAN MAMÉS DE BURGOS, EN LA PROVINCIA DE BURGOS

Expediente: INF/DE/016/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 15 de abril de 2021

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga Renovables de Buniel, S.L. autorización administrativa previa para el Parque Eólico Buniel de 114,5 MW, la subestación eléctrica PE Buniel 30/132 kV, la línea eléctrica aérea a 132 kV, la subestación eléctrica La Torca 132/400 kV y la línea eléctrica aérea a 400 kV para la evacuación de energía eléctrica, en los términos municipales de Albillos, Arcos de la Llana, Buniel, Cavia, Cayuela, Villalbilla de Burgos, Villagonzalo Pedernales, Estépar y San Mamés de Burgos, en la provincia de Burgos, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

El Parque Eólico Buniel (en adelante PE BUNIEL), es el resultado de la fusión de varios parques eólicos denominados Albillos I y Albillos II de la sociedad

Ruralia Europa, S.L. (del Grupo Caja Rural de Soria) y Los Cintos cuyo titular era Iberenova Promociones, S.A. (del Grupo Iberdrola). La sociedad Ruralia Europa, S.L. estaba tramitando ante la Junta de Castilla y León los proyectos de Albillos I (40,5 MW) y Albillos II (24 MW), mientras que Iberenova Promociones, S.A. estaba tramitando ante el mismo organismo el proyecto de Los Cintos (50 MW). Los tres proyectos disponían de acceso a la red de transporte en el nudo de Buniel 400 kV, pero tenían áreas en que se solapaban. Ambas sociedades, con objeto de redefinir los proyectos de forma que no existiesen interferencias entre ellos, con fecha 24 de agosto de 2018 llegaron a un acuerdo amistoso para configurar las instalaciones, presentando dicho acuerdo ante la Administración Regional para que procediera a la Resolución de competencia conforme al Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalación de producción de electricidad a partir de energía eólica. Finalmente, la Junta de Castilla y León decidió no tramitar los proyectos de Albillos I, Albillos II y Los Cintos, por considerar que no cumplían los requisitos de diferenciación de instalaciones, a pesar de ser de dos sociedades totalmente independientes, considerando que es una única instalación de generación de electricidad mayor de 50 MW de potencia nominal, por lo que no es la Administración competente para resolver y tramitar el expediente. Para poder dar trámite a las instalaciones y evitar el bloqueo administrativo, Ruralia Europa, S.L. e Iberenova Promociones, S.A. tomaron la decisión de constituir una sociedad conjunta, denominada RENOVABLES DE BUNIEL, S.L. (en adelante RENOVABLES BUNIEL) y elaborar toda la ingeniería, estudios y memorias fusionando los tres proyectos, además de solicitar a Red Eléctrica de España (REE) que se actualice el acceso en Buniel 400 kV —puesto que los parques eólicos Albillos I, Albillos II y Los Cintos ya disponían de permiso de acceso, otorgado por REE con fecha 14 de septiembre de 2017 y actualizado con fecha 16 de septiembre de 2019, teniendo los preceptivos avales depositados ante la Tesorería de la Consejería de Hacienda de la Junta de Castilla y León—, considerando el proyecto eólico unificado PE BUNIEL de 114,5 MW, perteneciente a la sociedad vehicular creada para su desarrollo, RENOVABLES BUNIEL, en sustitución de los proyectos eólicos Albillos I, Albillos II y Los Cintos.

Con fecha 18 de octubre de 2019, RENOVABLES BUNIEL presentó, ante la DGPEM del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)¹, solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para el PE BUNIEL, sus infraestructuras eléctricas asociadas, la línea eléctrica a 132 kV ST La Muela—ST La Torca, la Subestación 132/400 kV ST La Torca y la línea a 400 kV ST La Torca—ST Buniel.

Con fecha 5 de febrero de 2020, RENOVABLES BUNIEL ha depositado un nuevo aval ante la Caja General de Depósitos del Ministerio de Economía y Empresa, Dirección General del Tesoro y Política Financiera, en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones

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

de energía eléctrica (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico), en concepto de garantía para responder a los requerimientos de la Administración y de no desistir voluntariamente de la tramitación administrativa correspondiente para el PE BUNIEL, así como para la obtención de la autorización de explotación, hecho que se comunicó a la Subdirección General de Energía Eléctrica del MITERD.

Con fecha 26 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) Anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos, por el que se somete a Información Pública la solicitud de DIA y de Autorización Administrativa Previa del proyecto "Parque Eólico BUNIEL de 114,5 MW y sus infraestructuras de evacuación", en los términos municipales de Albillos, Arcos de La Llana, Buniel, Cavia, Cayuela, Villabilla de Burgos, Villagonzalo Pedernales, Estépar y San Mamés de Burgos, en la provincia de Burgos, promovido por RENOVABLES BUNIEL. Asimismo, con fecha 25 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Burgos. Con fecha 17 de noviembre de 2020, el Jefe de la mencionada Dependencia de Industria y Energía dio por finalizado el periodo de Información Pública previsto en el artículo 125 del Real Decreto 1955/2000 y en el artículo 36 de la Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental, y realizadas las notificaciones indicadas en sus artículos 127 y 37, por lo que informa que dicho trámite se ha realizado según lo previsto en los artículos indicados, con estricto cumplimiento de sus contenidos y emite el correspondiente informe al respecto.

Por último, una vez sometido el proyecto de la instalación y su Estudio de Impacto Ambiental (EslA) al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del mencionado Real Decreto 1955/2000, se ha remitido la información a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITERD para que formule la consecuente DIA, cuya emisión no consta a la fecha de redacción del presente informe.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 23 de noviembre de 2015 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la futura subestación Buniel 400 kV para siete parques eólicos —entre los que se encontraban los parques eólicos Albillos I, Albillos II y Los Cintos— que suponen un contingente de 304,5 MW nominales, en la provincia de Burgos. El acceso a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la futura subestación planificada Buniel 400 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación (posición de transformador 400/132 kV de 350 MVA para evacuación conjunta de la generación que pertenecerá a las instalaciones de conexión no transporte). El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación solicitado resultaría técnicamente viable, con las consideraciones que se indican en el mismo.

Con fecha 20 de marzo de 2020 REE emitió escrito de actualización de la contestación de acceso coordinado a la red de transporte desde la perspectiva de la operación del sistema en la subestación Buniel 400 kV, como consecuencia de las agrupaciones de los parques eólicos Albillos 1, Albillos 2 y Los Cintos en un único parque eólico denominado PE BUNIEL, así como la modificación del promotor titular del mismo, además de la agrupación de otros parques eólicos. Mediante este escrito actualiza el permiso de acceso otorgado el 23 de noviembre de 2015 debido a la agrupación y modificación de su propietario/titular (anteriormente RURALIA EUROPA, S.L.U. e IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.) que pasa a ser RENOVABLES BUNIEL.

Mediante escrito de 3 de agosto de 2020 REE actualiza la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Buniel 400 kV como consecuencia de la modificación de la instalación de enlace y de la topología de conexión de las instalaciones de generación renovable. Se actualiza el permiso de acceso otorgado para las instalaciones incluidas en el escrito, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en las comunicaciones previas.

Con fecha 24 de septiembre de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Buniel 400 kV para un conjunto de instalaciones entre las que se encuentra el PE BUNIEL, y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Esto supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para el PE BUNIEL. Se trata de una nueva conexión a una posición planificada de forma expresa en la planificación vigente, motivada por la conexión a la red de transporte de las instalaciones consideradas bajo la interlocución de Iberdrola Renovables Castilla y León, S.A.U. que evacuasen en ese nudo, por un contingente total de 626 MWins/610,36 MWnom.

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

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 10 de febrero de 2021 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a RENOVABLES BUNIEL la autorización administrativa previa para el PE BUNIEL y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras: a) el Proyecto del parque eólico —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y

económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; y d) Informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, Ley 24/2013); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para *«la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes»*, y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones *«de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica»* debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que RENOVABLES BUNIEL ha presentado, con fecha 18 de octubre de 2019, solicitud de autorización administrativa previa para el PE BUNIEL, de 114,5 MW, la subestación eléctrica PE Buniel 30/132 kV, la línea eléctrica aérea a 132 kV, la subestación eléctrica La Torca 132/400 kV y la línea eléctrica aérea a 400 kV para la evacuación de energía eléctrica, y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos. 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 lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas de servicio público o de servicios de interés general en la parte que la instalación pueda afectar a bienes y derechos a su cargo, tras la publicación tanto en el Boletín Oficial de la Provincia de Burgos en fecha 25 de marzo de 2020 como en el BOE en fecha 26 de marzo de 2020, y no haber recibido alegaciones.

Asimismo, la Propuesta indica que el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos emitió informe de fecha 17 de noviembre de 2020, así como que el proyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITERD, para que formule, en su caso, DIA.

Por otra parte, se indica que REE otorgó, con fecha 20 de marzo de 2020, permiso de acceso y, con fecha 24 de septiembre de 2020, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud de conexión a la red de transporte en la subestación Buniel 400 kV para el PE BUNIEL de 114,5 MW.

Además, la Propuesta informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica que conectará el parque eólico con la red de transporte en la subestación Buniel 400 kV, propiedad de REE, será propiedad de RENOVABLES BUNIEL.

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

obtención de la autorización administrativa previa», motivo por el cual se ha solicitado al promotor que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición citada en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación.

Visto lo anterior, se propone otorgar a RENOVABLES BUNIEL la autorización administrativa previa para el PE BUNIEL y su infraestructura de evacuación, con las características definidas en los proyectos *«Parque eólico Buniel 114.5 MW y subestación transformadora 132/30 kV PE Buniel», «Línea de evacuación 132 kV, con origen en la subestación La Muela y final en la subestación La Torca», «Subestación eléctrica La Torca 132/400 kV» y «Línea aérea de alta tensión 400 kV con origen en subestación La Torca y final en la subestación Buniel»,* fechados en septiembre y octubre de 2019.

La Propuesta describe las principales características de la instalación: Se trata de un parque eólico con una potencia instalada de 114,5 MW con 26 aerogeneradores —25 de los cuales serán de 4,5 MW y uno de 2 MW— que afectará a los términos municipales de Albillos y Cayuela, en la provincia de Burgos; las líneas subterráneas a 30 kV son nueve circuitos que tienen como origen los aerogeneradores de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora PE Buniel 30/132 kV, que se encuentra en el municipio de Albillos, en la provincia de Burgos, y que contiene un transformador de 125 MVA; la línea aérea de evacuación de alta tensión a 132 kV discurre por los municipios de Estépar, Cavia, Buniel, San Mamés de Burgos y Albillos, en la provincia de Burgos, y se divide en tres tramos, uno de 10,186 metros desde la SET PE La Muela-Santiuste hasta el apoyo nº41, otro desde este apoyo hasta la SET La Torca, de 2.840 metros y 13 apoyos, y un tercer tramo desde el apoyo nº 41 hasta la SET PE Buniel de 1.570 metros y 8 apoyos; la subestación transformadora La Torca 132/400 kV será de tipo intemperie, contendrá un transformador de 600 MVA, y estará en el municipio de Buniel, en la provincia de Burgos; la línea aérea de alta tensión a 400 kV de evacuación, de una longitud total de 171 metros y 3 apoyos, conectará la SET La Torca con la SET Buniel 400 kV, también en el municipio de Buniel.

Por otra parte, la Propuesta indica que RENOVABLES BUNIEL deberá cumplir las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Asimismo, la Propuesta establece que el peticionario presentará, antes de transcurridos ocho meses, el proyecto de ejecución de la instalación que se autoriza, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia, y en forma de separata aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general para que éstas establezcan el condicionamiento técnico procedente. Si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la presente autorización caducaría, si bien el peticionario podrá solicitar prórrogas del plazo establecido por razones justificadas.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

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

El documento también aludía ya entonces al efecto empleo considerando que, cuando los procesos de producción alcancen su optimización en el 2030, el nivel de creación de empleo disminuirá respecto a periodos anteriores, pero aun así estimaba que, por cada megavatio de nueva capacidad, el mercado para la energía eólica crearía anualmente una cantidad de empleos equivalentes a 11 puestos de trabajo por la fabricación y el suministro de componentes y otros 5 puestos más ligados al desarrollo de cada parque eólico, por la instalación y el empleo indirecto.

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

Por otra parte, según se indica en la Comunicación de la Comisión de 18 de noviembre de 2020 '*Documento de orientación sobre los proyectos de energía eólica y la legislación de la UE sobre protección de la naturaleza*', los compromisos en materia de energías renovables para 2030 se cumplirán a través de la versión revisada de la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, adoptada en diciembre de 2018. Independientemente de los escenarios elegidos en virtud de la estrategia a largo plazo para 2050 de la Comisión Europea, la energía eólica y la energía

solar son las únicas fuentes que experimentarán un aumento de su capacidad. La energía eólica terrestre representaría cerca de las tres cuartas partes de la capacidad eólica total en 2030 y las dos terceras partes en 2050. De acuerdo con la estrategia a largo plazo de la Comisión, la capacidad eólica deberá aumentar desde el nivel de 2018 de 180 GW hasta 351 GW en 2030, lo que supone prácticamente duplicar la capacidad. Posteriormente, en función del escenario para 2050, la capacidad eólica aumentaría hasta entre 700 GW en el escenario denominado «eficiencia energética (EE)» y 1.200 GW en el escenario denominado «energía 2X (E2X)». En el escenario máximo (1,5TECH), que asume una capacidad total de hasta 450 GW en el mar (una tercera parte), WindEurope espera que el 85 % de la capacidad en 2050 esté instalada en los mares del norte sobre la base de los buenos recursos eólicos, la proximidad a la demanda y las eficiencias de la cadena de suministro, lo que equivale a alrededor de 380 GW de los 450 GW. Los 70 GW restantes estarían ubicados en aguas meridionales europeas. La ubicación exacta dependerá del tamaño y el espacio disponible de las zonas económicas exclusivas (ZEE) de los distintos Estados miembros y de las diferencias en el LCOE², sobre la base de la profundidad del mar y los recursos eólicos. La asignación final de los parques eólicos también dependerá de la ubicación de la demanda energética. En definitiva, algunos países encontrarán fácilmente el espacio necesario para asignar su capacidad, mientras que otros tendrán que comenzar a invertir en proyectos de uso múltiple o emprender inversiones más costosas (zonas con un LCOE más elevado). Para lograr estos objetivos de desplegar la energía eólica de la manera más eficaz, tanto en términos de coste como de uso del espacio, serán fundamentales los proyectos de uso múltiple y la colaboración internacional.

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

² Coste normalizado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés), se utiliza para comparar el coste de la energía procedente de fuentes diferentes. LCOE = coste total de la propiedad (EUR) / producción del sistema durante su vida útil (kWh). Cualquier elemento que aumente la producción o reduzca el coste reduce el LCOE, mientras que cualquier elemento que disminuya la producción o incremente el coste aumenta el LCOE

parte, generar más energía a menor precio, y, por otra, un mayor factor de capacidad³, dato importante para considerar factible económicamente un parque eólico. Por tanto, la evolución de los aerogeneradores ha provocado que los nuevos parques eólicos tengan mejores factores de capacidad. En España, y según los datos de REE, el factor de capacidad medio de los parques eólicos es alrededor del 25%. El aerogenerador diseñado con 12 MW de potencia tendrá un factor de capacidad del 63% con unas condiciones de recurso eólico "*típicas del Mar del Norte alemán*". Incluso ya se ha alcanzado en el parque eólico marino Hywind, en Escocia un factor de capacidad del 65%.

Por otra parte, los avances en el diseño de los cimientos han permitido instalar parques eólicos marinos en aguas más profundas, donde se producen velocidades del viento más elevadas y más constantes. El surgimiento de la tecnología de generadores eólicos flotantes, con las ventajas de instalación que esta conlleva respecto a los tipos tradicionales de generadores eólicos de cimientos fijos (según WindEurope⁴, 2018), probablemente permitirá dejar de instalar turbinas en aguas marinas más profundas.

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

En general, la actividad del sector eólico contribuye de forma importante al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y la reducción de emisiones que España debe cumplir de acuerdo con sus compromisos internacionales y planes nacionales. Este es otro de los importantes beneficios de la generación mediante energía eólica, la reducción en los niveles de dióxido de carbono⁵ globalmente emitidos en la atmósfera. La tecnología eólica posee un balance energético muy positivo. Sobre un ciclo de vida promedio de un aerogenerador, las pocas emisiones de CO₂ relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento se compensan después de los primeros tres o seis meses de operación.

Por tanto, la energía eólica produce, por lo general, ventajas socioeconómicas en zonas rurales aisladas, repercutiendo en la mejora de infraestructuras (red eléctrica, mejora de accesos), sociales (puestos de trabajo eventuales durante la construcción y fijos durante la explotación del parque, lo que permite la estabilidad de la población en el medio rural) y económicas (beneficios por inversores locales en un negocio rentable, arrendamientos de terrenos a

³ Cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga todo el tiempo.

⁴ Anteriormente era la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, *European Wind Energy Association*), es una asociación con sede en Bruselas que promueve el uso de la energía eólica en Europa.

⁵ 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.

propietarios, cánones, impuestos y licencias a ayuntamientos). Las limitaciones fundamentales de esta energía vienen dadas por la existencia de recurso suficiente para la amortización de los parques eólicos con la tecnología disponible en la actualidad, la necesidad de respeto del medio natural, puesto que suelen ubicarse en parajes no degradados, y la capacidad de evacuación de la red eléctrica de distribución y transporte.

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

En cuanto al aprovechamiento de estos recursos, antes de proponer la localización del parque eólico se ha realizado una evaluación del recurso eólico y un estudio de viabilidad económica del proyecto y previsiones de producción. La zona seleccionada para la instalación del parque corresponde a una zona donde el viento se presenta con elevada frecuencia y con una velocidad media alta. Para la evaluación se ha contado con los datos de velocidad y dirección de viento aportados por una estación meteorológica de medida (CINT) instalada en el emplazamiento del PE BUNIEL, con una estructura de celosía de 78 metros de altura, que cuenta con anemómetros montados en brazos horizontales a cuatro niveles de medida distintos, además de un anemómetro vertical montado a esos 78 metros. Se ha obtenido una velocidad media a largo plazo y a esa altura de 7,44 m/s en la mencionada estación CINT. Los registros de velocidad del viento correspondientes al periodo de referencia (abril 2017-marzo 2018) han sido extrapolados a la altura de buje de 107,5 metros. Se ha calculado la densidad del aire⁶ en el emplazamiento del P.E. BUNIEL a partir de los datos de temperatura disponibles en la estación de medida y los datos de presión y temperatura disponibles en las fuentes de largo plazo (Vortex CFSR, Vortex ERA-I y Vortex MERRA2), obteniéndose un valor de la densidad del aire representativo a altura de buje de 1,103 kg/m³.

Teniendo en cuenta el análisis de los datos y los resultados obtenidos en la modelización del campo de viento, de la producción esperada de los aerogeneradores y de las estelas dentro del parque, el Proyecto elaborado para el PE BUNIEL ha considerado la instalación de 26 aerogeneradores —25 de 4.500 kW de potencia unitaria y uno de 2.000 kW, lo que supone una potencia instalada de 114,5 MW— ubicados en la parte central de la provincia de Burgos, en un emplazamiento casi completamente plano que no incluye ninguna zona boscosa significativa. Se ha evaluado un único modelo de turbina, la Siemens Gamesa SG4.5-145. Se ha realizado una previsión de la producción bruta del parque eólico mediante el software OpenWind Enterprise (versión 01.08.01.2886d). Las pérdidas por estelas han sido estimadas mediante el modelo Eddy-viscosity / Deep-Array Wake Model (DAWM). Los cálculos

⁶ La densidad del aire es un valor importante a tener en cuenta cuando se realiza el cálculo de la producción esperada de un aerogenerador en un emplazamiento, puesto que la energía cinética del aire que atraviesa la sección del rotor de una turbina es proporcional al cubo de la velocidad del viento y a la densidad del aire.

realizados en el proyecto han considerado que la eficiencia media de los aerogeneradores en el parque, afectados por las estelas originadas por las turbinas aledañas, es del 91,3 %. El factor de capacidad del PE BUNIEL es de un 36,7%. La producción bruta estimada del parque (suma de producciones brutas de cada aerogenerador una vez descontadas las pérdidas por estelas) es de 405.981 MWh/año. A este valor hay que descontar las pérdidas debidas a la indisponibilidad de aerogeneradores y red (estimadas en un 5%) y las debidas a transformación y transporte de electricidad (estimadas en un 3%), además de las debidas al posible incumplimiento de la curva de potencia (estimadas en un 1,5%). Con estas hipótesis, la producción neta del parque se estima en 368.500 MWh/año (3.218 horas equivalentes/año), lo que permitirá reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 3.006.960 toneladas durante los 40 años de vida útil considerados para este cálculo⁷. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 75.174 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta⁸.

En todo caso, la ubicación del parque eólico responde al objetivo de maximizar la producción energética que ofrece el emplazamiento y minimizar el impacto sobre el terreno, para lo que, basándose en los cálculos del estudio eólico, se ha diseñado una disposición óptima de los aerogeneradores, teniendo en cuenta restricciones de tipo técnico y ambiental. Se ha tenido en cuenta el recurso eólico —se trata de una zona de viento frecuente y con una velocidad media alta—, la proximidad de infraestructuras eléctricas que permiten evacuar la energía producida por la planta, las características geomorfológicas del terreno —adecuadas para asegurar la cimentación, exento de riesgos de inundaciones y de riesgo de movimientos sísmicos, además de ser una zona caracterizada por un relieve suave con pendientes variables con una altitud que varía entre las cotas topográficas de 844 y 932 metros—, la existencia de infraestructuras de accesos al emplazamiento y que no haya espacios protegidos afectados por la ubicación de los aerogeneradores.

En cuanto a la elección del modelo de aerogeneradores, el parque contará con 25 aerogeneradores Siemens Gamesa SG4.5-145 de rotor tripala a barlovento de 145 metros de diámetro, altura del buje de 107,5 metros y 4,5 MW de potencia nominal y un aerogenerador Siemens Gamesa SG2.0-114 de 2 MW de potencia nominal con un diámetro del rotor de 114 metros y una altura del buje de 106,0 metros. Estos aerogeneradores cuentan con un sistema de orientación activo, un sistema de cambio de paso independiente para cada pala y un sistema de control que permite utilizar el aerogenerador a velocidad variable, maximizando la potencia producida en todos los regímenes de funcionamiento a cualquier velocidad del viento, y minimizando las cargas y el ruido. El generador es del tipo asíncrono, doblemente alimentado con rotor bobinado y anillos rozantes, refrigerado por líquido/aire, situado en la góndola y unido mecánicamente con una multiplicadora. El sistema de control permite funcionar a distintas

⁷ La vida útil de la planta que se establece el Proyecto del PE BUNIEL es de 40 años.

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

velocidades utilizando el control de frecuencia de la intensidad del rotor del aerogenerador. Éste está montado a barlovento de la torre, compuesto por tres palas acopladas a un buje mediante rodamientos y su velocidad es variable, diseñada para maximizar la salida de potencia al tiempo que se mantienen el nivel de ruido y las cargas. Las palas disponen de control de cambio de paso para toda la dimensión de la pala, y su diseño aerodinámico está destinado a maximizar la producción de. El sistema de control de cambio de paso actúa de modo que, por debajo de la velocidad de viento nominal, se fija un ángulo de paso óptimo con el fin de maximizar la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento y, por encima de la velocidad nominal del viento, el ángulo de paso fijado es el que proporciona la potencia nominal al aerogenerador.

Todos los componentes eléctricos y mecánicos del aerogenerador se sitúan en el interior de la góndola, que ha sido diseñada para facilitar el acceso seguro a todos los puntos de servicio durante las labores de mantenimiento programado y durante las pruebas de servicio con el aerogenerador en pleno funcionamiento, lo que permite llevar a cabo un servicio de gran calidad y facilita unas condiciones óptimas para la resolución de problemas.

Mediante el sistema de control se controlan todas las funciones del aerogenerador en tiempo real a fin de optimizar el funcionamiento del aerogenerador en toda la gama de velocidades del viento. El sistema de control trata de maximizar la producción a cualquier régimen para lo cual elige el ángulo de ataque de las palas y el régimen de giro del generador eléctrico en cada circunstancia, al mismo tiempo que limita las cargas mecánicas y consigue una reducción aerodinámica del ruido.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto presentado habrá de estar sujeto a la normativa establecida en la legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, y sus desarrollos posteriores; Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo en materia de trabajos temporales en altura; Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico; el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por

el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética, Normas UNE⁹, Normas CEI¹⁰ y ordenanzas municipales.

Los aerogeneradores elegidos para este parque eólico disponen de un rotor tripala a barlovento, están regulados por un sistema de cambio de paso independiente para cada pala y equipados con un sistema de orientación activo. El sistema de control permite utilizar el aerogenerador a velocidad variable maximizando la potencia producida en todos los regímenes de funcionamiento y con cualquier velocidad del viento. La góndola ha sido diseñada para facilitar un acceso seguro a todos los puntos de servicio durante las labores de mantenimiento programado. Su diseño garantiza que los técnicos de servicio estén presentes en la góndola con total seguridad durante las pruebas de servicio con el aerogenerador en pleno funcionamiento, lo que permite llevar a cabo un servicio de calidad y facilita unas buenas condiciones para la resolución de problemas. El tejado de la cubierta de la góndola ha sido diseñada para soportar su propio peso, el de la carga debida a agentes externos (tiempo atmosférico) y el del personal de servicio, y dispone de varios puntos de anclaje destinados a garantizar la seguridad del personal de mantenimiento.

El aerogenerador dispone de un sistema de frenado que abarca el acoplamiento de dos sistemas: un freno primario aerodinámico por puesta en bandera de las palas que, gracias al sistema de control de cambio de paso independiente para cada pala, resulta seguro en caso de que falle alguno de ellos, y un freno mecánico de disco, hidráulicamente activado, que se monta en el eje de alta velocidad de la multiplicadora y que solo se usaría como freno de aparcamiento o en caso de que se active un pulsador de emergencia (solo cuando las revoluciones disminuyen por debajo de un valor específico). También hay un sistema de bloqueo del rotor mediante una bomba manual que inserta dos pernos hidráulicos en el anillo de bloqueo del eje principal. Este bloqueo del rotor se usará cuando se lleven a cabo labores de mantenimiento que afecten a piezas móviles de la góndola (eje baja velocidad, multiplicadora, tren de potencia, generador, etc.) o siempre que se acceda al rotor.

El generador estará protegido frente a cortocircuitos y sobrecargas. Además, mediante sensores en los puntos del estator, los rodamientos y la carcasa del anillo rozante se monitoriza constantemente la temperatura.

⁹ Normas UNE: Acrónimo de 'Una Norma Española'. Son un conjunto de normas, normas experimentales e informes (estándares) creados en los Comités Técnicos de Normalización (CTN) de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).

¹⁰ CEI: Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), conocida por sus siglas en inglés (IEC, *International Electrotechnical Commission*), es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas. está integrada por los organismos nacionales de normalización.

Para detectar cualquier sobrevelocidad, el PLC¹¹ monitoriza el generador mediante el codificador magnético de medición de la velocidad. Mediante el Sistema de Mantenimiento Predictivo (SMP) recibe lecturas de acelerómetros y otros componentes situados en el generador para predecir fallos y errores de funcionamiento de este.

Por otra parte, el transformador trifásico, encapsulado en seco, de una tensión de salida de 30 kV, incluye todas las protecciones necesarias contra posibles daños, incluidos detectores de arco y fusibles de protección. Al ser una unidad tipo seco, el riesgo de incendio se minimiza. Además, el hecho de estar ubicado en la góndola impide pérdidas eléctricas debido a la reducida longitud de los cables de baja tensión.

El Sistema hidráulico de control de cambio de paso está compuesto por actuadores hidráulicos independientes para cada pala que proporcionan una capacidad de rotación de entre -5° y 90° para el aerogenerador SG4.5-145 y de entre -3° y 87° para el aerogenerador SG2.0-114, además de un sistema de acumuladores que garantiza el aerodinamismo en caso de emergencia — controla la activación del freno aerodinámico en caso de emergencia, situando el aerogenerador en modo seguro—. Este sistema fija un ángulo de paso óptimo con el fin de maximizar la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento en caso de que este sea por debajo de la velocidad de viento nominal, pero si la velocidad de viento se encuentra por encima de la nominal, el ángulo de paso fijado es el que proporciona la potencia nominal al aerogenerador.

Las funciones del aerogenerador en tiempo real estarán controladas mediante el mencionado PLC, sistema de control que consiste en algoritmos de control y monitorización y que, en este caso, selecciona el par óptimo del eje, el ángulo de paso de la pala y las referencias de potencia y los modifica constantemente, dependiendo de la velocidad del viento que llegue al aerogenerador y garantizando de este modo un funcionamiento seguro y fiable con cualquier tipo de viento. Además, el sistema monitoriza continuamente el estado de los diferentes sensores (condiciones ambientales de velocidad y dirección del viento o temperatura ambiente), así como el de los parámetros internos (parámetros de los diversos componentes como las temperaturas, niveles y presiones de aceite, vibraciones, cableado de media tensión, estado del rotor —velocidad de rotación y posición del control de cambio de paso— y situación de la red).

Además, los aerogeneradores estarán protegidos contra los rayos por un sistema de transmisión que abarca desde los receptores de la góndola y la pala hasta la cimentación, pasando por la cubierta, el bastidor y la torre, con objeto de impedir el paso del rayo por componentes sensibles a este tipo de descargas. Asimismo, el sistema eléctrico también dispone de protección adicional contra sobretensiones. Estos sistemas de protección están diseñados para

¹¹ *Programmable logic controller*: Controlador lógico programable, sistema informático de control que monitoriza continuamente el estado de los dispositivos de entrada y toma decisiones en base a un programa personalizado para controlar el estado de los dispositivos de salida.

proporcionar un nivel de protección máximo Clase I, de acuerdo con la norma IEC 62305¹².

Por otra parte, el sistema de puesta a tierra de cada aerogenerador estará formado por una serie de anillos de cobre desnudo entorno a la cimentación, los cuales se conectarán con el armado de la cimentación y entre los distintos aerogeneradores y la subestación. Para conectar toda la instalación, se ha previsto un sistema de red de tierras compuesto por conductor de cobre desnudo de 70 mm² enterrado en la zanja eléctrica, que conectará todos los aerogeneradores y la subestación de forma que toda la instalación está conectada a la misma red equipotencial, para la protección del personal y equipos contra potenciales peligros. El diseño de la puesta a tierra de cada aerogenerador tendrá en cuenta las recomendaciones del fabricante, el cual indica que la impedancia global será acorde a las indicaciones de la norma IEC 62305. En cuanto a las tensiones de paso y contacto se cumplirá lo establecido en las normas IEC 60478-1¹³ e IEC 61936-1¹⁴. Los centros de transformación de cada aerogenerador cumplirán con la normativa de puesta tierra en instalaciones de media tensión —Real Decreto 337/2014¹⁵ y la ITC-RAT-13¹⁶— por lo que estarán equipados con una tierra de protección y una tierra de servicio.

En cuanto a la subestación ST PE BUNIEL, estará sujeta a lo establecido en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en concreto en su ITC-RAT 12 'Aislamiento', donde se especifican los niveles de aislamiento tanto para aparatos como para las distancias en el aire, que serán los siguientes:

- En 132 kV, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 145 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 650 kV de cresta a impulso tipo rayo y 275 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.
- En 30 kV, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 36 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 170 kV de cresta a impulso tipo rayo y 70 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

Respecto a las distancias mínimas a puntos en tensión, especificadas también en la mencionada ITC-RAT 12, según el proyecto de la ST PE BUNIEL serán, en todo caso, siempre superiores a las especificadas en dicha norma.

¹² Norma de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), en inglés IEC (*International Electrotechnical Commission*). IEC 62305 'Protección contra el rayo'.

¹³ 'Fuentes de alimentación estabilizadas con salida de corriente continua'.

¹⁴ 'Instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV y a 1,5 kV en corriente alterna'.

¹⁵ 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.

¹⁶ Instrucción técnica complementaria MIE-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.

Además, la subestación estará asegurada para compatibilidad electromagnética, considerando que los equipos de control y protecciones serán digitales, basados en microprocesadores cuyas características serán las siguientes:

- La rigidez dieléctrica de los equipos será de 2 kV, 50 Hz, 1 minuto y el nivel de impulso de 5 kV, 1,2/50 μ s, 0,5 J, según norma UNE EN 60255-27:2014.
- El nivel de protección frente a interferencias de A.F (onda oscilatoria de 1 MHz) será de 2,5 kV en modo común y 1 kV en modo diferencial.
- Para las descargas electrostáticas, la tensión de salida (modo de descarga en el aire) será de 8 kV.
- El nivel de inmunidad de los equipos frente a radiointerferencias cumplirá con lo indicado en esta norma y se ensayará según la norma UNE EN 60255-22-6.
- Los equipos serán de clase A frente a transitorios rápidos.

La subestación contará con un sistema integrado de protecciones y control (SIPCO), que se encargará del control local de la instalación, del registro de alarmas y oscilografía, hará acopio de datos para el telemando (alarmas, estados, órdenes) y tendrá la función remota de telemando. El mando y control de la subestación transformadora, así como los equipos de protección y automatismo, se instalarán en armarios ubicados en la sala de control del edificio y en las propias celdas. El (SIPCO) será un sistema de tipo digital compuesto de una Unidad de Control de Subestación (UCS), una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 132 kV línea/ transformador—con la función de control y medida—, una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 30 kV, línea y transformador —con funciones de protección, control y medida— y una Unidad de Control de Servicios Generales (UCP) incorporada en la UCS en la que se centralizan y recogen las señales de tipo general de la subestación y las asociadas a los cuadros de servicios auxiliares y equipos rectificador-batería. Desde cada UCP se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición asociada y desde la UCS se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado del sistema en general.

Por otra parte, en cumplimiento de la ITC–RAT 13, se conectarán a la tierra de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pudieran estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por ello, se unirán a la malla estructuras metálicas, bases de aparamenta, neutros de transformadores de potencia, reactancias, puertas metálicas de edificios, cerramientos metálicos, etc. Estas conexiones se fijarán a la estructura y las carcasas de la aparamenta mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión.

Respecto a la línea de evacuación a 132 kV con origen en subestación La Muela 132 kV y final en subestación La Torca 132/400 kV, se tendrán en cuenta las normas incluidas en el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), según el Real Decreto 223/2008 que se aprueba 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 proyecto incluye un detalle exhaustivo de los cálculos eléctricos y mecánicos de conductores, de cable de fibra óptica, de apoyos, de cimentaciones, de puesta a tierra, respecto a cruzamientos, etc. de forma que todos ellos garanticen los coeficientes de seguridad establecidos. También las puestas a tierra de los apoyos se realizarán teniendo presente lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la ITC-LAT-07 del RLAT, es decir, que podrá efectuarse por cualquiera de los dos sistemas siguientes:

- Electrodo de difusión: Se dispondrán picas de acero cobreado de dos metros de longitud y 14,6 mm de diámetro, unidas mediante grapas de fijación y cable de cobre desnudo al montante del apoyo.
- Anillo difusor: Cuando se trate de un apoyo frecuentado se realizará una puesta a tierra en anillo alrededor del apoyo, de forma que cada punto del mismo quede distanciado, como mínimo, un metro de las aristas del macizo de cimentación.

Por otra parte, todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará el número del apoyo (correlativos), fabricante y tipo de apoyo, tensión de la Línea (132 kV), símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa.

En cuanto a la Subestación Eléctrica La Torca 132/400 kV, ha sido proyectada adaptándose a los Reglamentos Técnicos vigentes y demás normas reguladoras de este tipo de instalaciones, en particular 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.

Además, la instalación irá provista de una malla de tierra principal enterrada, unida al cable de tierra de las líneas que amarran a la estructura del pórtico de entrada. La malla de tierra ha sido diseñada de modo que cubra suficientemente tanto la seguridad del personal que se relacione con la instalación como la provisión de una buena unión eléctrica con la tierra que garantice un correcto funcionamiento de las protecciones. Esta red de tierras consistirá en un mallado formado por cable de cobre de 120 mm² enterrado a una profundidad de 0,8 metros formando retículas lo más uniformes posible a lo largo de toda la superficie de la instalación. Se instalarán circuitos perimetrales exteriores e interiores al vallado de la instalación. A esta malla de tierra se conectarán las tierras de protección (partes metálicas de la instalación que no están en tensión normalmente) y las de servicio, como el neutro del banco de transformadores de potencia. En los puntos de la periferia de dicha malla se situarán unas picas bimetalicas de acero cobrizado de dos metros de longitud y 18,3 mm de diámetro, clavadas en el suelo, que dispondrán de registros de hormigón para inspección de su toma de contacto. Unas derivaciones de la malla de tierra general se llevarán hasta el edificio de interconexión y control, a través de las conducciones de cables, con el fin de conectar a dicha malla los paneles de control y cualquier aparato instalado en el edificio.

Por otra parte, todo el recinto de la subestación estará protegido por un cierre de malla metálica para evitar el acceso a la misma de personas ajenas al servicio. La altura del cierre será como mínimo de 2,2, metros, de acuerdo a lo especificado en el apartado 3.1 de la ITC-RAT 15¹⁷ del Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

El Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, establece unos límites de exposición máximos que se deberán de cumplir en las zonas en las que puedan permanecer habitualmente las personas. En este caso, no se tiene anexo ningún otro edificio habitable, con lo que no serán de aplicación los valores máximos establecidos en dicho Real Decreto. El apartado 4.7 de la ITC-RAT 14¹⁸ del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, establece que en el diseño de las instalaciones se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar en el exterior de las instalaciones de alta tensión los campos electromagnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz, en los diferentes elementos de las instalaciones. Particularmente, según se pone de manifiesto en el proyecto, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones de diseño con objeto de minimizar los campos magnéticos generados:

- El tendido de los cables de potencia de alta y baja tensión se realizará de modo que las tres fases de una misma terna estén en contacto con una disposición al tresbolillo.
- Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con zonas habitadas.
- No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado posible de estos locales.

En cuanto a la Línea Aérea de Alta Tensión 400 kV con origen en S.E. La Torca 132/400 kV y final en S.E. Buniel 400 kV, tendrá todos los apoyos conectados a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos, empleando como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor, según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del RLAT, por lo que deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre, según establece el apartado 7.3.2.2 de la ITC07 del RLAT. Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia. Además, el sistema de puesta a

¹⁷ 'Instalaciones eléctricas de exterior'.

¹⁸ 'Instalaciones eléctricas de interior'.

tierra deberá cumplir los esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del RLAT. En la cimentación de los apoyos se realizarán anillos cerrados de varilla de acero descarbonado 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 . Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará el número del apoyo (correlativos), tensión de la Línea (400 kV), símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa, de tal manera que la identificación sea legible desde el suelo.

Los apoyos serán de cimentación tipo fraccionada y estarán constituidos por perfiles angulares de lados iguales galvanizados en caliente, de acero S355J0 y S275JR y organizados en forma de celosía doble, según la norma UNE 10025-1 y EN10025-2¹⁹. Tendrán forma troncopiramidal desde su base hasta la cabeza y dos castilletes en la parte superior para los cables de tierra. La altura será la suficiente para que en ningún caso el conductor quede a menos de nueve metros sobre el terreno, cumpliendo con lo indicado en el apartado 5.5 de la ITCLAT-07 y en los criterios de REE.

Finalmente, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, el promotor ha adjuntado el “Estudio de Seguridad y Salud” redactado para incorporar en el ‘*Proyecto administrativo constructivo Parque Eólico y Subestación Eléctrica Buniel*’.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 23 de noviembre de 2015 REE, en su calidad de Operador del Sistema (OS) y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la futura subestación Buniel 400 kV para siete parques eólicos —entre los que se encontraban los parques eólicos Albillos I, Albillos II y Los Cintos— que suponen un contingente de 304,5 MW nominales, en la provincia de Burgos, solicitud realizada por IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA Y LEÓN, S.A. en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN²⁰) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso a la red de transporte, que propone que el acceso a la red de transporte de la generación prevista se lleve a cabo en la futura subestación planificada Buniel 400 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación (posición de transformador 400/132 kV de 350 MVA para evacuación conjunta de la generación que pertenecerá a las instalaciones de conexión no transporte).

¹⁹ Productos laminados en caliente de aceros para estructuras.

²⁰ El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con REE y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1²¹, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión²² cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente²³ a la fecha de emisión del escrito de REE, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyeron que la evacuación del contingente de generación solicitado (304,5 MW) para el futuro nudo de Buniel 400 kV resultaría técnicamente viable²⁴. En el ámbito zonal con influencia sobre el punto de conexión solicitado (que integra la generación situada en Castilla y León o comunidades adyacentes con evacuación sobre los nudos de la red de transporte situados en Castilla y León) y, en particular, el ámbito zonal asociado a los nudos de la red de 400 kV que incluye dicho nudo, la conexión del contingente de generación solicitada también resultaría técnicamente viable.

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el futuro nudo de Buniel 400 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a

²¹ Procedimiento de Operación 12.1. ‘Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte’, aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

²² Capacidad de conexión (MW_{ins}) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad): $MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$

$$MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{insEÓLICA} \leq MW_{prod}$$

²³ 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).

²⁴ Con la red de transporte existente en la fecha de realización del informe de REE y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la Planificación (H2020), las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

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

REE recuerda que estas actuaciones sólo se consolidan tras la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte o distribución, que habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

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

Asimismo, REE informa que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2²⁵, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN del nudo de Buniel 400 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 20 de marzo de 2020 REE emitió escrito de actualización de la contestación de acceso coordinado a la red de transporte desde la perspectiva de la operación del sistema en la subestación Buniel 400 kV, como consecuencia de las agrupaciones de los parques eólicos Albillos I, Albillos II y Los Cintos en un único parque eólico denominado PE BUNIEL, así como la modificación del promotor titular del mismo, además de por la agrupación de otros parques eólicos. El PE BUNIEL es el resultado de la agrupación de los parques eólicos mencionados cuya titularidad correspondía a RURALIA EUROPA, S.L.U.

²⁵ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

(promotor de Albillos I y Albillos II) e IBERENOVA PROMOCIONES, S.A. (promotor de Los Cintos) y pasa a ser titularidad de RENOVABLES BUNIEL, con comunicación por la administración competente de la adecuada constitución de la nueva garantía presentada para el nuevo promotor. Mediante este escrito se actualizó el permiso de acceso otorgado el 23 de noviembre de 2015, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes de carácter nodal y zonal establecidos en la misma.

Mediante escrito de 3 de agosto de 2020, REE actualiza la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Buniel 400 kV como consecuencia de la modificación de la instalación de enlace y de la topología de conexión de las instalaciones de generación renovable. Se actualiza el permiso de acceso otorgado para las instalaciones incluidas en el escrito, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en las comunicaciones previas. REE informa que, debido al elevado tamaño del nuevo transformador 400/132 kV de 750 MVA previsto, se ha identificado la posibilidad de que su energización no pueda realizarse en todos los escenarios de operación, quedando supeditada a la autorización expresa del OS cuando existan las condiciones adecuadas que garanticen la seguridad del sistema. Aunque se estima que la probabilidad de dichos escenarios sea baja (especialmente en situaciones de menor mallado de la red de transporte), las restricciones operativas asociadas se entienden aceptadas por los promotores de las instalaciones con la continuación de la tramitación de sus expedientes.

Con fecha 24 de septiembre de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Buniel 400 kV para un conjunto de instalaciones entre las que se encuentra el PE BUNIEL, y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para las instalaciones de generación incluidas en el mismo, según lo establecido en el Artículo 53 de la Ley 24/2013. Se trata de una nueva conexión a una posición planificada de forma expresa en la planificación vigente (H2020), motivada por la conexión a la red de transporte de las instalaciones que evacuarán en la subestación Buniel 400 kV consideradas bajo la interlocución de IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA Y LEÓN, S.A.U. (Línea Buniel 400 kV–La Torca 400 kV, instalación de enlace a compartir por instalaciones de generación coordinadas por el IUN: PE BUNIEL, PE Valdemoro, PE Isar-Yudego, PE La Muela I–Santiuste, PE Tórtoles, PE El Moral, PE Las Atalayas, FV Buniel 1 y FV Buniel 2), por un contingente total de 626 MWins/610,36 MWnom.

La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación Buniel 400 kV a través de la línea Buniel 400 kV–La Torca 400 kV, que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2) y que compartirán los generadores renovables bajo el IUN.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones consideradas —entre las que se encuentra el PE BUNIEL—, siempre que se ajuste a los requisitos que se afirma cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo (entre otras, que la llegada de la línea de evacuación al parque de transporte y la ubicación física del sistema de medida principal correspondiente al punto frontera deberán concretarse en coordinación con el proyecto de ampliación de la subestación de transporte, manteniendo la máxima independencia posible entre los equipos de medida y la red de transporte).

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

En este escrito REE recuerda que el procedimiento de conexión culminará con la firma del CTA a celebrar entre los productores, el IUN y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente. A este respecto REE indica que, tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación, coincidentes con la información remitida a REE, los generadores incluidos en el escrito deberán proceder a la firma del CTA, según lo establecido en el RD 1955/2000.

Asimismo, REE recuerda que, para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN del nudo de Buniel 400 kV que actuará como representante para el conjunto de instalaciones asociadas a dicho nudo. Además, REE insta a que inicien dicho proceso con la antelación suficiente y, en todo caso, considerando el plazo normativo de dos meses previamente al primer acoplamiento.

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

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

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

A la fecha de la redacción del presente informe no se ha recibido aún la Resolución de DIA de la mencionada Dirección General, por lo que no es posible analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto de la PE BUNIEL que se establecerán en la misma.

El EsIA presentado por el promotor, fechado en septiembre de 2019, evalúa los efectos potenciales en el medio ambiente que se derivarían de la construcción y explotación del PE BUNIEL, además de recoger una serie de medidas correctoras destinadas a evitar o minimizar los impactos ambientales. En cumplimiento de lo establecido en el punto 2.c del Anexo VI de la Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, el documento presenta una descripción de la situación actual del medio ambiente (hipótesis de referencia):

- Desde el punto de vista de la geología y las formas del relieve, en la zona se encuentran conglomerados, areniscas y arcillas del Mioceno (Terciario) y terrenos aluviales con gravas, arenas y limos del Cuaternario. Los materiales del Terciario que representan los más antiguos aflorantes, presentan una alternancia de facies fluvioaluviales y depósitos lacustres, que representan la facies de Tierra de Campos y Páramo
- La única subcuenca hidrográfica considerada, la del río Arlanzón, tributaria a su vez del río Duero, está en líneas generales bien conservada. No presenta problemas de drenaje, los caudales son muy variables dependiendo de las aportaciones de los acuíferos y tiene un nivel de contaminación prácticamente nulo.
- Respecto a los suelos, los Xerochrept y Xerorthent ocupan más del 80% del área de estudio. Los Xerochrept son suelos medianamente evolucionados, presentan un perfil tipo A/(B)/C correspondiente a un horizonte A óchrico en superficie, un horizonte (B) cámbico intermedio y, generalmente, un horizonte C cálcico en profundidad. Los Xerorthent son suelos muy jóvenes formados sobre materiales difíciles de alterar o depositados recientemente, sin apenas diferencia de horizontes en el perfil, que resulta del tipo A/C debido a su escasa evolución.
- Se han identificado 21 Tipos de Vegetación (más 8 categorías de usos del suelo relacionadas con núcleos urbanos, infraestructuras o láminas de agua) que engloban un total de 19 comunidades vegetales o hábitats, de los que 11 están incluidos en el Anexo I de la Directiva de Hábitats y en la Ley 42/2007, y 5 de ellos están clasificados como Prioritarios.

- El catálogo de fauna recoge un total de 150 vertebrados (7 anfibios, 8 reptiles, 35 mamíferos y 100 aves). La disposición geográfica del espacio y su inclusión en el piso supramediterráneo condiciona la existencia de especies mayoritariamente mediterráneas. Hay 21 especies de aves nidificantes incluidas en el Anexo I de la Directiva Aves y en el Anexo IV de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, y 5 anfibios, 1 reptil y 8 mamíferos incluidos en los anexos II ó IV Directiva Hábitats y de la Ley 42/2007.
- Se han definido cinco Tipos de Paisaje que según la clasificación de Mata Olmo (2003): Sierras ibéricas, Depresiones del corredor Soria-Burgos, Campiñas de la Meseta norte, Vegas del Duero y Páramos calcáreos castellano leoneses.
- En el área de estudio no existe ningún espacio protegido a nivel nacional; tampoco existen Espacios Naturales Protegidos a nivel autonómico incluidos en la Red de Espacios Naturales de la Junta de Castilla y León. Respecto a la legislación de protección de la naturaleza de ámbito comunitario establecida en la Directiva de Hábitats y en la Directiva de Aves, se encuentra el espacio ZEC²⁶ 'Riberas del río Arlanzón y afluentes', cuyo tramo más cercano se encuentra a 1,7 km de los aerogeneradores.

El PE BUNIEL se ubicará en la provincia de Burgos, ocupando los términos municipales de Albillos, Villagonzalo Pedernales, Cavia, Buniel, Arcos de la Llana, Cayuela y Villalbilla de Burgos, todos ellos en la provincia de Burgos. La comarca de Alfoz de Burgos pertenece íntegramente a la cuenca hidrográfica del Duero y está cruzada de este a oeste por el río Arlanzón. Éste se encuentra situado al oeste del parque eólico, siendo considerado en algunos de sus tramos como Lugar de Interés Comunitario (LIC) denominado "Ribera del Río Arlanzón y sus afluentes" (ES4120072). La distancia del parque eólico a dicho entorno es superior a 1.000 metros. Al sur del parque discurre el río de los Ausines, afluente del río Arlanzón.

La provincia de Burgos se encuentra situada en el dominio de la zona templada, bajo las influencias de aire polar y subtropical, que dan lugar a fenómenos de frontogénesis y que en su sucesión longitudinal provoca los cambios alternantes del tiempo. También se encuentra incluida en el dominio climático mediterráneo, aunque sus características muestren importantes modificaciones en función de la continentalidad y altitud. El clima del entorno de la ciudad de Burgos, donde se encuadra el proyecto, puede considerarse en líneas generales como mediterráneo templado. El clima mediterráneo se caracteriza por la existencia de una estación con temperaturas elevadas y muy bajas precipitaciones (el verano) que se alterna con otras más frías y húmedas. Esta característica (verano seco y caluroso) es un factor limitante muy importante para la vegetación y el desarrollo de los cultivos, que tienen que adaptar toda su fisiología para resistir una época tan desfavorable. Por otra parte, los inviernos suelen ser duros, muy fríos, con un elevado porcentaje de días con riesgo de heladas, y fuertes vientos del norte y noreste. Estas dos características hacen que la comarca posea una

²⁶ Zona de Especial Conservación.

marcada continentalidad, convirtiéndose en una región de amplios contrastes climáticos. La precipitación media anual es de 547,0 mm, con valores bajos en julio y agosto, con 29,0 y 26,6 mm respectivamente, y elevados en abril y diciembre con 62,4 y 59,7 mm respectivamente. La temperatura media anual es de 10,5 °C, con una distribución de los valores estacionales que muestra los contrastes térmicos a los que se ve sometida la comarca, con 19,2 °C de media del mes de agosto y 3,1 °C en enero, alternándose con meses más suaves como abril con 8,0 °C u octubre con 11,3 °C.

Geológicamente, en la zona encontramos conglomerados, areniscas, arcillas, margas y calizas del Mioceno (Terciario) y terrenos aluviales con gravas, arenas y limos del Cuaternario. Los materiales del Terciario que representan los más antiguos aflorantes, presentan una alternancia de facies fluvio-aluviales y depósitos lacustres, que representan la facies de Tierra de Campos y Páramo. A partir del Plioceno se instaló en la Cuenca un sistema fluvial como consecuencia del rejuvenecimiento del relieve dando lugar a un importante sistema de terrazas, así como una serie de replanos más o menos desarrollados constituidos por calizas de los Páramos.

Geomorfológicamente el área de estudio se localiza en la parte noreste de la Cuenca del Duero, justo ante el umbral que comunica geológicamente con la del Ebro. Este umbral queda definido entre materiales mesozoicos de la Sierra de Ubierna (perteneciente a la Orla Mesozoica Vasco-Cantábrica del Macizo Ibérico) y de la Sierra de Atapuerca (Cordillera Ibérica). Estas sierras están al norte de la zona de estudio. La Sierra de Ubierna limita hacia el sur la Depresión de La Bureba. En términos generales el relieve amesetado de este sector perteneciente a la Cuenca del Duero se debe a la estructura subhorizontal y la diferente resistencia a la erosión de sus materiales por contraste litológico entre capas sub-horizontales duras (calcáreas) y blandas (terrígenas, arcillosas y margosas). La red fluvial desarrolla vegas más anchas con varios niveles de terrazas. Dentro de la clasificación morfoestructural utilizada para la definición de unidades en la provincia de Burgos (INYPESA 1988), la zona se localiza mayoritariamente dentro de la Unidad de Páramos Calcáreos. A esta unidad pertenecen todos los terrenos elevados de mesa o páramo, mientras que los fondos de valle fluvial de los ríos Arlanzón, Úrbel, Ruyales y Hormazuela se encuentran englobados dentro de la Unidad de Tierra de Campos y Vegas del Duero.

Respecto a la hidrografía, toda la red fluvial pertenece a la cuenca del Duero, cuya extensión es de 77.500 km² y prácticamente el 100% de su superficie está dentro de la Comunidad de Castilla y León. Constituye una red de grandes dimensiones evolucionada y de marcado carácter arboriforme. La zona de estudio se encuentra en la margen derecha de la cuenca del Duero, en la zona de cabecera, y dentro, a su vez, de la subcuenca del Arlanzón. Cuatro son los principales cursos de agua de la zona —ríos Ausines, Hormaza, Úrbel y Arlanzón—, los cuales caracterizan la orografía definiendo sus respectivos valles que definen un páramo central.

Desde el punto de vista hidrogeológico, la zona pertenece a la Unidad Hidrogeológica denominada “Región Central del Duero” (Unidad Nº 08). Litológicamente está constituido por sedimentos terciarios donde los niveles productivos acuíferos se localizan en lentejones de arenas distribuidos aleatoriamente en una matriz arcillosa-limosa de carácter semipermeable.

En cuanto a la vegetación, el área de estudio se caracteriza por la dominancia de cultivos herbáceos sobre relieves suaves y llanuras, desde los que se elevan cuevas y páramos tapizados de matorrales xerófilos y restos de encinares o quejigares. Las zonas de vegetación natural han permanecido como tal por su pendiente pronunciada o pedregosidad poco apta para la actividad agrícola. Bioclimáticamente la zona de estudio se encuentra dentro del piso supramesomediterráneo, caracterizado aquí por abarcar zonas altas y páramos en torno a los 900 metros de altitud, con inviernos largos, secos y rigurosos. Los principales condicionantes de la vegetación de la zona son los sustratos calcáreos arcillosos y el ombrotipo seco inferior. Desde el punto de vista biogeográfico, la instalación se encuentra dentro de la Provincia Mediterránea Ibérica Central, Subprovincia Castellana, Sector Castellano-Duriense.

La mayor parte de la zona de estudio desde hace mucho tiempo son superficies dedicadas a la agricultura en áreas potenciales de encinar y quejigar. Solamente quedan en la zona unos pocos vestigios de encinares y quejigares (en enclaves poco accesibles, pedregosos y poco aptos para la agricultura) y la vegetación arbórea de ribera que en muchos casos ha sido reemplazada por plantaciones de chopos canadienses o americanos. Se han definido 19 Comunidades Vegetales Básicas o hábitats según los criterios establecidos en la Directiva 92/43/CEE²⁷, la mayoría de las cuales se encuentran formando parte de unos tipos de vegetación que predominan en el paisaje vegetal. Las comunidades vegetales naturales y seminaturales más representativas son las comunidades de sustitución de quejigares o encinares, correspondientes a los matorrales basófilos del *Sideritido-Salvion* en mosaicos con otros pastos como lastonares, tomillares-pradera, pastos terófitos o majadales basófilos. Las formaciones arbóreas naturales están representadas por manchas dispersas de encinares densos o aclarados del *Quercion rotundifoliae* y quejigares densos o aclarados del *Cephalanthero-Quercetum faginae*.

Los medios riparios y acuáticos están insuficientemente representados por cursos de aguas de arroyos, generalmente canalizados o dragados, constituidos por vegetación riparia fragmentada de sauces arbustivos o nanofanerófitos espinosos intercalados por grandes árboles dispersos generalmente álamos o chopos negros, aunque también de sauces o álamos blancos que en casos puntuales o en tramos dispersos pueden ser adscritos al HIC²⁸ 92A0 ‘Bosques galería de *Salix alba* y *Populus alba*’. Otros hábitats como el HIC 3260 ‘Ríos de pisos de planicie a montano con vegetación acuática *Ranunculion flutantis* o *Callitriche-Batrachion*’ puede aparecer de forma esporádica en algunos tramos

²⁷ Directiva 92/43/CEE de 21 de mayo de 1992 relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres

²⁸ Hábitats de Interés Comunitario.

de arroyos o pequeños ríos mejor conservados. También son relativamente frecuentes plantaciones de coníferas de bajo porte y escaso desarrollo de pino piñonero y pino carrasco.

En el análisis previo de la zona de estudio no se han detectado la presencia de especies vegetales protegidas dentro del Decreto 63/2007, de 14 de junio, por el que crean el Catálogo de Flora Protegida de Castilla y León y la figura de protección denominada Microrreserva de flora.

En cuanto a la fauna presente en el área de estudio, el catálogo de fauna recoge un total de 150 vertebrados (7 anfibios, 8 reptiles, 35 mamíferos y 100 aves). La disposición geográfica del espacio y su inclusión en el piso supramediterráneo condiciona la existencia de especies mayoritariamente mediterráneas. Hay 7 especies de anfibios que se reproducen en la zona de estudio, 6 anuros y 1 urodelo. Asimismo, se han inventariado un total de 8 especies de reptiles, 4 lacértidos y 4 ofidios, de los cuales el lagarto ocelado, la lagartija ibérica y la culebra lisa meridional constituyen elementos típicamente mediterráneos. El resto de las especies son muy generalistas, pudiendo encontrarse prácticamente en cualquier ambiente.

La comunidad de mamíferos es muy homogénea, con especies que tienen una gran amplitud ecológica, estando muy extendidas por Castilla y León y la Península. Dentro de los mamíferos, el grupo que puede verse más afectado por la instalación de aerogeneradores es el de los murciélagos, debido al riesgo de colisión con las hélices de los rotores. Seis especies están citadas en el entorno del área de la instalación. Las preferencias de hábitat de este grupo varían mucho según las especies, estando su presencia muy condicionada por la existencia de lugares favorables para refugiarse o criar. En un radio de 5 kilómetros alrededor de las infraestructuras estudiadas se han localizado 14 lugares potenciales donde pudiera haber quirópteros (dormideros, refugios,...) de los cuales estaban ocupados 12. En total se ha constatado la presencia de 2 especies de murciélagos (el ratonero ribereño y el enano), si bien las localizaciones más cercanas al parque se sitúan a un kilómetro al este del aerogenerador 1 y a 2,8 km al sureste del aerogenerador 4. Se han detectado 18 especies más de quirópteros en la zona, de las que cuatro tipos de murciélagos se consideran vulnerables en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas. Ninguna de estas especies superó los 15 registros en ninguna de las dos estaciones. En cualquier caso, en el área de estudio no parece que existan grandes refugios de quirópteros, al no existir ni grandes cavidades, ni minas, ni grandes masas arbóreas que puedan atraer a grandes poblaciones de quirópteros. Las áreas más importantes para los quirópteros son las riberas de los ríos Arlanzón y Los Ausines. A la orilla de estos ríos hay árboles grandes y con huecos propensos a albergar poblaciones de murciélagos, pero lejos de estos ríos sólo se encuentran cultivos de secano y alguna ladera con matorral mediterráneo, ambos hábitats de escaso interés para los quirópteros.

Respecto al análisis de la avifauna, el número total de aves inventariadas en la zona de estudio ha sido de 96, 38 no paseriformes (de ellas 19 rapaces) y 58

paseriformes (entre las que se encuentran la tarabilla común, el jilguero, el estornino negro, el pinzón vulgar, el verderón común, el pardillo, el triguero, la alondra común y la calandria).

Las aves rapaces están representadas en la zona de estudio por 20 especies, 19 diurnas y 1 nocturna. De ellas, las especies más frecuentes son el milano real con el 15,98% del total de las observaciones realizadas de aves medianas y grandes, seguida del busardo ratonero con el 6,45%, el buitre leonado (5,59%), el aguilucho lagunero occidental (2,74%), el cernícalo vulgar (2,32%), el milano negro (1,55%) y el aguilucho cenizo (1,23%). El resto de las rapaces aparecen con porcentajes inferiores al 1%, o de forma esporádica como el águila imperial ibérica y el águila pescadora con una observación, el buitre negro (2 observaciones) o el aguilucho pálido (4 observaciones).

Además, al menos dos parejas de cigüeña común nidifican en las localidades de Quintanilla-Somuño y Villavieja de Muñó, a 6,2 y 6,4 km respectivamente del aerogenerador más cercano.

En cuanto al paisaje hay siete unidades incluidas dentro del área de afección: Montes de Oca y Atapuerca, Sierra de Covarrubias, Depresión de Lara de los Infantes, Campiñas y páramos entre Arlanzón y Arlanza, Vega del Arlanzón, Páramos del norte de la ciudad de Burgos y Páramo de Castrojeriz. Las mayores visibilidades se dan en las unidades Vega del Arlanzón, Páramos del norte de la ciudad de Burgos y Campiñas y páramos entre el Arlanzón y el Arlanza en un entorno de 5 kilómetros alrededor de los aerogeneradores.

Las localidades situadas dentro del área de influencia de 15 kilómetros ascienden a 97. Las que se encuentran dentro del área de máxima afección de 5 km son las siguientes: Albillos, Arcos, Buniel, Cavia, Cayuela, Frandovínez, Mazuelo de Muñó, Medinilla de la Dehesa, Quintanilla de las Carretas, Rabé de las Calzadas, Renuncio, San Mamés de Burgos, Tardajos, Villacienzo, Villagonzalo-Pedernales, Villamiel de Muñó, Viilanueva-Matamala y Villariego.

Respecto a las vías pecuarias, senderos y caminos tradicionales, por el municipio de Cavia atraviesa un tramo de Cañada. Por Arcos y Villagonzalo-Pedernales encontramos diversos cordeles y veredas. No hay datos sobre los nombres de estas vías pecuarias.

Respecto al patrimonio arqueológico, dentro del área de afección del proyecto se han localizado dos yacimientos: Coco en Albillos y Valdehalcón en el municipio de Villalbilla de Burgos. Además, en el entorno del proyecto se encuentran los siguientes Bienes de Interés Cultural: Castillo de Arcos, Torre de Albillos y Casa fuerte de los Rojas.

Todos los municipios cuentan con planeamiento urbanístico propio aprobado entre 1992 (el más antiguo el de Cavia) y 2016 (Arcos). Albillos, Buniel, Cavia y Cayuela cuentan con Normas subsidiarias; Arcos y Villalbilla de Burgos con Normas urbanísticas municipales; y Villagonzalo-Pedernales con Plan General de Ordenación Urbana. El suelo ocupado por el proyecto está clasificado en

todos los municipios bien como Suelo No Urbanizable Común o bien como Suelo Rústico Común.

No existe ningún espacio protegido a nivel nacional afectado por el parque eólico ni espacios protegidos a nivel autonómico incluidos en la Red de Espacios Naturales de la Junta de Castilla y León.

Respecto a la legislación de protección de la naturaleza de ámbito comunitario establecida en la Directiva de Hábitats y en la Directiva de Aves, sólo hay un espacio de la Red Natura 2000 dentro de la zona de estudio, la ZEC 'Riberas del río Arlanzón y afluentes'. El aerogenerador más cercano se localiza a 1,7 km al sureste de dicha ZEC.

No hay ningún Monte de Utilidad Pública en la zona de estudio. El más cercano se sitúa a 6,4 km al noroeste del aerogenerador 7. Dentro de la poligonal del parque, en su extremo oeste, hay un tramo de cañada de 1,24 km que cruza entre los aerogeneradores 3 y 4. Igualmente hay tres tramos de cordeles, todos en la esquina sureste de la poligonal, de 1,03, 1,6 y 1,1 km que cruzan entre los aerogeneradores 22 a 25.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El PE BUNIEL se ubicará en la provincia de Burgos, en la Comunidad Autónoma de Castilla y León, en concreto al suroeste de Burgos capital (a 6 kilómetros), en los términos municipales de Albillos, Arcos de la Llana, Buniel, Cavia, Cayuela, Villagonzalo Pedernales y Villalbilla de Burgos. El parque estará delimitado al oeste y al norte por la Autovía E-80, A-62, ocupando los páramos que se elevan sobre los Valles de la Cuenca Sedimentaria.

El emplazamiento en el que se ubicará el parque es llano, con alguna depresión hacia el sur del mismo y presenta áreas abiertas de carácter agrícola con vegetación baja. La cota de las posiciones de aerogenerador estudiadas varía entre 904 y 949 metros sobre el nivel del mar.

Tal y como se ha indicado, la localización del parque eólico afectará a varios términos municipales, en un área con una influencia antrópica importante, en la que existen numerosos elementos añadidos por la acción humana. Estos páramos están afectados por carreteras, líneas eléctricas de diversas tensiones, gasoducto (Haro-Burgos-Madrid), oleoducto (Bilbao-Valladolid-Salamanca), existiendo una actividad agrícola predominante principalmente de cultivos de cereal.

El PE BUNIEL es la instalación eléctrica de generación renovable más cercana al nudo de interconexión a la red de transporte, la Subestación 400 kV de Buniel.

El emplazamiento seleccionado es, a priori, un emplazamiento de valor medioambiental medio bajo, no afectándose a elementos medioambientales o culturales reseñables, consideraciones que valoradas en el EsIA.

El entorno del proyecto y la fisionomía y características del terreno facilitarán la ejecución del proyecto por ser un área sin complejidades orográficas y con unas características climáticas que favorecerán la actividad de explotación una vez concluida la instalación, sin que se prevean elementos meteorológicos que puedan suponer limitaciones en la operatividad diaria.

El acceso al parque eólico se realiza desde la salida 2 de la BU-30 que enlaza con la carretera BU-P-1001 hasta llegar al núcleo poblacional de Villagonzalo Pedernales, desde donde parte la carretera BU-V-1003. Los accesos particulares al parque se realizarán desde la carretera BU-V-1003, desde la que se proponen diferentes accesos a través de caminos existentes (Acceso 1 y Acceso 3) y de caminos de nueva ejecución (Acceso 2 y 4). En el caso del aerogenerador 26, se accede desde el Camino Cimera, acabado en tierra y con un ancho mínimo de 5 metros. Todos estos accesos se encuentran en los términos municipales de Albillos y Villagonzalo Pedernales.

Como se ha indicado, el parque eólico contará con un total de 26 aerogeneradores que, junto con los caminos interiores del parque, se situarán entre los términos municipales mencionados anteriormente. La evacuación del parque eólico se realizará mediante una red subterránea de media tensión, diseñada procurando que discurra de forma paralela a los caminos, siempre que, desde el punto de vista eléctrico, sea lo más conveniente. La red de media tensión discurre por los términos municipales de Albillos, Arcos de la Llana, Buniel, Cavia, Cayuela, Villagonzalo Pedernales y Villalbilla de Burgos hasta llegar a la subestación PE Buniel, situada en el término municipal de Albillos.

El núcleo de población más cercano al parque eólico es Buniel, situado a unos 370 metros del emplazamiento en dirección norte del aerogenerador más cercano.

El emplazamiento del parque eólico ha sido seleccionado en base a los siguientes criterios técnicos, energéticos y medioambientales:

- **Recurso eólico:** La zona seleccionada para la instalación del parque eólico corresponde a una zona donde el viento se presenta con elevada frecuencia y con una velocidad media alta.
- **Evacuación eléctrica:** El emplazamiento seleccionado está próximo a infraestructuras eléctricas que permiten evacuar la energía producida.
- **Características geomorfológicas del terreno:** El emplazamiento elegido dispone de unas características geomorfológicas aceptables, así como de unas características geotécnicas adecuadas para asegurar la cimentación, además de estar exento de riesgos de inundaciones y de movimientos sísmicos. La zona de estudio se encuentra caracterizada por un relieve suave con pendientes variables. La altitud de la zona varía entre las cotas topográficas de 844 y 932 metros.
- **Infraestructuras de acceso:** El emplazamiento cuenta con infraestructuras de accesos que facilitarán el transporte de los componentes del parque.
- **Criterios medioambientales:** La ubicación de la planta se ha elegido evitando la afección a espacios protegidos.

En cuanto a la afecciones que puede provocar la instalación del parque eólico, se dan las siguientes:

- a) Afecciones a la Confederación Hidrográfica del Duero: El PE BUNIEL se ubicará en la provincia de Burgos, en la comarca de Alfoz, que pertenece íntegramente a la cuenca hidrográfica del Duero y está cruzada de este a oeste por el río Arlanzón, que se encuentra situado al oeste del parque eólico. Al sur del parque discurre el río de Los Ausines, afluente del río Arlanzón. El parque se localizará dentro de los terrenos adscritos a la subcuenca hidrográfica del Duero, perteneciente a su vez, desde el punto de vista administrativo y natural, a la Demarcación Hidrográfica del Duero. En el área de actuación del proyecto discurren varios cauces como son el arroyo de Cifuentes, arroyo de Valdesantríguez, arroyo de la Tijera, arroyo Salguero, manantial de los Cintos y otros tantos cursos de agua innominados. Las márgenes están sujetas en toda su extensión longitudinal a una zona de servidumbre de 5 metros de anchura y una zona de policía de 100 metros de ancho, en la que se condicionan el uso del suelo y las actividades que se desarrollen. De los cauces de agua identificados se producen cruzamientos con el Arroyo Pozuelos, el Arroyo de Valdesantríguez y el Arroyo de la Tijera.
- b) Afecciones a la Diputación de Burgos: La autovía de Castilla A-62 discurre al oeste y norte del parque, enlazando con la autovía BU-30 (circunvalación de Burgos) en Villagonzalo Pedernales. Al este del proyecto se sitúa la autovía del norte A-1 que enlaza con la autovía BU-30 en el Nudo Landa. Desde la salida 2 de la autovía BU-30 se enlaza con la carretera BU-P-1001 hasta llegar al núcleo poblacional de Villagonzalo Pedernales, desde donde parte la carretera BU-V-1003 en dirección a la población de Albillos. La carretera es coincidente con la vía pecuaria Vereda y el camino vecinal de Albillos, en el término municipal de Villagonzalo Pedernales. Desde la BU-V-1003 parten los caminos de acceso al grueso de los aerogeneradores del PE BUNIEL. En el caso del aerogenerador 9.26 se accede desde el Camino Cimera, que transcurre desde el término municipal de Albillos al término municipal de Cayuela. Todos estos accesos se encuentran en los términos municipales de Albillos y Villagonzalo Pedernales. Para permitir la entrada de los vehículos de transporte del parque eólico se prevé que no sea necesario realizar ninguna actuación especial sobre el trazado de la carretera BU-V-1003. Cada entronque dispondrá de dos abocinamientos acabados en zahorra que permitan durante la construcción la entrada y salida de los vehículos de transporte de los componentes de los aerogeneradores. Los aerogeneradores con mayor proximidad a la carretera BU-V-1003 son los correspondientes a las posiciones 9.19, 9.22 y 9.23, con una distancia a ésta de 169, 130,38 y 285,37 metros respectivamente.
- c) Afecciones a líneas eléctricas: El área de actuación del parque eólico se encuentra atravesado por varias líneas eléctricas aéreas de alta tensión, entre las que se encuentran dos líneas de 400 kV propiedad de REE —una ubicada al oeste del parque, discurriendo por los términos municipales de Buniel, Albillos y Cayuela y otra ubicada al este del parque, discurriendo por los términos municipales de Villagonzalo Pedernales y Arcos de la Llana—, tres

líneas de 132 kV —una ubicada al oeste del parque discurriendo por los términos municipales de Buniel y Cavia, otra ubicada en la zona central, hacia el este del parque, discurriendo por los términos municipales de Villalbilla de Burgos, Albillos y Arcos de la Llana y una tercera al este del parque discurriendo por los términos municipales de Villagonzalo Pedernales y Arcos de la Llana— y una línea de 45 kV al oeste del parque que discurre por los términos municipales de Buniel y Cavia.

Algunas posiciones de las máquinas se encuentran próximas a alguna de las líneas aéreas de alta tensión mencionadas, si bien cumplen en todos los casos las distancias mínimas establecidas en el Reglamento de Instalaciones eléctricas de alta tensión, que establece la prohibición de la instalación de nuevos aerogeneradores en la franja de terreno definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada en la altura total del aerogenerador, incluida la pala, más 10 metros. Aun considerando una servidumbre de vuelo de 50 metros, habría una distancia mínima de 240 metros, ya que el aerogenerador tiene una altura total incluida la pala de 180 metros.

- d) Afecciones al gasoducto: El gasoducto Haro-Burgos-Madrid, propiedad de ENAGAS, cruza el parque eólico en dirección norte-sur, discurriendo por los términos municipales de Buniel y Albillos. Las posiciones más próximas a esta infraestructura son las correspondientes a los aerogeneradores 9.12 y 9.13 que se encuentran a una distancia de 80,72 y 93,91 metros respectivamente.
- e) Afecciones al oleoducto: El oleoducto Bilbao-Valladolid, propiedad de CLH, S.A., cruza el parque eólico discurriendo por los términos municipales de Villagonzalo Pedernales, Albillos y Cayuela. La posición más próxima a esta infraestructura es la correspondiente al aerogenerador 9.22 que se encuentra a una distancia de 136,97 metros.
- f) Afecciones con las vías pecuarias: En la zona de implantación del parque eólico se localizan numerosas vías pecuarias:
 - ⇒ En el término Municipal de Cavia, situado al oeste del parque: Colada del Camino de Cavia a Buniel y Cañada de Quintanilla Somuño a Cavia y Burgos.
 - ⇒ En el Término Municipal de Arcos de la Llana, situado al sur del parque: Cordel de la carrera y Vereda de Burgos a Segovia o Camino de Burgos.
 - ⇒ En el Término Municipal de Villagonzalo Pedernales, situado al este del parque : Cañada del Camino Villariezo, Vereda de la Parrilla, Vereda de la Fuente Criada, Vereda al Camino de Sarracín, Vereda de Arcos de la Llana, Vereda de la Carretera de San Pedro a Fuente-Humero, Vereda de la Motilla, Vereda y Camino Vecinal de Albillos (coincidente con la carretera BU-V-1003), Vereda de la Carrera de las Viñas, Vereda del Camino de Villamiel, Vereda de la Carrera del Pozo (se utiliza mediante mejora como camino de acceso a las posiciones 9.23, 9.24 y 9.25 desde la BU-V-1003).
 - ⇒ En el Término Municipal de Buniel, situado al oeste del parque: Colada del camino de Cavia a Buniel, Vía pecuaria Buniel-Albillos-Quintanilla de las carretas, Vía pecuaria Buniel-Burgos, Vía pecuaria Buniel- Villagonzalo.

En los tramos en lo que coincida la traza de la vía pecuaria con los caminos del proyecto se hará una adecuación de estas vías pecuarias, de manera que

la intervención sobre estas no suponga la ejecución de ningún obstáculo nuevo, suponiendo únicamente una mejora en las condiciones existentes. Si se da un cruzamiento de la zanja eléctrica con las vías pecuarias, se realizará una canalización hormigonada HM-20 y con tubos de protección de 250 mm de diámetro, cuya profundidad mínima será un metro.

- g) Afecciones a caminos públicos: En la implantación existen caminos de titularidad municipal y vías de comunicación de dominio público:
- ⇒ Camino de Cayuela a Burgos. Se aprovecha parte de la traza en el término municipal de Albillos y a escasos metros de Cayuela.
 - ⇒ Camino de Albillos a Buniel. Afección con cruce camino del parque en el término municipal de Albillos.
 - ⇒ Camino de Las Quintanillas. Se aprovecha parte de la traza en el término municipal de Buniel.
 - ⇒ Camino de Cimera. A partir de este camino, perteneciente al término municipal de Albillos, se accede a la posición 9.26, proyectándose uno de los accesos al parque (Acceso 5) desde este camino.

En el caso de caminos rurales existentes que sean adecuados para ser utilizados como caminos interiores o de acceso del parque eólico, se asegurará siempre el mantenimiento de la integridad superficial, la idoneidad de los itinerarios y de los trazados, junto con la continuidad del tránsito y usos preventivos.

- h) Afecciones aeroportuarias: El parque eólico se encuentra próximo al aeropuerto de Burgos. Se han comprobado las Servidumbres Aeronáuticas físicas, radioeléctricas y de Operación Internacional de Aviación Civil (OACI) del aeropuerto, aprobadas por el Real Decreto 1838/2009²⁹, y no se produce afección con el parque eólico.

Además, tal y como se ha indicado, el PE BUNIEL cuenta con una subestación denominada ST PE Buniel 30/132 kV, que colecta la energía generada por todos los aerogeneradores del parque, a través de un sistema de red de 30 kV. El PE BUNIEL efectúa la conexión utilizando el ramal sur de las infraestructuras del nudo, a través de una Entrada/Salidas (E/S) en uno de los circuitos de la línea en 132 kV de doble circuito, que discurre entre la Subestación de La Muela/Santiuste y la Subestación de la Torca. El circuito en el que conecta es compartido por los parques eólicos El Moral y La Muela, de otros promotores. El otro circuito de la línea Subestación Muela/Santiuste a la Subestación de la Torca transporta la energía del parque eólico Tórtoles, y no entra por las barras del 132 kV de la ST PE Buniel.

La ST PE BUNIEL estará ubicada en la provincia de Burgos, más concretamente en el término municipal de Albillos. Su cota aproximada de explanación se sitúa en los 895 metros sobre el nivel del mar. La parcela destinada a la instalación se localiza en el polígono 501, parcela 57 del paraje denominado El Pozuelo en el

²⁹ Real Decreto 1838/2009 de 27 de noviembre, por el que se actualizan las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Burgos.

municipio de Albillos, provincia de Burgos. La subestación ocupa una extensión de 6.767,62 m².

La Línea Aérea de Alta Tensión a 132 kV que va a evacuar la energía generada en el parque eólico es la línea LAAT 132 kV ST La Muela/Santiuste—ST La Torca, que dispondrá de entrada y salida en la ST PE BUNIEL. El promotor de esta infraestructura también es RENOVABLES BUNIEL. Tendrá origen en la subestación La Muela 132 kV y final en subestación La Torca 132/400 kV. Estará ubicada en los términos municipales de Estépar, Cavia, Buniel, San Mamés de Burgos y Albillos (provincia de Burgos) y será una infraestructura eléctrica necesaria para la evacuación de la energía generada por diversos parques eólicos de la zona en las subestaciones “PE Tórtoles”, “PE La Muela I-Santiuste” y “PE Buniel”.

Esta línea se dividirá en tres tramos: El tramo 1A entre la S.E.T. “PE La Muela I-Santiuste” y el apoyo N^o41 —donde la línea discurrirá por los términos municipales de Estépar, Cavia y Buniel, con origen del tramo en el pórtico de la futura SET “PE LA MUELA I-SANTIUSTE—, el tramo 1B del apoyo N^o41 a la S.E.T. “La Torca” —donde la línea discurrirá por los términos municipales de Buniel y San Mamés de Burgos, con final en el pórtico de la futura SET “PE La Torca”— y el tramo 2 entre el apoyo N^o41 y la S.E.T. “PE Buniel” —donde la línea discurrirá por los términos municipales de Buniel y Albillos, con origen en el apoyo N^o41 y final en el pórtico de la futura SET “PE Buniel”—.

La Subestación Eléctrica “La Torca” 132/400 kV estará ubicada en las parcelas N^o 76, 77, 78, 79 y 80 del polígono N^o 501 en el paraje La Torca, del término municipal de Buniel, en la provincia de Burgos. El acceso a las instalaciones se realizará desde el camino de la Vega existente, con acceso desde la carretera N-620 a la altura del municipio de Buniel. La subestación se ubicará a unos 818 metros sobre el nivel del mar. Todos los elementos de la subestación se ubicarán en un recinto vallado de dimensiones 137,30 x 71,30 metros, en el que se situarán, además de los sistemas de 400 kV y 132 kV, el edificio de interconexión y control. La posición de la subestación quedará ubicada ligeramente separada de la Subestación Eléctrica Buniel 400 kV, propiedad de REE, para así dejar espacio de acceso suficiente a las posiciones existentes en la misma, así como a futuras ampliaciones.

La Línea Aérea de Alta Tensión a 400 kV que conectará la futura subestación “La Torca” con la subestación “Buniel” estará ubicada en el polígono catastral 501 del término municipal de Buniel, en la provincia de Burgos. La Línea Aérea discurrirá por el término municipal de Buniel, con origen en el pórtico de la SET “La Torca”, a instalar en la futura Subestación “La Torca”, desde donde y a través de tres alineaciones y dos apoyos llegará al pórtico en la existente SET “Buniel”. La longitud total de la línea es de 170,87 metros. Las cotas del terreno en el trazado de la línea varían aproximadamente entre 816 y 817 metros sobre el nivel del mar.

Por otra parte, en el informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos, de fecha 17 de noviembre de 2020, se

recogen las respuestas de los ayuntamientos afectados³⁰, que manifiestan la compatibilidad de la instalación con el uso de suelo, siendo susceptible de otras autorizaciones conforme a la normativa urbanística a través del otorgamiento del uso excepcional.

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 proyecto*”.

A continuación se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por el promotor del proyecto.

4.4.1 Capacidad legal

RENOVABLES BUNIEL es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de fecha 23 de julio de 2019 por dos socios, IBERENOVA PROMOCIONES, S.A. y RURALIA EUROPA, S.A., que se registrará por las disposiciones relativas a las sociedades limitadas³¹, demás normas que le sean de aplicación y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*i.- La realización de toda clase de actividades, obras y servicios propios o relacionados con los negocios de: a) Producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, incluyéndose entre ellas, a modo enunciativo y no*

³⁰ En el término municipal de Albillos se sitúan doce aerogeneradores denominados 9.8, 9.9, 9.10, 9.11, 9.12, 9.14, 9.15, 9.16, 9.17, 9.18, 9.19 y 9.26, los caminos del parque eólico que dan acceso y unen las máquinas anteriores, y la red subterránea de media tensión que une los aerogeneradores entre sí con la subestación PE Buniel situada en este término municipal; en el término municipal de Arcos de la Llana se sitúan el aerogenerador 9.25, el camino interno que da acceso a este y las zanjas para la evacuación de la energía producida; en el término municipal de Buniel se sitúan los aerogeneradores denominados 9.3, 9.7 y 9.13, los caminos del parque eólico que dan acceso y unen las máquinas anteriores y la red subterránea de media tensión que une los aerogeneradores entre sí con la subestación PE Buniel; en el término municipal de Cavia se sitúan cuatro aerogeneradores denominados 9.1, 9.2, 9.4 y 9.5, los caminos internos del parque eólico que dan acceso a las máquinas anteriores y las zanjas asociadas para la evacuación de la energía producida; en el término municipal de Cayuela se sitúan el aerogenerador denominado 9.6, el camino interno del parque eólico que da acceso a la máquina anterior y la zanja asociada para la evacuación de la energía producida; en el término municipal de Villalbilla de Burgos se sitúan dos aerogeneradores denominados 9.20 y 9.21, el tramo de la red subterránea de media tensión y el camino que da acceso a ambas máquinas; en el término municipal de Villagonzalo Pedernales se sitúan tres aerogeneradores denominados 9.22, 9.23, 9.24, los caminos del parque eólico que dan acceso y unen las máquinas anteriores, la red subterránea de media tensión que une los aerogeneradores entre sí con la subestación PE Buniel situada en el término municipal de Albillos.

³¹ RDL 1/2010.

exhaustivo, la producción eólica; b) Proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de las instalaciones comprendidas en el apartado anterior, ya sean propias o de terceros, los servicios de análisis, estudios de ingeniería o consultoría energética, medioambiental, técnica y económica, relacionados con dicho tipo de instalaciones; ii.- La participación en todo tipos de sociedades, y agrupaciones de empresas, que se dediquen a cualquier clase de actividades, obras y servicios propios o relacionados con los negocios de producción o comercialización de electricidad o sus derivados, incluidos los derivados financieros». La Sociedad podrá realizar estas actividades integrantes de su objeto social, total o parcialmente, de modo indirecto mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo, tanto en España como en el extranjero.

La Sociedad fue constituida con un capital social de 3.000 euros, dividido en tres mil participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas, de las cuales IBERENOVIA PROMOCIONES, S.A. (en adelante IBERENOVIA) suscribió 2.250 y RURALIA EUROPA, S.A. (en adelante RURALIA) 750. Por tanto, RENOVABLES BUNIEL se encuentra participada en un 75% por IBERENOVIA y en un 25% por RURALIA.

RURALIA, socio minoritario de RENOVABLES BUNIEL, es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de fecha 17 de septiembre de 2009, cuyo objeto social principal es la adquisición, tenencia y explotación de acciones y participaciones en otras entidades. La Sociedad pertenece al Grupo Caja Rural de Soria, cuya matriz, Caja Rural de Soria, es una sociedad cooperativa de crédito constituida el 26 de septiembre de 1960 como una cooperativa de crédito, de ámbito provincial, que en 1993 modificó su denominación social por la actual y cuyo objeto social, de acuerdo con sus estatutos, es la captación de fondos de terceros en forma de depósitos, préstamos, cesión temporal de activos financieros u otras análogas, aplicándolos a la concesión de préstamos y créditos que permitan atender las necesidades financieras de sus socios y terceros, actividad que desarrollará principalmente en el medio rural.

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

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

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

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

En definitiva, RENOVABLES BUNIEL es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

El artículo 121.3.b) del RD 1955/2000 exige la concurrencia de alguna de las siguientes condiciones para considerar acreditada la capacidad técnica de los solicitantes de las autorizaciones:

1ª Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.

2ª Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

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

Como ya se ha indicado, RENOVABLES BUNIEL fue constituida el 23 de julio de 2019 con el objeto social, entre otros, de producir energía eléctrica mediante instalaciones abastecidas con fuentes de energía renovables, pero hasta la fecha no ha llevado a cabo esta actividad debido a su reciente creación, por lo que aún no dispone de instalaciones operativas. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de sus socios y el grupo empresarial al que pertenecen la que acredite su capacidad técnica.

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

El Grupo IBERDROLA, entendiéndose por este a IBERDROLA, S.A. y Sociedades dependientes, es uno de los mayores grupos eléctricos privados del mundo, contando con una dilatada experiencia en actividades eléctricas. En los últimos 15 años ha llevado a cabo una profunda transformación con objeto de hacer frente a los retos del cambio climático y a la necesidad de electricidad limpia. Hoy es un grupo multinacional que produce y suministra electricidad a cerca de 100 millones de personas en los países en los que está presente, además de en la Península Ibérica, en Estados Unidos (a través de su filial AVANGRID), en Reino Unido (a través de Scottish Power, líder de renovables en Reino Unido), México, Brasil (NEOENERGIA es la primera eléctrica de Brasil por número de clientes) y en otros países de Europa (Portugal, Francia, Italia, Alemania, Grecia, Hungría, Rumanía, Chipre y Polonia), así como en Australia y Japón.

A cierre del ejercicio 2020, el Grupo cuenta con más de 31 millones de puntos de suministro de electricidad y 47.965 MW de capacidad instalada, de los que casi un 73% corresponde a energías renovables (34.820 MW), el 18% a ciclos

combinados de gas, el 7% a nuclear, y el 2% restante a cogeneración, según el detalle siguiente³²:

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

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

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

IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., socio único de IBERENOVA, que a su vez es el socio mayoritario de RENOVABLES BUNIEL, es la sociedad

³² Según informe publicado en la web corporativa del Grupo Iberdrola 'Presentación de resultados 2020', de fecha 24 de febrero de 2021.

cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable. Por tanto, su objeto social es la realización de toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, así como el proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de estas instalaciones, ya sean propias o de terceros, y los servicios de análisis, estudios de ingeniería o consultoría energética, medioambiental, técnica y económica, relacionados con las mismas.

Respecto al socio mayoritario de RENOVABLES BUNIEL, IBERENOVA, cuyo objeto social es la realización de toda clase de actividades relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable, ha producido 1.294,25 GWh en 2019, un 12,6% más que en 2018, según consta en su Informe de Gestión correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019³³. Su cifra de negocio ha aumentado un 1,15% respecto al ejercicio 2018, lo que ha supuesto alcanzar los 91,96 millones de euros en el ejercicio 2019. En dicho Informe de Gestión se pone de manifiesto que la Sociedad continuará en 2020 con la explotación de los parques instalados.

Según datos aportados por la sociedad promotora del Proyecto, IBERENOVA, participada en un 100% por Iberdrola Renovables Energía, cuenta con una capacidad instalada eólica en Castilla y León de 1.453,67 MW, parques eólicos operativos que comenzaron a explotarse desde el año 2002 y actualmente siguen en explotación, según el detalle siguiente:

PARQUE EÓLICO	Capacidad instalada (MW)	Ubicación	Año de puesta en marcha
PEÑAFLO III*	48,99	Valladolid	2012
PEÑAFLO IV*	48,99	Valladolid	2012
LAYNA	50,00	Soria	2012
VALDELANAVE*	10,00	Zamora	2012
FUENTESALADA	46,40	Burgos	2011
ALTO DE LA DEGOLLADA*	50,00	Burgos	2010
CRUZ DE CARRUTERO	40,00	Palencia	2010
LOS COLLADOS*	11,20	Burgos	2010
LAS VIÑAS	38,00	Burgos	2010
LA CUEZA	8,00	León	2010
VALDECARRIÓN*	34,00	León	2010
VALDEPERONDO*	46,00	León	2010
VENTOSA DEL DUCADO	44,00	Soria	2009
BULLANA*	38,00	Soria	2009

³³ Último ejercicio cerrado en la fecha de elaboración del presente acuerdo, según informa el promotor del PE BUNIEL.

PARQUE EÓLICO	Capacidad instalada (MW)	Ubicación	Año de puesta en marcha
RADONA II	32,00	Soria	2009
RADONA I*	24,00	Soria	2009
EL CARRIL II	10,00	Burgos	2008
PÁRAMO VEGA	18,00	Burgos	2008
EL COTEREJÓN II*	6,00	Burgos	2008
LA COTERA	18,00	Burgos	2008
BUREBA	12,00	Burgos	2008
CERRO BLANCO	42,00	Burgos	2008
EL SOMBRÍO	28,00	Burgos	2007
EL CARRIL	18,00	Burgos	2007
ARGAÑOSO	22,00	León	2007
PORTEL RUBIO	4,98	Soria	2007
VILLALAZÁN	4,98	Zamora	2007
GRIJOTA	4,98	Palencia	2006
MORÓN DE ALMAZÁN	50,00	Soria	2006
CAMPILLOS*	34,00	Soria	2006
TARAYUELA	30,00	Soria	2006
URBEL DEL CASTILLO II	50,00	Burgos	2006
DUEÑAS	3,40	Palencia	2005
BORDECOREX NORTE	44,35	Soria	2005
SIERRA DE DUEÑA*	31,45	Salamanca	2004
GRADO	27,20	Soria	2004
CANALEJAS	18,70	Soria	2004
CHAMBÓN*	33,15	Palencia	2004
HONTALBILLA II	28,90	Soria	2004
SIERRO SORIA 1	19,55	Soria	2004
HONTALBILLA	36,55	Soria	2004
LA MAGDALENA	23,80	Burgos	2004
VALDEPORRES	31,45	Burgos	2003
EL TERUELO*	43,35	Palencia	2003
VALMEDIANO*	34,00	Zamora	2003
VALBONILLA*	11,10	Burgos	2003
EL NAVAZO*	38,55	Burgos	2003
CARRASQUILLO*	49,30	Palencia	2003
TABLADO	19,80	Soria	2003
LABRADAS*	36,55	Zamora	2002

Por otra parte, también el socio minoritario de RENOVABLES BUNIEL, RURALIA (que pertenece al Grupo Caja Rural de Soria) cuenta con experiencia en el sector de generación de energía mediante tecnologías renovables y dispone de instalaciones desarrolladas y operativas, según manifiesta el promotor del PE BUNIEL en el documento adjuntado a su solicitud 'Acreditación Capacidad Legal,

Técnica y económico-financiera'. Por tanto, estos datos avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel internacional como en España, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de sus socios y de los grupos empresariales a que estos pertenecen, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en los Proyectos fechados en septiembre y octubre de 2019, el presupuesto estimado para la ejecución de los mismos, incluyendo el PE BUNIEL y su infraestructura de evacuación, asciende a **[Inicio Confidencial]** **[Fin Confidencial]**. Esta cuantía incluye la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), la maquinaria y la instalación eléctrica, así como los gastos de seguridad y salud y de gestión de residuos, además de considerar un 13% de gastos generales y un 6% de beneficio industrial. El presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

RENOVABLES BUNIEL, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida el 23 de julio de 2019 con un capital social de 3.000 euros, íntegramente suscrito y desembolsado, y dividido en 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas. Sus socios fundadores asumieron estas participaciones de forma que IBERENOVA suscribió 2.250 participaciones y RURALIA 750, por lo que RENOVABLES BUNIEL se encuentra participada en un 75% por IBERENOVA y en un 25% por RURALIA.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de RENOVABLES BUNIEL depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019³⁴ (abarcan el periodo comprendido entre el 23 de julio de 2019, fecha de constitución de la sociedad, y el 31 de diciembre de 2019), arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de RENOVABLES BUNIEL, se comprueba que cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2019, el capital social de la Sociedad está representado por 303.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas. Durante el ejercicio 2019 los accionistas de la Sociedad han realizado una ampliación de capital por un importe total de 300.000 euros, en proporción a su porcentaje de participación —RENOVABLES BUNIEL sigue siendo participada en un 75% por IBERENOVA y en un 25% por

³⁴ Último ejercicio cerrado en la fecha de elaboración del presente acuerdo, según informa el promotor del PE BUNIEL.

RURALIA—, suscribiendo 300.000 nuevas participaciones de un euro de valor nominal cada una.

IBERENOVA, socio mayoritario de RENOVABLES BUNIEL, es una sociedad anónima de nacionalidad española cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019³⁵, fechado el 21 de julio de 2020, arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

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

Por tanto, en la actualidad, RENOVABLES BUNIEL cuenta la participación de dos socios, siendo el mayoritario (con un 75% del capital social) IBERENOVA, Sociedad participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de RENOVABLES BUNIEL en función de los resultados del Grupo IBERDROLA al que, finalmente, pertenece.

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

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019

Unidad: Millones de Euros

	<i>31/12/2020</i>	<i>31/12/2019</i>
TOTAL ACTIVO	122.518	122.369
Activo corriente	14.972	13.558
Combustible nuclear	260	306
Existencias	2.443	2.542

³⁵ Último ejercicio cerrado en la fecha de elaboración del presente acuerdo, según informa el promotor del PE BUNIEL.

Deudores comerciales y otros activos corrientes	7.664	7.499
Inversiones financieras corrientes	1.178	1.098
Efectivo y otros medios equivalentes	3.427	2.113
Activo no corriente	107.546	108.811
Activo intangible	18.222	20.368
Inversiones inmobiliarias	301	342
Propiedad, planta y equipo	71.779	71.289
Activo por derecho de uso	1.974	1.782
Inversiones financieras no corrientes	5.461	5.819
Deudores comerciales y otros activos no corrientes	3.161	2.851
Activos por impuestos corrientes	666	666
Impuestos diferidos activos	5.982	5.694
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	122.518	122.369
Patrimonio Neto	47.218	47.195
De la sociedad dominante	35.412	37.678
<i>Capital</i>	4.762	4.771
<i>Ajustes por cambio de valor</i>	-242	-544
<i>Otras reservas</i>	34.420	33.522
<i>Acciones propias en cartera</i>	-1.985	-1.436
<i>Diferencias de conversión</i>	-5.154	-2.101
<i>Resultado neto del periodo</i>	3.611	3.466
De participaciones no dominantes	11.806	9.517
Pasivo corriente	17.931	19.131
Provisiones corrientes	579	660
Pasivos financieros corrientes	15.470	16.534
Otros pasivos corrientes	1.882	1.937
Pasivo no corriente	57.369	56.043
Subvenciones de capital	1.240	1.399
Instalaciones cedidas y financiadas por terceros	5.043	4.987
Provisiones no corrientes	5.836	5.990
Pasivos financieros no corrientes	35.096	33.639
Otros pasivos no corrientes	262	408
Pasivos por impuestos corrientes	285	261
Impuestos diferidos pasivos	9.607	9.359

**CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DE IBERDROLA, S.A. Y
SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

Unidad: Millones de Euros

31/12/2020 31/12/2019

Importe neto de la cifra de negocios	33.145	36.438
Aprovisionamientos	-17.000	-20.175
Margen bruto	16.145	16.263
Gastos de personal	-2.149	-2.146
Servicios exteriores	-2.165	-2.184

Tributos	-1.821	-1.829
Beneficio Bruto de explotación (EBITDA)	10.010	10.104
Corrección valorativa de deudores comerciales y activos de contrato	-381	-298
Amortizaciones y provisiones	-4.093	-3.929
Beneficio de explotación (EBIT)	5.536	5.877
Resultado de sociedades por el método de participación (neto de impuestos)	-5	14
Resultado financiero	-991	-1.300
Resultado de activos no corrientes	513	203
Beneficio antes de impuestos	5.053	4.794
Impuesto sobre sociedades	-1.083	-914
Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones continuadas	3.970	3.880
Resultado neto del ejercicio procedente de actividades discontinuadas (neto de impuestos)	-18	-66
Participaciones no dominantes	-341	-348
BENEFICIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	3.611	3.466
Beneficio básico por acción en euros procedente de actividades continuadas	0,552	0,520
Beneficio diluido por acción en euros procedente de actividades continuadas	0,551	0,519
Pérdida básica y diluida por acción en euros procedente de actividades discontinuadas	-0,003	-0,010

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019

Unidad: Millones de Euros

31/12/2020 31/12/2019

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación	8.347	6.915
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	-6.644	-7.382
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	-71	-277
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio en el efectivo o equivalentes	-318	56
Incremento/(Decremento) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.314	-688
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	2.113	2.801
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	3.427	2.113

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

Por otra parte, el socio minoritario de RENOVABLES BUNIEL, RURALIA, pertenece al Grupo Caja Rural, que alcanzó en 2019 los 65.052 millones de activos totales, lo que le situaba en la séptima posición de entre las entidades financieras de España, con una ratio CET1³⁶ al cierre de 2019 del 16,62%. Tras siete años consecutivos de crecimiento, el Grupo Caja Rural de Soria alcanzó en 2019 el mayor beneficio de la historia de la entidad, con un resultado antes de impuestos que creció por encima del 10% respecto a 2018, misma evolución que el resultado neto que se incrementó un 9% hasta alcanzar la cifra de 10,6 millones de euros. El volumen de negocio del Grupo correspondiente al ejercicio 2019 ascendió a 2.556.780 miles de euros. El resultado bruto consolidado antes de impuestos correspondiente al ejercicio 2019 fue de 12.807 miles de euros.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, RENOVABLES BUNIEL, pertenece a grupos societarios que presentan una situación económica holgada, lo cual le permitiría obtener el apoyo financiero necesario para la realización del proyecto objeto del presente acuerdo. Por ello, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de RENOVABLES BUNIEL, 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 otorga a RENOVABLES DE BUNIEL, S.L. autorización administrativa previa para el PARQUE EÓLICO BUNIEL de 114,5 MW, la subestación eléctrica PE Buniel 30/132 kV, la línea eléctrica aérea a 132 kV, la subestación eléctrica La Torca 132/400 kV y la línea eléctrica aérea a 400 kV para la evacuación de energía eléctrica, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

³⁶ *Common Equity Tier 1*: Ratio que mide la solvencia financiera de un banco. Se trata de la relación entre los fondos con los que cuenta para hacer frente de forma inmediata a posibles imprevistos y el riesgo que asume a través de los activos que tiene en el balance.

ANEXO I: Contenido de los Proyectos³⁷

1. Características generales

Según se indica en los Anteproyectos, su objeto es describir todas las infraestructuras para la construcción del Parque Eólico denominado “Buniel”, de 114,5 MW de potencia instalada, ubicado en los términos municipales de Albillos, Arcos de la Llana, Buniel, Cavia, Cayuela, Villagonzalo Pedernales y Villalbilla de Burgos, en la provincia de Burgos, al efecto de obtener la autorización administrativa para instalar dicha planta de generación eléctrica, según el RD 1955/200.

El PE BUNIEL constará de 26 aerogeneradores, 25 de los cuales serán Siemens-Gamesa SG4.5-145 HH 107,5 m, de 4,5 MW de potencia unitaria, con una altura de buje de 107,5 metros y uno será Siemens-Gamesa SG2.0-114 HH 106,0 m, de 2,0 MW de potencia unitaria, resultando una potencia total de 114,5 MW.

Son objeto de estos proyectos:

a) PE BUNIEL:

- Infraestructura Eólica: Aerogeneradores
- Obra Civil:
 - ⇒ Vial de acceso al Parque.
 - ⇒ Viales interiores para acceso a los aerogeneradores.
 - ⇒ Plataformas para montaje y acopio de los aerogeneradores.
 - ⇒ Cimentación de los aerogeneradores.
 - ⇒ Zanjas para líneas eléctricas, red de tierras y comunicaciones.
- Infraestructura Eléctrica:
 - ⇒ Centro de transformación 0.69/30 kV en el interior de los aerogeneradores.
 - ⇒ Líneas eléctricas subterráneas de 30 kV.
 - ⇒ Red de comunicaciones.
 - ⇒ Red de tierras.
 - ⇒ Subestación ST Buniel de 30/132kV.

³⁷ Son cuatro proyectos: “Parque eólico Buniel 114,5 MW y subestación transformadora 132/30 kV PE Buniel”, visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla el 24 de septiembre de 2019, “Línea de evacuación 132 kV, con origen en la subestación La Muela 132 kV y final en la subestación La Torca 132/400 kV”, “Línea aérea de alta tensión 400 kV con origen en subestación La Torca 132/400 kV y final en la subestación Buniel 400 kV”, visados ambos por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con fecha 25 de octubre de 2019, y “Subestación eléctrica La Torca 132/400 kV”, visado por el mismo Colegio Oficial que los dos anteriores con fecha 28 de octubre de 2019.

meteorológicos que puedan suponer limitaciones en la operatividad diaria. El núcleo de población más cercano al parque es Buniel, situado a unos 370 metros del emplazamiento en dirección norte del aerogenerador más cercano.

La ubicación del parque eólico se encuentra cerca de la infraestructura eléctrica de conexión, Subestación 400 kV de Buniel, siendo la instalación eléctrica de generación renovable más cercana al nudo de interconexión a la red de transporte.

2. Parque Eólico Buniel

La infraestructura del PE BUNIEL consta de veintiséis aerogeneradores de los cuales veinticinco son aerogeneradores de 4.500 kW de potencia unitaria y uno de 2.000 kW, ubicados en la parte central de la provincia de Burgos. Los accesos al parque se realizarán desde la carretera BU-V-1003, desde la que se proponen diferentes accesos al parque a través de caminos existentes (Acceso 1 y Acceso 3) y de caminos de nueva ejecución (Acceso 2 y 4). En el caso del aerogenerador 9.26 se accede desde el Camino Cimera perteneciente al término municipal de Albillos (Acceso 5), el cual transcurre desde dicho término municipal al término municipal de Cayuela y es coincidente con la prolongación de la calle Bellavista de este mismo término municipal. Todos estos accesos se encuentran en los términos municipales de Albillos y Villagonzalo Pedernales.

2.1. Obra civil

Las obras necesarias para la instalación, operación y mantenimiento de los equipos que constituyen el parque consisten en:

- Camino o caminos de acceso al parque. (Accesos principales desde el entronque hasta el primer aerogenerador o ramal de la agrupación o cordel de aerogeneradores).
- Viales interiores. (Accesos entre aerogeneradores).
- Cimentaciones de aerogeneradores.
- Plataforma junto a la cimentación del aerogenerador, necesaria para el montaje de los aerogeneradores mediante grúa y acopio de componentes.
- Canalizaciones para cableado eléctrico y red de tierras.

2.1.1. Caminos

Los caminos del parque eólico se conciben como una red de viales que permiten el acceso a todas y cada uno de los aerogeneradores, al tiempo que conectan la planta con las carreteras del entorno. La red de caminos proyectados tiene una longitud total de 15.680 metros, divididos en 18 ejes.

Los emplazamientos de aerogeneradores se sitúan en zonas elevadas en su mayor parte, siendo preciso la construcción de viales que permitan dar acceso a los medios de transporte de equipos y maquinaria de montaje en una primera

fase, y de explotación y mantenimiento durante la vida útil de la planta, que se establece en 40 años.

Los caminos tienen una utilidad específica, concretada en un importante tráfico pesado durante la fase de construcción y montaje, reduciéndose drásticamente durante la fase de explotación a vehículos ligeros de conservación y mantenimiento y, ocasionalmente, alguna grúa o vehículo de transporte pesado. Asimismo, es habitual que la red de caminos creada sea utilizada por los lugareños para acceder a las distintas zonas.

El trazado de los caminos, su sección tipo y el concepto general van encaminados a obtener la menor incidencia posible con el entorno, reduciéndose en lo posible la longitud y los movimientos de tierras, tanto por razones económicas como de integración en el medio ambiente. Se ha aprovechado en lo posible los caminos ya existentes, modificándolos según las restricciones geométricas impuestas por el paso de los transportes que llevarán las piezas de los aerogeneradores para su construcción. Los caminos de nueva ejecución suman un total de un total de 8.399 metros, el resto de los caminos se han proyectado sobre caminos existentes en la zona que deberán someterse a obras de mejora y acondicionamiento para el paso de vehículos especiales.

Geoméricamente se han adoptado los siguientes parámetros:

- Trazados: sucesión de alineaciones rectas y curvas circulares con radios mínimos internos superiores a 30 metros.
- Perfil longitudinal adaptado al terreno natural en su mayor parte, con el menor movimiento de tierras posible.
- Pendiente longitudinal máxima del 13%.
- Ancho vial de acceso: 5 metros.
- Ancho viales interiores: 8 metros (previando desplazamiento de grúa GVE).

El firme de los caminos estará constituido por treinta centímetros de zahorra artificial, compactada al 98% P.M, que servirá de rodadura y apoyará sobre el terreno natural, después de retirar la capa superficial de tierra vegetal, o bien sobre terraplén.

En general el trazado se ha proyectado sobre una suave orografía, tan solo se alcanzarán pendientes superiores al 13% en dos tramos del trazado. En varios tramos en los que existen alineaciones curvas se supera la pendiente del 7%, que se hormigona de acuerdo con las pendientes máximas establecidas en el proyecto.

2.1.2. Plataformas de montaje

En el emplazamiento correspondiente a cada aerogenerador se acondicionará una plataforma estable que permita las maniobras de camiones y grúas de gran tonelaje necesarios para realizar las labores de montaje de las máquinas. Las

plataformas de montaje se han previsto con diferentes dimensiones y distribución según:

- Zona de trabajo grúas.
- Zona de acopio de componentes.
- Zona de montaje pluma.

2.1.3. Cimentaciones de los aerogeneradores

Los aerogeneradores SG4.5-145 estarán cimentados en una zapata tronco-cónica de planta circular con un diámetro de 21,2 metros y 3,2 metros de altura total (0,6 metros de canto en su radio máximo, 2 metros de altura de cono y 0,6 metros de altura en su cilindro superior), el cual quedará 0,10 metros por encima del terreno en el pedestal.

El aerogenerador SG2.0-114 estará cimentado en una zapata tronco-cónica de planta circular con diámetro 19,0 metros y 2,8 metros de altura total (0,5 metros de canto en su radio máximo, 1,8 metros de altura de cono y 0,5 metros de altura en su cilindro superior), el cual quedará 0,10 metros por encima del terreno en el pedestal.

En la zapata se incluirá el acceso de la red de media tensión a la torre, con tubos que irán embebidos en el propio hormigón de la cimentación.

El hueco de la cimentación se rellenará con material procedente de la excavación en la medida de lo posible, o material de banco si fuese preciso, hasta 10 centímetros por debajo del nivel superior del pedestal. El terraplenado se realizará de forma que se obtenga una rasante con pendiente hacia el exterior del aerogenerador.

Simultáneamente a la ejecución de la cimentación, embebidos en el pedestal se colocarán los anclajes de la torre, consistentes en una virola de acero a la que posteriormente se atornillará la base de la torre de sustentación del aerogenerador.

La geometría de la zapata se calculará de manera que se garantice, entre otros aspectos, la estabilidad de la misma (vuelco, deslizamiento, despegue, efectos del nivel freático) y los condicionantes geotécnicos, de manera que la tensión transmitida al suelo sea menor que la máxima capacidad portante del terreno.

2.1.4. Zanjas

Para el tendido de la red de potencia, comunicaciones y tierras del parque se ha previsto una red de zanjas que conectarán los aerogeneradores con la subestación. Las zanjas discurrirán por terreno natural, paralelas a los caminos, fuera de la huella de las cunetas.

Para las comunicaciones se ha previsto un tubo de pead³⁸ de diámetro 63 mm para alojar un cable de fibra óptica.

Para la red de tierras se ha previsto un cable de cobre desnudo de 70 mm², que irá directamente enterrado.

Para la red de potencia se han previsto circuitos de aluminio unipolares instalados en trébol a una profundidad de 0,8 metros.

Se ha previsto la instalación de una cinta señalizadora a lo largo de la zanja para la identificación de cables eléctricos.

Para la protección de los cables se ha proyectado una placa de polietileno unos 30 cm por encima de los cables de potencia.

En el caso de realizarse cruces de caminos, estos se realizarán perpendiculares al eje del camino y con las siguientes consideraciones.

- La profundidad de los cables de potencia será de un metro.
- Los cables de potencia irán entubados con tubos de pead de 250 mm de diámetro.
- El cable de tierra irá entubado con tubo de pead de 63 mm.
- La cama y relleno con arena se sustituye por hormigón en masa HM-20 para fortalecer la canalización ante el paso de vehículos.
- Se dispondrá de un tubo de reserva de 250 mm de diámetro de pead.

Las zanjas se excavarán con taludes verticales, segregando los productos de excavación que se obtengan en los primeros 50-60 cm, en los que se encontrarán la tierra vegetal y los materiales tipo suelo o roca más meteorizada, de los que salgan de la zona inferior, de carácter más rocoso. Los primeros se emplearán en el posterior relleno de la zanja y los segundos serán llevados a zonas de terraplén, recuperación de franjas de terreno en tramos de caminos anulados o vertedero autorizado. El aspecto final del trazado de las zanjas debe ser lo más parecido posible al original previo, por lo que se deben extremar las medidas de refino y limpieza finales, eliminando todos los fragmentos rocosos y extendiendo tierra vegetal en las zonas que lo requieran.

El relleno de las zanjas, una vez tendidas las conducciones, se realizará con arena de río o cantera hasta 50 cm de altura, rellenándose el resto con el material extraído en la zona superficial de la excavación.

2.2. Aerogeneradores

³⁸ Polietileno de Alta Densidad.

Los aerogeneradores SG 4.5-145 disponen de un rotor tripala a barlovento y su potencia nominal es de 4,5 MW, mientras que el aerogenerador SG 2.0-114 tiene una potencia nominal de 2 MW.

Para los aerogeneradores SG 4.5-145 el diámetro del rotor es de 145 metros y la altura del buje es de 107,5 metros. Para el aerogenerador SG 2.0-114 el diámetro del rotor es de 114 metros y la altura del buje es de 106,0 metros.

Los aerogeneradores están regulados por un sistema de cambio de paso independiente para cada pala y equipados con un sistema de orientación activo. El sistema de control permite utilizar el aerogenerador a velocidad variable maximizando la potencia producida en todos los regímenes de funcionamiento y con cualquier velocidad del viento, minimizando las cargas y el ruido.

2.2.1. Góndola

La góndola ha sido diseñada para facilitar un acceso seguro a todos los puntos de servicio durante las labores de mantenimiento programado. Además, su diseño también garantiza que los técnicos de servicio estén presentes en la góndola con total seguridad durante las pruebas de servicio con el aerogenerador en pleno funcionamiento. Esto permite llevar a cabo un servicio de gran calidad y facilita unas condiciones óptimas para la resolución de problemas.

- a) Cubierta: La cubierta protege los componentes del aerogenerador situados en el interior de la góndola frente a agentes meteorológicos y condiciones ambientales del exterior. Está fabricada con compuesto de resina reforzado con fibra de vidrio y se acopla a la estructura del sistema de izada de la carga mediante soportes metálicos. Está diseñada para soportar su propio peso, el de la carga debida a agentes externos (tiempo atmosférico) y el del personal de servicio. El tejado dispone de varios puntos de anclaje destinados a garantizar la seguridad del personal de mantenimiento.
- b) Bastidor: Los bastidores de los aerogeneradores SG 4.5-145 y SG 2.0-114 están diseñados conforme a los criterios de simplicidad mecánica y resistencia necesarios para soportar adecuadamente los componentes de la góndola y transmitir las cargas a la torre. Estas cargas se transmiten a través del rodamiento del sistema de orientación. Se divide en dos partes:
 - Bastidor delantero: Bancada de hierro fundido al que se sujetan los soportes del eje principal donde reaccionan los brazos de par de la multiplicadora y el anillo.
 - Bastidor trasero: Estructura soldada mecánicamente compuesta por dos vigas unidas en la parte delantera y trasera. El bastidor trasero soporta el generador, el transformador, los armarios del convertidor y la grúa puente, así como su estructura.
- c) Eje principal: El par aerodinámico producido por el viento en el rotor es transmitido a la multiplicadora por el eje principal. El eje se acopla al buje

mediante una brida empernada y se sujeta sobre dos rodamientos de rodillos esféricos. El primer rodamiento, cercano al buje, no está restringido axialmente, mientras que el segundo está fijo en el eje longitudinal. Los rodamientos están lubricados con grasa. El eje está fabricado con acero forjado y tiene una apertura central longitudinal en la que se guardan las mangueras hidráulicas y los cables de control para el sistema de control de cambio de paso.

- d) Multiplicadora: Transmite la potencia del eje principal al generador. Se compone de tres etapas combinadas, dos planetarios y un eje paralelo. Está situada en voladizo. El soporte planetario de la multiplicadora está montado en el eje principal por medio de una junta empernada con brida y sujeta la multiplicadora.
- e) Sistema de orientación: El sistema de orientación permite a la góndola orientarse alrededor del eje de la torre. Un bastidor de la bancada de fundición conecta el tren de potencia con la torre. El rodamiento de orientación es una corona de engranaje externa con placa de deslizamiento y fricción. Siete motores de reductores planetarios accionan el sistema de orientación.
- f) Freno mecánico: El sistema de frenado del aerogenerador abarca el acoplamiento de dos sistemas de frenado:
 - ⇒ Freno primario del aerogenerador: Es aerodinámico por puesta en bandera de las palas. El sistema de control de cambio de paso es independiente para cada pala y, por tanto, resulta seguro en caso de que falle alguno de ellos.
 - ⇒ Freno mecánico: Es un freno de disco, hidráulicamente activado, que se monta en el eje de alta velocidad de la multiplicadora. Este freno mecánico solo se usa como freno de aparcamiento o en caso de que se active un pulsador de emergencia (en este caso, solo se aplica cuando las revoluciones disminuyen por debajo de un valor específico).

También hay un sistema de bloqueo del rotor mediante una bomba manual que inserta dos pernos hidráulicos en el anillo de bloqueo del eje principal. Este bloqueo del rotor se usa siempre que se llevan a cabo labores de mantenimiento que afectan a piezas móviles de la góndola (eje baja velocidad, multiplicadora, tren de potencia, generador, etc.) o siempre que se accede al rotor.

- g) Generador: Es del tipo asíncrono doblemente alimentado con rotor bobinado y anillos rozantes. Está refrigerado por líquido/aire, situado en la góndola, y unido mecánicamente con una multiplicadora. Está protegido frente a cortocircuitos y sobrecargas. Los sensores en los puntos del estator, los rodamientos y la carcasa del anillo rozante monitorizan constantemente la temperatura. El bobinado del rotor es del tipo nervado estándar y está conectado por un variador de frecuencia PWM (modulación por ancho de pulso). El bobinado del estator es del tipo apilado clásico, conectado directamente a la red. El sistema de control permite funcionar a distintas

velocidades utilizando el control de frecuencia de la intensidad del rotor. Las principales características y funciones introducidas por este generador son:

- ⇒ Comportamiento síncrono hacia la red.
- ⇒ Funcionamiento óptimo a cualquier velocidad del viento, maximizando la producción y minimizando cargas y ruido gracias al funcionamiento en velocidad variable.
- ⇒ Control de potencia activa y reactiva por medio del control de la amplitud y la fase de corriente del rotor.
- ⇒ Conexión y desconexión suaves de la red eléctrica

El PLC monitoriza el generador mediante el codificador magnético de medición de la velocidad que detecta cualquier sobrevelocidad. El SMP³⁹ también recibe lecturas de acelerómetros y otros componentes situados en el generador para predecir fallos y errores de funcionamiento de este.

- h) Transformador: Es trifásico, encapsulado en seco, con una tensión de salida de 30 kV, diversos rangos de potencia aparente y diseñado específicamente para aplicaciones de energía eólica. Está firmemente anclado al bastidor posterior de la góndola en un compartimento separado por una pared metálica que proporciona aislamiento térmico y eléctrico del resto de los componentes de la góndola. La sala del transformador dispone de ventilación forzada: El aire fresco penetra por una entrada de aire situada bajo el transformador y es expulsado por la salida de aire posterior principal tras pasar por el módulo de refrigeración situado sobre el transformador. La circulación de aire se lleva a cabo mediante ventiladores exclusivos situados encima y debajo del transformador.

El riesgo de incendio se minimiza al ser de tipo seco, pero además incluye todas las protecciones necesarias contra posibles daños, incluidos detectores de arco y fusibles de protección.

La localización del transformador en la góndola impide pérdidas eléctricas debido a la reducida longitud de los cables de baja tensión al tiempo que reduce el impacto visual.

2.2.2. Rotor

Montado a barlovento de la torre, está compuesto por tres palas acopladas a un buje mediante rodamientos. La regulación de la demanda de par y cambio de paso controla la potencia de salida. La velocidad del rotor es variable, y está diseñada para maximizar la salida de potencia al tiempo que se mantienen el nivel de ruido y las cargas. La junta y los sistemas alojados en el buje están tapados por el cono. En las bridas de la junta de la pala, el buje presenta un ángulo cónico de seis grados para separar las puntas de la pala de la torre. El diámetro del rotor es de 145 metros para el aerogenerador SG 4.5-145 y de 114 metros para el SG 2.0-114.

³⁹ Sistema de Mantenimiento Predictivo.

a) Palas: Las palas del aerogenerador se fabrican con compuesto de fibra de vidrio con inyección de resina de epoxi, que proporciona la rigidez necesaria sin incrementar el peso de la pala. La pala del modelo SG 4.5-145 SGRE utiliza un diseño aerodinámico patentado por SGRE, destinado a maximizar la producción de energía al tiempo que contiene las cargas y mitiga el ruido. Las palas disponen de control de cambio de paso para toda la dimensión de la pala.

Las palas del aerogenerador SG 4.5-145 tienen una longitud de 71 metros y un peso aproximado de 21,5 toneladas; la distancia desde la raíz de la pala al centro del buje es de 1,5 metros. Las palas del aerogenerador SG2.0-114 tienen una longitud de 56 metros y un peso aproximado de 13,0 toneladas; la distancia desde la raíz de la pala al centro del buje es de 1,230 metros.

b) Buje: Transmite el par tursor creado por las palas al eje principal, además de alojar el sistema de control de cambio de paso y sujetar la estructura metálica del cono. Está fabricado con hierro fundido nodular. Une la guía exterior de los tres rodamientos de la pala y el eje principal con juntas empernadas. Dispone de una apertura en la parte delantera que permite acceder al interior para llevar a cabo labores de inspección y mantenimiento del sistema hidráulico del sistema de control de cambio de paso y el par de apriete de los pernos de las palas.

c) Cono: Protege los elementos internos del rotor contra condiciones atmosféricas y ambientales extremas. Para la fijación de los tercios del cono, algunos soportes están colocados en la parte trasera del buje y en una estructura en anillo en la parte delantera del buje.

d) Sistema hidráulico de control de cambio de paso: Está compuesto por actuadores hidráulicos independientes para cada pala que proporcionan una capacidad de rotación de entre -5° y 90° , para el aerogenerador SG4.5-145, y entre -3° y 87° , para el aerogenerador SG2.0-114, y un sistema de acumuladores que garantiza el aerodinamismo en caso de emergencia. Además, controla la activación del freno aerodinámico en caso de emergencia, situando el aerogenerador en modo seguro. Actúa de acuerdo con los siguientes ajustes:

⇒ Por debajo de la velocidad de viento nominal, se fija un ángulo de paso óptimo con el fin de maximizar la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento.

⇒ Por encima de la velocidad nominal del viento, el ángulo de paso fijado es el que proporciona la potencia nominal al aerogenerador.

2.2.3. Torre

La plataforma SG 4.5-145 contempla una altura de torre 107,5 metros y la SG 2.0-114 una altura de 106 metros. El aerogenerador se monta de serie en una torre de acero tubular cónica. La torre tiene un acceso interior directo y

ascendente al sistema de orientación y a la góndola. Está equipada con plataformas y con iluminación eléctrica interior.

2.2.4. Armarios eléctricos de potencia y control

El cableado del sistema eléctrico se distribuye en cinco armarios:

- 1) Armario TOP de la góndola: Gestiona las tareas principales de manejo de la góndola (monitorización del viento, controlador de ángulo de paso, orientación, monitorización de las temperaturas, etc.).
- 2) Armario del convertidor: Responsable del control de la potencia y la gestión de la conexión a la red del generador, así como de su desconexión.
- 3) Armario del estator: Conecta el estator del generador al lado de baja tensión del transformador de potencia.
- 4) Armario de la base de la torre: Situado en la base de la torre. Desde la pantalla táctil del armario ground, los operarios pueden comprobar los diversos parámetros de funcionamiento, realizar pruebas de los diferentes subsistemas, parar y poner en marcha el aerogenerador, etc. También es posible conectar una pantalla portátil al armario de la góndola para llevar a cabo estas tareas.
- 5) Armario del cambio de paso: Situado en la parte rotativa del aerogenerador. Responsable principal de la activación de los cilindros del sistema de control de cambio de paso.

2.2.5. Sistema de control

Sistema basado en un PLC que controla las funciones del aerogenerador en tiempo real. El sistema de control consiste en algoritmos de control y monitorización. Selecciona el par óptimo del eje, el ángulo de paso de la pala y las referencias de potencia y los modifica constantemente, dependiendo de la velocidad del viento que llegue al aerogenerador y garantizando de este modo un funcionamiento seguro y fiable con cualquier tipo de viento. Las ventajas principales del sistema son: Maximización de la producción de energía, limitación de cargas mecánicas, reducción aerodinámica del ruido y gran calidad de la energía.

El sistema monitoriza continuamente el estado de los diferentes sensores, así como el de los parámetros internos:

- Condiciones ambientales: Velocidad y dirección del viento o temperatura ambiente.
- Parámetros internos de los diversos componentes (temperaturas, niveles y presiones de aceite, vibraciones, cableado de cables de media tensión, etc.).
- Estado del rotor: Velocidad de rotación y posición del control de cambio de paso.
- Situación de la red: Generación de energía activa y reactiva, tensión, corrientes y frecuencia.

2.2.6. Protección contra rayos

Los aerogeneradores SG 4.5-145 y SG 2.0-114 están protegidos contra los rayos por un sistema de transmisión que abarca desde los receptores de la góndola y la pala hasta la cimentación, pasando por la cubierta, el bastidor y la torre. Este sistema impide el paso del rayo por componentes sensibles a este tipo de descargas. El sistema eléctrico también dispone de protección adicional contra sobretensiones.

Todos estos sistemas de protección están diseñados para proporcionar un nivel de protección máximo Clase I de acuerdo con la norma IEC 62305. Las normas IEC 61400 e IEC61024 se consideran normas de referencia.

2.3. Red de Media Tensión

Para la evacuación de la energía se dispone de una red de media tensión subterránea en 30 kV que conecta los aerogeneradores con la subestación ST PE BUNUEL. El diseño eléctrico para este parque está compuesto por nueve circuitos:

- El circuito 1 conecta los aerogeneradores 9.25, 9.24 y 9.23.
- El circuito 2 conecta los aerogeneradores 9.20, 9.21, 9.22 y 9.16.
- El circuito 3 conecta los aerogeneradores 9.19, 9.18 y 9.17.
- El circuito 4 conecta los aerogeneradores 9.13, 9.14 y 9.15.
- El circuito 5 conecta los aerogeneradores 9.3 y 9.4.
- El circuito 6 conecta los aerogeneradores 9.12, 9.11 y 9.10.
- El circuito 7 conecta los aerogeneradores 9.2, 9.1 y 9.5.
- El circuito 8 conecta los aerogeneradores 9.26 y 9.6.
- El circuito 9 conecta los aerogeneradores 9.7, 9.8 y 9.9.

Los circuitos de media tensión serán de aluminio, tipo HEPRZ1, con aislamiento 18/30 kV, unipolares, de las siguientes características:

- Conductor: Aluminio, Clase 2. Secciones homologadas: 95, 150, 240, 300, 400, 500 y 630 mm².
- Capa semiconductor interna.
- Aislamiento: Etileno propileno de alto módulo (HEPR).
- Capa semiconductor externa.
- Pantalla metálica: hilos de cobre en hélice con sección total 25 mm².
- Separador, capa semiconductor.
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica tipo Z1.

Los circuitos eléctricos se han dimensionado teniendo cuenta los coeficientes de corrección por temperatura y resistividad del terreno, profundidad y agrupamiento.

El porcentaje máximo de carga considerado para los circuitos será del 95 %.

Para reducir las pérdidas de energía en los circuitos hasta la subestación de evacuación se ha considerado como criterio de diseño una pérdida máxima por circuito del 1,0 %. La pérdida de potencia de la instalación alcanza el valor de 0,52 %, inferior al 1 % definido como criterio de diseño.

Para elevar la tensión del aerogenerador de 690 V a la tensión de la red de distribución en 30 kV, se proyecta un centro de transformación en la base de cada aerogenerador equipado con un transformador de 5.000 kVA 30/0,69 kV y las cabinas de protección y seccionamiento necesarias.

2.4. Red de Tierras

El sistema de puesta a tierra de cada aerogenerador está formado por una serie de anillos de cobre desnudo alrededor de la cimentación, los cuales se conectarán con el armado de la misma y entre los distintos aerogeneradores y la subestación.

Para conectar toda la instalación se ha previsto un sistema de red de tierras compuesto por conductor de cobre desnudo de 70 mm² enterrado en la zanja eléctrica, que conectará todos los aerogeneradores y la subestación, con lo que se consigue que toda la instalación esté conectada a la misma red equipotencial, para la protección del personal y equipos contra potenciales peligros.

El diseño de la puesta a tierra de cada aerogenerador tendrá en cuenta las recomendaciones del fabricante, el cual indica que la impedancia global será acorde a las indicaciones de la norma IEC 62305. En cuanto a las tensiones de paso y contacto se cumplirá lo establecido en las normas IEC 60478-1 e IEC 61936-1.

Los centros de transformación (CT) de cada aerogenerador cumplirán con la normativa de puesta tierra en instalaciones de media tensión, Real Decreto 337/2014, la ITC-RAT-13, por lo que estarán equipados con una tierra de protección y una tierra de servicio.

2.5. Sistema de control

El control y maniobra del parque eólico se realizará desde la Subestación Elevadora, que se conectará al parque eólico, en donde se instalará un SCADA⁴⁰, que permitirá el control de la instalación y la obtención de datos.

Se ha proyectado la interconexión de todos los aerogeneradores entre sí con el armario de comunicaciones de la Subestación a través de una red de Fibra

⁴⁰ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos a distancia.

Óptica en forma de anillo de 8 fibras de tipo monomodo 9/125 con conectores tipo SC.

El circuito de fibra óptica se instalará en las zanjas eléctricas, por encima de la cama de los cables de media tensión.

2.6. Descripción del sistema de evacuación

El PE BUNIEL es un parque con acceso a la red de transporte a través del nudo de Buniel 400 kV. La instalación es la más óptima de todas las infraestructuras con acceso en el nudo de Buniel 400 kV, puesto que tiene la menor distancia al nudo de conexión.

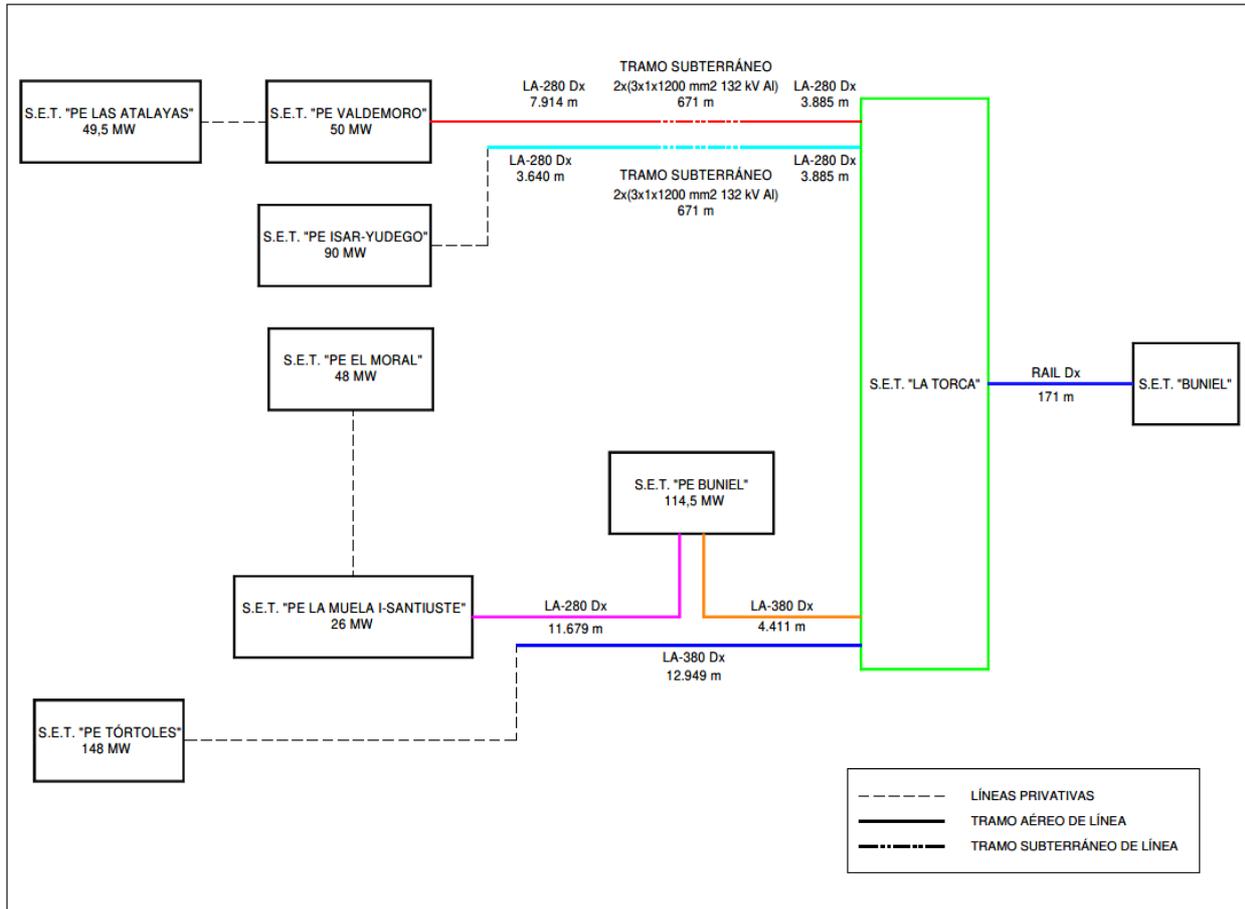
El parque eólico tiene una Subestación denominada ST PE Buniel 30/132 kV que colecta la energía generada por todos los aerogeneradores del parque a través de un sistema de red de 30 kV.

Este parque eólico efectúa la conexión utilizando el ramal sur de las infraestructuras del nudo, a través de una Entrada/Salidas (E/S) en uno de los circuitos de la línea en 132 kV de Doble Circuito (D.C), que discurre entre la Subestación de La Muela/Santiuste y la Subestación de la Torca. El circuito en el que conecta es compartido por los parques eólicos El Moral y La Muela, de otros promotores. El otro circuito de la línea Subestación Muela/Santiuste a la Subestación de la Torca transporta la energía del parque eólico Tórtoles, y no entra por las barras del 132 kV de la ST PE Buniel.

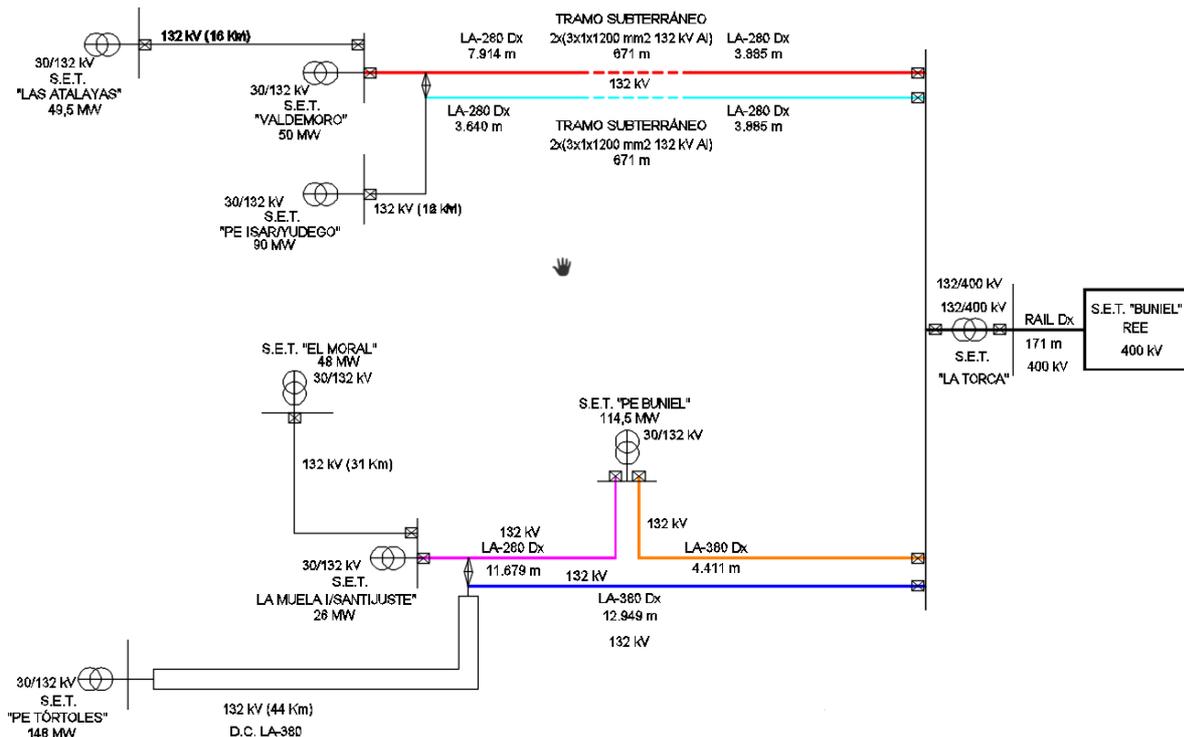
A las barras de la ST PE Buniel entra la línea en 132 kV, que viene de la ST LaMuela/Santiuste con conductor LA280 Dx. De las barras del 132 kV de ST PE Buniel sale el circuito, a través de posición de la línea, dando continuidad hasta la ST La Torca, con conductor LA-380 Dx.

Finalmente, en la Subestación de la Torca 132/400 kV se colecta la energía generada por todas las instalaciones de generación renovable existentes en el nudo, y se sacan a través de una pequeña línea en 400 kV de 171 metros que conecta con la posición asignada en la Subestación de Buniel 400 kV de REE.

En definitiva, el esquema global del nudo de Buniel 400 kV es el siguiente:



El detalle de la conexión del parque eólico Buniel es el siguiente:



3. Subestación Transformadora a 132/30 kV ST PE BUNIEL

La Subestación elevadora denominada ST PE BUNIEL 132/30 kV se plantea como parte de las infraestructuras de evacuación de energía eléctrica que se va a generar en el PE BUNIEL. La energía que se va a generar en dicho parque será conducida a la subestación elevadora ST PE BUNIEL a través de las líneas de media tensión en 30 kV, colectándose en las barras de media tensión de la subestación y elevándose a través de un transformador de potencia a 30/132 kV para evacuar dicha energía en bloque a través de dos líneas en configuración E/S en Alta Tensión (132 kV).

Habrà una línea eléctrica de Alta Tensión en 132 kV para va evacuar la energía generada en el parque eólico que será la línea LAT 132 kV ST La Muela/Santiuste–ST La Torca, que dispondrà de entrada y salida en la ST PE BUNIEL.

La ST PE BUNIEL estará ubicada en la provincia de Burgos, en concreto en el término municipal de Albillos. Su cota aproximada de explanación se sitúa en los 895 metros sobre el nivel del mar. La parcela destinada a la instalación se localiza en el polígono 501, parcela 57 con referencia catastral 09009A501000570000EW del paraje denominado El Pozuelo, en el municipio de Albillos, provincia de Burgos.

Los materiales que se emplearán en esta instalación tendrán las características de aislamiento más apropiadas a su función. Los niveles de aislamiento que se han adoptado, tanto para aparatos como para las distancias en el aire, según viene especificados en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en su ITC–RAT 12⁴¹, son los siguientes:

- En 132 kV, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 145 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 650 kV de cresta a impulso tipo rayo y 275 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.
- En 30 kV, que corresponden a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 36 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 170 kV de cresta a impulso tipo rayo y 70 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

En cuanto a las características generales de la estructura metálica de la instalación, los embarrados principales y auxiliares, serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40° C sobre la temperatura ambiente. Además, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

⁴¹ Instrucción técnica complementaria MIE-RAT 12: 'Aislamiento'.

Para el desarrollo y ejecución de la instalación proyectada es necesario el montaje de una estructura metálica que sirva de apoyo y soporte de la aparamenta y los embarrados de intemperie, así como para el amarre de las líneas. Tanto la estructura del pórtico como los soportes de la aparamenta se realizarán en base a estructuras tubulares de acero. Toda la estructura metálica prevista será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez construida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión. Estas estructuras se completan con herrajes y tornillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios. Las cimentaciones necesarias para el anclaje de las estructuras se proyectarán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones. Los tipos de acero empleados para la construcción de estructuras metálicas se establecen en función de sus características mecánicas y se identifican mediante un número que indica el valor mínimo garantizado del límite elástico expresado en N/mm². La estructura metálica empleada estará constituida por perfiles tubulares y en alma llena del tipo S-275-JR. La designación de los aceros laminados en caliente para perfiles estructurales de uso general se indica en la Norma UNE-EN 10025⁴².

3.1. Sistema de 132 kV

Se ha adoptado para la tensión de 132 kV una configuración en simple barra compuesta por las siguientes posiciones:

- Dos posiciones de línea convencional de intemperie con interruptor.
- Una posición de transformador convencional de intemperie con interruptor.
- Una posición de medida convencional de intemperie sin interruptor, instalada en uno de los extremos del embarrado principal.
- Una posición de reserva equipada con un seccionador tripolar.

El aparellaje con que se equipa cada posición es el siguiente:

a) Posición de transformador:

- ⇒ Un interruptor automático, tripolar, de corte en SF₆.
- ⇒ Tres transformadores de intensidad.
- ⇒ Un Seccionador tripolar de barras.
- ⇒ Tres pararrayos.

b) Posición de línea:

- ⇒ Un seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra para conexión a línea.
- ⇒ Un interruptor automático, tripolar, de corte en SF₆.
- ⇒ Tres transformadores de intensidad.
- ⇒ Tres transformadores de tensión

⁴² Productos laminados en caliente de aceros para estructuras.

- ⇒ Tres pararrayos.
- ⇒ Un Seccionador tripolar de barras.
- c) Medida y embarrados:
 - ⇒ Tres transformadores de tensión inductivos, en uno de los extremos de las barras principales de 132 kV.
 - ⇒ Un embarrado tubular en base a tres tubos de aleación de Aluminio.
- d) Posición de reserva: Un Seccionador tripolar de barras.

3.1.1. Interruptores automáticos de 132 kV

Para la apertura y cierre de los circuitos con carga y cortocircuito se ha previsto la instalación de tres interruptores automáticos con mando tripolar de SF₆, de servicio exterior. Se instalará un interruptor en la posición de transformador y uno más en cada posición de línea. Las características de este interruptor son:

Tensión de aislamiento asignada	145 kV
Tensión de servicio nominal	132 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad asignada de servicio continuo	3.150 A
Intensidad de cortocircuito asignada	40 kA
Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 µs	650 kV
Duración nominal de la corriente de cortocircuito	3 s
Ciclo nominal de maniobra asignado	O-0,3s-CO-3min-CO
Tipo de reenganche	Trifásico

La cámara de extinción de los interruptores es de gas SF₆ con autosoplado.

Los tres polos de cada interruptor están montados sobre un chasis común y son accionados con un mismo mando motorizado a resortes, que se acopla a ellos por medio de transmisiones mecánicas.

El aislamiento fase-tierra está formado por un aislador soporte de porcelana o polimérico y la barra aislante que se encuentra en su interior.

El recinto interno de cada polo está lleno de gas bajo una presión de servicio controlada que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de, hasta al menos, -25° C sin necesidad de calefacción adicional.

3.1.2. Seccionador de 132 kV

Será del tipo tres columnas, doble apertura lateral y accionamiento eléctrico (telemando y telecontrolado, excepto los seccionadores de puesta a tierra que serán de accionamiento manual, pero telecontrolado igualmente), tripolar de intemperie y estará formado por tres polos independientes, montados sobre una estructura común.

Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior llevan el contacto fijo y toma de corriente, mientras que la columna central es giratoria y en ella va montada la cuchilla realizando dos rupturas por fase. El accionamiento en las tres columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases esté sincronizada.

El seccionador instalado en la salida de línea y provisto de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente, lleva un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

Se instalarán dos seccionadores tripolares de tres columnas con cuchillas de puesta a tierra en la salida de las posiciones de línea y se instalarán cuatro seccionadores tripolares de barras, uno en la posición de transformador, uno en la posición de reserva y uno en cada una de las dos posiciones de línea a instalar.

3.1.3. Transformadores de intensidad

Montados junto al interruptor de 132 kV de cada posición de línea y transformador (lado barras), se instalarán tres transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y protección. En total se instalarán tres transformadores de intensidad de relación 300-600/5-5-5 A, tres transformadores de relación 400-800/5-5-5 A (se corresponden con la posición de línea ST La Muela/Santiuste) y tres transformadores más de intensidad de relación 1250-2500/5-5-5 A (se corresponden con la Posición de línea ST La Torca).

3.1.4. Transformadores de tensión

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de los circuitos de 132 kV se ha previsto la instalación de nueve transformadores de tensión, seis de tipo inductivo situados en la acometida de las líneas de 132 kV y tres de tipo inductivo en uno de los extremos de las barras principales.

3.1.5. Pararrayos

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado la instalación de un total de nueve pararrayos en el sistema de 132 kV (en la posición de transformador, conectados en derivación de la conexión de 132 kV al transformador, lo más cerca posible a las bornas del transformador de potencia y de la derivación de las líneas aéreas de 132 kV). Los pararrayos a utilizar serán de óxidos metálicos sin explosores con envolvente polimérica.

3.2. Transformador de potencia 132/32 kV

En el alcance inicial de la instalación se contará con un transformador de potencia (T-1) 132/30 kV de 125 MVA, trifásico, tipo intemperie, aislado en aceite mineral, conexión YNd11, con regulación en carga.

El transformador va provisto de regulación de tensión en carga accionada por motor mediante varias tomas situadas en el devanado primario (132 kV).

La refrigeración de los transformadores es ONAN⁴³/ONAF⁴⁴ mediante radiadores adosados a la cuba, con independización mediante válvulas, y motoventiladores accionados por termostato.

En bornas de 132 kV y 30 kV van incorporados transformadores de intensidad toroidales, tipo *Bushing*.

Para el transformador se dispone una reactancia trifásica de puesta a tierra en baño de aceite para crear un neutro artificial y dotar de una puesta a tierra de la red en un punto donde el neutro no está disponible. La reactancia se conecta en la salida del secundario del transformador con terminales aislados y cable de aislamiento seco 18 / 30 kV 150 mm² Al. La borna de neutro será accesible al exterior y se conectará una terminación flexible para conexión de un cable de aislamiento seco 18 / 30 kV 150 mm² Al para conexión con la resistencia de puesta a tierra. La reactancia se ubicará en las proximidades del transformador.

Asimismo, para el transformador y conectada en serie con el neutro de la reactancia trifásica de puesta a tierra, se dispone una resistencia de puesta a tierra monofásica, con el fin de limitar la corriente de defecto a tierra en caso de falta, permitiendo además un correcto funcionamiento de las protecciones. La resistencia se conectará con el neutro de la reactancia mediante cable de aislamiento seco 18 / 30 kV 150 mm² Al y terminaciones flexibles de exterior y se ubicará en suelo sin necesidad de defensa o cerramiento, puesto que va dispuesta bajo una envolvente metálica que evita contactos accidentales contra puntos en tensión. Se colocará sobre una cimentación individual propia próxima a la reactancia y al transformador.

Por otra parte, para garantizar los servicios auxiliares de corriente alterna (c.a.) se ha considerado una configuración de doble alimentación trifásica mediante un transformador de servicios auxiliares de 250 kVA, de tipo interior, montado con cerramiento metálico y un grupo electrógeno de diésel. Este transformador se conectará a su correspondiente celda de 30 kV a través de una terna de cable de aislamiento seco HEPRZ1 18 / 30 kV 150 mm² Al. En la conexión de los cables aislados con la salida de bornas del transformador y con la celda se emplearán terminaciones enchufables. Se conectarán en baja tensión a los cuadros de servicios básicos de c.a. instalados en el interior del edificio.

3.3. Sistema de 30 kV

⁴³ Aceite y refrigeración natural.

⁴⁴ Aceite con circulación natural y refrigeración del aire mediante ventilación forzada.

El sistema de 30 kV tiene una configuración de simple barra y está compuesto por celdas blindadas con aislamiento en SF₆ para instalación en interior. En el sistema de celdas la aparatada se dispone bajo una envolvente metálica blindada con aislamiento en SF₆, tecnología que confiere al sistema una serie de ventajas tales como dimensiones reducidas, insensibilidad contra la contaminación atmosférica y el polvo, además de presentar una alta fiabilidad y disponibilidad. Las celdas se instalarán agrupadas constituyendo un conjunto dividido en un módulo. El módulo se ubicará en una sala independiente para obtener una sectorización entre las demás estancias del edificio, en aras de prevenir que incidentes en el módulo afecten a otros equipos o zonas de trabajo.

a) Celdas 30 kV: La instalación de 30 kV presenta una configuración de simple barra que se alimenta del transformador 132/30 kV (T-1). Está formada en su alcance inicial por un módulo de celdas normalizadas de ejecución metálica para interior, constituido en total por las siguientes posiciones:

- ⇒ Una posición de transformador blindada de interior con interruptor (para alimentación al embarrado).
- ⇒ Una posición de transformador blindada de interior con interruptor (posición de reserva).
- ⇒ Nueve posiciones de línea blindadas de interior con interruptor.
- ⇒ Una posición de alimentación a transformador servicios auxiliares blindada de interior con interruptor.
- ⇒ Una posición de medida de tensión en barras blindada de interior sin interruptor, instalada en la celda física correspondiente a la posición de servicios auxiliares.
- ⇒ Dos posiciones a equipo de compensación de potencia reactiva (instalación futura).
- ⇒ Espacio para una futura posición de unión de barras.

Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un interruptor automático de corte en SF₆, excepto los circuitos de medida que se conectan directamente a barras.

Las celdas son del tipo “fases agrupadas” y baja presión de trabajo (0,4 bar de presión relativa). Están dotadas de interruptores automáticos y las diferentes funciones de cada circuito están compartimentadas para minimizar la extensión ante cualquier incidente interno, aparte de permitir realizar de forma segura trabajos de mantenimiento sin perturbar el servicio.

b) Transformador de Servicios Auxiliares: La celda de servicios auxiliares alimenta un transformador trifásico de aislamiento seco de 250 kVA, relación 30 kV + 2,5% + 5% + 7,5% + 10% / 0,420- 0,242 kV, el cual irá instalado en intemperie, junto al edificio de celdas de 30 kV.

- c) Reactancia y resistencias de puesta a tierra: Se instalará una reactancia trifásica de puesta a tierra de 1.300 A - 10 segundos, en serie con una resistencia monofásica de puesta a tierra de 500 A - 15 segundos, en la salida de 30 kV del transformador de potencia, que servirá para dar sensibilidad a las protecciones de tierra y dotar a las mismas de una misma referencia de tensión, así como para limitar la intensidad de defecto a tierra en el sistema de 30 kV.
- d) Pararrayos tensión 30 kV: Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, en la posición de transformador se dispondrá el montaje de un juego de tres pararrayos conectados en derivación de la conexión de 30 kV al transformador, lo más cerca posible a las bornas de los transformadores de potencia. Los pararrayos a utilizar serán de óxidos metálicos sin explosores con envoltorio polimérica.

3.4. Edificios

La instalación contará con un edificio de control y comunicaciones (128,63 m²), un edificio de celdas de MT (42,00 m²) y un edificio destinado a oficinas de trabajo y almacenes (325,44m²), todos ellos en una sola planta, prefabricados de hormigón. Cada edificio estará formado por varias salas compartimentadas mediante tabiques intermedios.

- a) Edificio de control y comunicaciones:
- ⇒ Una Sala de control.
 - ⇒ Una Sala de comunicaciones.
- b) Edificio de celdas: Una Sala de celdas.
- c) Edificio de oficinas de trabajo y almacenes (edificio de gestión):
- ⇒ Una sala de despacho.
 - ⇒ Una sala de cocina.
 - ⇒ Una sala de reuniones.
 - ⇒ Dos salas de aseos/ vestidor.
 - ⇒ Una sala de videovigilancia.
 - ⇒ Una sala de almacén.

3.5. Resto de instalaciones

Se ha previsto la instalación de los correspondientes aparatos de medida, mando, control, protección y comunicaciones necesarios para la adecuada explotación de la instalación y los sistemas de distribución de servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua desde los respectivos equipos rectificadores-batería.

Por sus características, estos aparatos son de instalación interior y para su control y fácil maniobrabilidad se han ubicado en cuadros y armarios situados en

las salas de control y comunicaciones, habilitadas en el edificio donde se instalan todos aquellos componentes que, por su función, centralizan de alguna manera el control de la subestación.

3.6. Red de tierras

Para la instalación de puesta a tierra se ha diseñado una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 metros de profundidad sobre la cota de explanación, o lo que es lo mismo, a la cota -0,75 metros sobre la cota cero puesto que la cota explanación es la -0,15 metros. La malla de tierra está compuesta por conductor de cobre de 150 mm² y con una separación media entre los conductores que la forman calculada de forma que se garantice que, en caso de intensidad drenada en el terreno por el hecho de una falta, no se supere en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el Reglamento (ITC-RAT 13, 'Instalaciones de puesta a tierra'), reduciéndolas a niveles que anulen el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

Además, se instalarán picas de puesta a tierra de 18,3 mm de diámetro y 2 metros de profundidad, conectadas todas ellas a la malla, en todos aquellos puntos en los que se considere necesario mejorar la efectividad de la puesta a tierra, como por ejemplo en los bordes y las esquinas de la malla. En particular, cada conjunto de pararrayos montado en la instalación irá directamente conectado a tierra a través de una pica de puesta a tierra.

Se conectarán a la tierra de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pudieran estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descarga atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo se unen a la malla estructuras metálicas, bases de aparamenta, neutros de transformadores de potencia, reactancias, puertas metálicas de edificios, cerramientos metálicos, etc. Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas de la aparamenta mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión.

Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder de fusión para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

3.7. Cuadros de control y armarios de protecciones

Se ha previsto la instalación de un Sistema Integrado de Protecciones y Control (SIPCO), que englobará las siguientes funciones:

- Control local de la instalación.
- Registro de alarmas y oscilografía.
- Adquisición de datos para el telemando (alarmas, estados, órdenes).
- Remota de telemando.

El mando y control de la subestación transformadora, así como los equipos de protección y automatismo, se instalarán en armarios ubicados en la sala de control del edificio y en las propias celdas.

El SIPCO será de tipo digital y de configuración distribuida, estando formado por los siguientes elementos:

- Unidad de Control de Subestación (UCS) dispuesta en un armario de chapa de acero, en el que se ubicarán, además de la unidad de control propiamente dicha, una pantalla y un teclado en el frente, un reloj de sincronización GPS, una unidad de control para la adquisición de las señales de los servicios auxiliares y una bandeja para la instalación de los módem de comunicación tanto con el Telemando como con las consolas remotas y puesto de adquisición de protecciones a través de RTC (Red Telefónica Conmutada).
- Una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 132 kV: línea/transformador. Estas UCPs tendrán funciones de control y medida, están constituidas por un rack de 19" y van alojadas en armarios en la sala de control del edificio.
- Una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 30 kV: línea y transformador. Estas UCPs tendrán funciones de protección, control y medida, están constituidas por un rack de 19" y van alojadas en el cubículo de baja tensión de la propia celda.
- Una Unidad de Control de Servicios Generales (UCP) incorporada en la UCS en la que se centralizan y recogen las señales de tipo general de la subestación y las asociadas a los cuadros de servicios auxiliares y equipos rectificador-batería.

Las comunicaciones entre las diferentes UCP's y la UCS correspondiente se realizarán a través de una estrella óptica con fibra de cristal multimodo de 62,5/125 µm.

Desde cada UCP se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición asociada y desde la UCS se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado del sistema en general.

Por otra parte, se instalarán cuatro armarios de control y protecciones, ubicados todos ellos en la sala de control:

- Unidad de control de subestación UCS y mesa para consolas de control.
- Un armario de protecciones, control y medida, para la posición de transformador 132 kV de intemperie. En el armario de la posición de transformador se ubicarán también las protecciones de máquina.
- Dos armarios de protecciones, control y medida para las posiciones de línea de 132 kV de intemperie.
- Un armario de protección diferencial de barras de 132 kV
- Un armario de protección diferencial de barras de 30 kV

Los armarios de control y protección estarán compuestos por chasis contruidos con perfiles metálicos, cerrados por paneles laterales fijos, acceso anterior con chasis pivotante y puerta frontal de cristal o policarbonato ignífugo, lo cual permite una gran visibilidad, protección contra polvo y suciedad, y fácil manejo y acceso a los aparatos instalados.

Las interconexiones entre la aparamenta y los armarios de protección, control y medida que componen la instalación, se realizarán con cables aislados de control sin halógenos.

3.8. Medida

Los requerimientos en cuanto a medida de energía para facturación habrán de ser acordados con la Compañía Distribuidora. Considerando el punto de entrega en el lado de alta del transformador, se prevé el siguiente equipamiento por cada máquina:

- Tres contadores combinados de activa/reactiva a cuatro hilos clase 0,2S en activa y 0,5 en reactiva, bidireccional, con emisor de impulsos, $3 \times 110\sqrt{3}$ V y 3x5 A, simple tarifa y montaje empotrado.
- Tres módulos tarificadores de cuatro entradas con reloj interno incorporado y salida serie de comunicaciones.

Por otra parte, la medida de las posiciones del parque de 132 kV, transformadores y sistema de 30 kV se recibirá en los equipos de control (UCPs) desde los transformadores de medida, bien de forma directa o a través de convertidores de medida. La necesidad de utilizar o no convertidores de medida, viene dada por las características del equipo de control. Se utilizarán contadores externos al sistema de control para las lecturas de energía activa y reactiva en la parte de baja tensión del transformador. Posteriormente esta información se recogerá mediante pulsos en el equipo de control de la posición de baja del transformador.

3.9. Telecontrol

La instalación se explotará en régimen abandonado, por lo que se dotará a la subestación de un sistema de Telecontrol y Telemando, el cual se encargará de recoger las señales, alarmas y medidas de la instalación para su transmisión a los centros remotos de operación.

La información a transmitir será tratada y preparada por el sistema de control integrado y la transmisión se realizará por fibra óptica, instalada en la línea eléctrica. A través de esta vía de comunicación se podrán transmitir señales de teledisparo y realizar telemedida.

3.10. Servicios auxiliares (SSAA)

Los SSAA de la subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión de corriente alterna (c.a.) y de corriente continua (c.c.).

- a) SSAA de c.a.: Se va a instalar un transformador de 30/0,420-0,242 kV – 250 kVA de tipo interior, montado en el edificio de celdas de MT y protegido mediante cerramiento metálico. Este transformador de SSAA alimenta en baja tensión y a través de cables de sección adecuada al armario de distribución de SSAA de c.a., situado en la sala de control del edificio, donde se alojan los interruptores automáticos de las diversas salidas para servicios de c.a. a la subestación. Este armario de SSAA de c.a. dispondrá de un contador-registrador de energía activa para la medida de los consumos propios de la instalación. La protección de este transformador de SSAA queda garantizada tanto en el lado de alta tensión como en el de baja tensión mediante interruptor automático. Se instalará un grupo electrógeno de combustible diésel para garantizar, mediante conmutación por relé de falta de presencia de tensión, la alimentación de los SSAA de la subestación en caso de falta en los sistemas de 30 kV o parada de generación en planta.
- b) SSAA de c.c.: Se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos rectificador-batería de 125 Vcc. En condiciones normales ambos equipos funcionarán de forma separada alimentando cada uno una parte de los servicios de control, fuerza y protecciones según reparto de cargas establecido. Los equipos rectificador-batería de 125 Vcc. funcionan ininterrumpidamente e individualmente. Ambos equipos estarán diseñados y calculados para que en el caso de que uno de ellos esté fuera de servicio, el otro sea capaz de suministrar la totalidad de los consumos de la instalación. Durante el proceso de carga y flotación su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente. Desde estos equipos se alimentarán las barras del armario de distribución de SSAA de c.c. situado en la sala de control del edificio, donde se alojan los interruptores automáticos de las diversas salidas para SSAA de c.c. a la subestación. Adicionalmente la instalación incorpora la siguiente infraestructura de alimentaciones para los servicios y equipos de telecomunicaciones:
- ⇒ Un equipo rectificador-batería 48 Vcc.
 - ⇒ Convertidores 125/48 Vcc y 48/12 Vcc.
 - ⇒ Dos cuadros eléctricos de tipo mural independientes para cada una de las tensiones de c.c. necesarias en la instalación para servicios de telecomunicaciones: 48 y 12 Vcc.

4. Línea de evacuación a 132 kV con origen en la Subestación La Muela 132 kV y final en la Subestación La Torca 132/400 kV

Los parques eólicos “Isar-Yudego”, “Valdemoro”, “Las Atalayas”, “Tórtoles”, “Buniel”, “La Muela I-Santiuste”, y “El Moral”, ubicados en la zona de Burgos, evacúan la energía generada, con nivel de tensión 132 kV, en la Subestación La Torca. En esta subestación se eleva el nivel de tensión a 400 kV para llegar al punto de entrega de la energía generada en la subestación existente “Buniel”,

cuya titularidad corresponde a REE. Como parte de la infraestructura eléctrica de evacuación necesaria, se proyecta la ejecución de una línea correspondiente al tramo sur de las infraestructuras, que evacuará la energía generada en los parques eólicos “Tórtoles”, “La Muela I”, “Santiuste”, “El Moral” y “Buniel”.

Esta Línea Aérea de Alta Tensión (LAAT) 132 kV contará con un total de 62 apoyos y discurrirá por los términos municipales de Estépar, Cavia, Buniel, San Mamés de Burgos y Albillos, todos ellos pertenecientes a la provincia de Burgos.

La LAAT se dividirá en tres tramos:

Tramo 1A entre S.E.T. “P.E. La Muela I-Santiuste” y apoyo N° 41: El origen del primer tramo de la Línea Aérea será el Pórtico de la futura SET “P.E. “La Muela I-Santiuste”, desde donde y a través de 7 alineaciones y 41 apoyos, se llegará al Apoyo de derivación N°41. La longitud total del tramo 1A de la línea es de 10.186,02 metros, discurriendo por los términos municipales de Estépar, Cavia y Buniel (provincia de Burgos). Este primer tramo de la línea está constituido por un doble circuito. El primer circuito posee un cable LA-280 (HAWK) Dúplex y parte de la S.E.T. “P.E. La Muela I-Santiuste”. El segundo circuito se compone de un cable LA-380 (GULL) también Dúplex. Este circuito parte de la S.E.T. “P.E. Tórtoles” (objeto de otro proyecto) hasta su paso por la S.E.T. “P.E. La Muela I-Santiuste” donde se incorpora a las instalaciones objeto del presente proyecto.

Tramo 1B del apoyo N° 41 a la S.E.T. “La Torca”: El segundo tramo de la Línea Aérea tiene su origen en el Apoyo de derivación N°41, desde donde y a través de 5 alineaciones y 13 apoyos, se llegará al Pórtico de la futura SET “La Torca”. La longitud total del tramo 1B de la línea es de 2.840,03 metros, discurriendo por los términos municipales de Buniel y San Mamés de Burgos (provincia de Burgos). Este segundo tramo de la línea está constituido por un doble circuito. El circuito 2 se compone de cable LA-380 (Gull) Dúplex proveniente de la S.E.T. “P.E. Tórtoles”, que continúa el trazado del tramo 1A ya mencionado pasando por las crucetas superiores del apoyo N°41. El circuito 3 se compone también de cable LA-380 (GULL) Dúplex, que proviene de la S.E.T. “P.E. Buniel” pasando por el apoyo N° 41 para continuar hasta la SET “La Torca” junto al circuito 2 mencionado.

Tramo 2 desde el apoyo N°41 a la futura S.E.T. “P.E. BUNIEL”: El origen del tercer y último tramo de la Línea Aérea será el Apoyo de derivación N° 41, desde donde y a través de 2 alineaciones y 8 apoyos, se llegará al Pórtico de la futura SET “P.E. Buniel”. La longitud total del tramo 2 de la línea es de 1.569,81 metros, discurriendo por los términos municipales de Buniel y Albillos (provincia de Burgos). Este tramo 2 está constituido por un doble circuito. El circuito 1 posee un cable LA-280 (HAWK) Dúplex proveniente de la S.E.T. “P.E. La Muela I-Santiuste”, ya mencionado en el tramo 1A anterior. El circuito 3 se compone de un cable LA-380 (GULL) también Dúplex, que partirá de la futura S.E.T. “P.E. Buniel” hasta el apoyo N° 41.

Las cotas del terreno en los tres tramos de la línea varían aproximadamente entre los 807 metros sobre el nivel del mar entre los apoyos N° 7 y N° 8 y los 916 metros sobre el nivel del mar en el lugar de ubicación del apoyo N° 6B en proyecto. Por tanto, al encontrarse la línea entre los 500 y los 1.000 metros de altitud, y según el vigente Reglamento de Líneas de Alta Tensión, se deberá considerar a efectos de cálculo la Zona B.

4.1. Características generales

La composición y características mecánicas de la línea se definirán por cada tramo del proyecto. En el caso de las características eléctricas, dentro de cada tramo se hará distinción de los distintos circuitos que forman la línea

Tramo 1A entre la futura S.E.T. "P.E. La Muela I-Santiuste" y el apoyo N° 41:

Nº de circuitos	Dos
Nº de conductores por fase	Dos
Disposición conductores	Hexágono
Zona de cálculo	B
Velocidad de viento máxima considerada	120 km/h
Conductores por circuito	Tres, de aluminio y acero tipo LA-280 en circuito 1 Tres, de aluminio y acero tipo LA-380 en circuito 2
Tense LA-280 a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	18% - 1.522 daN
Tense LA-380 a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	18,63% - 1.987 daN
Cables de tierra	Uno, Cable compuesto OPGW 53G68Z
Tense OPGW a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	13% - 1.296 daN
Aislamiento	Cadenas de 10 elementos U120BS/146
Apoyos	41 torres metálicas de celosía, pertenecientes a las series ÁGUILA, CÓNDOR, GRAN CÓNDOR e ÍCARO del fabricante IMEDEXSA
Tipo de cimentación de Apoyos	Fraccionada 4 patas
Puesta a tierra de Apoyos	Electrodo de difusión o anillo difusor

Circuito 1 LA-280 dúplex tramo 1A:

Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Potencia a transportar	74 MW
Longitud	10.186,02 m

Circuito 2 LA-380 dúplex tramo 1A:

Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Potencia a transportar	148 MW

Longitud	10.186,02 m
----------	-------------

Tramo 1B del apoyo N° 41 a la futura S.E.T. “La Torca”:

Nº de circuitos	Dos
Nº de conductores por fase	Dos
Disposición conductores	Hexágono
Zona de cálculo	B
Velocidad de viento máxima considerada	120 km/h
Conductores por circuito	Tres, de aluminio y acero tipo LA-380 en ambos circuitos
Tense LA-380 a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	18,63% - 1.987 daN
Tense LA-380 a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura) a su paso por pórticos	2,83% - 302 daN
Cables de tierra	Uno, Cable compuesto OPGW 53G68Z
Tense OPGW a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	13% - 1.296 daN
Aislamiento	Cadenas de 10 elementos U120BS/146
Apoyos	13 torres metálicas de celosía, pertenecientes a las series ÁGUILA, ÁGUILA REAL, CÓNDOR, GRAN CÓNDOR e ÍCARO del fabricante IMEDEXSA
Tipo de cimentación de Apoyos	Monobloque y fraccionada 4 patas
Puesta a tierra de Apoyos	Electrodo de difusión o anillo difusor

Circuito 2 LA-380 dúplex tramo 1B:

Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Potencia a transportar	148 MW
Longitud	2.840,03 m

Circuito 3 LA-380 dúplex tramo 1B:

Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Potencia a transportar	188,5 MW
Longitud	2.840,03 m

Tramo 2 desde el apoyo N°41 a la futura S.E.T. “P.E. BUNIEL”

Nº de circuitos	Dos
Nº de conductores por fase	Dos
Disposición conductores	Hexágono
Zona de cálculo	B
Velocidad de viento máxima considerada	120 km/h
Conductores por circuito	Tres, de aluminio y acero tipo LA-280 en circuito 1

	Tres, de aluminio y acero tipo LA-380 en circuito 3
Tense LA-280 a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	18% - 1.522 daN
Tense LA-380 a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	18,63% - 1.987 daN
Cables de tierra	Uno, Cable compuesto OPGW 53G68Z
Tense OPGW a 15°C sin sobrecargas (% de la carga de rotura)	13% - 1.296 daN
Aislamiento	Cadenas de 10 elementos U120BS/146
Apoyos	8 torres metálicas de celosía, pertenecientes a las series ÁGUILA, CÓNDROR e ÍCARO del fabricante IMEDEXSA
Tipo de cimentación de Apoyos	Monobloque y fraccionada 4 patas
Puesta a tierra de Apoyos	Electrodo de difusión o anillo difusor

Circuito 1 LA-280 dúplex tramo 2:

Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Potencia a transportar	74 MW
Longitud	1.569,81 m

Circuito 3 LA-380 dúplex tramo 2:

Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Potencia a transportar	188,5 MW
Longitud	1.569,81 m

El resumen de los tres circuitos que componen la LAAT es el siguiente:

	CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	CIRCUITO 3
Tipo de cable	LA-280 Dx	LA-380 Dx	LA-380 Dx
Tensión nominal	132 kV	132 kV	132 kV
Tensión más elevada	145 kV	145 kV	145 kV
Potencia a transportar	74 MW	148 MW	188,5 MW
Longitud Tramo 1A	10.186,02 m	10.186,02 m	-
Longitud Tramo 1B	-	2.840,03 m	2.840,03 m
Longitud Tramo 2	1.569,81 m	-	1.569,81 m
Longitud Total	11.755,83 m	13.026,05 m	4.409,84 m

4.2. Apoyos

Los apoyos a utilizar en la construcción de la línea aérea serán del tipo metálicos de celosía, de la serie ÁGUILA, ÁGUILA REAL, CÓNDROR, GRAN CÓNDROR e ÍCARO del fabricante IMEDEXSA. Son de cimentación monobloque los apoyos que constituyen los pórticos (CÓNDROR) y fraccionada (ÁGUILA, ÁGUILA REAL, CÓNDROR, GRAN CÓNDROR e ÍCARO) y están construidos con perfiles

angulares galvanizados totalmente atornillados, con el cuerpo formado por tramos troncopiramidales de sección cuadrada, y la cabeza con tramos prismáticos rectos así mismo de sección cuadrada y de 1,20 metros (ÁGUILA y ÁGUILA REAL), 1,50 metros (CÓNDOR), 2,00 metros (GRAN CÓNDOR) y 2,50 metros (ÍCARO) de anchura entre gramiles.

Todos los apoyos dispondrán de una cúpula para instalar el cable de guarda con fibra óptica por encima de los circuitos de energía. El apoyo T41 cuenta con una cúpula lateral especial para el paso y derivación del cable de tierra hacia la S.E.T. "P.E. Buniel". Los apoyos T47, T50, T41 y T3B dispondrán de una cúpula preparada para el amarre de dos cables de guarda necesaria para el paso por los pórticos de la línea.

4.3. Conductores y cables de tierras

4.3.1. Conductor

Los conductores de fase a utilizar en la construcción de la línea serán de Aluminio-Acero del tipo LA-380 (circuitos 2 y 3), de acuerdo a la Norma UNE 21018, de las siguientes características:

- Denominación: LA-380 (GULL)
- Composición: (54 + 7) de 2,82 mm
- Sección total: 381 mm²
- Diámetro total: 25,38 mm
- Peso del cable: 1,251 daN/m
- Módulo de elasticidad: 6.867 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación lineal: $19,3 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
- Carga de rotura: 10.663 daN
- Resistencia eléctrica a 20 °C: 0,0857 Ω/km

Los conductores de fase a utilizar en la construcción de la línea serán de Aluminio-Acero del tipo LA-280 (circuito 1), de acuerdo a la Norma UNE 21018, de las siguientes características:

- Denominación: LA-280 (HAWK)
- Composición (nº alambres Al/Ac): 26 de 3,44 mm + 7 de 2,68 mm
- Sección total: 281,1 mm²
- Diámetro total: 21,8 mm
- Peso del cable: 0,958 daN/m
- Módulo de elasticidad: 7.554 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación lineal: $18,9 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
- Carga de rotura: 8.456 daN
- Resistencia eléctrica a 20°C: 0,1194 Ω/Km

4.3.2. Cable de fibra óptica (OPGW)

Para el cable de tierra se proyecta instalar un cable compuesto, fibra-óptica, de las siguientes características:

- Denominación: OPGW 53G/68Z
- Sección: 118,7 mm²
- Diámetro: 15,30 mm
- Peso del cable: 0,670 daN/m
- Módulo de elasticidad: 11.804 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación lineal: $14,1 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
- Carga de rotura: 9.967 daN

4.4. Cadenas de aislamiento

Las cadenas de aislamiento estarán formadas por 10 Aisladores del tipo U 120 BS (CEI-305) en vidrio templado de las siguientes características:

- Tipo de Aislador: U 120 BS
- Paso: 146 mm
- Dimensión de acoplamiento: 16 A
- Línea de fuga por unidad: 315 mm
- Carga rotura mínima: 120 kN
- Tensión a frecuencia industrial:
 - ⇒ De 1 min en seco: 70 kV
 - ⇒ De 1 min bajo lluvia: 40 kV
- Tensión al impulso de choque en seco: 100 kV

El nivel de aislamiento para la cadena de 10 elementos será: 21,72 mm/kV, valor aceptable para la zona que atraviesa la línea para la que se recomienda un nivel de aislamiento entre 16 y 20 mm/kV.

- Herrajes de acero forjado y convenientemente galvanizados en caliente para su exposición a la intemperie, de acuerdo a la Norma UNE 21158.
- Grapas de amarre del tipo compresión compuestas por un manguito que se comprime contra el cable, de acuerdo con la Norma UNE 21159.
- Grapas de suspensión del tipo armadas, compuestas por un manguito de neopreno en contacto con el cable y varillas preformadas que suavizan el ángulo de salida del cable.

4.5. Accesorios

- Antivibradores: En los cables de fase se instalarán uno por conductor y vano hasta 500 metros, y dos por conductor y vano en los mayores de 500 metros. Para el cable de tierra (OPGW) se instalarán dos por vano.
- Salvapájaros: Se instalarán salvapájaros de tipo espiral sobre el cable de tierra a lo largo de toda la línea. Estos dispositivos se instalarán con una

cadencia de 10 metros, serán de un color vivo para mejorar su visibilidad, y con ellos se pretende reducir la mortalidad de aves en la línea por colisión.

4.6. Cimentaciones

- a) Cimentación tipo monobloque: La cimentación de los apoyos de la serie CÓNDROR-PÓRTICO serán del tipo monobloque prismático de sección cuadrada, calculado según la fórmula de Sulzberger, internacionalmente aceptada. Sus dimensiones serán aquellas que marca el fabricante según para un terreno con coeficiente de compresibilidad $K=12 \text{ kg/cm}^3 \times \text{cm}$. En el caso de coeficientes de compresibilidad menores, deberá procederse a recalcularse estas cimentaciones.
- b) Cimentación tipo fraccionada (cuatro patas): Las cimentaciones de los apoyos de las series ÁGUILA, ÁGUILA REAL, CÓNDROR, GRAN CÓNDROR e ÍCARO serán del tipo "Pata de Elefante", fraccionadas en cuatro bloques independientes y secciones circulares. Sus dimensiones se han calculado por el fabricante según el método del talud natural o ángulo de arrastre de tierras suponiendo un terreno normal (resistencia característica a compresión de 3 kg/cm^2 y ángulo de arranque de las tierras de 30°). En el caso de tener otras características mecánicas, deberá procederse al recálculo de las zapatas.

4.7. Puesta a tierra

Las puestas a tierra de los apoyos se realizarán teniendo presente lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la ITC-LAT-07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión. Podrá efectuarse por cualquiera de los dos sistemas siguientes:

- Electrodo de Difusión: Se dispondrán picas de acero cobreado de dos metros de longitud y 14,6 mm de diámetro, unidas mediante grapas de fijación y cable de cobre desnudo al montante del apoyo.
- Anillo difusor: Cuando se trate de un apoyo frecuentado se realizará una puesta a tierra en anillo alrededor del apoyo, de forma que cada punto del mismo quede distanciado como mínimo un metro de las aristas del macizo de cimentación.

4.8. Señalización

Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará el número del apoyo (correlativos), fabricante y tipo de apoyo, tensión de la línea (132 kV), símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa.

El proyecto presenta un detalle exhaustivo de los cálculos justificativos de la línea: cálculos eléctricos, mecánicos, distancias de seguridad, etc.

5. Subestación Eléctrica La Torca 132/400 kV

La Subestación Eléctrica 132/400 kV La Torca, ubicada en el término municipal de Buniel, (provincia de Burgos), es una infraestructura eléctrica necesaria para la evacuación de la energía generada por diversos parques eólicos de la zona de Burgos (Isar-Yudego, Valdemoro, Las Atalayas, Tórtoles, Buniel, La Muela I-Santiuste y El Moral), parques que evacúan la energía generada, con nivel de tensión 132 kV, en dicha subestación, donde se eleva el nivel de tensión a 400 kV para llegar al punto de entrega de la energía generada en la subestación existente "Buniel", cuya titularidad corresponde a REE.

Son objeto del proyecto los siguientes elementos correspondientes a la Subestación 132/400 kV La Torca:

a) Infraestructura eléctrica:

- Sistema 400 kV
- Sistema 132 kV
- Control, protecciones y servicios auxiliares
- Red de tierras

b) Obra civil:

- Edificio de control
- Parque intemperie

La subestación La Torca estará ubicada en parcelas Nº 76, 77, 78, 79 y 80, del polígono Nº 501 en el paraje "La Torca", del término municipal de Buniel, en la provincia de Burgos. El acceso a las instalaciones se realizará desde el camino de la Vega existente, con acceso desde la carretera N-620 a la altura del municipio de Buniel. La Subestación se encontrará a unos 818 metros sobre el nivel del mar, en una zona cuya climatología es de tipo continental, con inviernos fríos y veranos muy calurosos.

5.1. Disposición general

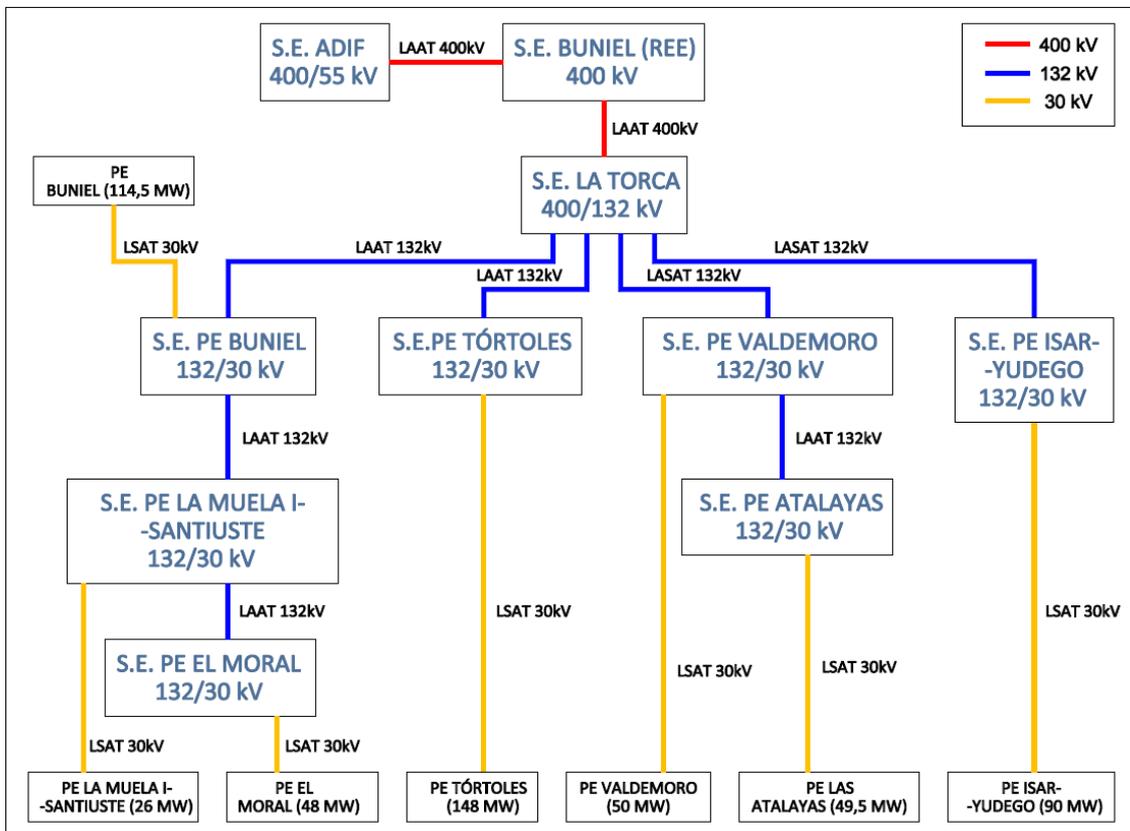
La subestación 132/400 kV La Torca será de tipo intemperie y constará de:

- Un edificio de interconexión y control donde se alojarán los equipos auxiliares, de control, medida, protección, corriente continua, etc.
- Un banco de tres transformadores de potencia monofásicos, en baño de aceite de 200 MVA de potencia, idénticos entre sí, y relación de transformación 132/400 \pm 10x1,5%, sumando una potencia de transformación total de 600 MVA (se dispondrá además de un cuarto transformador idéntico como reserva).
- Una posición de línea de 400 kV, debidamente equipada con los elementos de maniobra, medida y protección.
- Una posición de barras de 132 kV, debidamente equipada con los elementos de maniobra, medida y protección.
- Cuatro posiciones de línea de 132 kV, debidamente equipadas con los elementos de maniobra, medida y protección.

Las posiciones de línea y la subestación eléctrica que unen, son las siguientes:

- Una posición de línea 400 kV a LAAT 400 kV (S.E. Buniel).
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Buniel).
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Tórtoles).
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Valdemoro).
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Isar-Yudego).

El esquema del nudo, incluyendo las diferentes subestaciones transformadoras y parques eólicos que evacúan su potencia generada en la S.E. La Torca, es el siguiente:



Todos los elementos de la subestación se ubicarán en un recinto vallado de dimensiones 137,30 x 71,30 metros en el que se situarán, además de los sistemas de 400 kV y 132 kV, el edificio de interconexión y control.

La posición de la S.E. La Torca 132/400 kV quedará ubicada ligeramente separada de la S.E. Buniel 400 kV, para así dejar espacio de acceso suficiente a las posiciones existentes en la misma, así como a futuras ampliaciones.

5.2. Características eléctricas

Las características eléctricas de la aparamenta serán:

NIVEL DE TENSIÓN DEL PARQUE	400 kV	132 kV
Tensión nominal	400 kVef	132 kVef
Tensión más elevada para el material	420 kVef	145 kVef
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	-	275 kVef
Tensión soportada a impulso tipo maniobra	1.050 kVcr	-
Tensión soportada bajo impulso tipo rayo	1.425 kVcr	650 kVcr
Conexión del neutro	Rígido a tierra	Rígido a tierra
Intensidad nominal del embarrado	-	3.150 A
Intensidad nominal posición de línea	3.150 A	2.000 A
Intensidad nominal posición de transformador	3.150 A	3.150 A
Intensidad máxima de defecto trifásico	50 kA	40 kA
Duración máxima del defecto trifásico	1 s	1 s

5.3. Sistema de 400 kV

La subestación eléctrica en la tensión de 400 kV dispondrá de una configuración de salida rígida, con una única posición de línea que actúa a su vez como posición de protección del banco de transformadores de potencia.

La línea de 400 kV y el banco de transformadores de potencia estarán protegidos mediante tres relés de sobreintensidad de fase (51), más una protección de sobreintensidad de neutro para faltas a tierra (51N).

La actuación de la protección diferencial (87T) y la de las protecciones del propio banco de transformadores (63B-63L-63NT) estarán concentradas en un relé de disparo y bloqueo (86), con rearme manual, que dispara los interruptores del banco de transformadores.

Las protecciones propias del banco de transformadores y la protección diferencial de transformador (87T) dan orden de disparo a los interruptores situados a ambos lados del banco de transformadores, mientras que las protecciones de sobreintensidad del transformador disparan al interruptor de nivel de tensión al que van asociadas.

La línea de 400 kV estará protegida mediante protección diferencial de línea (87L), protección de distancia (21), protección direccional de neutro (67N), arranque fallo interruptor (50s-62), máxima frecuencia (81M) y mínima frecuencia (87m) que disparan al interruptor del lado 400 kV.

En el lado de 400 kV se dispondrá de contador electrónico combinado de energía activa y reactiva bidireccional.

En la posición de línea de 400 kV se dispondrá de la medida de tensión de línea, además de protección de máxima y mínima tensión de línea (59, 27).

Los circuitos de intensidad y tensión de los equipos de medida y protección, estarán alimentados de los transformadores de intensidad y tensión correspondientes.

5.4. Sistema de 132 kV

La subestación eléctrica en la tensión de 132 kV dispondrá de una configuración de barra rígida simple compuesta por cuatro posiciones de línea.

Las líneas de 132 kV y el banco de transformadores de potencia estarán protegidos mediante tres relés de sobreintensidad de fase (51), más una protección de sobreintensidad de neutro para faltas a tierra (51N).

La actuación de la protección diferencial (87T) y la de las protecciones del propio banco de transformadores (63B-63L-63NT), estarán concentradas en un relé de disparo y bloqueo (86), con rearme manual, que dispare los interruptores del banco de transformadores.

Las protecciones propias del banco de transformadores y la protección diferencial de transformador (87T) dan orden de disparo a los interruptores situados a ambos lados del banco de transformadores, mientras que las protecciones de sobreintensidad del transformador disparan al interruptor de nivel de tensión al que van asociadas.

Las líneas de 132 kV estarán protegidas mediante protección diferencial de línea (87L), protección de distancia (21), protección direccional de neutro (67N), arranque fallo interruptor (50s-62), máxima frecuencia (81M) y mínima frecuencia (87m) que disparan al interruptor del lado 132 kV.

En cada una de las líneas de 132 kV se dispondrá de contador electrónico combinado de energía activa y reactiva bidireccional.

En las posiciones de línea se dispondrá de la medida de tensión de línea, además de protección de máxima y mínima tensión de línea (59, 27).

Los circuitos de intensidad y tensión de los equipos de medida y protección estarán alimentados de los transformadores de intensidad y tensión correspondientes.

5.5. Transformación

El banco de transformadores monofásicos está protegido mediante el diferencial (87T) y las respectivas protecciones de sobreintensidad (50/51/50N/51N) tanto en el lado de 400 kV, como en el de 132 kV. Además, el banco de transformadores dispone de las protecciones propias de Buchholz (63B), liberador de presión (63L), temperatura (26) y alarmas de nivel de aceite (63NT) y refrigeración.

Como se ha indicado al describir los sistemas de 400 kV y 132 kV, los disparos por las protecciones diferencial y los disparos propios de las máquinas están concentrados en un relé de disparo y bloqueo (86), con rearme manual, que actúa sobre los interruptores de las posiciones de 400 kV y 132 kV del banco de transformadores.

Las protecciones propias del banco de transformadores y la de diferencial disparan a los interruptores situados a ambos lados del banco de transformadores, mientras que las protecciones de sobreintensidad de los transformadores en 400 kV y 132 kV disparan al interruptor de nivel de tensión al que van asociadas.

5.6. Servicios auxiliares de corriente alterna

Para la alimentación general a los servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación se contemplan las siguientes fuentes de alimentación:

- a) Transformador de Tensión para Servicios Auxiliares conectado al embarrado de 132 kV: Alimentación general a los servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación mediante un transformador monofásico de tensión para servicios auxiliares de tipo seco, de 160 kVA, relación de transformación 132/0,420 kV instalado en el embarrado de 132 kV. La protección de este transformador está garantizada, en el lado de alta tensión, mediante las protecciones del nivel de tensión de 132 kV de la subestación. La alimentación al lado de alta del transformador se efectúa mediante cable desnudo y piezas de conexión apropiadas. Del secundario del transformador y mediante cables aislados de sección adecuada se alimentará, en baja tensión, el armario general de distribución de corriente, ubicado en el edificio.
- b) Grupo electrógeno: Alimentación general a los servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación mediante grupo electrógeno de 100 kVA, 400/230 V, 1.500 r.p.m. y régimen de 4 tiempos.
- c) Línea externa de tercera categoría: Alimentación general a los servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación mediante línea externa de tercera categoría próxima a la subestación

5.7. Servicios auxiliares de corriente continua

Para mantenimiento de los servicios de corriente continua y como emergencia en caso de fallo de la corriente alterna, se dispondrá en el edificio de interconexión y control de la subestación de dos equipos batería-rectificador de 125 Vcc, compuestos cada uno de ellos por:

- Una batería de acumuladores alcalina de 150 Ah de capacidad y de las siguientes condiciones de servicio:
 - ⇒ Tensión nominal: 125 Vcc
 - ⇒ Tensión máxima: 137,5 Vcc

- ⇒ Tensión mínima: 106 Vcc
- Un rectificador para carga y mantenimiento de las baterías, de las siguientes características:
 - ⇒ Alimentación: Monofásico
 - ⇒ Tensión de alimentación (entrada): 230 V, 50 Hz.
 - ⇒ Variación de la tensión de alimentación (salida): +10 % -20 %
 - ⇒ Tensión de salida normal: ± 1
 - ⇒ Intensidad nominal: 5 A

Las baterías estarán formadas por elementos semiestancos de tipo medio de descarga. Estarán previstas para que al final de cinco horas en situación de emergencia, con el consumo solicitado, la tensión en las mismas sea superior a 106 V.

Ambos equipos batería–rectificador estarán instalados en un armario metálico situado en el edificio de la subestación. Se alimentarán del cuadro de servicios auxiliares y atenderán a los consumos de la instalación.

Para las alimentaciones de 48 Vcc se dispondrá de dos equipos batería-rectificador alimentados desde el cuadro principal de c.c.

5.8. Parque intemperie

En el parque de intemperie se instalarán una posición de línea de 400 kV, un banco de tres transformadores monofásicos de potencia 200 MVA (potencia total de 600 MVA) y relación de transformación 132/400 kV, y cuatro posiciones de línea de 132 kV. En definitiva, la subestación eléctrica dispondrá de:

- Una posición de línea 400 kV a LAAT 400 kV (S.E. Buniel).
- Una posición de transformación de potencia: 132/400 kV - 600 MVA.
- Una posición de barras 132 kV.
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Buniel).
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Tórtoles).
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Valdemoro).
- Una posición de línea 132 kV a LAAT 132 kV (S.E. PE Isar-Yudego).

La posición de línea 400 kV estará dotada de:

- Un juego de tres pararrayos autoválvula con contador de descargas.
- Tres transformadores de tensión tipo inductivo para medida y protección.
- Tres seccionadores unipolares con puesta a tierra.
- Un juego de tres transformadores de intensidad para medida y protección.
- Un juego de tres interruptores automáticos unipolares de corte en SF₆.
- Un juego de tres pararrayos autoválvula con contador de descargas.

Cada posición de línea 132 kV estará dotada de:

- Un seccionador tripolar de 132kV.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF6.
- Un juego de tres transformadores de intensidad para medida y protección.
- Un seccionador tripolar con puesta a tierra para posición de línea.
- Tres transformadores de tensión tipo inductivo para medida y protección.
- Un juego de tres pararrayos autoválvula con contador de descargas.

La posición de banco de transformadores dispondrá de:

- Un juego de tres pararrayos autoválvula con contador de descargas.
- Tres transformadores de tensión tipo inductivo para medida y protección.
- Un juego de tres transformadores de intensidad para medida y protección.
- Un interruptor automático tripolar de corte en SF₆.
- Un seccionador tripolar.

La posición de barras de 132 kV dispondrá de:

- Un juego de tres transformadores de tensión tipo inductivo para medida y protección en barras.
- Un transformador de tensión para Servicios Auxiliares.

La unión entre las diferentes apartamentos en 400 kV se realizará con cable dúplex de aluminio–acero tipo LA-860 LAPWING, de 861,03 mm² de sección, 18.700 kg de carga de rotura y 2,666 kg/m de peso.

La unión entre las diferentes apartamentos en 132 kV, entre secundario de banco de transformadores y embarrado de 132 kV, se realizará con cable tríplex de aluminio–acero tipo LA-860 LAPWING, de 861,03 mm² de sección, 18.700 kg de carga de rotura y 2,666 kg/m de peso. Además, la unión entre seccionador, interruptor y TIs se realizará mediante tubo de aluminio 120/100 mm, de 3.456 mm² de sección.

El embarrado de 132 kV, de salida de las diferentes posiciones de línea, se realizará mediante embarrado de tubo de aluminio 120/100 mm, de 3.456 mm² de sección.

La unión entre las diferentes apartamentos en 132 kV, para la línea S.E. PE Buniel se realizará con cable dúplex de aluminio–acero tipo LA-455 CONDOR, de 454,5 mm² de sección, 12.375 kg de carga de rotura y 1,520 kg/m de peso. Además, la unión entre seccionadores, interruptor y TIs se realizará mediante tubo de aluminio 50/40 mm, de 708 mm² de sección.

La unión entre las diferentes apartamentos en 132 kV, para las líneas S.E. PE Tórtoles, S.E. PE Valdemoro y S.E. PE Isar-Yudego, se realizará con cable simplex de aluminio–acero tipo LA-455 CONDOR, de 454,5 mm² de sección, 12.375 kg de carga de rotura y 1,520 kg/m de peso. Además la unión entre

seccionadores, interruptor y TIs se realizará mediante tubo de aluminio 50/40 mm, de 708 mm² de sección.

La unión entre las diferentes apartamentas de embarrado de 132 kV (TTs para medida y protección y TT para SSAA), se realizará con cable simplex de aluminio-acero tipo LA-455 CONDOR, de 454,5 mm² de sección, 12.375 kg de carga de rotura y 1,520 kg/m de peso.

El parque intemperie dispondrá de un banco de transformadores de potencia, formado por tres transformadores monofásicos idénticos entre sí. Cada transformador dispondrá de regulación en carga con 11 tomas para 21 posiciones y de depósito de expansión, indicador de nivel de aceite, desecador de silicagel, protección Buchholz, termómetro, válvula de alivio de sobrepresión, tapón de vaciado y toma de muestras, válvulas de filtrado, radiadores desmontables con válvula de independización y calzas aislantes. Además se dispondrá de un cuarto transformador monofásico idéntico como reserva para sustitución de los anteriores.

Los soportes para la apartamenta del parque intemperie estarán constituidos por perfiles metálicos normalizados y galvanizados. De la misma manera se construirán las estructuras de soporte del embarrado y los pórticos de salida de las líneas. Estas estructuras estarán dimensionadas para soportar los esfuerzos ejercidos por los conductores así como efectos atmosféricos adversos.

Se instalarán 15 puntas Franklin con dispositivo de cebado de 50 metros de radio de acción dotado de mástil autoportante, conectados a la malla de tierras general de la subestación con cable de cobre desnudo, según la siguiente distribución:

- Dos unidades en la parte superior del pórtico de entrada de la línea de 400 kV.
- Dos unidades en el pórtico intermedio de 400 kV.
- Dos unidades en el pórtico de banco de transformadores.
- Dos unidades en el pórtico intermedio de 132 kV.
- Dos unidades en estructura independiente junto a embarrado de 132 kV.
- Cinco unidades en la parte superior del pórtico de entrada de las líneas de 132 kV.

En cuanto a la red de tierras, la instalación irá provista de una malla de tierra principal enterrada, unida al cable de tierra de las líneas que amarran a la estructura del pórtico de entrada. La malla de tierra se ha diseñado de modo que cubra suficientemente dos finalidades principales, la seguridad del personal que se relacione con la instalación y la provisión de una buena unión eléctrica con la tierra que garantice un correcto funcionamiento de las protecciones. Esta red de tierras consistirá en un mallado formado por cable de cobre de 120 mm² enterrado a una profundidad de 0,8 metros formando retículas lo más uniformes posible a lo largo de toda la superficie de la instalación. Se instalarán circuitos perimetrales exteriores e interiores al vallado de la instalación. A esta malla de tierra, como específica ITC-RAT 13, se conectarán las tierras de protección

(partes metálicas de la instalación que no están en tensión normalmente) y las de servicio, como el neutro del banco de transformadores de potencia. Las conexiones enterradas se realizarán por medio de soldadura aluminotérmica tipo cadweld de alto punto de fusión y las derivaciones a las estructuras metálicas de la apartamenta se fijarán por medio de piezas metálicas atornilladas. En los puntos de la periferia de dicha malla, se situarán unas picas bimetálicas de acero cobrizado de dos metros de longitud, y 18,3 mm de diámetro, clavadas en el suelo, que dispondrán de registros de hormigón para inspección de su toma de contacto. Unas derivaciones de la malla de tierra general se llevarán hasta el edificio de interconexión y control a través de las conducciones de cables, con el fin de conectar a dicha malla los paneles de control y cualquier aparato instalado en el edificio.

5.9. Edificio de interconexión y control

Se plantea la construcción de un único edificio en el que se albergarán las distintas salas que son necesarias para la explotación de la subestación y que se divide en las siguientes zonas:

- a) Sala de control: En esta sala del edificio se situarán todos los cuadros de control necesarios para garantizar la supervisión, monitorización, control y protección, así como los equipos informáticos de gestión de la instalación.
- b) Sala de Servicios Auxiliares: En esta sala del edificio se alojarán los equipos rectificadores-cargadores de baterías de 125 Vcc y 48 Vcc necesarios para el suministro de corriente continua, así como los cuadros eléctricos de los mismos. Se instalará también el cuadro de 400/230 V correspondiente de Baja Tensión para garantizar el consumo local de energía de la subestación y el suministro de energía eléctrica en forma de corriente continua y alterna a los dispositivos de control, mando, protección y comunicaciones. A este efecto se instalará el equipo de medida de importación correspondiente.
- c) Sala de Comunicaciones: En esta sala del edificio se alojarán los equipos de telemando y comunicaciones del centro.
- d) Almacén: En el almacén se realizarán las actividades de taller y almacenamiento de material, así como el almacenamiento de aceites u otros residuos que se generen en la propia subestación.
- e) Aseo-Vestuario: Como dependencias complementarias para atender las necesidades higiénicas del personal empleado de las instalaciones, se construirá un vestuario-aseo, que cumplirá con las especificaciones habituales en este tipo de instalaciones, dotado de agua fría y caliente.

SUPERFICIES ÚTILES:

Sala de Control	14,40 m ²
Sala de Servicios Auxiliares	30,96 m ²
Sala de Comunicaciones	44,72 m ²
Almacén	20,80 m ²
Aseo / Vestuario	7,20 m ²
Pasillo	11,04 m ²

Entrada	2,88 m ²
SUPERFICIE ÚTIL TOTAL	132,00 m²
SUPERFICIE CONSTRUIDA TOTAL	148,52 m²

5.10. Obra civil

La subestación se aloja en un recinto vallado en el que habrá que desarrollar diversas obras civiles, para que pueda cumplir las funciones previstas, entre las que destacan las siguientes:

- Explanación y nivelación del terreno.
- Ejecución y/o acondicionamiento de accesos.
- Excavación y hormigonado de anclajes de aparamenta.
- Realización de las zanjas para la red de tierras.
- Realización de las atarjeas exteriores para el paso de cableado de control y potencia con tapas de hormigón.
- Bancadas para banco de transformadores de potencia con el correspondiente foso de recogida de aceite.
- Realización del vallado perimetral con malla de simple torsión.
- Extendido de capa de gravilla de remate.
- Ejecución de edificio de interconexión y control.

Todo el recinto de la subestación estará protegido por un cierre de malla metálica para evitar el acceso a la misma de personas ajenas al servicio. La altura del cierre será como mínimo de 2,2 metros de acuerdo a lo especificado en el apartado 3.1, de la ITC-RAT 15, del Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

En el edificio de la subestación se ha dispuesto de un equipo de detección y extinción de incendios, que constará de una serie de elementos detectores instalados en lugares apropiados que, ante la presencia de humos unos y calor otros, actuarán como alarmas. Los detectores irán adosados al techo de cada dependencia. El equipo de extinción de incendios constará de extintores portátiles de espuma carbónica, nieve carbónica y polvo de granito de diversos tamaños que se distribuirán según los usos previstos.

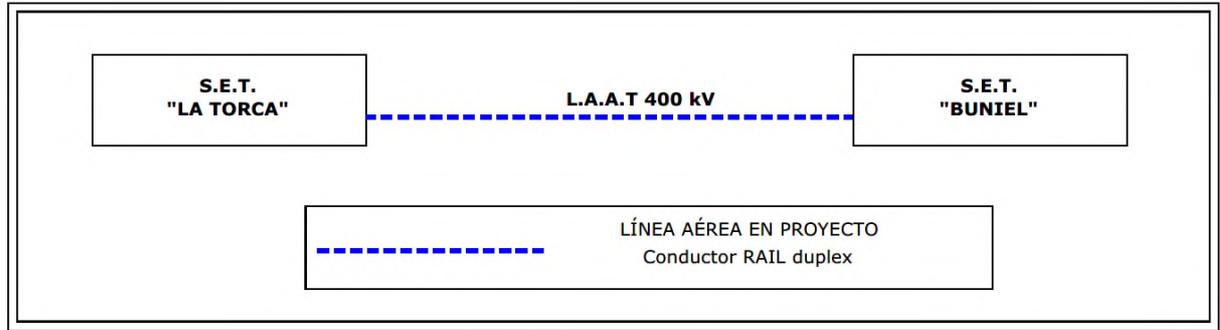
Además, el edificio dispondrá de un sistema de detección de intrusos conectado a una central de alarmas

6. Línea Aérea de Alta Tensión a 400 kV con origen en S.E. La Torca 132/400 kV y final en S.E. BUNIEL 400 kV

Para la evacuación de la energía generada por los parques eólicos Isar-Yudego, Valdemoro, Las Atalayas, Tórtoles, Buniel, La Muela I-Santiuste y El Moral se plantea una infraestructura eléctrica común para todos los promotores que colectará dicha energía en la futura subestación La Torca, que se ubicará en las proximidades de la subestación Buniel. La conexión entre ambas subestaciones

se realizará en 400 kV mediante esta nueva Línea Aérea de Alta Tensión de 400 kV que conectará la futura subestación La Torca con la subestación Buniel, ubicada en el término municipal de Buniel (provincia de Burgos).

Esquema de la instalación objeto del presente proyecto:



El origen de la Línea Aérea será el pórtico en la SET La Torca a instalar en la futura subestación La Torca desde donde y a través de tres alineaciones y dos apoyos se llegará al pórtico en la S.E.T. Buniel. La longitud total de la línea es de 170,87 metros, discurriendo por el término municipal de Buniel, en la provincia de Burgos.

Las cotas del terreno en el trazado de la línea varían aproximadamente entre 816 y 817 metros sobre el nivel del mar. Por tanto, al encontrarse toda la línea por encima de los 500 metros de altitud y según el vigente Reglamento de Líneas de Alta Tensión, se considerará a efectos de cálculo la zona B.

6.1. Características generales

Tensión nominal	400 kV
Tensión más elevada	420 kV
Potencia a transportar	540 MW
Nº de circuitos	Uno
Nº de conductores por fase	Dos
Disposición conductores	Capa
Longitud de la línea	170,87 metros
Zona de cálculo	B
Velocidad de viento máxima considerada	140 km/h
Conductores por circuito	Tres, de aluminio y acero tipo RAIL
Tense máximo RAIL a - 15º C + Viento (60 km/h) + Hielo	2.500 daN
Cables de tierra	Dos, Cable compuesto OPGW TIPO 2 – 18 mm (según criterios REE)
Tense máximo OPGW a - 15 ºC + Viento (60 km/h) + Hielo	1.700 daN
Aislamiento	Cadenas de 23 elementos U120BS en vidrio templado, simples para vanos a pórtico y dobles para vano entre apoyos

Apoyos	2 torres metálicas de celosía, del fabricante IMEDEXSA Tipo 1 (ANG30-60 con dos crucetas cortas)
Tipo de cimentación de Apoyos Fraccionada	Calculada por el fabricante de los apoyos según el método del cono de arranque de tierras con coeficientes de seguridad de 1,5 en hipótesis normales y 1,2 en las anormales.
Puesta a tierra de Apoyos	Anillo difusor

6.2. Apoyos

Los apoyos son de cimentación tipo fraccionada y estarán constituidos por perfiles angulares de lados iguales galvanizados en caliente, de acero S355J0 y S275JR y organizados en forma de celosía doble, según la norma UNE 10025-1 y EN10025-2⁴⁵. Tendrán forma troncopiramidal desde su base hasta la cabeza y dos castilletes en la parte superior para los cables de tierra. La altura será la suficiente para que en ningún caso el conductor quede a menos de nueve metros sobre el terreno, cumpliendo con lo indicado en el apartado 5.5 de la ITCLAT-07⁴⁶ y en los criterios de REE.

La ITC-LAT-07, en su apartado 2.4.7., recomienda la colocación de indicaciones de existencia de riesgo eléctrico en todos los apoyos. Esta indicación será preceptiva para las líneas de tensión nominal superior a 66 kV y, en general, para todos los apoyos situados en zonas frecuentadas.

Cada apoyo se identificará individualmente mediante un número, código o marca alternativa, de tal manera que la identificación sea legible desde el suelo.

Los dos apoyos dispondrán de dos cúpulas para instalar el cable de guarda con fibra óptica por encima de los circuitos de energía.

El proyecto presenta la ubicación de cada torre definida por sus coordenadas UTM (H30 ETRS89) así como los tipos de apoyo y características particulares.

6.3. Conductores y cables de tierra

Los conductores de fase a utilizar en la construcción de la línea serán de Aluminio-Acero del tipo RAIL, de acuerdo a la Norma UNE 21018, de las siguientes características:

- Denominación: A84-AL1/34-A20SA (LARL-517/RAIL)
- Composición: 45 Al + 7 Ac

⁴⁵ Productos laminados en caliente de aceros para estructuras.

⁴⁶ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07, 'Líneas aéreas con conductores desnudos', según 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.

- Sección total: 517,4 mm²
- Diámetro total: 29,61 mm
- Peso del cable: 1,5592 kg/m
- Módulo de elasticidad: 6.300 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación lineal: 21,1 x 10⁻⁶ °C⁻¹
- Carga de rotura: 11.766 daN
- Resistencia eléctrica a 20 °C: 0,0583 Ω/Km

Para el cable de tierra se proyecta instalar un cable compuesto, fibra-óptica, de las siguientes características:

- Denominación: OPGW TIPO 2 25 kA – 18 mm (REE)
- Sección: 168,86 mm²
- Diámetro: 18 mm
- Peso del cable: 0,893 daN/m
- Módulo de elasticidad: 12.547 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación lineal: 14,8 x 10⁻⁶ °C⁻¹
- Carga de rotura: 14.154 daN

6.4. Cadenas de aislamiento

Atendiendo a criterios de REE, las cadenas de amarre con aislamiento de vidrio serán dobles, excepto en los vanos entre apoyos fin de línea y pódico si estuviese destensado. De este modo las cadenas de amarre para los vanos destensados serán simples y para el vano entre los apoyos T1-T2 serán dobles.

Las cadenas de aislamiento simple estarán formadas por 23 aisladores del tipo U 160 BS (IEC- 60305) en vidrio templado, de las siguientes características:

- Tipo de Aislador: U 160 BS
- Paso: 146 mm
- Unión normalizada IEC-60120: 20
- Línea de fuga por unidad: 380 mm
- Carga rotura mínima: 160 kN
- Tensión a frecuencia industrial:
 - ⇒ De 1 min en seco: 75 kV
 - ⇒ De 1 min bajo lluvia: 45 kV
- Tensión al impulso de choque en seco: 110 kV

El nivel de aislamiento para la cadena de 23 elementos será de 20,80 mm/kV, valor aceptable para la zona que atraviesa la línea, para la que se recomienda un nivel de aislamiento en torno a 20 mm/kV.

Las cadenas de aislamiento doble estarán formadas por dos filas de 23 aisladores.

Los herrajes serán de acero forjado y convenientemente galvanizados en caliente para su exposición a la intemperie, de acuerdo a la Norma UNE 21158⁴⁷.

Las grapas de amarre serán del tipo compresión, compuestas por un manguito que se comprime contra el cable, de acuerdo con la Norma UNE 21159⁴⁸.

Con objeto de cumplir distancias reglamentarias a masa en los apoyos, se dispondrán cadenas de suspensión para el paso-puente.

6.5. Accesorios

En los cables de fase se instalarán dos antivibradores por conductor y vano hasta 1.000 metros, un total de doce por vano. Para el cable de tierra (OPGW) se instalarán dos por conductor y vano, un total de cuatro por vano.

6.6. Cimentaciones tipo fraccionada (cuatro patas)

Las cimentaciones de los apoyos del fabricante IMEDEXSA serán de hormigón en masa, de resistencia mecánica de 200 Kg/cm², del tipo “Pata de Elefante”, fraccionadas en cuatro bloques independientes con un primer tramo de sección cilíndrica y una expansión troncocónica en la base.

Cada bloque de cimentación sobresaldrá del terreno como mínimo 20 cm, formando zócalos, con el objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones. Dichos zócalos terminarán en punta cónica para facilitar la evacuación del agua de lluvia.

Sus dimensiones, calculadas por el método del cono de arranque de tierras, con coeficientes de seguridad de 1,5 en hipótesis normales y 1,2 en las anormales, suponiendo un terreno normal con resistencia característica a compresión de 3 daN/cm² y ángulo de arranque de las tierras de 30° y un terreno flojo con resistencia característica a compresión de 2 daN/cm² y ángulo de arranque de las tierras de 20°, se ajustarán a las especificaciones del fabricante.

6.7. Puesta a tierra

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos.

Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del RLAT. Por ello, deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra.

⁴⁷ ‘Herrajes para líneas eléctricas aéreas de alta tensión’.

⁴⁸ Norma sustituida por la UNE 207009:2002 ‘Herrajes y elementos de fijación y empalme para líneas eléctricas aéreas de alta tensión’.

prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC07 del RLAT.

Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia.

Además, el sistema de puesta a tierra debe cumplir los esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del RLAT.

En la cimentación de los apoyos se realizarán anillos cerrados de varilla de acero descarbonado 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.

6.8. Señalización

Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará el número del apoyo (correlativos), tensión de la línea (400 kV), símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa.

El proyecto presenta un detalle exhaustivo de cálculos justificativos del mismo, tales como cálculos eléctricos, mecánico de los conductores y de los apoyos, distancias de seguridad, etc.