

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE OTORGA A FÉNIX RENOVABLE, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA Y DE CONSTRUCCIÓN PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PSF PUERTO REAL DE 126,5 MW, INCLUIDA LA SUBESTACIÓN A 20/220 KV Y LA LÍNEA AÉREA A 220 KV PARA EVACUACIÓN, UBICADA EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE PUERTO REAL Y JEREZ DE LA FRONTERA, EN LA PROVINCIA DE CÁDIZ Y SE DECLARA, EN CONCRETO, LA UTILIDAD PÚBLICA DE DICHA LÍNEA.

Expediente nº: INF/DE/146/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

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

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 18 de diciembre de 2018

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 FÉNIX RENOVABLE, S.L. autorización administrativa y de construcción para la instalación fotovoltaica PSF PUERTO REAL de 126,5 MW, incluida la subestación a 20/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación, ubicada en los términos municipales de Puerto Real y Jerez de la Frontera, en la provincia de Cádiz y se declara, en concreto, la utilidad pública de dicha línea, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 20 de junio de 2013, tuvo entrada en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)¹ solicitud de FÉNIX RENOVABLE, S.L. (en

¹ En la actualidad Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

adelante FÉNIX RENOVABLE) de Autorización Administrativa para el proyecto de planta generadora fotovoltaica que denominaba entonces “Jerez de la Frontera”, de 110 MW, y de Declaración de Utilidad Pública (DUP) de la línea de Alta Tensión y los anejos necesarios para ella.

Con fecha 1 de octubre de 2013, tuvo entrada en el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA²) la documentación ambiental del proyecto junto con la solicitud de inicio del trámite de evaluación de impacto ambiental. Posteriormente, y debido precisamente a restricciones medioambientales en los terrenos inicialmente propuestos, se procedió al cambio de las parcelas en las que se desarrollará el proyecto —manteniendo el resto de las características de la instalación—, y el 21 de abril de 2014 tuvo entrada nueva documentación ambiental para su sometimiento al trámite de consultas previas, el cual se evacuó por el órgano ambiental con fecha 27 de mayo de 2014.

Con la finalidad de notificar dicho cambio de ubicación y renombrar el proyecto en función del mismo, con fecha 18 de marzo de 2015 se adjuntó un ‘*Anexo complementario al Anteproyecto de la Instalación fotovoltaica “Puerto Real” de 110 MW conectado a red en Puerto Real (Cádiz)*’.

Con fecha 14 de septiembre de 2015 la Subdirección General de Energía del MINETUR comunicó al Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla la solicitud realizada por FÉNIX RENOVABLE, con objeto de que se iniciaran los trámites de información pública. Dicha Área sometió el anteproyecto y el estudio de impacto ambiental al trámite de información pública mediante anuncios en el Boletín Oficial del Estado («BOE»), número 280, de 23 de noviembre de 2015, en el «Boletín Oficial de la Provincia de Cádiz» número 237, de 11 de diciembre de 2015, y en el Diario «ABC» de 19 de noviembre de 2015. Con fecha 21 de diciembre de 2015 realizó los trámites de consulta a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas.

Con fecha 4 de julio de 2016, la citada Área de Industria y Energía emitió informe favorable respecto a la solicitud de FÉNIX RENOVABLE respecto a la Autorización Administrativa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de la instalación fotovoltaica PUERTO REAL y la línea aérea a 220 kV y su DUP, siempre que se cumplan todos los condicionados impuestos por los Organismos afectados. En la misma fecha remitió el informe a la DGPEM — fecha de entrada 11 de julio de 2016— junto con el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental y los Anteproyectos de la PSF PUERTO REAL y sus instalaciones de evacuación.

Con fecha 28 de septiembre del 2016, se recibió en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, procedente de la DGPEM, el

² Así denominado hasta 2016, después Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA), y en la actualidad Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, si bien las competencias en medio ambiente han pasado a ser del MITECO.

expediente completo que incluye el resultado de la información pública, el estudio de impacto ambiental y el proyecto técnico.

Con fecha 23 de noviembre de 2016, dicha Dirección solicitó al promotor información complementaria, que éste aportó con fecha 14 de diciembre de 2016. Asimismo, la mencionada Dirección General solicitó informes a otros organismos, lo que supuso también la solicitud de nueva información complementaria al promotor, que éste fue remitiendo paulatinamente hasta el 19 de abril de 2018.

Finalmente, mediante Resolución de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO, de fecha 13 de julio de 2018, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, se formuló DIA favorable a la realización del proyecto de instalación fotovoltaica PUERTO REAL de 110 MW —que comprende la PSF PUERTO REAL, la subestación eléctrica a 20/220 kV y la línea aérea de evacuación a 220 kV—, siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación realizada.

Por otra parte, el 26 de mayo de 2017, se recibió en la Subdirección General de Energía Eléctrica de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla solicitud de Autorización Administrativa de Construcción (AAC) por parte del promotor. Tras requerirle información adicional y recibirla, la mencionada Subdirección General dio por válida la subsanación del requerimiento y dio vía libre para que el Área de Industria y Energía de la propia Subdelegación realizara consultas a los organismos correspondientes. Finalmente, con fecha 27 de julio de 2018, la mencionada Área informó favorablemente la AAC de la instalación e infraestructuras de evacuación.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 11 de diciembre de 2012, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió informe de contestación de acceso a la red de transporte en la subestación Cartuja 220 kV para la entonces denominada central solar fotovoltaica “Jerez de la Frontera” de una potencia instalada de 110 MW, considerando que, tanto en el ámbito zonal como nodal, la evacuación de la generación de la instalación en dicho nudo resulta técnicamente viable, siempre que se tengan en cuenta los condicionantes que incorpora el propio informe, y con la indicación de que las posibilidades de evacuación de la planta no se han de entender como garantizadas por REE, ya que estarán sujetas a las posibilidades efectivas de producción que determine en la ejecución de la operación en tiempo real.

Con fecha 2 de abril de 2013, REE remitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la subestación Cartuja 220 kV para la central solar fotovoltaica “Jerez de la Frontera”. Este escrito indica los condicionantes según los informes de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) que adjunta, así como recuerda que para que dicho

procedimiento de conexión pueda ser completado es necesario que la instalación de transporte para la conexión —ampliación de la subestación Cartuja 220 kV con una posición de conexión para la generación solicitada— esté aprobada en la planificación y la necesidad de que REE obtenga las autorizaciones administrativas para dichas instalaciones.

Con fecha 12 de febrero de 2016, REE emitió informe de actualización de la contestación respecto al acceso y conexión a la red de transporte para la central solar fotovoltaica PSF PUERTO REAL, solicitada por FÉNIX RENOVABLE, que sustituye a las anteriores comunicaciones de REE que quedan invalidadas por la solicitud de actualización de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte en la subestación Cartuja 220 kV incorporando, además, el cambio de titular de la instalación de generación — que en las anteriores comunicaciones era ANSASOL, S.L.—. Dicho informe concluye que, una vez realizados los estudios de capacidad de la red en el ámbito zonal y nodal, la evacuación del contingente de generación previsto resultaría técnicamente viable, con los condicionantes que se indican en el mismo. Este informe, por tanto, otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para dichas instalaciones, sujetas a los condicionantes indicados en los informes ICCTC y 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 refleje los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente y con el que estas instalaciones no contaban a la fecha de emisión del informe.

Este informe se desarrolla más adelante, en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación del sistema”.

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 1 de octubre de 2018 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se autorizan la PSF PUERTO REAL, la subestación eléctrica a 20/220 kV y la línea aérea de evacuación a 220 kV. Se ha adjuntado, en la misma fecha y posteriormente, el 3 de octubre de 2018, la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otra: a) el Anteproyecto y el proyecto de ejecución de la instalación fotovoltaica, de la subestación de transformación y de la línea eléctrica de evacuación —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, 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 Anteproyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; d) Informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla, y e) Resolución por la que se formula DIA favorable al proyecto.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que «*la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones*»; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para «*la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes*», y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones «*de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica*» debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental³.
- 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

³ Tanto el Proyecto como la Declaración de Impacto Ambiental hacen referencia al Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, que, si bien ha sido derogado por esta Ley 21/2013, se ha aplicado a la evaluación ambiental del Proyecto puesto que ésta comenzó su evaluación estando vigente el Real Decreto Legislativo 1/2008.

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.

- Ley 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental de la Junta de Andalucía.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que FÉNIX RENOVABLE ha presentado, con fecha 20 de junio de 2013, solicitud de autorización administrativa para la instalación PSF PUERTO REAL, incluida la subestación eléctrica a 20/220 kV y la línea aérea de evacuación a 220 kV, y solicitud de declaración de utilidad pública de dicha línea, así como que, con fecha 26 de mayo de 2017, el peticionario solicitó autorización administrativa de construcción de la instalación y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas afectadas. La Propuesta informa que la mencionada Área emitió sendos informes de fecha 4 de julio de 2016 y 27 de julio de 2018, respectivamente.

Asimismo, la Propuesta indica que el proyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido formulada DIA favorable mediante Resolución de fecha 13 de julio de 2018, de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica, en la que se establecen medidas preventivas, correctoras y compensatorias de los efectos adversos sobre el medio ambiente.

La Propuesta informa que la línea para evacuación de energía eléctrica del parque es una línea a 220 kV y será propiedad del peticionario.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 12 de febrero de 2016, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión en la subestación de Cartuja 220 kV de la instalación fotovoltaica.

La Propuesta recuerda, asimismo, que dicha subestación se encuentra contemplada en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, aprobada mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.

Visto lo anterior, se propone otorgar a FÉNIX RENOVABLE la Autorización Administrativa y de construcción para la PSF PUERTO REAL, la subestación y la línea aérea de evacuación, así como declarar la utilidad pública de la línea

aérea a 220 kV para evacuación. La Propuesta describe las principales características de la instalación: se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 126,4896 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD 413/2014⁴), en el término municipal de Puerto Real, en la provincia de Cádiz; estará compuesto de 468.480 módulos de 270 W cada uno distribuidos en soportes de estructura fija (83,2896 MW) y de seguidores de un eje (43,2 MW); la potencia de los inversores es de 110 MW, serán del tipo AROS Solar Technology, 130 inversores del modelo PV3 800 y 12 inversores del modelo PV3 500; habrá 72 transformadores de 1.600 y 1.000 kVA, de 0,32/20 kV; la subestación de transformación eléctrica a 20/220 kV del parque contiene dos transformadores de 55 MVA y estará ubicada en el parque solar fotovoltaico, en Puerto Real; la línea aérea de evacuación a 220 kV tiene como origen la subestación transformadora a 20/220 kV de la instalación fotovoltaica, y como final la subestación eléctrica de Cartuja 220 kV, en Jerez de la Frontera, propiedad de REE; es una línea de corriente alterna trifásica de 12,08 kilómetros de longitud, de un circuito, un conductor tipo LA-280 por fase, 44 apoyos con cimentaciones de zapatas individuales, aisladores de vidrio U-210 BS, y que afecta a los términos municipales de Puerto Real y Jerez de la Frontera, en la provincia de Cádiz

Por otra parte, la Propuesta indica que, en consideración de los principios de celeridad y economía procesal que debe regir la actividad de la Administración, resulta procedente resolver por medio de un único acto la solicitud del peticionario, relativa a la concesión de autorización administrativa, autorización administrativa de construcción del proyecto y declaración de utilidad pública.

Asimismo, establece que el promotor presentará una adenda al proyecto de ejecución incorporando las medidas establecidas en el estudio de impacto ambiental y en la DIA, que deberán estar definidas y presupuestadas.

La Propuesta recuerda que FÉNIX RENOVABLE deberá cumplir todas las condiciones impuestas en la DIA, además de las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

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

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

⁴ El segundo párrafo de dicho artículo 3 contempla que «*En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.*»

- Las obras deberán realizarse de acuerdo con el proyecto presentado y con las disposiciones reglamentarias que le sean de aplicación, con las variaciones que, en su caso, se soliciten y autoricen.
- El plazo para la emisión de la Autorización de Explotación será de veinticuatro meses, contados a partir de la fecha de notificación al petitionerario de la Resolución.
- El titular de la instalación deberá dar cuenta de la terminación de las obras al Órgano competente provincial, a efectos de reconocimiento definitivo y extensión de la Autorización de Explotación.
- Para la obtención de la autorización de explotación será necesario dar cuenta del condicionado impuesto en la citada DIA al Órgano competente provincial, previa presentación de las medidas definidas y presupuestadas por el petitionerario en un proyecto o en una adenda al mismo.
- La autorización administrativa de construcción no dispensa en modo alguno de la necesaria obtención por parte del titular de la instalación de cualesquiera autorizaciones adicionales que las instalaciones precisen, entre ellas, la obtención de las autorizaciones que, en relación con los sistemas auxiliares y como condición previa a su instalación o puesta en marcha, puedan venir exigidas por la legislación de seguridad industrial y ser atribuidas a la competencia de las distintas Comunidades Autónomas.
- La Administración dejará sin efecto la presente Resolución si durante el transcurso del tiempo se observase incumplimiento, por parte del titular de los derechos que establece la misma, de las condiciones impuestas en ella. En tales supuestos, la Administración, previo oportuno expediente, acordará la anulación de la correspondiente Autorización con todas las consecuencias de orden administrativo y civil que se deriven de dicha situación, según las disposiciones legales vigentes.
- El titular de la instalación tendrá en cuenta para su ejecución las condiciones impuestas por los Organismos que las han establecido, las cuales han sido puestas en su conocimiento y aceptadas expresamente por él.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es una tecnología renovable de entre las consideradas 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.

El módulo fotovoltaico utilizado en la planta será el Canadian Solar C6SP policristalino de 270 Wp o similar. El módulo cumple con todas las especificaciones de calidad requeridas, con una eficiencia del 16,50 %.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor. De este modo, se consigue disminuir la temperatura de trabajo de las células y mejorar el rendimiento del módulo.

La estructura soporte de módulos se ha diseñado para soportar, con los módulos instalados, cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos tales como viento, nieve, etc., así como para permitir las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Dicha estructura se diseñará con una inclinación adecuada de forma que los módulos fotovoltaicos optimicen la producción energética a lo largo del año, se colocarán orientadas hacia el sur, además de garantizar que la estructura no se moverá bajo ningún tipo de circunstancia, tal como vibraciones, viento, desniveles del suelo, etc.

La planta solar cuenta con estructuras de soporte fijas y móviles. La estructura móvil tiene seguidores que ofrecen un campo de giro de $\pm 45^\circ$ y $\pm 55^\circ$ según estándar respecto a la barra giratoria instalada en posición horizontal en dirección norte – sur. Gracias al *backtracking* o sistema anti-sombras, se pueden colocar muy juntos los módulos sin sombreamiento cruzado y minimizando la superficie de terreno ocupada. El seguidor se ha configurado con un grado máximo de prefabricación, pocas piezas pequeñas y un manejo sencillo, lo que permite un montaje rápido y estructurado.

En cuanto a la estructura soporte fija, la instalación se realizará con una orientación sur con una inclinación de 30° y considerará una separación entre estructuras que eviten el sombreado de las mismas entre sí. Se han seleccionado las estructuras de aluminio y acero modelo SCHLETTER para soportar cada una de ellas dos series de 40 módulos Canadian Solar C6SP.

El inversor utilizado será del tipo de conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento

la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Será un inversor autoconmutado, con seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador y no funcionará en isla. El factor de potencia será superior a 0,95, entre el 25 y el 100% de la potencia nominal. El modelo de inversor seleccionado para el proyecto será el Power One TRIO-20.0-TL-OUTD de 20 kW de potencia nominal con salida trifásica de 400 V o similar.

Los inversores se disponen según un denominado '*string control*', que evita la colocación de cajas de conexión, de manera que el cableado de cada serie o *string* va directamente a cada inversor, lo que supone un mayor rendimiento gracias al voltaje superior alcanzado por cada serie respecto al de un módulo individual. De esta forma, los módulos solares pueden ser interconectados considerando el rango de voltaje de entrada óptimo del inversor solar. Otra ventaja es que cada *string* queda individualizado, lo que supone un monitorizado más efectivo.

En cuanto al rendimiento de la instalación, el promotor estima que la energía generada en la instalación será de unos 218.673 MWh/año, lo que permitirá reducir la emisión del orden de 159.632 toneladas equivalentes de CO₂ por año de funcionamiento de la planta (con respecto a una planta de generación fósil convencional), durante los 35 años de vida útil que se han estimado para la misma.

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 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se 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 Europea EN, la Normativa CENELEC⁵, las Normas UNE 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

⁵ Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

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.

Como se ha indicado anteriormente, en la planta se utilizará como módulo fotovoltaico el Canadian Solar C6SP policristalino de 270 Wp o similar. Todos estos módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo cual se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE). Su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulado.

El conexionado entre módulos se realizará con conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo RV-k 0,6/1 kV UNE 21-123 IEC 502 90, de tensión nominal no inferior a 1.000 V.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre la estructura soporte utilizando los agujeros correspondientes, mediante la tornillería específica en acero inoxidable, y sin perforar el marco del módulo. En caso de utilizar piezas especiales de fijación mediante presión, se garantizará que ésta no produzca ningún deterioro sobre el marco de los módulos. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador. El generador fotovoltaico se conectará a tierra.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88 (o norma europea equivalente). La estructura soporte será calculada según Norma MV-103 (o norma europea equivalente) para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos tales como viento, nieve, etc.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. La estructura estará fabricada en acero galvanizado en caliente de gran resistencia frente a acciones agresivas de agentes ambientales, fundamentalmente fenómenos de corrosión, lo que permitirá un escaso mantenimiento y una larga vida a la intemperie. Para estructuras móviles se han seleccionado las estructuras de aluminio y acero modelo SCHLETTER o

similar para soportar cada una de ella 2 series de 320 módulos Canadian Solar C6SP. Para estructuras fijas se han seleccionado igualmente estructuras de aluminio y acero modelo SCHLETTER para soportar cada una de ella dos series de 40 módulos Canadian Solar C6SP; ambas son estructuras que cumplen con todas las normas de cálculo estructural que aseguran resistencia a las cargas de viento hasta una velocidad de 150 km/h (en posición horizontal) y de 100 km/h en cualquier posición, frente a cargas de nieve hasta 1,4 kN/m².

La tornillería de la estructura soporte será de acero galvanizado. Los tornillos, tuercas y arandelas cumplirán lo dispuesto en la NBE-EA-95 en cuanto a calidades y tolerancia.

Las estructuras soporte serán puestas a tierra, entendiéndose que esta ha de ser una tierra distinta de la tierra de la empresa distribuidora. La finalización de este trabajo implica una íntegra perforación de pica de tierra y, en lugares de acceso frecuente, una cubrición apropiada de ésta. Igualmente, cada estructura ha de ir conectada directamente a tierra, sin pasar por ningún otro elemento metálico intermedio.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

El inversor se conectará a tierra y cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a: cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango (0,85-1,1 Um), frecuencia de red fuera de rango (49-51 Hz), sobretensiones mediante varistores o similares, polaridad inversa, fallo de aislamiento, perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

En cuanto a la instalación eléctrica, todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción. Los cables de continua para la interconexión de los módulos irán fijados directamente a la estructura mediante un sistema de fijación que asegure su resistencia a las agresiones medioambientales durante 25 años. Los conductores aislados fijados directamente sobre la estructura se montarán con cables de tensiones asignadas no inferiores a 0,6/1 kV, provistos de aislamiento y cubierta (se incluyen cables armados o con aislamiento mineral). Para las conducciones subterráneas de cables de baja tensión se seguirá lo indicado en la ITC-BT07⁶ del REBT, enterrando directamente el cable a una profundidad no inferior a 0,8 metros. Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, mediante la conveniente identificación de sus

⁶ Instrucción Técnica Complementaria para Redes subterráneas para distribución en baja tensión.

circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Los conductores utilizados en el proyecto serán de cobre, con aislamiento de PVC, con una tensión de prueba de 2.500 V, irán enterrados, y estarán sujetos a la normativa UNE 21.031 (21123).

Los interruptores y conmutadores cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Serán del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder de 65° C en ninguna de sus partes. Su construcción será tal que permita realizar un número total de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcada su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1.000 V.

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el REBT y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI). Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC-BT-24⁷. Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del +5 % sobre el valor nominal. Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

En el origen de la instalación y lo más cerca posible del punto de alimentación a la misma, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobreintensidades de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.

La puesta a tierra de la central fotovoltaica será independiente de la puesta a tierra del centro de transformación en el que se realice la conexión. Nunca se conectará el neutro a la toma de tierra de la central fotovoltaica.

El circuito fotovoltaico será independiente del circuito eléctrico de consumo y las medidas se realizarán con equipos propios e independientes. Se utilizarán contadores estáticos de medida de energía activa y reactiva, simple tarifa, con

⁷ Instrucción Técnica Complementaria para Instalaciones Interiores o Receptoras: Protección contra los contactos directos e indirectos.

conexión a 4 hilos, que permitan el tránsito de energía en todos los sentidos posibles y con precisión mínima correspondiente a la de clase de precisión 2, regulada por el Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo. El contador deberá estar homologado y aceptado por la propia empresa distribuidora. En caso de no disponer de un contador que cumpla todas las características anteriores se instalarán dos contadores en oposición, uno de entrada y otro de salida. La colocación de los contadores y las condiciones de seguridad se realizarán de acuerdo a la instrucción MIE BT 015. Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. Sólo en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica, siendo obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

Con objeto de evitar accidentes toda instalación eléctrica deberá poseer una señalización adecuada. Todos los aparatos y máquinas principales deben ser señalizados. Se deben diferenciar todos los elementos entre sí mediante marcas establecidas claramente. Los rótulos deben poseer las dimensiones y estructura adecuadas para su fácil comprensión. En especial, deben ser señalizados todos los elementos de accionamiento, de los aparatos de maniobra y los propios aparatos, incluyendo la identificación de las posiciones de apertura y cierre, excepto cuando sea observable a simple vista. Todos los puntos que por sus características lo necesiten deben poseer carteles de advertencia.

Se instalará una valla de seguridad de dos metros de altura para proteger la instalación frente al robo y vandalismo. Será fabricada con tubos de acero galvanizado en caliente, montada sobre cimentación y con puertas también de acero galvanizado. Se construirá de acuerdo con el artículo 22 de la Ley 8/2003, de 28 de octubre, de flora y fauna silvestre, con el objeto de permitir la libre circulación de la fauna silvestre. Se ha previsto dotar al parque de un sistema de detección de intrusismo con emisores-células receptoras, cuyas señales irán a parar al sistema general de alarma situado en el interior del edificio de la subestación

En cuanto a la estación transformadora de 20/220 kV propia de la instalación y la línea de evacuación a 220 kV, el proyecto presentado adjunta numerosos cálculos sujetos a lo establecido en la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (RLAT).

Por otra parte, indicar que el Proyecto de ejecución incluye el “Estudio de Seguridad y Salud” —uno en cada Proyecto de ejecución desarrollado, para la planta, la subestación y la línea aérea de evacuación—, así como un Estudio de gestión de residuos, otro acústico, otro paisajístico y otros de aseguramiento de calidad del proyecto, en los cuales se especifica la normativa a aplicar en la gestión de los residuos y el cumplimiento de la misma en el Proyecto.

Asimismo, las instalaciones del proyecto contarán con un plan de prevención de incendios y con un sistema de detección de incendios a base de detectores

y sistema de alarmas mediante pulsadores manuales con el fin de que el personal que localice un incendio pueda dar la alarma sin esperar la actuación del sistema de detección.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 11 de diciembre de 2012 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, emitió informe de contestación de acceso a la red de transporte en la subestación Cartuja 220 kV para la entonces denominada central solar fotovoltaica Jerez de la Frontera. Según proponía el promotor, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación de Cartuja 220 kV, a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación (posición de línea de 220 kV que pertenece a instalaciones de conexión no transporte). Sin embargo, REE recordaba que la ampliación de la subestación con esta nueva posición, necesaria para la conexión física de la generación solicitada, no formaba parte de la Planificación vigente en ese momento⁸, condición necesaria para dar por resuelto de forma favorable el procedimiento de acceso. REE llevó a cabo los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal, y concluyó que la máxima capacidad de producción simultánea en el ámbito regional — generación en Andalucía o Comunidades adyacentes con evacuación, directa o a través de la red de distribución, sobre los nudos de la red de transporte en Andalucía— era de 5.450 MW aplicable a la generación de régimen especial no eólica o tecnologías análogas como es el caso de la generación fotovoltaica. En el ámbito nodal de Cartuja 220 kV, considerando las previsiones de generación eólica y no eólica de la Junta de Andalucía, resulta técnicamente aceptable una producción adicional de 110 MW de generación no eólica no gestionable en el Horizonte 2016 analizado para el informe.

Mediante escrito de fecha 2 de abril de 2013, REE remite al promotor el ICCTC y el IVCTC relativos a la solicitud para la conexión de la central solar fotovoltaica Jerez de la Frontera de 110 MW, conforme a lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000. REE recuerda que la aprobación en la planificación de la instalación de transporte necesaria para la conexión o su reconocimiento administrativo equivalente es condición necesaria para resolver favorablemente el procedimiento de conexión. Adicionalmente, el ICCTC incluye como condicionante complementario la necesidad de que REE obtenga las Autorizaciones Administrativas de dichas instalaciones de transporte. Asimismo, el escrito indica que, con objeto de garantizar los futuros desarrollos de la red de transporte en la subestación Cartuja 220 kV, podría ser necesaria una coordinación entre las instalaciones de conexión de las plantas de generación que pudieran tener dicho nudo de conexión común. En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida.

⁸ Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte, aprobada el 30 de mayo de 2008 y actualizada según Programa Anual establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre.

Con fecha 12 de febrero de 2016, REE emitió informe de actualización de la contestación respecto al acceso y conexión a la red de transporte en la subestación existente de Cartuja 220 kV para la central solar fotovoltaica PSF PUERTO REAL de 110 MW, promovida por FÉNIX RENOVABLE. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se materializaría a través de una nueva posición en la subestación de Cartuja 220 kV que permitiría la conexión de la línea PSF PUERTO REAL - Cartuja 220 kV —instalaciones de conexión no transporte—. REE recuerda que, aunque las actuaciones estén incluidas en la planificación de la red de transporte 2015-2020, sólo se consolidarán estos permisos de acceso y conexión tras la formalización del CTA. También indica que, tras la publicación del RD 413/2014, sería necesaria la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión a través de un Interlocutor Único de Nudo (IUN) cuando existan varios generadores que compartan un punto de conexión; no ha sido exigido tal coordinación puesto que en la tramitación previa no se preveía, pero no asegura la viabilidad física de varias posiciones de conexión, por lo que recomienda dicha coordinación e incluso advierte de que podría requerirla.

Para valorar las posibilidades de conexión de la generación renovable, REE ha realizado estudios de capacidad de la red en el ámbito zonal y nodal, según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1⁹, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹⁰ 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 vigente¹¹ denominada horizonte 2020 (H2020). Dichos estudios concluyen que, en el ámbito zonal, la conexión del contingente de generación de la PSF PUERTO REAL resultaría técnicamente viable, así como desde el ámbito nodal, puesto que la previsión de conexión de generación eólica y no eólica no gestionable en la subestación Cartuja 220 kV asciende a 392 MW, correspondientes a 154 MW de generación eólica —cuatro parques eólicos puestos en servicio y uno con autorización de conexión— y 238 MW de generación no gestionable —generación fotovoltaica ya puesta en servicio en red de distribución subyacente por 18 MW y dos instalaciones fotovoltaicas de 110 MW cada una con autorización condicionada a la planificación vigente en un caso de acceso y en el otro de conexión, que se corresponde con la instalación objeto de informe— mientras que el análisis de potencia de cortocircuito indica que la máxima potencia no eólica a conectar en el nudo Cartuja 220 kV sería de 465 MW.

⁹ 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).

¹⁰ Capacidad de conexión (MWins) en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):
$$MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$$
$$MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{ins EÓLICA} \leq MW_{prod}$$

¹¹ 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).

Asimismo, se han realizado análisis de flujo de cargas asociados al H2020 en las condiciones de disponibilidad del P.O.12.1 para valorar la aceptabilidad técnica de la evacuación de la generación prevista mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales y horarias, llegando a la conclusión de que la evacuación de dicha generación en el nudo de Cartuja 220 kV resultaría técnicamente aceptable.

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 nudo de Cartuja 220 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción de generación 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 el 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.
- Son previsibles limitaciones a la instalación de generación que aseguren una potencia instalada que no constituya un riesgo para la seguridad de suministro tanto en el ámbito zonal como en el conjunto del sistema eléctrico peninsular español, lo que podría afectar a la conexión de la generación objeto de informe en función de la coordinación nacional que pueda acometerse y de las normas o medidas concretas que se establezcan.

REE remite actualización del ICCTC y del IVCTC, conforme a lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000. En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida. Recuerda que REE ha de obtener las autorizaciones administrativas de las instalaciones de transporte correspondientes y que el 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 estas instalaciones no contaban a la fecha de emisión del informe

Dicho informe de 12 de febrero de 2016 otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para la PSF PUERTO REAL (con su subestación a 20/220 kV y su línea de evacuación a 220 kV), con las consideraciones expuestas anteriormente y sujetas a los condicionantes establecidos en el ICCTC en el IVCTC que adjunta.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2¹², en caso de que varios generadores finalmente concurren en una misma posición de conexión, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en el nudo de Cartuja 220 kV.

Por otra parte, como consecuencia de la previsión de incorporación a la red de transporte en el nudo Cartuja de la generación de varios proyectos fotovoltaicos y la necesidad de compartir entre los promotores de los mismos la titularidad, el uso, operación y mantenimiento de las instalaciones de conexión, en noviembre de 2018 han suscrito un acuerdo respecto a una serie de compromisos y obligaciones para el desarrollo de infraestructuras comunes de interconexión del nudo Cartuja 220 kV y han constituido una Agrupación de Interés Económico para llevarlas a cabo¹³.

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

El proyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el apartado d) del grupo 9 del anexo I del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental según el artículo 12.1 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 3.1.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.1.c) del Real Decreto 895/2017, de 6 de octubre, tras la modificación efectuada por el Real Decreto 595/2018, de 22 de junio, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de

¹² 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). En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'.

¹³ FÉNIX RENOVABLE ha adjuntado un borrador del 'Acuerdo para el desarrollo de infraestructuras comunes de interconexión del nudo Cartuja 220 kV', pendiente de firma definitiva.

Biodiversidad y Calidad Ambiental, la resolución de los procedimientos de evaluación ambiental de proyectos de competencia estatal. Una vez analizados el documento técnico del proyecto, el estudio de impacto ambiental (EsIA), el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas, la mencionada Dirección General, de conformidad con lo previsto en el artículo 12 del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos y a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, formula DIA favorable a la realización del proyecto PSF PUERTO REAL —incluida la subestación eléctrica 20/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación—, situada en Puerto Real y Jerez de la Frontera (Cádiz), siempre y cuando se realice en las condiciones señaladas en la propia resolución, que resultan de la evaluación practicada.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción de la planta solar, subestación y línea aérea de evacuación (control de emisión de gases contaminantes y generación de ruidos de vehículos y maquinaria, protección del suelo, de la vegetación, de la fauna, de la hidrología, del paisaje, del patrimonio cultural, etc.), como a la fase de explotación (mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, gestión de residuos, etc.), y conllevan asimismo el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras establecidas en el estudio de impacto ambiental y en la propia DIA y el seguimiento de la eficacia de dichas medidas y sus criterios de aplicación. El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado.

Por otra parte, a efectos de lo previsto en la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental, de la Junta de Andalucía, con fecha 27 de septiembre de 2018 se ha emitido dictamen ambiental favorable relativo a la solicitud de Autorización Ambiental Unificada (AAU) para el proyecto PSF PUERTO REAL.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La instalación proyectada se ubicará en los términos municipales de Jerez de la Frontera y Puerto Real (Cádiz). La planta solar se localizará sobre terrenos de Puerto Real, en las parcelas 3, 4, 6, 26 y 27 del Polígono 4 y ocupará una superficie total de 249 hectáreas. La Subestación proyectada estará situada en el término municipal de Puerto Real, en el polígono 4, parcela 4, será de intemperie con aislamiento en aire (AIS) encapsulada en hexafluoruro de azufre (SF₆) con interruptores GIS, y ocupará una superficie de 5.000 m². La línea aérea proyectada tendrá su origen junto a la nueva subestación, ubicándose el primer apoyo en la misma parcela que ésta, y tendrá una longitud total de 12,13 kilómetros. El último apoyo de la línea aérea proyectada quedará ubicado junto a la Subestación existente Cartuja 220 kV, en el término municipal de Jerez de la Frontera, en el polígono 79, parcela 187.

Los accesos a la planta solar y a la subestación se realizarán a través de la carretera CA-3113, desde el camino que conduce a la Finca La Zarza. El acceso 1 discurre a través del paso inferior de la autopista AP-4 hasta llegar a la Casa La Zarza, donde toma dirección sur y enlaza con las parcelas de la instalación. El acceso 2 cruza la autopista AP-4, donde discurre por la Cañada Real del Camino Ancho durante 300 metros, dirección sur, hasta enlazar con la parcela 4 del polígono 4 del término municipal de Puerto Real.

El estudio de impacto ambiental contempla una única alternativa de ubicación para la planta solar fotovoltaica, si bien esta localización ha ido evolucionando desde el planteamiento inicial del proyecto hasta su configuración final, habiendo considerado el promotor tres localizaciones diferentes durante el proceso de tramitación del expediente. En un principio (año 2013) el promotor contemplaba ubicar la instalación de la planta fotovoltaica en el término municipal de Jerez de la Frontera, con una línea eléctrica de trazado rectilíneo de 6,6 kilómetros hasta la Subestación de Cartuja, pero se descartó por coincidir con una zona importante de campeo de águila imperial ibérica. Posteriormente, en 2014, el promotor propuso la localización en las parcelas 4, 26 y 27 del polígono 4 y parcela 104 del polígono 3 del Término Municipal de Puerto Real, con una línea eléctrica de trazado rectilíneo de 7,8 kilómetros hasta la Subestación de Cartuja 220 kV, pero también se descartó por incompatibilidad urbanística de la parcela situada más al oeste que estaba definida dentro del Área para la reserva de Espacios Libres Metropolitanos y área a reforestar según el Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) de Puerto Real. Finalmente, en 2015, el promotor planteó la alternativa de ubicar la PSF PUERTO REAL en las parcelas 3, 4, 6, 26 y 27 del polígono 4 del término municipal de Puerto Real, con objeto de evitar los suelos de especial protección y ocupar sólo terrenos agrarios, alternativa que finalmente se propone como alternativa única de ubicación de la planta solar fotovoltaica en el estudio de impacto ambiental aportado.

El promotor justifica la adecuada localización de la planta solar definitivamente seleccionada por la disponibilidad de terrenos agrícolas o improductivos, con mínimas pendientes y una superficie libre de obstáculos suficiente para acoger dicha infraestructura, la cercanía al punto de evacuación de la energía, la presencia de buenos accesos, la ausencia de vegetación arbórea y el menor impacto paisajístico, además de que se evitaría la afección a un área importante de campeo de águila imperial ibérica y sería compatible con el planeamiento urbanístico existente.

En cuanto al trazado de la línea eléctrica hasta la subestación Cartuja 220 kV, el estudio de impacto ambiental contemplaba tres alternativas, y dos para la subestación eléctrica. Finalmente, el promotor optó por la denominada 'alternativa 1' para el trazado de la línea eléctrica —que supone una longitud de 12.130 metros y 44 apoyos— y, por tanto, también para la ubicación de la subestación. Aunque es la opción más larga, más próxima a espacios protegidos y la que mayor zona con vegetación natural atraviesa, discurre por el pasillo eléctrico definido en el Plan de Ordenación Territorial de la Bahía de Cádiz (POTBC) y en el PGOU del Ayuntamiento de Puerto Real, tal y como señalaron durante la

fase de consultas previas la Delegación Territorial de Cádiz de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Junta de Andalucía y los ayuntamientos de Puerto Real y Jerez de la Frontera. Además, durante la mayor parte del recorrido (hasta el apoyo 26) la línea discurrirá de forma paralela a una línea eléctrica de alta tensión existente, propiedad de REE, y entre los apoyos 26 al 44 sigue el Pasillo de Infraestructuras Eléctricas del Término Municipal de Jerez de la Frontera, donde se concentran otras líneas eléctricas existentes. Todo ello, según el promotor, disminuye el impacto ocasionado al concentrar las infraestructuras existentes y mejorar su visibilidad por parte de la avifauna.

La zona de actuación se encuadra en la demarcación hidrográfica del Guadalete y Barbate donde destaca la presencia de los arroyos del Castaño, de la Zarza, del Salado de San Pedro, de los Comuneros y de Bocanegra, así como otros pequeños regueros y cauces tributarios de los anteriores, todos ellos, con un marcado carácter estacional. Existen además varias lagunas, pequeños embalses, complejos endorreicos y zonas húmedas ubicadas entre los 60 metros y 5 kilómetros del lugar de actuación como laguna de las Canteras, laguna del Tejón, lagunas del Complejo Endorreico de Puerto Real y de la Bahía de Cádiz y laguna de las Quinientas.

La orografía del área de estudio es prácticamente llana y configura un paisaje abierto dominado por pequeñas ondulaciones del terreno. La zona oeste de la planta fotovoltaica presenta una baja pendiente (inferior al 3 %) y la parte este, junto al Cerro de las Castellanas, el relieve es más alomado, con pendientes máximas del 10%. La subestación eléctrica se sitúa sobre terrenos prácticamente llanos, con bajo riesgo de erosión.

La mayor parte del territorio donde se ubicará la planta fotovoltaica se encuentra ocupado por tierras agrícolas dedicadas principalmente a cultivos de cereales y zanahoria. La vegetación natural queda relegada a pequeñas áreas sin cultivar localizadas en zonas próximas a los cerros, arroyos y vías pecuarias existentes, además de algunos pies de árboles aislados dentro de las parcelas agrícolas. Entre dicha vegetación natural destaca la presencia del pino piñonero y el acebuche, como representantes del estrato arbóreo, y entre las especies arbustivas cabe mencionar el lentisco, la coscoja, el palmito y la jara blanca, entre otras. En determinados enclaves cercanos a los arroyos existentes también aparecen otras especies como el eucalipto, la caña, el taray y el junco churrero.

Respecto a los hábitats de interés comunitario (HIC), existe una franja del HIC 92D0 Galerías y matorrales ribereños termomediterráneos asociado al recorrido del arroyo del Castaño que atraviesa la parcela donde se proyecta la construcción de la planta solar fotovoltaica de norte a sureste. No existen más HIC en el interior de dicha parcela. En el entorno y zonas colindantes al proyecto se localizan varios HIC, entre los que destacan: 5110-1 Espinares y orlas húmedas, 5330-2 Arbustadas termófilas mediterráneas, 6220* Pastizales xerofíticos mediterráneos de vivaces y anuales, 6310 Dehesas perennifolias de

Quercus spp., 9320 Bosques de *Olea* y *Ceratonia* y el citado 92D0 Galerías y matorrales ribereños termomediterráneos.

Cabe destacar que en el entorno del proyecto se localizan seis bosques isla, los cuales se consideran formaciones forestales de alto valor ecológico que actúan como refugio de una biodiversidad desaparecida en su entorno. Éstos son las vías pecuarias Cañada Real del Camino Ancho y Vereda del Camino Viejo de Paterna y las zonas próximas del Cerro de la Tinaja, Laguna de El Tejón, Laguna de Las Canteras y Pinar de las Quinientas.

La zona se considera un área importante de tránsito de aves, especialmente, de especies acuáticas, debido a la existencia de varias lagunas, pequeños embalses y complejos endorreicos cercanos al lugar de actuación, así como a la proximidad de la Bahía de Cádiz, a los cultivos de cereal que favorecen la aparición de aves asociados a estos hábitats y la presencia del vertedero y planta de compostaje junto a subestación eléctrica de Cartuja 220 kV, que supone un foco de atracción y alimentación de numerosas aves existentes en el entorno. Entre ellas destacan la malvasía cabeciblanca, la focha moruna, la cerceta pardilla, la garcilla cangrejera, el porrón pardo, el águila imperial ibérica, la cigüeña negra y el milano real, especies catalogadas en peligro de extinción, y el aguilucho cenizo, el águila pescadora, la gaviota de Audouin, el sisón común y el colirrojo real, en la categoría de vulnerable, según el Catálogo Andaluz de Especies Amenazadas (CAEA; Ley 8/2003, de 28 de octubre, y Decreto 23/2012, de 14 de febrero). Otras especies a destacar existentes en la zona de la planta son el cernícalo primilla y el elanio azul, incluidos en el Listado Andaluz de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial (LAESPE).

Respecto a la ictiofauna, en los cursos de agua que discurren por el área de estudio y sus proximidades, como los arroyos del Salado de San Pedro, del Castaño y de los Comuneros, puede darse la presencia del salinete, especie endémica catalogada como en peligro de extinción por el CAEA, incluida en el Plan de recuperación y conservación de peces e invertebrados de medios acuáticos epicontinentales de la Junta de Andalucía. En la zona de estudio también pueden aparecer camaleón común y galápago leproso, incluidos en el LAESPE.

En el entorno del proyecto destaca la Zona Especial de Conservación (ZEC) ES6120027 «Salado de San Pedro» cuyo arroyo tributario del Castaño discurre por las parcelas de la planta fotovoltaica. A este espacio pertenecen también los arroyos del Salado de San Pedro y de los Comuneros, y destaca por su función de corredor ecológico y por la presencia del salinete. Otros espacios incluidos en la Red Natura 2000 o en la Red de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía (RENPA) existentes en el ámbito de actuación son los siguientes: ZEC y Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) ES6120014 y Reserva Natural Laguna de Las Canteras y El Tejón, ZEC y ZEPA ES0000027 y Reserva Natural Laguna de Medina, ZEC y ZEPA ES0000030 y Reserva Natural Complejo Endorreico de Puerto Real, y ZEC y ZEPA ES0000140 y Parque Natural Bahía de Cádiz, todos ellos con el objetivo común de la

conservación de las aves acuáticas. Además, la Laguna de Medina, el Complejo endorreico de Puerto Real y la Bahía de Cádiz se encuentran catalogados como Humedales de Importancia Internacional. En el área de actuación también se localizan las Áreas Importantes para las Aves (IBA) nº 252 Lagunas de Medina y Puerto Real y nº 251 Bahía de Cádiz.

Asimismo, en el ámbito de actuación se localizan diferentes elementos catalogados pertenecientes al patrimonio cultural, destacando los yacimientos arqueológicos de La Castellana, Cortijo de los Castellanos, Cerro de la Tinaja y El Tesorillo, entre otros. Además, la instalación fotovoltaica limita con las vías pecuarias Cañada Real del Camino Ancho y Vereda del Camino Viejo de Paterna, mientras que la línea eléctrica cruza la Cañada Real de Gibraltar, actualmente enajenada, la Colada o Cordel de Bocanegra, y la Cañada o Cordel Cerro del Viento.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla, de fecha 4 de julio de 2016, se indica que el Ayuntamiento de Jerez de la Frontera, término municipal por el que discurrirá la mayoría del trazado de la línea de evacuación, concluye que no existe inconveniente al proyecto presentado, así como el Ayuntamiento de Puerto Real, donde estará ubicada la instalación fotovoltaica, considera que el emplazamiento propuesto es viable urbanísticamente, puesto que las parcelas afectadas dentro del término municipal están clasificadas por el Plan General Urbanístico (PGU) como Suelo No Urbanizable rural-agrícola-ganadero.

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

De acuerdo con el artículo 121 del RD 1955/2000, “*Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título [Título VII ‘Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución’] deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto*”. A continuación se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por la empresa promotora del Anteproyecto.

4.4.1 Capacidad legal

FÉNIX RENOVABLE es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 29 de octubre de 2012, mediante la aportación de dos socios, ANSASOL, S.L. (en adelante ANSASOL) y D. Robin-Oliver-Friedrich Schöck. ANSASOL es una sociedad también de responsabilidad limitada de nacionalidad española que fue constituida según escritura de fecha 15 de noviembre de 2004. D. Robin-Oliver-Friedrich Schöck es un empresario de nacionalidad alemana, residente en España, que fue representado por el mismo administrador solidario que representaba a ANSASOL en la constitución de la sociedad.

FÉNIX RENOVABLE se registró, según se indica en las mencionadas escrituras, por la legislación vigente y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social, entre otros, como «*La promoción, desarrollo, ejecución y construcción de instalaciones eléctricas en Régimen Ordinario y/o Régimen Especial, para su explotación, venta, cesión o transmisión por cualquier negocio jurídico, oneroso y/o gratuito, entre personas físicas y/o jurídicas, nacionales y/o extranjeras*», actividades que, si tuvieran o pudieran tener carácter profesional, la sociedad desempeñará la función de mediadora o intermediadora en el desempeño de las mismas; si la ley exigiere para el ejercicio de algunas de las actividades del objeto social algún título profesional, dichas actividades se realizarán por la persona que ostente la titulación exigida, quedando excluido del objeto social aquellas actividades para las que la ley exija circunstancias especiales que la sociedad no reúna.

Mediante escritura de fecha 11 de julio de 2014, los socios de FÉNIX RENOVABLE venden y transmiten la totalidad de las participaciones de la Sociedad a la mercantil BOLONIA SOLAR GMBH & CO KG, SUCURSAL EN ESPAÑA, sociedad de nacionalidad española constituida con fecha 11 de octubre de 2013 en Marbella (Málaga). Mediante escritura de fecha 18 de julio de 2017, BOLONIA SOLAR GMBH & CO KG, SUCURSAL EN ESPAÑA vende y transmite las 3.100 participaciones que representan el 100% del capital social de FÉNIX RENOVABLE a ANSASOL.

Mediante contrato de compraventa de participaciones sociales de fecha 2 de agosto de 2017, ANSASOL vende a la sociedad WELINK ENERGY SPAIN, S.L.U. (en adelante WELINK SPAIN), la totalidad de participaciones sociales representativas del 100% del capital social de FÉNIX RENOVABLE y por ende el proyecto de PSF PUERTO REAL. El Contrato de Compraventa está condicionado (condición resolutoria) a la obtención de la DIA del Proyecto — condición que se ha cumplido con la Resolución de 13 de julio de 2018— y a la obtención de la Autorización Administrativa del Proyecto. El pago y la transmisión de la propiedad de las participaciones de FÉNIX RENOVABLE a WELINK SPAIN se producirá en dos fases: el 25% del capital se transferirá cuando se pague la tasa por expedición de la licencia de obras municipales respecto a la PSF PUERTO REAL o el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras; el 75% del capital restante se transferirá en la fecha en que la Planta Fotovoltaica haya recibido todas las autorizaciones y aprobaciones administrativas necesarias para que la construcción pueda empezar.

Mediante escrito a la DGPEM de fecha 3 de agosto de 2018, ANSASOL ha manifestado la firme voluntad de transmitir de forma irrevocable la titularidad de las participaciones representativas del 100% del capital social de la sociedad FÉNIX RENOVABLE a favor de WELINK SPAIN, según los términos acordados en el mencionado contrato de compraventa de participaciones representativas del 100% del capital de FÉNIX RENOVABLE. Anteriormente, con fecha 1 de agosto de 2018, WELINK SPAIN remitió escrito a la DGPEM manifestando su firme voluntad de adquirir de forma irrevocable la titularidad del 100% del

capital social de FÉNIX RENOVABLE, en los términos acordados en el contrato de compraventa citado.

WELINK SPAIN es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 6 de noviembre de 2015, mediante la aportación un único socio, WELINK ENERGY (EUROPE) LIMITED, sociedad también de responsabilidad limitada constituida el 7 de febrero de 2014 e inscrita en el Registro Mercantil de Hong Kong en 13 de febrero de 2014 y cuyo objeto social es la prestación de servicios técnicos de ingeniería. WELINK SPAIN se regirá por la vigente Ley de Sociedades de Capital, cuyo texto refundido ha sido aprobado por el RDL 1/2010, por las demás disposiciones legales aplicables y por sus Estatutos Sociales, cuyo artículo 2º establece que el objeto de la sociedad será la prestación de servicios técnicos de ingeniería y otras actividades relacionadas con el asesoramiento técnico.

Por tanto, WELINK SPAIN es una sociedad participada al 100% por WELINK ENERGY (EUROPE) LIMITED, sociedad participada a su vez al 100% por WELINK ENERGY Developments Limited, también con sede en Hong Kong, y ésta tiene como socio único a WELINK Investment Holdings (Ireland) Limited, sociedad constituida y registrada en la República de Irlanda y matriz del Grupo WELINK. Dicho Grupo fue fundado en 2007 en Dublín (Irlanda), cuenta, por tanto, con más de diez años de experiencia internacional en el desarrollo, construcción y operación de proyectos de energías renovables mediante el uso de la tecnología solar fotovoltaica y vivienda sostenible. El Grupo WELINK tiene su sede en Irlanda y cuenta con 11 oficinas repartidas en Europa, Sudamérica y Asia.

En definitiva, FÉNIX RENOVABLE es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones fotovoltaicas, lo mismo que su socio único, WELINK SPAIN, 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, en la actualidad el socio de FÉNIX RENOVABLE es WELINK SPAIN que participa en un 100% de su capital social. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio la que acredite su capacidad técnica. Asimismo, en aplicación de la tercera condición de dicho artículo 121.3.b), con fecha 3 de agosto de 2018 WELINK SPAIN y FÉNIX RENOVABLE han firmado un contrato de prestación de servicios de asistencia técnica por el que WELINK SPAIN prestará a FÉNIX RENOVABLE la asistencia técnica en la verificación del proyecto objeto del contrato EPC¹⁴, en la supervisión al contratista con respecto a los trabajos de ingeniería de compras del proyecto, en las tareas asociadas a la construcción del Proyecto (seguimiento de la obra, controles de calidad, vigilancia en el cumplimiento de la normativa laboral, revisión del cumplimiento de los criterios medioambientales, etc.), en la realización de las pruebas que el contratista realizará previas a la conexión a la red de transporte, así como dará soporte ante el contratista durante el periodo de garantía comprendido entre la aceptación provisional de la obra por FÉNIX RENOVABLE y su aceptación definitiva. Por otra parte, se ha adjuntado una 'Carta de garantía' firmada por el apoderado de WELINK ENERGY (U.K.) Limited como el garante que responderá solidariamente ante FÉNIX RENOVABLE en caso de incumplimiento de cualquier obligación asumida por WELINK SPAIN en el mencionado contrato de prestación de servicios de asistencia técnica, de forma que WELINK ENERGY (U.K.) Limited afianza personalmente de manera incondicional e irrevocable en favor de FÉNIX RENOVABLE, solidariamente con WELINK SPAIN, y con renuncia expresa a los beneficios de excusión¹⁵ y orden¹⁶; se trata de una fianza personal, solidaria, incondicional, irrevocable y a primera demanda.

El Grupo WELINK está especializado en energías renovables con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos y el diseño e implementación de programas de eficiencia energética a nivel internacional, trabajando en dichos proyectos fotovoltaicos en colaboración con la compañía de nacionalidad china de materiales de construcción, *China National Buildings*

¹⁴ EPC: *Engineering, Procurement and Construction* o modalidad 'llave en mano', donde el contratista se obliga frente al cliente o contratante a diseñar, construir y poner en funcionamiento una instalación determinada.

¹⁵ Derecho que tiene el fiador de oponerse a hacer efectiva la fianza en tanto el acreedor no haya ejecutado todos los bienes del deudor. Mediante el uso de este derecho el fiador le dice al acreedor que se dirija en primer término contra los bienes del deudor principal antes de dirigirse contra él.

¹⁶ El fiador debe pagar o cumplir si no lo hace el deudor, pero si tiene el beneficio de orden, el acreedor no puede obligar al fiador, a hacer el pago, sin antes haberlo exigido del deudor principal, y si el fiador, al ser demandado, opone la excepción de orden, el juzgador está en la obligación de estudiar esa excepción previamente. Al renunciar expresamente a los beneficios de orden y excusión, el fiador puede ser compelido a pagar al acreedor, sin que previamente sea reconvenido el deudor y se haga excusión en sus bienes.

Material (CN BM) y en particular con su filial de servicios de ingeniería *China Triumph International Engineering Company Ltd* (CTIEC). En particular y para el proyecto objeto del presente Acuerdo, con fecha 2 de noviembre de 2018 se ha firmado contrato llave en mano de la que denomina ‘planta Puerto Real I’ (“Contrato EPC del Proyecto”) celebrado entre FÉNIX RENOVABLE (como comitente o dueño de la obra), CTIEC (como contratista) y WELINK SPAIN (como comprador de las participaciones de FÉNIX RENOVABLE). CTIEC es una de las 50 principales empresas contratistas de China, especializada en diseño y gestión de proyectos, y figura entre las 200 compañías a nivel mundial más importantes en servicios de ingeniería y consultoría en la American ENR¹⁷. Por tanto, en virtud del Contrato EPC del Proyecto, CTIEC diseñará, construirá, instalará y hará la puesta en marcha bajo la modalidad llave en mano del Proyecto PSF PUERTO REAL. CTIEC es el proveedor-contratista habitual del Grupo WELINK y ha actuado como contratista llave en mano en proyectos fotovoltaicos —todos ellos parques solares en suelo— para el Grupo en Reino Unido, Portugal y Birmania que suman una potencia de 682,60 MW (unos 200 MW de ellos en servicio desde 2016), según el detalle siguiente:

Proyectos	País	Ubicación	Capacidad nominal (MWp)	Conexión a la red	WELINK	CTIEC
Pentre	Reino Unido	Camarthen	6,2	2014	Co-desarrollador, Promotor, Ingeniería, Sub-EPC, O&M	EPC, Construction finance
Hayford	Reino Unido	Shropshire	9,8	2014	Co-desarrollador, Ingeniería, Sub-EPC, O&M	EPC, Construction finance
Roanhead	Reino Unido	Cumbria	7,1	2015	Co-desarrollador, Promotor, Ingeniería, Sub-EPC, O&M	EPC, Construction finance
Raventhope	Reino Unido	Lincolnshire	39,3	2015	Co-desarrollador, Promotor, Ingeniería, Sub-EPC, O&M	EPC, Construction finance
Swindon	Reino Unido	Wiltshire	60,6	2016	Co-desarrollador, Promotor, Project Management, O&M	EPC, Construction finance
Shotwick	Reino Unido	Flintshire	72,2	2016	Co-desarrollador, Promotor, Project Management, O&M	EPC, Construction finance
Ourika	Portugal	Algarve	46,0	2018 ¹⁸	Promotor, Project Management, O&M	EPC, Construction finance
Solara	Portugal	Algarve	221,4	2019 ¹⁸	Promotor, Ingeniería, Sub-EPC, O&M	EPC, Construction finance
Minbu	Birmania	Myanmar	220,0	2019 ¹⁸	Servicios de Ingeniería y Project Management	EPC, Construction finance
TOTAL			682,6			

Otros proyectos desarrollados por WELINK son los siguientes:

¹⁷ *Engineering News-Record*. Presenta rankings de los mejores profesionales a nivel internacional.

¹⁸ Fecha prevista.

Proyectos	País	Ubicación	Capacidad nominal (MWp)	Conexión a la red	Tipo
Campania	Italia	Campania	0,002	2010	En cubierta
Tuscany	Italia	Tuscany	5,000	2011	En suelo
Lazio	Italia	Lazio	5,000	2011	En suelo
Sukothai	Tailandia	Sukothai	8,000	2011	En suelo
Century Project	Italia	Cumbria	19,200	2012	En cubierta
Kabinburi	Tailandia	Kabinburi	50,000	2014	En suelo
Portsmouth	Reino Unido	Hampshire	0,150	2016	En cubierta
TOTAL			87,352		

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

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según datos incluidos en el Proyecto de la PSF PUERTO REAL y en el Proyecto de la estación transformadora a 20/220 kV y Línea de Evacuación a 220 kV¹⁹, el presupuesto para la construcción de la planta solar e infraestructura de evacuación asciende a **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

FÉNIX RENOVABLE, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida el 29 de octubre de 2012 con un capital social de 3.100 euros, dividido en 3.100 participaciones sociales iguales, acumulables e indivisibles de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, y fueron totalmente suscritas y desembolsadas por sus socios fundadores, que, según escritura de fecha 11 de julio de 2014, las venden a BOLONIA SOLAR GMBH & CO KG. SUCURSAL EN ESPAÑA, que, a su vez con fecha 18 de julio de 2017 las vende a ANSASOL.

Finalmente, ANSASOL, con fecha 2 de agosto de 2017 ha suscrito un contrato de compraventa de participaciones con WELINK SPAIN para proceder a la venta de la totalidad de las participaciones sociales representativas del 100% del capital social de FÉNIX RENOVABLE, condicionado a la obtención de la DIA y de la autorización administrativa del Proyecto, de forma que la transmisión de la propiedad de FÉNIX RENOVABLE se producirá en dos fases:

¹⁹ Se han considerado los datos según el Proyecto de la PSF PUERTO REAL, visado en el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Málaga con fecha 11 de abril de 2017, y el Proyecto de estación transformadora a 20/220 kV y Línea Aérea a 220 kV visado en el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla con fecha 4 de mayo de 2017, en vez del Anteproyecto de la PSF PUERTO REAL de fecha 5 de junio de 2013 adjuntado a la solicitud de autorización presentada ante el MINETUR. Los fechados en 2017 han sido adjuntados por la empresa entre la documentación solicitada por la CNMC para la elaboración del presente Acuerdo y contiene datos más actualizados.

1ª) Las participaciones numeradas de la 1 a la 774, ambas inclusive, representativas del 25% del capital de FÉNIX RENOVABLE se transmitirán cuando se produzca el primero de los siguientes hitos respecto a la planta fotovoltaica: el pago de la tasa por expedición de la licencia de obras municipales o el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras.

2ª) Las participaciones numeradas de la 775 a la 3.100, ambas inclusive, representativas del 75% del capital restante, se transmitirán en la fecha en la que la PSF PUERTO REAL haya recibido todas las autorizaciones y aprobaciones administrativas necesarias para que se pueda iniciar la construcción de la planta.

Tanto ANSASOL como WELINK SPAIN han presentados sendos escritos para manifestar su voluntad de llevar a cabo de forma irrevocable la transmisión de dichas participaciones sociales representativas del 100% del capital de FÉNIX RENOVABLE.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de FÉNIX RENOVABLE depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017 arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Se observa, por tanto, que el capital social en el Balance de Situación del ejercicio 2017 es el mismo con el que la Sociedad fue constituida —3.100 euros divididos en 3.100 participaciones de un euro de valor nominal cada una—.

Se comprueba, asimismo, que a 31 de diciembre de 2017 la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado, a pesar de las pérdidas recurrentes de ejercicios anteriores, gracias a la venta de unos derechos de los que era titular respecto a otra instalación fotovoltaica en Guillena (Sevilla) por lo que obtuvo ingresos en su cuenta de resultados que le han reportado los beneficios que han permitido equilibrar su patrimonio neto.

En cuanto a la capacidad económico-financiera del socio único de FÉNIX RENOVABLE —sujeto a las condiciones especificadas anteriormente según el contrato de compraventa mencionado—, WELINK SPAIN, fue constituida el 6 de noviembre de 2015 con un capital social de 3.000 euros dividido en 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas, acumulables e indivisibles, y fue íntegramente suscrito y desembolsado por su socio único y fundador WELINK ENERGY (EUROPE) LIMITED.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de WELINK SPAIN depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017 arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Se verifica una situación de equilibrio patrimonial en la Sociedad gracias a la obtención de unos buenos resultados en ambos ejercicios.

Tal y como se ha indicado, WELINK SPAIN es una sociedad participada al 100% por WELINK ENERGY (EUROPE) LIMITED, sociedad participada a su vez al 100% por WELINK ENERGY Developments Limited, cuyo socio único es WELINK Investment Holdings (Ireland) Limited que, finalmente, es participada en un 100% por Ableon Limited, sociedad ubicada en Irlanda. Barry O'Neill, ciudadano con residencia en Irlanda, posee el 100% del capital social de Ableon Limited. Ableon Limited es una compañía privada limitada por acciones constituida en la República de Irlanda con el número de registro 442827. El capital social emitido de la Compañía está compuesto por 1.000 acciones ordinarias de 1,00 euro cada una, totalmente desembolsadas y en poder del accionista único de empresa, el señor Barry O'Neill. Esta Sociedad ha emitido una nota explicativa respecto a la cuantía del capital social desembolsado emitido por Ableon Limited, que se incorpora como una compañía privada limitada por acciones (Ltd), y los requisitos de la Ley de Sociedades de Irlanda, donde indica que el estado de una compañía que tiene un único accionista está previsto en la Sección 196 de la Ley de Sociedades 2014 (Nº 38 de 2014), de forma que una compañía de un solo miembro se define como una compañía en la que, por cualquier motivo, se da ese hecho, es decir, cuenta con un único miembro. Asimismo, informa que la Ley de Sociedades irlandesas, a diferencia de otras en la Unión Europea y en otros lugares, no estipula reglas de capitalización mínimas para las compañías irlandesas y, debido a esto, una compañía privada irlandesa limitada por acciones puede formarse o permanecer registrada como mínimo con una acción. Como no existe dicha capitalización mínima, confirman que Ableon Limited cumple con los requisitos de capital social de la ley irlandesa, ya que cuenta con un capital emitido que consta de 1.000 acciones ordinarias de 1,00 euro cada una.

Se ha analizado la capacidad económico-financiera de FÉNIX RENOVABLE en función de los resultados del Grupo WELINK, al que, finalmente, pertenece. No obstante, considerando lo indicado anteriormente en cuanto a la diferente legislación irlandesa respecto a la Ley de Sociedades, el departamento financiero de WELINK ha aportado unas Cuentas Anuales Consolidadas como reflejo de la situación del Grupo, que ha supuesto una re-elaboración de dichas Cuentas, ya que, por una parte, la auditoría correspondiente al ejercicio 2017 aún no ha sido concluida —la legislación irlandesa permite su presentación hasta un año después de finalizado el ejercicio— y, por otra, la auditoría existente para el ejercicio 2016 presenta una analogía remota respecto a la presentación de resultados según la legislación vigente española.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo WELINK correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 —provisionales— y 2016, teniendo en cuenta las cautelas anteriormente indicadas, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas estas Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que cuenta con un patrimonio neto equilibrado, gracias a la consideración de la deuda subordinada —préstamos a largo plazo y no reembolsables a demanda, sin plazo o ni tasa de interés— como un capital propio de la sociedad. Por otra parte, el resultado del ejercicio ha sido positivo, remontado el resultado de 2016 gracias a las operaciones de la Sociedad.

Visto todo lo anterior, a juicio de esta Comisión queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de FÉNIX RENOVABLE, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio y el grupo empresarial al que pertenece.

5.- CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a FÉNIX RENOVABLE autorización administrativa y de construcción para la instalación fotovoltaica PSF PUERTO REAL de 126,5 MW, incluida la subestación a 20/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación, ubicada en los términos municipales de Puerto Real y Jerez de la Frontera, en la provincia de Cádiz, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto

A. PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA PUERTO REAL DE 110 MW, EN PUERTO REAL (CÁDIZ)²⁰

1 Descripción general de la instalación

FÉNIX RENOVABLE pretende construir una instalación solar fotovoltaica de 110 MW, conectada a red, en unos terrenos rústicos improductivos del municipio de Puerto Real (Cádiz). La energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica se inyectaría a la red de transporte de electricidad de la zona, y la electricidad generada se vendería bajo el antiguamente denominado Régimen Ordinario, sin necesidad de prima.

La potencia pico instalada en el parque solar fotovoltaico será de 126.489.600 Wp en módulos Canadian Solar C6SP policristalino de 270 Wp o similar. Los módulos descargarán a 142 inversores de 800 kW y 500 kW de potencia nominal con salida trifásica de 320 Voltios, y los inversores descargarán a una *Power Station* de 1.600 kVA (para inversores de 800 kW) y 1.000 kVA (para inversores de 500 kW), instalando un total de 71 *Power Station* (cada una de ellas dispondrá de dos transformadores), lo que supone una potencia total en transformadores de 110 MVA.

Cada una de los generadores de cada instalación estará formado por la asociación en serie y en paralelo de un número determinado de módulos fotovoltaicos. Para alcanzar la potencia pico instalada se utilizarán un total de 468.480 módulos Canadian Solar C6SP.

La disposición e interconexión de los módulos, se realizará de 3 formas y serán las siguientes:

- a) Móvil: Se colocarán 160.000 módulos sobre estructura móvil dispuesta para la instalación de los módulos. Dispondrá de 25 *Power Station* de 1,6 MVA y de 50 inversores de 800 kW. Cada uno de los inversores llevará conectados 3.200 módulos. El inversor dispone de varias entradas o *strings box*, por lo que irán conectadas al inversor 16 *strings box*, donde cada uno de ellos tiene conectadas 10 cadenas o *strings* independientes con 20 módulos por *string*. (20 módulos x 10 cadenas o *strings* x 16 *strings box* = 3.200 módulos/inversor).

²⁰ Proyecto de ejecución de la PSF PUERTO REAL visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Málaga con fecha 11 de abril de 2017. En este anexo se incluyen los datos que constan en dicho Proyecto en vez de los presentados en la solicitud ante el MINETUR, que adjuntaba el Anteproyecto de la PSF "JEREZ DE LA FORNTERA" de 5 de junio de 2013, puesto que los datos son más actualizados e incluyen valoraciones consideradas en la Evaluación de Impacto Ambiental y posterior DIA.

- b) Fija 1: Se colocarán 281.600 módulos sobre la estructura fija dispuesta para la instalación de los módulos. Dispondrá de 40 *Power Station* de 1,6 MVA y de 80 inversores de 800 kW. Cada uno de los inversores llevará conectados 3.520 módulos. El inversor dispone de varias entradas o *strings box*, por lo que irán conectadas al inversor 16 *strings box*, donde cada uno de ellos tiene conectadas 11 cadenas o *strings* independientes con 20 módulos por *string*. (20 módulos x 11 cadenas o *strings* x 16 *strings box* = 3.520 módulos/inversor).
- c) Fija 2: Se colocarán 26.880 módulos sobre la estructura fija dispuesta para la instalación de los módulos. Dispondrá de 6 *Power Station* de 1 MVA y de 12 inversores de 500 kW. Cada uno de los inversores llevará conectados 2.240 módulos. El inversor dispone de varias entradas o *strings box*, por lo que irán conectadas al inversor 8 *strings box*, donde cada uno de ellos tiene conectadas 10 cadenas o *strings* independientes con 20 módulos por *string*. (20 módulos x 14 cadenas o *strings* x 8 *strings box* = 2.240 módulos/inversor).

2 Descripción de la instalación de Baja Tensión

2.1 Generador Fotovoltaico

2.1.1 Módulos

El módulo fotovoltaico utilizado en la planta será el Canadian Solar C6SP policristalino de 270 Wp o similar. El módulo cumple con todas las especificaciones de calidad requeridas, con una eficiencia del 16,50 %. Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo cual se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulado.

Las características técnicas del módulo Canadian Solar C6SP policristalino de 270 Wp o similar son las siguientes:

Canadian Solar C6SP policristalino de 270 Wp o similar	
Potencia nominal (Pn)	270 Wp
Tensión máxima (Vmax)	30,8 V
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,9 V
Intensidad máxima (Imax)	8,75 A
Intensidad de cortocircuito (Isc)	9,32 A
Coeficiente de temperatura para Voc	-0,31 %/°C
Coeficiente de temperatura para Isc	0,053 %/°C
Coeficiente de temperatura para Pmax	-0,41 %/°C

2.1.2 Estructura soporte

a) Estructura móvil

Los seguidores ofrecen un campo de giro de $\pm 45^\circ$ y $\pm 55^\circ$ según estándar respecto a la barra giratoria instalada en posición horizontal en dirección norte-sur. Gracias al *backtracking*, se pueden colocar muy juntos los módulos en la superficie del terreno.

El seguidor se configura según el principio de diseño modular conforme a las condiciones del emplazamiento y a los deseos del cliente: grado máximo de prefabricación, pocas piezas pequeñas y un manejo sencillo permiten un montaje rápido y estructurado.

Una vez realizado el estudio geotécnico del suelo se analizará la mejor forma de hincado de los postes.

En la presente instalación se han seleccionado las estructuras de aluminio y acero modelo SCHLETTER o similar para soportar cada una de ella dos series de 320 módulos Canadian Solar C6SP. Dichas estructuras cumplen con todas las normas de cálculo estructural que aseguran resistencia a las cargas de viento hasta una velocidad de 150 km/h (en posición horizontal) y de 100 km/h en cualquier posición, frente a cargas de nieve hasta 1,4 kN/m².

b) Estructura fija

La estructura soporte sirve de soporte y fijación de los módulos fotovoltaicos y proporciona una inclinación y orientación adecuadas, para obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar que incide sobre el panel. En este caso la instalación se realizará con una orientación sur con una inclinación de 30°.

Asimismo, se considerará una separación entre estructuras que eviten el sombreado de las mismas entre sí.

En la presente instalación se han seleccionado las estructuras de aluminio y acero modelo SCHLETTER para soportar cada una de ella dos series de 40 módulos Canadian Solar C6SP. Dichas estructuras cumplen con todas las

normas de cálculo estructural que aseguran resistencia a las cargas de viento hasta una velocidad de 150 km/h (en posición horizontal) y de 100 km/h en cualquier posición, frente a cargas de nieve hasta 1,4 kN/m².

Además, el diseño de la estructura se ha buscado por su facilidad de montaje de los módulos y se tendrá en cuenta la realización de labores de mantenimiento y/o sustitución de los mismos.

Una vez realizado el estudio geotécnico del suelo se analizará la mejor forma de hincado de los postes.

Para el cálculo de la distancia mínima entre los soportes de los paneles, con objeto de evitar sombras entre paneles, se seguirá un procedimiento gráfico. Teniendo en cuenta que en España, la distancia mínima entre estructuras debe ser del orden de 2,5 veces la altura, ya que el ángulo altura solar a las 12 horas del día 21 de diciembre es del orden de 25°. Asimismo, se ha tenido en cuenta la latitud de la ubicación (37,5°), la longitud de mesa de los módulos (3,3 metros) y el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal (30°). Estos cálculos llevan a la conclusión de que la distancia mínima entre dos filas será de 2,52 metros. Para dar un margen de seguridad, la distancia final será de 3 metros entre filas.

2.1.3 Inversores

Para que el sistema fotovoltaico pueda operar en paralelo con la red existente es necesario transformar la corriente continua —los módulos fotovoltaicos generan corriente continua— en corriente alterna de las mismas características (tensión y frecuencia) que la de la red.

El sistema de conversión de potencia para esta instalación estará formado por 142 inversores AROS Solar Technology modelo PV3 500 y PV3 800 (o de características similares) trifásicos de potencias 500 y 800 kW respectivamente.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

Las características técnicas del inversor similar utilizado para los cálculos son las siguientes:

SIRIO HV MT, K500	
Potencia máxima CC	570 kW
Rango tensión CC	450-760 V
Tensión máxima	880 V
Intensidad máxima (Imax)	1.180 A

SIRIO HV MT, K800	
Potencia máxima CC	880 kW
Rango tensión CC	530-820 V
Tensión máxima	1.000 V
Intensidad máxima (Imax)	1.600 A

2.1.4 Power Station

Las *Power Station* utilizadas en la planta serán de 1,6 MVA alojando en su interior el transformador y dos inversores de 800 kW en este caso, y *Power Station* de 1,0 MVA alojando en su interior el transformador y dos inversores de 500 kW. El módulo cumple con todas las especificaciones de calidad requeridas.

El sistema modular utiliza inversores alojados en estaciones separadas, cada una de ellas con su propio transformador MT/BT, y permite a los inversores tener una posición baricéntrica con campos fotovoltaicos para optimizar la instalación. El hecho de tener estaciones separadas disminuye las pérdidas de producción causadas por fallos durante las operaciones de mantenimiento preventivo y extraordinario.

Las estaciones han sido construidas con hormigón reforzado conforme a las normas CEI.0-16 actualmente vigentes, con la Guía para conexiones a la matriz energética de distribución ENEL Ed.1 (diciembre 2008) y con las Especificaciones constructivas ENEL DG 2092 Ed.1 (diciembre 2008).

Las estructuras son especialmente resistentes a los agentes atmosféricos puesto que han sido tratadas con revestimientos impermeables y plásticos especiales que las protegen contra la formación de grietas y derrames. Las paredes exteriores están aisladas con pintura de cuarzo/goma con un acabado texturizado para proporcionar una óptima resistencia contra los agentes atmosféricos incluso en ambientes marinos, de montaña, industriales o muy contaminados. Las condiciones normales de funcionamiento del equipo instalado están garantizadas por un sistema natural de ventilación usando ventiladores de aire para evitar el uso de sistemas de aire acondicionado. Toda la estructura está ensamblada completamente con un equipamiento electromecánico en fábrica conforme con lo estipulado por la norma CEI EN 62271-202 y equipamiento eléctrico, donde fuera aplicable, listo para ser posicionado in situ para subsecuentes puestas en funcionamiento.

2.1.5 Valla de seguridad

Se instalará una valla de seguridad de dos metros de altura para proteger la instalación frente al robo y vandalismo. Dicha valla será fabricada con tubos de acero galvanizado en caliente, montada sobre cimentación y con puertas también de acero galvanizado.

Los tubos van anclados al suelo en orificio de 40 x 20 centímetros y recibidos con hormigón. La malla irá sujeta a los postes con sus correspondientes alambres, tensores y abrazaderas.

La distancia entre los postes será de tres metros, llevando refuerzos cada 45 metros aproximadamente en la curvatura de los postes se observarán tres hiladas de alambre de espino.

Con el objeto de permitir la libre circulación de la fauna silvestre, el vallado perimetral se construirá de acuerdo con el artículo 22 de la Ley 8/2003, de 28 de octubre, de flora y fauna silvestre.

2.1.6 Cableado, Cajas de conexión y Zanjas en corriente continua

a) Cableado

La conexión entre módulos se realizará con terminales multicontacto que facilitarán la instalación y además asegurarán el aislamiento.

A partir del generador fotovoltaico los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión y calentamientos inferiores al 1,5% de la tensión nominal con la Intensidad nominal, calculando los cables para una intensidad no menor de 125% de la nominal, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El cable utilizado será un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV. Está fabricado de acuerdo a norma UNE 21-123 y presenta unas prestaciones elevadas frente a sobrecargas y cortocircuitos.

El cableado de continua presentará doble aislamiento y será adecuado para el uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo a la norma UNE-21-123. Los elementos de conducción de cables serán de características equivalentes a los clasificados como “no propagadores de la llama” de acuerdo con las normas UNE-EN 50.085-1 y UNE-EN 50.086-1.

Se incluirá toda la longitud de cable. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

b) Cajas de conexión

Los inversores disponen de *string control* que evita la colocación de cajas de conexión. El cableado de cada *string*, va directamente al *string box*. Así se obtendrá un mayor rendimiento gracias a un voltaje superior de los *string* respecto a un módulo individual. De esta forma, los módulos solares pueden ser interconectados considerando el rango de voltaje de entrada óptimo del inversor solar. Además se hará un monitorizado más efectivo al quedar cada *string* individualizado.

En caso de necesidad de caja de conexión, se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener.

El nivel de protección será IP45 según UNE EN ISO 20234.

c) Canalizaciones eléctricas corriente continua

Los conductores estarán aislados directamente sobre la estructura.

Para la ejecución de las canalizaciones se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

- Sobre dicha estructura irá fijada el cableado mediante abrazaderas, quedando perfectamente fijada todo el cableado en corriente continua hasta el inversor.
- Cuando los cables deban disponer de protección mecánica por el lugar y condiciones de instalación en que se efectúe la misma, se utilizarán cables armados. En caso de no utilizar estos cables, se establecerá una protección mecánica complementaria sobre los mismos, normalmente se realizará con tubo o similar.
- Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada de la norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a diez veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces de los cables con canalizaciones no eléctricas se podrán efectuar por la parte anterior o posterior a éstas, dejando una distancia mínima de tres centímetros entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior de aquella.
- Los extremos de los cables serán estancos cuando las características de los locales o emplazamientos así lo exijan, utilizándose a este fin cajas y otros dispositivos adecuados. La estanqueidad podrá quedar asegurada con la ayuda de prensaestopas.
- Los cruces con viales se realizarán insertando el cableado en un tubo enterrado una profundidad mínima de 0.80 metros.

2.2 Distribución en corriente alterna (CA)

2.2.1 Cableado

El cableado de CA se corresponde al tramo de la instalación fotovoltaica, entre el inversor y el centro de transformación (CT). Este tramo comprende una distancia de no más de 5 metros.

El cable utilizado será un conductor flexible unipolar de cobre en construcción extra flexible, aislado con polietileno de cadena cruzada (XLPE) y cubierta de cloruro de polivinilo (PVC) de alta flexibilidad y resistencia a la abrasión.

Además estarán especialmente diseñados para intemperie y con resistencia contra los rayos UV. Está fabricado de acuerdo a norma UNE 21-123 y presenta unas prestaciones elevadas frente a sobrecargas y cortocircuitos y certificado con método de ensayo (IEC-60-332-1-2).

Los conductores irán en bandeja hasta el CT donde se realiza la conexión para la evacuación de energía generada y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5 %, calculando los cables para una tensión máxima admisible de 125 % de la nominal, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

2.2.2 Zanjas

El conexionado de cable de corriente continua comprenderá desde la salida de los inversores hasta el cuadro de conexión *String Box*. La bajada hacia la zanja se realizará por medio de un tubo fijado sobre una de las bases de la estructura, hasta alcanzar el nivel del suelo, y fijado con bridas para su perfecto estancamiento.

La instalación eléctrica se realizará a una profundidad mínima de 0,8 metros, con una resistencia suficiente a las solicitaciones a las que se han de someter durante su instalación.

El acceso a esta instalación va a ser restringido y no se va a producir sobre él una circulación de vehículos ni de personas.

2.2.3 Equipos de protección

El sistema de protecciones deberá ser consistente con lo exigido por la reglamentación vigente. Se instalarán por cada grupo de instalaciones (de la 1 a la 71 *Power Station*), en el caso que nos ocupa irán incluidas dentro de cada inversor:

- Interruptor de corte en carga general por cada instalación. Además, cumple la función de interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito. Este interruptor es el que conecta o desconecta cada grupo del generador fotovoltaico al cuadro de AC.
- Interruptor automático diferencial; es el interruptor que protegerá a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación. Tendrá rearme automático, y protegerá cada inversor.
- Magnetotérmico por inversor: protege a las personas y los equipos de sobrecargas.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia; formado por el relé de frecuencia que estará calibrado entre los valores 51 y 49 Hz y deberá actuar cuando la frecuencia sea superior ó inferior a la de la red durante más de 5 períodos.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión; formado por el relé de tensión, que estará calibrado entre los valores 1,1 y 0,85 Um. El tiempo de actuación debe ser inferior a 0,5 segundos. Esta protección está incorporada en los inversores.
- La protección de derivación a tierra tanto del positivo como del negativo está incluida en los inversores.
- Por supuesto, el rearme de la instalación se realizará de forma automática una vez que se restablezca la tensión y frecuencia de red dentro de los límites prefijados. El inversor asegura la reconexión en 60s una vez establecida la normalidad de la red.
- Aislamiento galvánico: El inversor incorpora un sistema equivalente con su correspondiente certificado, sustituyen la función de un transformador de aislamiento galvánico por lo que garantiza la separación física entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica, cumpliendo la Norma UNE 60742.
- Funcionamiento en isla: Se garantiza que la instalación fotovoltaica no va a funcionar en isla gracias al interruptor automático de interconexión que incorpora el inversor y que impide dicho funcionamiento al desconectar la central fotovoltaica de la red cuando las condiciones de tensión y/o frecuencia de la misma no están dentro de los parámetros reglamentados.
Equipos de Medida.

Protecciones en corriente continua (CC): El propio inversor lleva su propio sistema de protección en continua, basado en protección de sobretensión que asegure no superar la tensión máxima admisible en régimen permanente en bornes del limitador cuando la temperatura del módulo sea mínima, protección contra polaridad inversa, control de aislamiento de campo, fusibles e interruptor general.

2.3 Puesta a tierra

Los postes de la estructura metálica estarán directamente hincados en el suelo hasta una profundidad de 1,8 metros aproximadamente. De esa manera servirán por un lado de soporte mecánico y por otro lado de pica de tierra.

Los campos independientes de tierra van a ser nueve:

- Campo 1: Instalaciones 1 a 5. (439 mesas → 3.512 picas)
- Campo 2: Instalaciones 6 a 17. (120 seguidores → 13.440 picas)
- Campo 3: Instalaciones 18 a 31. (1136 mesas → 9.088 picas)
- Campo 4: Instalaciones 32 a 34. (264 mesas → 2.112 picas)
- Campo 5: Instalaciones 35 a 47. (130 seguidores → 14.560 picas)
- Campo 6: Instalaciones 48 a 52. (408 mesas → 3.264 picas)
- Campo 7: Instalaciones 53 a 57. (440 mesas → 3.520 picas)
- Campo 8: Instalaciones 58 a 61. (352 mesas → 2.816 picas)
- Campo 9: Instalaciones 62 a 71. (728 mesas → 2.816 picas)

Cada mesa dispone de ocho postes hincados en la tierra, por lo que el número de picas será el número de postes de cada instalación (teniendo en cuenta que el número total de mesas es de 3.856, por lo tanto 30.848 picas).

Cada seguidor dispone de 112 postes hincados en la tierra, por lo que el número de picas será el número de postes de cada instalación (teniendo en cuenta que el número total de seguidores es de 250, por lo tanto 28.000 picas).

Cada mesa/seguidor, tienen una separación entre postes mayor de 2 metros, que es el mínimo para la distancia entre masas y elementos conductores según ITC-BT 24.

Cada poste conectado directamente a la red de tierra, tendrá aproximadamente 580 mm².

Los postes de cada estructura estarán conectados eléctricamente a través de la parte superior de la estructura mediante perfiles de aluminio anodizado. Estos perfiles estarán conectados entre sí mediante cable de cobre de 35 mm².

Los conductores de tierra consistirán en un conductor plano desnudo de acero galvanizado de 30x3 mm (90 mm²), enterrada a una distancia nunca inferior a 0,5 metros. Eso cumplirá ampliamente lo que pide la ITC-BT-18 en su tabla 1 para conductores de hierro no protegidos contra la corrosión (50 mm²).

Los conductores estarán conectados al poste interior de cada fila. De ahí van a la caja de conexiones general y a las casetas de BT.

Las uniones del conductor plano, en su empalme para la conexión con los postes, serán mediante conector homologado. Una vez hecha la conexión mediante este conector, se encintará con cinta autovulcanizante y finalmente con cinta aislante. Este sistema garantiza que las corrientes de defecto de

tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.

La solidez y protección mecánica queda asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.

Así el campo fotovoltaico presentará nueve zonas con una gran superficie equipotencial puesta a tierra en múltiples puntos mediante los postes hincados que estará conectada a la tierra de herraje de las casetas de BT.

3 Descripción de la instalación de Media Tensión

La red de media tensión (MT) del PSF engloba los centros de transformación 0,320/20 kV, alimentados desde los inversores conectados a los módulos fotovoltaicos, y el cableado, soterrado, desde los centros de transformación hasta el edificio de MT de la subestación asociada al PSF.

La potencia prevista para cada transformador en un centro de transformación se ha calculado sumando las potencias previstas de los inversores que a él se conectan, multiplicada por el coeficiente 1,00.

Existirán *Power Station* (centro de transformación) que dispondrán de un transformador de 1.600 kVA, y otras de 1.000 kVA.

Se realizarán hasta nueve anillos dispuestos conforme a la siguiente tabla:

ANILLO	Nº CT'S	POT. CT (KVA)	MAXIMA POT ANILLO (KVA)
1	9	1.600	14.400
2	8	1.600	12.800
3	8	1.600	12.800
4	9	1.600/1.000	12.600
5	7	1.600/1.000/800	5.600
6	7	1.600/1.000/800	15.200
7	8	1.600/1.000	12.200
8	8	1.600/1.000	12.200
9	8	1.600/1.000	12.200
	72		110.000

Cada anillo se conectará con el edificio de MT de la subestación cerrando en la misma el anillo.

3.1 Línea de Media Tensión

El nivel de aislamiento nominal de la red de MT quedará definido de la siguiente forma:

- Tensión más elevada para el material 24 kV.
- Tensión soportada a los impulsos tipo rayo 125 kV cresta.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial 50 kV eficaces.

Los conductores serán unipolares de aluminio homogéneo con secciones normalizadas de 95 mm², 150 mm², 240 mm², 300 mm² ó 400 mm², de 12/20 kV. Las pantallas de los cables serán conectadas a tierra en todos los puntos accesibles a una toma de tierra que cumpla las condiciones técnicas especificadas en los reglamentos en vigor. En ciertos casos especiales será necesario conectar a también las pantallas a tierra en los empalmes.

Los accesorios estarán constituidos por materiales premoldeados o termorretráctiles u otro sistema de eficacia equivalente. No se admitirán accesorios basados en encintados. Solamente se admitirán cintas en operaciones de relleno y de obturación, nunca en misiones de aislamiento o de cubierta.

La instalación de las líneas subterráneas de distribución se hará sobre terrenos de dominio público, o bien en terrenos privados, en zonas perfectamente delimitadas, con servidumbre garantizada sobre los que pueda fácilmente documentarse la servidumbre que adopten tanto las líneas como el personal que haya de manipularlas en su montaje y explotación, no permitiéndose líneas por patios interiores, garajes, parcelas cerradas, etc. Siempre que sea posible, discurrirán bajo las aceras. El trazado será lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas como líneas en fachada y bordillos. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos de los cables, a respetar en los cambios de dirección.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Los conductores irán enterrados directamente en el suelo.

La profundidad mínima de la canalización será de 0,70 metros bajo acera o terreno del PSF y 0,80 metros en calzada, medido desde la parte superior del conductor. Se colocará encima de los cables una protección mecánica consistente en una placa de polietileno para protección de cables y una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos por debajo de ella. Solamente en el caso de canalizaciones entubadas bajo dado de hormigón se prescindirá de la instalación de la placa de protección de cables.

Será necesaria la construcción de arquetas en todos los cambios de dirección de los tubos y en alineaciones superiores a 50 metros, de forma que ésta sea la máxima distancia entre arquetas; así como en empalmes de nueva ejecución. Los marcos y tapas para arquetas cumplirán con la Norma ONSE 01.01-14. En todo caso, las tapas de fundición serán de Clase D400 para su colocación en calzadas y caminos públicos y de B250 para las ubicadas en el

PSF y fuera del tránsito de vehículos pesados. Se instalarán arquetas tipo A2 en los cambios de dirección e intercaladas entre las de tipo A1.

Se evitará la construcción de arquetas donde exista tráfico rodado; pero cuando no haya más remedio, se colocarán tapas de fundición. Igualmente se colocarán tapas de fundición en aquellos lugares en que las Ordenanzas Municipales así lo obliguen.

Cuando fuera estrictamente necesario, podrá admitirse una profundidad menor a la indicada anteriormente, siempre que se dispongan canalizaciones entubadas especialmente protegidas y teniendo en cuenta las distancias que deben guardarse reglamentariamente a otras canalizaciones.

En los casos en que los cables no puedan ir en zanjas y puedan ser accesibles a personal no especializado, cada terna de cables se instalará bajo tubo de acero galvanizado con grado de protección IK 09 según UNE 50102, que deberá estar puesto a tierra.

Cuando discurran por las zonas solo accesibles al personal especializado, los conductores podrán instalarse sobre bandejas o en canales construidos al efecto.

La manipulación y el tendido de los cables se realizará con especial cuidado para evitar daños que pueden resultar desastrosos en la explotación y calidad de servicio, debiendo seguirse cuidadosamente las "Instrucciones para el Tendido de Cables en Líneas Subterráneas de MT" (documento ENDESA DMD002).

En cruzamientos, proximidades y paralelismos de mantendrá una distancia de 0,20 metros en proyección horizontal de la canalización en BT con canalizaciones de agua, gas y telecomunicaciones. La canalización de agua quedará por debajo del nivel eléctrico.

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie en el cruzamiento no será inferior a 0,60 metros. Los tubos serán normalizados y estarán hormigonados en todo su recorrido. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular a la calzada.

Para poder realizar las maniobras necesarias en relación con los telemandos, automatismos e interruptores automáticos, toda salida y/o entrada de cable aislado desde un centro de transformación o de seccionamiento, debe partir/llegar de una celda de línea, que cumplirá las Normas ENDESA FND002 o FND003, según corresponda.

Antes de su incorporación a la red, las líneas subterráneas de MT deben ser probadas según el procedimiento vigente.

3.2 Centros de Transformación

3.2.1 Descripción de la instalación

Los tipos generales de equipos de MT empleados en este proyecto son ECOSMART MIX: Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

Potencia Unitaria de cada Transformador y Potencia Total en kVA:

- Potencia del Transformador 1: 1.600 kVA
- Potencia del Transformador 2: 1.000 kVA

Refrigeración del transformador: aceite.

Se instalarán un total de 72 Centros de Transformación.

Será necesaria alimentación de energía procedente del campo fotovoltaico a una tensión de 0,320 kV y 0,270 kV, con una potencia máxima simultánea de 1.600 kW y 1.000 kVA. Para ello, la potencia total instalada en este Centro de Transformación será de 1.600 kVA y 1.000 kVA.

El Centro de Transformación (CT) a instalar es del tipo intemperie, por lo tanto la única obra civil necesaria es una solera de hormigón y un vallado perimetral. Para su diseño se ha tenido en cuenta toda la normativa vigente.

En el denominado Edificio de Transformación irán las celdas, el transformador y los inversores.

Los Edificios para las celdas, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, la aparatada de MT, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

La envolvente de estos centros es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kOhm respecto de la tierra de la envolvente. Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación.

Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de MT y BT a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso a la apartamenta. Disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para ello se utiliza una cerradura que ancla las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

Cuenta con rejillas de ventilación natural formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación. Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad ISO 9001.

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT que dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

Para la ubicación de los edificios para CT's es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

3.2.2 Instalación eléctrica

a) Red de Salida en Media Tensión

La red de salida en MT que alimenta el CT es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos calculados y los datos suministrados por la compañía REE es de 13,83 kA. Se tomarán como datos de cálculo 500 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 14,4 kA eficaces, más desfavorable.

b) Apartamenta de Media Tensión

- Celdas: Sistema de celdas de MT modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF₆ de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase -5 °C según IEC 62271-1, hasta una altitud de 2000 m sobre el nivel del mar sin mantenimiento.
- Construcción: Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años. Tres divisores capacitivos de 24 kV. Bridas de sujeción de cables de MT diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm² y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito. Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7253.
- Seguridad: Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente. Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados. Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra. Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de MT en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 metros de columna de agua durante 24 h.
- Grados de Protección:
 - Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60529
 - Cuba: IP X7 según EN 60529
 - Protección a impactos en:
 - cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010
 - cuba: IK 09 según EN 5010
- Conexión de cables: Se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.
- Enclavamientos: La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas FLUOFIX es que:
 - No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
 - No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

- Características eléctricas generales de las celdas ECOSMARTson las siguientes:
 - Tensión nominal 24 kV
 - Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases 50 kV
 - Frecuencia industrial (1 min) a la distancia de seccionamiento 60 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases 125 kV
 - Impulso tipo rayo a la distancia de seccionamiento 145 kV

c) Aparamenta MT y Transformadores

c.1) Entrada / Salida 1: Interruptor-seccionador

Celda con envolvente metálica, fabricada por ECOSMART MIX, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda S de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos ekorVPIS para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekorSAS.

c.2.1) Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 28 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 75 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 40 kA

c.2.2) Características físicas:

- Ancho: 375 mm
- Fondo: 900 mm
- Alto: 1.700 mm
- Peso: 130 kg

c.2.3) Otras características constructivas:

- Mecanismo de maniobra interruptor: motorizado tipo BM
- Unidad de Control Integrado

c.2) Entrada / Salida 2: Interruptor-seccionador

Celda con envolvente metálica, fabricada por ECOSMART MIX, formada por un módulo con las mismas características que el anterior.

c.3) Protección Transformador 1: Interruptor automático de vacío

Celda con envolvente metálica, fabricada por ECOSMART MIX, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda de interruptor automático de vacío está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador rotativo de tres posiciones, y en serie con él, un interruptor automático de corte en vacío, enclavado con el seccionador. La puesta a tierra de los cables de acometida se realiza a través del interruptor automático. La conexión de cables es inferiorfrontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

c.3.1) Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad asignada en el embarrado: 400 A
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 40 kA
- Capacidad de corte en cortocircuito 16 kA

c.3.2) Características físicas:

- Ancho: 500 mm
- Fondo: 900 mm
- Alto: 1.700 mm
- Peso: 155 kg

c.3.3) Otras características constructivas:

- Mando interruptor automático: motorizado RAMV
- Relé de protección

c.4) Transformador: Transformador aceite 24 kV

Transformador trifásico reductor de tensión, marca SELMA, con neutro accesible en el secundario, de potencias 1.000 kVA y 1600 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 270 V y 320 en vacío (B2).

d) Material vario de Media Tensión y Baja Tensión

Es el material del CT que no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

d.1) Interconexiones de MT:

- Puentes MT Transformador 1: Cables MT 12/20 kV
- Cables MT 12/20 kV del tipo RHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x240 Al.
- La terminación al transformador es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable acodada y modelo K158LR.
- En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable recta y modelo OTK 224

d.2) Puentes entre Celdas: Cables MT 12/20 kV

- Cables MT 12/20 kV del tipo DHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x240 Al, y terminaciones EUROMOLD de 24 kV del tipo atornillable y modelo K430TB y del tipo cono difusor y modelo OTK 224.

d.3) Interconexiones de BT:

- Puentes BT - B2 Transformador 1: Puentes transformador-cuadro
- Juego de puentes de cables de BT, de sección y material Al (Polietileno Reticulado) sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 4xfase + 2xneutro.

d.4) Defensa de transformadores:

- Defensa de Transformador 1: Protección física transformador. Protección metálica para defensa del transformador.

d.5) Equipos de iluminación: Iluminación Edificio de Transformación:

- Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.
- Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.

e) Medida de la energía eléctrica

El conjunto consta de un contador electrónico multifunción, un registrador electrónico y una regleta de verificación. Todo ello va en el interior de un armario homologado para contener estos equipos.

3.2.3 Puesta a tierra

- a) Tierra de protección: Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el CT se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.
- b) Tierra de servicio: Con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, debido a faltas en la red de MT, el neutro del sistema de BT se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado.

3.2.4 Instalaciones secundarias

- a) Armario de primeros auxilios: El CT cuenta con un armario de primeros auxilios.
- b) Medidas de seguridad: Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:
 - No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
 - Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los CT's interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del CT.
 - Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
 - Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
 - El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

B. PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 20/220 kV Y LA LÍNEA AÉREA A 220 kV DE CONEXIÓN A LA SUBESTACIÓN DE REE “CARTUJA” PARA LA EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA DE LA PSF PUERTO REAL, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE JEREZ DE LA FRONTERA Y PUERTO REAL (CÁDIZ)²¹

1. Línea aérea a 220 kV

1.1 Características principales de la línea aérea

La línea aérea proyectada tendrá su origen junto a la nueva subestación —que estará situada en el término municipal de Puerto Real, en el polígono 4, parcela 4— ubicándose el primer apoyo en la misma parcela que ésta. El último apoyo de la línea quedará ubicado junto a la subestación existente Cartuja 220 kV, en el Término Municipal de Jerez de la Frontera, en el polígono 79, parcela 187.

Características principales de la línea aérea:

- Tensión: 220 KV
- Longitud: 12,08 Km
- Categoría de la línea: ESPECIAL
- Zona por la que discurre: Zona A
- Conductor aéreo: LA-280 (242-AL1/39-ST1A)
- Cable de tierra OPGW-48
- Velocidad del viento considerada: 140 km/h
- Número de circuitos a instalar 1
- Número de conductores por fase: 1
- Tipo de montaje: Doble Circuito (DC)
- Frecuencia: 50 Hz
- Factor de potencia: 0,8
- N° de apoyos proyectados: 44
- N° de vanos: 43
- Cota más baja (metros): 18,1
- Cota más alta (metros): 93,12

1.2 Normas de protección de la avifauna

Se adoptarán las medidas antielectrocución para protección de la avifauna establecidas en el Decreto 178/2006, de 10 de octubre, de la Junta de Andalucía y en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto.

²¹ Proyecto de ejecución visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla con fecha 4 de mayo de 2017. En este anexo se incluyen los datos que constan en este Proyecto en vez de los presentados en la solicitud ante el MINETUR, que adjuntaba el Anteproyecto de mayo de 2013, puesto que los datos son más actualizados y ya incluyen los condicionados establecidos en la Evaluación de impacto Ambiental y en la DIA.

- Las líneas construirán con cadenas de aisladores suspendidos, evitándose la disposición horizontal de los mismos, excepto los apoyos de ángulo, anclaje y fin de línea.
- Los apoyos con puentes, seccionadores, fusibles, transformadores, de derivación, anclaje y fin de línea se diseñarán de forma que no se sobrepase con elementos en tensión las crucetas no auxiliares de los apoyos. En su defecto se procederá al aislamiento de los puentes de unión entre los elementos en tensión mediante dispositivos de probada eficacia. Se prohíbe la instalación de puentes flojos no aislados por encima de travesaños y cabecera de postes y la instalación de seccionadores e interruptores con corte al aire colocados en posición horizontal en la cabecera de los apoyos.
- La unión entre los apoyos y los transformadores o seccionadores situados en tierra que se encuentren dentro de casetillas de obra o valladas se hará con cable seco o trenzado.
- Los apoyos de alineación tendrán que cumplir las siguientes distancias mínimas accesibles de seguridad: entre la zona de posada y elementos en tensión la distancia de seguridad será de 0,75 metros y entre conductores de 1,5 metros.
- En el caso de armado tresbolillo, la distancia entre la cruceta inferior y el conductor superior del mismo lado o del correspondiente puente flojo no será inferior a 1,5 metros, a menos que el conductor o el puente flojo esté aislado.
- Para crucetas o armados tipo bóveda, la distancia entre la cabeza del poste y el conductor central no será inferior a 0,88 metros, a menos que se aisle el conductor central un metro a cada lado del punto de enganche.
- Los apoyos de anclaje, ángulo, derivación, fin de línea y, en general, aquellos con cadena de aisladores horizontal, deberán tener una distancia mínima accesible de seguridad entre la zona de posada y los elementos en tensión de un metro. Esta distancia de seguridad podrá conseguirse aumentando la separación entre los elementos.

Además, el Real Decreto 1432/2008 establece que se aplicarán las medidas anticolidión a los nuevos tendidos eléctricos cuando así lo determine el órgano competente de la comunidad autónoma. Por ello, como medida anticolidión se instalarán salvapájaros, que consistirán en espirales de polipropileno de 30 centímetros de diámetro y 1 metro de longitud dispuestas en el cable de tierra cada 5 metros.

Las características de la protección para la prevención de la colisión de la avifauna con líneas eléctricas de alta tensión elegida es la siguiente:

- Peso de la espiral (kg): 0,624
- Distancia entre espirales (m): 5
- Área de exposición al viento (m²): 0,018

1.3 Trazado

La longitud total de la línea aérea proyectada es de 12,08 kilómetros. Partirá de la subestación proyectada en la PSF PUERTO REAL, propiedad del promotor, y finalizará en la subestación existente 'Cartuja', propiedad de REE.

Se instalarán un total de 44 nuevos apoyos. En el origen en la nueva subestación de la planta solar se partirá desde el pórtico mediante vano flojo hasta el apoyo N° 1, por lo que este apoyo se calculará como fin de línea.

La línea finalizará en el apoyo N° 44, desde donde se conectará mediante vano flojo a una nueva posición de línea en la subestación Cartuja, por lo que el apoyo N° 44 se calculará como fin de línea.

1.4 Características del conductor

El conductor que se empleará cumplirá con la norma UNE-EN 50182 'Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas' y será del tipo compuesto (bimetálico) de aluminio reforzado con acero galvanizado AL1/STyz.

Será del tipo denominado 242-AL1/39-ST1A (LA-280), cuyas características principales son las siguientes:

a) Características métricas:

- Denominación: LA-280 (242-AL1/39-ST1A)
- Sección total (mm²): 281,1
- Diámetro total (mm): 21,8
- Número de hilos de aluminio: 26
- Número de hilos de acero: 7

b) Características mecánicas y eléctricas:

- Carga de rotura (kg): 8.620
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km): 0,1194
- Peso (kg/m): 0,977
- Coeficiente de dilatación (°C⁻¹): 1,89 x 10⁻⁵
- Módulo de elasticidad (kg/mm²): 7.700
- Densidad de corriente (A/mm²): 3,58
- Tense máximo (Zona A): 2.550 Kg
- EDS (Zona A): 20%

1.5 Características del cable a tierra

El cable de tierra tiene como misión proteger la línea de las descargas atmosféricas. Se instalará un cable OPGW, con capacidad para 48 fibras ópticas, cuyas características principales son las siguientes:

- Denominación: OPGW-48
- Diámetro (mm): 17
- Peso (kg/m): 0,624
- Sección (mm²): 180
- Coeficiente de dilatación (°C⁻¹): 1,5 x 10⁻⁵
- Módulo de elasticidad (Kg/mm²): 12.000
- Carga de rotura (Kg): 8.000
- Tense máximo (Zona A): 2.400 Kg
- EDS (Zona A): 20%

Para que la protección contra las descargas atmosféricas sea eficaz se dispondrá la estructura de la cabeza de la torre de forma que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable de tierra con la línea determinada por este punto y el conductor no exceda de los 35°.

El proyecto incluye en una tabla el detalle de las longitudes de los vanos y las cotas de los apoyos que se proyectan para la construcción de la línea.

1.6 Aislamiento

El tipo de aislamiento se ha proyectado para superar los niveles mínimos exigidos en la ITC-LAT-07, tabla 12, que define el nivel de aislamiento de una línea por las tensiones de ensayo soportadas y establece los valores mínimos correspondientes a la tensión nominal y a la más elevada de línea.

Las cadenas que componen cada apoyo, y que sostienen al conductor están formadas por diferentes componentes, como son los aisladores y herrajes.

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del RLAT. La configuración elegida es de cadenas simples.

Las características del aislador elegido son las siguientes:

- Tipo: U100BS
- Material: Vidrio
- Paso (mm): 127
- Diámetro (mm): 255
- Línea de fuga (mm): 315
- Peso (Kg): 3,75
- Carga de rotura (Kg): 10.000
- Nº de elementos por cadena: 16
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV): 475
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): 1.045

1.7 Herrajes para el conductor

a) Cadenas de suspensión

La longitud de las cadenas de suspensión (aisladores + herrajes) será de 2,29 metros.

Las características de los herrajes utilizados para las cadenas de suspensión en el proyecto de esta línea, serán las siguientes:

Herraje	Tipo	Peso aprox. (kg)	Carga de rotura (kg)
Grapa de suspensión	GS_3	1,1	8.000
Grilletes recto	GN	0,45	13.500
Anilla bola	AB16-A	0,45	18.000
Rótula corta	R-16A	0,51	14.000

b) Cadenas de amarre

La longitud de las cadenas de amarre (aisladores + herrajes) será de 2,29 metros. La altura del puente en apoyos de amarre será de 2 metros. El ángulo de oscilación del puente será de 10°.

Las características de los herrajes utilizados para las cadenas de amarre en el proyecto de esta línea, serán las siguientes:

Herraje	Tipo	Peso aprox. (kg)	Carga de rotura (kg)
Grapa de amarre	GA_3	1,85	8.500
Grilletes recto	GN	0,45	13.500
Anilla bola	AB16-A	0,45	18.000
Rótula corta	R-16A	0,51	14.000

Con objeto de dar cumplimiento a las distancias de seguridad de los conductores al apoyo, en el apoyo N° 26 se instalarán cadenas de amarre con 20 elementos aisladores, con lo que la longitud de la cadena será de 2,8 metros.

1.8 Herrajes para el cable de tierra

Se prestará especial atención a la posición en que queda el grillete recto de cogida al apoyo respecto a la disposición final del tensor de corredera que deberá quedar en posición vertical. En caso de que haya que efectuar un giro de 90° se sustituirá dicho grillete por otro revirado.

a) Cadenas de amarre

a.1) Cadena de amarre pasante

- 2 Grilletes rectos + 2 Eslabones revirados + 2 Tensores de corredera + 2 juegos de varillas de refuerzo + 2 retenciones terminales preformadas con guardacabos + 1 Conexión sencilla
- Carga de rotura del grillete de unión al apoyo 12.000 kg
- Carga de rotura de la grapa 9.720 kg

a.2) Cadena de amarre pórtico-fin de línea

- 1 Grillete recto + 1 Eslabón revirado + 1 Tensor de corredera + 1 Juego de varillas de refuerzo + 1 Retención terminal preformada con guardacabos + 1 Conexión sencilla
- Carga de rotura del grillete de unión al apoyo 12.000 kg
- Carga de rotura de la grapa 9.720 kg

b) Cadenas de suspensión

- 1 Grillete recto + 1 Eslabón revirado + 1 Grapa de suspensión armada + 1 Conexión sencilla + 1 Conexión doble
- Carga de rotura del grillete de unión al apoyo 12.000 kg
- Carga de rotura de la grapa 4.535 kg

1.9 Apoyos

Los materiales que se utilicen en la fabricación de los apoyos serán aceros de acuerdo con las Normas UNE-EN 10025-1 y UNE-EN 10025-2, protegidos mediante galvanización en caliente según la Norma UNE-EN ISO 1461, cuya superficie presentará una galvanización lisa, adherente, uniforme, sin discontinuidad y sin manchas. Los apoyos serán diseñados y contruidos según las recomendaciones de la norma UNE-EN-50341-1:2004 'Líneas eléctricas aéreas de más de 45 kV en corriente alterna'.

La disposición adoptada para las crucetas será del tipo doble circuito en todos los apoyos, estando constituidas por perfiles angulares de acero normalizados, con coeficientes de seguridad idénticos a los empleados en los apoyos.

La altura útil de las torres en cada uno de los puntos del reparto se ha adaptado para conseguir, como mínimo, las distancias reglamentarias al terreno y superar los demás obstáculos. En cada cantón se ha adoptado una catenaria de flecha máxima correspondiente a las condiciones de flecha más desfavorable de calma y 85° C en zona A.

El proyecto presenta una tabla con el detalle de los apoyos, su pesos y dimensiones.

Cada apoyo se identificará individualmente mediante un número, código o marca alternativa, de tal manera que la identificación sea legible desde el suelo, según se establece en el artículo 2.4.7 de la ITC-LAT 07.

Asimismo, en todos los apoyos deberán estar claramente identificados el fabricante y el tipo de apoyo. Además, se recomienda colocar en todos los apoyos una placa de señalización de peligro eléctrico, siendo obligatorio para los apoyos situados en zonas frecuentadas.

Respecto al dimensionamiento del sistema de puesta a tierra, seguirá las recomendaciones del apartado 7 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión. Las tomas de tierra se realizarán con picas de acero cobreado de ϕ 14x2.000 mm clavadas en el terreno. La puesta a tierra será efectiva mediante anillo cerrado a modo de electrodo de difusión que tendrá cuatro conexiones al apoyo, una por montante. Dicho anillo irá enterrado alrededor de la cimentación del apoyo, manteniendo una distancia de un metro a la misma.

Se cavará una zanja de un metro de profundidad, en el cual irá ubicado el cable de tierra, en posición horizontal, hasta conectar con la pica que debe ir clavada en el fondo de la zanja. Las picas estarán interconectadas entre sí por cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

El paso del cable de tierra a través del macizo de cimentación se efectuará por medio de un tubo introducido en el momento del hormigonado. El extremo superior del tubo quedará sellado con poliuretano expandido o similar, para impedir la entrada de agua, evitando así tener agua estancada que favorezca la corrosión del cable de tierra. En todas las cadenas de amarre del cable de tierra se instalará una pieza de conexión del cable a la estructura metálica del apoyo.

En cuanto a las cimentaciones de los apoyos, serán de hormigón en masa de calidad HM-20 N/mm² y deberán cumplir lo especificado en la Instrucción de Hormigón Estructural EHE 08.

Los apoyos se fijarán al terreno mediante cimentaciones consistentes en macizos de hormigón, de las dimensiones apropiadas para garantizar su estabilidad ante las sollicitaciones de los esfuerzos que actúan sobre ellos. Se proyectará la cimentación de acuerdo con la naturaleza del terreno, cuyas características, caso de no realizar los ensayos adecuados, vendrán definidas por los valores reflejados en la Tabla 10 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

En los apoyos de base de reducidas dimensiones las cimentaciones son de un macizo único de forma prismática de base cuadrada, en cuyo interior se empotra el tramo inferior de los apoyos o los anclajes.

En los apoyos de mayores dimensiones en base, apoyos de cuatro patas, las cimentaciones son independientes para cada pata, con un bloque de hormigón de forma prismática de base cuadrada o circular para cada una, que recibe los anclajes de unión de aquellos con las cimentaciones.

En las cimentaciones monobloque la estabilidad se confía fundamentalmente a las reacciones horizontales del terreno, no admitiéndose ángulos de giro cuya tangente sea superior a 0,01, para alcanzar el equilibrio de las acciones volcadoras máximas con las reacciones del terreno.

El parámetro básico para el cálculo de estas cimentaciones es el coeficiente de compresibilidad, que define el esfuerzo necesario para hundir una superficie de área unidad una unidad de longitud a la profundidad de dos metros, y que tiene una variación lineal con la profundidad según el tipo de terreno.

En este proyecto todos los apoyos tendrán cimentación por patas separadas. En este tipo de cimentaciones cada bloque debe asumir los esfuerzos de tracción o compresión que recibe del apoyo. La resistencia a tracción se confía al arrancamiento de las tierras que rodean el bloque de hormigón con un cierto ángulo, que depende del ángulo de rozamiento interno, de la cohesión y de diversos factores característicos del terreno, y la resistencia a compresión a la capacidad portante del terreno. Los esfuerzos cortantes, debido a las dimensiones de los bloques, se considera que son contrarrestados por las reacciones horizontales del terreno sobre las paredes de la cimentación.

Se comprobará el coeficiente de seguridad teniendo en cuenta lo que se especifica en los apartados 3.6 y 5.3 de la ITC-LAT 07, especialmente en lo referente al incremento del 25% de los coeficientes de seguridad.

La relación entre el esfuerzo resistente de la fundación y el esfuerzo de arranque a que está sometida, no será inferior a los siguientes valores:

- Hipótesis normal 1,5
- Hipótesis seguridad reforzada 1,875
- Hipótesis anormal 1,2

Sobre cada una de las cimentaciones se hará una peana de hormigón de 25 cm de altura para proteger la entrada del anclaje en el cimiento.

2. Subestación a 20/220 kV

La Subestación estará constituida por:

- Parque de 220 kV.
- Parque de 20 kV.
- Transformación
- Sistema de Control y Protecciones
- Sistema de Medida para la facturación

- Sistema de Servicios Auxiliares
- Sistema de Telecomunicaciones
- Sistema de Puesta a tierra
- Sistema de Seguridad

Parámetros básicos de diseño:

CARACTERÍSTICAS	Unidades	Posición 220 kV	Posición 20 kV
Tensión nominal	kV	220	20
Tensión más elevada para el material	kV	245	24
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tensión soportada frecuencia industrial	kV	460	50
Tensión soportada rayo	kV	1.050	125
Conexión del neutro		Rígido a tierra	Reactancia Lím. 500 A
Línea mínima fuga aisladores	mm	7.600	
Intensidad nominal barras	A	2.000	2.000
Intensidad nominal pos. Línea	A	2.000	630
Intensidad nominal pos. Transf.	A	2.000	2.000
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA	40	25
Duración del defecto trifásico	seg	1	1

2.1 Parque de 220 kV

- Tipo: Exterior Convencional (intemperie)
- Esquema: Simple barra
- Alcance: 1 posición de línea, compuesta por:
 - 1 Interruptor tripolar
 - 1 seccionador tripolar (barras)
 - 1 seccionador tripolar con p.a.t.(línea)
 - 3 Transformadores de intensidad
 - 3 Transformadores de tensión inductivos
- 2 posiciones transformador, compuestos por:
 - 1 Interruptor tripolar
 - 1 seccionador tripolar (barras)
 - 3 Transformadores de intensidad
 - 3 Pararrayos unipolares
 - Barras colectoras que estarán formadas por tubo de aluminio.
 - 1 Transformador de tensión capacitivo conectado en la fase central a las barras.

Las características de sus componentes son las siguientes:

Características asignadas comunes:

Tensión nominal de la red	220 kV
Tensión más elevada para el material	245 kV
Tensión soportada de corta duración a frec. ind.(valor eficaz)	460 kV
Tensión soportada con impulsos tipo rayo (valor de cresta) ...	1.050 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente en servicio continuo salida de línea, transformador..	2.000 A
Corriente admisible de corta duración (1 seg)	40 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración	100 kA
Línea de fuga mínima	7.600 mm

Características asignadas de los interruptores automáticos:

Tensión más elevada para el material	245 kV
Tipo de fluido para aislamiento y corte	SF6
Corriente en servicio continuo salida de línea, transformador ..	2.000 A
Corriente admisible de corta duración (1 seg)	40 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración (limite dinámico)	100 kA
Secuencia de maniobra	O-0,3s-CO-3min-CO msec
Tiempo de apertura	< 50 ms
Tiempo de cierre	< 150 ms
Tiempo de cierre-apertura	< 150 ms
Tensión auxiliar alimentación motor	125 +10% -15% Vcc
Tensión auxiliar bobinas de apertura	125 +10% -30% Vcc
Tensión auxiliar bobinas de cierre	125 +10% -15% Vcc

Características asignadas del transformador de tensión de barras (capacitivo):

Tensión más elevada para el material	245 kV
Relación de transformación	220: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ V
Potencias y clases de precisión	
1º Arrollamiento	20 VA cl 0,5
2º Arrollamiento	30 VA cl 3P
3º Arrollamiento	30 VA cl 3P
Factor de tensión	1,5 30 seg

Características asignadas de los transformadores de tensión de línea (inductivos):

Tensión más elevada para el material	245 kV
Relación de transformación	220: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ V
Potencias y clases de precisión	
1º Arrollamiento	20 VA cl 0,2
2º Arrollamiento	30 VA cl 0,5-3P
3º Arrollamiento	30 VA cl 0,5-3P
Factor de tensión	1,5 30 seg

Características asignadas de los transformadores de intensidad:

Tensión más elevada para el material	245 kV
Tipo	Toroidal
Relación de transformación	200-400/5-5-5-5 A
Potencias y clases de precisión	
1º Arrollamiento	20 VA cl.0,2s Fs<5
2º Arrollamiento	30 VA cl.0,5-5P20
3º Arrollamiento	30 VA cl. 5P20
4º Arrollamiento	30 VA cl. 5P20

Características asignadas de los seccionadores:

Tensión más elevada para el material	245 kV
Corriente asignada	2.000 A
Tensión soportada frecuencia industrial	460/530 kV
Tensión soportada rayo	1.050/1.200 kV
Accionamiento cuchillas principales	Motorizado
Accionamiento cuchillas p.a.t.	Manual (solo línea)
Tensión aux. alimentación motor	400 Vca
Tensión aux. alimentación motor	125 Vcc

Características asignadas de pararrayos:

Tensión más elevada para el material	245 kV
Tensión asignada servicio continuo	192 kV
Tensión asignada	192 kV
Corriente nominal de descarga onda 8/MTµseg	10 kA
Clase de descarga	3
Aislamiento externo	goma-silicona
Contador de descarga	Incluido

Características asignadas a barras generales:

Conductor	Tubo Al
Diámetro exterior /interior	150/134 mm
Intensidad admisible	3.822 A
Límite de fluencia mínimo	1.600 Kg/cm ²
Límite de fluencia máximo	2.400 Kg/cm ²
Dimensionamiento	s/ CEI 865/1993
Aislador de apoyo	C6-1050

Las conexiones entre aparatos se realizarán con los siguientes conductores:

Conexión entre aparatos	Cable Cobre 95 mm ²
Neutro transformadores 220/20 kV	Tubo Cobre 20/25 mm
Parte 20 kV transformadores	Tubo Aluminio 150/134

Las conexiones cobre-cobre se realizarán con conectores de bronce y las de cobrealuminio se realizarán con conectores monometálicos (Ánodo masivo).

2.2 Parque de 20 kV

El parque de 20 kV será interior de simple barra con acoplamiento longitudinal. Se ubicarán 22 cabinas dispuestas de forma contigua una al lado de la otra formando una fila y deberán permitir una ampliación futura.

El alcance de las cabinas a instalar será el siguiente:

- 2 cabinas de transformador
- 18 cabinas de línea
- 1 cabina acoplamiento longitudinal
- 1 cabina de servicio auxiliares

La composición de los diferentes tipos de cabinas que constituyen el conjunto de la instalación blindada de simple barra con aislamiento de hexafluoruro de azufre (SF6) es la siguiente:

a) Cabinas de transformador

- 1 Tramo tripolar de barras.
- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar automático.
- 12 Conectores apantallados de conexión reforzada (atornilladas) para la conexión de cable subterráneo, 4 por fase.
- 3 Transformadores de tensión.
- 3 Transformadores de intensidad, relación apropiada, para medida y protección.
- 3 Detectores de control de presencia de tensión.
- 1 Compartimento para elementos de control

b) Cabinas de línea

- 1 Tramo tripolar de barras.
- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar automático.
- 3 Conectores apantallados de conexión reforzada (atornilladas) para la conexión de cable subterráneo.
- 3 Transformadores de tensión.
- 3 Transformadores de intensidad, relación apropiada, para protección y medida.
- 1 Transformador de intensidad toroidales relación apropiada, para medida de la corriente homopolar.
- 3 Detectores de control de presencia de tensión.
- 1 Compartimento para elementos de control.

c) Cabina de servicios auxiliares

- 1 Tramo tripolar de barras.
- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 3 Fusibles.
- 3 Conectores enchufables para la conexión de cable subterráneo.
- 3 Detectores de control de presencia de tensión.

d) Cabina de acoplamiento longitudinal

- 2 Tramos tripolares de barras.
- 2 Seccionadores tripolares de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar automático.
- 3 Transformadores de intensidad toroidales, relación apropiada, para protección y medida.
- 2 Transformadores de tensión, 1 para cada lado del acople instalados en la fase central.
- 1 Compartimento para elementos de control.

e) Barras colectoras

Tienen una disposición monofásica y se sitúan en la cuba de gas estanca exterior. Permiten modularidad y una futura extensibilidad sin manipulación de gas in situ.

Este conjunto de embarrado superior se compone de tres conductores independientes, cilíndricos, de cobre, con aislamiento sólido y apantallados. La conexión entre celdas se realiza mediante un tramo de barra y conectores en "T" o en "L". Todo el conjunto es insensible a la suciedad y condensaciones, estando protegido contra impactos mediante una cubierta metálica.

Los embarrados están preparados para soportar esfuerzos térmicos y dinámicos de corrientes de corta duración asignada (16 kA / 1 o 3 s) y corriente asignada en permanencia es de 2000 A.

Características generales de los componentes de las posiciones de 20 kV:

Tensión nominal de la red 20 kV

Tensión más elevada para el material 24 kV

Tensión soportada de corta duración a frec.ind.(valor eficaz)	50 kV
Tensión soportada con impulsos tipo rayo (valor de cresta)	125 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente en servicio continuo salida de línea	630 A
Corriente en servicio continuo transformador	2.000 A
Corriente en servicio continuo barras y acople	2.000 A
Corriente en servicio continuo serv auxiliares	20 A

Corriente admisible de corta duración (1 seg)	16 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración	40 kA

Características asignadas de los interruptores automáticos:

Tensión más elevada para el material	24 kV
Tipo de fluido para aislamiento y corte	SF6
Corriente asignada en servicio continuo transformadores y acople	2.000 A
Corriente asignada en servicio continuo líneas	630 A
Corriente admisible de corta duración (1 seg)	16 kA
Valor de cresta corriente admisible de corta duración (lím. dinámico)... ..	63 kA
Secuencia de maniobra	O-0,3s-CO-15 s-CO ms
Tiempo de apertura	< 45 ms
Tiempo de cierre	< 150 ms
Tiempo de cierre-apertura	< 65 ms

Características asignadas de los transformadores de tensión:

Tensión más elevada para el material	24 kV
Relación de transformación	22:√3/0,11:√3-0,11:√3 kV
Potencias y clases de precisión	
1º Arrollamiento	25 VA cl.0,5
2º Arrollamiento	25 VA cl 3P
Factor de tensión	1,9 Un 8 horas

Características asignadas de los transformadores de intensidad:

Tensión más elevada para el material	24 kV
Relación de transformación cabina transformador y acople ...	2000/5-5-5 A
Relación de transformación cabina línea	300/5-5 A
Potencias y clases de precisión	
1º Arrollamiento	15 VA cl.0,5
2º Arrollamiento	15 VA cl.5P20
3º Arrollamiento (solo TR´s y ACP)	15 VA cl.5P20

En cuanto a los seccionadores de puesta a tierra tendrán un poder de cierre combinado con el interruptor automático de 40 kA (valor de cresta). La maniobra de puesta a tierra de los cables se realizará siempre a través del interruptor automático.

La conexión de los transformadores de potencia en MT con sus correspondientes cabinas se realizará con los siguientes conductores:

Características de los conductores desnudos:

Conductor	Tubo Al
Diámetro exterior /interior	150/134 mm
Dimensionamiento	s/ CEI 865/1993

Aislador de apoyo C6-625

Características de los conductores aislados para cabina transformador:

Tensión nominal de la red 20 kV
 Tensión asignada del cable (U₀/U) 12/20 kV
 Sección 500 mm²
 Naturaleza del conductor Aluminio
 Intensidad admisible (enterrado 1 m, cables en contacto mutuo) A 444
 N^o de conductores por fase 4
 Sección mínima de la pantalla 16 mm²

Características de los conductores aislados para cabina servicios auxiliares:

Tensión nominal de la red 20 kV
 Tensión asignada del cable (U₀/U) 12/20 kV
 Sección 95 mm²
 Naturaleza del conductor Aluminio
 Intensidad admisible (enterrado 1 m, cables en contacto mutuo) A 165
 N^o de conductores por fase 1
 Sección mínima de la pantalla 16 mm²

2.3 Transformación

Se instalarán dos transformadores 220/20 kV de 55 MVA. Los neutros de 20 kV se conectarán a tierra a través de reactancias de puesta a tierra que limitarán la corriente de defecto a tierra a 500 A por transformador.

Se instalará un seccionador unipolar en la puesta a tierra de la reactancia para limitar la corriente de defecto a tierra al valor especificado en el caso de acoplamiento de transformadores.

Para la protección contra el rayo se instalarán pararrayos en la parte de AT y BT del transformador.

Características asignadas Transformador de potencia 220/20 kV 55 MVA:

Tensiones en vacío
 AT 220.000±10%×1% (vacío) V
 BT (Triángulo) 20.000 V
 Potencia por arrollamiento en toma de menor tensión
 AT 55 MVA
 BT 55 MVA
 Grupo de conexión AT/BT YNd11
 Dispositivo cambio de tensiones
 AT Regulador en carga
 BT Fija
 Clase de refrigeración ONAN-ONAF

Tensión cortocircuito 75° base 55 MVA 11 %

Características asignadas Reactancia nivel 20 kV de puesta a tierra:

Instalación	Exterior
Tensión nominal de la red	20 kV
Tensión asignada de la reactancia	22 kV
Tensión máxima asignada	Trifásica
Intensidad de defecto asignada	500 A
Intensidad permanente asignada	25 A
Impedancia homopolar por fase	300- 10 sec Ohm
Conexión arrollamientos	Zig-Zag
Refrigeración	ONAN

Características asignadas de los pararrayos lado AT del transformador:

Tensión más elevada para el material	245 kV
Tensión asignada servicio continuo	192 kV
Tensión asignada	192 kV
Corriente nominal de descarga onda 8/MTµseg ...	10 kA
Clase de descarga	3
Aislamiento externo	goma-silicona
Contador de descarga	Incluido

Características asignadas de los pararrayos lado 20 kV del transformador:

Tensión más elevada para el material	24 kV
Tensión asignada servicio continuo	20 kV
Tensión asignada	20 kV
Corriente nominal de descarga onda 8/MTµseg ..	10 kA
Clase de descarga	3
Aislamiento externo	goma-silicona
Contador de descarga	Incluido

2.4 Sistema de control

Se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección (SICOP) que será de tecnología numérica y configuración distribuida, formado por una unidad de control de la subestación (UCS) y varias unidades de control de posición (UCP).

El SICOP incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación incluido los Servicios Auxiliares tanto de corriente continua como de corriente alterna.

Funciones principales de la UCS:

- Mando y Señalización de todas las posiciones de la subestación.

- Ejecución de automatismos generales a nivel de subestación.
- Presentación y gestión de las alarmas del sistema.
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de Telecontrol.
- Gestión de las comunicaciones con todas las UCP.
- Gestión de periféricos: terminal local, impresora y módem.
- Generación de informes.
- Sincronización horaria.
- Opcionalmente, Gestión de comunicaciones y tratamiento de la información con las Unidades de Mantenimiento a través de la Red Telefónica Conmutada o Red de Tiempo Real.

Funciones principales de las UCP:

- Medida de valores analógicos (intensidad, tensión, potencia, etc.) directamente desde los secundarios de los TT/I y TT/T.
- Protección de la posición.
- Mando y señalización remota de los dispositivos asociados a la posición (interruptores, seccionadores, etc.).
- Adquisición de las entradas digitales procedentes de campo asociadas a la posición.
- Gestión de alarmas internas de la propia UCP.

Los distintos elementos integrantes del SICOP se dispondrán de la siguiente forma:

- Un armario central en el que se instalará el equipamiento general de la subestación y que se ubicará en el edificio o sala de control. Este armario contendrá la UCS y todos los módems incluidos los que comunican con el Telemando (Despacho de Maniobras).
- Las diferentes UCP se instalarán en los armarios de protección de la subestación.
- La red de comunicaciones se instalará en las conducciones de cables de la subestación y será de fibra óptica multimodo protegida contra la acción de los roedores.

2.5 Sistema de protecciones

a) Línea 220 kV

Se instalará un bastidor integrado de protecciones y control. Este bastidor incluirá relés de protección de tecnología numérica y todos los elementos auxiliares para efectuar las funciones exigidas en la red de transporte. Coordinadamente con el extremo opuesto, propiedad de REE, se equipará con los siguientes equipos:

- Protección Principal: cuya principal función de protección será la de diferencial de línea (87L). Adicionalmente equipará funciones de distancia (21), sobreintensidad (50/51-67), reenganchador (79), osciloscopio (OSC),

sobretensión (59). La comunicación con el extremo opuesto se realizará a través de fibra óptica directa (monomodo).

- Protección Secundaria: cuya principal función de protección será también la de diferencial de línea (87L). Adicionalmente equipará funciones de distancia (21), sobreintensidad (50/51-67), reenganchador (79), osciloscopio (OSC), sobretensión (59). La comunicación con el extremo opuesto se realizará a través de fibra óptica directa (monomodo). Se opta por un esquema de doble diferencial, ya que la escasa longitud de la línea podría provocar actuaciones inapropiadas de las protecciones. Serán relés de diferentes fabricantes para aumentar la seguridad y redundancia.
- Protección Interruptor: desarrollando todas las funciones relativas a la protección del interruptor. Fallo de Interruptor (50S-62), mínima tensión (27), discordancia de polos (2-1), sincronismo (25), teleacoplador (25AR), oscilo (OSC).
- Otras protecciones del interruptor: supervisiones de bobinas de disparo (3-1 y 3-2), segunda discordancia de polos (2-2).

b) Transformadores 220/20 kV

Se instalará un bastidor integrado de protecciones y control, incluirá relés de protección de tecnología numérica y todos los elementos auxiliares para efectuar las funciones exigidas. Se equipará con los siguientes equipos:

- Protección Principal: cuya principal función de protección será la de diferencial de máquina (87T). Adicionalmente equipará funciones de sobreintensidad (50/51), osciloscopio (OSC).
- Protección Secundaria: cuya principal función de protección será la de diferencial de máquina (87T). Adicionalmente equipará funciones de sobreintensidad (50/51), osciloscopio (OSC).
- Protección Interruptor: desarrollando todas las funciones relativas a la protección del interruptor. Fallo de Interruptor (50S-62), mínima tensión (27), discordancia de polos (2-1), sincronismo (25), teleacoplador (25AR), oscilo (OSC).
- Otras protecciones del interruptor: supervisiones de bobinas de disparo (3-1 y 3-2), segunda discordancia de polos (2-2).
- Sistema de protecciones propias formado por:
 - Protección térmica mediante termostato y termómetro.
 - Protección Buchholz.
 - Protección de presión interna.
 - Protección de nivel de aceite
 - Protección de ventiladores.
 - Protección de regulador.

c) Barras 220 kV

Dadas las características de la subestación y según el estudio de tiempos críticos suministrados por Red Eléctrica de España, no se hace necesaria la

instalación de protección diferencial de barras.

Pero para asegurar la protección ante defectos en la misma, se habilitará una zona de protección en los relés primarios y secundarios, direccionada hacia la barra, con muy corto alcance y con una temporización media.

d) Líneas de MT

- Protección de sobreintensidad para falta entre fases, y entre fase y tierra formada por relés de intensidad de tiempo muy inverso con elemento instantáneo.
- Protección ultrasensible para faltas de tierra-resistente formada por relés de sobreintensidad de tiempo muy inverso.

2.6 Sistema de medida

La medida para facturación se hará a ambos extremos de la línea de 220 kV. Conforme al Reglamento de Puntos de Medida (RPM) Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, la planta fotovoltaica se considera Tipo 1 (>12MVA) y deberá ser verificada cada dos años. Con este fin se instalarán dos equipos semejantes, uno en las instalaciones propiedad de REE (S/E Cartuja 220 kV) y otro en la nueva subestación PSF PUERTO REAL. Cada equipo de medida estará compuesto un contador (principal/comprobante) electrónico combinado de activa y reactiva. La medida se realiza en los cuatro cuadrantes.

- Clase de precisión del contador de activa: 0,2 s.
- Clase de precisión del contador de reactiva: 0,5.
- N^o de hilos: 4.
- Máximetro configurable para cada una de las tarifas.
- Montaje saliente.
- 1 Registrador de medida integrado.
- 1 Caja de bornas de ensayo.
- 1 Convertidor.
- 1 Módem de comunicaciones.

Para cumplir con el reglamento, se instalarán cajas de formación independientes para tensiones e intensidades. Todos los borneros de conexión serán precintables. Los circuitos de tensión estarán protegidos por fusibles, también precintables. Y se instalarán resistencias de carga para asegurar al menos el 50% de la suma de potencias de todos los secundarios de los transformadores de tensión ($80VA/2=40 VA$).

2.7 Sistema de servicios auxiliares

a) Servicios auxiliares de corriente alterna

La función del sistema de servicios auxiliares de corriente alterna será la alimentación de las siguientes cargas:

- Cargador de las baterías de corriente continua.
- Alumbrado y fuerza de la subestación.
- Regulador en carga y ventiladores del transformador de potencia

Se instalará un transformador de servicios auxiliares conectado a su respectiva cabina de MT. La distribución se realizará mediante el Cuadro de Servicios Auxiliares.

Características Transformador de Servicios Auxiliares:

Tensiones en vacío	
AT	20.000 V
BT	400-230 V
Potencia por arrollamiento en toma de menor tensión ...	100 kVA
Grupo de conexión AT/BT	Yzn11
Clase de refrigeración	Natural
Tensión cortocircuito 75º base 100 kVA	± 2,5 % ± 5 % ± 7,5 %

b) Servicios auxiliares de corriente continua

La función del sistema de servicios auxiliares de corriente continua será la alimentación de las siguientes cargas:

- Circuitos de control, protecciones y alarmas.
- Circuitos de equipos de comunicaciones.

Se instalarán dos equipos cargador-batería de 100 Ah. 125 V. c.c., así como un convertidor 125/48 Vcc. La distribución se realizará mediante el Cuadro de Servicios Auxiliares.

Características del Equipo Cargador-Batería de 125 V:

Tensión nominal	125 + 10% .15 % V
Consumo en permanencia	10 A
Características de la batería	250 kVA
Tipo	Estacionaria Ni-Cd
Nº de elementos	92
Tensión de flotación	1,4 V por elemento
Capacidad nominal	100 Ah
Régimen de descarga	Medio (5 h)
Características del cargador	
Tensión de salida estabilizada	1 %
Factor de rizado	2 %
Intensidad de salida	15 A

2.8 Sistema de telecomunicaciones

a) Telecomunicaciones para telecontrol

Su función es comunicar el SICOP con el despacho de maniobra. En el armario UCS se equiparán dos vías de comunicación que utilizarán la fibra óptica para llegar hasta el despacho, precisando la infraestructura de REE.

b) Telecomunicaciones para protecciones

Las protecciones de la línea serán de tecnología diferencial, por lo que necesitan de una comunicación constante entre extremos. Para ello se utilizará la fibra óptica instalada en el cable de tierra para comunicar estos equipos. Adicionalmente, será necesario otro equipo para las funciones de teledisparo que también comunicará directamente entre extremos mediante la misma fibra óptica.

2.9 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra inferior se dimensionará de acuerdo con los siguientes datos:

- Intensidad de defecto a tierra 12 kA
- Duración del defecto 0,5 segundos
- Tipo de electrodo Malla
- Material del conductor Cobre

Las tensiones de paso estarán por debajo de valores admitidos en la MIE-RAT 13.

El sistema de puesta a tierra superior estará formado por tres pararrayos unipolares instalados sobre las columnas de 220 kV.

a) Red de tierra inferior

La instalación general de puesta a tierra inferior cumplirá las siguientes funciones:

- Proteger al personal y equipo contra potenciales peligrosos.
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas, por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos.
- Referenciar el potencial del circuito respecto a tierra.
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.

Criterios de diseño del sistema:

- Resistividad del terreno 100 Ohm/m.
- Intensidad de defecto 12 kA.
- Tiempo de despeje de falta 0.5 seg.

- Tomamos como resistencia del cuerpo humano 1.000 Ohm.

El sistema de puesta a tierra estará formado por:

- Electrodo de puesta a tierra que será una malla enterrada de cable de cobre de 150 mm². Los conductores en el terreno se tenderán formando una retícula, estando dimensionado de manera que al dispersar la máxima corriente de fallo las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por el presente reglamento (Instrucción MIE-RAT-13).
- Líneas de tierra que serán conductores de cobre desnudo de 150 mm² o pletina de cobre de 25x3 que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.

Puesta a tierra de protección: Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se conectarán a las tierras de protección, salvo las excepciones señaladas en el proyecto, entre otros, los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y las cercas metálicas.
- Los soportes, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas del edificio que contendrá la instalación de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de los transformadores.

Puesta a tierra de servicio: Se conectarán a las tierras de servicio los elementos de la instalación, y entre ellos:

- Los neutros de los transformadores de potencia y los neutros de B.T. de los transformadores de servicios auxiliares.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

b) Red de tierra aérea

Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escurpado tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en

la colocación sobre los pórticos de amarre de las líneas pararrayos con dispositivo de cebado normalizado según Norma UNE 21.186.

2.10 Sistema de alumbrado

- a) Alumbrado exterior: Estará constituido por proyectores de tecnología LED equivalente con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 250 W.
- b) Alumbrado interior: Estará constituido por:
- En la sala de cabinas MT y almacén se utilizarán proyectores de tecnología LED equivalentes con lámparas de vapor de sodio.
 - En salas auxiliares se utilizan equipos de tecnología LED equivalentes a doble fluorescente.
- c) Alumbrado de emergencia: Se instalan lámparas con fuentes propias de energía con una iluminación mínima de 10 lux, en régimen de emergencia y de 1 lux en régimen de señalización. Estas lámparas estarán previstas para entrar en funcionamiento al producirse el fallo del alumbrado general o cuando la tensión de éste baje a menos del 70 % de su valor nominal.

2.11 Sistemas de seguridad

El sistema de seguridad estará formado por el Sistema de protección contra incendios y por el de anti-intrusismo.

- a) Sistema de protección contra incendios.
- a.1) Sistema automático de detección de incendios: Consistirá en un sistema de detección mediante detectores de humo del tipo iónico, en sala de control, baterías y telecomunicaciones, y del tipo térmico-termovelocimétrico en transformador de servicios auxiliares, de doble cámara de ionización y en un sistema de alarmas mediante pulsadores manuales localizados en puntos estratégicos con el fin de que el personal que primero localice un incendio pueda dar la alarma sin esperar la actuación del sistema de detección. Se instalará una central de alarmas y señalización con capacidad para todas las zonas de detección.
- a.2) Extintores móviles: Se instalarán en el interior del edificio extintores móviles de 3,5 kg. en sala de control y de 5 kg. en pos. de MT, de capacidad de CO₂. Ubicado en las cercanías de los transformadores de potencia se instalará un extintor móvil de 25 kg. de polvo polivalente.
- b) Sistema de protección contra intrusismo: Se dotará al parque de un sistema de detección de intrusismo con emisores-células receptoras, cuyas señales irán a parar al sistema general de alarmas situado en el interior del edificio.

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

El Proyecto a que se refiere el presente Acuerdo se encuentra comprendido en el apartado d) del grupo 9 del anexo I del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero²², que previamente a su autorización ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental —según establece su artículo 3.1—, y de acuerdo con su artículo 12.1 procede formular su declaración de impacto ambiental (DIA).

De acuerdo con el artículo 5.1.c) del Real Decreto 895/2017, de 6 de octubre, tras la modificación efectuada por el Real Decreto 595/2018, de 22 de junio, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental de la a Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MITECO la resolución de los procedimientos de evaluación ambiental de proyectos de competencia estatal.

Mediante Resolución de 13 de julio de 2018 de la mencionada Dirección General, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, formula DIA favorable a la realización del proyecto PSF PUERTO REAL, subestación eléctrica 20/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación, situada en Puerto Real y Jerez de la Frontera (Cádiz), siempre y cuando se realice las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación practicada.

El estudio de impacto ambiental contempla una única alternativa de ubicación para la planta solar fotovoltaica, pero esta localización ha ido evolucionando desde el planteamiento inicial del proyecto hasta su configuración final, ya que el proyecto inicial (año 2013) contemplaba la ubicación de la planta fotovoltaica en el término municipal de Jerez de la Frontera, con una línea eléctrica de trazado rectilíneo de 6,6 kilómetros hasta la Subestación de Cartuja. Dicha localización fue descartada por coincidir con una zona importante de campeo de águila imperial ibérica. Tras una segunda opción, la alternativa finalmente elegida ubicará la planta fotovoltaica en las parcelas 3, 4, 6, 26 y 27 del polígono 4 del término municipal de Puerto Real, evitando así la afección mencionada águila imperial, además de ser compatible con el planeamiento urbanístico existente, ser una zona de terrenos agrícolas o improductivos, con mínimas pendientes y una superficie libre de obstáculos suficiente para acoger dicha infraestructura, además de la cercanía al punto de evacuación de la energía, la presencia de buenos accesos, la ausencia vegetación arbórea y el menor impacto paisajístico.

²² Derogado por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

En cuanto al el trazado de la línea eléctrica hasta la subestación Cartuja y la ubicación de la subestación eléctrica, el promotor ha seleccionado la alternativa cuya longitud de línea será 12.130 metros, la opción más larga de las posibles, pero discurre por el pasillo eléctrico definido en el Plan de Ordenación Territorial de la Bahía de Cádiz (POTBC) y en el Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) del Ayuntamiento de Puerto Real, tal y como señalaron durante la fase de consultas previas la Delegación Territorial de Cádiz de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Junta de Andalucía y los ayuntamientos de Puerto Real y Jerez de la Frontera. Además, durante la mayor parte del recorrido (hasta el apoyo 26) la línea discurrirá de forma paralela a una línea eléctrica de alta tensión existente, propiedad de REE, y entre los apoyos 26 al 44 sigue el Pasillo de Infraestructuras Eléctricas del Término Municipal de Jerez de la Frontera, donde se concentran otras líneas eléctricas existentes. Todo ello disminuye el impacto ocasionado al concentrar las infraestructuras existentes y mejorar su visibilidad por parte de la avifauna.

El promotor deberá cumplir todas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias contempladas en el estudio de impacto ambiental, el plan de restauración y demás documentación complementaria generada, en tanto no contradigan lo establecido en la propia resolución de DIA. A lo largo del procedimiento de evaluación de impacto ambiental el promotor ha asumido propuestas, medidas y condiciones indicadas por el órgano ambiental a través de los requerimientos de información complementaria y modificaciones de proyecto.

Las medidas adicionales que deben ser asumidas por el promotor (establecidas en las alegaciones e informes recibidos durante el procedimiento que no se han considerado por el promotor) o aquellas medidas que deben ser modificadas tras el análisis técnico realizado, son las siguientes:

A. Calidad atmosférica y acústica. Cambio climático:

1. Tras la puesta en marcha de la instalación se realizarán mediciones de ruido e intensidad del campo electromagnético, comprobando que se cumplen las hipótesis expuestas en el EsIA²³ y que no se sobrepasan los umbrales marcados por la legislación aplicable. Se incluirán puntos de control del ruido en las zonas con edificaciones más cercanas, en las vías pecuarias colindantes con la planta solar y en el punto más cercano a la subestación junto al arroyo del Castaño.
2. No se instalará alumbrado exterior en la planta fotovoltaica, salvo en la subestación eléctrica que será de baja intensidad y apantallada hacia el suelo. Se instalarán interruptores con control de encendido y apagado de la iluminación según la hora de puesta y salida del sol. En cualquier caso, se deberá cumplir con el Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el

²³ Estudio de Impacto Ambiental.

que se aprueba el reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias.

3. Si se instalaran dispositivos de vigilancia se utilizarán cámaras de infrarrojos u otra alternativa similar sin emisión de luz visible.

B. Geomorfología y edafología:

1. Se evitará la realización de voladuras durante la obra.
2. Las aperturas de nuevos accesos se realizarán con la mínima anchura posible, respetando la vegetación autóctona y sin afectar al sistema hidrológico. En los accesos campo a través se evitarán los movimientos de tierras y se prohíbe la pavimentación de los mismos.
3. En el interior de la planta solar fotovoltaica deberá diseñarse un recorrido o zonas de tránsito de vehículos que eviten circular por la totalidad de la superficie de la instalación, aprovechando los caminos existentes, las calles entre paneles y el trazado de las canalizaciones previstas (zanjas de cableado). Asimismo, se evitará la creación de varios carriles o rodadas en cada calle y, en cualquier caso, no se circulará por las vaguadas existentes y no se pavimentarán caminos o pistas.

C. Residuos y vertidos:

1. Si se emplean aceites dieléctricos, deberán estar libres de PCBs y PCTs²⁴.
2. El depósito estanco para aguas residuales se ubicará a más de 50 m del DPH, cualquier cauce, arroyo, vaguada o pozo, garantizándose la completa estanqueidad.

D. Hidrología:

1. Deberá respetarse la continuidad, tanto lateral como longitudinal, de los cauces fluviales existentes, especialmente, respecto a la instalación del vallado perimetral que no podrá suponer un obstáculo para las zonas de cauces, vaguadas o escorrentía superficial. Las actuaciones en la zona de policía y de Dominio Público Hidráulico (DPH) deberán asegurar, como mínimo, la evacuación de la avenida de 100 años de periodo de retorno en régimen natural y evitar la ubicación de infraestructuras, viales o cualquier otra instalación en zonas inundables y en bandas a ambos márgenes de los cauces continuos o discontinuos, así como en vaguadas naturales de escorrentías.
2. Se procurará que las excavaciones no afecten a los niveles freáticos.
3. En materia de DPH, se cumplirán las distintas condiciones señaladas en los informes de la Delegación Territorial en Cádiz de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Junta de Andalucía, de 23 de

²⁴ PCB: Policlorobifenilos; PCT: Policloroterfenilos.

noviembre de 2015, y de la Dirección General de Planificación y Gestión del Dominio Público Hidráulico de la Junta de Andalucía, de 1 de julio de 2014 y 27 de enero de 2016, y en particular las siguientes:

- Se actualizará el estudio hidrológico-hidráulico en el proyecto definitivo en relación al DPH, zonas de servidumbre, de policía e inundable; y se solicitarán las autorizaciones correspondientes para cualquier actuación en la zona de policía.
- Durante la obra no se permitirán acopios en la zona de servidumbre, manteniendo el cauce y la zona de DPH totalmente libre de cualquier obstáculo; no se instalarán edificaciones en las zonas inundables; y queda prohibida la tala o poda de árboles u otra vegetación de ribera o galería;
- Se evitará la modificación del trazado y/o anchura del cauce o la alteración del perfil del lecho fluvial;
- Los apoyos de la línea eléctrica se situarán fuera de la zona de servidumbre del cauce (5 metros desde la arista superior que delimita la caja del cauce) y se mantendrá la distancia reglamentaria entre la línea eléctrica y la vegetación que la circunde.

E. Vegetación y hábitats de interés comunitario (HIC):

1. Antes de las obras, se señalarán las áreas de mayor valor ambiental y espacios protegidos próximos, como el ZEC Salado de San Pedro, los HIC 5110-1, 5330-2, 6220*, 6310, 92D0 y 9320, los cauces fluviales existentes, vaguadas, rodales con vegetación natural de interés (pinos, acebuches, algarrobos, coscojares, encinares, etc.), para ser respetadas durante toda la fase de construcción, evitando el tránsito de maquinaria y zonas de acopio de materiales o cualquier otra actividad que pudiera causar impacto sobre las mismas.
2. Los cruces aéreos de la línea eléctrica sobre los arroyos cumplirán lo establecido en el Reglamento del DPH y en la normativa sectorial de aplicación, realizándose preferentemente por zonas carentes de vegetación riparia y durante la época estival. Los apoyos se instalarán fuera del área ocupada por vegetación riparia.
3. Cualquier instalación se situará a una distancia suficiente que garantice la conservación de los setos, bosquetes, árboles aislados y tramos de vegetación de ribera. Concretamente, el vallado perimetral se instalará, al menos, a 15 metros de distancia de la vegetación de ribera del arroyo del Castaño y a 10 metros de la vegetación asociada a la Cañada Real Camino Ancho y Vereda del Camino Viejo de Paterna.
4. Se usarán cimentaciones individuales en todos los apoyos de la línea eléctrica. En caso necesario y para evitar la afección a la vegetación arbórea, se recrecerán los apoyos.
5. La tala de ejemplares forestales prevista en la documentación ambiental (algarrobo, acebuche, coscoja, lentisco, encina, pino, etc.), será

compensada con, al menos, el doble de los ejemplares afectados. La reposición de los mismos se realizará en coordinación con el órgano competente de la Junta de Andalucía.

6. En las labores de poda selectiva será imprescindible utilizar cicatrizantes para la protección de los cortes realizados.
7. Se procederá a la revegetación de la superficie afectada en las zonas de instalaciones temporales asociadas a la construcción de la línea eléctrica (campas y caminos de acceso a los apoyos) a pesar de que el estudio de impacto ambiental sólo contemple la descompactación del terreno por considerar que la revegetación se producirá de forma natural debido a la disponibilidad de semillas en el entorno. Para ello se emplearán aquellas especies autóctonas propias de los HIC afectados. La restauración se realizará en coordinación con el órgano competente de la Junta de Andalucía.
8. El camino de acceso al apoyo 39 será replanteado para evitar afectar a la zona de bosque de pinos y encinas correspondiente a los HIC 5330-2 y 6310.
9. Deberá asegurarse la viabilidad y supervivencia de todas las plantaciones y restauraciones proyectadas contemplando la reposición de mallas y riegos de mantenimiento si fuera preciso. Se prestará especial atención a las plantaciones que se ejecuten en el arroyo del Castaño y sus escorrentías asociadas durante toda la vida útil de la instalación.
10. El control de la vegetación en la instalación fotovoltaica durante la fase de explotación se realizará, preferentemente y siempre que sea posible, mediante el aprovechamiento a diente por ganado ovino con una carga ganadera ajustada y por sectores, o bien con medios manuales o mecánicos, evitando en todo caso, la utilización de herbicidas. En ningún caso el control de la vegetación consistirá en erradicar la cobertura vegetal y dejar el suelo desnudo.
11. Se tomarán las medidas oportunas para promover la existencia de una cobertura vegetal que cubra, al menos, el 75 % de las parcelas donde se instalarán los paneles fotovoltaicos a fin de que el suelo no permanezca desnudo y expuesto a los procesos de erosión. Para ello se permitirá el crecimiento de vegetación natural o se emplearán especies autóctonas o cultivos herbáceos propios del entorno rural, evitando, en cualquier caso, el uso de especies ornamentales o invasoras. Dicha cobertura deberá ocupar la superficie indicada en un periodo máximo de dos años desde el inicio del funcionamiento de la instalación.

F. Fauna:

1. Se remitirá un cronograma detallado de todas las actuaciones al órgano competente de la Junta de Andalucía (Servicio de Gestión del Medio Natural de la Delegación Territorial de Medio Ambiente de Cádiz), para su aprobación/conocimiento previo al inicio de los trabajos. El cronograma deberá contemplar la planificación de las actuaciones de acuerdo a los ciclos

biológicos de las especies amenazadas y una programación por sectores, con objeto de evitar que se afecte simultáneamente a la totalidad de territorio ocupado por el proyecto.

2. Previo al inicio de las obras y durante la ejecución de las mismas se realizará una prospección del terreno por un técnico especializado en fauna, con objeto de identificar la presencia de las especies de fauna amenazadas, así como nidos y/o refugios. Si se diese esta circunstancia, se paralizarán las obras en la zona y se avisará al órgano competente de la Junta de Andalucía, reduciendo las molestias (en un radio mínimo de 300 metros en el caso de aves amenazadas) hasta obtener las indicaciones pertinentes de dicho organismo.
3. En las parcelas donde se va a instalar la planta fotovoltaica se evitará la fase de construcción durante el periodo de reproducción del aguilucho cenizo, comprendido entre abril y julio (ambos inclusive), iniciándose las actividades de despeje, acopios, etc., en agosto.
4. Se evitará realizar trabajos de construcción de la línea eléctrica en las inmediaciones del arroyo del Salado de San Pedro entre el 1 de abril y el 31 de octubre (periodo de freza, incubación, alevinaje y crecimiento de las poblaciones del salinete).
5. No se realizarán trabajos de construcción de la línea eléctrica en la zona próxima a las lagunas de Las Canteras, El Tejón y de Medina (apoyos 5 al 33) entre el 1 de marzo y el 30 de septiembre, para evitar perturbaciones a las aves acuáticas durante su reproducción, especialmente, a la malvasía cabeciblanca y focha moruna.
6. No se eliminarán ejemplares arbóreos en época de nidificación y cría de la avifauna (periodo comprendido entre marzo y junio, ambos inclusive).
7. Si durante la ejecución de las obras se detecta la presencia de nidos en las crucetas de la línea durante el tiempo transcurrido desde su izado, se informará al órgano ambiental competente. Si las especies están sometidas a algún régimen de protección especial, la retirada del nido será después del periodo de nidificación y cría o, en todo caso, cuando el órgano ambiental competente lo establezca.
8. Las espirales anticolidión en la línea eléctrica se instalarán cada 5 metros a lo largo de todo el trazado del cable de tierra e irán intercaladas con aspas verticales dotadas de tiras catadióptricas (de mayor eficacia recientemente probada). Esta medida se ampliará a los tres hilos conductores de la línea a lo largo del tramo más cercano a la Reserva Natural y ZEPA de Las Canteras y El Tejón, así como a la Reserva Natural, ZEPA y humedal Ramsar Laguna de Medina. Esto se corresponde con el tramo comprendido entre los apoyos 5 y 33 de la línea eléctrica. Si del seguimiento ambiental de la línea se detectasen otros tramos con elevado riesgo de colisión de la avifauna, se deberán ampliar las medidas anteriormente previstas a los tramos identificados. Asimismo, podrán emplearse medidas adicionales con el asesoramiento del órgano competente de la Junta de Andalucía.

9. Si durante la explotación se localizasen nidos de aguilucho cenizo u otras especies protegidas en el interior de las parcelas ocupadas por la planta fotovoltaica, se comunicará al órgano ambiental competente de la Junta de Andalucía. Asimismo, se establecerán, en coordinación con el citado organismo, medidas de protección específica.
10. Se instalarán, al menos, dos bebederos más para las aves en las parcelas de 1,8 y 6 hectáreas en las que el promotor prevé la ejecución de medidas compensatorias para promover la conservación de aves esteparias.
11. Durante la fase de explotación, el control de la vegetación en la instalación fotovoltaica se realizará respetando el periodo de reproducción de aquellas especies que puedan utilizarla como refugio o como sustrato para instalar el nido, comprendido entre el 1 de marzo al 31 de julio.
12. La línea eléctrica será sometida a un adecuado mantenimiento que contemple la reparación y reposición de los dispositivos anticolidión instalados, conservando las características descritas en la propia resolución, así como, un adecuado estado de conservación y funcionalidad de los aislamientos y elementos antielectrocución.
13. Las operaciones de mantenimiento de la línea (retirada de nidos, desbroces, cortas, etc.) deberán contar con las autorizaciones pertinentes del organismo autonómico competente.
14. Se prohibirá la caza en la zona delimitada por el vallado perimetral.
15. En caso de que fuese necesario realizar traslocaciones de camaleón, de acuerdo con las indicaciones de los técnicos de medio ambiente competentes, serán éstos quienes establezcan las parcelas o hábitats adecuados (matorral denso y acebuchales arbustivos y arborescentes), el momento en que se realizará, el periodo de duración del proceso de traslocación, las labores necesarias y el seguimiento de las mismas, con objeto de garantizar la supervivencia de dichos ejemplares.

G. Espacios protegidos:

1. En la zona de cruce de la línea eléctrica con los arroyos del Castaño, del Salado y de los Comuneros, dentro de la ZEC Salado de San Pedro, se realizará un replanteo de los apoyos y caminos de acceso con objeto de mantener una distancia mínima de 5 metros con límite exterior de la vegetación riparia existente.
2. Durante la obra y la fase de explotación no se transitará por los caminos de acceso a los apoyos que discurren por el interior de la ZEPA «Lagunas de las Canteras y el Tejón» durante el periodo de cría de la focha moruna y malvasía cabeciblanca (entre marzo y septiembre, ambos inclusive).

H. Paisaje:

1. Las plantaciones previstas deberán ejecutarse de manera irregular, dando un aspecto natural a las plantaciones proyectadas. Se potenciará la

- sustitución de las especies alóctonas e invasoras que pudieran existir.
2. Las características estéticas de las construcciones serán similares a las de la arquitectura rural tradicional de la zona, empleando materiales y colores que permitan su integración en el entorno.
 3. Se evitarán los destellos de los materiales, especialmente de los soportes y materiales de la instalación fotovoltaica, así como de la totalidad de las infraestructuras y construcciones asociadas. Los módulos fotovoltaicos serán anti reflectantes, de manera que se minimice o evite el reflejo de la luz, incluso en periodos nocturnos con luna llena, con el fin de evitar el «efecto llamada» de los paneles sobre la avifauna acuática, o la excesiva visibilidad desde puntos alejados de la planta.
 4. En un plazo de seis meses tras la fase de construcción se deberán restituir todas las áreas alteradas que no sean de ocupación permanente (extendido de tierra vegetal, descompactación de suelos, revegetaciones, etc.) y se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas, residuos, marcas de jalonamientos, protectores de vegetación y escombros, depositándolos en vertederos controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.
 5. Al finalizar el periodo de explotación se restaurará el terreno afectado por el proyecto, desmantelando y retirando todas las instalaciones contempladas en el proyecto en un periodo inferior a nueve meses. Se desmantelarán adecuadamente las instalaciones y gestionarán los residuos conforme a la legislación vigente, aplicando el principio de jerarquía. Se restaurará la cobertura vegetal. Estas actuaciones se realizarán en el marco del procedimiento de evaluación ambiental que corresponda.
- I. Vías pecuarias: Para poder realizar cualquier ocupación y/o actuación sobre los terrenos de las vías pecuarias existentes en la zona de actuación deberá contarse previamente con la autorización del organismo autonómico competente.
 - J. Medio socioeconómico: Durante la fase de explotación, en el trazado de la línea eléctrica se garantizará la continuidad de las actividades agropecuarias y resto de usos existentes en la actualidad.
 - K. Programa de vigilancia ambiental (PVA).

En virtud del análisis técnico realizado, el programa de vigilancia previsto en el EsIA debe completarse con los aspectos adicionales que se especifican a continuación:

1. El PVA deberá ser modificado para incluir todas las consideraciones y condiciones de la presente DIA.
2. El seguimiento de la fase de explotación (incluido el plan de vigilancia específico sobre avifauna) abarcará todo el periodo de vida útil de las instalaciones, incluyendo su desmantelamiento.

3. Se designará un Director Ambiental de las obras que, sin perjuicio de las competencias del Director Facultativo del proyecto, será el responsable del seguimiento y vigilancia ambiental. Ello incluirá el cumplimiento de las medidas y del PVA propuesto, el registro del seguimiento realizado, de las incidencias que se hubieran producido, de medidas adicionales no contempladas en el EsIA y la presentación de informes periódicos ante los organismos competentes.
4. El PVA deberá prever el seguimiento sobre todos aquellos elementos y características del medio para los que se han identificado impactos y sobre la eficacia de todas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias propuestas.
5. Durante la fase de construcción deben aumentarse a una periodicidad semanal los controles sobre la calidad atmosférica y acústica, gestión de los residuos, calidad de aguas y protección de los cauces afectados, protección de la vegetación y fauna y mantenimiento de la permeabilidad territorial.
6. En la fase de construcción se realizarán mediciones del ruido semanales, con objeto de no superar los niveles establecidos en la legislación vigente, habida cuenta de la variedad de fuentes de ruido existentes en el proyecto. De los resultados obtenidos en las mediciones de ruido se inferirá, en su caso, la necesidad de completar las medidas mitigadoras previstas.
7. En cuanto al control de las plantaciones proyectadas, se extenderá más de los 60 y 120 días previstos, ampliándose, al menos, a un periodo de 5 años, con objeto de asegurar su completo desarrollo, e incluyendo el refuerzo de plantaciones o reposición de marras como medida adicional en caso de no alcanzar los niveles previstos de desarrollo (90 % especies arbustivas y 95 % especies arbóreas).
8. El control de la afección a la fauna por molestias durante la obra, independientemente de su catalogación, no debe limitarse a una periodicidad mensual, sino a un control semanal durante la época de cría, en la que por exigencia del cronograma de la obra no se realizarán las actuaciones más molestas.
9. Los informes ordinarios durante la fase de construcción se remitirán al organismo competente en el seguimiento ambiental (órgano sustantivo) y al órgano competente de la Junta de Andalucía con una periodicidad mensual, además de los informes extraordinarios al inicio y finalización de las obras y aquellos informes especiales que se consideren oportunos.
10. En la fase de explotación serán objeto específico de seguimiento los siguientes aspectos: ruido e intensidad del campo electromagnético en paneles, subestación y línea eléctrica (comprobando que no se sobrepasen los umbrales marcados por la legislación aplicable); mantenimiento de aparatos eléctricos potencialmente contaminantes (contenedores de aceite o gases dieléctricos, SF6, etc.); control de los procesos erosivos, cobertura vegetal, mantenimiento del drenaje, calidad de las aguas y control del riesgo de inundación; formaciones vegetales y ejemplares aislados existentes; tareas de recuperación ambiental e integración paisajística, especialmente

en el arroyo del Castaño y escorrentías del mismo, comprobando la presencia de salinete, y en las zonas ocupadas por hábitats de interés comunitario y bosques isla; prevención de incendios forestales; de los dispositivos anticolidión de la avifauna con la línea eléctrica; ocupación de cajas-nido para cernícalos (con carácter anual, mínimo dos visitas en periodo reproductor); medidas de seguimiento específico y conservación del aguilucho cenizo y elanio azul; y aprovechamiento de la charca, bebederos previstos y de las escorrentías del arroyo del Castaño revegetadas por parte de la fauna (galápago leproso, camaleón común, etc.).

11. Se evaluarán en las áreas de reserva para el aguilucho cenizo y elanio azul propuestas por el promotor, el uso que hacen las aves del espacio, con al menos cinco visitas en periodo reproductor, cinco en periodo invernal y dos en cada paso migratorio.
12. Durante toda la vida útil del proyecto, se procederá al seguimiento, por parte de un técnico cualificado, tanto de las zonas aledañas con cultivos herbáceos de cereal alrededor de la planta fotovoltaica que constituyen el hábitat adecuado para el aguilucho cenizo (del orden de 600 hectáreas), como de aquellas otras zonas situadas a 4 kilómetros al sur de la planta donde nidifica una colonia de dicha especie (del orden de 2.000 hectáreas). Estas labores de vigilancia se realizarán cada diez días desde principios de marzo hasta finales de mayo con objeto de detectar la presencia de la especie y la ubicación de los nidos, y establecer las medidas previstas en la presente resolución.
13. El plan de seguimiento ambiental específico para la avifauna se ampliará a la fase de construcción y durante todo el periodo de vida útil del proyecto, con objeto de sentar las bases del conocimiento profundo y detallado de la distribución, estado de conservación y usos del territorio y amenazas, para poder desarrollar un ambicioso plan de conservación de las especies más amenazadas existentes en todo el ámbito territorial del proyecto. En este sentido, los transectos a realizar en el seguimiento incluirán toda la planta fotovoltaica limitada por el vallado perimetral, así como el trazado completo de la línea eléctrica en un radio de 50 metros a ambos lados del mismo.
14. Los informes ordinarios durante la fase de explotación se remitirán al organismo competente en el seguimiento ambiental (órgano sustantivo) y al órgano ambiental competente de la Junta de Andalucía con una periodicidad semestral durante los primeros dos años de explotación, y anual durante el resto del periodo de actividad de la planta fotovoltaica hasta su desmantelamiento, además de los informes extraordinarios al inicio y finalización de la actividad y aquellos informes especiales que se consideren oportunos.
15. El promotor deberá explicitar en los carteles anunciadores de las obras correspondientes al proyecto el «BOE» en el que se publica la DIA.

Cada una de las medidas establecidas en el estudio de impacto ambiental y las medidas adicionales descritas anteriormente deberán estar definidas y

presupuestadas por el promotor en el proyecto o en una adenda al mismo, previamente a su aprobación.

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