

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A SABINAR HIVE, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN PARA LA AMPLIACIÓN DE 69,3 MW DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SABINAR HIVE Y LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE ALARCÓN Y OLMEDILLA DE ALARCÓN, EN LA PROVINCIA DE CUENCA

Expediente: INF/DE/031/21

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

Secretaria

D^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 30 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 SABINAR HIVE, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la ampliación de 69,3 MW de la instalación fotovoltaica Sabinar Hive y las líneas subterráneas a 30 kV, en los términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 2 de junio de 2020, SABINAR HIVE, S.L. (en adelante SABINAR HIVE) 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), con objeto de responder a las obligaciones la instalación “Ampliación Planta Fotovoltaica SABINAR HIVE” de 52 MW. Este aval complementa al

depositado con fecha 17 de noviembre de 2017 que se correspondía a una instalación de 200 MW de los que finalmente se ejecutaron 169 MW.

Con fecha 14 de julio de 2020, SABINAR HIVE presentó, ante la Subdelegación del Gobierno en Cuenca —con destino a la DGPEM del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)¹—, solicitud de Autorización Administrativa Previa, Autorización Administrativa de Construcción y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la instalación de generación eléctrica denominada “Ampliación Planta Solar Fotovoltaica Sabinar HIVE” de 83,00 MW de potencia instalada (en adelante PSF Ampliación SABINAR HIVE), sita en el término municipal de Alarcón (Cuenca).

Con fecha 27 de julio de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) así como en el Diario Oficial de Castilla-La Mancha de 6 de agosto de 2020, Anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca por el que se sometía al trámite de información pública el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA), la Solicitud de Autorización Administrativa Previa y la Solicitud de Autorización Administrativa de Construcción del proyecto PSF Ampliación SABINAR HIVE. Con fecha 3 de noviembre de 2020, el Jefe de la citada Dependencia de Industria y Energía emitió informe en el que consideraba cumplido el trámite de información pública y remitió el expediente a la DGPEM para su remisión al órgano ambiental correspondiente y la resolución del expediente. Con fecha 1 de febrero de 2021 emitió nuevo informe que actualizaba y complementaba el anterior al incluir nuevas respuestas de organismos consultados.

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

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 21 de diciembre de 2018 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de actualización de la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Olmedilla 400 kV, motivada por la incorporación de nuevas instalaciones de generación renovable —entre las que se encuentra la PSF SABINAR HIVE de 169 MW_{ins}/130 MW_{nom}— y la modificación y exclusión de otras, lo que supone un contingente total de 388 MW_{ins} (305 MW_{nom}). El acceso a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Olmedilla 400 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación. El informe concluye que este acceso a la red de transporte del contingente de generación especificado en el escrito resultaría técnicamente viable.

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

Con fecha 28 de octubre de 2019, REE emitió escrito de actualización de la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Olmedilla 400 kV, consecuencia de la revisión de capacidad de conexión y su afección a la incorporación de nuevas plantas fotovoltaicas, lo supone un contingente total de $469 \text{ MW}_{\text{ins}}/413,2 \text{ MW}_{\text{nom}}$ de generación renovable con permiso de acceso y conexión prevista a través de la posición planificada de la red de transporte para evacuación de generación renovable. En el caso de la PSF SABINAR HIVE, incluida en el contingente de generación mencionado, cuenta con permiso de acceso otorgado en la comunicación indicada anteriormente, pero con una potencia reducida para ajustarse al margen de capacidad disponible. En este escrito se actualiza dicho permiso, una vez revisado el margen de capacidad disponible, pasando de $169 \text{ MW}_{\text{ins}}/130 \text{ MW}_{\text{nom}}$ a una potencia de $200 \text{ MW}_{\text{ins}}/193,2 \text{ MW}_{\text{nom}}$, siendo, aun así, una potencia nominal nuevamente inferior respecto de la inicialmente prevista para este parque.

Con fecha 18 de diciembre de 2019, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV para la incorporación de nuevas plantas fotovoltaicas por un contingente total de $388 \text{ MW}_{\text{ins}} / 305 \text{ MW}_{\text{nom}}$ en la provincia de Cuenca. En esta comunicación REE otorga permiso de conexión a ese contingente, dentro del cual está la PSF SABINAR HIVE de $169 \text{ MW}_{\text{ins}}/130 \text{ MW}_{\text{nom}}$ y mantiene el permiso de acceso a la PSF Ampliación SABINAR HIVE, otorgado según el escrito mencionado anteriormente de fecha 28 de octubre de 2019.

Con fecha 24 de noviembre de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión 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), relativos a la conexión a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV por la incorporación de nuevas plantas fotovoltaicas. Este escrito otorga los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para la obtención de la autorización administrativa de las instalaciones generadoras consideradas en el mismo, entre las que se encuentra la PSF Ampliación SABINAR HIVE de $31 \text{ MW}_{\text{ins}}$. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Olmedilla 400 kV, a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación, posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación Olmedilla-Olmedilla Generación 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones de generación incluidas en el escrito de REE.

Con fecha 27 de enero de 2021, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso y conexión coordinado a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV de instalaciones de generación renovable, en el cual se actualizan estos permisos de acceso y conexión, de forma que, para el caso de la PSF Ampliación SABINAR HIVE, se modifica la ubicación (anteriormente sólo era Olmedilla de Alarcón y en este escrito se amplía también a Alarcón) y la potencia instalada prevista, que era de 31 MW y se incrementa

en 52 MW; finalmente, se otorga permiso de acceso y conexión para esta instalación por 63,2 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 3 de marzo 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 SABINAR HIVE la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF Ampliación SABINAR HIVE de 69,3 MW y las líneas subterráneas a 30 kV. 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 instalación fotovoltaica —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este informe—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto la producción prevista.
- b) Documentación aportada para la acreditación de la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del Proyecto.
- c) Informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión.
- d) Informes de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para *«la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes»*, y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones *«de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica»* debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen 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 la DGPEM emitió, con fecha 8 de octubre de 2020, Resolución por la que se otorgaba a SABINAR HIVE autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica Sabinar Hive de 169 MWp y las líneas subterráneas a 30 kV, en los términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca², mientras que, con fecha 14 de julio de 2020, SABINAR HIVE había presentado solicitud de autorización administrativa previa y de construcción para la ampliación de 69,3 MW de la instalación fotovoltaica Sabinar Hive y las líneas subterráneas a 30 kV, expediente que fue incoado en la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de información pública, 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 afectadas, tras la publicación tanto en el BOE como en BOP de Cuenca el 27 de julio de 2020, y no haber recibido alegaciones.

² El informe preceptivo respecto a la Propuesta de Resolución de la DGPEM que otorga Autorización Administrativa Previa a esta instalación fotovoltaica fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC celebrada el 7 de julio de 2020 ([INF/DE/050/20](#)) La Resolución de la DGPEM que otorga Autorización Administrativa Previa es de fecha 8 de octubre de 2020.

Asimismo, la Propuesta indica que la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca emitió informe de fecha 3 de noviembre de 2020 y un informe complementario de fecha 1 de febrero de 2021, así como que el Proyecto de la instalación y su EslA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITERD para que formule, en su caso, DIA.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 24 de noviembre de 2020, actualizado el 27 de enero de 2021, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión en una nueva posición en la subestación de Olmedilla 400 kV para la instalación fotovoltaica de 63,2 MW de potencia nominal.

Además la Propuesta informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará el parque fotovoltaico con la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV, propiedad de REE, si bien matiza que la infraestructura de evacuación que está dentro del ámbito de la autorización se limita a cinco líneas subterráneas a 30 kV que se unen a una subestación colectora a 30/132 kV y que el resto de la infraestructura de evacuación (subestación colectora a 30/132 kV desde la que se conectan con la subestación Olmedilla 400 kV a través de una línea a 132 kV, una subestación eléctrica a 132/400 kV y una línea a 400 kV) se comparte con la instalación fotovoltaica Olmedilla Hive y otras instalaciones fotovoltaicas y no es objeto de esta autorización.

Asimismo, la Propuesta recuerda que, mediante Resolución de fecha 20 de septiembre de 2020, la DGPEM otorgó a Olmedilla Hive S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica Olmedilla Hive de 169 MW y su infraestructura de evacuación de energía eléctrica, en los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo, en la provincia de Cuenca³.

Visto lo anterior, se propone otorgar a SABINAR HIVE la autorización administrativa previa y de construcción para la ampliación de 69,3 MW de la instalación fotovoltaica Sabinar Hive y las líneas subterráneas a 30 kV, con las características definidas en la “Memoria Descriptiva Planta Fotovoltaica Sabinar Ampliación”, fechada en mayo de 2020, y en las condiciones especiales contenidas en la propia Resolución.

La Propuesta describe las principales características de la instalación: Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 69,3 MW, ubicada en el término municipal de Alarcón, en la provincia de Cuenca; y las líneas subterráneas a 30 kV que tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación colectora a 30/132 kV por los

³ El informe preceptivo respecto a la Propuesta de Resolución de la DGPEM que otorga Autorización Administrativa Previa a esta instalación fotovoltaica fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC celebrada el 28 de abril de 2020 ([INF/DE/017/20](#)). La Resolución de la DGPEM que otorga Autorización Administrativa Previa es de fecha 20 de septiembre de 2020.

términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón (Cuenca). La planta contará con 178.464 módulos de silicio monocristalino de 465 W —lo que supone una potencia total de los módulos de 83 MWp—, montados sobre soportes de seguidores a un eje, y 20 inversores Power Electronics de 3.465 kVA —lo que supone una potencia total de inversores de 69,3 MW—, así como 20 transformadores de 3.500 kVA de 0,63/30 kV. La potencia máxima que se podrá evacuar será de 63,2 MW, según lo estipulado en los permisos de acceso y conexión otorgados por REE. Las líneas subterráneas a 30 kV tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación colectora a 30/132 kV a través de los municipios de Alarcón y Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca; serán cinco líneas de un circuito de corriente alterna trifásica canalizados en zanja bajo tubo de hormigón; el cable será XLPE o HEPR y de 90 a 400 mm² de sección de conductor.

Por otra parte, la Propuesta indica que SABINAR HIVE deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las que pudieran establecerse en la DIA, además de 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 dieciocho meses, contados a partir de la fecha de notificación a SABINAR HIVE 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 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 están basados en la tecnología de silicio mono-cristalino, ampliamente probada en numerosas instalaciones en todo el mundo. También se contempla la opción de la instalación de módulos bifaciales. Los módulos tendrán una eficiencia mínima del 20,4% y serán capaces de entregar una potencia de 465 Wp en condiciones estándar⁴. El número de módulos y su potencia pico unitaria establecen la potencia pico de

⁴ Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC): Condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.

la instalación, que será de 82.985,76 kWp. Son módulos caracterizados por cumplir toda la normativa actual vigente (IEC-61215⁵ / IEC-61730⁶, ISO9001:2008⁷, ISO14001:2004⁸, OHSAS18001⁹) y de una durabilidad en condiciones medioambientales extremas certificada por TÜV Rheinland¹⁰.

Estos módulos fotovoltaicos se instalarán en estructuras móviles sobre el eje horizontal, orientados de norte a sur, con un sistema de control y monitorización que realizará un seguimiento de la posición del sol de este a oeste, optimizando la posición de los módulos a cada instante. Estos seguidores tendrán un sistema de *backtracking* o retro-seguimiento¹¹ y un sistema de control que colocará las estructuras en posición horizontal en caso de vientos fuertes. El seguidor está automatizado, con el citado sistema de retro-seguimiento integrado, y un sistema de comunicación interna mediante PLC¹².

Los módulos de la planta solar se conectarán a inversores Power Electronics modelo FS3350K, capaces de trabajar en un rango de temperatura de entre -35 °C y 60 °C, cuya eficiencia máxima es de un 98,85% (Eficiencia EURO: 98,59%). El funcionamiento del inversor es totalmente automático: Cuando los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía y, cuando esta sea suficiente, el inversor comienza a inyectar a la red. El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible de los módulos solares (seguimiento del punto de máxima potencia) y, cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, deja de funcionar. Por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad energía procedente de la red de suministro, mientras que el resto del tiempo la energía que consume procede del generador fotovoltaico.

El promotor estima que la energía neta generada en la instalación será de 155.132 MWh/año (1.869 horas de funcionamiento a plena carga para una potencia pico del parque de 83 MW), lo que permitirá reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 791.173 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 31.646 toneladas de CO₂ por año de

⁵ Norma IEC (International Electrotechnical Commission o Comisión Electrotécnica Internacional) 61215: 'Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre'.

⁶ 'Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)'.

⁷ 'Sistemas de gestión de la calidad — Requisitos'.

⁸ 'Sistemas de gestión ambiental — Requisitos con orientación para su uso'.

⁹ Norma de la Occupational Health and Safety Management Systems estándar que se utiliza para implementar un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

¹⁰ Proveedor a escala mundial de servicios técnicos, de seguridad y certificación.

¹¹ Sistema anti-sombras, de modo que una hilera de paneles no proyecte sombra sobre los de la siguiente alineación.

¹² Controladores Lógicos Programables.

funcionamiento de la planta¹³. El coeficiente de rendimiento esperado (PR¹⁴) de la PSF Ampliación SABINAR HIVE es de un 82,27%. Como resultado del estudio de producción de energía, el promotor presenta los siguientes resultados:

Percentil	Valor
Producción de Energía (P50 ¹⁵) [MWh/año]	155.132
Horas equivalentes de funcionamiento [kWh/kWp/año]	1.869
Radiación Global horizontal [kWh/m ² /año]	1.766,5
Radiación Global inclinada [kWh/m ² /año]	2.272,3
Radiación difusa horizontal [kWh/m ² /año]	568

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto hace referencia a un listado exhaustivo de 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 el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 52; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba 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 normativa europea que habrán de cumplir las instalaciones —Normativa CENELEC¹⁶, las Normas UNE¹⁷ y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—. Asimismo, se cumplirá la normativa referente a la seguridad y salud en el medio laboral, tales como la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, 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 Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual, etc.

La planta fotovoltaica deberá cumplir los requisitos establecidos por la normativa española respecto a las protecciones eléctricas a establecer en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución eléctrica, de forma que aseguren una operación segura tanto para las personas como para los equipos

¹³ 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.

¹⁴ Performance Ratio.

¹⁵ P50: Probabilidad media de generación de energía de un parque calculada estadísticamente con una probabilidad de superación del 50%.

¹⁶ Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

¹⁷ Una Norma Española.

que participan en todo el sistema. Además, deberá tener en cuenta las especificaciones recomendadas por el organismo responsable local.

Los equipos de la planta estarán provistos de los siguientes elementos de protección:

- Se instalarán descargadores de sobretensión para proteger contra posibles sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.
- Conductores del campo fotovoltaico dimensionados para soportar, como mínimo, el 150% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. Estos conductores estarán dotados de fusibles seccionadores, fusibles rápidos, dimensionados al 150% de la intensidad de cortocircuito en cada una de las líneas que van al inversor.
- Fusibles seccionadores a la salida del campo de paneles.
- Los conductores de corriente alterna estarán protegidos mediante fusibles e interruptores magnetotérmicos contra sobreintensidades.
- Los inversores evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de corriente continua con los conductores de corriente alterna (aislamiento galvánico o equivalente). También incorporarán protecciones frente a cortocircuitos a la salida, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones e inversión de polaridad en la etapa de continua.
- Todas las partes metálicas de la instalación estarán puestas a tierra. En concreto, los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales, manteniendo en buen estado todas las conexiones y cables. Esta conexión a tierra garantizará la seguridad de todo el personal que esté en contacto en la planta, ofreciendo una protección contra sobrecargas atmosféricas y una superficie equipotencial que previene ante contactos indirectos.

Por otra parte, como herramienta en la operación y el mantenimiento de la planta fotovoltaica, habrá un sistema de monitorización y control que le permitirá visualizar parámetros eléctricos y de producción, además de la detección automática mediante alarmas de los posibles defectos en el sistema. Medirá, registrará y presentará una serie de datos definidos en función del grado de monitorización y control deseado, además de almacenar y transmitir dichos datos y permitir la ejecución de determinadas operaciones. El sistema a implantar estará constituido por una red de RTUs¹⁸ y un sistema de conexión remota vía web, pudiéndose visualizar y controlar el parque desde el exterior. Con la información suministrada por esta red de RTUs el sistema tendrá una visión completa del estado del parque y permitirá un mejor aprovechamiento del mismo, permitiendo detectar averías en tiempo real y tomar medidas correctoras que eviten la inutilización de un equipo o de un inversor y la correspondiente pérdida de producción. En la instalación existirán varios tipos de RTUs, en función de las señales de campo que adquieran (datos de los inversores, seguidores, centros de transformación, etc.), que se conectarán a una red local de fibra óptica multimodo.

¹⁸ *Remote Terminal Unit* (Unidad Terminal Remota).

Todos estos datos quedarán recogidos bajo un sistema de supervisión y mando local (SCADA¹⁹) que permitirá capturar los datos, visualizarlos y almacenarlos localmente. La plataforma SCADA integrará el Servicio de Alarmas, avisos vía SMS y e-mail, las herramientas para la exportación de datos y la creación de informes de rendimiento.

Además la instalación contará con un sistema de seguridad por circuito cerrado de televisión (CCTV), con objeto de protegerla frente a robos, asaltos, etc.. Se situarán cámaras en el perímetro de la parcela, de forma que las imágenes captadas puedan ser observadas desde Internet para hacer una supervisión de las mismas.

Asimismo, la planta contará con un sistema de interacción con las autoridades gestoras de la red eléctrica para poder ordenar su desconexión, reducción de potencia u otras configuraciones durante su operación. Este Sistema de control de planta permitirá un control directo de la misma, garantizando el mantenimiento de los parámetros establecidos como respuesta a los requerimientos del operador de la planta. El PPC²⁰ permitirá controlar la planta de acuerdo a los requerimientos del operador de la red y, a través de la adaptación de potencia activa y reactiva, contribuirá a la estabilización de la red.

Por otra parte, entre los documentos incluidos en el Proyecto se encuentra el Estudio de Seguridad y Salud, en cumplimiento de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, y de acuerdo con lo especificado en el Artículo 4 ('Obligatoriedad del estudio de seguridad y salud o del estudio básico de seguridad y salud en las obras') del 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, puesto que en el proyecto se da alguno de los supuestos de su apartado 1, que establece la necesidad de elaborar de un Estudio de Seguridad y Salud, cuyo objeto es establecer y evaluar el conjunto de medidas conducentes a la prevención de riesgos, accidentes y enfermedades profesionales derivados de cuantas actividades tuvieran de realizarse como consecuencia de la ejecución de las obras correspondientes al proyecto y las inherentes a la conservación de las mismas hasta su finalización. En aplicación del mencionado Real Decreto 1627/1997, cada contratista elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga, con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio. Estos Planes de Seguridad y Salud deberán ser aprobados antes de

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

²⁰ *Power Plant Controller*: Presta asistencia con códigos de red tanto nacionales como internacionales y permite inyectar correctamente a la red la electricidad producida por plantas fotovoltaicas de todo el mundo a nivel de tensión media y alta.

iniciar la obra por parte del Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra o por la Dirección Facultativa cuando no fuera necesaria la designación de dicho Coordinador.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 21 de diciembre de 2018, REE remitió escrito de actualización de contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV, motivada por la incorporación de nuevas instalaciones de generación renovable hasta un contingente de 388 MW instalados (305 MW nominales). Dicha actualización correspondía a 1) la inclusión de dos nuevas instalaciones fotovoltaicas: Sabinar Hive de 169 MW_{ins} (130 MW_{nom}) y Cruz de los Caminos de 50 MW_{ins} (45 MW_{nom}); 2) la exclusión de la solicitud de acceso de la nueva instalación fotovoltaica Piedra de la Sal de 50 MW_{ins} (45 MW_{nom}); y 3) la modificación del punto de conexión de la instalación fotovoltaica Olmedilla Hive de 169 MW_{ins} (130 MW_{nom}), que contaba con permiso de acceso a través de posiciones existentes en Olmedilla 400 kV, según comunicación de fecha 5 de octubre de 2017, y que pasará a conectarse a través de la nueva posición planificada.

Este escrito de REE responde a la solicitud de fecha 30 de octubre de 2018 para la actualización conjunta y coordinada de acceso a la red de transporte en la actual subestación Olmedilla 400 kV realizada por SABINAR HIVE, en su calidad de Interlocutor Único de Nudo (IUN²¹) —según comunicación de fecha 24 de noviembre de 2017 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Junta de Castilla-La Mancha— para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión en la nueva posición planificada de Olmedilla 400 kV, en respuesta a la comunicación informativa de REE de 25 de septiembre de 2018 en la que se requería una actualización de acceso a la red de transporte ajustada a la capacidad establecida en dicho nudo. En dicha solicitud los promotores aceptaban la modificación de la potencia instalada respecto a la reflejada en la garantía constituida o la potencia nominal de sus instalaciones (caso de la PSF SABINAR HIVE, que redujo su potencia instalada prevista en 31 MW), así como la exclusión de la solicitud de alguna de las instalaciones (caso de la instalación fotovoltaica Piedra de la Sal), para ajustarse a la capacidad de conexión. Para alcanzar el contingente mínimo de 250 MW requerido para habilitar una nueva posición de la red al nivel de 400 kV, según lo establecido en el P.O.13.1²², dicha solicitud incluyó el cambio de punto de conexión de la planta solar fotovoltaica Olmedilla Hive.

²¹ 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.

²² Procedimiento de Operación 13.1 'Criterios de desarrollo de la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 22 de marzo de 2005 (publicado en el BOE de 9 de abril de 2005).

Según la propuesta del IUN, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Olmedilla 400 kV a través de una nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación (posición de línea, perteneciendo la línea Olmedilla-Olmedilla Generación 400 kV a las instalaciones de conexión no transporte, instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2²³).

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.12.1²⁴, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión²⁵ 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 vigente²⁶, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, teniendo en cuenta la generación existente y prevista con permiso de acceso, incluyendo la considerada en este escrito de REE (1.422,1 MW_{nom} de los cuales 1.348,1 MW_{nom} son de generación no gestionable), los estudios técnicos concluyen que la conexión del contingente de generación solicitado para el actual nudo de Olmedilla 400 kV resultaría técnicamente viable²⁷, alcanzándose el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (1.048 MW_{prod}) aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según RD 413/2014), habiéndose considerado el criterio de simultaneidad entre generación eólica y no eólica.

Adicionalmente se han realizado los análisis de flujo de cargas que, asociados al H2020 en las condiciones de disponibilidad del P.O.12.1, valoran la aceptabilidad técnica para la evacuación de la generación solicitada mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales y horarias y su ponderación, dando como resultado que, si se confirmara la instalación de

²³ 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).

²⁴ 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).

²⁵ 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):

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

²⁶ 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).

²⁷ 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, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores de las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

generación existente y prevista que cuenta con permiso de acceso en el ámbito zonal del conjunto Olmedilla 400/220 kV y en los ejes de la zona occidental de Castilla-La Mancha y Comunidad Valenciana, se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en algunas situaciones, especialmente en verano, por lo que el conjunto Olmedilla 400/220 kV podría estar sometido a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

Respecto al 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 Olmedilla 400 kV:

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

Con fecha 28 de octubre de 2019, REE emitió escrito de actualización de la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Olmedilla 400 kV, consecuencia de la revisión de capacidad de conexión y su afección a la incorporación de nuevas plantas fotovoltaicas, que ha supuesto un contingente total de 469 MW_{ins}/413,2 MW_{nom} de generación renovable con permiso de acceso y conexión prevista a través de la posición

planificada de la red de transporte para evacuación de generación renovable. En el caso de la PSF SABINAR HIVE, incluida en el contingente de generación mencionado, cuenta con permiso de acceso otorgado en la comunicación indicada anteriormente, pero con una potencia reducida para ajustarse al margen de capacidad disponible. En este escrito se actualiza dicho permiso, considerando el margen de capacidad disponible revisado, pasando de 169 MW_{ins}/130 MW_{nom} a una potencia de 200 MW_{ins}/193,2 MW_{nom}, siendo, aun así, una potencia nominal nuevamente inferior respecto de la inicialmente prevista.

Esta solicitud de actualización de acceso coordinada a la red de transporte en la subestación de Olmedilla 400 kV se realizó considerando *«el posible error en la consideración del contingente de generación existente y prevista con permiso de acceso, tanto en la red de transporte, como en la red de distribución con afección en la red de transporte en el citado nudo»*, y se propuso incorporar hasta la capacidad admisible la parte de la potencia inicialmente prevista (300 MW_{ins}/290 MW_{nom}) de las tres plantas fotovoltaicas que constituyeron la primera solicitud de acceso coordinada, contestada en comunicación de 25 de septiembre de 2018 y que, tras su ajuste al margen de capacidad disponible, motivó la comunicación anteriormente descrita, de 21 de diciembre de 2018, en la que se otorgó permiso de acceso a parte de dichas instalaciones y se denegó a otra parte. Considerando que, según esta última comunicación, contaban con permiso de acceso 219 MW_{ins}/175 MW_{nom} del contingente inicialmente previsto (300 MW_{ins}/290 MW_{nom}), se procedió a revisar la viabilidad de acceso de la parte de dicho contingente que no obtuvo permiso de acceso (81 MW_{ins}/115 MW_{nom}), visto que a la fecha de la comunicación de 25 de septiembre de 2018 se comunicó por error un margen de 175 MW_{nom} para generación fotovoltaica (no eólica no gestionable) en lugar de 283,2 MW_{nom}, que era el margen de capacidad disponible que debió ser considerado. Como conclusión de los estudios técnicos realizados y tras el ajuste a la capacidad máxima del nudo, resulta un contingente total de 469 MW_{ins}/413,2 MW_{nom} de generación renovable con permiso de acceso actualizado y con conexión prevista a través de la posición planificada de la red de transporte para evacuación de generación renovable.

Según la propuesta del IUN, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Olmedilla 400 kV y se materializaría a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación, posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación Olmedilla-Olmedilla Generación 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas — posición y línea de evacuación— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2) que compartirán las instalaciones de generación bajo esta interlocución.

Con las consideraciones incluidas en el escrito y para el escenario energético y de red establecido en H2020, los estudios técnicos concluyen que, en el ámbito nodal, para el nudo de Olmedilla 400 kV (de aplicación a la generación con conexión a la red de transporte y la red de distribución subyacente), la conexión del contingente de generación considerada resultaría técnicamente viable, teniendo en cuenta la limitación normativa aplicable en el procedimiento de

acceso, impuesta por el límite de potencia de cortocircuito (Scc) para la generación no gestionable ($1.048 \text{ MW}_{\text{prod}}$), según establece el RD 413/2014. Considerando la generación existente y prevista con permiso de acceso a la red de transporte, según se detalla en el escrito, así como la generación existente y prevista con conexión en las posiciones existentes en Olmedilla 400 kV y con conexión en la red de distribución subyacente de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U., se alcanzaría la capacidad máxima admisible en la SE Olmedilla 400 kV, no existiendo margen disponible para nueva generación no gestionable adicional a la incluida en la comunicación de REE.

Por otra parte, REE recuerda que, aunque otras condiciones de funcionamiento del sistema (capacidad por flujo de cargas o por condicionantes de estabilidad transitoria) no resultan de aplicación a efectos de denegación en el procedimiento de acceso (no limitante desde el punto de vista reglamentario), resultan decisivas por cuanto constituye una limitación técnica fundamental de aplicación a todas las instalaciones de generación en la operación en tiempo real. Además, considerando el elevado contingente de generación con expectativas de acceso y conexión en los nudos de la red de transporte ubicados en la Comunidad de Castilla-La Mancha y en las Comunidades adyacentes, se configuran escenarios futuros con muy elevada incertidumbre pero que podrían suponer restricciones de producción que podrán ser relevantes a determinar en función de las condiciones de operación.

Con fecha 18 de diciembre de 2019, REE remitió escrito a SABINAR HIVE, en su calidad de IUN de la nueva posición planificada en la subestación Olmedilla 400 kV, respecto a la contestación a la solicitud de conexión coordinada a la red de transporte en dicha subestación para la incorporación de nuevas plantas fotovoltaicas por un contingente total de 388 MW instalados en la provincia de Cuenca. REE remitió el ICCTC y el IVCTC, conforme a lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000. El ICCTC procede a otorgar permiso de conexión para las instalaciones solicitadas, siempre que se ajusten a los requisitos que afirman cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo — 1) Que han sido identificadas posibles afecciones con líneas de transporte existentes y que el cumplimiento de las distancias mínimas reglamentarias entre las instalaciones previstas de generación y evacuación y la red de transporte deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes; y 2) Que el solicitante deberá asumir las modificaciones que puedan ser necesarias en las instalaciones de transporte existentes motivadas por la incorporación de las nuevas plantas—. En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida.

Este escrito otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para la PSF SABINAR HIVE de 169 MW instalados, con las consideraciones indicadas y sujetas a los condicionantes establecidos en el ICCTC y en el IVCTC que adjunta, así como recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación

vigente y con el que la PSF SABINAR HIVE no contaba a la fecha de emisión del informe. Sin embargo, la PSF Ampliación SABINAR HIVE de 31 MW instalados (63,2 MW de potencia nominal) quedaría pendiente de la cumplimentación del procedimiento de conexión.

Con fecha 24 de noviembre de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV por la incorporación de nuevas plantas fotovoltaicas. Este escrito otorga los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para la obtención de la autorización administrativa de las instalaciones generadoras consideradas en el mismo, entre las que se encuentra la PSF Ampliación SABINAR HIVE de 31 MW_{ins} (63,2 MW_{nom}). La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Olmedilla 400 kV, a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación, posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación Olmedilla-Olmedilla Generación 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones de generación incluidas en el escrito de REE.

Asimismo, REE recuerda que para culminar el procedimiento de conexión se habrá de realizar el CTA entre los productores, el IUN y el titular del punto de conexión a la red de transporte y que, para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte, deberán observarse los requerimientos normativos vigentes 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, lo cual requiere la coordinación entre REE y el IUN que actuará como "Representante" para el conjunto de instalaciones de producción asociadas al citado nudo, por lo que REE indica que se inicie dicho proceso con la antelación suficiente, considerando el plazo normativo de dos meses previamente al primer acoplamiento.

REE pone de manifiesto que esta comunicación se basa en los permisos de acceso otorgados a las instalaciones de generación incluidas en la misma, si bien considera relevante indicar que existe un Conflicto de Acceso de Terceros a la Red (CATR) actualmente en curso que pudiera afectar a dichos permisos de acceso, por lo que los permisos de conexión otorgados mediante este escrito quedan supeditados a la Resolución del mencionado CATR.

Con fecha 27 de enero de 2021, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso y conexión coordinado a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV de instalaciones de generación renovable, en el cual se actualizan estos permisos de acceso y conexión, de forma que para el caso de la PSF Ampliación SABINAR HIVE se modifica la ubicación (anteriormente sólo era Olmedilla de Alarcón y en este escrito se amplía también a Alarcón) y la potencia instalada prevista, que era de 31 MW y se incrementa en 52 MW; finalmente, se otorga permiso de acceso y conexión para 63,2 MW, manteniéndose la vigencia, las limitaciones y condicionantes establecidas en las comunicaciones anteriores.

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

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

A la fecha de la redacción del presente informe no se ha recibido aún la Resolución de DIA de la mencionada Dirección General, por lo que no es posible analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto de la PSF Ampliación SABINAR HIVE.

La Memoria del Proyecto de la planta fotovoltaica recoge los aspectos ambientales que se verán afectados por esta. Durante la fase de construcción, el personal de la planta podrá variar en función de las etapas y requerimiento de personal en cada una de ellas, siendo el número medio de empleados en obra en torno a 120 personas. En la etapa de operación únicamente se encontrarán en la planta cuatro operarios que se encargarán de las labores de mantenimiento y seguridad, y la maquinaria estimada durante esta etapa se reducirá a una camioneta diésel para el transporte de los operarios en funciones de mantenimiento de la planta solar con el fin de garantizar su correcto funcionamiento durante su vida útil.

En cuanto a las necesidades de suministro de agua en la planta, solo se utilizará para consumo propio de operarios y empleados, tanto en la fase de operación como en la de construcción. El agua destinada al consumo propio será trasladada a la planta en camiones cisterna, manteniéndose almacenada en depósitos de agua, no siendo necesaria la construcción auxiliar ni la utilización de ninguna infraestructura que afecte a organismos nacionales de agua. El consumo de agua aproximado por empleado y día será de 20 litros/persona/día para aseo personal, consumo y utilización en obra, estimándose un consumo medio mensual durante la etapa de construcción de 24 m³/mes, pudiendo incrementarse hasta 30 m³/mes en los periodos pico de personal. Durante la etapa de operación, las cantidades de agua necesarias serán muy inferiores ya

que solo trabajarán cuatro empleados, por lo que se estima un consumo de 0,4 m³/mes. Respecto al consumo por el lavado de módulos en esa etapa de operación será de alrededor de 0,3-0,5 litros/m², en función del sistema de limpieza utilizado, por lo que, presuponiendo que el lavado de módulos se realizará una o dos veces al año, se estima un consumo aproximado de agua de 60 m³ en cada limpieza. Para este suministro se utilizarán, lo mismo que durante la construcción, camiones cisterna que almacenarán el agua en depósitos.

Por lo que se refiere a las aguas residuales generadas durante la etapa de construcción, serán aquellas producidas por el personal de construcción, no emitiéndose en ningún momento residuos líquidos industriales. Para el almacenamiento de estas aguas residuales se dispondrá de pozos-cisterna, que se recogerán periódicamente antes de que se llenen para ser trasladados a los puntos de gestión de residuos. En la etapa de operación, al igual que durante la construcción, las aguas residuales generadas serán las provenientes del personal que se encontrará en el parque, y se trasladarán periódicamente a los puntos de gestión de residuos donde se tratarán.

Respecto a los residuos que se generarán durante la etapa de construcción, serán los derivados del material en desuso (cartones, plásticos, etc.) y los residuos líquidos y sólidos domésticos derivados del personal de construcción. Los distintos tipos serán los siguientes:

- RSU: Los residuos sólidos urbanos y líquidos domiciliarios serán producidos por el personal de construcción del proyecto. La cantidad de residuos sólidos y líquidos generados por persona se estima en 0,7 kg/persona/día y 20 litros/persona/día respectivamente.
- Residuos de Manejo Especial (embalajes, cajas, etc.): Los módulos solares serán transportados en palés de 25 unidades. Los palés utilizados serán recogidos tras la descarga para su posterior reutilización, siendo nulos los desechos provenientes de los mismos.
- Residuos sólidos: Son una pequeña cantidad generada por roturas de herramientas, protecciones, cables, piezas, etc. Se estima, en base a la experiencia para proyectos de similar magnitud, en unos 10 kg al mes.

Durante la etapa de operación, la generación de energía en la planta fotovoltaica supone una fuente limpia de obtención de energía, por lo que los residuos generados pueden considerarse despreciables. Los residuos líquidos y sólidos únicamente serán generados por los empleados que permanecerán en la planta para las labores de operación y mantenimiento de la misma. Los residuos sólidos y de manejo especial serán despreciables, ya que el mantenimiento de la planta no requiere un equipamiento especial que los genere.

Respecto a la emisión de contaminantes a la atmósfera, durante la etapa de construcción la emisión de gases, ruido y partículas en suspensión a la atmósfera se reducirá a la generada por la maquinaria y equipos motorizados empleados y a la relacionada con los movimientos de tierra y tránsito de vehículos por vías sin pavimentar. Para minimizar estas emisiones se ejecutarán única y estrictamente aquellas excavaciones necesarias y se garantizará el correcto funcionamiento y

mantenimiento de la maquinaria. En función de las estimaciones de maquinaria a emplear, el número de horas de funcionamiento y la cantidad de gramos de contaminantes emitidos por hora, se calculará el total de emisiones para cada uno de los contaminantes. Las emisiones diarias estimadas de contaminantes atmosféricos durante la etapa de construcción son las siguientes:

Tipo de emisiones	Cantidad
MP10 ²⁸	13 kg/día
MP2.5 ²⁹	12 kg/día
NO _x	16 kg/día
CO _v ³⁰	1,5 kg/día
CO	4,2 kg/día
SO ₂	0,3 kg/día

Las emisiones de contaminantes a la atmósfera derivadas de la generación eléctrica durante la etapa de operación serán nulas, ya que se trata de una fuente de energía renovable que aprovecha la radiación solar para producir electricidad. Únicamente existirán emisiones correspondientes a los vehículos de transporte del personal para el mantenimiento y limpieza de la planta, derivadas de la emisión de los motores de los propios vehículos y al tránsito de los mismos por las diferentes vías. Estas emisiones diarias estimadas serán:

Tipo de emisiones	Cantidad
MP10	1 kg/día
MP2.5	0,1 kg/día
NO _x	0,01 kg/día
CO _v	0 kg/día
CO	0,005 kg/día
SO ₂	0 kg/día

Una vez concluida la explotación de la planta se procederá a la revegetación para conseguir una situación al final lo más parecida a la situación preoperacional, para lo que se realizarán los siguientes trabajos de desmantelamiento y restauración:

- a) Fase de desmontaje: Las actuaciones a realizar para el desmontaje de los elementos de la planta solar serían las siguientes:
- Retirada de los paneles: En primer lugar se realizará la desconexión de los paneles. Posteriormente, y sin otro medio que el manual, se desmontarán los paneles y se cargarán a un camión para su transporte final a un gestor autorizado para su correcto tratamiento y reciclado.

²⁸ Partículas inhalables gruesas, de diámetro comprendido entre 2,5 y 10 micrómetros.

²⁹ Partículas inhalables finas, de diámetro menor de 2,5 micrómetros.

³⁰ Compuestos Orgánicos Volátiles: Son sustancias químicas que contienen carbono y otros elementos como hidrógeno, oxígeno, flúor, cloro, bromo, azufre o nitrógeno. Son liberados por la quema de combustibles.

- Desmontaje de la estructura soporte: Consistirá básicamente en un desensamblaje de la estructura que sostiene los paneles. Posteriormente se apilarán en un lugar destinado para ello, desde el cual serán cargados a un camión para su transporte definitivo a un gestor final autorizado.
 - Desmontaje de centro de transformación: Se procederá a la desconexión, desmontaje y retirada del inversor. Posteriormente se realizará la demolición de la caseta que alberga al mismo. Finalmente, tanto los restos de la caseta como el inversor (por separado) se transportarán a un gestor final para su tratamiento y reutilización.
 - Retirada de las cimentaciones: Una vez libre de sus diferentes elementos, se procederá al desmantelamiento de las cimentaciones. En el caso de que la sujeción de la estructura sea por medio de micro-pilotes de hormigón, se usará una excavadora que retirará cada pieza, cargando un camión que transportará cada bloque de hormigón hasta una planta de tratamiento. Finalmente, los huecos resultantes de la retirada de las cimentaciones serán rellenados por tierra vegetal. En el caso de una cimentación por zapatas corridas, el desmantelamiento será más costoso que con micro-pilotes, al ser mayor la cantidad de hormigón a retirar. En resumen, todo el desmontaje de los componentes se hará mediante operarios, la carga de las piezas a camiones mediante grúa y el transporte de las piezas hasta el establecimiento de destino mediante camiones.
- b) Fase de restauración: Una vez finalizada la explotación de la planta solar y realizado el desmontaje de sus componentes, tendrá lugar la restauración de la explanación donde se ubica la planta. Las operaciones a realizar serán las siguientes:
- Descompactación.
 - Aporte de tierra vegetal procedente de los montículos creados a tal efecto en la fase de construcción.
 - Extendido de la tierra vegetal.
 - Despedregado.
 - Escarificación superficial.

La Memoria Descriptiva del proyecto realiza una breve descripción de la afección medioambiental de la instalación, que considera ha sido diseñada, tanto en la fase constructiva como en el desarrollo normal de su actividad, para reducir al máximo las posibles afectaciones medioambientales:

- Afectación medioambiental en la fase constructiva: Todos los elementos constructivos serán reciclables y no tendrán ninguna reacción ni afectación sobre el medio ambiente. Los residuos generados en la obra (plásticos, cartón, etc.) serán recogidos y gestionados en los vertederos correspondientes, según lo establecido en la legislación vigente en materia de residuos. No se generará ningún tipo de escombros durante la realización de la instalación.
- Afectación medioambiental en la fase de explotación: Esta fase no tendrá ninguna afectación negativa desde el punto de vista medioambiental.

- Afectación sobre el ciclo del agua: El agua no intervendrá en la fase de explotación de la instalación fotovoltaica. No se necesitará ni acometida de agua ni sistemas de recogida y vertido. En cuanto a las aguas de lluvia, la instalación no tiene ninguna afectación.
- Producción y gestión de residuos: La actividad normal de la planta no producirá ningún residuo, y en el caso puntual de averías que puedan ocasionar algún elemento de rechazo, éste se gestionará de acuerdo con la normativa vigente de gestión de residuos.
- Reciclaje de la instalación: En el momento en que termine la vida útil de la planta fotovoltaica y se proceda a su retirada, todos los elementos serán reciclados. En particular, los paneles fotovoltaicos están fabricados de silicio, material que se encuentra de forma natural en la tierra y que, en definitiva, se tritura y se recicla al igual que el vidrio. Existen actualmente ciclos de reciclaje de instalaciones fotovoltaicas patentados y totalmente normalizados.

En el Anexo II se incluye una síntesis del inventario ambiental detallado en el EsIA.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF Ampliación SABINAR HIVE se ubicará en el término municipal de Alarcón (a excepción del tramo final de línea eléctrica subterránea de conexión hasta la subestación colectora, de aproximadamente 150 metros, que se ubicará en Olmedilla de Alarcón), en la provincia de Cuenca, ocupando un área de aproximadamente 119 hectáreas. El proyecto se sitúa al sur de una planta en proyecto del mismo promotor, la PSF SABINAR HIVE, por lo que proyecto se ha considerado una ampliación de dicha planta solar, a una altitud de 830 metros.

La justificación del emplazamiento de este proyecto se ve avalada por los siguientes motivos:

- Se trata de una zona, según estudios previos, con el nivel de insolación suficiente para la rentabilidad de la instalación de una planta solar, avalada por la existencia de infraestructuras similares cercanas.
- 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.
- Existencia de terrenos con características geomorfológicas aceptables. El emplazamiento permite el uso de una amplia superficie con pendientes reducidas y características geotécnicas adecuadas para asegurar la cimentación, compatibles con la instalación de paneles solares sin necesidad de efectuar movimientos de terreno importantes, y exento de riesgos de movimientos sísmicos.
- Los terrenos en los que se prevé instalar el parque solar no se encuentran dentro de ninguna figura de protección. La ubicación de la planta se ha realizado evitando la afección a los espacios protegidos, tanto por la legislación comunitaria como estatal o autonómica.

- Los terrenos en los que se propone la explotación están dominados por cultivos herbáceos fundamentalmente de secano, por lo que no se afecta a formaciones naturales de interés.
- Existencia de una subestación eléctrica cercana con capacidad para permitir la conexión eléctrica de evacuación de la planta solar (sin necesidad de una línea eléctrica aérea de gran longitud).
- Da continuidad a los parques solares existentes en la zona, pudiendo aprovecharse varias infraestructuras (SET) y la conexión eléctrica de manera común, reduciendo con ello el impacto.
- Apoyo al desarrollo económico, laboral y social de la comarca, puesto que supondrá ingresos por rentas e impuestos, así como nuevos puestos de trabajo para las tareas de construcción y mantenimiento de la planta solar.

Analizadas las diferentes alternativas para la ubicación de la planta, se ha elegido aquella que ocupa menos superficie (119 hectáreas), que utiliza seguidores solares a un eje (más eficientes en el aprovechamiento de la energía solar que en los paneles fijos), que se encuentra más cercana a la subestación para la evacuación de la energía generada, y que, desde el punto de vista ambiental, presenta una menor afección a la ZEC³¹ “Hoces del Alarcón”, tanto por su distancia a la misma, como porque se ubica fuera de la zona en la que se aprecia un mayor uso del territorio por parte de las águilas perdiceras —uno de los valores por los que se designa la ZEC—, además de por ser la parcela con menor superficie de vegetación arbolada, lo que permitirá realizar un diseño que respete la vegetación y resulte más compacto, de modo que se reducirá la superficie total incluida dentro del cerramiento de la planta solar.

En cuanto al acceso a la planta, se realizará a través de la carretera provincial CUV-7143, por el camino de tierra existente que conecta con esta carretera y que se ha elegido como entrada. Se realizarán adecuaciones sobre este camino para la correcta circulación de la maquinaria y los vehículos utilizados en la construcción de la planta.

La planta solar se estructurará modularmente y estará formada por 20 unidades de 3,465 MW. Las unidades se conectarán a la subestación por medio de un sistema de circuitos radiales en media tensión 30 kV. Las características de ocupación de la planta serán:

Ocupación efectiva (terreno incluido dentro de cerramiento)	119 ha
Área ocupada por módulos fotovoltaicos	412.251 m ²
Área ocupada por inversores	536,17 m ²
Área ocupada por instalaciones auxiliares	11.493 m ²
Longitud del vallado	4.577 m
Longitud de caminos internos	7.319 m
Longitud de zanjas	34.969 m
Longitud de línea de evacuación	5.093 m

³¹ Zonas Especiales de Conservación.

Desde el centro de seccionamiento de la PSF Ampliación SABINAR HIVE saldrá una conexión subterránea de media tensión a 30 kV, de unos 5.093 metros de longitud que se conectará a la red de evacuación a través de la subestación ST Olmedilla HIVE 30/132 kV que atravesará los terrenos de la PSF SABINAR HIVE y aprovechará el sistema de evacuación de energía ya proyectado para otras plantas fotovoltaicas de la zona.

Por otra parte, tal y como se ha indicado anteriormente, el proyecto objeto de estudio se ubicará sobre dos municipios de la provincia de Cuenca (Olmedilla de Alarcón y Alarcón). Se han realizado los pertinentes trámites, obteniéndose los informes de compatibilidad urbanística. Los Planes de Ordenación del Territorio se regulan en los artículos 18 y 32 del Decreto Legislativo 1/2010, de 18 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística de Castilla-La Mancha (TRLOTAU) y en los artículos 8 a 12, 124 y 125 del Reglamento de Planeamiento de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística de Castilla-La Mancha. Consultado el Plan de Ordenación del Territorio de Castilla-La Mancha, aprobado inicialmente con fecha 28 de septiembre de 2010, no se observan limitaciones al proyecto derivadas del mismo.

Finalmente, en el informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, de fecha 3 de noviembre de 2020, se recogen los informes de los ayuntamientos afectados, así como que ninguna de las administraciones y organismos consultados han presentado alegaciones al proyecto. Con fecha 25 de agosto de 2020 el Ayuntamiento de Alarcón remitió un último informe técnico de la Mancomunidad de Servicios Manchuela Conquense (de fecha 20 de agosto de 2020), en el que analiza la ubicación del proyecto en relación con la clasificación del suelo, calificación urbanística y la necesidad de Evaluación de Impacto Ambiental, y concluye sin oposición a la instalación, pero señalando que se deberán tener en cuenta técnicamente todos los aspectos posibles para evitar riesgos al medio ambiente (por las masas forestales colindantes) y al patrimonio inmediatamente próximo. El Ayuntamiento de Olmedilla de Alarcón no respondió a las consultas realizadas en el procedimiento de información pública, por lo que se entiende su conformidad.

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

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

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

4.4.1 Capacidad legal

SABINAR HIVE es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 2 de octubre de 2017, por dos socios, WHITE LIGHT ENERGY, S.L. (en adelante WHITE LIGHT) y HIVE ENERGY LIMITED (en adelante HIVE ENERGY). La Sociedad se registró, según se indica en las mencionadas escrituras, por lo dispuesto en el RDL 1/2010, demás disposiciones legales aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como *«la producción de energía eléctrica a través de cualquiera de las formas o procedimientos posibles; el diseño, promoción, construcción y explotación de parques productores de energía renovable; la realización de toda clase de obras y servicios relacionados con los puntos anteriores»*, actividades que la sociedad podrá desempeñar de forma total o parcialmente, de modo indirecto, mediante la participación en otra u otras sociedades con objeto análogo. En el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME) de fecha 12 de marzo de 2020 se han publicado una serie de cambios producidos en la empresa, que incluyen la refundición de los estatutos sociales³², la modificación de la estructura del órgano de administración y el cambio de domicilio social.

WHITE LIGHT es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 7 de enero de 2016, con el objeto social de *«la adquisición, cesión, tenencia, disfrute, administración, gestión y negociación en general de valores mobiliarios, participaciones sociales e inmuebles, todo ello sin incidir en las actividades u operaciones reguladas por la legislación de Instituciones de Inversión Colectiva y Ley de Mercado de Valores; el asesoramiento y la administración de empresas relacionadas con el sector energético; la intermediación comercial»*.

HIVE ENERGY es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad británica, constituida el 10 de diciembre de 2009 —originalmente denominada Euphony Telecommunications Limited, habiendo cambiado su nombre a Hive Telecom Limited el 2 de junio de 2010 y el 19 de octubre de 2010 cambió de nuevo su denominación por la actual HIVE ENERGY— conforme a las leyes de Inglaterra y Gales e inscrita en el Registro Mercantil de la Cámara de Comercio de Inglaterra, con el objeto social, entre otros, de la prestación de servicios de telecomunicaciones y el desarrollo de plantas fotovoltaicas.

Por tanto, en su constitución SABINAR HIVE contaba con un socio mayoritario, HIVE ENERGY, titular del 80% de las participaciones sociales representativas de su capital, mientras que WHITE LIGHT era el titular del 20% restante.

³² Redefine el objeto social como *la promoción, estudio, proyecto, planificación, ejecución, construcción, puesta en marcha, explotación, gestión, conservación y mantenimiento de instalaciones de generación de electricidad a través de energía fotovoltaica u otras fuentes de energía renovables, así como de sus infraestructuras eléctricas necesarias, bien directamente o bien a través de la participación en cualesquiera otras sociedades o empresas.*

Mediante escritura de fecha 30 de enero de 2020 se elevó a público el contrato de compraventa de participaciones sociales de SABINAR HIVE, de fecha 16 de enero de 2020, por dos sociedades, Noy Renewable Energies Europe, Limited Partnership (en adelante NOY RENEWABLE) y Eranovum Energy 1, S.L. (en adelante ERANOVUM), que adquirirían el 83% y el 5% respectivamente de las participaciones sociales que constituían el capital social de SABINAR HIVE, mediante la transmisión del 73% del capital social por parte de HIVE ENERGY y el 15% por parte de WHITE LIGHT, por lo que estos dos socios fundadores mantendrían una participación en SABINAR HIVE de un 7% y un 5% respectivamente. Este contrato fue novado subjetivamente en virtud del contrato de cesión de la posición contractual de fecha 26 de enero de 2020 (elevado a público mediante escritura de fecha 20 de febrero de 2020) mediante el cual Andrómeda Solutions Korfolt Felelősségű Társaság (en adelante ANDRÓMEDA SOLUTIONS) se subrogó en la posición contractual de NOY RENEWABLE bajo el Contrato de Compraventa. Gracias a ello, ANDRÓMEDA SOLUTIONS pasaría a ser el socio mayoritario de SABINAR HIVE.

Sin embargo, mediante escritura otorgada el 23 de julio de 2020 se elevó a público la terminación del contrato de compraventa, dando por terminado el denominado 'Contrato de Compraventa de 2020' y sus contratos accesorios, por lo que HIVE ENERGY y WHITE LIGHT volvieron a ser los socios de SABINAR HIVE en un 80% y 20% respectivamente.

En virtud de un nuevo contrato privado de compraventa de fecha 23 de marzo de 2021, elevado a público mediante escritura otorgada el 25 de marzo de 2021, HIVE ENERGY y WHITE LIGHT vendieron a ANDRÓMEDA SOLUTIONS y ERANOVUM la totalidad de las participaciones sociales de SABINAR HIVE, de forma que HIVE ENERGY, titular de 2.400 participaciones sociales, vendió 2.160 a ANDRÓMEDA SOLUTIONS y 240 a ERANOVUM, y WHITE LIGHT, titular de 600 participaciones sociales, vendió 540 a ANDRÓMEDA SOLUTIONS y 60 a ERANOVUM. Como consecuencia, el 90% de las participaciones sociales representativas del capital social de SABINAR HIVE (2.700) pertenecen en la actualidad a ANDRÓMEDA SOLUTIONS y el 10% restante (300) a ERANOVUM.

ANDRÓMEDA SOLUTIONS, socio mayoritario de SABINAR HIVE, es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad húngara, constituida el 9 de enero de 2020 y registrada el 15 de enero de 2020 en el Registro Mercantil de Budapest conforme a las leyes de Hungría, cuyo socio único es Noy-Nofar Renewable Energies Europe, Limited Partnership (en adelante NOY RENEWABLE EUROPE), sociedad de nacionalidad israelí, válidamente constituida e inscrita en el Registro Mercantil de Tel Aviv, que a su vez se encuentra participada en última instancia por el fondo israelí Noy 3 Infrastructure and Energy Investment Limited Partnership (en adelante NOY 3), quien a su vez es socio directo de Noy-Nofar Europe General, Limited Partner Limited (en adelante NOY EUROPE GENERAL). El objeto social de ANDRÓMEDA SOLUTIONS es, entre otros, la realización de actividades de sociedades *holding*, y se ha constituido fundamentalmente para canalizar el desarrollo de proyectos de energía renovable por parte del Grupo NOY.

NOY RENEWABLE EUROPE, socio único de ANDRÓMEDA SOLUTIONS, es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, constituida y registrada en el Registro Mercantil de Tel Aviv con fecha 18 de noviembre de 2019, cuyos socios en la actualidad son Noy 3 Infrastructure and Energy Investment, Limited Partnership, (en adelante NOY 3) en un 60% y Noy-Nofar Europe General Partner Limited en un 40%, que es, además, su *General Partner* o Socio general³³. Su objeto social es la administración y financiación de proyectos de infraestructuras y energía, en línea con la actividad del Grupo NOY.

NOY 3 es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, constituida el 23 de mayo de 2018 e inscrita en el Registro Mercantil de Tel Aviv. Su objeto social es la inversión y gestión de proyectos de infraestructuras y energía dentro y fuera de Israel, que llevan a cabo las sociedades correspondientes del Grupo NOY. El 4 de junio de 2018 los inversores de NOY 3 y su socio general, Noy E.I. Infrastructure and Energy G.P., Limited Partnership, (en adelante NOY E.I.), firmaron el Acuerdo de asociación de NOY 3 que rige las relaciones entre las partes y todos los aspectos de su actividad. Dicho socio general es el responsable de la gestión de NOY 3 y su actividad comercial, además de tener la facultad de actuar en su nombre y ejercer todos sus derechos y funciones.

NOY E.I. es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, constituida y registrada en el Registro Mercantil de Tel Aviv con fecha 13 de abril de 2011, y es, tal y como se ha indicado anteriormente, el Socio general de NOY 3. Su objeto social consiste en llevar a cabo funciones de socio general, ejerciendo estas funciones en los vehículos de inversión del Grupo NOY para el desarrollo de proyectos de infraestructuras energéticas.

ERANOVUM es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 22 de agosto de 2019 bajo la denominación GLOBAL CIMBRANOS, S.L. Se declaró la pérdida de unipersonalidad en escritura de fecha 24 de octubre de 2019 y cambió su denominación por la actual en virtud de escritura de fecha 4 de diciembre de 2019. Su objeto social es, entre otros, *«la planificación, diseño, desarrollo, comercialización, administración y explotación de instalaciones y plantas de producción de energía a partir de recursos naturales como el sol, el viento u otros, incluyéndose en este sentido la venta de la energía eléctrica producida por dichas instalaciones»*.

Por tanto, en la actualidad, SABINAR HIVE está participada por dos socios — ANDRÓMEDA SOLUTIONS que es titular del 90% de las participaciones sociales representativas del capital social de la sociedad y ERANOVUM del 10% restante—, todas ellas sociedades constituidas legalmente.

³³ Socio general o '*General Partner*' es una figura que no existe en el ordenamiento jurídico español, pero sí en jurisdicciones extranjeras, caso de la israelí. Es el socio inversor que participa en el capital social de una sociedad junto con otros inversores ('*limited partners*'), pero a diferencia de estos últimos, es el que adopta las decisiones, sin necesidad de contar con el respaldo del resto de socios y, por tanto, sobre el que recae la responsabilidad.

En definitiva, SABINAR HIVE es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones fotovoltaicas, 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, SABINAR HIVE es una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF SABINAR HIVE³⁴, y, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de sus socios la que acredite su capacidad técnica. En la actualidad el socio mayoritario de SABINAR HIVE es ANDRÓMEDA SOLUTIONS, sociedad constituida el 9 de enero de 2020, cuyo socio único es NOY RENEWABLE, sociedad de que fue constituida con fecha 18 de noviembre de 2019. Dada la reciente creación de ambas sociedades, será la pertenencia al Grupo NOY la que acredite la capacidad técnica de SABINAR HIVE.

El Grupo NOY cuenta con experiencia en el sector de generación renovable. Se trata de un grupo que se estableció en mayo de 2011 a través de la iniciativa de sus primeros inversores, Poalim Capital Markets (miembro del Grupo Poalim) y el Grupo Clal, dos de los principales grupos de inversión de Israel. Los administradores de los fondos de inversión que lo financian disfrutaban del apoyo de los mercados de capitales locales, habiendo recaudado más de 1.100 millones de dólares de muchos de los mayores inversores institucionales de Israel. En las últimas dos décadas, los miembros del equipo de Noy Fund han participado en muchos de los proyectos de infraestructura a gran escala ejecutados en Israel y han tenido una contribución significativa a la financiación de proyectos en dicho país. Los proyectos que el conjunto de sociedades del

³⁴ El presente informe hace referencia a un proyecto que se considera una ampliación del proyecto inicial de la planta solar SABINAR HIVE cuya capacidad de conexión a la red de transporte se vio limitada inicialmente.

Grupo NOY han llevado a cabo, directamente o a través de sociedades vehiculares, en los últimos años, según datos aportados por el propio promotor de la PSF SABINAR HIVE, especificando el año desde el que el Grupo NOY ha entrado en el proyecto, son los siguientes:

Proyecto	Tecnología	País	Potencia (MWp)	Estado	Año de entrada del Grupo NOY
Hoddesdon Energy Limited	Gestión de residuos	Inglaterra	10	Operativo desde 2020	2015
Negev Energy	Termosolar	Israel	121	Operativo desde 2019	2016
Megalim	Termosolar	Israel	121	Operativo desde 2019	2013
Welland Bio Power Limited	Gestión de residuos	Inglaterra	10	Operativo desde 2018	2015
Haluziot	Fotovoltaica	Israel	55	Operativo desde 2015	2013
GSI	Fotovoltaica	Israel	35	Operativo desde 2014	2012
Mivtachim	Fotovoltaica	Israel	10	Operativo desde 2013	2013
Sonnen	Fotovoltaica	Italia	6,7	Operativo desde 2013	2013-2018
Aspen Solar	Fotovoltaica	Israel	14	Operativo desde 2012	2017
Ketura	Fotovoltaica	Israel	5	Operativo desde 2011	2012
Energy Works Hull	Gestión de residuos	Inglaterra	25	En procedimiento para la puesta en servicio	2015
Cohav Hayarden	Plantas hidráulicas de bombeo	Israel	350	En construcción	2016
TOTAL MWp			762,7		

Por tanto, a día de hoy, el Grupo NOY participa en proyectos renovables con potencia total de 762,7 MW, de los cuales 51,7 MW están localizados en Europa.

Además, en la actualidad el Grupo está desarrollando en España otros proyectos, la Planta Solar Fotovoltaica OLMEDILLA HIVE de 169 MW instalados en los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo, en la provincia de Cuenca, y la Planta Solar Fotovoltaica SABINAR HIVE de 169 MW instalados en los términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón, también en la provincia de Cuenca, proyectos adquiridos según sendas escrituras de compraventa de sus sociedades titulares de fecha 30 de enero de 2020.

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de la instalación, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de sus socios, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del Real Decreto 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en el anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca por el que se somete al trámite de información pública el EsIA y el proyecto 'Ampliación Planta Fotovoltaica Sabinar HIVE de 82,986 MWp', publicado en el BOE de 27 de julio de 2020, y verificado en el Proyecto presentado³⁵, el presupuesto estimado para la construcción de la planta solar asciende a 36.286.012,50 euros (sin IVA), incluyendo la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), los equipos (paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte, inversores), la instalación eléctrica y las medidas de seguridad y salud. Este presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del Proyecto de la forma siguiente:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Las Cuentas Anuales Abreviadas del promotor del proyecto, SABINAR HIVE, correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020, depositadas en el Registro Mercantil de Madrid en fecha 19 de julio de 2021, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que SABINAR HIVE cuenta con un patrimonio neto equilibrado, gracias a las aportaciones que los socios han realizado en el ejercicio 2019 y 2020, ya que en el ejercicio 2018 la sociedad había incurrido en un grave desequilibrio patrimonial hasta el punto de que su patrimonio neto era negativo, debido a los resultados negativos obtenidos en los sucesivos ejercicios sin que la empresa hubiera modificado su capital social desde su fundación.

SABINAR HIVE, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.000 euros, dividido en 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscrito y desembolsado por sus dos socios fundadores, HIVE ENERGY, que asumió 2.400 participaciones sociales por su valor nominal de 2.400 euros, y WHITE LIGHT que asumió 600 participaciones sociales por su valor nominal de 600 euros.

Por otra parte, tal y como se ha indicado anteriormente, mediante escritura de fecha 25 de marzo de 2021 se elevó a público el contrato de compraventa de participaciones sociales (de fecha 23 de marzo de 2021) de SABINAR HIVE por dos sociedades, ANDRÓMEDA SOLUTIONS y ERANOVUM. Según determina dicho contrato, HIVE ENERGY transmitió las 2.400 participaciones sociales de las que era titular —2.160 a ANDRÓMEDA SOLUTIONS y 240 a ERANOVUM— y WHITE LIGHT transmitió las 600 de las que era titular —540 a ANDRÓMEDA SOLUTIONS y 60 a ERANOVUM—, por lo que, finalmente, ANDRÓMEDA

³⁵ 'Memoria Descriptiva Planta Fotovoltaica Sabinar Ampliación', de fecha 22 de mayo de 2020, y el Presupuesto remitido según revisión de fecha 14 de mayo de 2021.

SOLUTIONS será titular de 2.700 participaciones sociales (un 90% del capital social de SABINAR HIVE) y ERANOVUM de 300 (un 10% del capital social de SABINAR HIVE).

Además, según la mencionada escritura, HIVE ENERGY y WHITE LIGHT cedieron a ANDRÓMEDA SOLUTIONS y ERANOVUM que se subrogaron en la posición contractual de los primeros en el préstamo (denominado 'Préstamo de Socios') suscrito el 25 de marzo de 2021 entre los primeros, en su condición de prestamistas, y SABINAR HIVE, en su condición de prestataria, y cuyo valor nominal más intereses asciende a 1.568.985,44 euros, libre de toda carga o gravamen. De la cantidad total del Préstamo de Socios corresponden 1.565.388,88 euros a HIVE ENERGY y 3.596,56 euros a WHITE LIGHT de forma que a HIVE ENERGY transmite a ANDRÓMEDA SOLUTIONS el 90% de sus derechos de crédito bajo este préstamo (1.408.849,99 euros) y a ERANOVUM el 10% de los mismos (156.538,89 euros), mientras que WHITE LIGHT transmite a ANDRÓMEDA SOLUTIONS el 90% de sus derechos de crédito bajo este préstamo (3.236,90 euros) y a ERANOVUM el 10% de los mismos (359,66 euros).

Según se indica en la propia escritura, de conformidad con lo previsto en el contrato de compraventa, NOY RENEWABLE EUROPE, socio único de ANDRÓMEDA SOLUTIONS, abonó a los vendedores (HIVE ENERGY y WHITE LIGHT), por cuenta de los compradores (ANDRÓMEDA SOLUTIONS y ERANOVUM), el precio de compra establecido.

Por tanto, ANDRÓMEDA SOLUTIONS es el actual socio mayoritario de SABINAR HIVE. Dicha sociedad fue constituida el 15 de enero de 2020 como sociedad vehicular con el objeto de canalizar el desarrollo de proyectos de energía renovable por parte del Grupo NOY, con un capital social de 3.000.000 florines húngaros (8.215,80 €³⁶).

NOY RENEWABLE EUROPE, como socio único de ANDRÓMEDA SOLUTIONS, fue constituida en Tel Aviv con fecha 18 de noviembre de 2019, siendo sus socios en la actualidad NOY 3, con una participación de un 60% en su capital) y NOY EUROPE GENERAL, siendo este último su *General Partner* (Socio general) con una participación de un 40% en su capital.

NOY E.I. es el *General Partner* (Socio general) de NOY 3, cuya función en los fondos de inversión en Israel, como se ha indicado anteriormente, es la de gestor, y como tal se le permite tener una participación de 0% o mínima. En la actualidad esta participación es sólo de un 0,563%, mientras que el resto de la participación en el capital social de una sociedad (un 99,437%) corresponde a otros inversores (*'limited partners'*).

Las Cuentas Anuales de NOY 3, socio mayoritario de NOY RENEWABLE EUROPE, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020,

³⁶ Aplicando el tipo de cambio a 08/09/2021, según el cual 1 euro equivale a 349,89 florines húngaros (1 florín húngaro equivale a 0,00285799 euros).

según Informe de Auditoría de fecha 15 de marzo de 2021, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

NOY 3 se constituyó el 23 de mayo de 2018 como una sociedad de responsabilidad limitada con arreglo a la legislación israelí. El 4 de junio de 2018 los inversores de NOY 3 y su entonces Socio general, NOY E.I., firmaron el Acuerdo de asociación de NOY 3 que rige la relación entre las partes y todos los aspectos de la actividad de la sociedad, cuyo objetivo es invertir en sociedades dentro y fuera de Israel que se dedican a las infraestructuras y la energía, y que, para ello, realizará inversiones en sociedades de cartera que reúnan las condiciones establecidas en el mencionado Acuerdo. El Socio general, además de ser el responsable de gestionar el fondo y su actividad comercial, tiene la facultad de actuar en su nombre y de ejercer todos sus derechos y funciones, y se comprometió a invertir 9 millones de Nuevos Séquel en NOY 3. Durante todo el funcionamiento del fondo NOY 3, los ingresos se repartirán entre los socios y el dinero se distribuirá con arreglo al Acuerdo citado.

El fondo NOY 3 funcionará durante un periodo de diez años desde la fecha de su primer cierre, salvo que este periodo se amplíe o termine antes de esa fecha, conforme al Acuerdo firmado, según el cual el Socio General podrá ampliar la vigencia del fondo en otros dos años. Tras la liquidación del fondo, el Socio general hará las distribuciones según el orden de prioridad establecido en dicho Acuerdo.

Los estados financieros presentados incluyen inversiones y préstamos valorados a la fecha del balance en 834,3 millones de Nuevos Séquel Israelíes (NIS), un 63,4% del activo total, que, en ausencia de un valor de mercado cotizado, fueron valorados por el socio general. Este valor puede ser significativamente diferente del valor que se habría determinado si hubiera habido un valor de mercado cotizado para estas inversiones. Para realizar esta valoración, el Socio General examinó las tasas de descuento en transacciones similares en el período del informe y, en vista de la disminución en la tasa de interés de mercado, observó que también hubo una disminución en las tasas de descuento. en proyectos de infraestructura, por lo que realizó un ajuste a las tasas de descuento que resultó en un aumento en el valor de las inversiones en el período del informe. A la fecha del balance general, el saldo del coste de las inversiones y los préstamos es de 989 millones de NIS.

El total de compromisos de los inversores para NOY 3 a la fecha de los estados financieros es de 1.600 millones de NIS. A la misma fecha se han emitido acciones por desembolsos exigidos por un importe de 882 millones de NIS que constituyen aproximadamente el 55,1 % del mencionado total de los compromisos de los inversores y el Fondo ha distribuido a sus inversores un monto de NIS 4 millones de NIS. Durante todo el período de funcionamiento del Fondo, los ingresos se asignarán a los socios y el dinero se les distribuirá de conformidad con el acuerdo del Fondo.

El Fondo operará por un período de diez años a partir de la fecha de su primer cierre, a menos que este período se prorrogue o termine antes de esa fecha, de conformidad con el contrato del Fondo. Según el mencionado Acuerdo del Fondo, el Socio General puede extender el plazo del Fondo por otros dos años. Tras la liquidación del Fondo, el Socio General realizará las distribuciones de acuerdo con el orden de prioridad previsto en dicho Acuerdo del Fondo.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales, teniendo en cuenta que estos estados financieros se presentan según normativa israelí, cuyos fondos no reflejan la figura de 'Capital Social' tal y como lo hace la normativa contable española, la situación financiera de la sociedad se acreditaría mediante los compromisos de aportación de fondos de sus inversores —según criterio manifestado por la firma de auditoría KPMG— que, tal y como se ha indicado anteriormente, en base a la información recogida en la mencionada Auditoría de 15 de marzo de 2021, es de 1.600 millones de NIS.

Por otra parte, NOY E.I. es el Socio general de NOY 3 y, por tanto, el que definitivamente adopta las decisiones. Se trata de una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019³⁷, fechado el 22 de septiembre de 2020 y realizado bajo el marco normativo aceptado en Israel, (GAAP israelí³⁸), arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Por tanto, teniendo en cuenta que estos estados financieros se encuentran en el marco normativo israelí, donde no se refleja el concepto 'Capital Social' de la normativa contable española, la situación financiera de la sociedad, según los criterios que se indicaban en la nota aclaratoria del KPMG de fecha 8 de abril de 2020, en calidad de auditores de NOY E.I., quedaría acreditada por el Patrimonio Neto de sus socios, que asciende a más de 11 millones de NIS de los cuales 6,6 son inversiones propias de los socios y 4,97 responden a los beneficios acumulados por la sociedad. Además, NOY E.I. tiene el compromiso de continuar con sus inversiones en los tres fondos por un total de 22,5 millones de NIS.

³⁷ Último ejercicio auditado en la fecha de elaboración del presente informe, según informa el promotor del proyecto.

³⁸ Principios de contabilidad generalmente aceptados según lo promulgado por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de Israel. Si bien, la auditoría aclara que las inversiones en los Fondos NOY 1, NOY 2 y NOY 3 se presentan en base al valor de informes que se han realizado según las reglas de contabilidad aceptadas en los Estados Unidos (US GAAP) y no en base a las reglas de contabilidad aceptadas en Israel (Israel GAAP). Estas inversiones se han evaluado por un 'valor razonable' realizado por el Socio General del total de la inversión, en ausencia de un valor razonable cotizado, por lo que podrían variar sustancialmente si hubiera un valor de mercado cotizado para estas inversiones y la diferencia podría ser significativa en los informes financieros.

Asimismo, en las anteriores Cuentas Anuales de NOY E.I. se observa que el resultado del ejercicio 2020 fue positivo, totalizando un importe de 759.864 Nuevos Séquel, y cuenta con 1.680 NIS en efectivo al final de dicho ejercicio.

Visto todo lo anterior, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de SABINAR HIVE, tanto por su propia situación patrimonial como por la de sus socios³⁹.

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 SABINAR HIVE, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la ampliación de 69,3 MW de la instalación fotovoltaica SABINAR HIVE y las líneas subterráneas a 30 kV, situada en los términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

³⁹ Con las cautelas que supone la interpretación de las normas contables aplicadas a este tipo de empresa en la normativa israelí y la dificultad de su equiparación con la normativa española.

ANEXO I: Contenido del Proyecto

MEMORIA DESCRIPTIVA AMPLIACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA SABINAR HIVE⁴⁰

La instalación solar fotovoltaica de 63,2 MW nominales (83 MW pico) estará situada en Alarcón (Cuenca). El proyecto comprende la planta solar fotovoltaica y la infraestructura de evacuación, que incluye un centro de seccionamiento en media tensión, una línea de evacuación subterránea en media tensión hasta llegar a la subestación que recoge otras plantas fotovoltaicas en la zona y una línea de evacuación, hasta llegar al punto de conexión. El alcance del proyecto abarca hasta la subestación intermedia denominada Sabinar Ampliación, que se encuentra en fase de desarrollo.

Para acceder a la planta se utilizarán los caminos de acceso existentes, en concreto la carretera provincial CUV-7143. Existe un camino de tierra que conecta con esta carretera y que se ha elegido como entrada. Este camino se adaptará para la correcta circulación de la maquinaria y los vehículos utilizados en la construcción de la planta.

La PSF Ampliación SABINAR HIVE se estructurará modularmente y estará formada por 20 unidades de 3,465 MW sumando un total de 69,3 MWn (limitado en el punto de conexión a 63,2 MWn). Las unidades se conectarán a la subestación por medio de un sistema de circuitos radiales en media tensión (MT) a 30 kV. Cada unidad de 3,465 MW tiene tres componentes principales que forman el núcleo tecnológico de la planta: Módulos fotovoltaicos, estructura soporte de los módulos y sistema inversor, transformación y celda de MT.

Además de estos tres componentes principales, la planta contará con una serie de componentes estándar (cajas de *strings*, cables, protecciones eléctricas, sistema de monitorización, sistema de seguridad, etc.).

Las características generales de la planta son las siguientes:

Planta FV Sabinar Ampliación	
Potencia Nominal	69,3 MWn (limitado en el Punto de interconexión [POI] a 63,2 MWn)
Potencia Pico	82.985,76 KWp
Módulos Fotovoltaicos	178.464 x LR4-78ZPH-465M (Opcional: LR4-72HBD 465M, Bifacial o similar) (Longi Solar)
Inversores	20 x 3,465 MW FS3350CH15_630V (Power Electronics)
BT/MT Transformadores	20 x 3,5 MVA
MT/AT Transformadores	1 x 70 MVA (en subestación Olmedilla HIVE)
Estructura	Tracker con módulos en 2V
Pitch	8,9 metros

⁴⁰ Proyecto de Vector Cuatro, S.L. de fecha 22 de mayo de 2020.

1. Descripción de la planta solar

1.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará compuesto por módulos fotovoltaicos de silicio mono-cristalino o similar (también se cuenta con la opción de la instalación de módulos bifaciales), interconectados entre sí en grupos denominados “*strings*”.

Los módulos tendrán unas dimensiones de 2.199 x 1.038 x 35 mm, con una eficiencia mínima del 20,4 % y serán capaces de entregar una potencia de 465 Wp en condiciones estándar⁴¹. El número de módulos y su potencia pico unitaria establecen la potencia pico de la instalación, que será de 82.985,76 KWp.

Las características del módulo seleccionado —se utilizará el mismo o alguno similar— son las siguientes:

a) Características mecánicas:

- Tipo de célula: Mono-cristalino / Mono PERC⁴²
- Características de la célula: 156 (6 x 26)
- Dimensiones (mm): 2.199 x 1038 x 35
- Peso: 24,5 kg.
- Marco del módulo: Aleación de aluminio anodizado

b) Características eléctricas:

- Potencia Pico (Wp) (STC/NOCT⁴³): 465 W
- Tolerancia de potencia: +5 W
- Máxima capacidad del fusible: 20 A
- Corriente de cortocircuito (Icc) (STC/NOCT): 11,25 A
- Tensión de circuito abierto (Voc) (STC/NOCT): 52,6 V
- Corriente MPP (Imp) (STC/NOCT): 10,57 A
- Tensión MPP (Vmp) (STC/NOCT): 44 V

c) Características de temperatura:

⁴¹ Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC, *Standard Test Condition*): Condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.

⁴² *Passivated Emitter Rear Cell*: Consiste en colocar una capa reflectante para aprovechar al máximo la radiación.

⁴³ NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*), en castellano TONC Temperatura de Operación Nominal de la Célula: Es la temperatura a la que operan las células en un módulo solar bajo condiciones de operación estándar (SOC). Estas condiciones son: la radiación de 0,8 kW / m², a 20 ° C de temperatura ambiente y velocidad media del viento de 1 m/seg, con la célula o el módulo en un estado del circuito eléctrico abierto, el viento orientado en paralelo al plano de la matriz, y todas las partes de la matriz totalmente expuesta al viento.

- NOCT: 45 °C ± 2 °C
- Coeficiente de temperatura (Pmax): -0,35 %/°C
- Coeficiente de temperatura (Voc): -0,270 %/°C
- Coeficiente de temperatura (Isc): +0,048 %/°C
- Temperatura de operación: -40 °C a +85 °C

1.2. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras móviles sobre el eje horizontal, orientados de norte a sur. Mediante un sistema de control y monitorización se realizará un seguimiento de la posición del sol de este a oeste, optimizando la posición de los módulos a cada instante. Además, los seguidores contarán con *backtracking*⁴⁴ y un sistema de control que, en caso de vientos elevados, colocarán las estructuras en posición horizontal, para minimizar los esfuerzos debidos al viento.

La estructura donde se sitúan los módulos está fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes de fijación de los módulos fotovoltaicos. Los principales elementos de los que se compone la estructura son: Cimentaciones, postes, la estructura formada por diferentes tipos de perfiles de acero galvanizado o aluminio, elementos de sujeción y tornillería, elementos de refuerzo, equipo de accionamiento para el seguimiento solar, automatización del seguidor con sistema de retro-seguimiento integrado y sistema de comunicación interna mediante PLC.

Las características principales de las estructuras son las siguientes:

- Número de módulos: 39 x 2 Portrait⁴⁵ (en el caso de usar módulos bifaciales, el número de módulos por *string* podría reducirse).
- Tipo y potencia de módulos: Half cut, 6 x 26 Células de 465 Wp.
- Pitch (distancia entre seguidores): 8,9 metros.

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado, inoxidable o semejante. La de fijación de los módulos estará realizada en acero inoxidable. El modelo de fijación garantizará las dilataciones térmicas necesarias, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Como elementos de unión entre paneles se emplearán unas pletinas/grapas de fijación metálicas.

La fijación al terreno se realizará según las recomendaciones establecidas en el estudio geotécnico. Para un terreno medio, la estructura irá hincada directamente al terreno, salvo que las características del terreno no lo permitan u obliguen a adaptar otro tipo de cimentación alternativa. La cimentación de la estructura debe soportar los esfuerzos resultantes de las sobrecargas del viento

⁴⁴ Sistema anti-sombras.

⁴⁵ La parte longitudinal del panel se coloca verticalmente.

en cualquier dirección, del peso propio de la estructura y de los módulos soportados, así como de las solicitaciones sísmicas (terremotos) según las normas vigentes.

1.3. Inversor

Las características principales del inversor tipo para esta planta son las siguientes:

a) Conversión de potencia - Inversor:

- Fabricante: Power Electronics
- Modelo: FS3350K
- Dimensiones: 3.700 x 2.200 x 2.200 mm
- Peso: 5.750 kg
- Rango de temperatura de trabajo: -35 °C a 60 °C

b) Entrada en corriente continua (CC):

- Rango de tensión nominal de entrada, MPPT: 891 V – 1.310 V
- Máxima tensión de CC: 1.500 V
- Máxima corriente de CC: 3.970 A
- Número de entradas en CC: 5 o 10 circuitos

c) Salida en corriente alterna (CA):

- Potencia CA de salida: 3.465 kVA
- Frecuencia nominal: 50 Hz / 60 Hz

d) Eficiencia:

- Máxima eficiencia: 98,85%
- Eficiencia EURO: 98,59%

El funcionamiento del inversor es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. Cuando esta sea suficiente, el inversor comienza a inyectar a la red.

El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procede del generador fotovoltaico, por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad de energía procedente de la red de suministro.

1.4. Centros de transformación

Los centros de transformación serán edificios prefabricados o contenedores que albergarán los equipos que agrupan, transforman y elevan la tensión de los sub-campos fotovoltaicos. Incluirán, al menos, los siguientes componentes:

- Inversores fotovoltaicos.
- Transformador de potencia (BT/MT).
- Celdas secundarias de MT (*Ring Main Units*, RMU).
- Cuadros eléctricos.
- Transformador para servicios auxiliares.

Cada estación tendrá un transformador BT/MT de potencia máxima de 3.500 kVA para elevar la tensión de BT (0,63 kV) a MT (30 kV). El transformador trifásico está compuesto por dos devanados (un devanado en baja tensión y uno primario en MT) arrollados en un núcleo. El encapsulado puede realizarse en el interior de cuba de aceite dieléctrico u otro líquido refrigerante. El grupo de conexión es la forma en la que están dispuestas las conexiones del lado primario respecto al secundario, es Dy11 y el tipo de refrigeración del transformador es ONAN (Aceite con circulación Natural con refrigeración por aire en circulación natural).

Los equipos se localizarán al aire libre en un emplazamiento donde se ubicarán inversores, transformadores y celdas de MT. Las estaciones transformadoras contarán con ventilación natural ya que la solución planteada es una solución *outdoor*.

Cada estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán la aparamenta necesaria de maniobra y protección. Se deberán instalar celdas compactas debido a que, entre otras ventajas, permiten una operación segura y sencilla, tienen pequeñas dimensiones y poco peso, aumentan la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y generalmente la manipulación e instalación es rápida y sencilla. Las celdas contarán con un dispositivo de detección de voltaje que deberá mostrar la presencia o ausencia de voltaje de las tres fases de la red de MT. Este detector proveerá señales independientes de cada fase, evitando el uso de transformadores de tensión. Las cajas de cable tendrán aislamiento al aire y serán adecuadas para terminaciones tipo de cable seco y entrada inferior. Las cajas de cable deberán estar equipadas con prensaestopas para facilitar la terminación de cable.

Cada estación transformadora dispondrá de un transformador de alrededor de 400 kVA 30/0,4/0,23 kV. Para la distribución de los auxiliares se contará con un cuadro de BT con las protecciones necesarias para los diferentes circuitos, fusibles, interruptor manual de corte en carga y un automático.

Los centros de transformación se conectarán formando circuitos radiales en MT hasta el centro de seccionamiento. La planta contará con un centro de seccionamiento, localizado en la parte norte del terreno, el cual permitirá realizar maniobras en caso de realizar algún mantenimiento en la línea externa de media tensión antes de la conexión con la subestación Olmedilla HIVE. Dicho centro de

seccionamiento estará equipado con celdas de MT provistas con las protecciones requeridas para garantizar la correcta operación de la planta.

1.5. Sistemas de conexiones eléctricas

Según la naturaleza de la corriente, la instalación fotovoltaica estará dividida eléctricamente en dos tramos: Tramo de CC hasta el inversor y tramo de CA, tras realizar el conveniente acondicionamiento de potencia mediante el inversor fotovoltaico (adecuación del nivel de tensión mediante los transformadores de MT de cada centro de transformación y el transformador de AT de la subestación de la planta).

a) Sistemas de CC: El tramo de CC de la instalación estará localizado en el campo solar y se corresponde al cableado entre módulos formando *strings*, al cableado de los *strings* hasta las cajas y al cableado desde las cajas de *strings* hasta los inversores. El diseño y dimensionado del sistema de CC para la planta fotovoltaica cumplirá todo lo establecido en la normativa vigente. El sistema de CC incluye el siguiente equipamiento:

- Cableado de CC: El circuito de CC consta del conductor de fase y el conductor de protección. Este cableado se dispone a la intemperie o enterrado, canalizado en bandejas, fijado directamente a la estructura o mediante tubo aislante de PVC o similar. Los cables serán resistentes a la absorción de agua, al frío, a la radiación UV, a agentes químicos, grasas o aceites, a la abrasión y a los impactos.
 - ⇒ Cable para exterior: El cable de *string* es el cable de CC que conecta las series de módulos (*strings*) hasta las cajas de concentración (cajas de *string*). Es necesario utilizar cable específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas de exterior. El tramo de cableado de CC entre los módulos fotovoltaicos de una misma serie estará formado por cable de cobre, aislamiento HEPR y cubierta tipo EVA, 0,6/1,5 kV, de sección 6 mm² o superior.
 - ⇒ Cable enterrado: El cable desde cada caja de *string* hasta la entrada del inversor se tenderá enterrado en zanjas y será cable armado directamente enterrado o cable bajo conducto de tubo corrugado, especialmente en los pasos por debajo de carreteras y las entradas a los equipos, en donde el cable puede necesitar de una protección más robusta. Este tramo de cable de CC estará formado por cable de cobre o aluminio, aislamiento XLPE y cubierta tipo EVA, 0,6/1,5 kV o parecido. Se utilizará una sección de 240 y 300 mm² en aluminio.
- Caja de *strings*: Permitirá realizar las conexiones en paralelo de los *strings* del generador fotovoltaico y protegerá contra sobretensiones los *strings* a través de los fusibles. Para economizar y facilitar la instalación, varios *strings* se conectarán en paralelo, convergiendo en un único circuito. Las cajas de *string* contarán con fusibles en el polo positivo y negativo para proteger cada par de entradas. Además, contarán con descargadores de sobretensión y un seccionador a la salida. Las cajas

estarán provistas de un sistema de monitorización de corriente de *string* que detectará faltas y enviará señales de alarma. Se ubicarán en el exterior, a lo largo del parque solar, en lugares accesibles, evitando la luz directa del sol y de forma que se faciliten las tareas de montaje y mantenimiento. Las características de las cajas de *string* son las siguientes:

- Voltaje máximo permitido: 1.500 V.
- Números de entradas de CC: 18 pares máximo.
- Protecciones:
 - ⇒ Fusibles de corriente adecuada a las *strings* (20 A) en los polos positivo y negativo a la entrada de los *strings* (o superior en caso de que se requiera).
 - ⇒ Seccionador en carga.
 - ⇒ Descargadores de sobretensión de clase II.

b) Sistema de CA: El sistema de CA de la planta comprende desde la salida de cada inversor hasta la subestación de la planta, e incluye como equipamiento el cable y la aparatada de BT, el transformador, las celdas de MT (RMU) y los cables de MT. Cumplirá con lo establecido en la Norma de Instalaciones Eléctricas vigente en la actualidad, que establece las especificaciones técnicas que deben cumplir las instalaciones eléctricas en España con el fin de garantizar la seguridad tanto en el uso de la energía eléctrica como de las personas, maximizando la eficiencia. En cada estación de inversores o anexa a las mismas se localizará una estación transformadora de MT, que adaptará la tensión de salida del inversor al nivel de tensión de evacuación de la red de MT del parque.

- Cable CA de BT: Los cables de CA de BT se emplearán para conectar el inversor con el transformador. La salida de CA del inversor se conectará con el cuadro de protecciones de BT, y este con el secundario del transformador. En general, los cables serán resistentes a la absorción de agua, al frío, a la radiación UV, a los agentes químicos, grasas o aceites, a la abrasión y a los impactos. El conductor tendrá flexibilidad de clase 5, dispondrá de aislamiento XLPE o HEPR, pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina. La sección requerida para los cables de CA de BT será la proporcionada por el fabricante del centro de transformación (inversor + transformador).
- Cableado de MT: Para evacuar la energía generada desde cada estación transformadora se instalará una red de ramales de MT a 30 kV. Los cables de MT irán directamente enterrados. El cable de CA de MT conectará el transformador y las celdas de MT de cada centro de transformación (RMU) y realizará una conexión en antena de estas con las celdas de la subestación. La salida del primario del transformador se conectará con la celda del transformador de la RMU, y las celdas de línea con las celdas de línea de los centros de transformación (CT) contiguos. Los cables serán de conductor de aluminio mono núcleo para un nivel de tensión 30 kV, no

propagadores de llama y libres de halógenos. A su vez, serán resistentes a la absorción de agua, al frío, a la radiación UV, a los agentes químicos, grasas o aceites, a la abrasión y a los impactos. El conductor tendrá flexibilidad de clase II, dispondrá de aislamiento XLPE o HEPR, pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina. Los cables de MT deberán ser conformes a los estándares de España y/o a las normas internacionales. Las secciones requeridas para los cables enterrados de MT serán unipolares desde 90 hasta 400 mm² según la potencia a evacuar y con el número de conductores por fase adecuados para evitar una caída de tensión fuera de los estándares requeridos para la operación.

c) Suministro de auxiliares: Se dispondrá de un transformador de alrededor de 400 kVA 30/0,4/0,23 kV. Para la distribución de los auxiliares se contará con un cuadro de BT con las protecciones necesarias para los diferentes circuitos: fusibles, interruptor manual de corte en carga y automático. En la planta fotovoltaica existirán dos tipos de alimentación para los consumos auxiliares:

- Alimentación de consumos auxiliares para los CT: Se realizará desde la propia generación de la planta fotovoltaica. Para la distribución de los auxiliares cada CT contará con un cuadro de BT con las protecciones necesarias: fusibles, interruptor manual de corte en carga y automático.
- Alimentación de consumos auxiliares para el edificio de control, almacén y sistema de seguridad: Se realizará desde los auxiliares de la subestación del parque fotovoltaico.

d) Cálculos eléctricos:

- Pérdidas de potencia: La pérdida de potencia que se considerará admisible en el presente proyecto es de un 3,5 % en total, dividida en dos tramos:
 - ⇒ Pérdida de potencia tramo de corriente continua promedio: 1,5% máximo
 - ⇒ Pérdida de potencia tramo de corriente alterna promedio hasta la subestación intermedia Olmedilla HIVE: 1 % máximo
- Procedimientos de cálculos eléctricos utilizados: Se calculará la sección de cada cable mediante dos criterios diferentes: máxima corriente admisible por calentamiento y máxima pérdida de potencia.
 - ⇒ Cálculo de la caída de tensión en CC (Tramo módulo-inversor): Para calcular la sección desde los *strings* a las cajas de agrupación y desde estas hasta el inversor se ha considerado la distancia más desfavorable de la planta. Los valores calculados para los tramos más desfavorables son los siguientes:

Tramo	Corriente máxima circuito (A)	Sección (mm ²)	Pérdidas de potencia
<i>String</i> – Caja de <i>strings</i>	11,25	10	0,29 %
Caja de <i>strings</i> –Inversor	286,1	240	0,35 %
Total CC			0,67 %

- ⇒ Cálculo de la caída de tensión en CA (Tramo inversor- subestación):
Para calcular la sección de los cables de MT desde los centros de transformación hasta la subestación se ha considerado la distancia más desfavorable de la planta y se ha tomado esta como base. Los valores calculados para el tramo más desfavorable son los siguientes:

Tramo	Corriente máxima circuito (A)	Sección (mm ²)	Corriente máxima cable (A)	Pérdidas de potencia
ITS9 – ITS10	133,53 A	1x150 Al	244,8 A	0,07 %
ITS10 - CS	267,05 A	1x240 Al	267,05 A	0,47 %
CS – SE Olm HIVE	267,05 A	1x400 Al	267,05 A	0,08 %
TOTAL				0,62 %

1.6. Protecciones

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema. La planta deberá cumplir los requisitos establecidos por la normativa española. Además, se considerarán las especificaciones recomendadas por el organismo responsable local. Asimismo, los diferentes equipos de la planta estarán provistos de los elementos de protección siguientes:

- Se instalarán descargadores de sobretensión para proteger contra posibles sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.
- Los conductores del campo fotovoltaico estarán dimensionados para soportar, como mínimo, el 150% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. Dichos conductores estarán dotados de fusibles seccionadores, fusibles rápidos, dimensionados al 150% de la intensidad de cortocircuito en cada una de las líneas que van al inversor.
- Se instalarán fusibles seccionadores a la salida del campo de paneles.
- Los conductores de CA estarán protegidos mediante fusibles e interruptores magnetotérmicos contra sobreintensidades.
- Los inversores evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de CC con los conductores de corriente CA (aislamiento galvánico o equivalente). Además incorporarán protecciones frente a cortocircuitos a la salida, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones e inversión de polaridad en la etapa de continua.

Todas las partes metálicas de la instalación estarán puestas a tierra. Los equipos accionados eléctricamente también estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales, manteniendo en buen estado todas las conexiones y cables.

La conexión a tierra es necesaria para garantizar la integridad de todo el personal que esté en contacto en la planta, ofreciendo una buena protección contra

sobrecargas atmosféricas, una superficie equipotencial que previene ante contactos indirectos y, en el caso de que uno de los polos activos del campo fotovoltaico presente un contacto de defecto con alguna parte metálica, se evitarán daños por contacto de una persona con la parte metálica derivada.

Respecto al sistema de monitorización y control, como herramienta clave en la operación y el mantenimiento de la planta fotovoltaica, se propone un sistema que permita visualizar parámetros eléctricos y de producción, así como la detección automática mediante alarmas de posibles defectos en el sistema. Será el encargado de medir, registrar y presentar bajo petición una serie de datos definidos en función del grado de monitorización y control deseado, además de almacenar y transmitir dichos datos y permitir la ejecución de determinadas operaciones.

1.7. Sistema SCADA

La plataforma SCADA integra el Servicio de Alarmas, avisos vía SMS y e-mail, las herramientas para la exportación de datos y la creación de informes de rendimiento.

El sistema de control de la planta solar fotovoltaica a implantar tendría las siguientes características o similares:

- Estará constituido por una red de RTUs (Unidad Terminal Remota) y un sistema de conexión remota vía web, pudiéndose visualizar y controlar el parque desde el exterior (Cliente web). El sistema de supervisión y mando local (SCADA) permitirá capturar los datos, visualizarlos y almacenarlos localmente.
- Con la información suministrada por la red de RTUs el sistema tendrá una visión completa del estado del parque y permitirá un mejor aprovechamiento del mismo, permitiendo detectar averías en tiempo real y tomar medidas correctoras que eviten la inutilización de un equipo o de un inversor, con la correspondiente pérdida de producción.
- En la instalación existirán varios tipos de RTUs en función de las señales de campo que adquieran, por ejemplo:
 - ⇒ Datos de los inversores (*strings*, producción, tensiones, aislamiento, alarmas, estado, etc.).
 - ⇒ Datos de los seguidores (posición, estado, alarmas, etc.).
 - ⇒ CT (señales provenientes del inversor, señales procedentes de las cajas de nivel 2, transformador, interruptores de línea de entrada y salida, protecciones del transformador).
 - ⇒ Centro de seccionamiento (cabinas MT, contadores, suministros generales).
 - ⇒ Concentrador: Comunica con el resto de RTUs y recoge toda la información. Normalmente es el encargado de comunicar con la estación meteorológica.

- Todas las RTUs, situadas en la propia planta se conectan a una red local de fibra óptica multimodo.
- Los parámetros de producción y meteorológicos permitirán el cálculo y la realización de informes de los parámetros de rendimiento de la planta: Performance Ratio (PR)⁴⁶, Disponibilidad, etc.

1.8. Estación meteorológica

En la estación meteorológica hay un sensor de irradiación, un sensor de temperatura de módulos, un sensor de temperatura ambiente y un pirómetro. Se instalará una estación que como mínimo medirá:

- Irradiancia.
- Velocidad del viento.
- Temperatura de panel.
- Temperatura ambiente.

1.9. Sistema de control de planta

Las plantas de cierta potencia requieren de un sistema de interacción con las autoridades gestoras de la red eléctrica para poder ordenar su desconexión, reducción de potencia u otras configuraciones durante su operación. El Sistema de control de planta permitirá un control directo de la misma, garantizando el mantenimiento de los parámetros establecidos como respuesta a los requerimientos del operador de la planta, así como de la instalación. El PPC (*Power Plant Controller*) permitirá controlar la planta de acuerdo a los requerimientos del operador de la red y, a través de la adaptación de potencia activa y reactiva, contribuirá a la estabilización de la red.

1.10. Sistema de Seguridad por Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)

Dada la ubicación de las instalaciones, con la implantación de un sistema de circuito cerrado de televisión o similar la instalación estaría cubierta de robos, asaltos, etc. (aun existiendo seguridad privada). Se situarían cámaras en el perímetro de la parcela. Las imágenes captadas serán observadas desde Internet para hacer una supervisión de las mismas.

2. Descripción de las obras de construcción

2.1. Obra civil

- a) Instalación de faenas: Actividades generales de control de proyecto, administración, planificación y manejo de materiales, y toda la infraestructura

⁴⁶ Coeficiente de rendimiento, definido como la relación entre la energía que un sistema fotovoltaico vende realmente a la red y la que vendería un hipotético sistema fotovoltaico ideal cuyas células solares trabajasen siempre a la temperatura de referencia (25 °C) y que estuviese totalmente libre de pérdidas.

logística para la gestión de recursos materiales y humanos. Incluye la preparación de las siguientes instalaciones provisionales de obra o similares:

- Oficinas de obra: Se habilitarán en contenedores metálicos prefabricados de diferentes dimensiones. Se contará con el número de oficinas necesarias para dar cabida a la dirección de obra, el contratista principal, las subcontratas y, especialmente, la coordinación de Seguridad y Salud.
- Comedores: Se habilitarán en contenedores metálicos prefabricados de diferentes dimensiones. No se contempla la preparación de alimentos.
- Servicios higiénicos temporales: Incluyen vestuarios y aseos para el personal de obra habilitados en contenedores metálicos prefabricados.
- Zonas de acopio y almacenamiento: Se contemplan diferentes zonas de almacenamiento y acopio de materiales al aire libre y a cubierto en contenedores metálicos prefabricados. Además, se prevé una zona de almacenamiento de residuos y otra para el aparcamiento de vehículos y maquinaria de obra.
- Zona de talleres: Se reservará un área de trabajo y montaje para las subcontratas. Es necesario que esté cerca de las casetas de estas últimas y al lado de las zonas de acopio.
- Suministro de agua y energía: Se habilitará otra zona para el suministro de agua y energía a la planta que incluirá los grupos electrógenos necesarios para el funcionamiento de las instalaciones temporales y los tanques para el almacenamiento de agua necesaria tanto para la construcción como para el consumo humano.

b) Topografía, replanteo inicial y estaquillado: Los trabajos de replanteo inicial del terreno y estaquillado son el paso inicial de la construcción de la planta, para delimitar los límites de la planta, los viales de acceso y la ubicación de las cimentaciones. Se trata de llevar las coordenadas, cotas y rasantes reflejadas en el proyecto al terreno. Se utilizarán instrumentos topográficos de alta precisión como estaciones totales, niveles y/o GPS RTK⁴⁷, y las bases estarán referidas a la red geodésica nacional.

c) Preparación del terreno, caminos de acceso y pequeños movimientos de tierras: Como acondicionamiento del terreno se requiere el desbroce y la retirada de capa vegetal, entendiéndose por desbroce la remoción de los arbustos y vegetales que puedan afectar tanto a la visibilidad en la construcción como al sombreado de los módulos en operación, y entendiéndose la retirada de la capa vegetal como la remoción de la capa de terreno con contenido de materia orgánica. El espesor de la capa vegetal viene marcado por el estudio geotécnico y sólo es necesario en aquellos sitios donde se van a implantar cimentaciones tipo zapatas, soleras o cimentación de viales (cimentación de los inversores, edificios, subestación y viales). En el resto de

⁴⁷ *Real Time Kinematic*, o navegación cinética satelital en tiempo real: Permite establecer correcciones sobre la medición topográfica realizada a partir de un GPS estándar hasta lograr una precisión inferior al metro.

sitios, a priori no es necesaria la retirada de esta capa vegetal, aunque depende de la potencia de la misma.

En cuanto al movimiento de tierras generalizado para toda la planta, no es necesario realizarlo, según los datos recogidos en la visita realizada al emplazamiento, ya que no se observaron pendientes superiores al 10%, sino que son pendientes asumibles por las estructuras comerciales Tier 1. Si bien, esto debe ser confirmado y revisado una vez realizada la topografía de detalle junto con los estudios geotécnicos.

Los viales de acceso a la planta se realizarán a partir de la infraestructura viaria existente en la zona. Los viales interiores se diseñarán para el paso de vehículos pesados. En este caso el vehículo limitante consiste en una grúa de 60 toneladas, siendo la categoría de tráfico pesada estimada la T42, según la Norma 6.1 de la Instrucción de Carreteras, que corresponde a 35 centímetros de zahorra artificial de base y un tratamiento de riego con gravilla bicapa en rodadura. Todo esto soportado por una explanación de al menos un 5% de CBR⁴⁸. Este diseño tendrá que ser revisado una vez se tenga en estudio geotécnico de detalle.

Con respecto al trazado de los viales, los radios de giro serán de al menos 10 metros de radio desde el eje del vial y un ancho de 3 metros como mínimo, con bombeo del 2% para facilitar la evacuación del agua de lluvia sobre la superficie de rodadura.

- d) Evacuación de aguas: Para el sistema de evacuación de aguas se diseñará un drenaje para proteger la planta de posibles avenidas externas y un drenaje interior para evacuar el agua que cae dentro de la propia planta. Se realizará un estudio de hidrología en el que se delimite la cuenca a la que pertenece la planta y se obtenga el caudal de diseño en función de los datos de precipitaciones de las estaciones más cercanas. En función de este caudal de diseño se diseñará una cuneta de protección de la planta para desviar el agua de escorrentía. Para el drenaje interior, dado que no se esperan grandes movimientos de tierras, se intentará evacuar el agua mediante los viales y vaguadas naturales. Para el drenaje exterior se utilizará el caudal de proyecto de período de retorno mínimo de 50 años y para el drenaje interior mínimo de 25 años.
- e) Cercado del perímetro de la planta: La planta contará con un vallado perimetral con objeto de evitar el ingreso de personal no autorizado a la misma. Dicho vallado será de una altura máxima de dos metros y consistirá en una malla de tipo ganadero. Además se ha previsto una puerta de acceso principal para paso de vehículos de 4,35 metros de ancho. Se dispondrán de postes verticales de acero cada 3 metros. Para la cimentación se utilizarán

⁴⁸ *California Bearing Ratio*: Se trata de una prueba de penetración para comprobar las características mecánicas del suelo. Es un indicador utilizado para medir la capacidad de soporte de explanadas, bases y subbases de firmes. El Índice CBR se obtiene como la relación entre la presión aplicada en el ensayo y la aplicada en una muestra de referencia para una profundidad de penetración determinada.

datos de hormigón que soporten las cargas de los elementos estructurales del vallado, de acuerdo al cálculo del estudio geotécnico de la planta.

- f) Suministro de equipos: Incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción. Previo al montaje electromecánico de la planta se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. Todos los materiales para el montaje de la estructura, así como los módulos fotovoltaicos, cuadros eléctricos y otras piezas de pequeño tamaño se entregarán en obra debidamente paletizados. La descarga desde el camión hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas pluma.
- g) Canalizaciones eléctricas: Se realizarán las cimentaciones de estructuras, estaciones MT, edificio de control y subestación. Las canalizaciones eléctricas comenzarán con la apertura de las zanjas. En el fondo de la zanja se tenderá cable de cobre desnudo, que servirá para poner la instalación a tierra y se cubrirá con material de relleno. A continuación se colocarán los tubos de conducción eléctrica, que se cubrirán nuevamente con material de relleno. Finalmente, se rellenará el resto de la zanja con el material proveniente de la excavación que después se compactará adecuadamente con medios mecánicos. Donde corresponda, se instalarán arquetas de registro. Las zanjas variarán de 0,4 a 1 metro de ancho y alcanzarán hasta 1,6 metros de profundidad.
- h) Cimentaciones:
- Cimentaciones de la estructura: Las cimentaciones de las estructuras se realizarán directamente hincadas al terreno, mediante micro-pilotes, o incluso mediante zapatas si fuera necesario, dependiendo de las condiciones mecánicas del terreno mostradas en el estudio geotécnico. En el caso de la hinca directa, la cimentación consiste en realizar una hinca de un perfil en el terreno a través de máquina hincapostes hasta una profundidad que garantice la sustentación de la estructura. En caso de que el terreno no permita el soporte de la estructura mediante el hincado o atornillado, se optará por la cimentación con micro-pilotes, de sección circular, de forma que se deberán realizar las excavaciones pertinentes además de las labores de los pequeños movimientos de tierras y obra civil. Si hubiera una mayor resistencia mecánica, además de micro-pilotes existe la posibilidad de instalar los perfiles de la estructura sobre el terreno a través de zapatas o incluso zapatas corridas. En ambos casos es necesario un acondicionamiento del terreno (limpieza y nivelación del terreno), excavación en zanja, colocación de la armadura en los casos que sea preciso, vertido del hormigón y un periodo de espera para el curado del mismo. Para la ejecución de los trabajos de cimentación de los perfiles se utilizará maquinaria especializada. A falta de disponer de un estudio geotécnico del emplazamiento, en esta etapa del proyecto cualquiera de las opciones presentadas es viable. Sin embargo, se recomienda la opción de perfil hincado en el terreno, ya que, a priori, es la opción con menor coste y mejor plazo de ejecución. No obstante, en etapas posteriores del

proyecto, se recomienda la realización de un estudio geológico-geotécnico del emplazamiento para confirmar que la opción elegida es la más adecuada, así como una evaluación económica para tomar la decisión más óptima.

- Cimentación de los CT's: Para la instalación de los edificios de los CT's se realizará una losa de hormigón armado. Sobre el fondo de excavación del foso, limpio y compactado, se dispondrá una primera capa de 10 cm de espesor de hormigón de limpieza. La losa de cimentación, que se extenderá hasta el borde de la excavación sin necesidad de encofrado, será de hormigón armado, tendrá una resistencia característica ajustada al diseño de cimentación final que se realice de acuerdo con el estudio geotécnico del terreno y unas dimensiones que se ajusten para soportar las cargas de los equipos. Al igual que el resto de las cimentaciones, una vez realizado el estudio geotécnico pertinente se revisará la tipología y dimensiones de estas losas. En función de los valores de este estudio se definirá la profundidad y tongadas del material de relleno, que será compactado cómo mínimo alcanzando un valor de ensayo Proctor Modificado del 95%.
- i) Red de tierras: Alrededor de los edificios prefabricados correspondientes a los centros de transformación de MT se ejecutará una red de tierras. La instalación de puesta a tierra de la planta se completará poniendo a tierra toda la estructura de los módulos, por medio de cable de cobre desnudo de sección de 35 y 50 mm² enterrado en el fondo de las canalizaciones eléctricas subterráneas, unido a picas de cobre clavadas en el terreno en puntos distribuidos por toda la planta.
- j) Ejecución de edificios: La planta fotovoltaica dispondrá de un edificio de control y un almacén. El edificio de control contará con, al menos, las siguientes dependencias:
- Sala de supervisión y control.
 - Cocina.
 - Aseos.
 - Sala de equipos de control.
 - Sala de celdas de MT.

2.2. Montaje mecánico

- a) Montaje de la estructura y de los módulos fotovoltaicos: La estructura donde se sitúan los módulos estará fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes para la fijación de los módulos fotovoltaicos. El montaje de la estructura se realizará con equipos de topografía de alta precisión y respetando en todos los casos las tolerancias de montaje requeridas por el propio fabricante. Las alineaciones del eje se efectuarán con estación total. Los módulos fotovoltaicos que forman un *string* deberán estar conectados a la misma altura para minimizar el impacto por sombreado diferencial. Los cables de CC que unen los *string* se instalarán en los perfiles de la estructura, inmovilizados usando bandas de sujeción resistentes a rayos ultravioleta. La

manipulación de estos cables será posible sin la utilización de herramientas especiales. Los módulos fotovoltaicos deberán ser instalados acorde con las normas de fabricación y usando solo componentes aprobados por el fabricante de los mismos. Los módulos fotovoltaicos deberán ser montados en la estructura con una fijación segura, con pernos tipo seta. Dependiendo de la estructura y del módulo fotovoltaico, el clip de sujeción para el montaje podrá ser diferente, y ambos deberán seguir las instrucciones y guías del fabricante. Clips especiales (por ejemplo, abrazaderas de tierra) deberán ser utilizados cuando sea necesario para asegurar una correcta conexión eléctrica entre el marco del módulo fotovoltaico y la estructura. Cada módulo fotovoltaico deberá ser sujeto firmemente en un mínimo de cuatro puntos en dos lados opuestos y deberá cumplir con los requerimientos del fabricante.

- b) Montaje de estaciones transformadoras: Las estaciones transformadoras vendrán pre-montadas de fábrica, con lo cual el montaje mecánico de las mismas se reducirá a su posicionamiento en el parque solar.

2.3. Montaje eléctrico

a) Instalación eléctrica de BT

- Instalación de CC en baja tensión (CCBT): En primer lugar se procederá a la formación de los *strings* de módulos fotovoltaicos mediante la interconexión de dichos módulos contiguos de uno de los brazos de una estructura. Para ello se utilizarán los latiguillos que traen de fábrica los módulos. Esta operación se repetirá sucesivamente para todos los *strings* de la planta. A continuación se instalarán sobre las estructuras, en los lugares destinados para ello, las cajas de agrupación de *string* o SB, que son armarios eléctricos de intemperie que van instalados sobre las estructuras y albergan en su interior elementos de conexión, protección, medida y comunicaciones y cuyas funciones son:
 - ⇒ Conectar en paralelo varios *strings*.
 - ⇒ Medir la corriente y la tensión de cada uno de los *strings*, y enviar las medidas en tiempo real al sistema de control (SCADA) para el control de operación de la planta.
 - ⇒ Detectar fallos en el funcionamiento de los *strings* y enviar una señal de alarma al SCADA.
 - ⇒ Proteger eléctricamente los módulos fotovoltaicos.
 - ⇒ Permitir la desconexión de una parte del generador fotovoltaico en caso de fallo o para realizar labores de mantenimiento.

Se procederá a realizar la interconexión entre las SB y los polos finales de cada uno de los *string* mediante cables preparados previamente para tal fin. Este cableado se tenderá por bandejas de conducción eléctrica, de intemperie, que previamente se habrán instalado sobre las estructuras.

La instalación CCBT se completa mediante la conexión eléctrica entre las SB y los inversores, ubicados en las estaciones transformadoras de MT.

Dicha conexión se realiza mediante el tendido de cable aislado por canalizaciones subterráneas previamente ejecutadas.

- Instalación de CA en baja tensión (CABT): Su finalidad es la alimentación eléctrica de los accionamientos de las estructuras. Cada una de las estaciones de MT (CT's) incorpora desde fábrica un transformador de servicios auxiliares, que es el encargado de suministrar dicha alimentación a todas las estructuras del generador fotovoltaico correspondiente a dicha estación de MT. Para completar la instalación CABT, se deberán interconectar los armarios de control de las estructuras con los cuadros de baja tensión instalados en las estaciones de MT. Esta interconexión se realizará por medio de cable aislado, enterrado por las zanjas previamente ejecutadas.
- b) Instalación eléctrica de MT: Consiste en la agrupación eléctrica de todos los transformadores BT/MT de la planta. Los transformadores se interconectan en paralelo formando varios circuitos eléctricos que se vuelven a interconectar entre sí en el centro de distribución eléctrica que irá ubicado en la subestación de la planta. Para llevar a cabo la interconexión se tenderá cable de MT entre las diferentes estaciones transformadoras, de manera similar al resto de tendidos eléctricos subterráneos de la planta. Las conexiones en los cables MT se realizarán mediante terminales específicos para MT aislados con una funda aislante termoretráctil. Cada una de las 20 unidades de 3,465 MW que conforman la planta tiene una estación transformadora de MT que cuenta con los siguientes elementos o semejantes:
- Un inversor de 3.465 kW.
 - Un transformador BT/MT de bajas pérdidas de aproximadamente 3.500 kVA.
 - Un transformador de servicios auxiliares junto con un armario de protecciones para dar servicio a todas las cargas auxiliares.
 - Celdas MT con una configuración 2L+2P que permite la conexión radial de los diferentes centros de transformación de la planta.
 - Sala de monitoreo.

ANEXO II: Síntesis del inventario ambiental incluido en el Estudio de Impacto Ambiental (EslA)

El clima de la zona de implantación de la PSF Ampliación SABINAR HIVE es marcadamente mediterráneo, caracterizado por tener una media anual de 13 °C y una oscilación térmica aproximada de 19,4 °C, considerando la media del mes más frío (enero) y la del más cálido (julio). Respecto a las temperaturas más extremas, cabe destacar una media de las máximas del mes más cálido de 32,7 °C y una media de las mínimas del mes más frío de -0,8 °C. En cuanto a las precipitaciones son de escasa cuantía, rondan los 512,80 mm anuales, distribuidas de forma relativamente regular a lo largo de las estaciones de invierno, primavera y otoño. El periodo seco o árido es de 3,5 meses, coincidiendo con el máximo estío de julio y agosto. El grupo climático al que pertenece la zona de estudio según la clasificación de Papadakis⁴⁹ es el Mediterráneo templado.

La calidad del aire de la zona de estudio se puede calificar como buena⁵⁰, aunque se trata de una información orientativa puesto que las estaciones de medida seleccionadas para caracterizar la zona se encuentran alejadas del ámbito de estudio.

El área en la que se sitúa el proyecto se ubica en la Cuenca del río Júcar, el curso fluvial más importante de la comarca, que pasa a estar embalsado en el entorno del proyecto, conformando el Embalse de Alarcón, discurriendo aguas abajo de este embalse entre las Hoces del Alarcón. Aparte del embalse y el río Júcar, la masa de agua superficial más cercana incluida en el 'Plan Hidrológico del Júcar 2015-2021' sería el Arroyo de Vallehermoso, situado al este de la planta solar. Además, se observa un cauce muy cercano a las actuaciones en el límite este de la planta fotovoltaica, denominado Arroyo Cañada Nueva y un pequeño arroyo denominado Vallejo de Horneros que atraviesa la planta.

El resultado del análisis hidráulico de la red de drenaje secundaria permite identificar dos ramificaciones principales: Un conjunto de escorrentías que desde las vertientes de los campos de cultivo al noroeste de la planta dirigen sus flujos hacia la Cañada Nueva, cruzando la instalación en el ámbito de su vértice norte, y un conjunto de escorrentías que, tanto desde los campos al noroeste como desde la propia planta fotovoltaica, se dirigen hacia el sureste conformando el curso del arroyo Vallejo de Horneros. Se han estudiado los caudales en diferentes puntos de esta red de drenaje secundaria y se han definido las zonas de daños graves asociadas a esta red de drenaje secundaria, de modo que las instalaciones de la planta fotovoltaica evitan la ocupación de las escorrentías superficiales principales, al evitar el cauce del arroyo de Cañada Nueva y las zonas de daños graves identificadas en la red secundaria.

⁴⁹ La clasificación agroclimatológica de Papadakis es un sistema de tipificación de los climas definidos según los cultivos que se pueden hacer.

⁵⁰ En base a los datos recogidos en el 'Informe Anual de Calidad del Aire de Castilla-La Mancha 2018'.

Desde el punto de vista hidrogeológico, el área de actuación se sitúa sobre dos Masas de Agua subterránea denominadas 'Terciario de Alarcón' y 'Mancha Oriental'.

Geológicamente, la zona de estudio forma parte del enlace entre la zona marginal suroccidental de la Cordillera Ibérica (Serranía de Cuenca) y el límite sureste de la Sierra de Altomira. Las principales formaciones, localizadas en la parte central de la zona de implantación de la planta y la línea de evacuación, están formadas por términos arenoso-conglomeráticos en los que los cambios laterales de facies son frecuentes y rápidos, con algunas intercalaciones arcillosas más abundantes hacia la base. Se ha visto que no existe ningún punto de interés geológico en la zona de estudio.

Morfológicamente, la zona de estudio se caracteriza por ser una zona generalmente llana, pero con ciertas irregularidades en el relieve marcadas por la presencia de cuevas, cerros y barrancos, así como el embalse de Alarcón y las Hoces de Alarcón, que contrastan con el entorno gracias a sus cortados rocosos que modelan el relieve en esta zona, a modo de corredor geomorfológico entre las vastas superficies llanas de la región.

El tipo de suelo que se distribuye por la zona de estudio es el inceptisol. Son suelos con horizontes poco desarrollados, predominantemente eluviales⁵¹ y que están continuamente perdiendo materiales.

Las instalaciones se sitúan en un área que se corresponde con la vegetación potencial 'Serie mesomediterránea manchega y aragonesa basófila de encina'. No existen especies vegetales protegidas en la zona de estudio ni zonas de interés botánico. Los distintos tipos de vegetación actual en la zona de influencia de la planta solar y sus infraestructuras anexas son:

- Cultivos y eriales: Principal unidad de vegetación de la zona de estudio, sobre la cual se asientan las instalaciones de la planta fotovoltaica.
- Encinares y coscojares: Se han incluido las principales formaciones arboladas autóctonas de la zona de estudio.
- Bosques de coníferas: Se incluyen en esta unidad las masas forestales de coníferas presentes en la zona de estudio.
- Mezcla de coníferas y frondosas autóctonas: Esta unidad está colindante a las anteriores en forma de manchas dispersas.
- Bosques ribereños: En la zona de estudio solo aparecen cartografiados en el río Júcar.
- Choperas y plataneras de producción: Presentes en las colas del embalse de Alarcón.

⁵¹ Horizonte del suelo que, por acción de flujo de agua descendente, pierde materiales solubles o coloidales, que son arrastrados en profundidad.

- Sabinares de *Juniperus phoenicia*: Sabinares localizados en zonas de matorral-arbustado.
- Masas de agua: Conformadas por el embalse de Alarcón, puntualmente puede haber vegetación hidrófita o helofítica.
- Zonas antrópicas: En esta unidad se incluye la vegetación de tipo ornamental y hortofrutícola que suele acompañar a las zonas antrópicas

La zona de ocupación de las instalaciones se corresponde con un cultivo de secano sin interés botánico. No se afecta a ningún hábitat de interés comunitario.

Respecto a la fauna en la zona de implantación de la PSF Ampliación SABINAR HIVE, se han delimitado unos biotopos faunísticos que presentan unas características lo suficientemente homogéneas como para identificar fácilmente las comunidades faunísticas que en ellas se asientan. Tras realizar un análisis de corredores faunísticos, el promotor concluye que, en términos generales, el ámbito de estudio muestra una buena conectividad de las zonas de mayor interés para la fauna que podría verse afectada por la implantación de la planta solar, tales como el corzo, jabalí, gamo o zorro. Existen corredores de paso que unen las zonas forestales, de mayor uso por las especies, con zonas de atracción para la fauna como los márgenes del embalse de Alarcón. Los corredores habilitados en la planta fotovoltaica permiten el libre paso de la fauna y la conexión de estos corredores. Existe abundancia de lagomorfos en la zona, el conejo es la especie de mamífero con mayor abundancia y frecuencia de uso en la zona y se distribuye por todo el territorio, lo cual garantiza la existencia de aves rapaces puesto que disponen de estas presas. En la zona de estudio hay varias especies de interés cinegético, tanto de caza mayor como de caza menor, principalmente, como ya se ha citado, corzo, gamo, jabalí, conejo, liebre y zorro. Estas especies se verán afectadas por el proyecto, pero teniendo en cuenta las medidas correctoras adoptadas y la vasta superficie de biotopos equivalentes en la región, no se estiman afecciones significativas.

Con respecto a las especies pescables, hay varias identificadas en la zona de estudio, aunque, dado que no habrá ningún tipo de afección directa significativa sobre estas zonas húmedas, la afección sobre la actividad piscícola será prácticamente nula.

Respecto al resultado del estudio de quirópteros, la zona ha presentado unos valores de abundancia y diversidad bajos. No se ha evidenciado la presencia de especies catalogadas como vulnerables o en peligro de extinción por el catálogo regional o el catálogo nacional de especies amenazadas. Las especies detectadas en mayor número pertenecen al género *Pipistrellus*.

En lo relativo al estudio de aves, se ha realizado un censo de aves que abarca más de un año de seguimiento y todos los periodos fenológicos. Puede decirse que los resultados reflejan que la zona de estudio no presenta abundancia ni comunidades de aves esteparias. Se ha constatado la presencia de grulla, sobre todo en época de migración pre-reproductora, lo que confirma el uso de las inmediaciones del embalse de Alarcón como zona de concentración previa a la

migración. Durante el seguimiento en época primavera-verano de 2019 se registró la presencia de algunas especies esteparias, como la avutarda y el aguilucho cenizo.

Durante las jornadas de campo se ha registrado un contacto de un individuo de águila perdicera que se observó en el interior del área crítica de conservación para esta especie, zona que se localiza a una distancia de 3,5 km dirección sur del territorio ocupado por el proyecto.

Se ha avistado un ejemplar de milano real durante el censo de primavera-verano. También se han detectado seis individuos de águila real durante varias jornadas de campo.

Tras la ampliación del estudio de avifauna de la PSF SABINAR HIVE, con la actualización de datos bibliográficas y los registros obtenidos en los muestreos de abril a octubre de 2019, se mantienen las mismas conclusiones y recomendaciones que las establecidas en el Estudio Previo de Avifauna de esa planta fotovoltaica, puesto que los resultados obtenidos en esta ampliación no varían significativamente de los resultados generales del estudio total. Acorde a los resultados obtenidos, que muestran la ausencia de parejas reproductoras durante la época primaveral de aves esteparias en la zona de estudio, se confirma la baja idoneidad del ámbito de estudio para estas aves. El área de estudio se encuentra rodeado de hábitats forestales y acuáticos (embalse de Alarcón), lo que implica una desconexión de los principales núcleos de especies esteparias localizados al oeste y sur de la zona de estudio. Estos hechos explican los bajos valores de abundancia obtenido en avutardas.

Referente al resto de aves de interés, por su grado de protección o por sus características de vuelo, la mayoría de registros se han realizado al sur del ámbito de estudio, coincidiendo con el área crítica de conservación para el águila perdicera (fuera del área de actuación). Estos resultados muestran, de nuevo, la baja idoneidad de la zona de estudio para el desarrollo de especies esteparias y rapaces.

Se confirma la presencia de águila perdicera mediante el seguimiento por GPS de dos ejemplares que habitan en las ZEC Hoces del Alarcón durante el periodo de noviembre 2019 a mayo 2020 y, dados los resultados obtenidos, se confirma que el uso del espacio en el área de estudio por parte de esta especie se centra en la zona situada al sur de la carretera N-III, por lo que la zona ocupada por la planta solar no es una zona de campeo preferente de esta especie.

En la zona de actuación no existen IBAS⁵².

En cuanto al paisaje, el área en la que se ubica el proyecto forma parte de la comarca de La Manchuela Conquense. Los elementos predominantes en el paisaje son el Embalse de Alarcón, las formaciones arboladas situadas en los

⁵² Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (*Important Bird Areas*).

cerros y cuevas, así como el notable desarrollo de plantas solares en la zona. En la visita a campo se realizaron fotografías en la zona y se constata cómo existen ciertos puntos desde los que la planta no sería visible. Estos puntos se localizan, por ejemplo, en la carretera nacional N-III y Vallehermoso de la Fuente. Sin embargo, aparecen otros puntos desde los que sí que sería visible la planta de forma casi imperceptible debido a la distancia.

El área de estudio no se encuentra incluida dentro de ningún espacio natural protegido de acuerdo con la Ley 9/1999, de 26 de mayo, de Conservación de la Naturaleza de Castilla–La Mancha. El espacio natural protegido más cercano se encuentra a más de 14 kilómetros de distancia (Microrreserva de la Cueva de la Judía).

El área en la que se desarrollará la planta solar no se incluye dentro de ningún espacio incluido dentro de la Red Natura 2000. El espacio de la Red Natura más próximo al área de ejecución del proyecto es la ZEC Hoces del Alarcón, situado a 1,3 kilómetros hacia el sur de la planta solar.

El EsIA recalca que en el área de estudio, a unos 1,4 kilómetros al sur de la zona de actuación, existe un Área Crítica de águila perdicera.

El proyecto no se encuentra localizado en ninguna Reserva de la Biosfera ni en sus cercanías, estando la más cercana a más de 50 kilómetros (La Mancha Húmeda).

Respecto a zonas húmedas se puede decir que en la zona del proyecto y sus cercanías no se ubica ninguna zona húmeda catalogada ni reserva natural fluvial, según el Real Decreto 435/2004, de 12 de marzo, por el que se regula el Inventario Español de Zonas Húmedas. No existe ningún humedal de este tipo en la zona de estudio ni en sus proximidades.

En base a la información cartográfica del Gobierno de Castilla–La Mancha, el proyecto objeto de estudio no coincide con montes de utilidad pública. Los más cercanos se sitúan a unos 2,1 kilómetros al sur, coincidente con el Monte de Utilidad Pública “Villar de Rocafort y Cuarto Pinarejo” y, aproximadamente a 5 kilómetros al norte, coincidente con “La Dehesilla”.

La parte norte de las parcelas ocupadas por la planta solar limita con una vía pecuaria denominada Colada de los Arrieros, también denominada vía pecuaria la Cañada Nueva. A su vez, esta vía pecuaria es atravesada por la línea de evacuación de la planta fotovoltaica.

Por otra parte, la prospección arqueológica no ha detectado restos de interés durante la misma. El primer diseño de la planta fotovoltaica afectaba directamente a un Área de Prevención Arqueológica denominada “B.8. Cañada Nueva”, por lo que se llevó a cabo el replanteo de la misma para evitar dicha afección.

En cuanto al medio socioeconómico, la población en el municipio de Alarcón ha ido disminuyendo en la última década hasta situarse actualmente en 153 habitantes. Las actividades económicas predominantes en Alarcón y Olmedilla de Alarcón pertenecen predominantemente al sector servicios, seguido del agrícola.