

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA LA MANCHA, S.A. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PUERTOLLANO II, DE 99,658 MWP Y 89,91 MWN, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/220 KV Y LA LÍNEA SUBTERRÁNEA A 220 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE PUERTOLLANO, EN LA PROVINCIA DE CIUDAD REAL, ASÍ COMO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE BATERÍAS CON UNA POTENCIA MÁXIMA DE 5 MW

Expediente: INF/DE/069/21

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 9 de septiembre 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 a Iberdrola Renovables Castilla la Mancha, S.A. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica Puertollano II, de 99,658 MWp y 89,91 MWN¹, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica 30/220 kV y la línea subterránea a 220 kV para evacuación de energía eléctrica, en el término municipal de Puertollano, en la provincia de Ciudad Real, así como para la instalación de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías con una potencia máxima de 5 MW, 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 No obstante, conforme a la descripción de las características de la planta que contiene la propia propuesta de resolución, su potencia instalada, según artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, será de 89,91 MW, y la potencia nominal (la máxima que se podrá evacuar según lo estipulado en los permisos de acceso y conexión) 80 MW.

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 29 de noviembre de 2016, IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA LA MANCHA, S.A. (en adelante IBERCAM) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico), en concepto de garantía para responder respecto a las obligaciones de la sociedad en el procedimiento de acceso a la red de transporte de la instalación de producción de energía eléctrica planta solar fotovoltaica Puertollano II (en adelante PSF PUERTOLLANO II), con el compromiso de obtener la autorización de explotación.

Con fecha 30 de julio de 2019 IBERCAM solicitó, ante la DGPEM, Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y Autorización Administrativa Previa y de Construcción para el proyecto de la PSF PUERTOLLANO II y sus Infraestructuras de Evacuación (Subestación Transformadora FV PUERTOLLANO II 30/220 kV y Línea Soterrada de Alta Tensión a 220 kV ST FV PUERTOLLANO II- ST Nudo S5 220 KV).

Con fecha 22 de agosto de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) Anuncio del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real por el que se somete a Información Pública la solicitud de Autorización Administrativa Previa y DIA del Proyecto de generación de energía eléctrica PSF PUERTOLLANO II y sus infraestructuras de evacuación, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), promovido por IBERCAM. Asimismo, en la misma fecha se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Ciudad Real y en varios diarios como La Voz de Puertollano, La Comarca de Puertollano (con fecha 4 de septiembre de 2019) y el Diario de Castilla La Mancha (con fecha 6 de septiembre de 2019). Con fecha 20 de diciembre de 2019, el Director de la mencionada Área de Industria y Energía emitió el correspondiente informe sobre la solicitud de autorización administrativa previa y de construcción del proyecto, en virtud de los Art.127.5 y 131.5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y lo remitió al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).

Finalmente, mediante Resolución de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, de fecha 12 de diciembre de 2020 (publicada en el BOE de 22 de diciembre de 2020), se formuló la DIA del proyecto PSF PUERTOLLANO II, en la que se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias, que resultan

de la evaluación ambiental practicada, en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 5 de mayo de 2017 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Elcogás 220 kV, en la provincia de Ciudad Real, como consecuencia de la incorporación de una nueva instalación fotovoltaica, en concreto la PSF PUERTOLLANO II, hasta un contingente total de 257,9 MW_{nom} / 269,9 MW_{ins}. El acceso a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Elcogás 220 kV, a través de la posición de la red de transporte existente en dicha subestación (posición de línea Elcogás-ST Termosolar Puertollano 220 kV, línea que pertenece 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 23 de octubre de 2018, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Elcogás 220 kV, motivada por la incorporación de nueve nuevas instalaciones fotovoltaicas hasta un contingente total de 446,8 MW instalados (MW_{ins}) / 405 MW nominales (MW_{nom}), 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). Esta comunicación 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 la PSF PUERTOLLANO II. Se trata de una conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista que se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Elcogás 220 kV y se materializaría a través de la posición de la red de transporte existente en dicha subestación (posición de línea Elcogás-ST Planta ENCE, actualmente ST Termosolar Puertollano 220 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte).

Mediante escrito de 22 de julio de 2020 REE actualiza el IVCTC relativo a la solicitud de conexión realizada por GRUPO RENOVALIA DE ENERGÍA, S.L., en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN²) en la posición existente de la subestación Elcogás 220 kV para las instalaciones de generación renovable detalladas en el informe, entre las que se encuentra el PSF PUERTOLLANO II, motivada por la incorporación a la red de transporte de una instalación de

² 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.

biomasa que eleva el contingente total de generación previsto a 496,8 MWins / 455 MWnom.

Mediante escrito de fecha 12 de mayo de 2021 REE actualiza los permisos de acceso y conexión concedidos para generación renovable a la red de transporte por modificación de la capacidad de acceso otorgada, potencia instalada e incorporación de una hibridación con almacenamiento de la instalación de generación renovable PSF PUEROLLANO II (incluyendo el módulo de baterías de 5 MW).

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 28 de mayo 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 IBERCAM la autorización administrativa previa y de construcción para el PSF PUERTOLLANO II 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 de la planta solar fotovoltaica —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
- d) Informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real.
- e) Resolución de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental por la que se formula DIA del proyecto PSF PUERTOLLANO II, de fecha 12 de diciembre de 2020.

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 IBERCAM ha presentado, con fecha 30 de julio de 2019, solicitud de autorización administrativa previa y de construcción para la PSF PUERTOLLANO II, de 99,658 MWp y 89,91 MWn, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica 30/220 kV y la línea subterránea a 220 kV para evacuación de energía eléctrica, y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real. Además, se indica que en el proyecto presentado se ha puesto de manifiesto que la planta contará con un sistema de almacenamiento energético mediante contenedores con baterías que tendrá una potencia máxima de 5 MW para poder producir/almacenar energía cuando se demande.

La Propuesta revisa la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto

en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas de servicio público o de servicios de interés general en la parte que la instalación pueda afectar a bienes y derechos a su cargo, tras la publicación tanto en el BOE como en el Boletín Oficial de la Provincia de Ciudad Real en fecha 22 de agosto de 2019. Se recibieron alegaciones de ANTILIA ENERGIAS RENOVABLES, S.L. y de SOLAR PV 1 CASTILLA-MANCHA, S.L (PROGRESSUM) solicitando aclaraciones respecto de la afección de la infraestructura de evacuación con las de sus respectivos proyectos, la modificación de su trazado y su superficie de afección, entre otros, de las que se dio traslado a IBERCAM que aportó escrito de contestación por el que puso de manifiesto el acuerdo alcanzado con las sociedades concurrentes en el mismo punto de evacuación para el paso de las distintas infraestructuras de evacuación. El Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real emitió informe con fecha 20 de diciembre de 2019.

Asimismo, la Propuesta informa que el proyecto de la instalación y su Estudio de Impacto Ambiental (EslA) han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido formulada DIA favorable mediante Resolución de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD de fecha 12 de diciembre del 2020, en la que se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales. El promotor también deberá cumplir todas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias contempladas en el EslA, el plan de restauración y demás documentación complementaria generada, en tanto no se opongan o resulten contradictorias con las contenidas en dicha resolución. Se ha solicitado al promotor la presentación de una adenda al proyecto presentado que incluya las medidas del EslA que deben ser modificadas y aquellas medidas adicionales establecidas como respuesta a las alegaciones e informes recibidos.

Además, la Propuesta indica que la infraestructura de evacuación que está dentro del ámbito de la autorización se limita a las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación FV Puertollano II 30/220 kV y la línea de evacuación subterránea a 220 kV que conecta con la subestación existente Nudo S5, propiedad de ENCE Energía Puertollano S.L.U. Esta subestación se conecta a la red de transporte en la subestación eléctrica Elcogás 220 kV, propiedad de REE, mediante una línea área a 220 kV en servicio. IBERCAM ha remitido escrito de fecha 29 de abril de 2020 en el que se indica el acuerdo alcanzado para la cesión de derecho de uso parcial de la subestación Nudo S5 con la mercantil ENCE Energía Puertollano S.L.U. para la conexión de la línea subterránea a 220 kV de evacuación de la PSF PUERTOLLANO II.

Por otra parte, se indica que REE emitió, con fecha 5 de febrero de 2018, el ICCTC y el IVCTC relativos a la solicitud para la conexión a la red de transporte en la subestación Elcogás 220 kV para la PSF PUERTOLLANO II y que, con fecha 12 de mayo de 2021, emitió informe para la actualización del permiso de acceso y conexión a la red de transporte en la citada subestación, debido a la

modificación de la capacidad de acceso otorgada (de 90 MW a 80 MW), de la potencia total instalada (de 100 MW a 104,92 MW) y de la hibridación por almacenamiento (5 MW) para la PSF PUERTOLLANO II.

Visto lo anterior, se propone otorgar a IBERCAM la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF PUERTOLLANO II y su infraestructura de evacuación, con las características definidas en el proyecto “Planta Fotovoltaica Puertollano II 100 MWp” y en el proyecto de la subestación transformadora y la línea subterránea de evacuación de energía eléctrica del parque, fechados en junio de 2019, así como con la modificación en el trazado de la línea subterránea de media tensión, de diciembre de 2019 y en las condiciones especiales contenidas en el anexo de la propia Resolución.

La Propuesta describe las principales características de la instalación:

Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 89,91 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD 413/2014³; la potencia nominal, según lo estipulado en los permisos de acceso y conexión otorgados por REE, es de 80 MW por lo que la potencia máxima que podrá evacuar será de 80 MW), ubicada en el término municipal de Puertollano, en la provincia de Ciudad Real, que contará con 249.144 módulos monocristalinos bifaciales de 400 W del fabricante Longi, modelo LR9-72-OPD-400M, 486 inversores SUN-2000-185KTL-H1 del fabricante Huawei de 185 kW, 32 transformadores de 3.108 kVA de 0,8/30 kV y soportes de estructura fija en suelo preparada para filas de tres módulos en vertical con una inclinación de 18°.

La instalación fotovoltaica cuenta con nueve líneas subterráneas a 30 kV que tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora 30/220 kV. Dicha subestación, ubicada también en el término municipal de Puertollano, contiene una posición de transformación, es de configuración de simple barra en el parque de 220 kV y en el parque de 30 kV, y será una instalación de intemperie en el parque de 220 kV e interior en el parque de 30 kV.

La línea subterránea a 220 kV de evacuación tiene como origen la subestación transformadora 30/220 kV de la instalación fotovoltaica, discurriendo su trazado hasta la subestación S5 ENCE en una nueva posición⁴ a instalar, propiedad de

³ El segundo párrafo de dicho artículo 3 contempla que «*En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.*»

⁴ Realmente se trata de una posición existente del Nudo S5, tal y como se indica en los informes de REE que otorgan acceso y conexión, pero se ha tenido que hacer una ampliación en esa posición, según se aprobó mediante la Resolución de la Dirección General de Transición Energética de la Junta de Castilla-La Mancha sobre la autorización administrativa previa y de construcción de las instalaciones contenidas en el proyecto de ampliación de la subestación colectora “ST Nudo 5”, de fecha 11 de diciembre de 2020. La Subestación Colectora ‘ST Nudo S5’, propiedad de propiedad de Ence Energía Puertollano S.L.U., consta de cinco posiciones de línea; debido a la futura construcción de la PSF PUERTOLLANO II, que evacuará la energía producida en dicha subestación, se ha hecho necesaria su modificación mediante la ampliación

Ence Energía Puertollano, S.L.U., contará con un circuito, una sección de conductor de 2.000 mm², tendrá una longitud de 130 metros mediante canalización de zanja entubada hormigonada y cable XLPE-OL(AS) 1x2.000 mm² Cu 127/220 kV Al+T375. La línea aérea para la evacuación de energía eléctrica común de varios parques fotovoltaicos hasta la red de transporte no está dentro del ámbito de la autorización.

Además, la Propuesta otorgaría a IBERCAM autorización administrativa previa y de construcción para la instalación del sistema de almacenamiento energético mediante baterías de ión-litio, con una entrega de potencia máxima de 5 MW, con las características definidas en el proyecto “Planta Fotovoltaica Puertollano II 100 MWp”, fechado en junio de 2019 y en las condiciones especiales contenidas en el anexo de la propia Resolución. La capacidad instalada es de 6 x 3,8 MWh, luego podrían entregar su máxima potencia de diseño (5 MW) durante más de 4 horas.

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

Las condiciones especiales para conceder la autorización administrativa de construcción, incluidas en un Anexo de la Propuesta, son las siguientes:

- Las obras deberán realizarse de acuerdo con el proyecto presentado y con las disposiciones reglamentarias que le sean de aplicación, con las variaciones que, en su caso, se soliciten y autoricen.
- El plazo para la emisión de la Autorización de Explotación será de veinticuatro meses, contados a partir de la fecha de notificación al petitionerario de la Resolución.
- El titular de la instalación deberá dar cuenta de la terminación de las obras al Órgano competente provincial, a efectos de reconocimiento definitivo y extensión de la Autorización de Explotación.
- La autorización administrativa de construcción no dispensa en modo alguno de la necesaria obtención por parte del titular de la instalación de cualesquiera autorizaciones adicionales que las instalaciones precisen, entre ellas, la obtención de las autorizaciones que, en relación con los sistemas auxiliares y como condición previa a su instalación o puesta en marcha, puedan venir exigidas por la legislación de seguridad industrial y ser atribuidas a la competencia de las distintas Comunidades Autónomas.
- La Administración dejará sin efecto la presente Resolución si durante el transcurso del tiempo se observase incumplimiento, por parte del titular, de los derechos que establece la misma y de las condiciones impuestas en ella. En tales supuestos, la Administración, previo oportuno expediente, acordará la anulación de la correspondiente Autorización con todas las consecuencias

de la apartada de una posición de 220 kV con llegada por cable subterráneo, para la cual ya existe espacio físico disponible, y seccionador de línea del lado de barras ya instalado, listo para su conexión a las barras.

de orden administrativo y civil que se deriven de dicha situación, según las disposiciones legales vigentes.

- El titular de la instalación tendrá en cuenta para su ejecución las condiciones impuestas por los Organismos que las han establecido, las cuales han sido puestas en su conocimiento y aceptadas expresamente por él.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es considerada una tecnología renovable de las más respetuosas con el medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones contaminantes durante su operación, ni ruidos ni vibraciones; su impacto visual es reducido y su disposición en módulos permite adaptar su tamaño y ubicación a la morfología de los lugares en que son instalados. Gracias a su reducido impacto ambiental facilitan la producción de energía cerca de los lugares de consumo, por lo que se reducen las pérdidas que se producirían en el transporte. La fuente de energía es el sol, recurso natural inagotable y limpio, no necesitan ningún suministro exterior y solo un reducido mantenimiento. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red contribuyen a la reducción de emisiones de CO₂ en el *mix* de producción de energía eléctrica, además de alcanzar su máximo nivel de producción de electricidad coincidiendo con periodos de elevada demanda energética. La no emisión de CO₂ a la atmósfera contribuye a reducir el efecto invernadero y, en consecuencia, el cambio climático. Por ello, la Oficina Española de Cambio Climático considera que la implantación de una planta fotovoltaica no produce ningún efecto significativo en materia de cambio climático, sino que contribuye a su mitigación.

Por tanto, la energía solar fotovoltaica contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona, por lo que cumple con las directrices gubernamentales en materia energética. Por ello, la generación de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica genera beneficios tanto económicos como sociales y medioambientales.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para este proyecto serán módulos monocristalinos bifaciales de 400 Wp, del fabricante Longi, modelo LR9-72-OPD-400M, que tienen cualidades de auto limpieza que permiten un menor grado de suciedad en el módulo, lo que proporciona mayor producción, presenta una mayor resistencia a las microrroturas y es resistente al PID⁵. Tiene una tensión de aislamiento de 1.500 V que permite diseños con un mayor número de módulos en serie y, por tanto, una reducción de los costes de implantación. Además, el

⁵ *Potencial Induced Degradation* o Degradación inducida por potencial (DIP): Degradación de las células del módulo fotovoltaico debido a corrientes de fuga entre las células del panel y el resto de los componentes, lo que produce una merma de la producción.

módulo cuenta con un diodo de *bypass* para evitar problemas por sombreado parcial que podría provocar una tensión inversa a lo largo de ese módulo fotovoltaico. Con ese diodo de *bypass* (o derivación) en paralelo con la cadena de la serie, la corriente forzada pasará por el diodo y no por el módulo con sombra, por lo que se minimiza el recalentamiento del módulo y la pérdida de corriente de la matriz. Por otra parte, estos módulos soportan cargas de viento sobre la cara trasera de hasta 2.400 Pa y cargas de nieve sobre la cara frontal de 5.400 Pa.

El captador solar estará formado por 72 células monocristalinas, un vidrio frontal de alta transparencia, recubrimiento antirreflectante y vidrio solar templado. Por la cara posterior la previsión de ganancia de la potencia nominal del módulo es de entre un 5 y un 25%. El recubrimiento del módulo presenta una alta resistencia al ataque de arena en suspensión, sustancias alcalinas y ácidas.

Los inversores seleccionados serán del modelo SUN2000-185KTL-H1 del fabricante Huawei de 185 kW de potencia nominal, equipos catalogados como o inversor de *strings* ya que los *strings* acometen directamente al equipo sin cajas de agrupamiento previo, lo que permite una supervisión individual de cada *string* lo que, sumado a los MPPT⁶ que posee, uno para cada dos *strings*, permite obtener la máxima potencia de cada *string*. Su rendimiento es de un 98,6%. Además, los inversores se ubicarán de manera que se optimicen los recorridos de caminos, longitudes de circuitos y de zanjas eléctricas.

El funcionamiento de los inversores es totalmente automático de forma que, a partir de un valor de potencia de entrada suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión y la frecuencia de red y comienza el proceso de acondicionamiento de potencia. Los inversores trabajan de forma que toman la máxima potencia posible de los módulos solares: Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red el inversor deja de funcionar. Por ello el inversor no consumirá energía por la noche, puesto que la energía que los dispositivos electrónicos del equipo consumen en operación procede de la propia producción del generador fotovoltaico.

La planta incorporará un sistema almacenamiento de la energía generada mediante contenedores con baterías de corriente continua conectadas a un grupo con convertidor de corriente continua a corriente alterna, transformador y celda de media tensión. El bloque contará con una potencia máxima de 5 MW para poder producir/almacenar energía cuando se demande y una capacidad de almacenamiento de más de 20 MWh, con un máximo de dos grupos que tendrán, cada uno de ellos, tres contenedores de baterías de 3,8 MWh y un contenedor convertidor-transformador de 3,65 MVA de potencia máxima. Además tendrá un sistema de control BMS⁷ que incluye monitorización, estimación de estado de

⁶ *Maximum Power Point Tracker* o seguimiento del punto de máxima potencia. Los reguladores MPPT calculan la potencia óptima para alimentar al inversor.

⁷ *Battery management system*.

carga, control de descarga, control térmico, alarma ante fallo y protección del sistema.

El promotor ha realizado un estudio de la energía generada por la planta solar mediante el software PVSyst, versión 6.79 y con los datos meteorológicos de la ubicación que han sido obtenidos de la base de Solargis. Esta simulación se ha realizado para los dos centros de transformación tipo de los que se compone la planta, por lo que para obtener la energía total generada por la planta se multiplicará por el número de centros de transformación tipo del proyecto:

- Para el CT-01, se tiene una configuración de 19 *strings* por inversor y 15 inversores.
- Para el CT-02, se tiene una configuración de 18 *strings* por inversor y 16 inversores.
- Para el CT-03, se tiene una configuración de 19 *strings* por inversor y 8 inversores.
- Para el CT-04, se tiene una configuración de 19 *strings* por inversor y 7 inversores.

La planta dispone de 9 unidades del CT tipo 01, 21 unidades del CT tipo 02, 1 unidad del CT tipo 03 y 1 unidad del CT tipo 04.

Las pérdidas consideradas en el sistema generador y los valores introducidos en el software PVSyst para la simulación son las siguientes:

- Pérdidas por sombras debidas a nivel de irradiancia -1.88%
- Pérdidas por Irradiancia: -0,28%
- Pérdidas por sombras lejanas. Horizonte: -0,38%
- Pérdidas por Temperatura: -5.43%
- Pérdidas por suciedad (sin considerar limpiezas artificiales): -1,90%
- Pérdidas por tolerancia: -0,40%
- Pérdidas por *mismatch* "Falta de acoplamiento": -1,30 %
- Pérdidas óhmicas del cableado DC en BT: -1,20%
- Pérdidas por sombras debidas a efecto eléctrico: -1,28%
- Pérdidas en el inversor (incluidas las pérdidas por limitación): -1,45%
- Pérdidas Óhmicas del Cableado AC en BT: -0,40%
- Pérdidas del Transformador de MT : -1,90%
- Pérdidas por Indisponibilidad: -1,00%:
- Degradación año1 (incluida LID⁸): -1,80%:

Los resultados según la simulación en el PVSyst determinan una producción anual estimada de 167.607 MWh, un coeficiente de rendimiento esperado (PR⁹) de un 83,78 % y 1.682 horas equivalentes de funcionamiento, si bien estos

⁸ *Light Induced Degradation* o Degradación Inducida por la Luz

⁹ *Performance Ratio*.

resultados son a la salida del centro de transformación, por lo que no incluyen las pérdidas de las líneas de media tensión (MT) ni de la línea de evacuación.

Asimismo, se indica que el valor del PR obtenido resultaría algo inferior en los meses de verano, debido a las elevadas pérdidas por temperatura que se producen en estas fechas. Sin embargo, en los meses de invierno se alcanzaría un valor superior al 85%, ya que la temperatura ambiente no limita la generación.

Para obtener los resultados energéticos de la planta en el punto de conexión en la SE Sector S5 Ence se han aplicado las pérdidas de los circuitos de MT (0,43%), en la subestación de planta (0,5%) y en la línea de evacuación (0,1%), por lo que finalmente se ha estimado que la energía neta entregada en el punto de conexión sería de 165.867 MWh/año (1.664 horas de funcionamiento a plena carga para una potencia pico del parque de 99,658MW), lo que permitiría reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 845.922 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 33.837 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta¹⁰. El coeficiente de rendimiento esperado (PR) de la PSF PUERTOLLANO II es de un 83% y el factor de capacidad¹¹ de un 19%.

4.1.2 Condiciones de seguridad

Normativa 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

¹⁰ 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.

¹¹ Cociente entre la energía neta generada durante un año y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo año.

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 UNE¹², Normas CEI¹³ y ordenanzas municipales.

Paneles, inversores y centros de transformación

Los módulos fotovoltaicos previstos para instalar en la PSF PUERTOLLANO II serán módulos monocristalinos bifaciales del modelo LR9-72-OPD-400M del fabricante Longi, que son capaces de soportar cargas de viento sobre la cara trasera de hasta 2.400 Pa y cargas de nieve sobre la cara frontal de 5.400 Pa. Estos módulos vendrán equipados con caja de conexión estanca IP 68, con cables tipo ZZ-F de 4 mm² de sección y con conectores tipo MC4.

Los inversores a instalar en la planta, modelo SUN2000-185KTL-H1 de Huawei, tienen las principales protecciones eléctricas y funcionalidades de soporte de red como regulación en baja tensión, potencia reactiva y control de inyección de energía activa. La conexión eléctrica entre los inversores está completamente protegida del contacto directo.

El inversor se desconectará en las siguientes circunstancias:

- Fallo de red eléctrica: En caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en vacío y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: Si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.
- Frecuencia fuera de rango: En el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- Temperatura elevada: El inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

¹² 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).

¹³ 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.

Los inversores seleccionados están provistos de transformadores de aislamiento galvánico en su interior, garantizando de esta manera el aislamiento galvánico entre red y campo fotovoltaico. En todo caso, hay unas temporizaciones en las desconexiones, puesto que deben cumplir respecto a los huecos de tensión o los códigos de red exigidos en el punto de conexión.

Los centros de transformación —encargados de agrupar los circuitos que provienen de los inversores y elevar la tensión de 800 Vac a 30.000 Vac para la evacuación de la energía hasta la subestación— se han diseñado como unidades paquete, instaladas en un contenedor metálico de 20 pies, con las entradas para ventilación, cableado eléctrico y control y acceso de mantenimiento.

El cableado de corriente continua que conecta los módulos fotovoltaicos con los inversores será especial para instalaciones fotovoltaicas, con temperaturas de aislamiento de hasta 120°C y una tensión 0,9/1,8 kV. Este cableado formará circuitos monofásicos de dos cables con una tensión máxima de 1.500 V.

El cableado de baja tensión en corriente alterna conecta los inversores con los centros de transformación. Este cableado se instalará directamente enterrado en el terreno aprovechando los pasillos entre las estructuras. El trazado de este cableado discurre por zanjas subterráneas. Para estos usos se empleará cable de aluminio clase II tipo XZ-1 con aislamiento 0,6/1 kV, con una capa de aislamiento de XLPE, temperatura de operación 90°C, adecuado para instalación directamente enterrado en conductos subterráneos mediante tubo de polietileno o en bandejas de aislamiento 1,5 kV cc, 1 kV en ac, y resistente a los rayos ultravioleta en los tramos en los que el cable sea instalado en exterior. Además, los cables están dimensionados para garantizar una caída de tensión máxima del 1,5% entre módulos fotovoltaicos y los centros de transformación, en condiciones de MPP¹⁴.

Estructura de soporte

Los módulos de la instalación se instalarán sobre estructuras metálicas fijas diseñadas para resistir el peso propio de los módulos y las sobrecargas de viento y de nieve, según las prescripciones del Código Técnico de la Edificación (CTE). El material utilizado para su construcción será acero galvanizado hincado directamente al terreno, por lo que la estructura estará protegida contra la corrosión. La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable. El modelo de fijación de los módulos será de acero inoxidable y/ o aluminio, que garantizará las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos y de la cubierta.

La estructura soporte, además de para la colocación de los módulos, servirá para el anclaje de los inversores y la suportación del cableado de continua. Los pilotes hincados al suelo son los encargados de la suportación de los inversores y, al estar colocados estos bajo los módulos, queda garantizada la no exposición directa al sol de estos equipos. La estructura metálica, al estar hincada

directamente al terreno, está puesta a tierra por su propio sistema de instalación. Para garantizar el cumplimiento de las tensiones de paso y contacto y no dar lugar a situaciones peligrosas eléctricas, todas las estructuras se conectarán a la malla de tierra de la planta mediante unión mecánica con cable de cobre desnudo de 35 mm². Además, las estructuras contiguas se unirán entre si con cable aislado amarillo verde de 35 mm² de sección.

Batería

La planta incorporará un sistema almacenamiento energético, con una potencia máxima de 5 MW, mediante contenedores con baterías en corriente continua conectadas a un grupo con convertidor de corriente continua a corriente alterna, transformador y celda de media tensión. Estas baterías se instalarán en *racks* dentro de los contenedores que incorporarán un sistema de iluminación, sistema de detección de incendios y sistema de extinción automático. Contará con un sistema de control que incluye monitorización, estimación de estado de carga, control de descarga, control térmico, alarma ante fallo y protección del sistema.

Red de media tensión

Los circuitos de MT de la instalación fotovoltaica estarán compuestos por conductores de Aluminio, trenzado, triple extrusión de alta rigidez dieléctrica y 36 kV de aislamiento. Estos cables de MT se instalarán directamente enterrados, para operación a 105°C (HEPRZ1) y 250° C en cortocircuito. Están calculados para una caída de tensión máxima del 1% en los respectivos circuitos que confluyen en la subestación principal.

Las canalizaciones subterráneas tanto de baja tensión como de media tensión discurrirán paralelas a los caminos cuando discurran junto a ellos o por los espacios entre estructuras, de forma que en todo momento queden accesibles. Los cables se alojarán directamente enterrados en las zanjas, a una profundidad mínima de 0,80 metros, en cama de arena sobre la que se colocarán los cables y se cubrirán también con arena para su protección. Sobre esta capa de arena se instalará una banda de protección con placas de material plástico sobre la cual se rellenará con material seleccionado de la propia excavación que se compactará por tongadas y se incluirá una banda de señalización plástica de presencia de cables eléctricos. En los tramos de cruce de viales los cables se colocarán entubados bajo tubo de polietileno de doble capa. Se colocarán arquetas en los extremos de los cruces que serán de hormigón con tapa resistente al paso de vehículos. Toda la canalización irá hormigonada con HM-20.

Puesta a tierra

En cuanto al Sistema de puesta a tierra —cuyo objeto es el delimitar la tensión que respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado—, todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección de continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Se realizará una instalación de puesta a tierra

constituida por un cable de cobre desnudo de 35 mm² sección que se enterrará a una profundidad no inferior a 0,8 metros, para lo cual se aprovechará la red de zanjas diseñada para la conducción del cableado de BT o MT. Todos los inversores y estructuras se conectarán equipotencialmente, quedando una tierra equipotencial¹⁵.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra se dispondrá de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito. Para garantizar un buen contacto eléctrico con el electrodo, las conexiones se efectuarán por medio de piezas de empalme adecuadas (terminales bimetálicos, grapas de conexión atornilladas, elementos de compresión o soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión).

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el centro de transformación (envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc.) se unen a la tierra de protección.

Sistema de control

Respecto al Sistema de control de la planta, cuyo objetivo es chequear los datos de producción de la planta, habrá un primer nivel de adquisición de señales, que se hará en las Unidades Terminales Remotas (RTU) instaladas en cada bloque de inversores, con la misión de comunicar con los inversores con las estaciones meteorológicas, la subestación, el regulador de potencia de planta, los contadores de facturación y captar las señales digitales de las protecciones de servicios auxiliares, celdas de MT y el estado de los dispositivos.

Los inversores se coordinarán de forma autónoma por unidad de planta fotovoltaica mediante el controlador de la planta de potencia (*Power Plant Controller* — PPC), sistema encargado de dar cumplimiento a la demanda del operador de red (código de red), que se comunica con cada inversor a través de un anillo de fibra óptica que conecta todos los *dataloggers*¹⁶ con el sistema que, a su vez, se comunican por PLC¹⁷ con cada inversor de *string* y que se ubica en cada centro de transformación. Este anillo incluye además la comunicación del resto de sistemas adicionales de la planta fotovoltaica, como el sistema contra incendios, relés de protección, medidores de energía, etc. También estará comunicado con la subestación de entrega para el intercambio de información con los equipos de MV¹⁸ y con terceros vía internet.

¹⁵ La puesta a tierra de MT debería ser independiente de otras tierras, pero se justifica la unión con otras tierras por la cantidad de material de cobre enterrado que hay y la baja resistencia de puesta a tierra teórica que se consigue, de tal forma que se obtiene una red equipotencial de tierras.

¹⁶ Dispositivo electrónico que registra datos en el tiempo o en relación a la ubicación por medio de instrumentos y sensores propios o conectados externamente.

¹⁷ Control Lógico Programable.

¹⁸ Plataforma compacta y resistente con los equipos de media tensión integrados.

Todos los equipos de media tensión serán gobernados por el sistema de control de la subestación eléctrica, quedando fuera del alcance del sistema PPC su control. Se instalará un equipo de medida para el control del sistema SCADA¹⁹ del parque en la entrada de media tensión al embarrado y estará comunicado con el SCADA mediante fibra óptica. Se monitorizarán los equipos MT en dicho sistema. Se dispondrá de una conexión externa para el mantenimiento por los subcontratistas de los equipos principales y una conexión externa para la operación del parque.

Las secuencias de operación estarán ligadas al estado de los interruptores de MT. Las secuencias programadas incluirán las condiciones normales de operación y las condiciones ante fallos. Ante el fallo de la información intercambiada con la subestación para la aparamenta de MT el sistema deberá seguir siendo totalmente fiable y seguro en su operación.

El sistema de control de cada planta de potencia (PPC) estará equipado con funciones de control capaces de controlar la planta en el punto de conexión (POC) en todos y cada uno de los parámetros definidos en el proyecto y en la normativa aplicable. Algunas de las funciones serán excluyentes, teniendo que seleccionar el operador en qué modo de funcionamiento desea que la planta opere.

Los esquemas de control se organizarán por orden de prioridad, de la más alta a más baja:

1. Protección de la red y de la planta.
2. Emulación de inercia, si procede.
3. Control de frecuencia (ajuste de potencia activa).
4. Restricción de potencia.
5. Restricción de gradiente de potencia.

Estos controles se realizarán con las medidas tomadas en el POC y en los propios inversores, siendo el PPC el encargado de activar los controles de lazo cerrado correspondientes. Los controles que se exigen en la normativa de referencia para el parque se realizarán algunos por los propios inversores y otros por el PPC. Sin embargo, todos los controles realizados por el PPC deberán ser soportados por los inversores.

Por otra parte, la planta fotovoltaica contará con una estación meteorológica y un mínimo de cinco puntos de monitorización ambiental. Este sistema de monitorización velará por obtener los datos que afectan directamente a la producción de los paneles, por lo que en cada punto de medición obtendrá datos de irradiancia en el plano de los módulos y la temperatura de los mismos.

¹⁹ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

Subestación

Respecto a la subestación de transformación propia de la planta fotovoltaica, incorporará embarrados principales y auxiliares de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40° C sobre la temperatura ambiente y que soporten los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes. Las intensidades nominales y de diseño, tanto en régimen permanente como en condiciones de cortocircuito, han sido elegidas con unos valores superiores a los nominales, con un margen de seguridad suficiente.

En cuanto a los niveles de aislamiento y las distancias mínimas a puntos en tensión se han adoptado las especificaciones del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en su ITC-RAT 12.

Por otra parte, el dimensionamiento de la red de tierras de la subestación se realizará desde el punto de vista térmico con el fin de determinar la sección de los conductores y desde el punto de vista de la elevación de tensión en el terreno, tensiones que deben ser inferiores a las que marca el mencionado Reglamento.

Protección contra incendios y descargas eléctricas; vigilancia perimetral

Además, la instalación contará con un sistema contraincendios, en cumplimiento del Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RSCIEI), aprobado por el Real Decreto 2267/2004, y de la ITC-RAT 14. También dispondrá de un sistema de protección frente a la caída del rayo.

Asimismo, es necesario implantar un sistema de seguridad y vigilancia en las instalaciones, tanto por la importancia de las propias instalaciones como por la seguridad de las personas. Este sistema incluirá un circuito cerrado de televisión que cubrirá el perímetro no colindante del parque fotovoltaico y el acceso al mismo. Para la vigilancia perimetral se empleará un sistema de cámaras térmicas que, mediante un software de análisis de datos, dará las alarmas al operador de seguridad. Este sistema se apoyará en cámaras domos perimetrales que se focalizarán en el punto de alarma para el seguimiento del incidente. El sistema también controlará el acceso a la subestación de entrega mediante cámaras digitales fijas. Este sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad.

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 con objeto de servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el trabajo que deberá ser aprobado por el Coordinador en materia de seguridad y salud nombrado al efecto por el promotor, previo al inicio de las obras.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 5 de mayo de 2017 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Elcogás 220 kV, en la provincia de Ciudad Real, como consecuencia de la incorporación de una nueva instalación fotovoltaica, en concreto la PSF PUERTOLLANO II, hasta un contingente total de 257,9 MW_{nom} / 269,9 MW_{ins}, según solicitud realizada por GRUPO RENOVALIA DE ENERGÍA, S.L. en su calidad de IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte, que propone que el acceso de la generación prevista a dicha red se lleve a cabo en el actual nudo de la red de transporte Elcogás 220 kV, a través de la posición de la red de transporte existente en dicha subestación (posición de línea Elcogas-ST Termosolar Puertollano 220 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte; instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2²⁰).

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 para el actual nudo de Elcogás 220 kV resultaría técnicamente viable²⁴, considerando la limitación normativa aplicable

²⁰ Procedimiento de Operación 12.2. 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

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):

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

[MW_{ins}: Potencia instalada de generación según RD 413/2014, excepto Potencia nominal (MW_{nom}) para generación fotovoltaica]

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 el procedimiento de acceso impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable, según establece el RD 413/2014.

En relación con el sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas, se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), función del tiempo crítico de cada parque, que es muy dependiente del desarrollo de la red y de la generación, tanto en el nudo en concreto como en la zona de influencia. Vistos los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en la zona, REE considera recomendable equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar futuros cambios en dicho equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el actual nudo de Elcogás 220 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

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

Por otra parte, REE indica que este Informe de Viabilidad de Acceso (IVA) no constituye la cumplimentación de los requisitos establecidos para el otorgamiento de la autorización administrativa para la PSF PUEROLLANO II

en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

(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 y de conexión a la red de transporte se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2²⁵, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN del nudo de Elcogás 220 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 23 de octubre de 2018, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Elcogás 220 kV, motivada por la incorporación de nueve nuevas instalaciones fotovoltaicas hasta un contingente total de 446,8 MW instalados (MWins) / 405 MW nominales (MWnom), 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). Esta comunicación 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 la PSF PUERTOLLANO II. Se trata de una conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista que se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Elcogás 220 kV y se materializaría a través de la posición de la red de transporte existente en dicha subestación (posición de línea Elcogás-ST Planta ENCE, a la fecha de emisión del escrito denominada ST Termosolar Puertollano 220 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte; ambas instalaciones constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2).

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones consideradas —entre las que se encuentra el PSF PUERTOLLANO II—, siempre que se ajusten a los requisitos que se afirman cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo, entre otras:

- Que las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.
- Que en el Protocolo de Verificación se afirma cumplir con los requisitos exigidos.

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida. Entre las condiciones a cumplimentar previamente a la puesta en tensión y en servicio para las nuevas instalaciones de generación incluidas en el escrito, REE recuerda las más significativas:

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

- Firma del CTA según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, lo cual requerirá la acreditación de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte, según lo establecido en el RD 413/2014.
- Cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas, según los procedimientos establecidos.
- Dar de alta las telemedidas en el sistema de tiempo real a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el P.O. 8.2²⁶.
- En relación con la Información requerida a las instalaciones conectadas a la red de transporte, se requiere cumplimentación según la información de que disponen, conforme establece el P.O. 9²⁷.

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

En el escrito REE recuerda 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.

Mediante escrito de 22 de julio de 2020 REE actualiza el IVCTC relativo a la solicitud de conexión realizada por GRUPO RENOVALIA DE ENERGÍA, S.L., en su calidad de IUN en la posición existente de la subestación Elcogás 220 kV para las instalaciones de generación renovable detalladas en el informe, entre las que se encuentra el PSF PUERTOLLANO II, motivada por la incorporación a la red de transporte de una instalación de biomasa que eleva el contingente total de generación previsto a 496,8 MWins / 455 MWnom.

Mediante escrito de fecha 12 de mayo de 2021 REE actualiza los permisos de acceso y conexión concedidos para generación renovable a la red de transporte, motivada por la modificación de la capacidad de acceso otorgada, de la potencia instalada y por la hibridación con almacenamiento de la instalación de generación renovable PSF PUEROLLANO II, que incluye el módulo de baterías de 5 MW. La actualización de los permisos otorgados se ha realizado conforme

²⁶ Procedimiento de Operación 8.2. 'Operación del sistema de producción y transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 7 de abril de 2006 (publicado en el BOE de 21 de abril de 2006).

²⁷ Procedimiento de Operación 9 'Información intercambiada por el operador del sistema', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de diciembre de 2019 (publicado en el BOE de 20 de diciembre de 2019).

a lo establecido en la Disposición Adicional decimocuarta del RD 1955/2000, modificado en su Disposición Final segunda por el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, puesto que supone una actualización por hibridación que cumple con los términos del apartado 3 del artículo 27 dicho Real Decreto.

Asimismo, REE recuerda lo dispuesto en el artículo 26 del mencionado Real Decreto relativo a la caducidad de los permisos de acceso y conexión, que resulta de aplicación a todos los módulos de la instalación incluidos en el escrito. Para el módulo con permiso otorgado previamente a la comunicación se mantienen las condiciones de vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidos en las comunicaciones indicadas previamente. Para el módulo de almacenamiento serán de aplicación los plazos siguientes:

- Solicitud presentada y admitida de autorización administrativa previa: +6 meses desde la fecha de la presente comunicación.
- Obtención de DIA favorable: +22 meses desde la fecha de la presente comunicación
- Obtención de autorización administrativa previa: +25 meses desde la fecha de la presente comunicación.
- Obtención de autorización administrativa de construcción: +28 meses desde la fecha de la presente comunicación.
- Obtención de autorización de explotación definitiva: +5 meses desde la fecha de la presente comunicación.

Según el ICCTC, procede actualizar permiso de conexión para las instalaciones incluidas en el escrito.

En el IVCTC anexo a la comunicación se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida (cumplimentación según el P.O. 9).

REE recuerda de nuevo 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, deberán proceder a la firma del CTA, a celebrar entre los productores, el Representante de nudo a estos efectos y el titular del punto de conexión a la red de transporte, según lo establecido en el Real Decreto 1183/2020.

Finalmente, REE indica que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte se deberán observar los requerimientos normativos vigentes, y en particular lo establecido en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. Por ello, ruegan 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 informe se encuentra comprendido en el apartado i) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a evaluación de impacto ambiental ordinaria, 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 por parte del órgano sustantivo y ambiental, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas. la mencionada Dirección General, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, ha formulado DIA del proyecto PSF PUERTOLLANO II, para su realización en la alternativa 2²⁸, en la que se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias, que resultan de la evaluación ambiental practicada, en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción de la planta solar (control de emisión de gases contaminantes y generación de ruidos de vehículos y maquinaria, protección del suelo, de la vegetación, de la fauna, de la hidrología, del paisaje, del patrimonio cultural, etc.), como a la fase de explotación (mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, gestión de residuos, etc.), y conllevan asimismo el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras establecidas en el EsIA y en

²⁸ La alternativa 2 es la que menos superficie ocuparía (110,21 hectáreas) y con su diseño definitivo se logra reducir a 69 el número de ejemplares de arbolado afectados, así como las dos manchas de vegetación presentes en el centro y este de las poligonales. En consecuencia, se selecciona la alternativa 2 como más adecuada y viable ambientalmente, ubicada sobre un área con capacidad de acogida muy alta, libre de figuras de protección y de afecciones sobre hábitats catalogados, distante más de 1.000 metros de los núcleos urbanos circundantes y muy próxima al punto de conexión con la red de distribución. Debido a la cercanía de la subestación transformadora de nueva ejecución al punto de conexión a la red de distribución, la DIA no evalúa alternativas para la red de evacuación, considerando que la solución de evacuación planteada no tendrá impactos ambientales significativos.

La alternativa 1 ocuparía 131,78 hectáreas de superficie y sus infraestructuras (módulos, vallado, inversores, etc.) afectarían a 103 ejemplares de encina, a ejemplares de lentisco y a dos manchas de vegetación (formada por matas de encina, coscoja y romero).

la propia DIA y el seguimiento de la eficacia de dichas medidas y sus criterios de aplicación. El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El PSF PUERTOLLANO II se ubicará en parcelas rústicas con los módulos instalados en estructuras de inclinación fija orientadas al sur, evacuando la energía generada a través de los circuitos de 30 kV, que irán conectados a la nueva subestación transformadora FV Puertollano II. La planta se encontrará situada en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), en concreto en la parcela con referencia catastral 13071A009013260000XP (coordenadas 38°40'12"N; 3°59'22"O).

Los accesos generales al parque fotovoltaico se realizarán a partir de la vía CR-504, en las coordenadas 38°39'53"N, 4°00'03"O.

Los criterios de selección del emplazamiento han sido técnico-energéticos y medioambientales:

a) Criterios técnico-energéticos:

- **Recurso solar:** El emplazamiento considerado tiene un alto nivel de radiación directa. Las velocidades máximas del viento se encuentran dentro de los niveles aceptables. El perfil de temperatura ambiente es moderado, lo que favorece la eficiencia de los módulos.
- **Evacuación eléctrica:** El emplazamiento seleccionado está próximo a infraestructuras eléctricas que permiten evacuar la energía producida por la planta.
- **Amplitud y características geomorfológicas del terreno:** El emplazamiento elegido permite el uso de una superficie de 258 hectáreas, con unas características geomorfológicas aceptables. El terreno seleccionado tiene unas características geotécnicas adecuadas para asegurar la cimentación, pendientes compatibles con las instalaciones para el correcto funcionamiento de la planta y está exento de riesgos de inundaciones y de movimientos sísmicos.
- **Infraestructuras de acceso:** La existencia de infraestructuras de acceso al emplazamiento facilitarán el transporte de los componentes.

b) Criterios medioambientales: La ubicación de la planta se ha realizado para evitar la afección a los espacios protegidos, tanto por la legislación comunitaria como estatal y autonómica.

Se han verificado los siguientes servicios existentes en la zona de implantación de la PSF PUERTOLLANO II:

a) Accesos a la planta: El acceso a la planta fotovoltaica se llevará a cabo desde el punto kilométrico 28+614 de la carretera CR-504, perteneciente a la red de carreteras de la Diputación de Ciudad Real, que conecta las poblaciones de Puertollano y Calzada. Se modificará el acceso mejorando el entronque con la carretera, ampliando los radios y asfaltando el mismo.

Se produce una afección sobre la carretera CR-504 por el cruzamiento de la canalización subterránea de media tensión que discurre hacia la subestación transformadora FV Puertollano II. Dicho cruzamiento se realizará de manera subterránea protegiendo la canalización con tubos de PEAD (polietileno de alta densidad) y hormigón.

- b) Caminos rurales públicos: El camino rural público de las Cruces discurre por los terrenos de la planta fotovoltaica, se inicia en la carretera CR-504 y discurre junto al arroyo del Fresno en dirección norte. Este camino se ve afectado por la implantación de las estructuras solares en la zona central y noroeste de la planta, a lo largo de 1.116 metros. El trazado del camino será anulado en dicho tramo y repuesto por la zona sur de la parcela junto al cauce del arroyo del Fresno. Se producen dos cruzamientos de la canalización de media tensión con dicho camino que se realizarán mediante protección mecánica de los cables. En todo el trazado del camino se respeta una distancia mínima de tres metros desde el borde de explanación hasta el vallado perimetral de la planta.
- c) Cursos de agua: Por los terrenos de la planta discurren varios cursos de agua:
- ⇒ El Arroyo de los Cinchos, que atraviesa la parcela en dirección norte a sur. Es afectado por un cruzamiento de la canalización de media tensión.
 - ⇒ El Arroyo del Fresno, que atraviesa la parcela en dirección noreste-suroeste. Resulta afectado por el cruzamiento de la canalización de media tensión en tres puntos.
 - ⇒ Al oeste de la implantación se detecta el arroyo de la Higuera, que discurre fuera de la implantación en dirección norte-sur.
- Vista la zona de policía de los arroyos de los Cinchos, del Fresno y la Higuera en los planos anexos al proyecto, se demuestra que ningún edificio se encuentra en dicha zona.
- d) Oleoductos: En la zona sur de la parcela se identifica un oleoducto de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) que atraviesa los terrenos en dirección oeste-este. Se ha previsto una separación desde el eje del oleoducto de 15 metros a ambos lados para no producir afección alguna sobre el mismo. Se realizan dos cruzamientos con la canalización de media tensión y un cruzamiento con un camino.
- e) Líneas telefónicas: En la zona sur de la parcela se identifica una línea aérea de telefonía de la compañía Telefónica que atraviesa los terrenos en dirección oeste-este. La línea telefónica se ve afectada por la construcción de la planta y se prevé el desmantelamiento de 1.450 metros de línea aérea y la reposición mediante un nuevo trazado más al sur, paralelo al actual trazado de la carretera CR-504. El nuevo trazado supone la construcción de 1.720 metros de línea telefónica en canalización subterránea.
- f) Líneas eléctricas: Se identifica una línea eléctrica de alta tensión aérea de 66 kV de la compañía Unión Fenosa Distribución que atraviesa los terrenos en dirección norte-sur. Se ha previsto una franja de servidumbre de 30 metros a cada lado del eje de la línea para no producir afección alguna sobre la línea eléctrica.

- g) Gaseoductos: En la zona sur de la parcela se identifica una canalización subterránea de una tubería de gas de la compañía Gas Natural que discurre al sur de la carretera CR-504. La canalización de gas se ve afectada por un cruzamiento con la canalización de media tensión que acomete la subestación transformadora FV Puertollano II.

En cuanto a la adecuación al planeamiento urbanístico, en concreto al Plan de Ordenación Municipal (POM) de Puertollano, fue aprobado inicialmente por el Pleno municipal el 30 de septiembre de 2010 y sometido a información pública conforme a lo establecido en el artículo 30 de la Ley 4/2007, de 8 de marzo de Evaluación Ambiental en Castilla-La Mancha, ha integrado en sus propuestas las determinaciones y sugerencias aportadas desde las diversas instancias públicas, siguiendo los criterios de garantía de un compromiso razonable de ejecución y la formulación de un modelo territorial coherente y respetuoso con el medioambiente del municipio. Todas aquellas modificaciones de ordenación derivadas de informes sectoriales han seguido criterios de sostenibilidad ambiental y urbana. Los terrenos ocupados por PSF PUERTOLLANO II en Puertollano están clasificados como suelo no urbanizable de Especial Protección Paisajística. El proyecto es una actuación de interés público compatible con este tipo de suelo y sujeta a autorización. La poligonal que define el área de actuación del proyecto ocupa una superficie de 258 hectáreas. El acceso a la planta se llevará a cabo a través de la carretera CR-504 perteneciente a la red de carreteras de la Diputación de Ciudad Real. Tal y como se ha indicado, la planta solar se encuentra dividida por los pasos de los arroyos de los Cinchos y de las Cruces, que se verán afectados por el cruce de la canalización de media tensión y la reposición del camino de las Cruces. Los edificios proyectados en la planta fotovoltaica se sitúan fuera de la zona de policía (100 metros desde el borde del cauce) del arroyo de los Cinchos y del arroyo del Fresno. El campo solar de la planta fotovoltaica ocupa parcialmente zona de policía de los arroyos mencionados.

La planta solar fotovoltaica cuenta con un edificio de operación y mantenimiento ubicado junto al acceso a la planta con una superficie de 500 metros. Además, para recepción de personal y visitas a la zona de almacenamiento se cuenta con un edificio de 150 m².

Para el sistema de almacenamiento de energía se han dispuesto una serie de contenedores metálicos de 35 m² y 2,4 metros de altura para albergar las baterías, convertidores, celdas y transformadores y un edificio para almacenamiento de baterías de 2.275 m² de superficie proyectado en una sola planta con una altura de tres metros.

Respecto a la protección de carreteras y caminos:

- La distancia de los edificios al borde la carretera CR-504 es superior a ocho metros desde la arista exterior de explanación.
- La distancia del cerramiento al borde al camino rural de las Cruces es superior a los tres metros desde la arista exterior de explanación. El único camino que

discurre en el entorno de la actuación es el de las Cruces, que se verá afectado por la construcción de la planta y desviado su trazado.

El parque dispondrá de una subestación transformadora, denominada ST FV PUERTOLLANO II para elevar la tensión de los circuitos de media tensión hasta los 220 kV de la línea subterránea de evacuación (LSAT) con origen en dicha subestación y entrada en la ST Nudo S5 220 kV, con una longitud de 130 metros. Tanto la subestación como la línea de evacuación estarán ubicadas en el término municipal de Puertollano. Más concretamente, la ST ocupará una parcela localizada en el polígono Elcogas-1 en dicho municipio, ocupando una extensión de 3.553,9 m². Su cota aproximada de explanación se sitúa en los 680 metros sobre el nivel del mar.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real, de fecha 20 de diciembre de 2019, se informa que el ayuntamiento afectado, el Ayuntamiento de Puertollano, emitió Informe Técnico Municipal de fecha 30 de septiembre de 2019, expresando la compatibilidad del suelo rústico de reserva con el uso solicitado, previa obtención de la calificación urbanística, incluyendo una serie de condicionantes sobre distancias mínimas de retranqueo respecto a caminos y linderos. IBERCAM, mediante escrito de fecha 16 de octubre del mismo año, mostró su conformidad, indicando entre otros aspectos las distancias mínimas de separación, la solicitud de las licencias urbanísticas que correspondían y el inicio de un expediente de desafectación de un camino público que discurre por la parcela, a fin de cambiar su trazado. El 21 de octubre de 2019 se dio traslado al Ayuntamiento de dicha contestación, sin haberse recibido otra contestación o informe, por lo que, según lo dispuesto en los artículos 127 y 131 del RD1955/2000, se entiende su conformidad con el proyecto.

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

IBERCAM es una sociedad anónima de nacionalidad española, constituida bajo la denominación PARQUES EOLICOS DE CASTILLA-LA MANCHA, S.A., según escritura de fecha 22 de abril de 1999, por dos socios, IBERDROLA

DIVERSIFICACIÓN, S.A. y NAVIDUL COGENERACIÓN, S.A.²⁹, que se registró por la Ley de Sociedades Anónimas³⁰ y demás disposiciones legales que le sean de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*La promoción, desarrollo y ejecución de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha y la explotación de los mismos para la producción de energía eléctrica, comprendiendo cuantos servicios y actividades se requieran para ello, incluyendo la investigación, desarrollo, producción, distribución y comercialización de sus productos*». La Sociedad podrá realizar estas actividades mediante la titularidad de acciones o de participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo.

La Sociedad fue constituida con un capital social de 1.800.000 euros, totalmente suscrito y desembolsado, dividido en 18.000 acciones nominativas de 100 euros de valor nominal cada una de ellas, de las cuales IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A. suscribió 16.200 acciones por un valor nominal total de 1.620.000 euros y NAVIDUL COGENERACIÓN, S.A. suscribió 1.800 acciones por un valor nominal total de 180.000 euros. Por tanto, la Sociedad inicialmente estaba participada en un 90% por IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A. y en el 10% restante por NAVIDUL COGENERACIÓN, S.A.

Mediante escritura de fecha 26 de marzo de 1996 la Sociedad UNION IBEROAMERICANA DE PROMOCIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES, S.A. (posteriormente denominada único IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A.) constituyó una Sociedad de Responsabilidad Limitada con la denominación social de HIDROELECTRICA ESPAÑOLA, S.L.U., con un capital social totalmente suscrito y desembolsado de 500.000 pesetas (3.005 euros) representado por 500 participaciones sociales de 1.000 pesetas (6 euros) de valor nominal cada una de ellas, y siendo su objeto social la producción de energía eléctrica con sujeción a las prescripciones de la entonces vigente Ley 40/1994, de 30 de Diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

Mediante escritura de fecha 8 de noviembre de 2000 se declaró la unipersonalidad de PARQUES EOLICOS DE CASTILLA-LA MANCHA, S.A., siendo su socio único IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A. debido a la compra de las acciones propiedad de NAVIDUL COGENERACIÓN, S.A., según póliza intervenida de fecha 28 de junio de 2000.

²⁹ IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A. es una sociedad anónima de nacionalidad española, constituida por tiempo indefinido bajo la denominación UNIÓN IBEROAMERICANA DE PROMOCIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES, S.A., mediante escritura de fecha 23 de septiembre de 1977, que adaptó sus Estatutos Sociales a la normativa vigente en materia de sociedades anónimas, en escritura autorizada de fecha 20 de junio de 1990. NAVIDUL COGENERACIÓN, S.A. es una sociedad anónima de nacionalidad española constituida por tiempo indefinido mediante escritura de fecha 17 de febrero de 1997.

³⁰ Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas. Esta disposición ha sido derogada por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

Mediante escritura de fecha 3 de junio de 2003 se elevó a público la decisión adoptada el 31 de marzo de 2003 por su socio único, entonces denominado IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES II, S.A.U., respecto al cambio de la denominación de la Sociedad PARQUES EOLICOS DE CASTILLA-LA MANCHA, S.A.U. que pasa a ser IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CASTILLA-LA MANCHA, S.A.U.

Mediante escritura de fecha 25 de marzo de 2008 se elevan a público los acuerdos adoptados el 26 de febrero de 2008 por su socio único, entonces denominado IBERDROLA RENOVABLES, S.A., sociedad anónima de nacionalidad española constituida mediante escritura de fecha 9 de julio de 2001, respecto al cambio de la denominación de la Sociedad IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CASTILLA-LA MANCHA, S.A.U. que modifica su denominación social por la actual IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA-LA MANCHA, S.A.U. (IBERCAM).

Mediante escritura de fecha 17 de mayo de 2011 se elevan a público las decisiones del Socio Único de la sociedad HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA, S.L.U., adoptados el día 17 de mayo de 2011, entre otras el cambio de denominación social que pasará a denominarse IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.L.U. Asimismo, se modifica el objeto social de la Sociedad y, en consecuencia, se modifica el artículo 2 de sus Estatutos Sociales, que queda redactado como *«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 exhaustivo, la producción hidráulica, eólica, termosolar, fotovoltaica, o a partir de biomasa; (b) producción, tratamiento y comercialización de biocombustibles y productos derivados; y (c) proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de las instalaciones comprendidas en los apartados a y b anteriores, 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»*.

Por tanto, el accionista único de esta IBERCAM 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, IBERCAM 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, IBERCAM fue constituida el 22 de abril de 1999 con el objeto social, entre otros, de promover, desarrollar y ejecutar proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha y la explotación de los mismos para la producción de energía eléctrica, incluyendo los servicios y actividades se requieran para ello.

IBERCAM cuenta con una capacidad instalada eólica en Castilla-La Mancha de 1.666,39 MW, parques eólicos operativos que comenzaron a explotarse desde el año 2000 y actualmente siguen en explotación, según el detalle siguiente:

Instalación	Provincia	Municipio	Potencia (MW)	Año Puesta en Marcha
SABINA	ALBACETE	Pozohondo, Lietor y Hellín	48,00	2008
SIERRA MENERA	GUADALAJARA	Setiles, Tordesilos	40,00	2006
CABEZUELO	GUADALAJARA	Maranchón	30,00	2005
CERRO DE LA SILLA	ALBACETE	Almansa	15,30	2005
CLARES	GUADALAJARA	Maranchón	32,00	2005
ESCALON	GUADALAJARA	Maranchón y Luzón	30,00	2005
HIJES	GUADALAJARA	Hijes	13,20	2005
LUZON NORTE	GUADALAJARA	Maranchón y Luzón	38,00	2005
MARANCHON I	GUADALAJARA	Maranchón	18,00	2005
MARANCHON IV	GUADALAJARA	Maranchón	48,00	2005
MARANCHON SUR	GUADALAJARA	Maranchón	12,00	2005
SOMOLINOS	GUADALAJARA	Somolinos	10,56	2005
CALLEJAS	CUENCA	Campillo de Altobuey	49,50	2004
CANTALOJAS	GUADALAJARA	Cantalojas	24,00	2004
CERROCALDERON	CUENCA	Sisante, Vara del Rey, Atalaya del Cañavete	49,50	2004
CERRO REVOLCADOR	ALBACETE	Caudete, Almansa	26,35	2004
LA MUELA I	CUENCA	Sisante, Vara del Rey, Atalaya	49,50	2004
MAZA	CUENCA	Campillo de Altobuey	49,50	2004
ATALAYA DE LA SOLANA	ALBACETE	Pozuelo, Peñas de San Pedro	20,40	2003
CAPIRUZA I	ALBACETE	Peñas de San Pedro	50,00	2003

Instalación	Provincia	Municipio	Potencia (MW)	Año Puesta en Marcha
CAPIRUZA II	ALBACETE	Peñas de San Pedro	42,00	2003
CERRO DEL PALO	CUENCA	Tebar, Atalaya, Cañavete	49,50	2003
CERRO VICENTE II	ALBACETE	Pozocañada, Chinchilla del Monte Aragón	29,75	2003
CUESTA COLORADA	CUENCA	Tebar, Atalaya, Cañavete	49,50	2003
MORRABLANCAR	ALBACETE	Hoya Gonzalo	13,20	2003
SIERRA DE LA OLIVA	ALBACETE	Caudete, Almansa	46,86	2003
CAMPALBO	CUENCA	Talayuelas - Graja de Campalbo	49,30	2002
CAMPISABALOS	GUADALAJARA	Campisábalos	24,42	2002
CERRO VICENTE I	ALBACETE	Pozocañada, Chinchilla del Monte Aragón	39,10	2002
CRUZ I	CUENCA	San Martín de Boniches	39,95	2002
CRUZ II	CUENCA	San Martín de Boniches	26,35	2002
MIRA	CUENCA	Mira, Aguililla	38,25	2002
MONTE MOLON	CUENCA	Mira, Aguililla	29,75	2002
PINILLA	ALBACETE	Chinchilla	22,95	2002
ROMERAL	TOLEDO	El Romeral, Lillo, Villacañas	31,45	2002
ISABELA	ALBACETE	Casas de Lazaro, Peñascosa	48,00	2001
MOLAR DEL MOLINAR	ALBACETE	Alcadozo, Peñas de San Pedro	49,50	2001
POZOCAÑADA	ALBACETE	PozoCañada	24,42	2001
SIERRA QUEMADA	ALBACETE	Pozohondo	26,25	2001
VIRGEN DE BELEN I	ALBACETE	Bonete	33,10	2001
CERRO DE LA PUNTA	ALBACETE	Higueruela	24,42	2000
CUERDA	ALBACETE	Corral Rubio, Petrola	31,02	2000
HIGUERUELA	ALBACETE	Higueruela	37,62	2000
MALEFATON	ALBACETE	Higueruela	49,50	2000
MUELA	ALBACETE	Petrola, Fuente Alamo	45,54	2000
MUELA DE TORTOSILLA	ALBACETE	Alpera	36,96	2000
VIRGEN DE BELEN II	ALBACETE	Bonete	24,42	2000
VIRGEN DE LOS LLANOS I	ALBACETE	Higueruela	26,40	2000
VIRGEN DE LOS LLANOS II	ALBACETE	Higueruela	23,10	2000
TOTAL			1.666,39	

IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., socio único de IBERCAM, es la sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable. Por tanto, su objeto social es la realización de toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable, además del proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de estas instalaciones y los servicios de análisis, estudios de ingeniería o consultoría relacionados con las mismas. Según se manifiesta en el Informe de Gestión de la Sociedad respecto al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, el Grupo Iberdrola Renovables Energía ha aumentado su potencia instalada eólica hasta los 6.094 MW, frente a los 5.762 MW del cierre del año anterior, debido a la entrada de los parques de El Cavar (111 MW), Fuenteblanca (10 MW), y Puylobo (49MW) y la finalización de los trabajos de instalación de aerogeneradores en los parques eólicos de Huesa (18 MW), Orbaneja (32 MW), Cordel Vidural (34 MW), Capiechamartin (34 MW), Panondres (21 MW) y Encinillas (23 MW).

En cuanto a los proyectos en curso o aprobados, prosiguen las obras en los parques eólicos de Verdigueiro (37 MW) en Asturias, y Valdesantos (14 MW) del complejo Herrera II, en Burgos, Martín de la Jara en Andalucía (36MW), y de Buniel en Castilla y León (100 MW).

Además, el Grupo también cuenta con instalaciones fotovoltaicas cuya potencia instalada ha pasado de 500 a 1.100 MW (Teruel 50 MW, Andevalo 50 MW, Ceclavín 217 MW, Romeral 50 MW, Arañuelo I, II y III 126 MW, Barcience 35 MW, Olmedilla 50 MW, Majada Alta y San Antonio 23 MW) y en fase de inicio de obras se encuentran más de 1,1 GW, entre los que destacan las plantas fotovoltaicas Francisco Pizarro (590 MW) y Arenales (150 MW) en Cáceres.

En Portugal continúan las obras en el complejo hidroeléctrico del Tâmega, estando prevista la entrada en operación de Daivoes y Gouvães en 2021:

- En la presa de Daivoes (118 MW), se ha finalizado la puesta en marcha de todas las compuertas de los aliviaderos, encontrándose operativas. Los circuitos hidráulicos están prácticamente finalizados a falta de la puesta en marcha de las compuertas de toma. Tras finalizar la estructura metálica de cierre y la cubierta de la central, se va a iniciar el montaje de los equipos principales.
- En el aprovechamiento de Gouvães (880 MW), ha finalizado el hormigonado de la presa y está en su fase final la pantalla de impermeabilización y el montaje del sistema de auscultación. El revestimiento de túnel de aducción ha finalizado, igual que el montaje de la tubería forzada. Dos de los cuatro grupos reversibles están montados y se ha iniciado la puesta en marcha de los mismos.
- En el Alto Tâmega (160 MW) se ha iniciado el hormigonado de la presa y están montados los tramos de circuito hidráulico que la atraviesan. Se han iniciado los hormigones de la estructura de toma situada aguas arriba de la presa y en la central se han instalado ya los dos codos de aspiración.

IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U. también dispone de 171 MW de potencia operativa en instalaciones minihidráulicas que han producido en 2020 364 GWh, frente a una producción de 340 GWh en 2019, lo que supone un aumento del 7% con respecto al ejercicio anterior.

Tal y como se ha indicado, el socio único de IBERCAM, IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., es sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA.

El Grupo IBERDROLA, entendiendo 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 siguiente³¹:

	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%

³¹ Según informe publicado en la web corporativa del Grupo Iberdrola 'Presentación de resultados 2020', de fecha 24 de febrero de 2021.

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%

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

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en los Proyectos fechados en junio de 2019, el presupuesto estimado para la ejecución de los mismos, incluyendo la PSF PUERTOLLANO II y su infraestructura de evacuación, asciende a 71.132.384,11 euros (sin IVA). Esta cuantía incluye la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), la maquinaria y la instalación eléctrica, así como los gastos de seguridad y salud y de gestión de residuos, además de un 13% de gastos generales y un 6% de beneficio industrial en la ejecución de la planta. El presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

IBERCAM, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida el 22 de abril de 1999 con un capital social de 1.800.000 euros, totalmente suscrito y desembolsado, dividido en dividido en 18.000 acciones nominativas de 100 euros de valor nominal cada una de ellas, de las cuales IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A. suscribió 16.200 acciones y NAVIDUL COGENERACIÓN, S.A. las 1.800 restantes. Con fecha 8 de noviembre de 2000

IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A. (que irá cambiando su denominación social hasta ser IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U.) compró las acciones propiedad de NAVIDUL COGENERACIÓN, S.A. y se convirtió en el socio único de IBERCAM.

Las Cuentas Anuales de IBERCAM correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019³², según Informe de Auditoría de fecha 21 de julio de 2020, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales de IBERCAM, se comprueba que cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2019 el capital social de la Sociedad está representado por 76.027 acciones nominativas de 100 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, por lo que el Capital Social asciende a 7.602.700 euros. Además el patrimonio neto se ve incrementado por la prima de emisión y por una cuantía importante en reservas que se corresponden con la Reserva legal (1.521 miles de euros) y 'Otras Reservas' por 236.709 miles de euros, que incluye la reserva por fondo de comercio constituida en ejercicios anteriores al amparo del apartado 4 del artículo 273 del texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (derogado por la disposición final 4.12 de la Ley 22/2015, de 20 de julio, de Auditoría de Cuentas, con efectos del 1 de enero de 2016).

Por otra parte, con fecha 20 de octubre de 2016 la Sociedad decidió incrementar el patrimonio social mediante la aportación de fondos por parte del accionista único por un importe de 315.000 miles de euros. En el ejercicio 2017 se utilizó parte de esa aportación para compensar las pérdidas del ejercicio 2016 (10.085 miles de euros). También mejora la situación del patrimonio neto los resultados positivos obtenidos en los últimos ejercicios.

En la actualidad el socio único de IBERCAM es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad anónima de nacionalidad española cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, fechado el 23 de abril de 2021, arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado por su socio único IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U, está representado por 76.761.878 acciones de 4,02 euros de valor nominal cada una de ellas, lo que supone un Capital Social de 308.582.749,56 euros. En julio de

³² Último ejercicio cerrado en la fecha de elaboración del presente informe, según informa el promotor del proyecto.

2018, el accionista único de la Sociedad realizó una aportación no dineraria consistente en el 100% de su participación en Iberdrola Generación, S.A.U., que supuso un incremento de los fondos propios de la Sociedad de 3.536.881 miles de euros. A 31 de diciembre de 2020 el importe por este concepto asciende a 3.926.881 miles de euros.

IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U. es la sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA con domicilio social en España. Su socio único 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, IBERCAM es una 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 IBERCAM 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
31/12/2020 31/12/2019

TOTAL ACTIVO	122.518	122.369
Activo corriente	14.972	13.558
Combustible nuclear	260	306
Existencias	2.443	2.542
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 lo tanto, la Sociedad solicitante, IBERCAM, pertenece a un grupo empresarial que presenta una situación económica holgada, lo cual le permitiría obtener el apoyo financiero necesario para la realización del proyecto objeto del presente informe.

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

5.- CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a Iberdrola Renovables Castilla la Mancha, S.A. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica Puertollano II, de 99,658 MWp y

89,91 MWn, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica 30/220 kV y la línea subterránea a 220 kV para evacuación de energía eléctrica, así como para la instalación de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías, con una potencia máxima de 5 MW, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto³³

1. Características generales

El objeto del Proyecto es la ejecución de una planta solar fotovoltaica de 100 MWp denominada “PUERTOLLANO II”, situada en parcelas rústicas con los módulos instalados en estructuras de inclinación fija orientadas al sur, evacuando la energía generada a través de una línea subterránea de media tensión de 30 kV hasta la subestación localizada en las cercanías de la planta.

El proyecto incluye los siguientes elementos correspondientes al parque fotovoltaico:

b) Infraestructura Fotovoltaica:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Estructuras fotovoltaicas

c) Obra Civil:

- Vial de acceso.
- Viales interiores.
- Estructuras soporte.
- Cimentación de las estructuras.
- Zanjas para líneas eléctricas, red de tierras y comunicaciones.

d) Infraestructura Eléctrica:

- Inversores.
- Centros de transformación.
- Líneas eléctricas subterráneas de 30 kV.
- Cableado de corriente continua.
- Cableado de corriente alterna
- Red de comunicaciones.
- Red de tierras.
- Instalaciones de acceso y seguridad.
- Sistema de almacenamiento de energía.

La conexión con la subestación de planta se realiza a través de los circuitos de 30 kV, que irán conectados a la nueva subestación transformadora FV Puertollano II. Asimismo, el proyecto incluye dicha subestación FV Puertollano II

³³ El Proyecto correspondiente a la PSF PUERTOLLANO II ha sido visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla el 22 de julio de 2019. El Proyecto correspondiente a la subestación propia de la planta (ST FV PUERTOLLANO II) y la línea subterránea de evacuación ha sido visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de la Comunidad Valenciana el 8 de julio de 2019.

y la línea de evacuación de 220 kV de 130 metros de longitud hasta la subestación Nudo S5 de Ence.

La PSF PUERTOLLANO II tendrá de una potencia pico instalada de 99,658 MWp y una potencia nominal de 89,91 MWn. Contará con la instalación de 249.144 módulos bifaciales conectados en series de 28 módulos.

La corriente continua generada por los módulos a 1.500 V se transforma a 800 V en corriente alterna mediante 486 inversores de *strings* de 185 kW de potencia instalados bajo los módulos fotovoltaicos.

La energía convertida con los inversores se transporta mediante circuitos enterrados de aluminio hasta los 32 centros de transformación (CT) distribuidos por la planta. Cada CT cuenta con una potencia de 3.100 kW y transforma la energía en 800 V proveniente de los inversores en 30.000 V para poder evacuarla en la subestación transformadora FV Puertollano II.

Desde los CT's se transporta la energía eléctrica mediante cable subterráneo de media tensión 18/30 kV hasta la subestación transformadora FV Puertollano II, situada al suroeste de la parcela, junto a las nuevas instalaciones de Ence, cruzando la carretera CR-504.

Para la instalación de los módulos fotovoltaicos se ha previsto una estructura metálica biposte de acero galvanizado hincada directamente al terreno fija. La configuración de la estructura es 3V28, es decir, apta la instalación de 3 módulos en vertical y 28 en horizontal. La estructura no presenta seguimiento y el azimut será de 0°.

El resumen de las características de la PSF PUERTOLLANO II es el siguiente:

Potencia pico planta FV	99,658 MWp
Potencia módulo Longi LR9 720PD- 400M ³⁴	400 Wp
Número de módulos	249.144
Potencia nominal planta FV	89,910 MW
Potencia inversor ³⁵ HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	185 kVA
Número inversores	486
Centro de transformación (**) HUAWEI Smart Transformer Station STS- 2500	3,10 MVA
Número de centros de transformación	32
Configuración estructura fija	3V28
Número de estructuras	2.966

³⁴ Condiciones STC. Irradiancia 1000 W/m², temperatura ambiente 25°C, AM 1,5.

³⁵ Temperatura de 25°C.

Sistema de seguridad	Perímetro y accesos Cámaras térmicas + Cámaras DOMO
Sistema de control de la planta FV	PPC (Power plant controller)
Sistema de comunicaciones a nivel <i>string</i>	Monitorizados 100% <i>strings</i>
Sistema de comunicaciones a nivel inversor	Onda portadora: cable BT hasta CT; Fibra óptica: desde CT hasta PCC
Estación meteorológica compacta	6 unidades

2. Instalación Fotovoltaica

2.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos previstos para instalar en la PSF PUERTOLLANO II serán módulos monocristalinos bifaciales de 400 Wp, del fabricante Longi, modelo LR9-72-OPD-400M. Se ha seleccionado este modelo por tener cualidades de auto limpieza que permiten un menor grado de suciedad en el módulo y, por tanto, mayor producción. Además, este modelo es resistente al PID³⁶ y presenta una mayor resistencia a las microrroturas. Tiene una tensión de aislamiento de 1.500 V que permite diseños con un mayor número de módulos en serie y por tanto una reducción de los costes de implantación.

El módulo cuenta con un diodo de *bypass* para evitar problemas por sombreado parcial que podría provocar una tensión inversa a lo largo de ese módulo fotovoltaico en cuestión. El resto de los módulos fuerzan a que la corriente pase por el área sombreada. Con un diodo de *bypass* (o derivación) en paralelo con la cadena de la serie, la corriente forzada pasará por el diodo y no por el módulo con sombra, por lo que se minimiza el calentamiento del módulo y la pérdida de corriente de la matriz.

Además, estos módulos soportan cargas de viento sobre la cara trasera de hasta 2400 Pa y cargas de nieve sobre la cara frontal de 5400 Pa.

El captador solar está formado por 72 células monocristalinas, un vidrio frontal de alta transparencia, recubrimiento antirreflectante (AR) y vidrio solar templado. Por la cara posterior la previsión de ganancia del módulo es de entre un 5 y un 25% de la potencia nominal. El recubrimiento del módulo presenta una alta resistencia al ataque de arena en suspensión, sustancias alcalinas y ácidas.

Los módulos vendrán equipados con caja de conexión estanca IP 68, con cables tipo ZZ-F de 4 mm² de sección y con conectores tipo MC4.

³⁶ Degradación inducida por potencial (DIP), en inglés Potencial Induced Degradation (PID), es un fenómeno no deseado que produce una merma de la producción y la degradación de las células del módulo fotovoltaico debido a corrientes que circulan a través de elementos del panel que no están preparados para ello, en concreto, es causado por corrientes de fuga entre las células del panel y el resto de componentes (marco, tedlar, eva y vidrio).

2.2. Inversores

Los inversores serán del modelo SUN2000-185KTL-H1 del fabricante Huawei de 185 kW de potencia nominal. Este equipo está catalogado como *string inverter* o inversor de *strings*, ya que los *strings* acometen directamente al equipo sin cajas de agrupamiento previo. Esto permite una supervisión individual de cada *string* lo que, sumado a los MPPT³⁷ que posee, uno para cada dos *strings*, permite obtener la máxima potencia de cada *string*.

El inversor recibe tensión del campo solar a 1.500 V en corriente continua y devuelve corriente alterna trifásica en 800 V. La potencia nominal del equipo es de 185 kW.

El equipo tiene las principales protecciones eléctricas y funcionalidades de soporte de red como regulación en baja tensión, potencia reactiva y control de inyección de energía activa. La conexión eléctrica entre los inversores está completamente protegida del contacto directo.

La ubicación de los inversores se ha realizado de manera que se optimicen los recorridos de caminos, longitudes de circuitos y de zanjas eléctricas.

El funcionamiento de los inversores es totalmente automático. A partir de un valor de potencia de entrada suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión y la frecuencia de red y a partir de ahí comienza el proceso de acondicionamiento de potencia.

Los inversores trabajan de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Por tanto, el inversor no consumirá energía por la noche, puesto que la energía que los dispositivos electrónicos del equipo consumen en operación procede de la propia producción del generador fotovoltaico.

El fabricante de los inversores garantiza la fabricación de estos bajo todas las normativas de seguridad aplicables.

El inversor se desconectará en las siguientes circunstancias:

- Fallo de red eléctrica: En caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en vacío y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: Si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará

³⁷ *Maximum Power Point Tracker* o seguimiento del punto de máxima potencia. Los reguladores MPPT calculan la potencia óptima para alimentar al inversor.

automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.

- Frecuencia fuera de rango: En el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- Temperatura elevada: El inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

En cualquier caso, hay unas temporizaciones en las desconexiones ya que deben cumplir con los huecos de tensión según el procedimiento P.O.12.3 'Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas y el cumplimiento del código de red exigido en el punto de conexión'.

Las características de los inversores seleccionados son las siguientes:

Características eléctricas	
Inversor	SUN-2000-185KTL-H1
Potencia nominal del inversor (kW)	185
Intensidad máxima de entrada (A)	9x40 A
Rango de tensión MPP (Vdc)	500-1.500
Máxima tensión de entrada (V)	1.500
Tensión de salida (V)	800
Factor de potencia (25-100% de carga)	-0,8 a +0,8 ajustable
Rango de temperatura de trabajo (°C)	-25 a 60
Frecuencia de trabajo (Hz)	50
Máxima distorsión armónica (THD)(%)	<3
Rendimiento europeo (%)	98,6
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada
Dimensiones (mm)	1.035x700x365

2.3. Centro de transformación

El Centro de Transformación (CT) será el encargado de agrupar los circuitos que provienen de los inversores y elevar la tensión de 800 Vac a 30.000 Vac, para la evacuación de la energía hasta la subestación. El CT estará formado por los siguientes elementos:

- Un Embarrado de baja tensión con capacidad para 15 ó 16 entradas (según tipo de CT) de 160 A tipo caja moldeada, un interruptor general de 2.500 A tipo bastidor abierto y dos salidas para descargador de sobretensiones y anti PID.
- Transformador de 5 kVA 800/400 Vac para servicios auxiliares.
- Cuadro eléctrico 400/230 Vac para servicios auxiliares.

- Transformador de potencia ONAF 30000/800 Vac Dyn11, con una potencia de 3108 kVA a 25°C.
- Una cabina de media tensión de 36 kV con función interruptor automático de 400 A.
- Una o dos cabinas de media tensión de 336 kV con función seccionador de 430 A.
- Dimensiones: 6,10 x 2,44 x 2,59 metros.

El CT se ha diseñado como una unidad paquete instalado en un contenedor metálico de 20 pies, con las entradas para ventilación, cableado eléctrico y control y acceso de mantenimiento.

2.4. Estructura soporte

Los módulos de la instalación se instalarán sobre estructuras metálicas fijas diseñadas para resistir el peso propio de los módulos, las sobrecargas de viento y de nieve, según las prescripciones del Código Técnico de la Edificación (CTE). El material utilizado para su construcción será acero galvanizado hincado directamente al terreno, con lo que la estructura estará protegida contra la corrosión. La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable. El modelo de fijación de los módulos será de acero inoxidable y/ o aluminio, que garantizará las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos y de la cubierta.

La estructura será biposte y preparada para la instalación de tres módulos en vertical, con una inclinación de 18° y separación entre puntos homólogos o *pitch* de 9 metros.

La distribución de estructuras según el tipo de CT se detalla en la siguiente tabla:

Tipo de estructura	Configuración	Total CT-01	Total CT-02	Total CT-03	Total CT-04	Total
Tipo 01	3V28	855	2.016	51	44	2.966

La estructura soporte se utiliza no solo para la colocación de los módulos, sino también para el anclaje de los inversores y la suportación del cableado de continua. Los pilotes hincados al suelo son los encargados de la suportación de los inversores y, al estar colocados estos bajo los módulos, queda garantizada la no exposición directa al sol de estos equipos.

Además, se dejarán 50 centímetros libres hasta el suelo.

La estructura metálica, al estar hincada directamente al terreno, está puesta a tierra por su propio sistema de instalación. Para garantizar el cumplimiento de las tensiones de paso y contacto y no dar lugar a situaciones peligrosas eléctricas, todas las estructuras se conectarán a la malla de tierra de la planta mediante unión mecánica con cable de cobre desnudo de 35 mm². Además, las

estructuras contiguas se unirán entre si con cable aislado amarillo verde de 35 mm² de sección.

2.5. Configuración de la planta fotovoltaica

Los principales parámetros que definen la planta fotovoltaica, tanto a nivel eléctrico como mecánico, se definen en la siguiente tabla:

Parámetro	CT-01	CT-02	CT-03	CT-04	Total Planta
Nº módulos por <i>string</i>	28	28	28	28	28
Nº <i>string</i> por inversor	19	18	19	19	19 / 18
Nº de <i>strings</i> por estructura	3	3	3	3	3
Potencia de módulo (Wp)	400	400	400	400	400
Potencia pico por inversor (kWp)	212,8	201,6	212,8	212,8	212,8 / 201,6
Potencia inversor kWac (25°C)	185	185	185	185	185
Ratio (kWp/kWac)	1,150	1,090	1,150	1,150	1,108
Potencia trafo CT kWac (25°C)	3.108	3.108	3.108	3.108	3.108
Nº inversores por CT	15	16	8	7	15 / 16 / 8 / 7
Nº módulos por CT	7.980	8.064	4.256	3.724	7.980/8.064/4.256/3.724
Nº <i>string</i> por CT	285	288	152	133	285 / 288 / 152/133
Nº estructuras por CT	95	96	51	44	95 / 96 / 51 / 44
Potencia pico CT (kWp)	3.192	3.225,6	1.702,4	1.489,6	3.190/3.225,6/1.702,4/1.489,6
Potencia nominal CT (kWac)	2.775	2.960	1.480	1.295	2.775/2.960/1.480/ 1.295
Nº total de CT	9	21	1	1	32
Nº total de módulos	71.820	169.344	4.256	3.724	249.144
Nº total de inversores	135	336	8	7	486
Nº total <i>strings</i>	2.565	6.048	152	133	8.898
Nº total estructuras	855	2.016	51	44	2.966
Potencia pico planta (MWP)	28,728	67,738	1,702	1,490	99,658
Potencia nominal planta (Mwac)	24,975	62,160	1,480	1,295	89,91
Energía anual 1º año (MWh/año)*	5.360	5.428	2.865	2.508	167.601
PR ³⁸ (%)*	83,65	83,83	83,84	83,87	83,78
Horas equivalentes (kWh/kWp)*	1.679	1.683	1.683	1.684	1.682
Energía anual 1º año (MWh/año)**	5.305	5.372	2.836	2.482	165.880
PR(%)**	82,79	82,97	82,98	83,01	82,92
Horas equivalentes (kWh/kWp)**	1.662	1.666	1.666	1.666	1.665

(*) Simulación energética realizada a la salida de los centros de transformación.

(**) Simulación energética realizada en el punto de conexión.

2.6. Baterías

³⁸ *Performance Ratio* o coeficiente de rendimiento esperado.

La planta incorporará un sistema almacenamiento energético mediante contenedores con baterías DC³⁹ conectadas a un grupo con convertidor DC/AC⁴⁰, transformador y celda de media tensión. El bloque contará con una potencia máxima de 5 MW para poder producir/almacenar energía cuando se demande y una capacidad de almacenamiento de 20 MWh. Se distribuirá en un máximo de dos grupos. Cada grupo constará de tres contenedores de baterías de 3,8 MWh y un contenedor convertidor-transformador de 3,65 MVA de potencia máxima.

Las baterías se instalarán en *racks* dentro de los contenedores, que incorporarán un sistema de iluminación, sistema de detección de incendios y sistema de extinción automático.

El sistema de control BMS (*Battery management system*) incluye monitorización, estimación de estado de carga, control de descarga, control térmico, alarma ante fallo y protección del sistema.

Los datos técnicos del equipamiento empleado se detallan en la siguiente tabla:

ESPECIFICACIONES PARA LOS TRES MÓDULOS DE BATERÍAS	
PARTE AC (convertidor-transformador)	
Potencia máxima contenedor AC a 38°C	2 x 1.650 kVA
Potencia máxima total contenedores	2 x 3.650 kVA
Potencia nominal del sistema baterías	5 MW
Dimensiones container AC	2,45 x 12,2 m
PARTE DC (baterías)	
Capacidad instalada baterías	>= 20 MWh (6 x 3,8 MWh)
Duración sistema de baterías	>= 4 horas
Dimensiones container batería DC	2,45 x 12,2 m
RACK TIPO PARA ALMACENAMIENTO	
Tipo de celda de las baterías	Lithium iron phosphate battery (LiFePO 4 battery) FE125A
Capacidad	172 A h
Tensión nominal	3.2 V
Dimensiones	500x650x1.800 mm

2.7. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Los equipos cumplen con la normativa referente a armónicos y compatibilidad electromagnética según lo dispuesto en el artículo 16 del Real Decreto

³⁹ Corriente continua.

⁴⁰ Convertidor de corriente continua a corriente alterna.

1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

2.8. Medida de la energía eléctrica

La medida de la energía generada se realizará en la subestación transformadora FV Puertollano II

2.9. Cableado solar de baja tensión

El cableado de corriente continua corresponde a los circuitos que conectan los módulos fotovoltaicos con los inversores. Estos cables serán especiales para instalaciones fotovoltaicas con temperaturas de aislamiento hasta 120°C y una tensión 0,9/1,8 kV. Estos circuitos serán monofásicos de dos cables con una tensión máxima de 1.500 V

La instalación de este cableado será al aire bajo los módulos fotovoltaicos, soportados con brida a la estructura metálica. Cuando tengan que conectar con otra estructura irán enterrados bajo tubo hasta los inversores. Estos cables serán de cobre de tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K con aislamiento de 1,8 kV en corriente continua según las normas vigentes.

2.10. Cableado corriente alterna de baja tensión

El cableado de baja tensión en corriente alterna es el que conecta los inversores con los centros de transformación. Este cableado se instalará directamente enterrado en el terreno aprovechando los pasillos entre las estructuras. El trazado de este cableado discurre por zanjas subterráneas.

Para estos usos se empleará cable de aluminio clase II tipo XZ-1 con aislamiento 0.6/1 kV. Las características físicas del cableado de baja tensión serán las siguientes: una capa de aislamiento de XLPE, temperatura de operación 90°C, adecuado para instalación directamente enterrado, en conductos subterráneos, mediante tubo de polietileno o en bandejas de aislamiento 1,5 kV cc, 1 kV en ac y resistente a los rayos ultravioleta en los tramos en los que el cable sea instalado en exterior.

Asimismo, los cables están dimensionados para garantizar una caída de tensión máxima del 1,5% entre módulos fotovoltaicos y los centros de transformación, en condiciones de MPP⁴¹.

2.11. Cableado media tensión

Los circuitos de media tensión (MT) de la instalación fotovoltaica estarán compuestos por conductores de Aluminio, trenzado, triple extrusión de alta rigidez dieléctrica y 36 kV de aislamiento. Los cables de MT serán instalados

⁴¹ *Maximun Power Point* o punto de máxima potencia.

directamente enterrados, para operación a 105°C (HEPRZ1) y 250° C en cortocircuito.

El cable de MT está calculado para una caída de tensión máxima del 1% en los respectivos circuitos que confluyen en la subestación principal.

Los circuitos de media tensión conectan los bloques de potencia entre sí y con la subestación transformadora FV Puertollano II.

2.12. Canalizaciones

Las canalizaciones subterráneas tanto de baja tensión como de media tensión discurrirán paralelas a los caminos cuando discurran junto a ellos, o bien, por los espacios entre estructuras, de manera que en todo momento las canalizaciones queden accesibles. Los cables se alojarán directamente enterrados en las zanjas, a una profundidad mínima, medida hasta la parte inferior de los cables, de 0,80 metros.

Los criterios empleados para el diseño de las canalizaciones han sido los siguientes:

- Circuitos de *strings*: Entubados bajo tubo de PEAD de 63 mm en todo caso.
- Circuitos entre Inversor y CT: En terreno natural directamente enterrados; en cruce de camino bajo tubo de 200 mm de PEAD y con protección mediante hormigón HM-20.
- Red de tierras: En terreno natural directamente enterrado; en cruce de camino bajo tubo de 50 mm de PEAD y con protección mediante hormigón HM-20.
- Red de media tensión 30 kV: En terreno natural directamente enterrado; en cruce de camino bajo tubo de 200 mm de PEAD y con protección mediante hormigón HM-20.
- Red de comunicaciones fibra óptica: Entubados bajo tubo de PEAD de 63 mm en todo caso.

Los cables se instalarán en cama de arena sobre la cual se colocarán los cables y se cubrirán también con arena para su protección. Sobre esta capa de arena se instalará una banda de protección con placas de material plástico, sobre la cual se procederá a realizar el relleno del resto de la excavación con material seleccionado de la propia excavación, quitando los escombros y piedras. Este relleno se compactará por tongadas y se incluirá una banda de señalización plástica de presencia de cables eléctricos.

En los tramos de cruce de viales los cables se colocarán entubados bajo tubo de polietileno de doble capa. Se colocarán arquetas en los extremos de los cruces que serán de hormigón con tapa resistente al paso de vehículos. Toda la canalización irá hormigonada con HM-20.

Se producen varios cruzamientos con los arroyos Fresno y Cinchos con la canalización de media tensión que discurre hacia la subestación. Para realizar el

cruzamiento se instalará una capa de grava de 60 cm, además de protección mediante 8 tubos de 200 mm y 2 tubos de 63 mm de PEAD hormigonados.

Se ha previsto un tubo de reserva de diámetro de 200 mm en las zanjas de continua para la instalaciones futuras o problemas con los ya instalados.

2.13. Sistema de puesta a tierra

2.13.1. Puesta a tierra baja tensión

Su objeto es el delimitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección de continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo de 35 mm² sección que se enterrará a una profundidad no inferior a 0,8 metros, para lo cual se aprovechará la red de zanjas diseñada para la conducción del cableado de BT o MT.

Todos los inversores y estructuras se conectarán equipotencialmente quedando una tierra equipotencial.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra se dispondrá de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito. Para garantizar un buen contacto eléctrico con el electrodo las conexiones, se efectuarán por medio de piezas de empalme adecuadas: terminales bimetálicos, grapas de conexión atornilladas, elementos de compresión o soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión.

2.13.2. Puesta a tierra media tensión

La puesta a tierra de Media Tensión en un principio debería ser independiente de otras tierras, pero se justifica la unión con otras tierras por la cantidad de material de cobre enterrado que hay y la baja resistencia de puesta a tierra teórica que se consigue, de tal forma que se obtiene una red equipotencial de tierras. No obstante, se describen a continuación los tipos de tierras

2.13.3. Tierra de protección

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación se unen a la tierra

de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc.

2.13.4. Tierra de servicio

La tierra de servicio podría ser la tierra del neutro del transformador 0.8/30 kV, pero este neutro va a quedar sin conectarse.

2.14. Sistema de control de la planta

El objetivo del sistema es chequear los datos de producción de la planta y constituye la herramienta principal para el cumplimiento de las condiciones de operación y mantenimiento inherentes a un sistema fotovoltaico.

El primer nivel de adquisición de señales se realizará en las unidades RTU⁴², instaladas en cada bloque de inversores con objeto de recoger las señales asociadas a cada subplanta. Las funciones del RTU son:

- Comunicar con los inversores de la subplanta.
- Comunicar con las estaciones meteorológicas de la subplanta.
- Comunicar con la subestación.
- Comunicar con el regulador de potencia de planta.
- Comunicar con los contadores de facturación.
- Captar señales digitales de las protecciones de Servicios auxiliares, celdas de MT, estado de dispositivos.

La coordinación de todos los inversores que se ubican en cada planta se realiza de forma autónoma por unidad de planta fotovoltaica y se llevan a cabo mediante el controlador de la planta de potencia (*Power Plant Controller* — PPC). Este sistema es el encargado de dar cumplimiento a la demanda del operador de red (código de red) y se comunica con cada inversor a través de un anillo de fibra óptica que conecta todos los *dataloggers*⁴³ con el sistema que, a su vez, se comunican por PLC⁴⁴ con cada inversor de *string* y se ubican en cada centro de transformación.

Este anillo incluye además la comunicación del resto de sistemas adicionales de la planta fotovoltaica, como sistema contra incendios, relés de protección, medidores de energía, etc.

El sistema será el responsable de recoger toda la información de los sistemas de la planta fotovoltaica, que serán:

⁴² Unidades Terminales Remotas.

⁴³ Dispositivo electrónico que registra datos en el tiempo o en relación a la ubicación por medio de instrumentos y sensores propios o conectados externamente.

⁴⁴ Control Lógico Programable.

- Sistema de inversores.
- Sistema de monitorización ambiental y estación meteorológica.
- Sistema de conversión BT/MT: Centro de transformación.

También estará comunicado con la subestación de entrega para el intercambio de información con los equipos de MV⁴⁵ y con terceros vía internet.

El sistema incluirá los equipos necesarios para realizar las funcionalidades reflejadas por la normativa y legislación aplicable.

Se ubicarán un mínimo de dos armarios en el edificio de operación y mantenimiento que comparten los parques, uno para el propio controlador y otro para la gestión de todos los equipos de comunicación. Los equipos de operación y estaciones de ingeniería quedarán ubicados en el mismo edificio.

En cuanto a la operatividad de las instalaciones:

- Todos los equipos de media tensión serán gobernados por el sistema de control de la subestación eléctrica, quedando fuera del alcance del sistema PPC su control.
- Se dispondrá de monitorización de los equipos de media tensión en el sistema SCADA⁴⁶ del parque como información.
- Un equipo de medida para el control del SCADA será instalado en la entrada de media tensión al embarrado y será comunicado con el SCADA mediante fibra óptica.
- Se dispondrá de una conexión externa para el mantenimiento por los subcontratistas de los equipos principales y una conexión externa para la operación del parque.

Las secuencias de operación estarán ligadas al estado de los interruptores de media tensión. Las secuencias programadas incluirán las condiciones normales de operación y las condiciones ante fallos. Ante el fallo de la información intercambiada con la subestación para la apoaramenta de media tensión el sistema deberá seguir siendo totalmente fiable y seguro en su operación.

El sistema de control de cada planta (PPC) estará equipado con funciones de control capaces de controlar la planta en el punto de conexión (POC) en todos y cada uno de los parámetros definidos en el proyecto y en la normativa aplicable. Algunas de las funciones serán excluyentes, teniendo que seleccionar el operador en qué modo de funcionamiento desea que la planta opere.

Los esquemas de control se organizarán con la siguiente prioridad (de la más alta a más baja):

⁴⁵ Plataforma compacta y resistente con los equipos de media tensión integrados.

⁴⁶ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

1. Protección de la red y de la planta.
2. Emulación de inercia, si procede.
3. Control de frecuencia (ajuste de potencia activa).
4. Restricción de potencia.
5. Restricción de gradiente de potencia.

Estos controles se realizarán con las medidas tomadas en el POC y en los propios inversores, siendo el PPC el encargado de activar los controles de lazo cerrado correspondientes.

Los controles que se exigen en la normativa de referencia para el parque se realizarán algunos por los propios inversores y otros por el PPC. Sin embargo, todos los controles realizados por el PPC deberán ser soportados por los inversores.

2.15. Estación meteorológica y monitorización ambiental

Para tener en cuenta las condiciones climatológicas, imprescindible para la operativa del parque fotovoltaico, se incluye una estación y un mínimo de cinco puntos de monitorización ambiental.

La estación meteorológica será de tipo compacta e incluirá al menos las siguientes medidas:

- Irradiancia horizontal en W/m^2 : Se incluirán dos piranómetros⁴⁷ para cumplir con este requisito.
- Precipitaciones: Se incluirán un pluviómetro y un pluviógrafo (pudiendo realizar las medidas el mismo equipo) que registren esta medida.
- Temperatura ambiente: Se incluirá una sonda de temperatura ambiente tipo Pt-100.
- Velocidad del viento y dirección: Se incluirá un anemómetro para obtener ambas variables y, en caso de ser tipo ultrasónico o alguna tecnología que no indique la dirección a nivel visual, se incluirá una veleta.

El sistema de monitorización velará por obtener los datos que afectan directamente a la producción de los paneles, por lo que incluirán en cada punto de medición:

- Irradiancia en el plano del array de módulos en W/m^2 . Un piranómetro será el encargado de cumplir esta función, que deberá ser rígidamente asociado al array para seguir en todo momento el mismo plano en el que se encuentren los módulos.

⁴⁷ Instrumento meteorológico utilizado para medir de manera muy precisa la radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra. Se trata de un sensor diseñado para medir la densidad del flujo de radiación solar (kilovatios por metro cuadrado) en un campo de 180 grados.

- Temperatura de los módulos: Para ello se empleará un sensor Pt-1000 correctamente pegado a la parte posterior de los módulos, con objeto de conocer la temperatura de estos.

2.16. Instalaciones de seguridad y vigilancia

Es necesario implantar un sistema de seguridad en la instalación, tanto por la importancia de los bienes de que constará la planta como por la seguridad de las personas.

El sistema de seguridad incluirá un circuito cerrado de televisión que cubrirá el perímetro no colindante del parque fotovoltaico, así como el acceso al mismo.

Para la vigilancia perimetral se empleará un sistema de cámaras térmicas que, mediante un software de análisis de datos, dará las alarmas al operador de seguridad. Este sistema se apoyará en cámaras domos perimetrales que se focalizarán en el punto de alarma para el seguimiento del incidente.

El sistema también controlará el acceso a la subestación de entrega mediante cámaras digitales fijas.

El sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad.

3. Subestación elevadora FV PUERTOLLANO II

La subestación se plantea como parte de las infraestructuras de evacuación de energía eléctrica generada en la PSF PUERTOLLANO II. Esta energía será canalizada a la subestación a través de la red de distribución de 30 kV de la planta de generación y elevada a la tensión de 220 kV, a través de un transformador de potencia 30/220 kV-125 MVA, para su posterior evacuación mediante la línea subterránea de alta tensión a 220 kV que conecta la subestación transformadora ST FV PUERTOLLANO II con la ST NUDO-5, mediante una posición de línea completa de 220 kV.

La subestación estará ubicada en la provincia de Ciudad Real, más concretamente en el término municipal de Puertollano. Su cota aproximada de explanación se sitúa en los 680 metros sobre el nivel del mar. La parcela destinada a la instalación se localiza en el polígono Elcogas-1, ocupando una extensión de 3.553,9 m².

La ST FV PUERTOLLANO II contará, de acuerdo con las previsiones de evolución que a medio y largo plazo se contemplan, en función del desarrollo de la zona, con las siguientes instalaciones:

- a) Sistema de 220 kV: Se ha adoptado para la tensión de 220 kV una configuración en simple barra trafo-línea compuesta por las siguientes posiciones:

- Una posición de línea/transformador convencional de intemperie, con un único interruptor automático formado por tres polos unipolares.
- Una posición de medida convencional de intemperie sin interruptor, instalada en la acometida de línea de 220 kV.

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

- Posición de línea/transformador:
 - ⇒ Un interruptor automático, formado por tres polos unipolares, de corte en SF₆. Un seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra para conexión a línea. Tres transformadores de intensidad.
 - ⇒ Tres pararrayos.
 - ⇒ Tres transformadores de intensidad.
 - ⇒ Tres pararrayos
 - Medida: Tres transformadores de tensión inductivos, en la acometida de la línea de 220 kV.
- b) Transformador de potencia: En el alcance inicial de la instalación se contará con: Un transformador de potencia (T-1) 220/30 kV de 125 MVA, de instalación en exterior, aislado en aceite mineral, conexión YNd11, con regulación en carga. Se complementa con la instalación de pararrayos de tensión nominal 30 kV, situados lo más cerca posible de las bornas de los transformadores.
- c) Sistema de 30 kV: La instalación de 30 kV presenta una configuración de simple barra que se alimenta del transformador 220/30 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 de reserva blindada de interior con interruptor (para alimentación al embarrado).
 - ⇒ Ocho 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 tensión en barras blindada de interior sin interruptor, instalada en la celda física correspondiente a la posición de servicios auxiliares.
 - ⇒ Dos posiciones de batería de almacenamiento blindadas de interior con interruptor.
 - ⇒ Una posición de reserva blindada con interruptor.

La posición de medida mencionada está incluida físicamente en la celda de servicios auxiliares.

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.

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 interior en la sala de celdas de 30 kV.

La instalación contará con un edificio para control y celdas de MT en una sola planta, prefabricado de hormigón, con una superficie de 434,60 m², que estará formado por varias salas compartimentadas mediante tabiques intermedios:

- Una Sala de control
- Una Sala de celdas
- Una Sala de comunicaciones
- Una Sala de Despacho
- Una Sala de reuniones
- Dos Salas de Aseos/ vestidor
- Una Sala de videovigilancia
- Una sala de Almacén de productos
- Una sala de Almacén de repuestos
- Una Sala de almacén de residuos
- Una Sala de control de Parque
- Una sala de O&M
- Una Sala de cocina

Además de los circuitos y elementos principales descritos, también 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. 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.

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado en la posición de transformador el montaje de un juego de tres pararrayos conectados en derivación de la conexión de 220 kV al transformador, lo más cerca posible a las bornas del transformador de potencia, así como un juego de tres pararrayos para la protección del cable aislado de 220 kV. Los pararrayos a utilizar serán de óxidos metálicos sin explosores con envoltente polimérica. Se instalarán un total de seis pararrayos en 220 kV.

Asimismo, para el sistema de 30 kV, 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.

En cuanto a 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. Esta malla estará compuesta por conductor de cobre de 150 mm² 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 apartamento, neutros de transformadores de potencia, reactancias, puertas metálicas de edificios, cerramientos metálicos, etc. Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas de la apartamento 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.

Por otra parte, el Sistema Integrado de Protecciones y Control (SIPCO), de tipo digital y de configuración distribuida, estará 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 220 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, línea de almacenamiento 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 realizará 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.

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.

Los requerimientos en cuanto a medida de energía para facturación habrán de ser acordados con la Compañía Distribuidora. En función de la evolución del Reglamento de Puntos de Medida elaborado por la CSEN, es posible integrar el contador combinado y el tarifador en un único equipo contador-registrador.

La medida de las posiciones del parque de 220 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.

En cuanto a los servicios auxiliares (SSAA) de la subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión de corriente alterna (c.a.) y de corriente continua (c.c.). Para los servicios auxiliares de c.a. se va a instalar un transformador de 30/0,420-0,242 kV – 250 kVA de tipo interior, montado en la sala de celdas y protegido mediante cerramiento metálico, que alimentará 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 corriente alterna a la subestación. Este armario de servicios auxiliares de c.a. dispondrá de un contador-registrador de energía activa para la medida de los consumos propios de la instalación.

Se instalará un grupo electrógeno en base a 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.

Para los servicios auxiliares 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 ininterrumpida e individualmente. Ambos equipos estarán diseñados y calculados para que en el caso de que uno de ellos este 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.

4. Línea de evacuación

La línea de evacuación a 220 kV será subterránea y conectará la subestación transformadora FV PUERTOLLANO II con la ST NUDO S5, propiedad de Ence Energía Puertollano, S.L.U.

Será de corriente alterna trifásica, con un circuito, cable XLPE-OL(AS) 1x2.000 mm² Cu 127/220 kV AI+T375, de 2.000 mm² de sección del conductor y cuya canalización se hará mediante zanja entubada hormigonada. Tendrá una longitud de 130 metros y afectará al término municipal de Puertollano (Ciudad Real).

Las principales características de la línea son las siguientes:

GENERALES	
Sistema	Corriente Alterna Trifásica a 50Hz
Tensión nominal (kV)	220
Categoría de la línea	Primera
Longitud total (m)	130
Nº de circuitos	1
Origen	Posición de línea ST FV PUERTOLLANO II
Final	Posición de línea ST NUDO S5
Tipología de la línea	Subterránea, SC
Potencia máxima admisible (MVA x circuito)	502 MVA en 220 kV (1.329 A)
Potencia requerida (MVA x circuito)	100 MVA
Tipo de cable	XLPE-OL(AS) 1x200mm ² Cu 127/220kVAI+T375
Tipo de canalización	ZANJA ENTUBADA HORMIGONADA
Sistema puesta a tierra pantalla	<i>Single Point</i>
Categoría de la red	A

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

El Proyecto a que se refiere el presente Acuerdo se encuentra comprendido en el apartado j) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, por lo que, habiéndose sometido a evaluación de impacto ambiental, con carácter previo a su autorización administrativa, de conformidad con lo establecido en su artículo 7.1, procede formular su declaración de impacto ambiental, de acuerdo con el artículo 41 de la citada Ley.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITERD, que 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.

Mediante Resolución de 12 de diciembre de 2020 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, se formula DIA del proyecto PSF PUERTOLLANO II de 100 MW, situada en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), para su realización en la alternativa 2, en la que se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias, que resultan de la evaluación ambiental practicada, en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

Las medidas del EsIA que deben ser modificadas, así como aquellas medidas adicionales establecidas como respuesta a las alegaciones e informes recibidos en el procedimiento y al análisis técnico realizado, según determina la mencionada Resolución, son las siguientes:

A. Suelo:

1. Los movimientos de tierra se reducirán a los volúmenes y superficies estrictamente necesarios para mantener las superficies de hincado con una pendiente inferior al 15% (33 ha según documentación aportada), debiendo mantener intactos los horizontes edáficos en el resto de la parcela. No se llevarán a cabo desbroces, decapados, nivelaciones y compactaciones de las zonas que no vayan a ser ocupadas realmente por la maquinaria y demás instalaciones fijas y definitivas.
2. Los volúmenes sobrantes de los movimientos de tierra serán reutilizados en tareas de la misma obra (rellenos, terraplenes, la tierra vegetal para las plantaciones y compensatorias etc.), no siendo necesario utilizar ningún vertedero de inertes. De acuerdo con el informe de la Dirección General de Economía Circular de la Consejería de Desarrollo Sostenible de Castilla-La Mancha, deberá contemplarse la Orden APM/1007/2017, de 10 de octubre,

- sobre normas generales de valorización de materiales naturales excavados para su utilización en operaciones de relleno y obras distintas a aquellas en las que se generaron.
3. Los préstamos se realizarán a partir de canteras y zonas de préstamo provistas de la correspondiente autorización administrativa.
 4. Las estructuras de los módulos se instalarán mediante hinca en el suelo. En todo momento se evitará la realización de voladuras.
 5. El tránsito de vehículos y maquinaria estará restringido a las zonas de ocupación previstas, priorizando siempre que sea posible los caminos existentes y su adecuación y evitando la apertura de viales nuevos, y balizando adecuadamente las zonas de tránsito y ocupación.
 6. Los suelos fértiles extraídos en tareas de desbroce serán trasladados a zonas objeto de restauración en el interior de la planta y en las inmediaciones sin alterar la estructura y horizontes del suelo. El almacenaje de las capas fértiles se realizará en cordones con una altura inferior a 1,5-2,5 m en zonas donde no exista compactación por el paso de maquinaria, preferentemente en el perímetro de las instalaciones.
 7. De acuerdo con el informe de la Dirección General de Economía Circular, la tierra vegetal deberá emplearse lo antes posible en las labores de restauración, protegiéndola en cualquier caso de su degradación o pérdida por erosión, para lo cual deberán llevarse a cabo los trabajos de mantenimiento necesarios para evitar el deterioro de sus características físicas, químicas y biológicas mediante el abonado y la siembra con especies de plantas leguminosas (alfalfa, trébol blanco, veza, etc.).
 8. Se llevarán a cabo labores de descompactación mediante gradeo de roturación superficial (20-30 cm) con doble pase en cualquier área del proyecto donde se observe compactación.
 9. Todos los residuos generados en la obra serán adecuadamente almacenados y gestionados de acuerdo a la legislación vigente en materia de residuos. Los residuos peligrosos se almacenarán en lugares habilitados para ello, con suelo impermeabilizado y a cubierto. Se procederá a la adecuada separación y etiquetación de residuos según su tipología y entrega a gestor autorizado para su eliminación o tratamiento.
 10. El mantenimiento de la maquinaria (cambios de aceite, filtros, batería, etc.) se llevará a cabo fuera de obra en establecimientos autorizados o en lugares adecuadamente habilitados con solera impermeabilizada y cubetos de retención de efluentes. El lavado de las hormigoneras se llevará a cabo siempre en sus plantas de origen o en dichos lugares impermeabilizados, no estando permitido el lavado en obra mediante apertura de hoyos adicionales cubiertos con geotextil.
 11. Se diseñará un protocolo de actuación en caso de vertidos accidentales de aceites, combustibles o lubricantes, disponiendo en obra de sacos de sepiolita como absorbente para el control y recogida de posibles derrames y restaurando posteriormente el suelo afectado (extracción, entrega a gestor autorizado y tratamiento).

12. Tras la instalación de las infraestructuras, en un plazo máximo de seis meses, se deberán restituir todas las áreas alteradas que no sean de ocupación permanente y se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas, residuos y escombros, depositándolos en vertederos controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.
13. El Plan de Restauración e Integración Paisajística deberá incorporar las siguientes actuaciones de restauración edáfica:
 - ⇒ Bajo los módulos fotovoltaicos: Se respetará la capa de suelo fértil. Una vez finalizada la fase de obras, se procederá al escarificado del terreno de cara a favorecer el crecimiento de la vegetación herbácea natural de forma espontánea. En caso de que sea necesario, se seguirán los criterios y procedimientos precisos para la restauración de la cubierta vegetal herbácea natural y de los procesos ecológicos del terreno.
 - ⇒ En caso de generar finalmente terraplenes y desmontes con pendientes superiores al 15%, serán objeto de restauración mediante hidrosiembra y/o instalación de acolchados u otras tecnologías con objeto de favorecer el desarrollo de vegetación y minimizar los procesos erosivos.
 - ⇒ Programa de limpieza de basura y seguimiento de las zonas aledañas, que normalmente suelen degradarse preferentemente al estar más accesibles al tránsito, de conformidad con lo informado por la Subdirección General de Biodiversidad Terrestre y Marina del MITERD.
14. Los residuos generados tanto en fase de construcción como de explotación serán adecuadamente almacenados y gestionados conforme a la legislación vigente en materia de residuos. En caso de que los transformadores a emplear contengan aceites minerales, deberán estar conectados a depósitos estancos de vertidos accidentales de aceite y dimensionados para un volumen de, al menos, el 130% del aceite contenido en el transformador de mayor capacidad.

B. Hidrología superficial y subterránea:

1. El proyecto constructivo en el que figure la reubicación definitiva de paneles solares y canalizaciones eléctricas deberá contar con el informe favorable de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG), garantizando que no se ocupa el DPH de los Arroyos Cincho y Fresno ni sus afluentes innominados. No se autoriza, y se prohíbe expresamente, la ejecución de cualquier construcción sea del tipo que sea (pozos, arquetas, construcciones de cualquier clase) aunque sea enterrada, en el Dominio Público Hidráulico. La Zona de servidumbre (de 5 metros de anchura en cada margen a partir del DPH) ha de quedar completamente libre de cualquier construcción u obstáculo para permitir el paso público peatonal y las restantes funciones indicadas en los artículos 6 y 7 del Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.
2. Se elaborará un Estudio Hidrológico-Hidráulico que garantice que todas las edificaciones que puedan suponer un obstáculo al régimen de corrientes (casetas, centros de transformación, etc.) quedan fuera de la zona de flujo

preferente, que deberá ser informado por la CHG en la tramitación de la autorización de obras en la zona de policía de cauces correspondiente. Dentro de la zona de flujo preferente y de la zona inundable podrán situarse los soportes de los paneles fotovoltaicos, pero colocando los paneles por encima de la cota inundable.

3. El material retirado procedente de las excavaciones no se podrá extender ni depositar en zona de servidumbre, prohibiéndose la formación de motas o caballones. Se podrá esparcir el material extraído en la zona de policía, alterando lo menos posible el relieve natural, previo permiso de los propietarios afectados. La materia orgánica, ramas secas, o en su caso residuos urbanos, serán retirados a vertedero autorizado.
4. Queda prohibido el vertido directo o indirecto de efluentes/aguas o productos residuales susceptibles de contaminar las aguas continentales o cualquier otro elemento del Dominio Público Hidráulico.
5. No se realizará el cruce del vallado con el DPH. En caso de resultar indispensable, requerirá un estudio pormenorizado y una justificación adecuada ante la CHG. En la zona de policía, los cerramientos perimetrales de parcela se ejecutarán con malla, sujeta a postes metálicos anclados a tierra en dados de hormigón, los cuales estarán enterrados en el terreno, sin sobresalir de este, y situándose fuera de la zona de servidumbre. En este sentido, se rediseñará el trazado del cerramiento al sur del recinto 4, evitando afectar al DPH y la zona de servidumbre del afluente innominado del arroyo del Fresno en su margen izquierda.
6. Los cruzamientos de las líneas eléctricas y canalizaciones bajo los cauces deberán disponer de las autorizaciones necesarias que se tramitarán ante la CHG, conforme a lo establecido por el artículo 127 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico. La ejecución de los cruzamientos se ejecutará en época de estiaje.
7. Tras la ejecución de los cruzamientos se aplicarán de forma inmediata medidas de restauración en las zonas afectadas, tanto de la vegetación como de los relieves alterados en su caso. En caso de tener que llevar a cabo plantaciones, se efectuarán con vegetación autóctona distribuida en bosquetes evitando las plantaciones lineales.
8. En los puntos donde exista riesgo de afección al DPH, durante la ejecución de las obras deberán instalarse las oportunas barreras de retención de sedimentos, balsas de decantación, cunetas de recogida de escorrentía, zanjas de infiltración u otros dispositivos análogos con objeto de evitar arrastre de tierras a los cauces.
9. Se dimensionarán adecuadamente los drenajes a ejecutar en los viales y caminos de servicio. Se evitará una excesiva limitación del número de aliviaderos de los sistemas de drenaje longitudinal o una incorrecta ubicación de los mismos que pueda ocasionar alteraciones importantes del régimen de escorrentía con efectos erosivos puntuales.
10. A efectos de minimizar el riesgo de contaminación de las aguas subterráneas, serán de aplicación las medidas y condiciones establecidas para la protección del suelo.

11. En el caso de que la limpieza de los paneles se realice con agua, no se utilizarán detergentes u otros aditivos en las aguas de lavado, debiendo emplear agua descalcificada sin químicos.

C. Atmósfera y cambio climático:

Se asegurará la minimización de emisiones de polvo y gases contaminantes mediante el cumplimiento de las medidas establecidas en los manuales de buenas prácticas relativos a construcción, edificación y transporte (riego de pistas, empleo de lonas para cubrir los vehículos, limitación de velocidad, adecuado mantenimiento de maquinaria, silenciadores, etc.).

D. Flora, vegetación y hábitats:

1. Antes del inicio de las obras se realizará una prospección del terreno con objeto de identificar la posible presencia de especies de flora amenazada y/o vegetación de interés, y en caso de encontrarse, se comunicarán los hallazgos a los agentes medioambientales de la Delegación Provincial de Desarrollo Sostenible en Ciudad Real, a efectos de que establezcan las oportunas medidas de protección.
2. En el diseño definitivo del proyecto constructivo se realizará un ajuste de la disposición de los paneles y otros elementos del proyecto, minimizando el número de ejemplares de encinas y matorral a cortar y lentiscos a trasplantar, especialmente los de mayor diámetro.
3. Se señalarán y jalonarán los hábitats de interés comunitario, cauces fluviales, vaguadas, rodales con vegetación natural de interés y ejemplares arbóreos que deban ser respetados durante toda la fase de construcción, de acuerdo con la información aportada en el estudio de impacto ambiental y la sucesiva documentación complementaria. Antes del inicio de las obras, y bajo la supervisión de los agentes medioambientales de la Delegación Provincial de Desarrollo Sostenible en Ciudad Real, se señalarán adecuadamente las áreas y ejemplares a respetar, así como los ejemplares de lentisco objeto de traslocación. También deberá realizarse el replanteo del área de compensación donde serán plantados los nuevos ejemplares de encinas.

Particularmente, se respetará la vegetación de monte ubicada entre los subrecintos 1a y 1b (que no será vallada), el área de encinar-lentiscar ubicada al noroeste del recinto 3, la vegetación de ribera de los arroyos Cincho, Fresno y todos sus afluentes innominados (parte este del recinto 3 y parte sur del recinto 4), además de diversas encinas dispersas, incluyendo todas las de diámetro superior a 35 cm.

En la última cartografía de detalle aportada el 4 de noviembre de 2020 se observa que la nueva configuración de módulos intersecta el área de encinar-lentiscar en el noroeste del recinto 3, debiendo reubicar de nuevo los mismos para respetar esta área de vegetación natural.

4. Se minimizará la superficie a desbrozar a lo estrictamente imprescindible y se balizarán los tajos sobre los que se van a realizar desbroces, efectuándose mediante desbrozadora para evitar afectar al sistema

radicular de aquellas especies que puedan brotar de nuevo. Tras las labores de desbroce de material, este deberá ser incorporado de nuevo al suelo por medio de trituradora, evitando la deposición de grandes trozas de material vegetal que son potencialmente focos de enfermedades y plagas, así como de riesgo de incendio forestal.

5. Siempre que sea posible, se procederá a la poda de ejemplares de buen porte (encinas) en lugar de su tala. En todo caso, debe obtenerse la autorización previa de la Delegación Provincial de Desarrollo Sostenible de Ciudad Real, para la eliminación de la vegetación natural (matorral o arbolado) existente, por aplicación del artículo 49 de la Ley 3/2008 de 12 de junio de montes y gestión forestal sostenible de Castilla-La Mancha. Se levantará acta previa a la eliminación, al objeto de determinar especies, número de ejemplares, superficies, etc.
6. Como medida compensatoria por la afección a los pies de vegetación leñosa, se plantarán 376 ejemplares de encina de clase diamétrica 5 cm (entre 2,5 y 7,5 cm), de forma que el número total de pies plantados alcance el doble del diámetro equivalente al total de los diámetros afectados. A las encinas plantadas se les administrarán los cuidados oportunos para conseguir su desarrollo y arraigo en la zona, incluyendo acciones como la colocación de protectores, tutores, etc. No se admitirán marras, debiendo reponer las encinas muertas o decrepitas a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Las plantaciones se llevarán a cabo en áreas interiores o colindantes con la planta fotovoltaica, de manera independiente a las plantaciones que puedan llevarse a cabo de acuerdo con la medida descrita en el siguiente punto 12.
7. Las encinas de diámetro inferior a 5 cm afectadas (chirpiales) no serán objeto de compensación, llevándose a cabo un resalveo de las matas de encina respetadas en el interior del vallado, y los 30 lentiscos afectados serán trasplantados en áreas interiores o colindantes con la superficie vallada de la planta fotovoltaica.
8. Como medida compensatoria por la afección a la vegetación natural arbustiva se repondrá una superficie de 5 ha (el triple de la afectada) con una forestación de especies pertenecientes al cortejo de vegetación forestal autóctona eliminada en áreas interiores de la planta.
9. El proyecto constructivo incluirá la versión definitiva del Plan de Restauración e Integración Paisajística, que comprenderá todas las actuaciones de revegetación propuestas por el promotor y aquellas adicionales indicadas en la presente resolución. Se cuantificarán y concretarán las superficies de trabajo, métodos de preparación del suelo, especies vegetales a utilizar, métodos de siembra y plantación y resto de prescripciones técnicas, así como el presupuesto y cronograma de todas las actuaciones. El Plan será remitido al Servicio de Política Forestal y Espacios Naturales de Ciudad Real para su validación. Como mínimo, comprenderá las siguientes áreas de revegetación:

- ⇒ Se revegetarán todas las superficies desbrozadas que no serán ocupadas permanentemente, así como taludes de elevada pendiente, tal y como se ha indicado en el apartado 'A. Suelo'.
- ⇒ Las áreas circundantes a caminos, planta solar, subestación y zanjas de la línea de evacuación serán revegetadas de la forma más adecuada según sus características.
- ⇒ Pantalla vegetal perimetral de 11.901 metros de longitud que se instalará con especies autóctonas propias del entorno. Deberá asegurarse la viabilidad y supervivencia de las plantaciones de la pantalla perimetral, especialmente en época estival, durante todo el periodo de explotación de la planta, así como, la reposición de marras al menos desde el tercer año de plantación.
- ⇒ Áreas interiores y colindantes de la planta fotovoltaica en los que se llevarán a cabo el trasplante de los 30 lentiscos y las plantaciones compensatorias de matorral (5 ha) y 376 encinas.
- ⇒ Área de compensación de hábitat de dehesa y pastizal (27,5 ha).

Las plantaciones de la pantalla vegetal perimetral y en el resto de áreas se efectuarán con especies autóctonas, de manera irregular para dar un aspecto natural. El marco de plantación deberá establecerse en función del objetivo pretendido respecto a la masa a recuperar o crear (dehesa, monte abierto, etc.). En el caso de existir fauna silvestre o doméstica que pudiera poner en peligro las plantas por ramoneo, deberá contemplarse la instalación de sistemas como jaulones o protectores para asegurar su viabilidad.

10. Se procurará la conservación, siempre y cuando no afecte al funcionamiento de la planta, de las especies ruderales y matorral (retama, romero, etc.) que crezcan en los espacios libres existentes en el interior del vallado de la planta fotovoltaica. En caso de afección a ejemplares aislados de retama, romero, etc., y cuando sea posible, se procederá a su traslado o reposición en otras zonas adecuadas dentro del ámbito de estudio.
11. Se permitirá el crecimiento de la vegetación herbácea espontánea bajo los módulos fotovoltaicos. El control de la vegetación en el interior de la instalación (tanto bajo los módulos como en los espacios libres entre ellos) durante la fase de explotación se realizará mediante ganado con una carga ganadera ajustada y por sectores (preferiblemente pastoreo libre de ganado ovino), o bien por desbroce mecánico, prohibiéndose el uso de herbicidas. En ningún caso el control de la vegetación consistirá en erradicar la cobertura vegetal y dejar el suelo desnudo.
12. Se establecerá un área de compensación por pérdida de hábitat con potencial de dehesa y de especies de fauna asociadas a pastizal y cultivos adherados de 27,5 ha (equivalente al 25% de la superficie interior del cerramiento de la planta fotovoltaica), en la que se llevarán a cabo actuaciones de carácter silvopastoral destinadas a la mejora, conservación y consolidación de la dehesa durante toda la vida útil de la planta fotovoltaica hasta su desmantelamiento definitivo. En dicho área de

compensación se llevarán a cabo, como mínimo, las siguientes actuaciones de gestión:

- ⇒ Plantación o siembra de encinas con una densidad media de 75 pies/ha, simulando la distribución que presentan las dehesas mejor conservadas del entorno de actuación de la medida. En el caso de la plantación, las encinas empleadas serán como mínimo de dos savias y procederán de viveros o establecimientos debidamente inscritos en el Registro de Productores de Plantas de Vivero de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, viveros oficiales o de aquellos otros igualmente legalizados. Las dimensiones y calidad exterior de la planta se ajustarán a las recogidas en el Real Decreto 289/2003, de 7 de marzo, sobre Comercialización de los materiales forestales de reproducción. Las plantas de encina se protegerán contra el pastoreo hasta que sus yemas terminales escapen del diente del ganado ovino y vacuno, dotándolas con los cuidados adecuados hasta asegurar su supervivencia y arraigo en la zona. La siembra se efectuará preferentemente con semillas recogidas de la zona. Las encinas plantadas en esta área serán independientes de los 376 pies a plantar de acuerdo con la medida descrita en el apartado D.4.6, ya que tienen objetivos de compensación diferenciados.
- ⇒ Fomento del pastoreo libre con ganado ovino (excluyendo el vacuno y cualquier otra ganadería agresiva e incompatible con el majadal) con una carga comprendida entre 0,25 y 0,35 UGM/ha (en ningún caso superior a 0,40 UGM), incluyendo el empleo de la técnica de manejo del redileo para el fomento de los majadales (considerados como un hábitat de interés comunitario prioritario).

13. El área de compensación se ubicará en un área continua y compacta, sin enclavados; en terrenos con vocación de dehesa degradados, desprovistos de arbolado y que actualmente mantengan un uso pastoral y que no estén en el interior del ámbito geográfico de la Red Natura 2000 ni en el del Parque Natural del Valle de Alcudía y Sierra Madrona, de acuerdo con los criterios establecidos en el informe de la Dirección General de Economía Circular de la Junta de Castilla-La Mancha. Por ello, no podrá implantarse en las parcelas propuestas para realizar plantaciones de encina compensatorias de la «Dehesa Boyal» según la versión del Plan de Restauración aportado con fecha 4 de noviembre de 2020, al no tratarse de un área continua y compacta. Se adoptarán los correspondientes convenios o acuerdos con los titulares de los terrenos con las características descritas, obteniendo su compromiso expreso para la realización de estas actuaciones de carácter silvopastoral. Estos acuerdos establecerán las condiciones para la compensación de rentas, que en todo caso serán sufragadas por el promotor del proyecto.

Se estudiará y caracterizará el pastizal de la zona propuesta de forma previa a la implantación de la medida, mediante indicadores como la abundancia y riqueza de especies características o la estructura del suelo, que servirán de referencia para el seguimiento. La propuesta de parcelas definitivas, acuerdos con los propietarios y actuaciones de gestión deberá

ser remitida con carácter previo a la puesta en marcha de la instalación al Servicio con competencias en materia de conservación de la naturaleza de la Delegación Provincial de Desarrollo Sostenible de Ciudad Real para su aprobación. Asimismo, cualquier modificación de esta medida se comunicará al dicho órgano para su informe y aceptación.

E. Fauna:

1. Se consensuará un calendario de obra con la administración competente, que incluya parada biológica en la realización de las obras coincidiendo con la época de reproducción y cría de las posibles especies amenazadas de la zona (de marzo a julio, ambos incluidos).
2. El cerramiento de la planta fotovoltaica en todos sus recintos será un vallado de tipo cinegético, completamente permeable y seguro para la fauna silvestre, y cumplirá con lo dispuesto en el Decreto 242/2004, por el que se aprueba el Reglamento de Suelo Rústico en Castilla-La Mancha y la Ley 9/1999 de Conservación de la Naturaleza en Castilla-La Mancha: no tendrá anclaje al suelo, ni cable tensor inferior, ni faldón, ni voladizos o visera superior, ni elementos cortantes, punzantes, dispositivos o trampas que impidan o dificulten la salida de fauna de los recintos. La malla tendrá un entramado de al menos 15 cm de alto por 30 de ancho en su zona inferior y contará con señales reflectantes intercaladas cada 10 metros para reducir el riesgo de colisión con avifauna. Además, se ejecutarán gateras cada 500 metros y en aquellas zonas reconocidas como corredores de fauna que se identifiquen previa o posteriormente a lo largo del seguimiento ambiental del proyecto.
3. Se mantendrán pasillos o corredores ecológicos de vegetación alrededor de la Planta para facilitar la dispersión de la fauna y en especial de los mesomamíferos. Particularmente, se procurará el mantenimiento de la vegetación de la pantalla perimetral, los corredores resultantes de la modificación de los vallados en los recintos 1 y 2, la vegetación de ribera asociada a los arroyos del Fresno y de los Cinchos y todos sus afluentes y en la parte norte y oeste del recinto 3.
4. Se eliminará la vegetación ruderal en los márgenes de la carretera CR-504, en una banda de tres metros a cada lado de todo el tramo colindante con los recintos 1 y 2 de la planta fotovoltaica, mediante desbroce mecánico, sin empleo de herbicidas, a efectos de evitar el efecto refugio para la fauna y así prevenir atropellos. Estas actuaciones serán consensuadas con el Departamento de Vías y Obras e Infraestructuras de la Diputación Provincial de Ciudad Real y el Servicio de Política Forestal y espacios Naturales de Ciudad Real, quienes fijarán la periodicidad de los desbroces.
5. Se habilitarán las obras de drenaje transversal de la Carretera CR-504 para los Arroyos de los Cinchos y del Fresno para el paso de fauna y específicamente para el lince ibérico, de acuerdo con las directrices establecidas en el documento Prescripciones Técnicas para el Diseño de Pasos de Fauna y Vallados Perimetrales publicado por el MITERD, y de forma consensuada con el Departamento de Vías y Obras e Infraestructuras de la Diputación Provincial de Ciudad Real.

6. Se llevará a cabo un programa de cría campestre o «hacking» de cernícalo primilla, con el objetivo de facilitar el establecimiento de una colonia permanente. El emplazamiento seleccionado se ubicará en las inmediaciones de la PSF PUERTOLLANO II y se concretará con la unidad de la Consejería de Desarrollo Sostenible de la Junta de Castilla-La Mancha competente para el desarrollo y seguimiento del Plan de Conservación de la especie. La Administración competente autorizará el traslado, manejo y mantenimiento de los ejemplares empleados y de los nidos que se instalen para el proceso del «hacking», que se llevará a cabo mediante el modelo de colonia reproductora y tendrá una duración mínima de tres años.
7. Se favorecerá la presencia estable de conejo de monte en las inmediaciones de la planta fotovoltaica para compensar la potencial pérdida de hábitat de alimentación de aves rapaces como el águila imperial ibérica y el águila real o el lince ibérico, mediante el establecimiento de áreas de manejo del conejo dirigidas a crear condiciones adecuadas para el establecimiento de sus poblaciones. Concretamente, se establecerán cinco áreas de manejo en la zona noreste (16,5 ha en total), en las que se construirán 79 majanos y se dedicarán 10 ha a siembra de cereales y leguminosas, se llevará a cabo la introducción de ejemplares adultos, se construirán cercados y refugios, se aportará alimento y se mantendrán bebederos en épocas de sequía.
8. El diseño y ubicación definitivos de las zonas de manejo de conejo deberán ser consensuados con la unidad de la Consejería de Desarrollo Sostenible de la Junta de Castilla-La Mancha competente para el desarrollo y seguimiento del Plan de Recuperación del águila imperial. En caso de que los resultados del seguimiento realizado en estas áreas de manejo demuestren su ineficacia, deberán modificarse o aumentarse las áreas de manejo, según los criterios que dicha unidad determine.
9. Con carácter previo al replanteo de la obra, deberá llevarse a cabo una prospección sobre el terreno en profundidad de todos los majanos de piedra natural existentes en las parcelas de implantación del proyecto, con la finalidad de localizar con precisión puntos de nidificación de mochuelo europeo y cuantificar su población. Dicha prospección será realizada en la época propicia para la detección de la especie (meses de primavera), por parte de personal cualificado y acompañados por los agentes medioambientales de la Delegación Provincial de Desarrollo Sostenible en Ciudad Real, quienes levantarán acta certificando los puntos de nidificación.
10. Se prohíbe la destrucción o traslocación de aquellos majanos en los que se hayan localizado y certificado por parte del órgano competente nidos de mochuelo europeo en virtud de la prospección anterior, debiendo retranquear o modificar la disposición de los módulos fotovoltaicos en consecuencia.
11. En tanto no se efectúe la referida prospección y certificación por parte del órgano competente, se prohíbe la destrucción o traslocación de cualquier majano de piedra natural existente en el interior de las parcelas, dada la

alta probabilidad de existencia de puntos de nidificación de mochuelo europeo, en virtud del régimen de protección establecido en el artículo 57.1 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, de Patrimonio Natural y Biodiversidad, para las especies incluidas en el Listado Español de Especies en Régimen de Protección Especial.

12. Sin perjuicio de la no afección a los puntos de nidificación de mochuelo europeo localizados, como medida compensatoria adicional, se adecuarán nuevos territorios para la especie en las inmediaciones de la planta, mediante la construcción de 10 majanos con piedra natural en los que se colocarán cajas nido de madera para favorecer su establecimiento. De forma complementaria, se desarrollará un Plan de Cultivos (combinando siembra de cereales y leguminosas con barbechos) en 43 hectáreas en torno a estos majanos, para favorecer la heterogeneidad de hábitats y facilitar la presencia de especies-presa. La implantación de esta medida deberá coordinarse con el Servicio con competencias en materia de conservación de la naturaleza de la Delegación Provincial de Desarrollo Sostenible en Ciudad Real.
13. Para compensar el potencial impacto sobre el cernícalo vulgar, se ubicarán tres postes en el entorno de la planta en los que se colocarán cajas nido para favorecer la reproducción de la especie en la zona.
14. Se instalarán diez cajas nido para quirópteros y tres para carraca en las zonas adhesadas en el entorno de la planta fotovoltaica.
15. En caso de producirse cualquier incidente de las aves del entorno con el proyecto (colisión con los paneles, intento de nidificación, etc.), el promotor lo pondrá en conocimiento del órgano ambiental competente de forma inmediata, a fin de poder determinar en su caso las medidas complementarias necesarias
16. El promotor, antes del inicio de las obras, deberá presentar ante el órgano competente en materia de biodiversidad de la Comunidad autónoma el proyecto de ejecución de todas las medidas arriba indicadas (incluyendo las de flora y vegetación), junto con las ya previstas en el estudio de impacto ambiental, debidamente presupuestadas, que formarán parte del proyecto constructivo o una adenda al mismo, previamente a su aprobación.

F. Bienes materiales, patrimonio cultural:

1. Deberá efectuarse un control y seguimiento arqueológico durante toda la fase de obras, especialmente las actuaciones de movimiento de tierras y excavación de zanjas. Para efectuar dicho control y seguimiento se recabará la correspondiente autorización previa de la Delegación Provincial de la Consejería de Educación, Cultura y Deportes en Ciudad Real. La obra no se iniciará sin la presencia del técnico competente autorizado por dicho organismo para llevar a cabo esas actuaciones de control y seguimiento.
2. Ante la eventual aparición de algún tipo de resto arqueológico, deberá comunicarse inmediatamente a dicha Consejería, actuándose conforme a lo previsto en el artículo 44.1 de la Ley 16/1985 del Patrimonio Histórico

Español, así como de acuerdo con la Ley 4/2013, de 16 de mayo, de Patrimonio Cultural de Castilla-La Mancha.

3. La ubicación de las instalaciones asociadas a la planta solar deberá respetar las distancias y retranqueos establecidos en las diferentes normativas e instrumentos de ordenación, particularmente las relativas a vías pecuarias, carreteras, linderos, caminos o vías de acceso y líneas eléctricas.
4. Con carácter previo al inicio de las obras, el promotor solicitará la desafectación de bien de dominio público del Camino de Las Cruces ante el Ayuntamiento de Puertollano.
5. Se adecuarán los accesos a las instalaciones de la planta y cualquier instalación en la zona de protección de la carretera CR-504, de acuerdo con lo que determinan la Ley 9/1990, de 28 de diciembre, de Carreteras y Caminos de Castilla-La Mancha y su reglamento, aprobado por Real Decreto 1/2015, de 22 de enero.

G. Paisaje:

1. Las construcciones de la planta fotovoltaica (centros de transformación, casetas prefabricadas, etc.) se armonizarán con el entorno inmediato, utilizando las características propias de la arquitectura y los acabados tradicionales de la zona, y utilizando los colores que en mayor grado favorezcan la integración paisajística.
2. El tipo de zahorra utilizada en todos los viales tendrá unas características tales que no existan diferencias apreciables de color entre los caminos existentes y los de nueva construcción.
3. Se llevará a cabo la revegetación de las áreas circundantes a caminos, planta solar, subestación y zanjas de la línea de evacuación de acuerdo con la versión definitiva del Plan de Restauración e Integración Paisajística que valide el Servicio de Política Forestal y Espacios Naturales de Ciudad Real.

H. Desmantelamiento del proyecto:

1. El proyecto de desmantelamiento deberá contemplar una restauración ambiental basada en la restitución topográfica de las zonas afectadas y la recuperación de la biodiversidad original de los terrenos, incluyendo la revegetación de las superficies desmanteladas mediante siembra mecánica con especies autóctonas o cultivos herbáceos propios del entorno rural (preferentemente leguminosas), evitando en cualquier caso el uso de especies ornamentales o invasoras. La revegetación será objeto de vigilancia ambiental, al menos dos años después del desmantelamiento.
2. Las actuaciones de desmantelamiento se realizarán en el marco del procedimiento de evaluación ambiental que corresponda según la legislación vigente en su momento.

I. Vulnerabilidad del proyecto ante el riesgo de accidentes graves o catástrofes:

En el proyecto constructivo se tendrán en cuenta los preceptos contemplados tanto en la Norma Básica de Protección Civil, así como en el actual Plan Territorial de Emergencias de Castilla-La Mancha, y el Plan Director de Emergencias de la Comunidad y Planes Territoriales Específicos, Especiales y de Respuesta, de desarrollo, que tienen en cuenta todos los riesgos asociados al término municipal de Puertollano.

J. Programa de vigilancia ambiental (PVA):

El EsIA contiene un PVA cuyo objetivo consiste en el seguimiento y control de los impactos previstos, garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas, correctoras y compensatorias descritas, así como detectar la aparición de nuevos impactos de difícil predicción y aplicar en su caso las medidas adicionales oportunas. Dicho PVA se ha estructurado en dos fases (construcción y explotación), cuyas líneas principales se resumen a continuación:

- Durante la fase de construcción se controlará la ocupación de los terrenos e instalaciones auxiliares, el suelo, la calidad del aire, la generación de residuos y vertidos, la calidad de las aguas, el paisaje, las afecciones a la vegetación y a la fauna y los valores arqueológicos y patrimonio. El promotor indica que en esta fase el seguimiento se realizará con una frecuencia semanal, pudiendo aumentar dicha frecuencia si la intensidad de las obras así lo requiere.
- Durante la fase de explotación se realizará el control de la restitución de suelos y restauración vegetal, la consecución de los objetivos del Plan de Restauración y se indica que se establecerá un programa de vigilancia periódica de las aves.

En la información complementaria presentada el 18 de marzo de 2020, el promotor aporta mayor detalle del Plan de seguimiento específico de fauna en fase de obra y los tres primeros años de explotación:

- Metodología de censos para los distintos grupos taxonómicos en la zona de actuación y su área de influencia.
- Estudio de tránsito de aves y mamíferos.
- Control de la mortalidad de aves y murciélagos por colisión con el vallado o con los paneles fotovoltaicos.
- Seguimiento de medidas compensatorias: áreas de manejo de conejo y áreas de compensación de mochuelo europeo.
- Contenido del informe anual: densidades y abundancias de aves y mamíferos, valoración del efecto de la instalación en el tránsito, datos de mortalidad observada y estimada, y el grado de ejecución y resultados del conjunto de medidas establecidas en la DIA.

En virtud del análisis técnico realizado y los resultados de las consultas realizadas a administraciones públicas afectadas, el PVA deberá completarse con los aspectos adicionales que se especifican a continuación:

1. El PVA deberá ser modificado para incluir todas las consideraciones y condiciones de la presente declaración de impacto ambiental, en lo que se refiere a factores ambientales, impactos, medidas preventivas, correctoras y compensatorias, indicadores y umbrales de seguimiento que no hayan sido considerados en su versión preliminar.
2. Se designará un Director Ambiental de las obras que, sin perjuicio de las competencias del Director Facultativo del proyecto, será el responsable del seguimiento y vigilancia ambiental. Ello incluirá el cumplimiento de las medidas y del PVA propuesto, el registro del seguimiento realizado, de las incidencias que se hubieran producido y de medidas adicionales no contempladas en el EslA, y la presentación de informes periódicos ante los organismos competentes.
3. En fase de construcción, además de los informes extraordinarios al inicio y la finalización de las obras y aquellos informes puntuales que se consideren oportunos, se remitirán informes de vigilancia ordinarios con periodicidad bimensual al órgano sustantivo, al órgano ambiental, y al órgano con competencias en materia de conservación de la naturaleza de la comunidad autónoma.
4. En fase de explotación se deberán remitir a las citadas autoridades informes de vigilancia ordinarios con periodicidad semestral durante los dos primeros años de explotación de la instalación, y con periodicidad anual durante el resto del periodo de actividad hasta su desmantelamiento, sin perjuicio de los informes extraordinarios en el caso de exista alguna afección no prevista o cualquier otra circunstancia especial, e informes específicos sobre variables concretas.
5. Deberán establecerse indicadores concretos para cada impacto identificado y cada medida preventiva y correctora propuesta, cuantificables en la medida de lo posible, y establecerse umbrales cuantitativos de impacto y/o efectividad para la propuesta y aplicación de medidas adicionales.
6. En la fase de construcción, además de los parámetros recogidos por el promotor, serán objeto específico de seguimiento los siguientes aspectos: control de la calidad del agua en los cauces circundantes al proyecto en puntos aguas abajo de las actuaciones proyectadas, seguimiento y vigilancia de las emisiones acústicas y seguimiento de medidas contra incendios forestales.
7. En la fase de explotación, además de los parámetros recogidos por el promotor, serán objeto específico de seguimiento los siguientes aspectos: mantenimiento de aparatos eléctricos potencialmente contaminantes (contenedores de aceite o gases dieléctricos, etc.), control de los procesos erosivos, cobertura vegetal en el interior de la planta, mantenimiento de las infraestructuras de drenaje, calidad de las aguas, áreas de revegetación (pantalla perimetral, plantaciones compensatorias de encinas y matorral, hidrosiembras en taludes, área de compensación de hábitat de dehesa y pastizal), y prevención de incendios forestales.

8. El control de la revegetación (plantaciones proyectadas por el promotor y siembra mecánica propuesta de este órgano ambiental), se realizará de manera mensual, ampliándose el tiempo que sea necesario, con objeto de asegurar su completo desarrollo, incluyendo el refuerzo de plantaciones como medida adicional en caso de no alcanzar los niveles previstos de desarrollo, que no será inferior al 90 % en especies arbustivas, 95 % en especies arbóreas y 75% en herbáceas bajo paneles y zanjas.
9. Se llevará a cabo de forma independiente el seguimiento de las medidas de gestión del área de 27,5 ha de compensación por pérdida de hábitat de dehesa y pastizal, que permita comprobar la evolución del majadal en la zona a lo largo de toda la vida útil de la planta fotovoltaica. Se recomienda que el seguimiento de esta medida se contrate con departamentos de la universidad especializados en esta cuestión (cátedras de silvopascicultura, etc) o especialistas de solvencia acreditados. Los resultados serán remitidos al Servicio de Política Forestal y Espacios Naturales de Ciudad Real.
10. Según establece en su informe la Dirección General de Economía Circular de la Junta de Castilla-La Mancha, el inventario de fauna realizado deberá extenderse durante toda la fase de construcción y los cinco primeros años de la fase de explotación, al objeto de comprobar las alteraciones que sufra ésta por la construcción y funcionamiento de la instalación y analizar los efectos acumulativos del conjunto de instalaciones fotovoltaicas proyectadas en el entorno.
11. Se diseñará un Plan Específico de Seguimiento de Fauna que deberá extenderse durante toda la vida útil de la explotación, reportando los resultados con periodicidad anual. En dicho Plan se integrará el seguimiento de poblaciones de mamíferos y avifauna, de conformidad con las siguientes especificaciones:
 - ⇒ El seguimiento específico de las poblaciones de mamíferos comprenderá recorridos periódicos a pie para búsqueda de rastros y el establecimiento de una red de puntos de control compuesta por estaciones de huellas (trampas de marmolina) y cámaras de fototrampeo en pasos y lugares con condiciones para permitir la movilidad y la dispersión de las especies de mesomamíferos más relevantes, especialmente el lince ibérico. Se asegurará el mantenimiento periódico de las cámaras de fototrampeo. Los resultados serán analizados para valorar la efectividad de los corredores diseñados en el entorno de la instalación y el uso que los mesomamíferos hacen de la zona.
 - ⇒ Los resultados del seguimiento de las poblaciones de mamíferos serán enviados a la Delegación Provincial de la Consejería de Desarrollo Sostenible en Ciudad Real, quien determinará la necesidad de adoptar medidas correctoras adicionales como la modificación del trazado del vallado o la ejecución de nuevas gateras o revegetaciones, que serán diseñadas de forma coordinada con dicho organismo.
 - ⇒ El seguimiento específico de la avifauna en el entorno de la planta fotovoltaica comprenderá el censo periódico mediante transectos a pie y

- en vehículo y estaciones de escucha, cubriendo el ciclo anual completo de las principales especies presentes. Las visitas se ejecutarán con una periodicidad mínima quincenal en las épocas más relevantes (reproducción, invernada).
- ⇒ Se efectuará el seguimiento y cuantificación de la siniestralidad de aves por colisión con los módulos fotovoltaicos y vallado perimetral de la planta.
 - ⇒ Se integrará el seguimiento y mantenimiento de áreas de manejo de conejo y su efecto sobre poblaciones de rapaces del entorno.
 - ⇒ Se integrará el seguimiento de la nidificación de mochuelo en los majanos que se conserven en el interior de las instalaciones y los 10 majanos ubicados en las parcelas exteriores y el Plan de cultivos asociado.
 - ⇒ Se integrará el seguimiento de la colonia reproductora de cernícalo primilla y el programa de «hacking». Los ejemplares introducidos serán marcados con anillas de remite ICONA y con anillas o marcas de lectura a distancia, para facilitar el seguimiento de los mismos a lo largo de los tres años del «hacking».
 - ⇒ Se integrará el seguimiento de las tres cajas nido para cernícalos vulgares y tres para carraca. Las cajas se revisarán cuatro veces durante la época reproductora para comprobar su utilización y recabar datos de productividad, comunicando los resultados al órgano ambiental autonómico. Las cajas serán adecuadamente limpiadas al inicio de cada época reproductora.
 - ⇒ El seguimiento específico de quirópteros comprenderá la prospección periódica de edificaciones, cuevas y construcciones accesibles, el establecimiento de una red de estaciones de grabación de ultrasonidos (de junio a septiembre) y la revisión de las 10 cajas nido. La revisión de las cajas se efectuará cada cuatro meses, de modo que se tenga una valoración del uso que a lo largo del año hacen los quirópteros. Se efectuará una valoración y cuantificación específica de la potencial pérdida de hábitats para este grupo.

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

Asimismo, la DIA favorable no exime al promotor de la obligación de obtener todas las autorizaciones ambientales o sectoriales que resulten legalmente exigibles.