ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A DEHESA SOLAR SUR, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ORIOL DE 327,57 MW, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 kV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 30/220 kV Y LA LÍNEA AÉREA A 220 kV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE CECLAVÍN Y ALCÁNTARA, EN LA PROVINCIA DE CÁCERES, Y SE DECLARA, EN CONCRETO, SU UTILIDAD PÚBLICA

Expediente nº: INF/DE/159/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta
Dª 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 26 de febrero de 2020

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 Dehesa Solar Sur, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica Oriol de 327,57 MW, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación de energía eléctrica, situada en los términos municipales de Ceclavín y Alcántara, en la provincia de Cáceres, y se declara, en concreto, su utilidad pública, 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 27 de diciembre de 2018, DEHESA SOLAR SUR, S.L. (en adelante DEHESA SOLAR) presentó, ante el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Badajoz —solicitando se diera traslado a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica

(MITECO[1])—, solicitud de Autorización Administrativa Previa, Autorización Administrativa de Construcción, inicio del trámite de información pública, declaración de utilidad pública de los terrenos donde se ubicará la planta fotovoltaica y por los que discurrirá la línea de evacuación y Declaración de Impacto Ambiental para la planta de generación eléctrica mediante la utilización de energía solar fotovoltaica denominada "ORIOL" (en adelante PSF ORIOL), con una potencia de 327,57 MW, en el término municipal de Ceclavín, en la provincia de Cáceres.

El Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura ha tramitado, de modo conjunto, la información pública y las consultas a Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas y a las personas interesadas, destinadas a la obtención por parte de la sociedad DEHESA SOLAR de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), la Autorización Administrativa Previa con Declaración de Utilidad Pública y la Autorización Administrativa de Construcción de la PSF ORIOL. El Proyecto y el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) se han sometido al trámite de información pública, previo anuncio en el Boletín Oficial del Estado (BOE) de fecha 23 de marzo de 2019, en el Boletín Oficial de la Provincia de Cáceres de 20 de marzo de 2019, en el periódico "Extremadura" de 16 de marzo de 2019 y en los tablones de edictos de los ayuntamientos afectados.

Con fecha 3 de septiembre de 2019, el Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura, finalizado el trámite de Información pública y de consultas a Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general sin que se hayan formulado objeciones, emitió informe favorable a la solicitud efectuada por DEHESA SOLAR para la PSF ORIOL.

Por último, una vez sometido el Proyecto de la instalación y su EsIA al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del 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, se ha remitido la información a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente para que formule la consecuente DIA. En fecha 14 de febrero de 2020, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, ha adoptado la Resolución por la que se formula Declaración de Impacto Ambiental del proyecto "Instalación fotovoltaica Oriol de 327,57 MW, e infraestructura de evacuación en la localidad de Ceclavín (Cáceres) " (publicada en BOE el 21 de febrero de 2020).

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 30 de enero de 2018, DEHESA SOLAR ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de

[1] En la actualidad Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico), con el objetivo de responder a las obligaciones del proyecto PSF ORIOL, hecho que se ha comunicado a los organismos competentes, entre otros a Red Eléctrica de España, S.A. (REE), con fecha 22 de marzo de 2018. El Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura manifiesta haber recibido, con fecha 3 de abril de 2019 y procedente de la DGPEM, copia de aceptación de la mencionada garantía económica.

Con fecha 27 de noviembre de 2018 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, emitió informe donde otorga permiso de acceso a la instalación de generación PSF ORIOL, con los condicionantes y consideraciones establecidas en el propio informe.

Con fecha 2 de agosto de 2019, REE emitió informe de contestación respecto a la conexión coordinada a la red de transporte en la subestación JOSÉ MARÍA ORIOL (NUEVO PARQUE) 220 kV en una nueva posición con consideración de planificada (según Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores) para la instalación de generación renovable PSF ORIOL, en la provincia de Cáceres. En esta comunicación remite el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC), relativos a la solicitud de conexión coordinada realizada por DEHESA SOLAR en su calidad de Interlocutor Único de Nudo (IUN[2]) en la actual subestación JOSÉ MARÍA ORIOL (NUEVO PARQUE) 220 kV, de forma que considera aceptable el acceso y conexión a la red de transporte de esta instalación con los condicionantes establecidos en el IVCTC, y una vez cumplimentados los aspectos pendientes y la información requerida en el mismo. Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y, por tanto, otorga el permiso de conexión a la red de transporte necesario para la obtención de la autorización administrativa para la instalación generadora mencionada.

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

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 19 de noviembre de 2019 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjuntaba la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a DEHESA SOLAR la autorización

[2] El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte (REE) y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

administrativa previa para la PSF ORIOL, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación de energía eléctrica. Posteriormente, con fecha 22 de noviembre de 2019, se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otra: a) el Proyecto de la instalación fotovoltaica —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 Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; y d) Informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura.

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-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (en adelante RDL 15/2018).

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V ("Procedimientos y registros administrativos").

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).

- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que DEHESA SOLAR ha presentado, con fecha 27 de diciembre de 2018, solicitud de autorización administrativa previa y declaración de utilidad pública para la PSF ORIOL de 327,57 MW, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación de energía eléctrica, y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas afectadas. La Propuesta informa que la mencionada Área Funcional emitió informe en fecha 3 de septiembre de 2019.

Asimismo, la Propuesta indica que el proyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO, para que formule, en su caso, DIA.

La Propuesta informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica será propiedad del peticionario, y conectará la PSF ORIOL con la red de transporte en la subestación “José María Oriol 220 kV Nuevo Parque”, propiedad de REE.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 2 de agosto de 2019, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión transitoria a la red de transporte en subestación “José María Oriol 220 kV Nuevo Parque” para la instalación fotovoltaica de 327,57 MW, donde queda establecido que dicha conexión se materializará a través de una nueva posición de la red de transporte (que permitirá la conexión de la línea de evacuación José María

Oriol Nuevo Parque—Dehesa Solar 220 kV) que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada en dicha subestación según la disposición adicional cuarta del RDL 15/2018.

Visto lo anterior, se propone otorgar a DEHESA SOLAR la autorización administrativa previa para la PSF ORIOL y su infraestructura de evacuación, con las características definidas en los proyectos "FV Oriol de 327,57 MW y subestación elevadora 30/220 kV" y "Línea de A.T. 220 kV S/C Dúplex de proyecto de la planta solar fotovoltaica FV Oriol", fechados en marzo de 2019[3]. La Propuesta describe las principales características de la instalación: Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 327,57 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD 413/2014[4]), en el término municipal de Ceclavín, en la provincia de Cáceres; contará con dieciocho líneas subterráneas a 30 kV que tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora a 30/220 kV del parque; esta subestación estará ubicada en la planta fotovoltaica, contendrá dos transformadores de 125 MVA, el parque de 220 kV de configuración en simple barra e instalación a la intemperie y el parque de 30 kV también de configuración en simple barra y con instalación en aislamiento de hexafluoruro de azufre (SF_6); la línea a 220 kV de evacuación tendrá como origen la subestación transformadora a 30/220 kV de la instalación fotovoltaica, discurriendo su trazado hasta la subestación transformadora de José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV, propiedad de REE.

Por otra parte, la Propuesta indica que DEHESA SOLAR deberá cumplir las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema, recordando, además, que la finalidad del proyecto es la construcción de una instalación fotovoltaica para la generación de energía eléctrica y la evacuación de dicha energía a la red.

Asimismo, se propone declarar, en concreto, la utilidad pública de la instalación que se autoriza a los efectos previstos en el RD 1955/2000.

También recuerda que, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas y en el artículo 62.2.i) de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, la Resolución no pone fin a la vía administrativa, ya que puede interponerse recurso de alzada contra la propia Resolución ante el Secretario de Estado de Energía en el plazo de un mes a partir del día siguiente al de su publicación en el BOE.

4. Consideraciones

[3] Esta fecha se corresponde con la firma digital, pero es el mismo Proyecto de fecha 27 de diciembre de 2018 referido en el presente Acuerdo.

[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.»*

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es considerada una tecnología renovable de entre las más respetuosas con el medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones contaminantes durante su operación, ni ruidos, ni vibraciones; su impacto visual es reducido y su disposición en módulos permite adaptar su tamaño y ubicación a la morfología de los lugares en que son instalados. Gracias a su reducido impacto ambiental facilitan la producción de energía cerca de los lugares de consumo, por lo que se reducen las pérdidas que se producirían en el transporte. La fuente de energía es el sol, recurso natural inagotable y limpio, no necesitan ningún suministro exterior y solo un reducido mantenimiento. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red contribuyen a la reducción de emisiones de CO_2 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 CO_2 a la atmósfera contribuye a reducir el efecto invernadero y, en consecuencia, el cambio climático. Por ello, la Oficina Española de Cambio Climático considera que la implantación de una planta fotovoltaica no produce ningún efecto significativo en materia de cambio climático, sino que contribuye a su mitigación.

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

Los paneles fotovoltaicos previstos en la instalación serán Longi Solar (LR6-72PH-370M) o similar de 370 Wp. Estarán compuestos por 72 células fotovoltaicas cuadradas de silicio policristalino de alta eficiencia, del 19,1%, y una tolerancia garantizada de potencia positiva de 0+5 W. Cuentan con tecnología Mono PERC[5] con DIL baja que permite una degradación de

[5] *Passivated Emitter Rear Cell*: Consiste en colocar una capa reflectante (DIL, *Dielectric Layer*) para aprovechar al máximo la radiación. Un material dieléctrico pasivo se sitúa entre la capa de aluminio y la capa base de silicio de la célula fotovoltaica, para conseguir que los electrones de la luz infrarroja no penetren hasta la capa de aluminio, sino que sean reflectados y permitan generar corriente entre la capa base intermedia y la capa emisora situada en la superficie superior de la célula. Este aprovechamiento de la luz infrarroja le proporciona a la célula PERC una mayor "sensibilidad" ante longitudes de onda larga, longitudes de onda más presentes cuando el sol incide con cierta inclinación, es decir, durante las primeras y últimas horas del día o durante los días nublados con radiación baja, por lo que los módulos con tecnología PERC presentan una eficiencia superior al resto de módulos convencionales.

Además, las longitudes de onda superiores a la infrarroja no pueden penetrar en las células fotovoltaicas (no pueden generar energía), pero llegan directamente a la capa de aluminio inferior en las células convencionales, que la absorben, lo que aumenta la temperatura del módulo y genera un efecto negativo sobre la producción. Sin embargo, en las células PERC,

potencia más lenta (menos de un 2% el primer año y 0,55% desde el segundo año hasta los 25 años), mejor rendimiento energético incluso bajo menos irradiancia y mejor coeficiente de temperatura. Se adapta a los ambientes agresivos, puesto que ha pasado pruebas con fuerte niebla de sal y amoniaco. Dispone de un marco robusto de 40 mm que soporta cargas mecánicas de un valor de hasta 5.400 Pa[6] contra nieve en el lado frontal, y 2.400 Pa contra viento en el lado trasero. Son módulos cuya producción está certificada de acuerdo a las normas ISO[7] 9001:2008[8], ISO 14001:2004[9] y OHSAS 18001:2007[10], IEC[11]61215[12] e IEC61730[13].

Los paneles fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras metálicas llamadas seguidores solares, preparadas para soportar la intemperie aun en ambientes agresivos debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente según UNE EN-ISO 1461) tanto de la totalidad de los elementos como del 100% de la tornillería. Se trata de estructuras articuladas y controladas por un posicionador georreferenciado que varían su orientación respecto a la dirección de la radiación solar directa, lo que permite aumentar el número de horas al año de irradiación sobre los paneles. Se instalará un seguidor solar a un eje horizontal con implementación de *backtracking*[14]*;* en concreto, en el proyecto se ha considerado un seguidor horizontal con 116 módulos por seguidor, de forma que el eje central será movido por una biela accionada por un motor reductor. Este tipo de seguidores son de fácil montaje y manejo debido a la sencillez de sus elementos, y requieren reducidas labores de mantenimiento (conservación de los rodamientos y revisión del conjunto motor-actuador lineal, ambos sistemas muy simples).

Los inversores serán POWER ELECTRONICS HEMK 690V FD3450K o similar, con una potencia de 3.450 kVA a 50 ºC. La eficiencia máxima de estos inversores es de un 98,9% y la euroeficiencia es de un 98,5%. Dispone de

estas ondas son reflectadas enviándolas fuera del panel por lo que la temperatura se mantiene más baja.

[6] La acumulación de nieve sobre una discontinuidad (o cambio de nivel) aguas abajo de un faldón se simula mediante una carga o tensión mecánica lineal, medida en Pa (N/m^2).

[7] *International Standarization Organization*, en castellano Organización Internacional para la Estandarización.

[8] Sistema de gestión de la calidad.

[9] Sistemas de gestión ambiental. Requisitos con orientación para su uso.

[10] OHSAS 18001:2007: '*Occupational health and safety management systems-Requirements*', en castellano: 'Sistemas de gestión de la seguridad y salud en el trabajo'.

[11] *International Electrotechnical Commission*, en castellano Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

[12] Normativa respecto a módulos fotovoltaicos para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

[13] Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.

[14] El sistema de *backtracking* evita la proyección de sombras de una fila del seguidor sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno.

topología IGBT[15] que reduce las pérdidas de etapa, aumenta la eficiencia del inversor y minimiza la distorsión armónica total.

En la etapa de funcionamiento de la planta se buscará poder operar con eficiencia óptima, actuando de forma coordinada desde la monitorización basada en dos bloques: el Centro de Transformación y el Centro de Control. En el Centro de Transformación se localizan los sistemas de control de las comunicaciones que recogen los datos de los inversores. La comunicación entre los centros de transformación se realiza mediante conductor de fibra óptica que conecta un conjunto de centros en forma de anillo para después evacuar la información a la sala de control de la subestación, donde se localizan los servidores que recogen toda la información del parque. El servidor central conforma el Sistema de gestión —SCADA[16] y base de datos se instalarán en dicho servidor— que permitirá gestionar el consumo, indicar el estado a tiempo real del diagrama unifilar en la monitorización de energía, aportará gráficos, informes y alarmas, servirá de soporte para PC, tablets, teléfonos móviles, etc. y para Windows, Linux, etc., permitirá el acceso web por diferentes usuarios, programar acciones redundantes y configurar informes dinámicos.

Para calcular el rendimiento de la instalación se ha utilizado la herramienta de cálculo para instalaciones fotovoltaicas 'PVSYST V6.77', y como referencia para el recurso solar los datos meteorológicos que facilita NASA-SSE Worldwide (*National Aeronautics and Space Administration*), base de datos que establece que en la zona hay una radiación global horizontal de 1.724 kWh/m^2 mes y la temperatura ambiente media anual es de 15,7 ºC. Aplicando los valores de pérdidas razonables para este proyecto, el promotor estima que la energía generada en la instalación será de unos 650 GWh/año, lo que permitirá reducir la emisión del orden de 5.128.464 toneladas de CO_2 procedente de combustibles fósiles, durante los 30 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 170.949 toneladas de CO_2 por año de funcionamiento de la planta[17].

La línea aérea de 220 kV, cuya finalidad es la evacuación de la energía eléctrica generada por PSF ORIOL, tendrá una longitud de 18,54 kilómetros que discurrirán por los términos municipales de Ceclavín y Alcántara (Cáceres). La máxima potencia que puede transportar —considerando que el tipo de conductor usado es de Acero-Aluminio, 337-AL 1/44-ST1A, de 381,5 mm^2 de sección y configuración 54+7— es de aproximadamente 434 MW; la potencia perdida en la línea por efecto Joule se estima en 9,8 MW, por lo que su rendimiento será de 97,8 %.

4.1.2 Condiciones de seguridad

[15] Transistores bipolares de puerta aislada.

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

[17] Se ha utilizado para el cálculo un factor de emisión de 263 gCO_2eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del mix eléctrico en 2018.

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 —Normas CENELEC[18], las Normas UNE[19], las Normas EN[20] y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—. Asimismo, se cumplirá la normativa referente a la seguridad y salud en el medio laboral, tales como la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual y el Real Decreto 330/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.

La instalación proyectada contará con los siguientes elementos de protección:

- Interruptor magnetotérmico en el punto de conexión, accesible a la empresa distribuidora.
- Interruptor diferencial.
- Interruptor automático de la interconexión con relé de enclavamiento accionado por variación de tensión (0.85-1.1U_m) o frecuencia (49-51 Hz).
- El rearme de la conexión instalación fotovoltaica-red debe ser automático. El inversor debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética.
- Las tierras de la instalación fotovoltaica serán independientes de la del neutro de la empresa distribuidora y de las tierras de las masas de la

[18] Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

[19] Una Norma Española.

[20] Estándares europeos (EN) en varios sectores desarrollados por el Comité Europeo de Normalización (CEN) con objeto de mejorar el entorno del mercado único europeo para mercancías y servicios.

edificación. Debe existir separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica.

El Pliego de condiciones técnicas de la planta solar establece que como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de las instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Todos los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215[21] para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas en el Proyecto y si, de forma excepcional, hubiese variaciones respecto de estas características, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud una justificación de su utilización. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células o de sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65[22]. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

[21] Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

[22] Protección total contra la penetración de cualquier cuerpo sólido (estanqueidad) y Protección contra chorros de agua de cualquier dirección con manguera.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar[23] deberán estar comprendidas en el margen del ± 10 % 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 encapsulante.

La estructura del generador se conectará a tierra.

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.

Las estructuras soporte deberán dar cumplimiento a lo obligado por la Normativa Básica de la Edificación y demás normas aplicables. Estas estructuras habrán de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, según lo indicado en dicha normativa. 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.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder al galvanizado o protección de la estructura. La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106[24]. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Los inversores serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Serán autoconmutados, con seguimiento automático del

[23] Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC): Condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente: Irradiancia solar: 1.000 W/m^2, Distribución espectral: AM 1,5G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25º C.

[24] Tornillos ordinarios y calibrados para estructuras de acero.

punto de máxima potencia del generador y no funcionarán en isla. Cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (deberán ser certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a: cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones (mediante varistores o similares), perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo: al menos, los controles manuales para su encendido y apagado general, y de conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna (podrá ser externo al inversor).

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las Condiciones Estándar de Medida (CEM) y soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos. Tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para los ubicados en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para los instalados a la intemperie. Los inversores estarán garantizados para operar entre 0 y 40 °C de temperatura y entre el 0 y el 85 % de humedad relativa.

Respecto al cableado, 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 evitar caídas de tensión y calentamientos. En concreto, para cualquier condición de trabajo los conductores de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de corriente alterna para que la caída de tensión sea inferior al 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123[25].

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

En cuanto a la puesta a tierra, todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

[25] Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.

La subestación se ubicará en un edificio que será prefabricado de hormigón, compuesto por un cerramiento exterior de paneles de hormigón armado con malla doble de acero electrosoldada. La cubierta estará formada por placas de hormigón armadas con mallas electrosoldadas, rematadas en su parte superior mediante impermeabilización y en su interior con aislante a base de poliuretano. Los espesores y armados estarán considerados para soportar una sobrecarga de 120 kg/m^2 y la acción debida al empuje del viento de 120 km/h.

Las posiciones de línea de 220 kV y las posiciones de los transformadores y sus celdas blindadas de 30 kV asociadas contarán con un sistema integrado de control y protección (SICOP), que será de tecnología numérica y configuración distribuida, y estará formado por una unidad de control (UCS) y varias unidades de control de posición (UCP), una por cada posición de transformador de potencia. El SICOP incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación, incluidos los servicios auxiliares, tanto de corriente continua como de corriente alterna. A la UCS le corresponderán las funciones de mando y señalización de las posiciones, ejecución de automatismos generales, presentación y gestión de 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 y gestión de comunicaciones con las unidades de mantenimiento. Las funciones principales de las UCP serán la medida de los valores analógicos (intensidad, tensión, potencia, etc.) directamente desde los secundarios de los Transformadores de Tensión (TT) y Transformadores de Intensidad (TI), la protección de la posición, el mando y señalización remota de los dispositivos asociados a la posición y la adquisición de las entradas digitales procedentes de campo asociadas a la posición y gestión de alarmas internas de la propia UCP. La telecomunicación y el control se realizarán mediante un sistema de fibra óptica. En el edificio de control se instalará el bastidor con los equipos necesarios para el control y la protección de cada una de las posiciones de línea.

El sistema de seguridad, basado en la solución de cámaras térmicas con análisis de video, dispondrá de las tecnologías de vigilancia y detección necesarias para garantizar la seguridad de la subestación. Estará permanentemente conectado al centro de control y comunicación de la subestación. El sistema contará con baterías o sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI) que proporcionen un periodo de al menos tres horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente. El sistema estará formado por los siguientes elementos:

- Sistema de detección y video vigilancia.
- Sistema de control de acceso.
- Sistema de supervisión.
- Sistema de integración.

Habrá, por tanto, un control para permitir el acceso a la planta del personal autorizado, así como detectores de presencia de intrusos dentro del Edificio de Control. Este sistema de control de accesos tendrá como función registrar e identificar a los trabajadores y visitantes y controlar el ingreso a las diferentes áreas internas. El sistema contará con ordenadores dedicados en exclusiva que no tendrán que estar en línea para que el sistema funcione, y permitirá la asignación de claves para operadores con privilegios configurables.

El sistema de circuito cerrado de televisión contará con cámaras fijas de infrarrojos, cámara tipo Domo y grabadores Digital. Habrá detectores de movimiento, insensibles a ruidos tales como truenos o vehículos circulantes por las cercanías, que permitan alertar de cualquier intruso dentro de la sala de control.

La PSF ORIOL se encontrará dentro de un vallado de malla cinegética de acero galvanizada 50/17 de simple torsión, con gatera en parte inferior para permitir el paso de pequeños roedores, tendrá una altura desde el suelo de tres metros, utilizando alambre de 2,7 mm de diámetro y postes de acero galvanizado de 3,4 metros.

Respecto a la construcción de la línea eléctrica de alta tensión de 220 kV dúplex para la evacuación de la energía generada por la PSF ORIOL, se han utilizado apoyos metálicos y galvanizados en caliente que se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo, mediante cimentación del tipo Tetrabloque Cuadrada con Cueva. En cuanto al aislamiento en conductores y la señalización, se han tomado las medidas para la prevención de la electrocución y contra la colisión que establece el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión[26]. Deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm^2 de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la mencionada ITC07. También se cumplirán esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, seguridad para las personas y protección a propiedades y equipos exigidas en el apartado 7 de dicha ITC. Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico situada a una

[26] 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. La ICT07 se corresponde con la '*Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 Líneas Aéreas con conductores desnudos*'

altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 metros. El Proyecto presenta un exhaustivo detalle de los cálculos de las distancias a mantener en los cruzamientos que se producirán entre la línea de evacuación y los diferentes tipos de divisiones territoriales existentes, tales como caminos, cursos de agua, líneas eléctricas, vías férreas y carreteras.

Además, el Proyecto incluye el "Estudio de Seguridad y Salud" en cumplimiento de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (y resto de normativa que se detalla de forma exhaustiva en el Estudio), con objeto de determinar las condiciones que deberán establecerse para una forma de trabajo segura, tanto para las personas directamente relacionadas con las obras como para el público ajeno a la actividad. Se establece que los contratistas y subcontratistas serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que les correspondan a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados.

Asimismo, las instalaciones del proyecto contarán con un plan de protección contra incendios que tendrá como medidas activas un sistema automático de detección de incendios mediante detectores iónicos de humo, complementado con pulsadores de alarma y señalización acústica, además de extintores móviles que se instalarán en el interior del edificio de 5 kg de CO_2 y en las proximidades de los transformadores de potencia donde se instalará un extintor móvil de 25 kg de polvo polivalente. Como medidas de protección pasiva se compartimentarán contra el fuego todas las salas conforme a una RF-120[27] y se instalarán muros cortafuegos de separación entre los transformadores de potencia, con un metro de altura superior a la altura del depósito de los transformadores y una RF-240. Se instalará una central de alarmas y señalización con capacidad para todas las zonas con detectores, que será común a los sistemas anti-incendios y anti-intrusismo y de la que partirá una señal para la alarma local y otra para el sistema de comunicaciones.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 30 de enero de 2018, DEHESA SOLAR depositó el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del RD 1955/2000, —tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre—, con la finalidad de iniciar el procedimiento de acceso a la red de transporte de la instalación PSF ORIOL, hecho que ha sido comunicado a REE con fecha 22 de marzo de 2018.

Con fecha 27 de noviembre de 2018 REE, en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió informe de contestación de acceso a la red

[27] Resistencia al fuego de un elemento expuesto al mismo, para que durante el tiempo establecido (en este caso 120 minutos), mantenga su estabilidad, no emita gases inflamables por la cara no expuesta al fuego, sea estanco a las llamas o gases calientes y evite que se produzcan, en la cara no expuesta, temperaturas más altas a las establecidas en las Normas correspondientes

de transporte en la subestación 'José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV' para la PSF ORIOL. REE indica que ha procedido a identificar a DEHESA SOLAR como IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, de acuerdo con la comunicación recibida de la Junta de Extremadura.

Respecto a la solicitud de acceso, REE emite el informe de viabilidad de acceso de la instalación solicitada desde la perspectiva de la red de transporte y el funcionamiento del sistema, e incluye las limitaciones y condicionantes para la aceptabilidad técnica de dicho acceso. Según propone DEHESA SOLAR, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV, a través de una nueva posición de transporte que, aunque no está planificada de forma expresa en la planificación vigente, se considera como tal según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018[28]. Se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación 'José María Oriol (Nuevo Parque)-Dehesa Solar 220 kV', línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones de generación —ambas instalaciones constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según el P.O.12.2[29]—.

REE, para valorar las posibilidades de generación renovable, 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.12.1[30], que permiten valorar las capacidades de producción y conexión[31] 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 vigente[32] denominada horizonte 2020 (H2020). Dichos estudios concluyen que, para el conjunto de José María Oriol 220 kV y José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV[33], y aplicando la

[28] Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

[29] 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).

[30] 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).

[31] 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): $MWins_{EÓLICA} \leq 1{,}25 * MWprod$

$$MWins_{NO\ EÓLICA} + (0{,}8/1{,}25) * MWins_{EÓLICA} \leq MWprod$$

[32] 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).

[33] José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV supone una ampliación física de José María Oriol 220 kV mediante la adición de un nuevo parque de 220 kV en la misma subestación, por lo que

limitación normativa impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (272 MW_{prod})[34], la evacuación del contingente de generación previsto se considera técnicamente viable.

Respecto al sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociada, REE recuerda que se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), que es función del tiempo crítico[35] de cada parque, que es, a su vez, muy dependiente del desarrollo de la generación y de la red tanto en dicho nudo como en los desarrollos de la zona de influencia. Considerando los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en esa zona, recomienda equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar los posibles futuros cambios en el equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el nudo de José María Oriol (Nuevo Parque) 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, puesto que el estudio realizado se limita a una evaluación indicativa. 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

a efectos de cálculo de capacidad de conexión procede el tratamiento de ambos de forma conjunta como único nudo.

[34] Según establece el RD 413/2014, que en caso presente constituye la capacidad más limitante de los estudios de flujo de cargas, cortocircuito y estabilidad para el nudo indicado. Dicha capacidad queda saturada considerando la generación en servicio o con aceptabilidad en la red de distribución subyacente de José María Oriol 220 kV (15 MW de generación eólica y 36 MW nominales de generación fotovoltaica), y la aceptabilidad de la PSF ORIOL, no existiendo margen disponible para nueva generación adicional.

[35] El tiempo crítico de eliminación se define como el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito, sin que se produzca una perturbación crítica para el sistema en su conjunto.

tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

Con fecha 2 de agosto de 2019, REE remitió a DEHESA SOLAR, en su calidad de IUN, escrito de contestación respecto a la conexión coordinada a la red de transporte en la subestación José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV en una nueva posición con consideración de planificada, adjuntado el ICCTC y el IVCTC. En dicho escrito REE recuerda que, según la propuesta del IUN, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV y se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte en dicha subestación que es considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018. Sería una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación 'José María Oriol (Nuevo Parque)-Dehesa Solar 220 kV', línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones de generación. El ICCTC otorga el permiso de conexión para la PSF ORIOL, siempre que se ajuste a los requisitos que afirma cumplir. En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida.

Este escrito de 2 de agosto de 2019 supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para la PSF ORIOL —según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013—, con las consideraciones indicadas en la contestación de acceso y sujetas a los condicionantes establecidos en el ICCTC en el IVCTC que adjunta, así como recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente, y que deberá ser firmado tras la obtención de la autorización administrativa de la PSF ORIOL en la que se reflejen las características de sus instalaciones de generación y evacuación, que deberán ser coincidentes con la información remitida a REE.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2[36], por lo que se requiere la coordinación entre REE y DEHESA SOLAR como IUN en José María Oriol (Nuevo Parque) 220 kV.

[36] 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'.

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 864/2018, de 13 de julio, por el que se establece la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica, corresponde a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal.

La Resolución de Declaración de Impacto Ambiental ha sido aprobada el 20 de febrero de 2020.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF ORIOL se ubicará en el término municipal de Ceclavín (Cáceres), concretamente en la parcela 21 del polígono 9 y en las parcelas 50031, 50030, 50004, 50034 y 97 del polígono 503, lo que supone una superficie catastral de 998,44 hectáreas de los cuales la superficie ocupada limitada mediante vallado es de 764,88 hectáreas. La superficie total construida se corresponde con la suma parcial del espacio ocupado por las estructuras, los inversores, los centros de transformación y la subestación, lo que supone 1.718.338 m^2.

La planta solar estará ubicada a una distancia en carretera de la población de Ceclavín de aproximadamente 2,3 kilómetros y a unos 20 kilómetros de la localidad de Portaje. La planta tendrá un acceso, que se realizará desde un camino público existente situado al norte de los terrenos donde se ubicará la planta solar, por donde discurre la carretera comarcal CC-49 que une las localidades de Ceclavín con Portaje, a la altura del punto kilométrico 2,30 existe un camino público que comunica los terrenos de la planta con dicha carretera comarcal. Este camino público, de 4 m^2 de ancho y de 780 metros de largo, será el utilizado como acceso a la planta, por lo que no se precisa la realización de ningún nuevo acceso.

Los terrenos de la planta lindan al norte con la mencionada carreta CC-49, al este y al sur con varias fincas de la localidad y al oeste con la Dehesa Boyal de Ceclavín. Existen edificaciones agrícolas cerca de las instalaciones y en el interior de las parcelas ocupadas, si bien se disponen a más de 50 metros, por lo que no afectan a la construcción y mantenimiento de la instalación fotovoltaica.

El entorno de la actuación a realizar se encuadra en una zona situada aguas arriba del embalse de Alcántara, entre el margen derecho del río Tajo (Embalse de José María Oriol – Alcántara II) y el margen izquierdo del río Alagón, en un territorio eminentemente rural.

En el emplazamiento de la PSF ORIOL se localizan parte de algunos tramos de los siguientes cauces: Barranco de la Solla, Arroyo de la Sopilla, Regato del Zahurdón, Arroyo de la Mula y Barranco de Don Pascual (con afluentes innominados en algunos casos). En concreto, el recinto de la planta solar se ubica en cabecera de cuenca de los cauces referidos, ubicados en la divisoria de cuencas del río Alagón y la rivera de Fresnedosa. El promotor informa que no se verán afectados en su recorrido ni se realizará ningún tipo de obra ni instalación en una zona de máxima avenida para un retorno de 500 años, para lo que se ha realizado un estudio hidrológico que ha determinado cual es el área a respetar y, en concreto la implantación no ocupa dicha superficie.

Por otra parte, la Dirección General de Patrimonio ha puesto de manifiesto la riqueza patrimonial del entorno de la planta solar proyectada, donde se localizan abundantes yacimientos arqueológicos desde la época prehistórica hasta nuestros días. Principalmente, se indica la existencia en el entorno de la planta del yacimiento denominado Valdelabá (dentro de la finca de Valdelabá, entre el camino de Valdelabá y el de Conchero) —se trataría de un monumento conmemorativo de época Medieval-Moderna—, así como del yacimiento de El Carrascal, catalogado como una serie de tumbas antropomorfas excavadas en pizarra situadas en el kilómetro 17 de la carretera de Acehúche.

Además, existiría afección indirecta, a unos 19 metros de distancia de la línea de evacuación, sobre el yacimiento denominado Lagar de Viña Borrifa, registrado como un lagar de época Moderna situado en lo alto de un cerro de escasa altura. Finalmente, al lado de la línea de evacuación eléctrica aparece recogido un nuevo yacimiento denominado Los Baldinos, posible necrópolis de cronología romana.

En cuanto a las vías pecuarias, reguladas por el Decreto 49/2000, de 8 de marzo, por el que se establece el Reglamento de Vías Pecuarias de la Comunidad Autónoma de Extremadura, se encuentran afectadas directamente por la línea de evacuación la ‘Colada del camino de Ceclavín a Coria’ y el ‘Cordel de Merinas o de Alcántara’. A mayor distancia de dicha línea de evacuación se encontrarían la ‘Colada de la Recovera’ (a 397 metros de distancia), la ‘Cañada Real de Gata’ (a 1.350 metros de distancia) y la ‘Colada de la Moheda’ (a 2.358 metros de la línea de evacuación). La ‘Colada del camino de Ceclavín a Coria’ no se modificará, se mantendrá en las mismas condiciones tanto de anchura y trazado en toda su longitud a lo largo de la planta solar.

Según los datos considerados en el proyecto, la PSF ORIOL se ubicará en una zona cuyo valor medio de Irradiación Horizontal Global (GHI)[37] es de 1.723,7 kWh/m^2.mes, la Irradiación Horizontal Difusa (DHI)[38] se corresponde con un valor medio de 497,1 kWh/m^2.mes y el valor medio de la Temperatura ambiente (Ta) es de 15,7 ºC.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura, de fecha 3 de septiembre de 2019, se indica que el Ayuntamiento de Ceclavín no ha presentado alegaciones respecto a la solicitud de DIA del proyecto, se ha mostrado conforme a las solicitudes de Autorización Administrativa y de Declaración de Utilidad Pública, y ha modificado el Plan General Municipal (PGM) que no recogía la posibilidad del uso para instalaciones de energías renovables en suelo no urbanizable, de forma que se autorizan las plantas de producción energética, por lo que, en base a este criterio, según el planeamiento vigente el uso pretendido es compatible urbanísticamente con la clase de suelo al que pertenecen las parcelas.

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 Proyecto.

4.4.1 Capacidad legal

DEHESA SOLAR es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de fecha 28 de enero de 2010, por un socio único, ECOINICIATIVAS DEL GUADIANA, S.L. (en adelante ECOINICIATIVAS), sociedad que fue constituida según escritura de fecha 15 de diciembre de 2009 con el objeto social de «*La promoción y desarrollo de proyectos y estudios de iniciativas empresariales de cualquier actividad. La prestación de servicios de ingeniería, consultoría y la asistencia técnica de ingeniería*».

[37] La irradiancia horizontal global es una medida de la radiación electromagnética solar total que golpea una superficie en cualquier momento (W/m^2) y está compuesta de irradiancia directa del haz e irradiancia difusa (dispersa). La irradiación es una medida de la cantidad de radiación incidente por m^2 durante un cierto período de tiempo (Wh/m^2).

[38] La irradiancia horizontal difusa es una medida de la radiación electromagnética solar de dispersión que golpea una superficie en cualquier momento (W/m^2).

DEHESA SOLAR se regirá por lo dispuesto en el RDL 1/2010[39], demás disposiciones legales aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como *«a) Producción de energía eléctrica mediante instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables no consumibles, utilizando como energía primaria la energía solar o la eólica, biomasa o de cualquier tipo de carburante; b) Constituir y participar en sociedades de objeto análogo mediante la adquisición por cualquier título, de acciones y participaciones»*.

Mediante escritura de fecha 22 de enero de 2018, ECOINICIATIVAS vende y transfiere a la mercantil SOLAR PARKS OF EXTREMADURA, S.L. (en adelante SOLAR PARKS) las 3.006 participaciones sociales que constituyen el capital social de DEHESA SOLAR, de las que es titular de pleno dominio. En escritura de la misma fecha se hace constar el cambio de socio único de DEHESA SOLAR por haber adquirido la mercantil SOLAR PARKS la totalidad de las participaciones sociales en las que se divide su capital social.

SOLAR PARKS es una sociedad mercantil unipersonal de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de fecha 2 de mayo de 2007, por su socio único, ECOENERGÍAS DEL GUADIANA, S.A. (en adelante ECOENERGÍAS). La Sociedad se regirá por lo dispuesto en el RDL 1/2010, demás disposiciones legales aplicables y por sus estatutos, donde se define su objeto social, entre otros, como «*el desarrollo y explotación de actividades relacionadas con energías renovables; la promoción, desarrollo, implantación, asesoramiento, mantenimiento y explotación de instalaciones de energías renovables, incluso solar térmica; la gestión, para sí o por cuenta de terceros, de sistemas de energías renovables para la generación, consumo y/o venta de energía eléctrica o térmica, de conformidad con las disposiciones legales aplicables; la venta, corretaje o intermediación de energía eléctrica, de conformidad con las disposiciones legales aplicables; el asesoramiento técnico, planificación, gestión y administración a personas físicas o jurídicas sobre sus inversiones en energías renovables, y la confección y comercialización de estudios y documentación sobre temas relacionados con lo anteriormente expresado*».

ECOENERGÍAS es una sociedad de nacionalidad española constituida en escritura de 12 de septiembre de 2006 y cuyo objeto social es, entre otros, la inversión, promoción y construcción de plantas industriales para la producción y venta de energías renovables, explotación de las mismas y actividades complementarias.

Tras varios cambios societarios sufridos por SOLAR PARKS tanto en la cuantía de su capital social como en la titularidad de las participaciones sociales que lo componen, finalmente, según consta en escritura de fecha 16 de junio de 2016,

[39] En los Estatutos de la Sociedad se dice que se regirá por la Ley 2/1995, de 23 de marzo, de Sociedades de Responsabilidad Limitada. Esta Ley ha sido derogada por el RDL 1/2010, por lo que se incorpora la legislación actualizada.

ECOENERGÍAS adquiere el 50% de las participaciones sociales que habían sido transferidas previamente —según escritura de 26 de noviembre de 2007— .

Por otra parte, mediante escritura de fecha 14 de enero de 2020, SOLAR PARKS, titular del 100% del capital social de DEHESA SOLAR, vende y transfiere a la mercantil IBERENOVA PROMOCIONES, S.L.U. (en adelante IBERENOVA) las 3.006 participaciones sociales que constituyen dicho capital social y de las que es titular de pleno dominio.

Por tanto, IBERENOVA es el actual socio único de DEHESA SOLAR. Se trata de una sociedad que fue constituida mediante escritura de fecha 20 de julio de 1998 bajo la denominación de Saltos de Domeño, S.A.U., cambiada su denominación por la actual mediante escritura de fecha 14 de enero de 2003, y cuyo objeto social es la prestación y realización de toda clase de actividades, trabajos y servicios relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable. El accionista único de esta sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable, cuyo socio único, IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U. es la sociedad sub-holding del Grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios energéticos en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A. En su condición de sociedad cabecera del Grupo en España, IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U. agrupa las participaciones de las sociedades participadas, directa o indirectamente, que realizan toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, incluyéndose entre ellas, a modo enunciativo y no exhaustivo, la producción hidráulica, eólica, termosolar, fotovoltaica, o a partir de biomasa; producción, tratamiento y comercialización de biocombustibles y productos derivados; y el proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de las instalaciones mencionadas anteriormente.

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

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

En definitiva, DEHESA SOLAR es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones fotovoltaicas, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

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

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

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

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

Como ya se ha indicado, DEHESA SOLAR fue constituida el 28 de enero de 2010 con el objeto social de producir energía eléctrica mediante instalaciones abastecidas con fuentes de energía renovables, pero hasta la fecha no ha llevado a cabo esta actividad dado que se trata de una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF ORIOL. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio y el grupo empresarial al que pertenece la que acredite su capacidad técnica.

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

El Grupo IBERDROLA, entendiendo por este a IBERDROLA, S.A. y Sociedades dependientes, es uno de los mayores grupos eléctricos privados del mundo, contando con una dilatada experiencia en actividades eléctricas. En los últimos 15 años ha llevado a cabo una profunda transformación con objeto de hacer frente a los retos del cambio climático y a la necesidad de electricidad limpia. Hoy es un grupo multinacional que produce y suministra electricidad a cerca de 100 millones de personas en los países en los que está presente: además de en la Península Ibérica, en Estados Unidos (a través de su filial AVANGRID), en Reino Unido (a través de Scottish Power, líder de renovables en Reino Unido), México, Brasil (NEOENERGIA es la primera eléctrica de Brasil por número de clientes) y en otros países de Europa (en Alemania ha puesto en marcha su primer parque eólico marino y está desarrollando un proyecto en Francia, además de la expansión del negocio comercial en Portugal, Francia e Italia).

A cierre del ejercicio 2018, el Grupo cuenta con más de 30 millones de puntos de suministro de electricidad y 47.448 MW de capacidad instalada, de los que más de un 61% corresponde a energías renovables (29.177 MW), el 27% a ciclos combinados de gas, el 7% a nuclear, el 3% a cogeneración y el 2% restante a carbón, según el detalle siguiente:

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			PRODUCCIÓN NETA (GWH)		
	2018	2017	% Variación 2018 vs. 2017	2018	2017	% Variación 2018 vs. 2017
Nuclear	3.177	3.177	0,0%	23.536	23.254	1,2%
Carbón	874	874	0,0%	1.637	2.642	-38,0%
Ciclos combinados de Gas	12.885	13.985	-7,9%	50.654	54.053	-6,3%
Cogeneración	1.335	1.299	2,8%	8.016	6.853	17,0%
Renovables	29.177	29.112	0,2%	61.754	50.747	21,7%
Eólica terrestre	15.671	15.533	0,9%	36.605	33.878	8,0%
Eólica marina	544	544	0,0%	1.642	821	100,0%
Hidroeléctrica	12.252	12.513	-2,1%	22.416	15.321	46,3%
Mini-hidroeléctrica	303	303	0,0%	670	394	70,1%
Solar y otras	406	219	85,6%	421	333	26,4%
TOTAL	**47.448**	**48.447**	**-2,1%**	**145.597**	**137.549**	**5,9%**

De estos datos, en España cuenta con más de 11 millones de puntos de suministro de electricidad y una capacidad instalada de 25.887 MW, de los que un 61% corresponde a energías renovables (15.788 MW), el 22% a ciclos combinados de gas, el 12,3% a nuclear, el 1,4% a cogeneración y el 3,4% restante a carbón, según el detalle siguiente:

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			PRODUCCIÓN NETA (GWH)		
	2018	2017	% Variación 2018 vs. 2017	2018	2017	% Variación 2018 vs. 2017
Nuclear	3.177	3.177	0,0%	23.536	23.254	1,2%
Carbón	874	874	0,0%	1.637	2.642	-38,0%
Ciclos combinados de Gas	5.695	5.695	0,0%	4.092	3.812	7,4%
Cogeneración	353	368	-4,1%	2.472	2.608	-5,2%
Renovables	15.788	15.820	-0,2%	25.973	19.587	32,6%
TOTAL	**25.887**	**25.934**	**-0,2%**	**57.711**	**51.903**	**11,2%**

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

Respecto al socio único de DEHESA SOLAR, IBERENOVA, cuyo objeto social es la realización de toda clase de actividades relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable, ha producido 1.149,2 GWh en 2018, un 8,12% más que en 2017, según consta en su Informe de Gestión correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2018. Su cifra de negocio ha aumentado un 8,66% respecto al ejercicio 2017, lo que ha supuesto alcanzar los 90,91 millones de euros en el ejercicio 2018. En dicho Informe de Gestión se pone de manifiesto que la Sociedad continuará en 2019 con la explotación de los parques instalados.

En concreto, según datos aportados por la sociedad promotora del Proyecto, IBERENOVA cuenta con una capacidad instalada de 1.142,17 MW, según el detalle siguiente:

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
Núñez de Balboa	500,00	Fotovoltaica	Badajoz	dic-19
Peñaflor III	48,99	Eólica	Valladolid	ago-12
Peñaflor IV	48,99	Eólica	Valladolid	ago-12
Layna	50,00	Eólica	Soria	may-12
Alto de la Degollada	50,00	Eólica	Burgos	dic-10
El Coterejón II	6,00	Eólica	Burgos	nov-08

Bolaños	24,00	Eólica	Cádiz	sep-08
Venzo	8,00	Eólica	Cádiz	dic-07
Isletes	9,94	Eólica	Cádiz	dic-07
Dos Pueblos	20,00	Eólica	Guadalajara	dic-07
Alburejos	10,00	Eólica	Cádiz	dic-07
Pico Collalbas	30,00	Eólica	Cuenca	dic-06
Campillos	34,00	Eólica	Soria	dic-05
Sierra de Dueña	31,45	Eólica	Salamanca	mar-05
Chambón	33,15	Eólica	Palencia	oct-04
El Teruelo	43,35	Eólica	Palencia	dic-03
Valmediano	34,00	Eólica	Zamora	may-03
Valbonilla	11,10	Eólica	Burgos	abr-03
El Navazo	38,55	Eólica	Burgos	abr-03
Carrasquillo	49,30	Eólica	Palencia	ene-03
Labradas	36,55	Eólica	Zamora	mar-02
Domeño	20,40	Mini-Hidráulica	Valencia	ene-01
Loringuilla	4,40	Mini-Hidráulica	Valencia	2000
Total Capacidad Instalada	**1.142,17**			

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

Por otra parte, también se daría el cumplimiento de la tercera condición establecida en dicho artículo («*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*») puesto que, previo a la venta de DEHESA SOLAR a IBERENOVA, según contrato de compraventa de fecha 14 de enero de 2019 (elevado a público mediante escritura de 14 de enero de 2020), firmó un contrato, de fecha 30 de octubre de 2019, con el objeto de que ECOENERGÍAS llevara a cabo los trabajos y servicios necesarios para dar cumplimiento con lo indicado en la DIA respecto a las fases previas a su ejecución como en la construcción de la planta y de la línea eléctrica de evacuación.

Asimismo, en las estipulaciones del mencionado contrato de compraventa entre IBERENOVA y SOLAR PARKS se establece que ECOENERGÍAS —socio único de SOLAR PARKS— asumirá la promoción e ingeniería del Proyecto para asegurar su buen fin, hasta obtener todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarios para la ejecución del proyecto.

Tal y como ya se ha indicado, ECOENERGÍAS es una sociedad de nacionalidad española constituida el 12 de septiembre de 2006, que ha participado desde entonces en proyectos fotovoltaicos en la Comunidad Autónoma de Extremadura, por lo que su experiencia en el sector y su participación en el Proyecto desde el inicio del procedimiento de autorización

avala también la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones.

Por tanto, la capacidad técnica de DEHESA SOLAR quedaría acreditada por el cumplimiento de lo especificado en el artículo 121.3.b) del RD 1955/2000, en este caso en lo que respecta tanto a su segunda como a su tercera condición.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según datos incluidos en el Proyecto de la PSF ORIOL, visado el 27 de diciembre de 2018, el presupuesto para la construcción de la planta solar asciende a**[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

DEHESA SOLAR, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.006 euros, íntegramente suscrito y desembolsado, y dividido en 3.006 participaciones sociales, acumulables e indivisibles, de un euro de valor nominal cada una de ellas. Su socio único fundador fue ECOINICIATIVAS, que asumió las 3.006 participaciones sociales por su valor nominal conjunto (3.006 euros) que aportó en efectivo.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de DEHESA SOLAR depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2018, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial][Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de DEHESA SOLAR, se comprueba que, si atendemos exclusivamente a la cifra contable de patrimonio neto, existiría una situación desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas recurrentes.

Por tanto, la sociedad DEHESA SOLAR, atendiendo a lo que indica el apartado relativo a su patrimonio neto, se encontraría incursa en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital. Dado que una de las causas legales de disolución de una sociedad es que el patrimonio neto sea inferior a la mitad del capital social, la sociedad debería o bien haber realizado los movimientos necesarios en su capital social para evitar incurrir en dicha causa, o bien haber sido disuelta.

No obstante lo anterior, en el caso de DEHESA SOLAR se comprueba que sus cuentas anuales reflejan un pasivo no corriente por importe de 40.000 euros, cuantía incluida en el epígrafe "*Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo*", que se corresponde con un préstamo participativo, según se indica en la Memoria Abreviada adjunta a las Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2018 depositadas en el Registro Mercantil, donde se indica que «*Las deudas con empresas del grupo corresponden a un préstamo participativo con la sociedad SOLAR PARKS por importe de 40.000,00 €*», y se especifica que el plazo de su vencimiento es superior a

cinco años. Por tanto, sería de aplicación lo previsto en el artículo 20.d) del Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica, en la redacción dada por la disposición adicional tercera de la Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, según el cual *«d) Los préstamos participativos se considerarán patrimonio neto a los efectos de reducción de capital y liquidación de sociedades previstas en la legislación mercantil».*

Por otra parte, mediante escritura de fecha 14 de enero de 2020 se elevó a público el "*Contrato de compraventa de participaciones*" por el que SOLAR PARKS vende y transmite a IBERENOVA la totalidad de las participaciones de la sociedad DEHESA SOLAR, con todos los derechos y obligaciones asociados a las mismas. Dichas participaciones se transmiten libres de cargas, trabas, gravámenes, embargos, opciones, derechos de retracto o restricciones sobre su transmisibilidad. El comprador adquiere las participaciones sobre la base de que éstas representan el 100% del capital social de la sociedad DEHESA SOLAR y que ésta es la única titular del Proyecto de la PSF ORIOL, con todos sus activos y derechos. Las partes acuerdan que el precio por la transmisión de las participaciones y su calendario de pago se calcularán según lo establecido en el Contrato de Opción, esto es, **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Este contrato de compraventa informa que DEHESA SOLAR y SOLAR PARKS tenían suscrito un contrato de préstamo participativo **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]** La mencionada escritura de compraventa incluye el Balance de Situación de DEHESA SOLAR cerrado al último día del mes inmediatamente anterior a la fecha de formalización de dicha escritura, y presenta el detalle siguiente: **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

IBERENOVA, socio mayoritario con capacidad total de control sobre DEHESA SOLAR, es una sociedad anónima de nacionalidad española cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2018, fechado el 4 de abril de 2019, arroja los siguientes resultados:
[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que IBERENOVA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2018, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado, está representado por 9.471.462 acciones de 3 euros de valor nominal cada una. El accionista único de la Sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA con domicilio social en España, que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable. El socio único de esta última es IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., sociedad sub-holding del grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios relacionados con la energía en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A., sociedad dominante del Grupo.

Por tanto, en la actualidad, DEHESA SOLAR cuenta con un socio único, IBERENOVA, Sociedad participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de DEHESA SOLAR en función de los resultados del Grupo IBERDROLA al que, finalmente, pertenece.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo IBERDROLA correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, según Informe de Auditoría de fecha 22 de febrero de 2019, arrojan los siguientes resultados:

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017

Unidad: Miles de Euros

	31/12/2018	*31/12/2017 (*)*
TOTAL ACTIVO	**113.037.923**	**110.688.559**
Activo corriente	13.342.380	13.799.557
Activos mantenidos para su enajenación	62.164	355.731
Combustible nuclear	272.674	331.883
Existencias	2.173.831	1.870.121
Deudores comerciales y otros activos corrientes	6.854.733	6.721.258
Inversiones financieras corrientes	1.177.821	1.323.224
Efectivo y otros medios equivalentes	2.801.157	3.197.340
Activo no corriente	99.695.543	96.889.002
Activo intangible	21.000.248	21.148.027
Inversiones inmobiliarias	428.592	424.029
Propiedad, planta y equipo	66.109.320	64.082.379
Inversiones financieras no corrientes	5.191.132	5.013.504
Deudores comerciales y otros activos no corrientes	1.480.252	838.690
Impuestos diferidos activos	5.485.999	5.382.373
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	**113.037.923**	**110.688.559**
Patrimonio Neto	43.976.554	42.733.186
De la sociedad dominante	36.582.199	35.509.260
Capital	*4.798.222*	*4.738.136*
Ajustes por cambio de valor	*-32.196*	*-42.254*
Otras reservas	*32.731.625*	*31.435.651*
Acciones propias en cartera	*-1.010.348*	*-597.797*
Diferencias de conversión	*-2.919.156*	*-2.828.470*
Resultado neto del periodo	*3.014.052*	*2.803.994*
De accionistas minoritarios	5.668.803	5.671.380
De obligaciones perpetuas subordinadas	1.725.552	1.552.546
Instrumentos de capital corrientes con características de pasivo financiero	36.647	32.519
Pasivo corriente	16.079.793	16.693.251
Pasivos vinculados con activos mantenidos para su enajenación	561	134.544
Provisiones	579.984	626.841

Deuda financiera	7.023.143	7.509.809
Acreedores comerciales y otros pasivos	8.476.105	8.422.057
Instrumentos de capital no corrientes con características de pasivo financiero	140.582	14.762
Pasivo no corriente	52.804.347	51.214.841
Subvenciones de capital	1.477.928	1.481.111
Instalaciones cedidas o financiadas por terceros	4.823.396	4.763.148
Provisiones	5.447.587	5.486.820
Deuda financiera	31.138.863	29.784.705
Otros pasivos no corrientes	874.006	1.140.638
Impuestos diferidos pasivos	9.042.567	8.558.419

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017

Unidad: Miles de Euros

	31/12/2018	*31/12/2017 (*)*
Importe neto de la cifra de negocios	35.075.873	31.263.262
Aprovisionamientos	-19.640.736	-17.899.454
Margen bruto	15.435.137	13.363.808
Gastos de personal	-2.020.006	-2.171.596
Servicios exteriores	-2.135.225	-1.999.009
Tributos	-1.931.003	-1.874.503
Beneficio Bruto de explotación (EBITDA)	**9.348.903**	**7.318.700**
Amortizaciones y provisiones	-3.909.530	-4.606.069
Beneficio de explotación (EBIT)	**5.439.373**	**2.712.631**
Resultado de sociedades por el método de participación (neto de impuestos)	55.904	-28.733
Resultado financiero	-1.156.094	-937.102
Resultado de activos no corrientes	8.851	279.054
Beneficio antes de impuestos	**4.348.034**	**2.025.850**
Impuesto sobre sociedades	-959.499	1.397.127
Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**3.388.535**	**3.422.977**
Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones discontinuadas (neto de impuestos)	-51.167	-253.011
Accionistas minoritarios	-323.316	-365.972
BENEFICIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**3.014.052**	**2.803.994**
Beneficio básico y diluido por acción en euros procedente de actividades continuadas	0,475	0,458
Pérdida básica y diluida por acción en euros procedente de actividades discontinuadas	-0,008	-0,038

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017

Unidad: Miles de Euros

	31/12/2018	*31/12/2017*
Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación	7.586.248	5.685.453
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	-6.050.413	-5.192.670
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	-1.796.162	1.421.627
Efecto de variaciones del tipo de cambio en el efectivo o equivalentes	-135.856	-149.756
Incremento/(Decremento) neto de efectivo y equivalentes	**-396.183**	**1.764.654**
Efectivo y equivalentes al principio del período	3.197.340	1.432.686
Efectivo y equivalentes al final del período	**2.801.157**	**3.197.340**

(*) El estado consolidado del resultado a 31 de diciembre de 2017 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2018, el Grupo IBERDROLA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En cada ejercicio se producen movimientos de capital social, tanto aumentos como reducciones, que se corresponden con las distintas ejecuciones aprobadas por la Junta General de Accionistas a través de las cuales se instrumenta el sistema *Iberdrola dividendo flexible*. El número de acciones a 31 de diciembre de 2018 es de 6.397.629.000 de un valor nominal de 0,75 euros cada una, por lo que el capital social suscrito supone 4.798.221.750 euros. El Grupo ha aumentado su cifra de negocios un 12,2% respecto al año anterior, con un beneficio antes de impuestos que duplica las cifras del año anterior, si bien después de impuestos arroja datos similares a los resultados de 2017 (un 1% inferiores). Un 89% del beneficio neto procedente de operaciones continuadas se atribuye a la Sociedad dominante. El Grupo cuenta con un saldo de efectivo al final del ejercicio de 2.801.157.000 euros.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, DEHESA SOLAR, pertenece a un Grupo societario que presenta una situación económica holgada, lo cual le permitiría prestar el apoyo financiero necesario para la realización del proyecto objeto del presente acuerdo. Por ello, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de DEHESA SOLAR, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio único y su pertenencia al Grupo IBERDROLA.

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 DEHESA SOLAR SUR, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica ORIOL de 327,57 MW, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación, situada en los términos municipales de Ceclavín y Alcántara, en la provincia de Cáceres, 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 LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ORIOL DE 327,57 MW Y SUBESTACIÓN ELEVADORA A 30/220 kV, EN CECLAVÍN (CÁCERES)[40]

1. Características generales

El objeto del Proyecto es describir la denominada PSF ORIOL, consistente en una planta de generación mediante tecnología fotovoltaica con una potencia instalada total de 327,57 MWp (potencia nominal de 273,60 MWn) conectada a la red de transporte en la tensión de 220 kV a través de la subestación elevadora a 30/220 kV "SET José Maria Oriol". La energía generada se inyectará a la red de transporte a través de la subestación existente "José María Oriol 220 kV Nuevo Parque" en 220 kV propiedad de REE. Las características generales del proyecto se resumen en la siguiente tabla:

DENOMINACION	**PLANTA SOLAR FV ORIOL**		
CONFIGURACIÓN GENERAL			
Total Potencia Nominal MWn	273,6	Tótal Módulos Unidades	885.312
Total Potencia Pico MWp	327,57	Total seguidores Unidades	7.632
Ratio Wp/Wn	1,319	Total inversores Unidades	72
		Total Centros Unidades	72
CARACTERIZACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN			
Localización	Ceclavín (Cáceres)	Sup. parcela Catastral (Ha)	998,441
País	España	Sup. bruta disponible (Ha)	764,880
Coord. UTM ETRS89 USO29	692134-4412007	Sup. ocupación neta (Ha)	171,75
Altitud	322	Ratio ha/MW	2,34
CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS			
Módulo FV		**Seguidor a un Eje N-S**	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	STI-NORLAD
Modelo	LR6-72PH-370M	Modelo	STI-H250
Tecnología	Hi-MO1	Tipo	
Potencia Pico (WP)	370	Pitch	6
Voltaje Max	1.500 V	Nº de módulos	116
Caja de String		**Inversor**	
Entradas	24-21	Fabricante	Power electronic
Voltaje Max	1.500 Vdc	Modelo	FS3450K
Fusibles	20 A	Potencia Nominal	3,45
Aislamiento	IP65	Rango MPPT	976-1310
Intensidad Max	400 A	Voltaje Máximo	1500

[40] Proyecto de ejecución de la PSF ORIOL visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Badajoz (COPITIBA) con fecha 27 de diciembre de 2018.

Centro de Transformación		Cableado Eléctrico	
Potencia AC	3,80 MVA	Cable de String	6 mm^2,Cobre
Número de inversores	1	Cable DC	XLPE, AL
Numero Transformadores	1	Secciones	150,240 mm^2
Ratio Transformación	0,690/30 kV	Cable MT	XLPE, AL
Servicio	Skid	Secciones	240-400-630

Nº total de transformadores	72
Total potencia transformadores	273,6 MVA

SET trafos	2 unidades
Potencia unitaria	(2x125)
Total potencia aparente	500 MVA

El proyecto se realizará con paneles fotovoltaicos sobre seguidores solares a un eje horizontal, tendrá 885.312 módulos fotovoltaicos de 370 Wp de potencia cada uno, 72 centros de transformación de 3.800 kVA y aparamenta de media tensión (MT) en 30 kV, inversores de 3.800 kVA a 25 ºC y una subestación elevadora a 30/220 kV que cuenta con dos unidades transformadoras 2x125 MVA.

La instalación se dividirá en islas de 3.800 kVA que se corresponden con un inversor y con capacidad de generar electricidad a nivel de 30 kV en sistema alterno trifásico. Las islas de potencias se conectarán en serie sobre unos circuitos colectores de MT hasta la entrada de la subestación elevadora en el propio parque de generación. Cada isla de potencia estará constituida por:

- Seguimiento solar a un eje horizontal accionado por un único motor que contendrá cuatro filas de módulos y un total de 116 paneles fotovoltaicos policristalinos.
- Módulos fotovoltaicos de 370 Wp
- Seguidores a un eje horizontal.
- Inversor fotovoltaico de 3.450 kVA, a 50 ºC
- Transformador 30/0,69 kV de 3.800 kVA

Los módulos fotovoltaicos se asocian en serie, formando *strings* de 29 paneles fotovoltaicos hasta alcanzar la tensión de generación deseada y en paralelo para conseguir corrientes de operación de fácil manejo. Los *strings* se asocian en paralelo en agrupaciones de 20 y 16 *strings*, mediante un cable de corriente continua (DC Bus) a unas “Cajas de agrupación de primer nivel” llamadas *string-box*. Desde estas cajas se llevará la energía generada, mediante otro cable de corriente continua, al lado de continua del inversor de ese campo.

El inversor fotovoltaico permite acondicionar la potencia eléctrica obtenida del campo de módulos fotovoltaicos y disponer de esta energía en un sistema trifásico alterno, cuyas características son:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz marcado por normativa.
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%, <3%
- Tensión de salida VAC: 690 V ± 10%

Las líneas colectoras de evacuación en MT de la planta de generación recogerán la energía generada y tendrán su punto de evacuación en barras de 30 kV de la subestación elevadora propia de la planta fotovoltaica, desde donde se evacuará la energía a la subestación (SET) "José María Oriol 220 kV Nuevo parque" en 220 kV propiedad de REE.

De los Centros de Transformación (CT) la energía sale en MT con un circuito subterráneo que irá interconectando los diferentes CT´s en grupos de cuatro. Cada uno de estos circuitos se conectará en la barra de MT de la subestación elevadora a 30/220 kV del parque.

Se define campo solar como la instalación compuesta por los inversores solares, con todos los paneles solares que se conectan a él, su estructura de soporte y las infraestructuras de baja tensión, cableado, cuadros de protección y zanjas, para transportar la energía desde los paneles hasta el inversor, todo ello con conexión a un mismo transformador. Por tanto, en la PSF ORIOL existirán 72 campos solares de 4.549,52 kWp cada uno, lo que supone una potencia total de 327.565,44 kWp. Cada campo solar tipo tendrá un inversor de 3.800 MVA de potencia.

Cada campo solar de 4.550 kWp estará formado por los siguientes elementos:

Descripción	Unidades/Potencia
Panel Solar Fotovoltaico de 370 Wp	12.296 unidades
Número de Módulos por String	29 unidades
Potencia por String	10.730 Wp
Nº de String por instalación	424 unidades
Tensión de funcionamiento a máx. potencia (V)	1.142,60
Intensidad punto de máxima potencia (A)	3.981,36
Potencia del Campo	4.549,52 kWp
Inversor solar Power Electronic HEMK FS3450 K	1 unidad
Seguidor solar 1 eje de 116 módulos	106 unidades
Superficie de paneles (m^2)	23.834,52

La denominada *Power station*.es la agrupación de inversor más el transformador.

Por tanto, la PSF ORIOL estará compuesta por:

Descripción	Unidades	Potencia
Plantas tipo nº 1	72	327,57 MWp
Total Planta Pot. Inversores a 25 ºC		273,60 MWn

El número total de elementos que compondrán la instalación de generación es:

Descripción	Unidades/Potencia
Panel Solar Fotovoltaico de 370 Wp	885.312 uds
Número de String	30.528 uds
Potencia por String	10.730 kW
Total Potencia Instalación	327.565,44 kWp
Inversor solar Power Electronic HEMK 690V FS3450 K	72 uds
Seguidor solar 1 eje de 116 módulos	7.632
Superficie de paneles (m^2)	1.716.085,24

2. Panel solar fotovoltaico

El panel solar previsto en la instalación tendrá las siguientes características técnicas:

Panel Fotovoltaico	Polisilicio 370 Wp Longi Solar o similar
Número de células (policristalinas)	72
Potencia máxima	370 W +5.0 W
Eficiencia	19,1%
Tensión punto máxima potencia	39,4 V
Tensión en circuito abierto	48,3 V
Intensidad punto máxima potencia	9,39 A
Intensidad de cortocircuito	9,84 A
Coeficiente de temperatura Isc	+0.057%/ºC

Los datos anteriores se dan en condiciones estándar de medida, STC de 1000 W/m^2, 25 ºC y espectro AM1.5G.

Sus dimensiones serán:

Panel Fotovoltaico	Polisilicio 370 Wp Longi Solar o similar
Longitud (mm)	1.956
Anchura (mm)	991
Grosor (mm)	40
Peso (kg)	22,5

Tablas del generador fotovoltaico y del módulo:

Parámetro	Cadena de módulos conectados en serie	Campo FV de 4.550 kWp
Nº de módulos	29	12.296
Pm (Wp)	10.730	4.549,52
Vm 49,9ºC (PMP)(U)	1.142,6	1.142,6
Im(A)	8,99	3.811,76

Voc(V)	1.400,7	—
Isc(A)	9,84	—
Area (m^2)	56,21	23.834,52

3. Seguidor solar a un eje

Los paneles fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras metálicas que, en el caso de la PSF ORIOL, serán seguidores solares[41] del tipo de seguimiento solar a un eje horizontal con implementación de *backtracking*, en concreto en el proyecto se pretende utilizar el seguidor horizontal, con 116 módulos por seguidor, por lo que, teniendo en cuenta que la instalación constará de 885.312 módulos, el total de seguidores será de 7.632, todos ellos mecánicamente idénticos, formados por un eje central que une y mueve solidariamente los 116 módulos fotovoltaicos movido por una biela accionada por un motor reductor. La separación entre los seguidores en la instalación será de 4,9 metros.

Las estructuras soporte sobre las que se instalarán los módulos serán de acero galvanizado en caliente dimensionadas adecuadamente para soportar, además del peso de los módulos, una velocidad de viento de 144 km/h (contado con la resistencia al viento de los módulos instalados). Han sido diseñadas teniendo en cuenta que habrán de soportar, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, según lo indicado en la normativa básica de la edificación (NBE). No se realizarán soldaduras ni taladros sobre las estructuras después de estar galvanizadas. El montaje será con tornillería en acero inoxidable en los orificios de fábrica destinados a tal efecto, evitando de este modo la formación de pares galvánicos y/o efectos de corrosión de la estructura. Los topes de sujeción de paneles y la propia estructura no arrojan sobra sobre los módulos.

El diseño, la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permite las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La sujeción del módulo fotovoltaico se realiza siguiendo las instrucciones del fabricante, de modo que no se producen flexiones superiores a las admitidas.

Las cimentaciones de la estructura del seguidor se realizarán mediante hinca directa de perfiles tipo C o similar de acero galvanizado en el terreno. Cuando no sea posible realizar la instalación de perfiles directamente hincados en el terreno se recurrirá a la perforación del terreno como medida previa al hincado o bien se realizará un hormigonado si fuera necesario.

[41] Estructuras articuladas y controlados por un posicionador georreferenciado que va variando su posición respecto a la dirección de la radiación solar directa para aumentar el número de horas/año de irradiación sobre paneles. Estas estructuras conjugan varios paneles solares que se mueven al unísono, en dirección este-oeste para seguidores a un solo eje. Están provistos de una transmisión mecánica que permite girar al unísono todos los ejes propios de cada panel a fin de modificar la orientación. Se dispone un motor que a través de una transmisión mecánica mueve el eje.

4. Inversor

Los inversores utilizados son inversores centrales Power Electronic HEMK 690V FD3450K o similar con una potencia de 3.450 kVA a 50 ºC, cuyas características son:

Inversor	Inversor Central de Power Electronic HEMK 690V FS3450K o similar
Valores de Entrada DC	
Rango pot. Campo FV recomendado (kWp)	3.874/5.200
Rango de tensión MPP (V)	976/1.310
Máxima tensión de DC	1.500 V
Corriente máxima DC	3.970 A
Número de entradas DC	36
MPPT	6
Valores de Salida AC	
Potencia nominal AC kW (50 ºC/25 ºC)	3.450/3.800
Corriente máxima AC	3.175
Tensión nominal AC	690 V sistema IT
Frecuencia nominal AC	50/60 Hz
Coseno φ	+/-0,5
THD[42]	<3%
Rendimiento	
Eficiencia Máxima	98,9 %
Euroeficiencia	98,5 %

5. Dispositivos de protección y seguridad

Las protecciones de la instalación serán las siguientes:

- Interruptor magnetotérmico en el punto de conexión.
- Interruptor diferencial.
- Interruptor automático de la interconexión con relé de enclavamiento accionado por variación de tensión (0.85-1.1U_m o frecuencia (49-51 Hz).
- El rearme de la conexión de la instalación fotovoltaica a la red debe ser automático. El inversor debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética.
- Las tierras de la instalación fotovoltaica serán independientes de la del neutro de la estación distribuidora y de la de las masas de la edificación. Debe existir separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica.

[42] *Total Harmonic Distortion* o Distorsión Armónica Total (THD): Porcentaje acumulado de distorsión para todos los tipos de armónicos en relación a la potencia total.

6. Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT)

La energía eléctrica se generará en los paneles fotovoltaicos en forma de corriente continua a una tensión máxima de 1.500 V_{dc}, y será transformada en corriente alterna (CA) trifásica a 690 V_{ac} con la que saldrá de los inversores centrales. Esta corriente trifásica será elevada a una tensión de 30.000 V en los centros de transformación y, posteriormente, la tensión será elevada en una subestación propia hasta una tensión de 220 kV para que, mediante una línea de transporte, sea entregada a la red de transporte de REE.

El cableado de la instalación será realizado mediante conductores aislados de 1.800 Vcc, con cubierta de XLPE[43], es decir, no propagadores de llama, con baja emisión de humos y libre de componentes halógenos.

El tramo de corriente continua de la instalación estará localizado en el campo solar, y se corresponde con el cableado entre módulos formando *strings*, la conexión de los *strings* (de dos en dos, mediante un *pv-harness*) al bus de corriente continua (DC), hasta la caja seccionadora, y desde la caja seccionadora hasta los inversores.

Características técnicas de los conductores de BT para interconexión de los *strings* con las cajas suma (caja seccionadora) de primer nivel:

Descripción	Medida
Sección nominal	6-35 mm^2
Material	Cobre
Intensidad máxima admisible	70/218 A
Voltaje	1.5 kV DC
Diámetro exterior	6,1/11,3 mm
Peso	79/374 kg/km
Temperatura máxima	120 ºC
Norma	IEC 60216

Desde las cajas suma de primer nivel se llevará la energía generada directamente hasta el inversor. Las características de los conductores utilizados es la siguiente.

Descripción	Medida
Tipo	XZ1 AL 1.5/1.8 DC
Conductor	Aluminio clase 2 según IEC 60228
Aislamiento	XLPE
Cubierta exterior	Poliolefina termoplástica libre de halógenos

[43] Cables con aislamiento seco de polietileno reticulado (XLPE).

Temperatura máxima del conductor	+90 ºC
Secciones	150/240 mm^2
Intensidad máxima admisible (A) directamente enterrados	220/290
Diámetro exterior (mm)	25,8/30,5
Peso (kg/km)	765/1.115

Los circuitos estarán protegidos contra sobre intensidades. En el circuito de corriente continua, esta protección se realizará a base de fusibles, mientras que en el de CA se realizará con interruptores magnetotérmicos calibrados y contra contactos indirectos por interruptores diferenciales.

Para el cableado de los subcampos, se utilizará cable de cobre una sección mínima de 6 mm^2.

El cable DC Bus será de cobre de sección mínima 35 mm^2.

Para la interconexión de los cuadros de primer nivel con los inversores se utilizarán conductores de Aluminio de sección mínima 150 mm^2.

Los circuitos también estarán protegidos contra sobre tensiones tanto en el lado de continua como en el lado de alterna, para ellos se instalarán limitadores de sobre tensiones transitorias de primer y segundo grado en todas las cajas suma de corriente continua, así como en todos los cuadros.

Para el dimensionamiento de las secciones de los diferentes circuitos se incrementará la potencia total absorbida por cada línea en un 150% y los límites de caída de tensión máxima —circuito de corriente continua: 1,0%; circuito de CA: 1,0%; caída de tensión total: 2,0%— serán los aplicados a los cálculos de la caída de tensión en baja tensión adjuntados al proyecto.

6.1. Puesta a tierra

El esquema de puesta a tierra a utilizar, será:

- Aislado de tierra para la Instalación de corriente continua (Tierra flotante).
- Esquema TT[44] para instalación de CA de servicios auxiliares (SSAA).

Se conectarán a tierra todas las masas susceptibles de ponerse en tensión en la instalación, incluidas canalizaciones metálicas y red equipotencial de masas. La resistencia al paso de la corriente de los electrodos obtenida por medición directa no deberá superar los 20 Ohmios; de superarlos, se efectuaría un tratamiento del terreno por alguno de los métodos utilizados en la práctica en el lugar donde se haya ejecutado la instalación, caso que se comunicaría a la

[44] Sistemas TT: Existe un punto puesto a tierra directamente (puesta a tierra de servicio). Las masas de la instalación eléctrica están conectadas a tomas de tierra independientes eléctricamente de las tomas de tierra para la puesta a tierra del sistema.

ingeniería que realiza la instalación común del edificio para tomar las medidas correctoras que se estime necesario.

De acuerdo con la normativa particular de la compañía suministradora se procede a la instalación del tipo TT: Sistema de picas de acero galvanizado con superficie por electrólisis de cobre de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud, hincadas en fondo de calicatas de canalizaciones con h>0,80 metros y conectadas a una toma de tierra en caja de registro de tierras, para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1kV, RV-K de 16 mm^2 de sección, bajo tubo de 32 mm de diámetro.

Se aprovecha la apertura de las calicatas de las canalizaciones subterránea para tender el anillo de cobre desnudo de 1x35 mm^2 donde se conectarán todas las picas de tierra. El sistema de tierras de BT se ejecutará así a cotas más profundas de 0,8 metros.

En cada posición del cuadro de servicios auxiliares se conectará una pica, y se dará tierra al cuadro mediante soldadura aluminotérmica al anillo y/o mediante brida de conexión y conductor RV-K 0,6/1kV 1x16 mm^2 de cobre.

Desde el anillo de tierras se dará tierra a todas las partes metálicas de la instalación que sean susceptibles a estar en tensión (de BT).

Todos los circuitos de salida de los Centros de Baja Tensión (CBT) se repartirán con su correspondiente cable de tierra con sección igual a la de los conductores activos.

De acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de BT, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto del suministro.

6.2. Formación de los *strings*

Los *string*s estarán formados por agrupaciones en serie de 29 paneles fotovoltaicos. Se emplearán los terminales de conexión dispuestos por el fabricante de los módulos y no se manipularán, cortarán ni empalmarán. Si fuera necesaria una adaptación por no poder cubrir longitudes, se consultará a la Dirección Facultativa.

Las características de los *strings* serán:

- Potencia, Pmax: 10.730 Wp
- Intensidad a potencia máxima, Imp: 9,39 A.
- Tensión a potencia máxima, Vmp: 1.142,6 V.
- Intensidad de cortocircuito, Icc: 9,84 A.
- Tensión a circuito abierto, Voc: 1.400,7 V.

6.3. Cajas suma (cajas de protección) de corriente continua

La energía generada procedente de los *strings* se conducirá hacia las cajas sumas o cajas de protección. Las cajas seccionadoras tienen la función de proteger contra sobrecorrientes los *strings* a través de los seccionadores, que estarán en los polos positivo y negativo para proteger cada par de entradas. Además, contarán con descargadores de sobretensión.

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

También contarán con la electrónica de comunicaciones necesaria para el control de las variables eléctricas de cada uno de los *strings* que las acometen, midiendo sobre el polo positivo de cada par de entrada.

Las características de la caja de serie fotovoltaica Smart Combox 1.500 V con monitorización son las siguientes:

- Número de entradas corriente continua: 2.
- Envolvente Poliéster Ip 65.
- Voltaje máximo: 1.500 V
- Seccionador Manual. (opcional señal digital)
- Fuente de alimentación autónoma o externa (1.000/24 V) Opcional.
- Sobretensiones (Opcional señal digital).
- Protecciones de Comunicaciones RS 485.
- Protecciones de alimentación 220 V.
- Seccionadores en carga
- Descargadores de sobretensión clase II
- Prensaestopas IP67.
- Metacrilato protector eléctrico.
- Equipo de monitorización series.
- Temperatura interna de caja.
- Pegatinas señalizadoras.
- Planos de montaje y mantenimiento.
- Placa de montaje en poliéster aislante.
- Peines conductores de Cobre.
- Bornas Bimetálicas de salida.
- Sistema de anclaje a pared de fábrica.
- Tres puntos de cierre en puerta.

6.4. Agrupación del inversor

Una vez agrupados los *string* en paralelo en el cable DC bus, y recogido en la caja de protección primaria, hay que transportar la energía eléctrica hasta los

inversores. Esta agrupación se realiza en paralelo y se protegen contra sobreintensidades con fusibles de fundido rápido para corriente continua, en sendos polos positivo y negativo de cada circuito de entrada.

Si la suma de todas las intensidades de las protecciones de entradas es inferior a la corriente máxima del circuito de salida, ésta dispondrá de un interruptor-seccionador. Si no fuera así, la salida se protegerá mediante seccionadores fusibles de corte en carga.

Cada inversor posee un Cuadro de Agrupación en Baja Tensión internamente, donde se agruparán los 24 circuitos provenientes de las diferentes cajas de *strings*.

6.5. Instalación de BT en CA de generación

La instalación de CA de BT de generación es el sistema que conecta desde el inversor hasta las bornas de entrada del transformador de MT del centro de transformación. Es un sistema trifásico a 690 V y 50 Hz.

a) Conductor BT CA: La conexión de los inversores con los transformadores de potencia se realizará mediante conductores de las siguientes características:
   - RV-K 0,6/1 kV Cu 3x1x300 mm^2
   - Diámetro Conductor: 25,0 mm.
   - Diámetro Total del Cable: 30,5 mm.
   - Resistencia CC 20 ºC: 0,0641 Ω/km.
   - Radio Mínimo de Curvatura: 113,6 mm.
   - Peso: 2.817 kg/km.
   - Intensidad máxima: 610 A.

b) Dispositivo de Maniobra y Proyección AC Inversores: Se instalará un dispositivo de protección y maniobra entre la salida del inversor y la entrada al transformador en el lado de BT. Sus principales características son:
   - Tensión nominal MPPt (DC): 976-1.310 V
   - Intensidad máxima DC: 3.970 A
   - Interruptor-Seccionador de corte en carga
   - Cerramiento Metálico

En el bastidor del inversor, a la salida de circuitos de CA se verificará que existe protección mediante un interruptor automático para CC con funciones de protección de sobreintensidad por sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones y fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de BT.

6.6. Instalación de BT para SSAA en CA

Los servicios auxiliares de la instalación de la planta se considerarán como instalación interior, de acuerdo con lo dispuesto en Real Decreto 842/2002, instrucciones técnicas complementarias y normas particulares de la empresa suministradora para la configuración de los puntos de medidas.

La instalación de intemperie se ejecutará soterrada. La entrada en cuadro de reparto se realizará con prensastopas. Se instalará según instrucción ITC-BT-07[45] y se tratará como redes de distribución enterradas. Los cuadros de intemperie tendrán IP54[46].

La instalación en el interior de edificios se ejecutará bajo tubo rígido de PVC, o empotrado en obra, según prescripciones ITC-BT-19[47]. En zonas húmedas/mojadas de interior se ejecutará en canalizaciones y cajas estancas IP54.

Se dotarán las instalaciones de protecciones de sobre-subtensiones, sobreintensidad, contactos directos e indirectos según Real Decreto 842/2002 y normas UNE de aplicación.

La alimentación eléctrica de los servicios auxiliares se realizará desde la sala de celdas del 30 kV del transformador nº 1. Se instalará una celda de protección del transformador de SSAA con fusibles A.P.R. de 16 A, desde la que se alimentará con cable AL HEPRZ1 + H16 3(1x150mm^2) 18/30 kV:

- Potencia Nominal: 250 kVA Aislamiento: Encapsulado seco.
- Tensión de cortocircuito: 4,5%
- Grupo de Conexión: Dyn11
- Tensión de primario: 3x30 kV
- Tensión secundaria: 3x420-242 V %.

Cuadro general de Baja Tensión: Se instalará un primer cuadro de reparto a la salida del transformador de SSAA con salidas trifásicas protegidas con fusibles. Existirán pequeños cuadros de protección distribuidos por la planta para otros servicios como vigilancia y control. Los seguidores no se alimentarán desde la subestación, ya que cuentan con una batería, y se autoabastecerán con la propia producción eléctrica de cada campo. Siempre se situarán fuera de la manipulación de personal no autorizado, o se impedirá su apertura por medios mecánicos.

[45] Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión '*Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión*'.

[46] Protección contra residuos de polvo y contra salpicaduras de agua

[47] Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión '*Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales*'.

En su interior se montará la aparamenta necesaria y suficiente para dotar del nivel de seguridad admisible a la instalación, cumplir con la normativa vigente[48] y las normas particulares de la compañía suministradora. De él partirán los circuitos principales de la instalación que alimentarán todos los receptores.

El cuadro de Baja Tensión de SSAA en la subestación, alimentará y protegerá los siguientes circuitos:

- Ventilación forzada transformadores
- Servicios propios
- Alumbrado interior y exterior
- Comunicaciones
- Equipos Rectificador
- Baterías
- Calefacción de la aparamenta
- Seguridad
- Pequeños receptores
- Reservas

En cada cuadro se instalará un Interruptor Automático de Corte Omnipolar con protección de sobrecarga, cortocircuito y sobretensiones. No se instalará Interruptor diferencial general, según lo dispuesto en la ITC-BT-17: Se procederá a proteger todos los circuitos de forma particular.

Se instalarán diez salidas de circuitos diferentes a los que se dotará de protecciones contra sobreintensidades, según sección de cables, y contra contactos indirectos por dispositivo de corriente diferencial residual, según necesidades, de 300 mA / 30 mA de sensibilidad, todas con poder de corte de 6 kA.

El alumbrado de servicio está compuesto de aparatos con tecnología LED y cumplirán las especificaciones de UNE-EN60598[49], UNE-12464.1[50] y Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto[51].

La instalación de alumbrado se comprueba y se adapta para dar cumplimiento a ITC-BT-44[52]. (No se tienen en cuenta las normas CTE-SU4 y CTE-HE3 sobre

[48] ITC-BT-17: '*Instalaciones de enlace. Dispositivos generales e individuales de mando y protección. interruptor de control de potencia*'.
ITC-BT-22: '*Protección contra sobreintenidades*'.
ITC-BT-23: '*Protección contra sobretensiones*'.
ITC-BT-24: '*Protección contra los contactos directos e indirectos*'.

[49] '*Luminarias. Parte 1: Requisitos generales y ensayos'*.

[50] '*Iluminación. Iluminación de los lugares de trabajo. Parte 1: Lugares de trabajo en interiores*'.

[51] Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto, por el que se establecen los requisitos de eficiencia energética de los balastos de lámparas fluorescentes.

[52] ITC BT 44: '*Receptores para alumbrado*'.

eficiencia energética, debido a que se trata de una edificación fuera del ámbito de aplicación del CTE[53].)

Las luminarias con aislamiento inferior a la Clase II conectarán todas sus partes metálicas al conductor de protección del circuito de alimentación por medio de fijación permanente (borna de conexión, tornillo de conexión).

Los circuitos se mandarán desde los elementos diseñados en la instalación a este fin (interruptores, conmutadores, relojes crepusculares, temporizadores, resto de relojes…), pero no se mandará el cierre y apertura de los circuitos de alumbrado por accionamiento del interruptor de protección magnetotérmico de dicho circuito.

El local se dotará de un sistema de Alumbrado de Emergencia, concretamente, Alumbrado de Seguridad, compuesto por aparatos autónomos. Se localizarán las luminarias en la salida de cada habitáculo y en los recorridos de evacuación de los espacios públicos y de servicio del edificio.

El alumbrado de evacuación (antes llamado de señalización), proporcionará un lux en el suelo, en el eje de los pasos principales. Permitirá identificar los puntos de los servicios contra incendios y cuadros de distribución (que contarán con iluminación a 5 lux). El alumbrado de ambiente o antipánico (antes llamado de emergencia) proporcionará 0,5 lux en todo el espacio hasta una altura de 1 metro.

7. Instalación de MT

Las principales características de los cables y accesorios que intervienen en el proyecto son:

- Categoría de la Red: A
- Tensión nominal (Uo/U): 18/30 kV
- Tensión más elevada: 36 kV
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 15 kV
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial: 70 kV

Se utilizarán cables de aislamiento dieléctrico seco, con las siguientes características:

- Conductor: Aluminio compacto, sección circular clase 2 UNE 21-022.
- Pantalla sobre el conductor: Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.
- Aislamiento: Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR).
- Pantalla sobre el aislamiento: Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contra espira de cobre.

[53] Código Técnico de la Edificación.

- Cubierta: Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de compuestos clorados y otros contaminantes.

Se ha seleccionado un cable HEPRZ1 de una tensión nominal de 18/30 kV, con 150-630 mm^2 de sección de conductor y 16-25 mm^2 de sección de pantalla.

- Temperatura máxima en servicio permanente: 105 ºC.
- Temperatura máxima en cortocircuito: t < 5 s 249,9 ºC.

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de esta temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles serán superiores a las correspondientes en servicio permanente. Se han considerado condiciones tipo para cables directamente enterrados[54], y se obtienen las siguientes intensidades máximas admisibles en servicio permanente y con corriente alterna en los cables unipolares aislados para canalizaciones directamente enterradas:

Sección nominal de los conductores mm^2 HEPRZ1	Intensidad máxima admisible (A)
150	275
240	365
400	470
630	540

Esta intensidad admisible de un cable deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de las condiciones tipo consideradas, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura en el conductor inadecuada, por lo que se aplicarán determinados coeficientes de corrección según la temperatura del terreno sea distinta de 25 ºC, y según el número de ternos de cables unipolares agrupados bajo tierra y la distancia entre ellos.

Las líneas de media tensión estarán protegidas mediante interruptores automáticos colocados en el inicio de la instalación en las celdas de línea de los centros de transformación.

En cuanto a la ubicación y configuración de los elementos de protección de los transformadores, así como los sistemas de protección de las líneas, se aplicará

[54] Una terna de cables unipolares agrupados a triángulo directamente enterados en toda su longitud en una zanja de un metro de profundidad medida, hasta la parte superior del cable, en terreno de resistividad térmica media de 1,5 K*m/W y con una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25 ºC.

lo establecido en la ITC MIE-RAT 09[55].

Entre los diferentes dispositivos de protección contra las sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación, o en relación con otros exteriores a esta, se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada en caso de cortocircuito o sobrecarga sea la menor posible.

La protección contra cortocircuitos por medio de interruptores automáticos se establecerá de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no dañe el cable.

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser los adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.).

La ejecución y montaje de los empalmes y las terminaciones se realizarán siguiendo el Manual Técnico (MT) correspondiente cuando exista, o en su defecto, las instrucciones del fabricante.

7.1. Canalizaciones de MT

Los cables de MT de 30 kV se instalarán en canalizaciones, directamente enterrados, con dimensiones variables, en función del número de circuitos que integren la canalización. El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo de 15 veces el diámetro. Los radios de curvatura en operaciones de tendido serán superiores a 20 veces su diámetro. Los cables se alojarán en zanjas de 0,8 metros de profundidad mínima y una anchura mínima de 0,35 metros. El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras etc.

En el fondo de la zanja y en toda su extensión se colocará una capa de material de la excavación convenientemente cribado con un espesor de 0,05 metros. Esta capa cubrirá los conductores hasta una altura de 0,10 metros por encima de los mismos, envolviéndolos completamente.

Finalmente, se hace el relleno de la zanja, para lo cual se utilizará el material proveniente de la excavación que se colocará en capas de 25 cm de espesor convenientemente compactadas por medios manuales o mecánicos. Se cuidará que estas capas de tierra estén exentas de piedras o cascotes. Sobre la capa de tierra, a una distancia mínima del suelo de 0,1 y 0,3 metros de la parte superior del cable, se colocará una cinta de señalización como

[55] El Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, 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. La ITC-RAT 09 es la dedicada a '*Protecciones*'.

advertencia de la presencia de los cables eléctricos. Además, para la protección de los conductores se instalará una placa de protección.

Para la puesta a tierra de cubiertas metálicas se conectarán a tierra las pantallas y armaduras de todas las fases, en cada uno de los extremos y también en puntos intermedios. Esto garantizará que no existan grandes tensiones en las cubiertas metálicas.

7.2. Centros de Transformación (CT)

En la planta solar se instalarán 72 CT's de 3.800 kVA de potencia. La tensión será elevada en estos centros hasta 30 kV.

Los CT's estarán distribuidos de manera que se optimice la distancia entre estos y los puntos de generación. Se agruparán en paquetes de cuatro unidades, conectados en línea, mediante línea subterránea directamente enterrada en el terreno. Las agrupaciones se conectarán directamente a la subestación.

El modelo de CT elegido es el MV SKID Frame 2 de Power Electronics o similar. Se trata de un CT prefabricado compacto metálico de exterior sobre bastidor, de instalación en superficie y maniobra exterior, de reducido impacto visual, construido de serie, ensayado y suministrado de fábrica como una unidad. Incorpora un conjunto eléctrico compacto tipo agrupado de media tensión, para su utilización en redes de distribución de hasta 40,5 kV. El CT, la aparamenta y el inversor se suministran como bloque premontado.

Datos técnicos:

- Aparamenta de MT con aislamiento integral en gas de tipo exterior con envolvente metálica independiente con acceso frontal.
- Transformador de distribución de MT/BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 3,8 MVA.
- Interconexiones de media tensión.
- Conexión del circuito de puesta a tierra.
- Bastidor metálico autoportante.
- Defensa perimetral IP1X de la unidad de transformador.
- Depósito de recogida de aceite con filtro incorporado.
- Soporte de cables de baja tensión.
- Cajón cubrebornas de MT y/o BT sobre el transformador.

Características técnicas:

- Tensión asignada: 36 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Potencia del transformador: ≤50
- Aparamenta MT:

- ⇨ Intensidad asignada: 400 A
- ⇨ Intensidad corta duración: 25 kA/1s
- ⇨ Clasificación arco interno: Clase IAC AB-20 kA 1s

Dimensiones exteriores y peso (con transformador):

- Longitud: 5.600 mm
- Anchura del bastidor: 2.226 mm
- Altura: 2.300 mm
- Peso: 11.000 kg

Los CT's irán colocados sobre una losa de hormigón de unos 200 mm de espesor con mallazo de 100x100mm y diámetro de malla de 8 mm. A dicha losa irá fijado el centro de transformación, que dispondrá de los huecos necesarios para las entradas de cable de media tensión y baja tensión.

Las características mecánicas y eléctricas de los transformadores de 3.800 kVA serán las siguientes:

Tipo	3800/36/30 0,690 O-PE
Tensión primaria (V)	30.000
Tensión secundaria en Vacio (V)	690 V
Regulación sin tensión	+/-2.5 +/-5%
Grupo de Conexión	Dyn11
Refrigeración	ONAN
Bobinados AT/BT	Aluminio/Aluminio
Tanque	Cuba elástica de Aletas Transformador Hermético de Llenado Integral
Dimensiones: ⇨ Largo ⇨ Ancho ⇨ Alto con ruedas	 3.016 2.176 2.651
Aceite (l)	2.968
Peso Total (kgs)	11.000

El CT contará con los siguientes elementos de maniobra:

- Extintor 81A-113B.
- Banqueta aislante 36 kV.
- Pértiga 36 kV.
- Cartel de primeros auxilios.
- Insuflador.
- Esquema unifilar del centro.
- Esquema de tierras.
- Instrucciones de servicio.

Para evitar los contactos eléctricos con los transformadores se instalará una protección metálica de malla electrosoldada de 1,8 metros de altura, que

cubrirá todas las zonas susceptibles de ser tocadas accidentalmente. Se ha optado como celdas de transformador las celdas prefabricadas de 36 kV de Ormazábal o similar. La configuración de celdas utilizadas en los centros de transformación será 1L+1P en los inicios de las agrupaciones de CT's, y 2L + 1P, siendo esta la configuración más habitual.

La interconexión de la celda de medida con el transformador se realizará mediante conductor AL DHZ1 3(1*240 mm2) 18/30 kV.

Una vez realizada la distribución y cálculo de las líneas de MT en 30 kV que formarán el parque fotovoltaico, se formarán 18 anillos de media tensión. En el Proyecto se presenta un detalle exhaustivo respecto a los cálculos en cada uno de ellos.

8. Monitorización

La arquitectura está basada en dos bloques:

- Nivel 1: Centro de transformación.
- Nivel 2: Centro de control.

En el centro de transformación se localizan los sistemas de control de las comunicaciones que realiza la adquisición de datos de los inversores. La comunicación entre los CT's se realiza mediante conductor de fibra óptica que conecta un conjunto de centros en forma de anillo para después evacuar la información a la sala de control de la subestación, donde se localizan los servidores que recogen toda la información del parque. El servicio de monitorización incluye un software de gestión y un archivo histórico con la base de datos adquiridos en el campo.

El servidor central conforma el Sistema de gestión. SCADA. Los siguientes elementos se concentran en el Sistema de gestión:

- Gestión del consumo.
- Estado a tiempo real del diagrama de alambre en la monitorización de energía.
- Gráficos, informes y alarmas.

Prestaciones técnicas:

- Acceso web por diferentes usuarios.
- Alta adaptabilidad e integrabilidad con otros softwares.
- Posibilidad de programar acciones redundantes.
- Datos históricos y acceso a tiempo real.
- Soporte para Windows, Linux, mac...
- Soporte para PC, tablets, teléfonos móviles, …
- Configuración de informes dinámicos.
- Gestión de alarmas.

9. Seguridad

El sistema de seguridad estará permanentemente conectado al centro de control y comunicación de la subestación. Contará con baterías o SAI[56] que proporciona un periodo de al menos 3 horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente.

El sistema estará formado por los siguientes elementos:

- Sistema de detección de video vigilancia.
- Sistema de control de acceso.
- Sistema de supervisión.
- Sistema de Integración.

Se requiere un control de acceso para controlar el acceso a la planta del personal autorizado, así como los detectores de presencia de intrusos son necesarios dentro del Edificio de Control.

El sistema de control de acceso deberá integrarse completamente con el sistema existente en la subestación. Su función será el registro y la identificación de los trabajadores y visitantes y el control de ingreso a las diferentes áreas internas.

El software para este sistema estará incorporado en ordenadores dedicados, que no tendrán que estar en línea para que el sistema funcione. Además, el sistema permitirá asignación de claves para operadores con privilegios configurables.

El sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV) contará con cámaras fijas de infrarrojos (IR), cámara tipo Domo y grabadores Digital. El número y disposición de cámaras se determinará en función de la morfología y tipo de sistema de seguridad del proponente del sistema.

Los detectores de intrusión deberán ser detectores de movimiento, insensibles a ruidos tales como truenos o vehículos circulantes por las cercanías.

El sistema de seguridad estará basado en la solución de cámaras térmicas con análisis de video.

10. Vallado y caminos

El vallado, que se ejecutará con malla de simple torsión, tendrá las siguientes características:

- Malla cinegética de acero galvanizada 50/17 con gatera en parte inferior para permitir el paso de pequeños roedores.

[56] Sistemas de alimentación ininterrumpida.

- Diámetro de alambre: 2,7 mm.
- Altura desde el suelo: 3 metros.
- Poste conformado acero galvanizado de 3,4 metros.

Los viales de las zonas perimetrales e interiores del parque se harán según recomendaciones de la instrucción de carreteras Orden Circular 306/89 corregida en noviembre de 1989 y Orden de 14 de mayo de 1990 por la que se aprueba la Instrucción de carreteras 5.2-1C «Drenaje superficial»:

- Longitud total de viales interiores: 22.630 metros.
- Ancho de calzada por un sentido: 2,50 metros.
- Canto del compactado (todo-uno) sin aglomerantes: 20 cm.
- Inclinación de drenaje de calzada: 2,00 a 2,50%, a una sola agua.

Para la ejecución del firme se retirará la capa de Nivel 0 del terreno, manto vegetal, con espesor entre 0,5 y 1,0 metros. Teniendo en cuenta que el desbroce inicial de la finca se retira una capa de 25 cm, la profundidad media de vaciado de terreno para formación del camino será de 50 cm. En el vaciado practicado se verterá tierra compactable con un índice de compactado de 100 % Proctor modificado. Se finaliza el vial con una capa de zahorra tipo todo-uno compactable de 20 cm de espesor, inclinada hacia un lado en el sentido natural de la evacuación de aguas del terreno y con una cota de altura final de 15 cm como mínimo del nivel del terreno colindante.

El drenaje se dimensiona para el caso más desfavorable, un caudal de 1.105 l/s que, con la cuneta diseñada, dará una velocidad de arrastre de 1,40 m/s. Por tanto, este diseño será suficiente para evacuar un valor de lluvias normales en la región.

11.Servidumbre de las líneas eléctricas

Por los terrenos donde se pretende instalar PSF ORIOL existen dos líneas eléctricas que discurren en paralelo y siguiendo, aproximadamente, el recorrido de la carretera CC-49 durante su paso por la planta: Una línea aérea de transporte de 100 kV, perteneciente a REE, y la otra línea aérea de distribución, propiedad de Iberdrola Distribución a 45 kV.

El Real Decreto 223/2008, en el punto 5.12. de la ITC-LAT 07, define la zona de servidumbre para las líneas eléctricas aéreas con conductores desnudos. Además, las líneas aéreas de alta tensión deberán cumplir el RD 1955/2000, de 1 de diciembre, en todo lo referente a las limitaciones para la constitución de servidumbre de paso.

Según lo establecido en el mencionado Real Decreto 223/2008, se evitará el tendido de líneas eléctricas aéreas de alta tensión con conductores desnudos en terrenos que estén clasificados como suelo urbano, cuando pertenezcan al territorio de municipios que tengan plan de ordenación o como casco de población en municipios que carezcan de dicho plan. No obstante, a petición

del titular de la instalación y cuando las circunstancias técnicas o económicas lo aconsejen, el órgano competente de la Administración podrá autorizar el tendido aéreo de dichas líneas en las zonas antes indicadas.

Conforme a lo establecido en el RD 1955/2000, no se construirán edificios e instalaciones industriales en la servidumbre de vuelo, incrementada por la distancia mínima de seguridad a ambos lados (Dadd + Del = 3,3 + Del en metros), con un mínimo de 5 metros[57]. Análogamente, no se construirán líneas por encima de edificios e instalaciones industriales en la franja definida.

Tal y como se indicado, en la zona donde se pretende desarrollar el proyecto de la PSF ORIOL existen dos líneas que discurren por el terreno:

a) Una línea eléctrica aérea de 45 kV: En este caso, el valor de Del, que depende de la tensión de la línea según la tabla 15 del punto 5.2 de la ITC-LAT 07:

Tensión de la línea aérea	Valor de Del	Distancia 3,3+Del	Total (m)
Línea aérea de 45 kV	0,60	=3,3+0,60	3,90

Por tanto la distancia mínima para la línea de 45 kV será de 3,90 metros.

Para cumplir con el reglamento se debe considerar mantener la distancia de al menos 5 metros, condición que se cumple la PSF ORIOL:

Instalación solar FV	Apoyo línea eléctrica ENDESA	Distancia mínima (m)	Distancia real (m)
Línea de 45 kV apoyos afectados	Trazado paralelo a la planta	5	20

En el Proyecto se verifica el cumplimiento de estas distancias de seguridad.

b) Una línea eléctrica aérea de 100 kV: Se realiza la comprobación del cumplimiento del RD 223/2008 en cuanto a las distancias mínimas entre la línea eléctrica aérea de REE y la planta, es decir, la distancia entre los conductores de la línea y las mesas de soporte de los paneles solares que delimitan las zonas de paso de la línea eléctrica por la planta.

En este caso el valor de Del, que depende de la tensión de la línea, según la tabla 15 del punto 5.2 de la ITC-LAT 07:

Tensión de la línea aérea	Valor de Del	Distancia 3,3+Del	Total (m)
Línea aérea de 100 kV	1,00	=3,3+1,00	4,30

[57] Siendo D_{el} la distancia eléctrica, es decir, la que previene descargas eléctricas entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra, en condiciones de explotación normal de la red. D_{add} es la distancia de aislamiento adicional.

Por tanto, la distancia mínima será de 4,30 para la línea de 100 kV. Para cumplir con el reglamento se deberá considerar mantener la distancia de al menos 5 metros, condición que se cumple en la PSF ORIOL:

Instalación solar FV	Apoyo línea eléctrica Iberdrola	Distancia mínima (m)	Distancia real (m)
Línea de 220 kV apoyos	Trazado paralelo a la planta	5	20

En el Proyecto se verifica el cumplimiento de estas distancias de seguridad.

12.Subestación a 30/220 kV

La subestación de la planta solar fotovoltaica proyectada se emplazará en el polígono 503, parcela 97, del término municipal de Ceclavín (Cáceres).

Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:

- Altura sobre el nivel del mar: < 500 metros.
- Tipo de zona según Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (RLAT): A.
- Temperaturas extremas: +50 ºC / -15 ºC.
- Contaminación ambiental: Baja.
- Coeficiente sísmico básico: < 0,04 g.
- Línea de fuga: 25 mm/kV.

A efectos de cálculo de esfuerzos térmicos y dinámicos de cortocircuito, se considerará una intensidad de cortocircuito de 40 kA en el parque de 220 kV.

La subestación colectora estará formada por:

- Parque de intemperie de 220 kV de simple barra con una posición de línea.
- Dos posiciones de transformador 30/220 kV/(2x125) MVA.
- Parque interior de 30 kV en edificio.
- Edificio de 30 kV, donde se alojarán las celdas de 30 kV y 2.500 A en las que se agrupará toda la energía generada en el parque. Existirán cuatro juegos de dichas celdas las cuales estarán unidas a través de un acoplamiento de barras.

Características del parque de intemperie de 220 kV:

- Tipo: Exterior Convencional.
- Esquema: Simple Barra.
- Alcance: 1 Posición de línea de 220 kV.

La posición de línea de 220 kV, estará constituida por:

- 3 Pararrayos unipolares 245 kV, 10 kA, con contador de descarga.
- 3 Transformadores de tensión capacitivos 220:√3/0,110:√3-0,110:√3 -0,110 kV.
- 1 Seccionador tripolar de 245 kV 2000 A, con puesta a tierra.

- 1 Interruptor tripolar SF6 245 kV, 4000 A, 40 kA.
- 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 300-600/5-5-5-5 A.
- 1 Seccionador tripolar motorizado de 245 kV, 4000 A.

La barra de 220 kV contará con tres transformadores de tensión inductivos 220:√3/0,110:√3-0,110:√3 -0,110 kV.

Cada posición de transformador, de 2x125 MVA cada una, estará compuesta por:

- 1 Seccionador de barras de 245 kV, 2000 A.
- 1 Interruptor tripolar SF6 245 kV, 2000 A, 40 kA.
- 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 600-1200/5-5-5-5 A
- 3 Pararrayos unipolares 245 kV, 10 kA, con contador de descarga
- Transformador 220 kV ± 10%/30 kV 125 MVA YNd11 ONAN-ONAF[58] con regulación en carga de 17 posiciones.
- 3 Transformadores de intensidad 2500/5A
- 3 transformadores de intensidad 600/5A
- 3 Pararrayos unipolares 30 kV 10 kA
- 3 Seccionadores 30 kV y Reactancia limitadora en Zig-Zag 1300 A – 10 s

La interconexión entre el lado de 30 kV del transformador y la celda de posición de transformador de 30 kV, situada en la sala de celdas del edificio de control, se realizará con cable CU HEPR + H25 2(3(1x630mm²)) 18/30 kV, instalado en el interior de una atarjea.

El edificio de control, contará con una sala de celdas en 30 kV del transformador de potencia. Estas celdas serán blindadas, con aislamiento en hexafluoruro de azufre (SF_6), y tendrán las siguientes características:

- Tensión nominal: 36 kV.
- Instalación: Interior.
- Tensión soportada a frecuencia industrial a tierra y entre polos: 70 kV ef.
- Tensión soportada rayo a tierra y entre polos: 170 kV cresta.
- Intensidad nominal embarrado: 2.500 A.
- Intensidad nominal derivaciones: 1.250 A.
- Intensidad nominal de corte de cortocircuito: 31,5 kA.
- Intensidad nominal de corta duración: 31,5/1 kA/s.
- Grado de protección compartimentos AT: IP-65.
- Grado de protección compartimentos BT: IP-3X.

[58] ONAN (*Oil Natural Air Natural*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural.
ONAF (*Oil Natural Air Forced*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire mediante ventilación forzada.

En el caso de la función de protección de servicios auxiliares la intensidad nominal de la derivación estará limitada a 200 A por el fusible.

La Sala de Celdas del Transformador (250 MVA) estará equipada con las celdas correspondientes a:

- 1 Celda de protección del lado de 30 kV del Transformador.
- 9 Celdas de línea del parque de generación.

En el edificio de control se reservará un espacio para la instalación de un transformador de servicios auxiliares 30 kV / 420 V – 250 kVA.

La celda del transformador contará con un foso con suficiente capacidad como para recoger todo el aceite del transformador y una rejilla de protección de malla electrosoldada de 1,8 metros de altura, que cubrirá todas las zonas susceptibles de ser tocadas accidentalmente. El acceso desde el exterior se realizará mediante una puerta metálica de lamas, con unas dimensiones de 2,10 x 1,6 metros de ancho.

Desde el transformador de servicios auxiliares se realizarán las salidas en BT independientes para los servicios comunes de la subestación y los servicios propios de cada transformador.

Las estructuras metálicas para la llegada de las líneas de 220 kV y el soporte de la aparamenta y embarrados estará formados por perfiles angulares, con acero S-S75J (s/ CTE DB SE-A) exigiéndole la calidad soldable y llevarán una protección de superficie galvanizada, con un peso en zinc de 5 gramos por dm^2 de superficie galvanizada.

Las torres y vigas que sirven de fijación de los conductores de amarre se dimensionarán considerando la acción conjunta de las siguientes cargas:

- ⇨ Peso propio.
- ⇨ Acción de un viento de 140 km/h. de velocidad actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.
- ⇨ Tiro de los conductores de 1.200 kg/fase en 220 kV.

Los soportes de aparatos están diseñados para admitir:

- ⇨ Peso propio.
- ⇨ Cargas estáticas transmitidas por los aparatos.
- ⇨ Cargas dinámicas transmitidas por el aparellaje de maniobra.
- ⇨ Acción de un viento de 120 km/h de velocidad actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.

En general todos los elementos sometidos a las acciones anteriormente citadas estarán dimensionados para no sobrepasar los 2.600 kg/cm².

12.1. Embarrado y aisladores 220 kV

Los embarrados flexibles son los utilizados para la unión de embarrados rígidos y aparamenta, y la unión de entradas y salidas de línea con la subestación. En el caso del parque 220 kV, los embarrados flexibles estarán formados por cables de aluminio con alma de acero, con la siguiente configuración y características:

Formación	Dúplex
Tipo	Lapwing
Sección total del conductor	861,33 mm
Diámetro Exterior	38,16 mm
Intensidad máxima admisible	2205 A

Las características de los aisladores de apoyos serán:

Construcción	Porcelana
Carga de rotura a flexión	10.000 N
Carga de rotura a torsión	5.000 N
Altura del aislador	2.300 mm
Altura pieza soporte	170 mm
Diámetro del aislador	350 mm
Tensión nominal	245 kV
Tensión máxima del material	1050 kV
Tensión soportada bajo lluvia	460 kV

12.2. Transformador de potencia

Se instalará un transformador de potencia con las siguientes características:

- Norma UNE: UE-EN 60076
- Tensión en primario: 232.000 ± 10x2.785/30.000 V
- Tensión en secundario; 30.000 V
- Tensión de aislamiento primario: 245 kV
- Tensión de aislamiento secundario: 36 kV
- Grupo de conexión: YNd11
- Intensidad de cortocircuito en 220 kV: 40 kA
- Intensidad de cortocircuito en 30 kV: 25 kA
- Regulación en AT: En carga de 17 posiciones
- Clase de refrigeración: ONAN-ONAF

La tensión de cortocircuito de cada transformador es:

- Potencia nominal: 250 MVA
- Tensión de cortocircuito 75 ºC: 15,5%

12.3. Interruptor automático de 220 kV

Los interruptores automáticos de 220 kV contarán con las siguientes características generales:

- Nº de polos: 3
- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Intensidad nominal: 4.000 A
- Medio de Extinción: SF_6
- Poder de corte nominal de c.c. (1 seg.): 40 kA
- Valor de cresta de corriente admisible de corta duración: 104 kA
- Secuencia maniobra nominal: O-0,3 seg-CO-3 min-CO
- Tipo Mando: Resorte
- Cantidad: 3
- Tensión auxiliar de alimentación motor y bobinas: 125 Vcc

12.4. Seccionadores

a) Seccionador de 220 kV: Será del tipo de tres columnas, mando tripolar motorizado y con cuchillas de puesta a tierra en el caso de los seccionadores de posición de línea. Las características generales serán:

- Nº de polos: 3
- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Intensidad nominal: 800 A
- Intensidad límite térmica: 31,5 kA
- Accionamiento cuchillas principales: Eléctrico por motor a 125 Vcc y manual
- Accionamiento cuchillas puesta a atierra: Eléctrico por motor a 125 Vcc y manual

b) Seccionador de 30 kV: A la salida del lado de 30 kV de cada transformador se instalará un seccionador tripolar equipado con cuchillas de puesta a tierra con las siguientes características:

- Nº de polos: 3
- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 36 kV
- Intensidad nominal: 800 A
- Intensidad límite térmica: 40 kA
- Accionamiento cuchillas principales tipo: Eléctrico por motor a 125 Vcc y manual

12.5. Transformadores de intensidad (TI)

a) Transformadores intensidad 220 kV:

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Sobreintensidad admisible en permanencia: 1,2 x In primaria
- Longitud línea de fuga: 25 mm/kV
- Relación de transformación TI líneas: 300-600/5-5-5-5 A
- Relación de transformación TI posición transformador: 600/5A
- Relación de transformación Potencias de precisión simultáneas: 600-1200/5-5-5-5 A

b) Transformadores de intensidad 30 kV.

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 36 kV
- Factor de tensión: 1,2 continuo y 1,5 durante 30 segundos
- Relación de transformación TI posición transformador: 2500/5 A

12.6. Transformadores de tensión

a) Transformador de tensión 220 kV.

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Tensión soportada nominal a impulso tipo rayo: 1.050 kV
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial: 460 kV
- Factor de tensión: 1,2 continuo y 1,5 durante 30 seg.
- Posición Línea y medida en barras:
  - ⇨ Tipo: Capacitivo
  - ⇨ Relación de transformación: 220:√3/0,11:√3-0,11:√3-0,11:√3kV

b) Transformador de tensión 30 kV: Se instalará en la salida de 30 kV de los transformadores de potencia y tendrá las siguientes características:

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 36 kV
- Factor de tensión: 1,2 continuo y 1,5 durante 30 seg.
- Posición Transformador 30 kV:
  - ⇨ Tipo: Inductivo
  - ⇨ Relación de transformación: 220:√3/0,11:√3-0,11:√3-0,11:√3kV

12.7. Pararrayos

a) Pararrayos 220 kV: Se instalarán en la llegada de las líneas y en las bornas de 132 kV de los transformadores. Las características generales serán:

- Tensión nominal: 154 kV
- Tensión asignada: 192 kV
- Corriente nominal de descarga onda 8/22 µseg: 10 kA
- Clase de descarga: 3

- Corriente de prueba del limitador de presión: 40 kA
- Línea de fuga mínima fase tierra: 6.125 mm
- Aislamiento externo: Goma-silicona
- Contador de descarga: Incluido

b) Pararrayos 30 kV: Se instalarán en las bornas de 30 kV de los transformadores y sus características serán:

- Tensión nominal: 36 kV
- Tensión asignada: 28 kV
- Corriente nominal de descarga onda 8/22 µseg: 10 kA
- Clase de descarga: 3
- Aislamiento externo: Goma-silicona
- Contador de descarga: Incluido

12.8. Reactancia de puesta a tierra

- Instalación: Exterior
- Tensión nominal de la red: 30 kV
- Tensión máxima asignada: 36 kV
- Intensidad de defecto asignada: 1.300 A
- Intensidad permanente asignada: 500 A
- Impedancia homopolar por fase: 20 Ω
- Conexión arrollamientos: Zig-Zag
- Refrigeración ONAN

12.9. Celdas blindadas de 30 kV

El edificio de control contará con una sala de celdas de 30 kV independiente para cada uno de los transformadores de potencia. La configuración de las celdas será de simple barra y estarán dispuestas de forma contigua una al lado de otra, formando una sola fila, permitiendo ampliaciones futuras en cualquiera de sus extremos. La composición de cada uno de los tipos de celdas será la siguiente:

a) Celda de protección del transformador, compuesta por:

- ⇨ 1 Tramo tripolar de barras.
- ⇨ 1 Seccionador tripolar de tres posiciones: para conexión y desconexión a barras y puesta a tierra (p.a.t.)
- ⇨ 1 Interruptor tripolar automático.
- ⇨ 1 Compartimiento de cables de potencia con conectores enchufables.
- ⇨ 3 Transformadores de tensión.
- ⇨ 3 Transformadores de intensidad toroidales con 3 secundarios (1 de medida, 2 de protección).
- ⇨ 3 Captadores monofásicos de presencia de tensión con indicadores luminosos.

- ⇨ 1 Compartimento para elementos de control, mando y equipos de medida.

b) Celdas de línea, compuestas por:

- ⇨ 1 Tramo tripolar de barras.
- ⇨ 1 Seccionador tripolar de tres posiciones: para conexión y desconexión a barras y puesta a tierra.
- ⇨ 1 Interruptor tripolar automático.
- ⇨ 1 Compartimiento de cables de potencia con conectores enchufables.
- ⇨ 3 Transformadores de intensidad toroidales con 3 secundarios (1 de medida, 2 de protección).
- ⇨ 3 Captadores monofásicos de presencia de tensión con indicadores luminosos.
- ⇨ 1 Compartimento para elementos de control, mando y equipos de medida.

c) Celda de protección transformador SSAA, compuesta por:

- ⇨ 1 Tramo tripolar de barras.
- ⇨ 1 Interruptor-seccionador tripolar de 3 posiciones, con mando manual.
- ⇨ 1 Compartimiento de cables de potencia, con conectores enchufables.
- ⇨ 3 Transformadores de intensidad toroidales en barras, con un secundario de medida.
- ⇨ 3 Captadores monofásicos de presencia de tensión, con indicadores luminosos.
- ⇨ 1 Compartimento para elementos de control, mando y equipos de medida.
- ⇨ 3 Bases con fusibles asociados con el interruptor-seccionador de 16 A.

12.10. Servicios auxiliares (SSAA)

La alimentación eléctrica de los SSAA se realizará desde la sala de celdas del 30 kV del transformador nº 1. Se instalará una celda de protección del transformador de SSAA con fusibles A.P.R. de 16 A, desde la que se alimentará con cable AL HEPRZ1 + H16 3(1x150mm²) 18/30 kV.

12.10.1. SSAA de CA

La función del sistema de SSAA de CA será la alimentación de las siguientes cargas:

- Equipos Rectificador.
- Baterías.
- Calefacción de la aparamenta.
- Alumbrado interior y exterior.
- Sistemas contra-incendios y anti-instrusismo.
- Ventilación de los transformadores.
- Pequeños receptores.

12.10.2. Transformador SSAA

Para el suministro eléctrico a los servicios auxiliares de la subestación se instalará, en una celda del edificio de control, un transformador trifásico de las siguientes características:

- Norma: UNE 21428.
- Tipo: Llenado integral de aceite.
- Nivel de aislamiento: 36 kV.
- Relación de transformación: 30kV/420-242 V.
- Potencia: 250 kVA.
- Regulación sin tensión: ± 2,5%, ± 5%.
- Grupo de conexión: AT/BT Dyn11.
- Refrigeración: ONAN.
- Tensión de cortocircuito (Vcc): 4,5%.
- Perdidas en vacío: 360 W.
- Perdidas por carga a 75 ºC: 2.750 W.
- Peso: 950 kg.
- Volumen de aceite: 230 litros.

Se dotará al transformador con un relé de protección para la detección de emisión de gases del aceite, del descenso del nivel de aceite, de la presión en la cuba y para la lectura de temperatura del aceite (contactos de alarma y disparo regulables).

La interconexión del transformador de SSAA del autotransformador y la celda de seccionamiento se realizará con cable AL HEPRZ1 + H25 3(1x150mm^2) 18/30 kV, instalado en el interior de una atarjea, cable con las siguientes características:

- Nivel aislamiento: 18/30 kV
- Naturaleza: Al
- Sección conductor unipolar: 150 mm^2
- Diámetro pantalla: 25
- Diámetro exterior conductor unipolar: 34,5 mm
- Número de conductores por fase: 1
- Peso conductor unipolar: 1.669 kg/km
- Resistencia eléctrica a 50 Hz (90 ºC) por conductor: 0,262 Ω/km
- Capacidad nominal: 0,253 µF/km
- Reactancia (cables unip. en contacto mutuo): 0,118 Ω/km
- Intensidad max. admisible instalado en atarjea en contacto mutuo t_a = 55 ºC: 301 A

Desde el transformador de SSAA se alimentará a un cuadro general de SSAA que alimentará directamente a los servicios comunes de la subestación y a los equipos de Rectificador-Baterías de las posiciones de salida de las líneas de 220 kV.

Los cables a utilizar en la instalación interior y en las conexiones interiores de los cuadros serán no propagadores de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida. Los tubos y bandejas utilizados estarán clasificados como

no propagadores de llama, de acuerdo con las normas UNE-EN 50.085-1 y 21.1002.

En la instalación interior se podrá utilizar cable con aislamiento 450/750 V o 0,6/1 kV, con denominación ES07Z1-K(AS) ó RZ1-K(AS), respectivamente, mientras que en la instalación exterior deberán utilizarse cable 0,6/1 kV, con una sección mínima de 6 mm^2.

12.10.3. SSAA de CC

Cada una de las salas de celdas y de control contará con sus respectivos equipos rectificadores-baterías de 125 Vcc 100 Ah, con un margen de empleo de +10% y –15% y convertidores 125/48 Vcc. La función del sistema de SSAA de CC será:

- Circuitos de mando, indicación de posición y alarmas de la subestación.
- Circuitos de 1º Protección.
- Circuitos de 2º Protección.
- Circuitos de energía para los motores de los accionamientos eléctricos de la aparamenta.
- Circuitos de comunicaciones y telecontrol.

12.11. Alumbrado

El alumbrado exterior estará constituido por proyectores LED IP 65, con una potencia de 250 W.

En el alumbrado interior se utilizarán lámparas fluorescentes estancas IP 65 2x36 W. En todas las dependencias se instalarán bloques autónomos de emergencia para asegurar un nivel de iluminación mínimo de 5 lux durante una hora en caso de fallo del suministro eléctrico, o un descenso de la tensión por debajo del 70%.

12.12. Sistemas complementarios en el edificio

12.12.1. Sistema de protección contra incendios

a) Medidas activas

- ⇨ Sistema automático de detección de incendios. Consistirá en un sistema automático de detección mediante detectores iónicos de humo, complementado con pulsadores de alarma y señalización acústica.
- ⇨ Extintores móviles: Se instalarán en el interior del edificio extintores móviles de 5 kg de CO_2. En las proximidades de los transformadores de potencia se instalará un extintor móvil de 25 kg de polvo polivalente.

b) Medidas pasivas

- ⇨ Compartimentación contra el fuego de todas las salas con una RF-120.

- ⇨ Muros cortafuegos de separación entre los transformadores de potencia, con un metro de altura superior a la altura del depósito de los transformadores y una RF-240.

12.12.2. Sistema de protección contra intrusismo

a) Medidas activas: Sistema de detección anti-intrusismo con detectores de movimiento.

b) Medidas pasivas:
- ⇨ Vallado perimetral completo.
- ⇨ Ventanas exteriores del edifico con enrejado.
- ⇨ Puertas de entrada al edificio de alto nivel de resistencia.

12.13. Sistema de puesta a tierra

12.13.1. Red de tierra inferior

Para la conexión de los equipos y estructuras de la subestación se realizará una malla de tierra que cubrirá toda la superficie de la subestación, con una retícula de 5,0x5,0 metros. La malla de tierra deberá 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 y facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.

La malla de tierra estará formada por:

- Electrodo de puesta a tierra que será una malla de cable de cobre de 95 mm^2, enterrada a una profundidad de 0,8 metros. 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 95 mm^2 que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo, de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.
- Instrucciones generales de puesta a tierra.

a) Puesta a tierra de protección: Se pondrán a tierra las partes metálicas de la 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, 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.

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

- ⇨ El neutro del B.T. del transformador de S.A.
- ⇨ Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- ⇨ Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

c) Interconexión de las instalaciones de tierra: Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

12.13.2. Red de tierra aérea

Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en la colocación de pararrayos tipo Franklin sobre los pórticos de amarre y mástiles auxiliares.

12.14. Edificio

El edificio será prefabricado de hormigón compuesto por un cerramiento exterior de paneles de hormigón armado con malla doble de acero electrosoldada. La cubierta estará formada por placas de hormigón armadas con mallas electrosoldadas rematadas en su parte superior mediante impermeabilización y en su interior con aislante a base de poliuretano.

Dispondrá de despachos, salas de celdas y salas de control independientes para cada promotor.

Las salas de control dispondrán de un suelo técnico para la distribución de los cables de control, mientras que en la sala destinada para celdas de 30 kV se realizará un sótano para la distribución de los cables de potencia.

El edificio contará con un sistema de climatización por bomba de calor con termostato que permitirá conservar unas condiciones uniformes de temperatura en su interior.

Se instalará una central de alarmas y señalización con capacidad para todas las zonas de detección. Esta central de alarmas será común a ambos sistemas (anti-incendios y anti-intrusismo) y de ella partirá una señal para la alarma local y otra para el sistema de comunicaciones.

12.15. Sistema de control y protecciones

12.15.1. Sistema de control

Las posiciones de línea de 220 kV y las posiciones de los transformadores y sus celdas blindadas de 30 kV asociadas contarán con un sistema integrado de control y protección (SICOP) con las siguientes características

a) Tecnología: El SICOP será de tecnología numérica y configuración distribuida, y estará formado por una unidad de control (UCS) y varias unidades de control de posición (UCP), una por cada posición de transformador de potencia.

b) Funciones del SICOP: El SICOP incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación incluidos los servicios auxiliares, tanto de corriente continua como de corriente alterna.

c) Funciones principales de la UCS:
   - ⇨ Mando y señalización de las posiciones.
   - ⇨ Ejecución de automatismos generales.
   - ⇨ Presentación y gestión de 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.
   - ⇨ Gestión de comunicaciones con las unidades de mantenimiento.

d) Funciones principales de las UCP:
   - ⇨ Medida de los valores analógicos (intensidad, tensión, potencia, etc) directamente desde los secundarios de los TT y TI.
   - ⇨ Protección de la posición.
   - ⇨ Mando y señalización remota de los dispositivos asociados a la posición.
   - ⇨ Adquisición de las entradas digitales procedentes de campo asociadas a la posición.
   - ⇨ Gestión de alarmas internas de la propia UCP.

e) Disposición constructiva: Los distintos elementos integrantes de los SICOP se dispondrán de la siguiente forma:
   - ⇨ Un armario en el que se instalará el equipamiento general de la subestación y que se ubicará en el edificio de control. Este armario contendrá la UCS.

- ⇨ Las diferentes UCP se instalarán en las distintas salas de control de los promotores.
- ⇨ La red de comunicaciones se instalará en las conducciones de calves de la subestación y será de fibra óptica protegida contra la acción de roedores.

La telecomunicación y el control se realizarán mediante un sistema de fibra óptica.

12.15.2. Protecciones de la línea de 220 kV

Se instalará en el edificio de control el bastidor con los equipos necesarios para el control y protección de cada una de las posiciones de línea:

- Relé de sobre intensidad instantánea fase y neutro (50-50N)
- Relé de sobre intensidad temporizado fase y neutro (51-51N)
- Protección fallo interruptor (50S-62)
- Reenganchador (79)
- Oscilografia (OSC)
- Máxima y mínima frecuencia (81 M/m)
- Sobretensión (59)
- Mínima tensión (27)
- Relé de protección a tierra (64)
- Relé de distancia (21)
- Relé direccional de neutro (67N)

12.16. Protecciones de los transformadores

a) Protecciones de la posición: La posición del transformador estará protegida con:
   - ⇨ Relé de protección a tierra a tierra (64).
   - ⇨ Relé diferencial (87).
   - ⇨ Sincronización (25).
   - ⇨ Relé de sobreintensidad instantánea fase y neutro (50-50N).
   - ⇨ Relé de sobreintensidad temporizado fase y neutro (51-51N).
   - ⇨ Protección fallo interruptor (50S-62).
   - ⇨ Mínima tensión (27).

b) Protecciones internas del transformador: Las protecciones a instalar en el transformador serán:
   - ⇨ Relé de temperatura (26)
   - ⇨ Relé de imagen térmica (49)
   - ⇨ Relé Bucholz (63C)
   - ⇨ Relé de protección regulador (63J)
   - ⇨ Relé de nivel de aceite (71)
   - ⇨ Relé de bloqueo (68)

- ⇨ Relé de tierra resistente de tiempo independiente (95BR)

12.17. Sistema de medida

Cada posición de línea de 220 kV contará con medida principal y redundante que se alimentarán desde el mismo devanado de los transformadores de intensidad y tensión. Los Equipos de medida (Principal y Redundante) estarán compuestos cada uno de ellos por un contador electrónico combinado de potencia 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.
- Nº de hilos: 4
- Maxímetro configurable para cada una de las tarifas.
- Montaje saliente.
- Registradores de medida.
- 2 Cajas de bornes de ensayo.
- 2 Convertidores.
- 1 Módem de comunicaciones.

También contará con medida cada posición de transformador y cada celda de línea de 30 kV procedente del parque fotovoltaico.

B. PROYECTO DE LA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN A 220 kV DÚPLEX PARA EVACUACIÓN DE LA PSF ORIOL[59]

Para la evacuación de la energía eléctrica generada en el PSF ORIOL, DEHESA SOLAR ha proyectado la construcción de una línea eléctrica de AT de 220 kV dúplex, que discurrirá por los términos municipales de Ceclavín y Alcántara (Cáceres).

Las características principales de la línea objeto del Proyecto son las siguientes:

- Tensión: 220 kV
- Longitud: 18,54 km
- Categoría de la línea: Especial
- Zona/s por la/s que discurre: Zona A
- Velocidad del viento considerada: 140 km/h
- Tipo de montaje: Circuito dúplex
- Número de conductores por fase: 2

[59] Proyecto de la «Línea de A.T. 220 kV s/c dúplex de proyecto de Planta Solar Fotovoltaica "FV ORIOL" en la localidad de Ceclavín (Cáceres)», visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Badajoz (COPITIBA) con fecha 26 de diciembre de 2018.

- Frecuencia: 50 Hz
- Nº de apoyos proyectados: 58
- Nº de vanos: 57

Las características del conductor de la línea de evacuación son las siguientes:

- Denominación: LA-380 (337-AL 1/44-ST1A)
- Sección total: 381,5 mm^2
- Diámetro total: 25,4 mm
- Número de hilos de aluminio: 54
- Número de hilos de acero: 7
- Carga de rotura: 11.135 kg
- Resistencia eléctrica a 20 ºC: 0,0857 Ω/km
- Peso: 1,276 kg/m
- Coeficiente de dilatación: 1,93*E-5 $ºC^{-1}$
- Módulo de elasticidad: 7.000 kg/mm^2
- Tense máximo (Zona A): 3.070 kg – EDS 20 %

Las características del conductor de protección de la línea de evacuación elegido son las siguientes:

- Denominación: OPGW
- Diámetro: 17 mm
- Peso: 0,624 kg/m
- Sección: 180 mm^2
- Coeficiente de dilatación: 1,5*E-5 $ºC^{-1}$
- Módulo de elasticidad: 12.000 kg/mm^2
- Carga de rotura: 8.000 kg
- Tense máximo (Zona A): 2.200 kg - EDS 20%

Las características de la protección elegida para la prevención de la colisión de la avifauna con líneas eléctricas de alta tensión, según el Real Decreto 1432/2008[60], son las siguientes:

- Peso de la espiral: 0,683 kg
- Distancia entre espirales: 15 metros
- Peso del manguito de hielo en Zona B: 1,25 metros
- Peso del manguito de hielo en Zona C: 2,5 metros
- Área de exposición al viento: 0,018 m^2

La línea discurre por dos términos municipales Ceclavín y Alcántara. Las infraestructuras correspondientes a cada término municipal son las siguientes:

[60] Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

a) En el término municipal de Ceclavín:

- ⇨ Longitud de la línea evacuación que discurre por su término municipal: 11,3 km.
- ⇨ Número de apoyos ubicados en su término municipal: 36.
- ⇨ Apoyos: Desde el 1 al 36.

b) En el término municipal de Alcántara

- ⇨ Longitud de la línea evacuación que discurre por su término municipal: 7,24 km.
- ⇨ Número de apoyos ubicados en su término municipal: 22.
- ⇨ Apoyos: Desde el 37 al 58.

El Proyecto presenta un amplio detalle de las longitudes de los vanos y las cotas de los apoyos que previstos para la construcción de la línea.

Todos los apoyos utilizados serán metálicos y galvanizados en caliente, fabricados por IMEDEXSA o similar. El Proyecto presenta un detalle exhaustivo de las características de cada apoyo.

Para una eficaz estabilidad de los apoyos, éstos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo. La cimentación para todos los apoyos será del tipo Tetrabloque Cuadrada con Cueva. El Proyecto presenta en detalle las características y dimensiones de cada apoyo.

El volumen total de hormigón necesario para la cimentación de los apoyos será de 836,26 m^3. El volumen total de excavación necesario para la cimentación de los apoyos será de 798,18 m^3.

1. Aislamiento en conductores y señalización

Las medidas a tomar para la prevención de la electrocución y contra la colisión según establece el Real Decreto 1432/2008 serán las siguientes:

a) Medidas de prevención contra la electrocución.

Serán medidas serán de obligado cumplimiento en líneas de 2ª y 3ª categoría (V ≤ 66 kV), salvo que los apoyos metálicos lleven instalados disuasores de posada de eficacia reconocida por el órgano competente.

- Se evitará en la medida de lo posible el uso de apoyos de alineación con cadenas de amarre.
- En todo apoyo con cadenas de amarre se aislarán los puentes de unión entre los elementos en tensión.
- Los apoyos con puentes, seccionadores, fusibles, transformadores, etc., se diseñarán de modo que se evite sobrepasar con elementos en tensión las crucetas o semicrucetas no auxiliares de los apoyos.

- En el caso de apoyos con cadena de suspensión en armados en tresbolillo o en doble circuito, la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5 metros.
- En el caso de apoyos con cadena de suspensión en armados tipo bóveda, la distancia entre la cabeza del fuste y el conductor central no será inferior a 0,88 metros, salvo que se aísle el conductor central un metro a cada lado del punto de enganche (el aislamiento debe cubrir al punto de engrape).
- Longitud mínima de la cadena de suspensión: 600 mm.
- Longitud mínima de las cadenas de amarre: 1.000 mm.

b) Medidas de prevención de la colisión.

- Los nuevos tendidos eléctricos se proveerán de salvapájaros o señalizadores visuales cuando así lo determine el órgano autonómico competente.
- Los salvapájaros o señalizadores visuales se han de colocar en los cables de tierra, siempre que su diámetro no sea inferior a 20 mm. Los salvapájaros o señalizadores se dispondrán cada 10 metros (si el cable de tierra es único), o alternadamente, cada 20 metros, si son dos cables de tierra paralelos.
- En caso de que la línea carezca de cable de tierra, si se hace uso de un único conductor por fase con diámetro inferior a 20 mm, se colocarán las espirales directamente sobre dichos conductores. Se dispondrán de forma alterna en cada conductor y con una distancia máxima de 20 metros entre señales contiguas en un mismo conductor.
- Tamaño mínimo del salvapájaros: Espirales con 30 cm de diámetro y un metro de longitud, o dos tiras en X de 5x35 cm.
- En la línea se instalarán salvapájaros cada 15 metros en el conductor de protección.

2. Descripción de las cadenas

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

En apoyos con seguridad reforzada se instalarán cadenas dobles, tanto en suspensión como en amarre.

Tanto para cadenas de suspensión como de amarre 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[61].

[61] Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento de Líneas de Alta tensión 07: 'Líneas aéreas con conductores desnudos'.

a) Cadena de suspensión: La configuración elegida es de cadenas simples de amarre doble. Las características del aislador elegido son:
   - Tipo: U160BS
   - Material: Vidrio
   - Paso: 146 mm
   - Diámetro: 280 mm
   - Línea de fuga: 380 mm
   - Carga de rotura mínima: 160 kN
   - Peso: 63 kg
   - Nº de elementos por cadena: 19
   - Tensión soportada a frecuencia industrial: 490 kV
   - Tensión soportada al impulso de un rayo: 760 kV

La longitud total de la cadena de suspensión (aisladores + herrajes) será de 3,06 metros.

b) Cadena de amarre: La configuración elegida es de cadenas dobles. Las características del aislador elegido son:
   - Tipo: U160BS
   - Material: Vidrio
   - Paso: 146 mm
   - Diámetro: 280 mm
   - Línea de fuga: 380 mm
   - Carga de rotura mínima: 160 kN
   - Peso: 63 kg
   - Nº de elementos por cadena: 12
   - Tensión soportada a frecuencia industrial: 490 kV
   - Tensión soportada al impulso de un rayo: 760 kV

La longitud total de la cadena de suspensión (aisladores + herrajes) será de 3,06 metros, misma distancia que para la altura del puente en apoyos de amarre, siendo el ángulo de oscilación del puente de 20º.

3. Puesta a tierra de los apoyos

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del RLAT. Por tanto, deberán tener una sección tal que pueda soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista durante un tiempo doble al del accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm^2 de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la mencionada ITC07.

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

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

En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido.

Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situado a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 metros.

4. Cruzamientos y paralelismos

a) Distancias terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables

Según lo establecido en el Real Decreto 223/2008[62], en el punto 5.5 de la ITC-LAT 07, «*la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical según las hipótesis de temperatura y de hielo según el apartado 3.2.3, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:* $D_{add} + D_{el} = 5{,}3 + D_{el}$ *en metros, con un mínimo de 6 metros. No obstante, en lugares de difícil acceso las anteriores distancias podrán ser reducidas en un metro*».

Los valores de D_{el} variarán en función de la tensión más elevada de la línea. Para
una línea de tensión 245 kV será de 1,7 metros. Por tanto, la altura mínima de cruzamiento será de 7 metros.

En la hipótesis del cálculo de flechas máximas bajo la acción del viento sobre los conductores, la distancia mínima anterior se podrá reducir en un metro, considerándose en este caso el conductor con la desviación producida por el viento.

Entre la posición de los conductores con su flecha máxima vertical y la posición de los conductores con su flecha y desviación correspondientes a la hipótesis de viento establecidas en el apartado 3.2.3 a)[63] del mencionado Real Decreto,

[62] 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.

[63] «*a) Hipótesis de viento.–Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento, según el apartado 3.1.2* ['Fuerzas del viento sobre los componentes de las líneas aéreas']*, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de + 15 °C*».

las distancias de seguridad al terreno vendrán determinadas por la curva envolvente de los círculos de distancia trazados en cada posición intermedia de los conductores, con un radio interpolado entre la distancia correspondiente a la posición vertical y a la correspondiente a la posición de máxima desviación lineal del ángulo de desviación. El tendido de la línea se realizará de modo que la curva catenaria mantenga una distancia al terreno mínima de 9 metros, a excepción del último vano (apoyo 57 y 58) que, por circunstancias del cruzamiento con la línea eléctrica de REE, la flecha máxima se reducirá a la mínima exigida por el reglamento, en este caso 7 metros.

b) Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación

El propietario de la línea que se va a cruzar deberá enviar, a requerimiento de la entidad que va a realizar el cruce, a la mayor brevedad posible, los datos básicos de la línea, con el fin de realizar los cálculos y evitar errores por falta de información.

Son de aplicación las prescripciones especiales definidas en el apartado 5.3 del Real Decreto 223/2008, con algunas modificaciones.

En los cruces de líneas eléctricas aéreas se situará a mayor altura la de tensión más elevada y, en el caso de igual tensión, la que se instale con posterioridad.

En todo caso, siempre que fuera preciso sobre elevar la línea preexistente, será a cargo del propietario de la nueva línea la modificación de la línea ya instalada.

Se procurará que el cruce se efectúe en la proximidad de uno de los apoyos de la línea más elevada, pero la distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la línea superior no deberá ser inferior a $D_{add} + D_{el}$ =1,5 + D_{el} en metros, esto es, 1,5 + 1,7 = 3,2 metros, con un mínimo de 7 metros para líneas de tensión superior a 220 kV y hasta 400 kV, considerando los conductores en su posición de máxima desviación, bajo la acción de la hipótesis de viento a) del apartado 3.2.3 del Real Decreto citado.

La mínima distancia vertical entre los conductores de fase de ambas líneas en las condiciones más desfavorables no deberá ser inferior a: $D_{add} + D_{pp}$[64] en metros, es decir, 3,5 + 2 = 5,5 metros.

La mínima distancia vertical entre los conductores de fase de la línea eléctrica superior y los cables de tierra convencionales o cables compuestos tierra-óptico (OPGW) de la línea eléctrica inferior, en el caso que existan, no deberá ser inferior a $D_{add} + D_{el}$ = 1,5 + D_{el} en metros, es decir, 1,5 + 1,70 = 3,2 metros.

[64] Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.

Se producen cruzamientos entre la línea de evacuación y líneas eléctricas aéreas y líneas aéreas de telecomunicación cuyos titulares son Iberdrola, REE y Telefónica. El Proyecto ha calculado las distancias reales (distancia horizontal entre conductor de la línea menos elevada y el apoyo de la línea más elevada, distancia vertical conductor fase–fase, distancia vertical conductor fase-protección) y siempre han resultado superiores a las distancias mínimas exigidas.

No existen paralelismos con otras líneas eléctricas.

c) Distancias a carreteras

Según lo establecido en el punto 5.7. del Real Decreto 223/2008, «*Para la Red de Carreteras del Estado, la instalación de apoyos se realizará preferentemente detrás de la línea límite de edificación y a una distancia a la arista exterior de la calzada superior a vez y media su altura. La línea límite de edificación es la situada a 50 metros en autopistas, autovías y vías rápidas, y a 25 metros en el resto de carreteras de la Red de Carreteras del Estado de la arista exterior de la calzada*».

En lo que se refiere al cruce con carreteras locales y vecinales, se admite la existencia de un empalme por conductor en el vano de cruce para las líneas de tensión nominal superior a 30 kV. La distancia mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera será de D_{add} + D_{el} en metros, con una distancia mínima de 7 metros para líneas superior a 220 kV y hasta 400 kV. Los valores de D_{el}, van en función de la tensión más elevada de la línea, siendo D_{add} = 7,5 para líneas de categoría especial.

El valor de D_{el} para una línea de tensión 245 kV es de 1,7 metros. Por tanto, la altura mínima de cruzamiento será de 9,2 metros.

La carretera por la que cruza la línea de evacuación es la EX 372 en el punto kilométrico 13.

El Proyecto ha calculado las distancias reales (distancia horizontal entre el primer apoyo y la arista de la carretera, distancia horizontal entre el segundo apoyo y la arista de la carretera, distancia vertical conductor fase-fase) y siempre han resultado superiores a las distancias mínimas exigidas.

No existe paralelismo con otras carreteras.

d) Distancias a ferrocarriles sin electrificar

No existen ni cruzamientos ni paralelismos con vías férreas.

e) Distancias a ríos y canales, navegables o flotantes

En los cruzamientos con ríos y canales, navegables o flotables, la distancia mínima vertical de los conductores con su máxima flecha vertical, según las

hipótesis del apartado 3.2.3 del Real Decreto 223/2008, sobre la superficie del agua para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta será, para líneas de categoría especial, de $G + D_{add} + D_{el} = G + 3,5 + D_{el}$ en metros, siendo G el gálibo.

Para los cálculos de distancias se ha considerado una cota de 220,37 metros de la lámina de agua, que es la cota máxima del embalse.

El valor de D_{el} para una línea de tensión 245 kV es de 1,7 metros.

En el caso de que no exista gálibo definido se considerará este igual a 4,7 metros.

Por lo tanto, G + 2,3 + Del= 4,7+ 3,5 + 1,7 = 9,9 metros.

El Proyecto ha calculado las distancias reales y siempre han resultado superiores a las distancias mínimas exigidas.

No existen paralelismos con ríos y canales, navegables o flotantes.

Finalmente, el Proyecto presenta un detalle exhaustivo de los cálculos mecánicos y eléctricos de la instalación.