

**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 SPV GENIA DAVINCI, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA VALLE SOLAR DE 300 MW DE POTENCIA INSTALADA Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE JARAFUEL, ZARRA Y AYORA, EN LA PROVINCIA DE VALENCIA**

**Expediente nº: INF/DE/078/20**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidente**

D. Ángel Torres Torres

**Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

**Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 5 de noviembre 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 SPV GENIA DAVINCI, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica VALLE SOLAR de 300 MW de potencia instalada y su infraestructura de evacuación, en los términos municipales de Jarafuel, Zarra y Ayora, en la provincia de Valencia, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

**1. Antecedentes**

**1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental**

Con fecha 24 de julio de 2018, SPV GENIA DAVINCI, S.L. (en adelante GENIA DAVINCI) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico), con objeto de responder a las obligaciones del proyecto denominado

“Planta Solar Fotovoltaica VALLE SOLAR de 300 MWp” (en adelante PSF VALLE SOLAR).

Con fecha 25 de junio de 2019 (fecha de registro 27 de junio de 2019), GENIA DAVINCI presentó, ante el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Valencia, solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto de instalación de una Planta de generación eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica denominada “VALLE SOLAR” con una potencia de 300 MW, en los términos municipales de Jarafuel, Zarra y Ayora, provincia de Valencia (Comunidad Valenciana), que incluye la infraestructura de evacuación de la energía eléctrica generada.

Con fecha 18 de julio de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) Anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Valencia por el que se somete a información pública las solicitudes de Declaración de Impacto Ambiental y Autorización Administrativa Previa de una Planta Generadora Fotovoltaica de 300 MW, que incluye una subestación transformadora a 30/400 kV de la planta, una línea de evacuación de 400 kV, una subestación colectora y una línea de conexión de 400 kV con la infraestructura de Red Eléctrica de España, S.A. (REE). Asimismo, con fecha 22 de julio de 2019, se publicó en los periódicos “El Levante” y “Las Provincias”, así como en el Boletín Oficial de la Provincia de Valencia con fecha 2 de agosto de 2019. Con fecha 9 de marzo de 2020, el Director de la mencionada Área de Industria y Energía, finalizado el trámite de información pública, vistas las alegaciones presentadas y los informes emitidos por Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas, los condicionantes impuestos en los mismos y el compromiso del Promotor a cumplirlos, y considerando que se han cumplido los trámites reglamentarios que se establecen en la normativa vigente, eleva a la DGPEM el expediente para su resolución.

Por último, una vez sometido el proyecto de la instalación y su Estudio de Impacto Ambiental (EslA) al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del mencionado Real Decreto 1955/2000, se ha remitido la información a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente para que formule la consecuente Declaración de Impacto Ambiental (DIA). A la fecha de redacción del presente informe no consta la emisión de la correspondiente Resolución que formule DIA del proyecto.

## **1.2. Informes de conexión a la red de transporte**

Con fecha 18 de diciembre de 2018 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito actualizado de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Ayora 400 kV por la incorporación de varias plantas fotovoltaicas, entre las que se encuentra la PSF VALLE SOLAR, lo que supone un contingente total de  $1.038,36 \text{ MW}_{\text{nom}}$  ( $1.532,45 \text{ MW}_{\text{ins}}$ ). El acceso a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevaría a cabo en el nudo

de la red de transporte Ayora 400 kV, a través de una posición existente en dicha subestación que modificaría el tipo de conexión de transformador a línea, lo que permitiría la conexión de la línea de evacuación 'Ayora 400-Ayora Promotores 400 kV', línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalación de enlace) que compartirán las instalaciones de generación incluidas en la solicitud. El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación especificado en el mismo —375,45 MW nominales de generación eólica y 662,94 MW nominales de generación fotovoltaica, con una potencia conjunta equivalente de 903 MW<sub>prod</sub><sup>1</sup>— resultaría técnicamente viable, e informa que la capacidad de conexión en Ayora 400 kV quedaría saturada, no existiendo margen disponible para nueva generación adicional.

Con fecha 11 de septiembre de 2019, REE emitió escrito de actualización de contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Ayora 400 kV para varias plantas fotovoltaicas por un total de 757 MW instalados (593,72 MW nominales), instalaciones que ya disponían de permiso de acceso en la posición existente para evacuación de generación renovable en Ayora 400 kV, según la comunicación anterior, actualizada según comunicación de 25 de abril de 2019. En este escrito se contesta la solicitud de acceso motivada por un cambio en la solución de conexión propuesta, debida a la inviabilidad técnica de acometer una solución conjunta en la posición existente en dicha subestación, por lo que se trataría de la apertura de una nueva posición de la red de transporte en Ayora 400 kV que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, podría ser considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación Ayora – Colectora Ayora 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace). El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación especificado en el mismo resultaría técnicamente viable en la nueva posición planificada, si bien indica que la capacidad de conexión en Ayora 400 kV seguiría saturada, no existiendo margen disponible para nueva generación renovable adicional.

Con fecha 29 de marzo de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión realizada por GENIA DAVINCI para la conexión a la Red de Transporte en la subestación Ayora 400 kV por la incorporación de quince nuevas plantas fotovoltaicas, y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para la PSF VALLE SOLAR. La conexión a la red de transporte se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Ayora 400 kV y se materializaría a través de una nueva posición de dicha red que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como

---

<sup>1</sup> Producción simultánea máxima.

instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018 en dicha subestación. Esta nueva posición de línea permitiría la conexión de la línea de evacuación Ayora – SE1 Colectora Ayora 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas —posición y línea de evacuación— que constituyen la instalación de enlace) que compartirán las instalaciones de generación incluidas en el escrito de REE.

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 4 de agosto de 2020 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a GENIA DAVINCI la autorización administrativa previa para la PSF VALLE SOLAR y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras: a) el Proyecto de la instalación fotovoltaica —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; y d) Informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en la Comunidad Valenciana.

## 2. Normativa aplicable

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

transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

### 3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que GENIA DAVINCI ha presentado, con fecha 27 de junio de 2019, solicitud de autorización administrativa previa para PSF VALLE SOLAR de 300 MW y su infraestructura de evacuación<sup>2</sup>, en los términos municipales de Jarafuel, Zarra y Ayora, en la provincia de Valencia, y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en la Comunidad Valenciana. 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, tras la publicación tanto en el BOE de 18 de julio de 2019 como en el Boletín Oficial de la Provincia de Valencia de 2 de agosto de 2019, habiéndose recibido alegaciones.

---

<sup>2</sup> La Propuesta detalla más adelante que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica comprende la subestación transformadora 400/132/30 kV de la planta —cuyo transformador 30/400 kV será para la evacuación de la planta y además tendrá dos transformadores 132/400 kV para las instalaciones GR El Águila y fotovoltaica Ayora—, una línea de evacuación de 400 kV, una subestación colectora de 400 kV y una línea de conexión de 400 kV conjunta que conectará el parque fotovoltaico con la red de transporte en la subestación Ayora 400 kV, propiedad de REE.



Asimismo, la Propuesta indica que el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en la Comunidad Valenciana emitió informe de fecha 9 de marzo de 2020, así como que el anteproyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) para que formule, en su caso, DIA.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 20 de marzo de 2020, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión en la subestación ya existente de Ayora 400 kV para la PSF VALLE SOLAR de 167,5 MW de potencia nominal.

Visto lo anterior, se propone otorgar a GENIA DAVINCI la autorización administrativa previa para la PSF VALLE SOLAR y su infraestructura de evacuación, con las características definidas en los anteproyectos “Planta Solar Fotovoltaica Valle Solar -300 MWp”, “Subestación Eléctrica del Parque Solar Fotovoltaico Valle Solar 300 MW”, “Línea Aérea de alta tensión 400 kV –Simple circuito para conexión de Parque Solar Fotovoltaico Valle Solar 300 MW, entre SE1-Ayora y SE2-Valle Solar”, “Subestación Colectora SE1-Colectora Ayora para apertura nueva posición de evacuación de energía eléctrica de parques fotovoltaicos” y “Línea Aérea de alta tensión 400 kV –Simple circuito para conexión de SE1-Ayora, nueva posición Ayora Renovables, con SE-Ayora 400 kV REE”, fechados en junio y julio de 2019.

La Propuesta describe las principales características de la instalación:

Se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 300 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD 413/2014<sup>3</sup>) y una potencia nominal (potencia máxima que se podrá evacuar) de 167,5 MW, según lo estipulado en los permisos de acceso y conexión otorgados por REE, ubicada en los términos municipales de Jarafuel y Zarra (Valencia).

Las líneas a 30 kV tendrán como origen los centros de transformación de la planta y discurrirán hasta la subestación SE2-Valle Solar por los términos municipales de Jarafuel y Zarra.

La subestación SE2-Valle Solar, que se ubicará en el término municipal de Zarra, donde ocupará una superficie de 16.100 m<sup>2</sup>, contará con un parque de 400 kV (configuración de simple barra, posición de línea de evacuación de 400 kV, posición de transformador de 30/400 kV de 250 MW, dos posiciones de transformador de 132/400 kV de 150 MW cada uno), un parque de 132 kV (de configuración de simple barra, 2 líneas 132 kV entrada), un parque de 30 kV (celdas normalizadas para 30 kV bajo envolvente metálica para instalación en interior, dos celdas de alimentación a transformador de servicios auxiliares, 18

---

<sup>3</sup> 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.*»

celdas para salida de líneas, tres celdas de transformador de potencia T1, T2 y T3 de alimentación al embarrado, tres celdas de alimentación a batería de condensadores BC-1, BC-2 y BC-3 y una celda de medida) y servicios auxiliares (dos transformadores trifásicos de 250 kVA).

La línea aérea de alta tensión de 400 kV, de simple circuito, dúplex, que conectará la nueva subestación SE2-Valle Solar con la subestación SE1-Colectora Ayora 400 kV, tendrá una longitud total de 15,8 km sobre 37 apoyos y afectará a los términos municipales de Ayora, Teresa de Cofrentes y Zarra.

La subestación SE1-Colectora Ayora, en configuración de simple barra, ocupará 2.000 m<sup>2</sup> en el término municipal de Ayora, y constará de tres posiciones de línea (Posición de Línea de entrada de Subestación Generación Renovable Valle Solar 400 kV, Posición de Línea de entrada de Subestación Generación PALERO I 400 kV, Posición de Línea de Salida a SE AYORA 400 kV).

La línea aérea de alta tensión de 400 kV, de simple circuito, dúplex, que conectará la subestación SE1-Colectora Ayora con la subestación SE Ayora 400 kV propiedad de REE, tendrá una longitud total de 0,18 km sobre 2 apoyos y afectará al término municipal de Ayora.

Por otra parte, la Propuesta indica que GENIA DAVINCI deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las que pudieran establecerse en la DIA y en la Resolución de autorización administrativa de construcción, además de las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Asimismo, la Propuesta establece que el peticionario solicitará, antes de transcurridos doce meses, la autorización administrativa de construcción de la instalación objeto de la Resolución, para lo cual tendrá que presentar un proyecto de ejecución junto con una declaración responsable que acredite el cumplimiento de la normativa que le sea de aplicación, proyecto que deberá estar elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia. Además, el titular de la instalación tendrá en cuenta para su ejecución las condiciones impuestas durante la tramitación de la autorización administrativa previa por los Organismos que las han establecido, que han sido puestas en su conocimiento y aceptadas expresamente por él. También determina que, si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la autorización otorgada por la propia Resolución caducaría, si bien el peticionario podrá solicitar prórrogas del plazo establecido por razones justificadas.

## **4. Consideraciones**

### **4.1 Condiciones técnicas**

#### **4.1.1 Condiciones de eficiencia energética**

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es considerada una tecnología renovable de las más respetuosas con el medio

ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones contaminantes durante su operación, ni ruidos ni vibraciones; su impacto visual es reducido y su disposición en módulos permite adaptar su tamaño y ubicación a la morfología de los lugares en que son instalados. Gracias a su reducido impacto ambiental facilitan la producción de energía cerca de los lugares de consumo, por lo que se reducen las pérdidas que se producirían en el transporte. La fuente de energía es el sol, recurso natural inagotable y limpio, no necesitan ningún suministro exterior y solo un reducido mantenimiento. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red contribuyen a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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.

El módulo fotovoltaico seleccionado para la PSF VALLE SOLAR es el modelo CS3U-360P 1500V HE, fabricado por Canadian Solar Inc., compuesto por 72 células de silicio policristalino, con una potencia pico de 360 W cada uno de ellos y con una eficiencia de un 18,18% en condiciones estándar<sup>4</sup>. Estos módulos están fabricados con células de silicio laminadas en vidrio solar. El vidrio producido para aplicaciones de energía solar tiene bajo contenido en hierro, con una absorción de menos del 1% y una reflectancia del 4% en los dos lados del cristal, resultando un valor máximo de transmitancia del 91,5 % para la mejor calidad de vidrio. Los módulos fotovoltaicos seleccionados utilizarán vidrio antirreflectante, por lo que la reflectancia de la superficie exterior se reducirá de un 2,5 a 3,0 %, mientras que la transmitancia aumentará en la misma proporción. Sobre la base de las condiciones estándar (STC), las células alcanzarán entre 25 y 30 W más de luz por m<sup>2</sup>, por lo que, dependiendo de la eficiencia de conversión del módulo, el aumento de la potencia es de 3,5 a 4,5 vatios pico.

Estos módulos se instalarán sobre estructuras móviles, esto es, seguidores solares de un eje orientados Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una

---

<sup>4</sup> Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC): Condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m<sup>2</sup>, Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.



estructura fijada al suelo. Estos seguidores estarán diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. El sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. Cada seguidor está compuesto por 56 paneles, dispuestos en posición vertical en 2 filas de 28 paneles cada una y consta de un grado de libertad de giro horizontal que permite orientar a los módulos en las direcciones este-oeste en un rango de  $\pm 55^\circ$  de inclinación.

Los módulos de la planta solar se conectarán a inversores del fabricante Huawei Technologies, modelo SUN2000-100KTL-H1, cuya eficiencia máxima de conversión de corriente continua a corriente alterna es de un 99%. Estos inversores son de tipo *string*, de máxima tensión de entrada de 1.500 V y de salida a 800 V, de forma que cada uno de ellos suministre una potencia máxima de salida de 100 kW.

Para calcular el rendimiento de la instalación se ha utilizado la herramienta de cálculo para instalaciones fotovoltaicas 'PVSYST', y como base de datos para generar el Año Meteorológico Típico (TMY) —que incluye valores por hora para la irradiancia y la temperatura— la PVGIS, aplicando los valores de pérdidas razonables para este proyecto. El promotor estima que la energía media generada en la instalación será de 537.700 MWh/año (1.792 horas de funcionamiento a plena carga), lo que permitirá reducir la emisión de CO<sub>2</sub> procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 3.290.724 toneladas durante los 30 años de vida considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 109.691 toneladas de CO<sub>2</sub> por año de funcionamiento de la planta<sup>5</sup>.

Según los cálculos aportados por el promotor, el Performance Ratio (PR) o Coeficiente de rendimiento esperado de la PSF VALLE SOLAR, una vez aplicados los valores estimados de las pérdidas en la planta fotovoltaica, será de casi un 78 %.

#### 4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto hace referencia a un listado exhaustivo de legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales, con las modificaciones de la Ley 54/2003 de 12 de diciembre; el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; 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

---

<sup>5</sup> Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 204 gCO<sub>2</sub>eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del mix eléctrico en 2019.

complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23; y normativa europea que habrán de cumplir las instalaciones —Normativa Europea EN, la Normativa CENELEC<sup>6</sup>, las Normas UNE<sup>7</sup> y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—.

El conjunto de generadores fotovoltaicos de la instalación consta de módulos fotovoltaicos conectados en serie y asociaciones paralelas, configuración definida por las características técnicas del módulo y el inversor, los requisitos del sistema de potencia y las condiciones meteorológicas de la ubicación en España. La metodología utilizada para definir la configuración eléctrica consiste en dimensionar los *strings* de los módulos, los cuadros de agrupación eléctricos, el cableado y los inversores para encontrar una configuración eléctrica que satisfaga el objetivo de ratio DC/AC<sup>8</sup>. Los módulos fotovoltaicos se montarán en seguidores solares de un eje, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una estructura fijada al suelo mediante perfiles hincados directamente al terreno.

El inversor cuenta con componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, sobre- o baja tensión, sobre- o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, protección anti-isla, comportamiento contra brechas de tensión, etc., además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.

El transformador de potencia seleccionado es dieléctrico líquido de éster natural (éster vegetal), tipo MIDEL 7131/eN o similar, que es un fluido de transformador ignífugo y ecológico, no habiendo contemplado en ningún momento la opción de usar aceites minerales. En niveles de concentración extremos de 1.000 mg/l se ha demostrado que estos ésteres no tendrán ningún efecto adverso en la vida acuática en el caso de un derrame en una corriente de agua. El éster vegetal se caracteriza por una biodegradabilidad por encima del 97% después de solo 21 días de exposición al aire, y una no-toxicidad, haciendo los productos con baja huella de carbono, no peligrosos para el medio ambiente y la salud de los seres vivos. Por tanto, serán transformadores de biodegradabilidad fácil. Además son transformadores con menor ruido (un 10% menos cuando se instala un transformador húmedo comparado con uno seco de la misma potencia). Asimismo, ofrecen un elevado punto de combustión y de inflamación, lo que evita la necesidad de instalar sistemas fijos de extinción de incendios en los centros de transformación. También permiten un aumento de la sobrecarga admisible y la prolongación de la vida de los aislantes y el transformador.

---

<sup>6</sup> Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

<sup>7</sup> Una Norma Española.

<sup>8</sup> Corriente Continua/Corriente Alterna.

Al calcular las características del cableado eléctrico se trata de minimizar las longitudes y secciones del cable, secciones seleccionadas de acuerdo con la norma IEC 60502-2 y calculadas considerando la caída de tensión, la capacidad de carga de corriente y la corriente de cortocircuito. La caída de tensión máxima permitida es del 1,5% para el lado de DC y 0,5% para los cables de AC de la red de Media Tensión (MT). El conductor a instalar será de grado solar, específicos para instalaciones solares fotovoltaicas, capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones, especialmente diseñado para no dañar los paneles solares, con resistencia a la intemperie, a la abrasión, al desgarro y a los aceites y grasas industriales y capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40°C). La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas.

Todos los cuadros eléctricos estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos como norma.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados.

Los dispositivos de protección deberán poder soportar la influencia de los agentes exteriores a que estén sometidos, presentando el grado de protección que les corresponda de acuerdo con sus condiciones de instalación. Los interruptores automáticos serán los apropiados a los circuitos a proteger, respondiendo en su funcionamiento a las curvas intensidad-tiempo adecuadas, deberán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocadas, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomar una posición intermedia entre las correspondientes a las de apertura y cierre. Cuando se utilicen para la protección contra cortocircuitos, su capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación, salvo que vayan asociados con fusibles adecuados que cumplan este requisito y que sean de características coordinadas con las del interruptor automático. Los interruptores diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación y de lo contrario deberán estar protegidos por fusibles de características adecuadas.

Los conductores activos deben estar protegidos por uno o varios dispositivos de corte automático contra las sobrecargas y contra los cortocircuitos. Excepto los conductores de protección, todos los conductores que forman parte de un circuito, incluido el conductor neutro en los sistemas de alimentación de servicios auxiliares, estarán protegidos contra las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos).

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones. El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado. Como dispositivos de protección contra sobrecargas serán utilizados los interruptores automáticos con curva térmica de corte y fusibles

Se proveen dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes de que esta pueda resultar peligrosa debido a los efectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación. Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los interruptores automáticos con sistema de corte electromagnético y fusibles.

Los medios de protección contra contactos directos e indirectos en la instalación se ejecutarán siguiendo las indicaciones detalladas en la Instrucción ITC BT 24<sup>9</sup>, y en la Norma UNE 20.460 -4-41<sup>10</sup>. La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos, mediante la protección por aislamiento de las partes activas, por medio de barreras o envolventes, por medio de obstáculos y protección por puesta fuera de alcance por alejamiento. Para los servicios auxiliares habrá una protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual. Se utilizará el método de protección contra contactos indirectos por corte de la alimentación en caso de fallo, mediante el uso de interruptores diferenciales para servicios auxiliares.

La corriente a tierra producida por un solo defecto franco debe hacer actuar el dispositivo de corte en un tiempo no superior a un segundo. Todas las masas de una misma instalación deben estar unidas a la misma toma de tierra.

Las protecciones en MT serán directas e indirectas. Las indirectas son los diferentes relés (de mínima y máxima tensión, de sobreintensidad, de mínima y máxima frecuencia, de teledisparo, de salto vector, de reenganche automático). Las protecciones directas serán módulos magnetotérmicos o de protección por fusibles en el caso de las instalaciones de Baja Tensión en corriente continua y corriente alterna, e instaladas en las salidas de líneas, tanto de protección de paneles fotovoltaicos como de instalaciones de Servicios Auxiliares.

Entre los tipos de protección indirecta se han de establecer dos niveles, las autoalimentadas y las que necesitan de módulos adicionales de alimentación

---

<sup>9</sup> Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.

<sup>10</sup> Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 41: Protección contra los choques eléctricos.

en corriente continua. El esquema básico de protección que ha de cumplir la planta es en primer lugar interno, con disipación de faltas en la propia instalación en el mínimo plazo posible, partiendo desde el lado de generación y con selectividad. Los relés estarán agrupados en la celda que protegen o en su defecto en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación. La disposición mecánica permitirá el precintado de los elementos de ajuste de los relés. Los relés tendrán entradas de tensión e irán dotados de medida de distancia a la falta, la cual será enviada al telecontrol a través del sistema de control y protección o de la red de concentración de medidas.

Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso. Los circuitos de disparo de los relés actuarán directamente sobre el interruptor de interconexión sin pasar a través de relés o elementos auxiliares.

Se deberá cuidar especialmente la fiabilidad y seguridad de la alimentación del sistema de protección. En este sentido se instalará un dispositivo que garantice la energía de reserva para la actuación de las protecciones y el disparo del interruptor en el caso de fallo de la alimentación principal.

El productor deberá mantener en perfecto estado el sistema de protecciones de la interconexión con la red y será responsable de su revisión periódica para que actúen correctamente.

Cuando se produce algún tipo de fluctuación tanto de la tensión como de la frecuencia de la red, ya sea en exceso o defecto a la establecida en duración determinada, se producirá la desconexión por parte de los inversores abriendo el contactor de lado de corriente alterna. Cuando la fluctuación de tensión supera en duración los requisitos de la instalación, se producirá la desconexión de red del conjunto de celdas correspondientes a las líneas de interconexión. El último escalón de desconexión se realizará en el interruptor de cabecera, cuando la fluctuación se establezca en régimen permanente.

En cuanto a la puesta a tierra, en este proyecto se ha optado por un esquema de protección contra contactos indirectos en IT<sup>11</sup>, debido a que este esquema permite el funcionamiento de la instalación en caso de un único fallo (denominado “primer defecto”) que es de intensidad muy débil. El segundo defecto, en caso de que ocurra, tiene como resultado un cortocircuito a través de la tierra o de los conductores de conexión PE<sup>12</sup>. La red de puesta a tierra está dimensionada en forma de malla de tal forma que asegure el funcionamiento de las protecciones, y mitigue una posible corriente de defecto. Para reducir la tensión de contacto aplicada a 24 V se instalaría una reactancia limitadora de corriente de 500 A en el neutro del secundario en la subestación.

---

<sup>11</sup> El neutro está aislado de tierra (o está conectado a través de una impedancia de alto valor) y las masas metálicas están conectadas directamente a tierra.

<sup>12</sup> Conductor de protección.



Para asegurar la puesta a tierra de los centros de transformación se va a calcular la puesta a tierra de los mismos mediante el método UNESA, como si fueran a ser tierras independientes, para confirmar que estará completamente protegido, y luego se hará una tierra conjunta de manera que se conecte a la tierra general.

Por otra parte, la PSF VALLE SOLAR dispondrá de una central de operación donde se visualizarán los parámetros de generación, la potencia inyectada, los estados y alarmas, las condiciones meteorológicas, la visualización de las cámaras de seguridad y la posición de los seguidores. Para estas funciones de control y comunicaciones se habilitará una parte del edificio situado en la subestación, donde se albergarán los equipos de monitorización del sistema SCADA<sup>13</sup> y que además servirá de oficinas de control del parque. En su tejado se instalarán las diferentes antenas Wifi, GSM, satélite y equipos meteorológicos para la correcta monitorización de la instalación fotovoltaica.

Asimismo, la instalación tendrá un vallado de una altura de dos metros desde el suelo, que será del tipo cinagético, respetando la fauna del lugar, con malla anudada rectangular de alambre galvanizado y de densidad progresiva o con malla de simple torsión. Los postes de tensión serán de acero galvanizado, instalados cada seis metros.

En cuanto al sistema de protección contra incendios, tanto en el transformador de potencia como en el de servicios auxiliares se han previsto sendas bancadas de hormigón armado con cuba de recogida de aceite, pasando por una rejilla (tramex metálico) que quedará cubierto por piedras de río que realizarán la función de apagado de llamas en caso de que el aceite aislante se vierta inflamado. El aceite quedará contenido en la propia bancada, que hará las veces de cuba de recogida. Para la protección de los cuadros de control, medida y protección, así como para la protección de las celdas y cuadros del centro de control, se instalarán extintores de carga adecuada al fuego de origen eléctrico y tensiones elevadas (CO<sub>2</sub>) en número suficiente según la normativa vigente (Código Técnico de la Edificación).

Además, los armarios de control y protección estarán dotados, en lo necesario, de sistema de ventilación forzada y resistencias anticondensación, controlados por termostato.

Por lo que respecta a las líneas de evacuación a 400 kV —tanto en el tramo que conecta la SE2-Valle Solar con la SE1-Colectora Ayora, como en el tramo que conecta esta subestación con la SE-Ayora 400 kV de REE—, se ha aplicado la normativa recogida en 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, en particular para los cálculos de las distancias de seguridad y cruzamientos de la línea. Por otra parte, durante las

---

<sup>13</sup> *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para controlar y supervisar procesos a distancia.

obras el promotor establecerá una serie de controles y métodos de trabajo en las distintas fases, así como un control general y una serie de medidas de seguridad, todo ello reflejado en el conjunto de especificaciones técnicas y pliegos de condiciones que tiene que cumplir la empresa adjudicataria de los trabajos. El mantenimiento implica una serie de actividades para el personal encargado, que consisten en revisiones periódicas y accidentales y control del arbolado. Como norma general, se efectuarán anualmente como mínimo dos revisiones rutinarias o de mantenimiento preventivo, de forma que en una de ellas se recorre a pie todo el trazado de cada línea y la otra se realiza mediante un vuelo en helicóptero.

Respecto a la subestación SE1-Colectora Ayora, contará con sus correspondientes aparatos de medida, mando, control y protecciones necesarios para su adecuada explotación. Son aparatos de instalación interior que, para su control y fácil maniobrabilidad, se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control de la subestación. En cuanto a las protecciones a instalar, serán las adecuadas para salvaguardar el correcto desempeño de los equipos de la subestación. Contará, asimismo, con el correspondiente sistema de protección contra incendios mediante extintores de carga adecuada al fuego de origen eléctrico y tensiones elevadas (CO<sub>2</sub>) en número suficiente según la normativa vigente.

Por otra parte, aunque los diferentes Anteproyectos hacen referencia a la normativa respecto a la seguridad y salud en el trabajo, no se ha adjuntado el Estudio Básico de Seguridad y Salud a elaborar con objeto de dar cumplimiento a lo establecido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

#### **4.1.3 Incidencia en la operación del sistema**

Con fecha 18 de diciembre de 2018 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Ayora 400 kV por la incorporación de dieciséis nuevas plantas fotovoltaicas —entre las que se encuentra la PSF VALLE SOLAR de 167,57 MW<sub>nom</sub> (300 MW<sub>ins</sub>)—, solicitud realizada por GUADALAVIAR CONSORCIO EÓLICO, S.A. en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN<sup>14</sup>) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, que propone que la conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista se lleve a cabo en el nudo de la red de transporte Ayora 400 kV y se materialice a través de la posición existente en dicha subestación que modificaría el tipo de conexión de transformador a línea, lo que permitiría la conexión de la línea de evacuación Ayora 400-Ayora Promotores 400 kV, perteneciendo dicha línea a las

---

<sup>14</sup> El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con REE y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según el P.O.12.2<sup>15</sup>) que compartirán las instalaciones de generación bajo dicha interlocución.

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1<sup>16</sup>, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión<sup>17</sup> 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<sup>18</sup>, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyen que la evacuación del contingente de generación solicitado (375,45 MW nominales de generación eólica y 662,94 MW nominales de generación fotovoltaica, con una potencia conjunta equivalente de 903 MW<sub>prod</sub>) para el nudo de Ayora 400 kV resultaría técnicamente viable<sup>19</sup>, considerando el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (903 MW<sub>prod</sub>) aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según RD 413/2014). La capacidad de conexión en Ayora 400 kV quedaría saturada, no existiendo margen disponible para nueva generación adicional.

En relación con el sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas, se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), función del tiempo crítico de cada parque, que es muy dependiente del desarrollo de la red y de la generación tanto en el nudo en concreto como en la zona de influencia. Vistos los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en la zona, REE

---

<sup>15</sup> 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).

<sup>16</sup> 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).

<sup>17</sup> Capacidad de conexión (MW<sub>ins</sub>) en función de la producción simultánea máxima (MW<sub>prod</sub>) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):  $MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$

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

<sup>18</sup> 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), y en la "Modificación de Aspectos Puntuales de la Planificación Energética" elaborado por el MITECO, aprobada en el Acuerdo de Consejo de Ministros publicado en Resolución de la Secretaría de Estado (BOE 3/08/2018).

<sup>19</sup> Con la red de transporte existente en la fecha de realización del informe de REE y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la planificación, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores de las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

considera recomendable equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar futuros cambios en dicho equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

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

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

Con fecha 14 de junio de 2019 GENIA DAVINCI solicitó la actualización de acceso y conexión coordinada a la red de transporte en la subestación Ayora 400 kV, mediante la apertura de una segunda posición. Visto que, dada la configuración de la subestación colectora de la generación renovable en servicio (propiedad de GUADALAVIAR CONSORCIO EÓLICO, S.A) resultaba inviable técnica y económicamente, acometer una solución de interconexión a la posición existente de generación renovable en Ayora 400 kV para la totalidad de los proyectos de generación solar fotovoltaica que lo requerían, un conjunto de promotores<sup>20</sup> acordaron por unanimidad, en fecha 23 de abril de 2019,

20

Instalación de Generación	Promotor	P.Nom/P.Inst (MW)
P.F. Chambó	Chambó Renovables S.L.U.	32,31/50
P.F. Eiden	Eiden Renovables S.L.U.	32,31/50
P.F. El Águila	El Águila Renovables S.L.U.	32,31/50
P.F. Mambar	Mambar Renovables S.L.U.	32,31/50
PSF Valle Solar	SPV GENIA DAVINCI	167,57/300
PSF Ayora I	Fotozar 3, S.L.	43,12/50
PSF ELAWAN Ayora I	Elawan Energy S.L.	26,37/50
PSF ELAWAN Ayora II	Elawan Energy S.L.	26,37/50
PSF ELAWAN Ayora III	Elawan Energy S.L.	26,37/50
PSF ELAWAN Ayora IV	Elawan Energy S.L.	26,37/50
PSF Cerro Gordo 1	Pale Directorship S.L.	31,60/60

actualizar las solicitudes hechas hasta esa fecha a través de la posición existente y presentar una solicitud coordinada en la que el contingente de tecnología fotovoltaica compuesto por los promotores firmantes, según disposición adicional 4ª del Real Decreto-ley 15/2018<sup>21</sup>, se conecte a través de una nueva posición de renovables en la subestación Ayora 400kV. Asimismo, los promotores acuerdan que llegado el momento se nombre como IUN de esta nueva posición a GENIA DAVINCI, siendo este promotor el encargado de canalizar todas las solicitudes actualizadas.

Con fecha 31 de julio de 2019 REE remite a GENIA DAVINCI escrito de contestación relativa a la solicitud de acceso a la red de transporte en la subestación Ayora 400 kV para varias plantas fotovoltaicas por un total de 1.032 MW instalados (593,91 MW nominales). REE informa que con fecha 26 de junio de 2019 ha recibido dicha solicitud respecto a estas instalaciones de generación que disponen de permiso de acceso según comunicación de 18 de diciembre de 2018, actualizada según comunicación de 25 de abril de 2019, en la posición existente para evacuación de generación renovable en Ayora 400 kV. Asimismo, recuerda que la solicitud de acceso viene motivada por un cambio en la solución de conexión propuesta debida a la inviabilidad técnica de acometer una solución conjunta en la posición existente en dicha subestación, de forma que se propone la apertura de una nueva posición en la red de transporte en Ayora 400 kV.

REE indica que, según se recoge en el Anexo XV del RD 413/2014, para la tramitación de la solicitud de actualización de acceso de las instalaciones de generación es necesaria previamente la designación por parte de la Administración Regional (Generalitat Valenciana) del IUN en dicha nueva posición de la subestación Ayora 400 kV o, alternativamente, la comunicación de no observaciones al respecto.

Además informa de la necesidad de que el cambio solicitado en la denominación de la sociedad promotora de la PSF VALLE SOLAR debe reflejarse en las garantías asociadas sobre la misma.

En consecuencia, el acceso de las plantas de generación fotovoltaica solicitado no resulta viable, permaneciendo vigente el permiso de acceso para dichas instalaciones en la posición existente en Ayora 400 kV.

Mediante escrito de fecha 12 de septiembre de 2019, la Direcció General d'Indústria, Energia i Mines de la Generalitat Valenciana informa a GENIA

PSF Cerro Gordo 2	Pale Directorship S.L.	31,60/60
PSF Cerro Gordo 3	Pale Directorship S.L.	31,60/60
PSF Llano Palero 1	Pale Directorship S.L.	26,85/51
PSF Llano Palero 2	Pale Directorship S.L.	26,85/51
<b>TOTAL</b>		<b>593,91/1.032</b>

<sup>21</sup> Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.



DAVINCI que, en atención a la solicitud presentada para su nombramiento como IUN de la segunda posición en la subestación Ayora 400 kV, con fecha 2 de agosto de 2019 fue remitida a REE copia del acuerdo adoptado entre los solicitantes de acceso a la red de transporte que tienen prevista su conexión en dicha posición de la ST Ayora 400 kV, en el cual los firmantes del acuerdo identifican como IUN de la citada posición y nudo a GENIA DAVINCI. En la misma fecha dio traslado al MITERD y a la CNMC del citado acuerdo y demás documentación presentada.

Con fecha 11 de septiembre de 2019 REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Ayora 400 kV para varias plantas fotovoltaicas —entre las que se encuentra la PSF VALLE SOLAR de 167,5 MW<sub>nom</sub> (218 MW<sub>ins</sub>)— por un total de 757 MW instalados / 593,72 MW nominales. REE informa que se ha considerado la identificación de GENIA DAVINCI como IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión en el nudo de Ayora 400 kV, en una nueva posición planificada de la red de transporte, de acuerdo a la comunicación recibida de la Generalitat Valenciana.

Asimismo, recuerda que las instalaciones de generación solicitantes ya disponían de permiso de acceso según comunicación de 18 de diciembre de 2018, actualizada según comunicación de 25 de abril de 2019, en la posición existente para evacuación de generación renovable en Ayora 400 kV. Pero la solicitud de acceso que ahora contesta viene motivada por un cambio en la solución de conexión propuesta, debida a la inviabilidad técnica de acometer una solución conjunta en la posición existente en dicha subestación. Se trataría de la apertura de una nueva posición de la red de transporte en Ayora 400 kV que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, podría ser considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018. Esta nueva posición de línea permitiría la conexión de la línea de evacuación Ayora – Colectora Ayora 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según PO 12.2).

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión 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 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyen que la evacuación del contingente de generación solicitado (593,72 MW nominales de generación fotovoltaica) para el nudo de Ayora 400 kV resultaría técnicamente viable en la nueva posición planificada, considerando el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (903 MW<sub>prod</sub>) aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según RD 413/2014). A este respecto, queda anulado el permiso de acceso de dichas instalaciones de generación hasta ahora vigente en la posición existente de Ayora 400 kV. Además, el escrito

informa que, por concurrir la nueva generación prevista en la posición planificada en Ayora 400 kV con un contingente de generación existente y prevista en la posición existente en este nudo (375,45 MW de generación eólica y 69 MW de generación fotovoltaica), la capacidad de conexión en Ayora 400 kV sigue saturada, no existiendo margen disponible para nueva generación renovable adicional.

Asimismo, deberán tenerse en cuenta los condicionantes indicados coincidentes con los especificados en el escrito citado anteriormente de fecha 18 de diciembre de 2018.

REE recuerda que, una vez finalizado el procedimiento de acceso, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 57 del R.D. 1955/2000, para actualizar el procedimiento de conexión deberán realizar la correspondiente solicitud a REE, como empresa transportista propietaria del punto de conexión referido. En dicha solicitud deberán remitir el Proyecto Básico y Programa de Ejecución, junto con el formulario actualizado “Protocolo de Verificación de las Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red de Transporte”, para el conjunto de generadores e instalaciones de conexión cuyo acceso contesta.

Con fecha 29 de marzo de 2020, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión realizada por GENIA DAVINCI en su calidad de IUN en una nueva posición en la subestación Ayora 400 kV para las quince instalaciones de generación renovable cuyo acceso a la red de transporte se considera aceptable, con las consideraciones indicadas en las contestaciones de acceso de 11 de septiembre de 2019, actualizada el 17 de diciembre de 2019. Además, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000, se remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para la PSF VALLE SOLAR (y el resto de instalaciones de la solicitud), según lo establecido en el Artículo 53 de la Ley 24/2013. La conexión a la red de transporte se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Ayora 400 kV y se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018 en dicha subestación. Esta nueva posición permitiría la conexión de la línea de evacuación Ayora–SE1 Colectora Ayora 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas —posición y línea de evacuación— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2) que compartirán las instalaciones de generación bajo esta interlocución.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones de la solicitud, siempre que se ajusten a los requisitos que se afirman cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo.

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida, rogándoles que ésta última sea remitida a REE.

Este escrito REE recuerda que el procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente. Tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación, coincidentes con la información remitida a REE, deberán proceder a la firma del CTA según lo establecido en el RD 1955/2000.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2<sup>22</sup>, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN de la nueva posición planificada en Ayora 400 kV.

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

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

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

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

---

<sup>22</sup> En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'.

El EsIA presentado por el promotor, fechado en junio de 2019, realiza un inventario ambiental del ámbito de estudio considerado que comprende las zonas afectadas de los cuatro municipios en que se ubicará la instalación: Zarra, Jarafuel, Teresa de Cofrentes y Ayora — la instalación fotovoltaica se ubicará en los términos municipales de Jarafuel y Zarra (Valencia), y la línea de alta tensión atraviesa, además de estos municipios, Ayora y Teresa de Cofrentes; la subestación se construirá en el término municipal de Zarra; la subestación Ayora 400 kV se encuentra en Ayora—.

Se trata de una zona de clima de tipo mediterráneo, caracterizándose por presentar elevadas temperaturas en verano e inviernos relativamente suaves, pero acusando una cierta continentalidad que hace que las temperaturas disminuyan respecto a las de la costa. La temperatura media anual oscila entre los 13 y los 16 °C, con unas temperaturas medias mínimas promedio de 8,3 °C, con unos inviernos suaves y una media de las máximas de 19 a 21 °C. En Jarafuel predomina el clima de la estepa local, aunque en Zarra el clima es suave, generalmente cálido y templado. La precipitación acumulada anual en la zona se sitúa en torno a los 400-500 mm. Debido al riesgo de inundabilidad, en el territorio localizado en Jarafuel se van a tener en cuenta los periodos de mayor probabilidad de lluvia, que para este caso serían los meses de octubre, con un valor promedio de 60 mm y, por otro lado, el periodo de abril-mayo, con un promedio para cada mes de unos 45 mm de precipitaciones. Desde el punto de vista bioclimático, el área en estudio queda comprendida en el piso Mesomediterráneo.

La calidad del aire en el término municipal de Zarra, donde se localiza la estación de vigilancia más próxima, tiene una contaminación de fondo que no supera los límites establecidos a nivel legislativo por el Real Decreto 102/2011<sup>23</sup>.

A nivel geológico los estratos en los que se localiza el proyecto son glaciares, componentes del cuaternario indiferenciado y en determinados puntos conos de deyección. En el ala nordeste se localizan principalmente materiales del tipo calizas y margas. A nivel fisiográfico se da la tipología adecuada para este tipo de instalaciones, tipología ondulada y llanos. La edafología correspondiente a este tipo de suelos es del tipo de inceptisol, suborden Ochrept.

El proyecto se localiza en una zona en la que se da la presencia de diferentes componentes de la Red hidrográfica, de forma primordial la Cañada de arriba de la espadilla y Rambla de la espadilla en Jarafuel y el Barranco Chacona en Zarra; el resto de las componentes no poseen nombre. A nivel hidrogeológico, la vulnerabilidad de los acuíferos es por lo general de nivel bajo; solo se ha de destacar el ala nordeste como una zona de vulnerabilidad de acuíferos alta.

---

<sup>23</sup> Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.

El riesgo de erosión en el territorio de forma primordial se cataloga entre nula y media, con puntos de alta erosividad asociada a barrancos. Los procesos erosivos gravitacionales se catalogan como de riesgo medio.

La vegetación presente en el ámbito de estudio es de forma primordial monoespecíficos de pino carrasco, con algún núcleo de encinas. Se da la presencia de algún ejemplar aislado de sabina negral, acompañados por matorral mediterráneo típico, formaciones vegetales que se encuentran principalmente entre los lindes de las parcelas y, en ocasiones, insertados en el interior de las parcelas y agrupados en los márgenes de estas. El terreno forestal existente en el territorio es de la tipología de Catálogo de Utilidad Pública. La implantación de la central fotovoltaica no afecta a ningún piso bioclimático, ya que la práctica totalidad de la superficie donde se implantará la planta se corresponde con terrenos agrícolas de secano, destinados al cultivo de especies herbáceas de grano (gramíneas), principalmente trigo, cebada y avena.

En cuanto a Montes gestionados por Consellería, se da la presencia de “Solana de la muela del Juey y los Rincones” en Jarafuel y “Monte Atalaya” en Zarra. La implantación propuesta para la central fotovoltaica no afecta a ningún terreno calificado como Forestal Estratégico según el PATFOR (Plan de Acción Territorial Forestal) de la Generalitat Valenciana. La línea de evacuación sí atraviesa, en dos tramos puntuales, una zona catalogada como terreno forestal estratégico, si bien esta línea se ha diseñado para que discorra en paralelo a pasillos existentes y, por lo tanto, la afección puntual a estos espacios forestales sea mínima. Independientemente de lo anterior, para su ejecución en estos tramos se limitarán las talas y podas a las distancias mínimas de seguridad, de forma que la distancia entre conductores y copas de los árboles cumpla el Reglamento Técnico de Alta Tensión.

La fauna en el ámbito de estudio está compuesta principalmente por pequeños mamíferos y aves. Respecto de las aves, destaca la presencia próxima (en el LIC<sup>24</sup>) situado al norte de: águila culebrera, águila calzada, águila real, halcón peregrino, búho real y águila perdicera.

En cuanto a espacios protegidos, se ha realizado el Estudio de Repercusiones a la Red Natura 2000 (ERRN 2000) que concluye que, a nivel de emplazamiento del proyecto, este no se solapa con Espacios Red Natura 2000.

Además, en el ámbito de estudio se distinguen dos Zonas de Especial Conservación (ZECs): ZEC “Valle de Ayora y sierra del Boquerón”, situada al norte y al este de la central fotovoltaica, y ZEC “Muela de Cortes y el Caroché”, situada al este de la anterior ZEC, por tanto a mucha mayor distancia del proyecto. La ZEC que presenta una mayor proximidad con el proyecto es la ZEC “Valle de Ayora y Sierra de Boquerón”, siendo la distancia mínima respecto a la PSF VALLE SOLAR de alrededor de 200 metros, alcanzándose esa distancia en los extremos noroeste y noreste de dicha planta fotovoltaica.

---

<sup>24</sup> Lugares de importancia comunitaria.



Por tanto, no existe afección directa respecto de la ZEC mencionada. En el caso de la línea de evacuación de energía, esta atraviesa puntualmente la ZEC “Valle de Ayora y Sierra del Boquerón” en la zona sureste de esta ZEC, pero se ha considerado este trazado de evacuación de la energía como la alternativa con menos impacto ambiental, ya que la futura línea discurrirá en paralelo a una línea de alta tensión existente y que atraviesa actualmente dicha ZEC, de manera que se ha priorizado el aprovechamiento de pasillos de infraestructuras ya existentes frente la apertura de nuevos pasillos. En el tramo final de la línea de evacuación hasta la subestación de enlace a ejecutar (en las proximidades de la subestación de REE denominada Ayora 400) esta discurre también por pasillos de infraestructuras existentes con varias líneas eléctricas ya ejecutadas (una de ellas de 400 kV de REE), a las que se ejecutará en paralelo. En dicho tramo, esta línea y las existentes discurren en paralelo a la otra ZEC identificada en el ámbito de estudio, la ZEC “Muela de Cortes y el Caroché”, a una distancia siempre superior a 1,2 kilómetros, por lo que no existe afección directa a la misma.

Las Zonas de Especial Conservación para las Aves (ZEPA) más cercanas a la ubicación del proyecto son las ZEPAs denominadas ZEPA “Sierra de Martés-Muela de Cortes”, ubicada al noroeste de la futura central y de la línea de evacuación y la ZEPA “Meca-Mugrón-San Benito”, ubicada al sur de la futura planta y de la línea de evacuación, pero a mucha mayor distancia que la ZEPA “Meca-Mugrón-San Benito”, situándose, en los puntos más desfavorables, a más de 6,5 kilómetros de la línea de evacuación (a la altura de la subestación de Ayora 400) y a más de 8,5 kilómetros del límite sur de la central fotovoltaica.

Los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) más próximos al proyecto se corresponden exactamente con los ZEC anteriormente expuestos: LIC “Valle de Ayora y sierra del Boquerón”, situado al norte y al este de la central fotovoltaica, y LIC “Muela de Cortes y el Caroché”, situado al este de la anterior ZEC, por tanto a mucha mayor distancia del proyecto. Por tanto, el LIC que presenta una mayor proximidad con el proyecto en evaluación es el LIC “Valle de Ayora y Sierra de Boquerón”, estando a una distancia mínima de alrededor de 200 metros.

Por otra parte, el proyecto tiene próximas diferentes vías pecuarias, cada una de las cuales atraviesan el municipio de Jarafuel. La más cercana es la Vereda de Jarafuel, cuyo trazado es coincidente (en la mayor parte de su recorrido) con el lecho del cauce denominado Rambla de La Espaldilla, que divide las laderas norte y sur del valle en que se asienta el proyecto. No obstante la relativa proximidad, el proyecto propuesto cumple holgadamente con todas las distancia mínimas a las vías pecuarias cercanas, por lo que no se prevé ninguna afección directa a las mismas. Respecto a la línea de evacuación, cruzará varias vías pecuarias —Vereda del Saltador, Cordel de San Roque y Vereda de Cabeza Pinosa— pero, puesto que las cruzará en aéreo, no se espera ninguna afección al respecto; no obstante, se vigilará en la fase de construcción que todos los apoyos de la línea queden ubicados a una distancia mayor del ancho legal de la vía pecuaria en cuestión.

A nivel socioeconómico se ha realizado una revisión a los usos del suelo mediante el SIOSE 2015<sup>25</sup> y CORINE 2018<sup>26</sup>. Los principales usos que se dan del suelo es de categoría agrícola: tierras de labor en secano y frutales, según el CORINE 2018 y, según el SIOSE 2015, 'Cultivos herbáceos distintos de Arroz y Frutales No Cítricos'. En cuanto al nivel de infraestructuras existentes, se dan de forma primordial la presencia de vías pecuarias, carreteras secundarias con una Nacional y el núcleo poblacional más próximo, Jarafuel. Respecto a la población, en general se da una reducción de la tasa de paro en los últimos años aunque ha venido acompañado de una reducción gradual de la población. Por otra parte, a priori no se da la afección de ningún Bien de Interés Cultural (BIC) ni yacimientos en el emplazamiento.

Respecto al paisaje, se ha realizado un análisis territorial de los términos municipales de Jarafuel y Zarra, se ha analizado la visibilidad de los diferentes núcleos poblacionales, carreteras principales, carreteras secundarias, vías pecuarias y puntos de interés. Se ha llegado a la conclusión de que el valle en el que se localizará la instalación fotovoltaica es la zona con menor visibilidad de todo el ámbito de estudio. Además se realizará antes de la ejecución del proyecto un Estudio de Integración Paisajística que determinará, con un grado de detalle suficiente, las medidas de integración previstas a nivel general en batería de medidas preventivas y correctoras propuestas.

#### **4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación**

La PSF VALLE SOLAR se ubicará en el Valle de Ayora-Cofrentes, perteneciente a la provincia de Valencia, valle situado en tierras fronterizas con Albacete y cercano a las de Alicante, Murcia y Cuenca, y comprende las localidades de Ayora, Cofrentes, Cortes de Pallás, Jarafuel, Jalance, Teresa de Cofrentes y Zarra. La depresión se abre al suroeste de la provincia de Valencia y está limitada por las sierras del Boquerón, Sierrecilla y Palomera, por el poniente; y la muela de Cortes de Pallás y el macizo de Caroché al este.

Se realizó un análisis preliminar de la topografía para estudiar la disponibilidad de terreno adecuado para la construcción de una planta fotovoltaica donde se calcularon las pendientes Norte-Sur y Este-Oeste, alcanzando la conclusión de que existen tres zonas diferenciadas: zonas donde la pendiente es inferior al

---

<sup>25</sup> Sistema de Información sobre Ocupación del Suelo de España, integrado dentro del Plan Nacional de Observación del Territorio (PNOT) del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, cuyo objetivo es generar una base de datos de Ocupación del Suelo para toda España a escala de referencia 1:25.000, integrando la información disponible de las Comunidades Autónomas y la Administración General del Estado.

<sup>26</sup> Proyecto CORINE Land Cover (CLC) es responsabilidad desde 1995 de la Agencia Europea del Medio Ambiente con el objetivo fundamental de obtener una base de datos europea de ocupación del suelo a escala 1:100.000, destinada a la identificación de zonas prioritarias para proteger ecosistemas y recursos naturales, útil para el análisis territorial y la gestión de políticas europeas. En la actualidad este proyecto está incluido en el Programa «Copernicus», cuyo principal objetivo es establecer un Sistema de Observación de la Tierra bajo el mandato de la Comisión Europea.

5%, zonas donde la pendiente está entre 5% y 10% y zonas donde la pendiente es superior al 10%, siendo estas últimas muy escasas.

Dado el importante número de vallados independientes que presenta el proyecto, los accesos a las diferentes “islas” se realizarán por caminos públicos existentes y por caminos privados de nueva construcción, tomando siempre como punto de partida la carretera CV-441, que discurre paralela al parque en toda su longitud.

En cuanto a las afecciones en los terrenos previstas por la ubicación de la planta, en el Anteproyecto se mencionan las siguientes:

a) Interconexión eléctrica: Las instalaciones necesitan de interconexión eléctrica con las redes de distribución, tanto como para el vertido de la energía generada como para el consumo energético de los servicios auxiliares, en el caso de no existir generación suficiente para cubrir las necesidades propias de consumo.

b) Acceso a carreteras: En el diseño de la instalación se consideran los accesos por la carretera CV-441, gestionada por la Diputación Provincial de Valencia, ya que ésta divide el parque en dos zonas claramente diferenciadas. Por tanto, le son de aplicación las zonas definidas en el Título VIII de la Ley 6/1991, de 27 de marzo, de Carreteras de la Comunidad Valenciana, que establece diferentes zonas de protección de las carreteras, y que en este caso son las siguientes:

⇒ Zona de dominio público, que es una franja de terreno de 3 metros medidos desde la arista exterior de la explanación (AEE).

⇒ Zona de protección, marcada por dos líneas a 25 metros desde la AAE.

Tanto el vallado como los viales o cualquier instalación del parque estarán situados fuera de la zona de protección.

Los caminos públicos interiores se desviarán de acuerdo a la nueva red de viales interiores del parque fotovoltaico para conseguir alcanzar cualquier punto de la instalación.

c) Saneamiento:

⇒ Para las aguas residuales procedentes de los servicios, se instalará un equipo depurador compacto, formado por decantador-digestor con filtro biológico. El vertido de aguas depuradas se realizará mediante el vaciado por una empresa especializada.

⇒ Las aguas pluviales verterán de igual forma que en la actualidad, ya que no se modifica la topografía del terreno.

d) Abastecimiento de agua potable: Dado que no existe servicio de suministro de agua potable, se dispondrá de un depósito de 10 m<sup>3</sup> de capacidad para el aprovisionamiento a los sistemas consumidores de agua y para consumo humano, así como para las labores de mantenimiento de la planta fotovoltaica.

e) Estudio de deslumbramiento: Para evitar los posibles deslumbramientos que se pudiesen producir, se instalará una pantalla vegetal que rodeará la planta

solar fotovoltaica, que estará formada por la plantación de especies autóctonas de porte arbustivo y leñoso, pudiendo alcanzar portes de 3 o 4 metros de altura. La pantalla vegetal de la zona paralela a la CV-441 deberá realizarse con especies de gran desarrollo en altura (casuarinas, chopos, etc.) como medida preventiva para evitar el impacto visual del campo solar y los mínimos deslumbramientos que se pudiesen producir.

- f) Arroyos: La instalación fotovoltaica se encuentra afectada por diferentes arroyos que de manera regular carecen de caudal. Para el diseño de la planta y disposición de los cruzamientos en la planta se ha tenido en cuenta el estudio de inundabilidad realizado. Los cruces de arroyos con líneas eléctricas se realizarán subterráneos, directamente enterrados, dada la reducida anchura de estos cauces y su carácter temporal. Se tendrá especial cuidado en realizar el cruzamiento durante la época estival, asegurándose de que la profundidad mínima desde la generatriz superior del cable hasta el fondo del lecho no sea nunca inferior a un metro. Previamente a la realización del cruzamiento se obtendrá la correspondiente autorización del organismo gestor de cuenca, la Confederación Hidrográfica del Júcar.
- g) Líneas de alta y media tensión: La instalación fotovoltaica se encuentra afectada por diferentes líneas eléctricas, respetando en todos los casos las distancias de seguridad requeridas en función de la tensión y las características de cada tipo de línea. Las instalaciones afectadas, propiedad de REE, son las siguientes:
- ⇒ L/E 132 kV SC parque eólicos
  - ⇒ L/E 20 kV parque solar fotovoltaico Solinjuver

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000 y el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (Real Decreto 223/2008), en lo que a afecciones se refiere, así como con el resto de normativa vigente relativa a esta materia.

- h) Afección sobre el suelo: Orográficamente el área de estudio comprende una zona llana, donde el modelado actual está condicionado por la litología de los materiales que lo conforman y por su historia y evolución geológica. El área de estudio constituye una zona de amplias llanuras, con formas llanas y suavemente alomadas, desarrollándose entre los 290 y 310 metros de altitud media, y con unas pendientes medias en torno al 2%. La zona de actuación está dominada por pastizales y cultivos de secano en su mayoría, por lo que, sumada la ausencia de fuertes pendientes en el terreno a lo largo del trazado y la proximidad a los caminos existentes, hará que la erosión del terreno —originada en su mayoría en la fase de construcción por la mejora de accesos, la construcción de infraestructuras y el movimiento de tierras y maquinaria fundamentalmente— se verá aminorada. En todo caso, estas alteraciones serán minimizadas con la aplicación de las medidas preventivas y correctoras adecuadas. Durante las diversas etapas de la construcción, las obras se mantendrán en perfectas condiciones de drenaje y se dispondrán de modo que no se produzca erosión. El campo solar (parte del proyecto que alberga las placas solares) se adaptará a la orografía del terreno, no procediendo a efectuar nivelaciones del terreno, limitándose éstas a las instalaciones y edificaciones detalladas en el Estudio de Impacto Ambiental

presentado (subestación eléctrica, edificio...). Los movimientos de tierras, por tanto, serán mínimos.

La subestación de la planta solar se emplazará en la parcela 17 del polígono 508 del término municipal de Zarra, población situada en el entorno del kilómetro 119 de la carretera nacional N-330, en la Comunidad Autónoma de Valencia.

La línea aérea a 400 kV para evacuación de la energía generada por la PSF VALLE SOLAR partirá del pórtico de la nueva subestación Valle Solar, situada tal y como se ha indicado en el término municipal de Zarra, desde donde se dirigirá en dirección este en paralelo a la CV 441, para posteriormente girar en dirección sudeste, en paralelo a un corredor existente de 132 kV de una línea de evacuación de unos parques eólicos, para pasar entre los municipios de Zarra y Teresa de Cofrentes. Posteriormente continúa en dirección sudeste hasta situarse de forma paralela a un corredor existente de una línea de 400 kV en el término municipal de Ayora. Finalmente, la línea entronca en la subestación colectora Ayora 400 KV, perteneciente a GENIA DAVINCI, en una nueva posición de línea ejecutada para recibir la nueva instalación.

La subestación colectora se situará en la parcela 191, polígono 19, en el término municipal de Ayora, en la Comunidad Autónoma de Valencia. Se conectará mediante una línea aérea de alta tensión en la subestación Ayora 400 kV de REE, situada en la parcela adyacente. La superficie total de los terrenos previstos para la implantación de la instalación es de dos hectáreas.

La línea de alta tensión a 400 kV de evacuación desde la denominada “Subestación Colectora Nueva Posición Ayora Renovables” hasta la subestación existente Ayora 400 kV de REE, parte del pórtico de la nueva subestación colectora mencionada, situada en el término municipal de Ayora y, a través de dos apoyos aéreos, entronca en la subestación Ayora 400 kV, en una nueva posición de línea ejecutada para recibir la nueva instalación.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en la Comunidad de Valencia, de fecha 9 de marzo de 2020, se recogen los informes de los ayuntamientos afectados.

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

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

A continuación se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación



aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por el promotor del proyecto.

#### 4.4.1 Capacidad legal

GENIA DAVINCI es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 25 de abril de 2018 por dos socios, Aditton Corporate, S.L.<sup>27</sup> y Affiant Corporate, S.L.<sup>28</sup>, bajo la denominación de WORTCH CAPITAL, S.L., y regida por las normas legales aplicables y por lo previsto en sus propios Estatutos, cuyo artículo 2 establece que su objeto social es «1. *Construcción, instalaciones y mantenimiento*; 2. *Distribución comercial. Importación y exportación*; 3. *Actividades inmobiliarias*; 4. *Industriales manufactureras y textiles*; 5. *Turismo, la hostelería y restauración*; 6. *Actividades de gestión y administración. Servicios educativos, de ocio y entretenimiento*; 7. *Transporte y almacenamiento*; 8. *Información y comunicaciones*; 9. *Agricultura, ganadería y pesca*; 10. *Informática, telecomunicaciones y ofimática*; 11. *Energías alternativas*; 12. *Compraventa y reparación de vehículos. Reparación y mantenimiento de instalaciones y maquinaria*; 13. *Investigación, desarrollo e innovación*; 14. *La intermediación en el ejercicio de las actividades sanitarias*; 15. *La intermediación en el ejercicio de las actividades científicas y técnicas*; 16. *La comercialización de carburantes para el surtido de vehículos y aceites y grasas lubricantes. La comercialización de recambios y herramientas para vehículos. La comercialización de productos de alimentación y bebida*; 17. *Consultoría de todas las actividades anteriormente relacionadas.*».

Mediante escritura de fecha 26 de junio de 2018 se eleva a público la venta de la totalidad de las participaciones de WORTCH CAPITAL, S.L. a la sociedad GRUPO GENIADABAR, S.L. (en adelante GENIADABAR) —sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 16 de junio de 2017— y, por tanto, la declaración de su unipersonalidad.

Mediante escritura de la misma fecha se elevan a público las decisiones adoptadas que son, entre otras, el cambio de denominación social a GENIA DAVINCI, el trasladado de domicilio social y la ampliación de su objeto social incluyendo la «*construcción, operación y explotación de plantas fotovoltaicas, compraventa de energía, operaciones en mercados eléctricos*», además de la «*compraventa y arrendamiento no financiero de terrenos y locales*».

Mediante escritura de fecha 19 de julio de 2018 se eleva a público la compraventa de participaciones sociales de GENIA DAVINCI en virtud de la cual SOLAR VENTURES, S.R.L. —sociedad constituida conforme a las leyes vigentes en Italia, con domicilio social en Milán, inscrita en el Registro Mercantil de Milán en fecha 10 de agosto de 2010— ha adquirido 1.650 participaciones

---

<sup>27</sup> Sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 12 de noviembre de 2014.

<sup>28</sup> Sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 24 de octubre de 2006.

sociales de la Sociedad, representativas del 55% de su capital social, con el fin último de participar en el desarrollo y promoción y, eventualmente, financiación de la PSF VALLE SOLAR, hasta alcanzar el estado "*Ready to Build*", bien para su posterior transmisión a un tercero o bien para la construcción y operación por la propia Sociedad.

Mediante escritura de fecha 15 de octubre de 2018 se eleva a pública la compraventa de participaciones sociales en virtud de la cual la sociedad SOLAR VENTURES S.R.L. vende y transmite el pleno dominio de las 1.650 participaciones sociales de las cuales es titular, representativas del 55% del capital social de la entidad mercantil GENIA DAVINCI, a la entidad mercantil SV20 IBÉRICA, S.L.U. (en adelante SV20 IBÉRICA).

Por tanto, SV20 IBÉRICA es el actual socio mayoritario de GENIA DAVINCI. Se trata de una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española que fue constituida mediante escritura de fecha 26 de mayo de 2017 bajo la denominación de UCLATAX XXI, S.L., cambiada su denominación por la actual mediante escritura de fecha 15 de octubre de 2018, y cuyo objeto social es «a) *La compra, suscripción, administración, transmisión, y permuta de toda clase de valores mobiliarios y participaciones, nacionales y extranjeros, por cuenta propia y sin actividad de intermediación. Se exceptúan las actividades expresamente reservadas por la Ley a las Instituciones de Inversión Colectiva, así como lo expresamente reservado por la Ley del Mercado de Valores a las Agencias y/o Sociedades de Valores y Bolsa. b) La construcción, operación, explotación y desarrollo de plantas fotovoltaicas de energía solar*», actividades que podrá desarrollar total o parcialmente, de modo directo o mediante la titularidad de acciones y/o participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo.

El accionista único de esta sociedad es SOLAR 2.0 S.R.L., sociedad constituida conforme con las leyes vigentes en Italia, inscrita en el Registro Mercantil de Milán en fecha 7 de septiembre de 2018, y que, según escritura de 15 de octubre de 2018, compró la totalidad de las participaciones sociales que representan el capital social de la entonces denominada UCLATAX XXI, S.L. a su socio único MEDITERRANEAN SEARCH, S.L.U.<sup>29</sup>

SOLAR 2.0 S.R.L. es una sociedad participada en un 100% por la empresa SOLAR VENTURES S.R.L. y ésta a su vez participada en un 80% por la empresa matriz del Grupo AME, AME VENTURES S.R.L., sociedad italiana inscrita en Registro Mercantil de Milán que centra su actividad, principalmente, en el desarrollo, financiación, construcción mantenimiento y explotación de instalaciones fotovoltaicas a nivel internacional.

Por tanto, GENIA DAVINCI es una sociedad participada en un 55% por SV20 IBÉRICA, mientras que GENIADABAR es el titular del 45% restante del capital social de la Sociedad.

---

<sup>29</sup> Sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 20 de noviembre de 1990.

En definitiva, GENIA DAVINCI 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, GENIA DAVINCI es una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF VALLE SOLAR, y, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio mayoritario la que acredite su capacidad técnica. Dicho socio mayoritario, SV20 IBÉRICA, es una sociedad que se encuentra participada en un 100% por SOLAR VENTURES S.R.L, y ésta a su vez participada en un 80% por la empresa matriz del Grupo AME, AME VENTURES S.R.L. Por tanto, en aplicación de la condición mencionada, será la experiencia de su socio mayoritario y el grupo empresarial al que pertenece la que acredite su capacidad técnica.

AME VENTURES S.R.L. es una sociedad italiana cuya actividad está centrada principalmente en el desarrollo, financiación, construcción, mantenimiento y explotación de instalaciones fotovoltaicas a nivel internacional. El grupo empresarial cuenta con 15 años de experiencia en el sector de las energías renovables, en particular en el sector fotovoltaico, y agrupa más de veinte compañías que operan conjuntamente en más de doce países. En operación desde 2005, cuenta con proyectos construidos y desarrollados en el sector solar en Italia por una potencia de 160 MW, así como en Francia (27 MW), Turquía (50 MW), Jordania (66 MW) y Tailandia (78 MW). Además, AME está operando plantas solares fotovoltaicas en Italia mediante *Joint Venture* con Mitsubishi Corporation por una potencia de 50 MW instalados. En definitiva, AME VENTURES S.R.L. cuenta con más de 381 MW desarrollados y construidos a nivel internacional y con más 1.400 MW en desarrollo en diferentes países (1.000 MW en Italia y 400 MW en España).

Según datos aportados por la sociedad promotora de la PSF VALLE SOLAR, los proyectos más relevantes en el sector solar fotovoltaico desarrollados por el Grupo AME en los últimos años son los siguientes:

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Ubicación	Roi <sup>30</sup>	Puesta en marcha
SV Impianti I	2,70	Italia/Piedmont-Tuscany-Apulia	Desarrollador & EPC+O&M	oct-07 / may-08
SV VI	6,60	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	dic-10
SV VIII	4,60	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC	dic-10
SV ROOF I	1,00	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	dic-10
SVG	1,00	Italia/Apulia	Desarrollador & EPC	dic-10
SV Piemonte I	2,50	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	dic-10
Sarda Solar	3,80	Italia/Sardinia	Desarrollador & EPC+O&M	dic-10 / apr-11
ESC	6,70	Italia/Umbria	EPC+O&M	feb-11/mar-11
SV Piemonte III	1,00	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	abr-11
SV X	2,50	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	jul-11
SV IV	1,70	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	jul-11
SV Lecce	6,40	Italia/Apulia	Desarrollador & EPC+O&M	ago-11
SV XIV	1,00	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	ago-11
SV XIII	1,00	Italia/Piedmont	Desarrollador & EPC+O&M	ago-11
Sarda Solar II	7,20	Italia/Sardinia	Desarrollador & EPC+O&M	ago-11
SV Carosino	6,00	Italia/Apulia	Desarrollador	(*)
SV V	6,00	Italia/Piedmont	Desarrollador	(*)
SV VII	5,50	Italia/Piedmont-Lombardy	Desarrollador	(*)
SVS Molise	5,50	Italia/Molise	Desarrollador	(*)
SVS Lazio	2,50	Italia/Lazio	Desarrollador	(*)
Shams Ma'an	60,00	Jordania / Ma'an	Desarrollador	(*)

- <sup>30</sup> - Desarrollador: Aquellos proyectos en los que AME ha realizado la ingeniería y desarrollo de todo el proyecto.
- EPC: Aquellos proyectos en los que AME ha realizado la compra de todos los equipos y la construcción del proyecto.
- Desarrollador & EPC: Aquellos proyectos en los que AME ha realizado la ingeniería y desarrollo de todo el proyecto, la compra de todos los equipos y la construcción del proyecto.
- Desarrollador & EPC+O&M: Aquellos proyectos en los que AME ha realizado la ingeniería y desarrollo de todo el proyecto, la compra de todos los equipos y la construcción del proyecto, y luego está realizando los servicios de operación de la planta y mantenimiento, pero además AME fue también la empresa promotora del proyecto.

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Ubicación	Rol <sup>30</sup>	Puesta en marcha
Solar Ventures SARL	40,00	Turquia / İç Anadolu – Ege – Akdeniz	Desarrollador	(*)
A Solar	10,00	Turquia / İç Anadolu	Desarrollador	(*)
Renewable Power Asia	81,00	Tailandia	Desarrollador	(*)
SV France	27,00	Francia	Desarrollador	(*)

(\*) El alcance como desarrollador no le permite conocer la fecha exacta de puesta en marcha.

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables del Grupo empresarial a que pertenece, según los términos previstos en la segunda condición del 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 mantiene el contrato de prestación de servicios, suscrito el 18 de julio de 2018, en virtud del cual GENIADABAR se ha obligado a prestar ciertos servicios de ingeniería en relación con el Proyecto. Dicho grupo empresarial se constituyó en 2010, inicialmente era la empresa Genia Global Energy, formada por un equipo de profesionales con amplia experiencia en el sector energético, en particular en energías renovables. En el año 2013 Genia Global Energy y Dabar Ingenieros se unen creando un Grupo empresarial que ofrece soluciones tecnológicas avanzadas en el desarrollo de energías renovables (solar, bioenergía, eficiencia energética), realizando proyectos para grandes clientes tanto nacionales como internacionales, abarcando las diferentes etapas de los mismos (diseño, proyecto, estudios y ejecuciones). En el mismo año promovieron la planta solar fotovoltaica Talayuela Solar de 300 MW<sup>31</sup>, primer proyecto fotovoltaico en España para venta de energía a mercado spot, con inversores *string* y seguimiento a un eje, proyecto diseñado y promovido por Genia Global Energy y financiado por Solar Century<sup>32</sup>.

Por tanto, la capacidad técnica de la empresa promotora de la instalación, GENIA DAVINCI, 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.

<sup>31</sup> Resolución de la DGPEM de fecha 7 de marzo de 2019 que otorga a Genia Extremadura Solar, S.L. autorización administrativa previa para esta instalación, previo informe de la CNMC aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión celebrada el 20 de noviembre de 2018 ([INF/DE/148/18](#)). Posteriormente, con fecha 26 de junio de 2019, la DGPEM emite Resolución de por la que otorga autorización administrativa de construcción para dicha instalación.

<sup>32</sup> Multinacional fundada en 1998 especialista en energía solar que cuenta con una experiencia de más de un GW construido y conectado en los cuatro continentes.



#### 4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en el anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Valencia por el que se somete a información pública el Proyecto y el EsIA correspondientes a la PSF VALLE SOLAR y su infraestructura de evacuación, publicado en el BOE de 18 de julio de 2019, y verificado en los Anteproyectos presentados fechados en junio y julio de 2019, el presupuesto estimado para la construcción de la planta solar asciende a 186.601.305,90 euros (sin IVA). Este presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

**[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

GENIA DAVINCI, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida, bajo la denominación de WORTCH CAPITAL, S.L., con un capital social de 3.000 euros, íntegramente suscrito y desembolsado, dividido en 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas. Sus dos socios fundadores, Aditton Corporate, S.L. y Affiant Corporate, S.L., suscribieron 2.970 participaciones el primero y 30 el segundo por su valor nominal conjunto que aportaron en efectivo. Posteriormente, ambas sociedades vendieron la totalidad de las participaciones sociales a la sociedad GENIADABAR que, con fecha 19 de julio de 2018, vendió 1.650 participaciones sociales de GENIA DAVINCI (representativas del 55% de su capital social) a la sociedad SOLAR VENTURES S.R.L. que, finalmente, las vendió a la entidad mercantil SV20 IBÉRICA. Por tanto, el capital social de GENIA DAVINCI es, desde su fundación, de 3.000 euros, representado por 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas.

Las Cuentas Anuales Abreviadas del promotor del proyecto, GENIA DAVINCI, correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, depositadas en el Registro Mercantil de Valencia en fecha 22 de junio de 2020, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de GENIA DAVINCI se comprueba que, si atendemos exclusivamente a la cifra contable de patrimonio neto, existiría una situación de patrimonio neto negativo y un evidente desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad. Por tanto, la sociedad GENIA DAVINCI, atendiendo a lo que indica el apartado relativo a su patrimonio neto, se encontraría incurso 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, GENIA DAVINCI ha aportado un contrato de un préstamo participativo con la sociedad SV20 IBÉRICA de fecha 8 de julio de 2020 por un importe de 140.000 euros —100.000 € en la fecha de firma del contrato, 30.000 € transferidos el 15 de julio y 10.000 € el 29 de julio—, préstamo otorgado entre el 29 de julio de 2020 y el 29 de julio de 2021, prorrogable automáticamente por periodos de un año, salvo voluntad en contrario de las partes, y que será abonado al prestamista con un interés variable de un 3% de los resultados obtenidos por el prestatario en cada uno de sus ejercicios sociales cerrados durante la vigencia del contrato, con el límite de que dicho importe no exceda del 5% del capital del préstamo. 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.*»

Como se ha indicado anteriormente, mediante escritura de fecha 15 de octubre de 2018, la entidad mercantil SV20 IBÉRICA adquiere el pleno dominio de 1.650 participaciones sociales de la entidad mercantil GENIA DAVINCI, representativas del 55% del capital social de la misma

SV20 IBÉRICA, socio mayoritario de GENIA DAVINCI, es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española cuyas Cuentas Anuales para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, depositadas en el Registro Mercantil de Valencia en fecha 22 de junio de 2020, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que SV20 IBÉRICA tiene una situación de patrimonial negativa y un desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas recurrentes. Por tanto, tal y como se indicó anteriormente, la sociedad SV20 IBÉRICA se encontraría incurso en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital. En la Memoria de la sociedad correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2019 se reconoce tal situación de desequilibrio patrimonial y se pone de manifiesto que se trata de un hecho

excepcional conocido por el Consejo de Administración que tiene la intención de restablecer el equilibrio patrimonial de la sociedad a la mayor brevedad posible. Como consecuencia, con fecha 7 de julio de 2020, se ha suscrito un contrato de préstamo participativo entre SOLAR 2.0 S.R.L. (socio único de SV20 IBÉRICA) y SV20 IBÉRICA por un importe de 45.000 euros, por un plazo hasta el 1 de julio de 2021, prorrogable automáticamente por periodos sucesivos de un año previo acuerdo entre las partes, y que será abonado al prestamista con un interés variable de un 3% de los resultados obtenidos por el prestatario en cada uno de sus ejercicios sociales cerrados durante la vigencia del contrato, con el límite de que dicho importe no exceda del 5% del capital del préstamo. Por tanto, sería de aplicación lo previsto en el mencionado artículo 20.d) del Real Decreto-ley 7/1996, según el cual estos préstamos participativos se considerarán patrimonio neto, de forma que éste resulta reequilibrado.

A 31 de diciembre de 2019, la Sociedad tiene un capital social de 3.500 euros, totalmente suscrito y desembolsado, representado por 3.500 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. El accionista único de la Sociedad, tal y como se ha indicado, es SOLAR 2.0 S.R.L., sociedad participada en un 100% por la empresa SOLAR VENTURES S.R.L, que a su vez está participada en un 80% por la empresa matriz del Grupo AME, AME VENTURES S.R.L.

Por tanto, en la actualidad, GENIA DAVINCI forma parte del Grupo AME. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de GENIA DAVINCI en función de los resultados dicho Grupo al que, finalmente, pertenece. Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo AME<sup>33</sup> correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**

**[Fin Confidencial]**

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2019, el Grupo AME cuenta con un patrimonio neto equilibrado, con un capital social de 100.000 euros y con unos importantes beneficios anuales.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, GENIA DAVINCI, 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 Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de GENIA DAVINCI, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa —solventada en 2020— como por su pertenencia al Grupo AME.

---

<sup>33</sup> El promotor de la PSF VALLE SOLAR ha adjuntado el '*Bilancio Consolidato al 31/12/2019*'. Aquí se presenta una adaptación del mismo a la normativa contable española.

## **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 SPV GENIA DAVINCI, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica VALLE SOLAR de 300 MW y su infraestructura de evacuación, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

## **ANEXO I: Contenido del Anteproyecto**<sup>34</sup>

### **1. Características generales**

GENIA DAVINCI S.L plantea el desarrollo e implantación de la PSF VALLE SOLAR de 300 MW de potencia instalada y de la infraestructura eléctrica necesaria para la evacuación de la energía en la subestación existente Ayora 400 kV, propiedad de REE, en los términos municipales de Jarafuel, Zarra, Teresa de Cofrentes y Ayora, todos ellos en la provincia de Valencia.

En el proyecto se incluyen una serie de instalaciones de evacuación compartida:

- Subestación SE1-Colectora Ayora.
- Línea de conexión desde la SE1- Colectora Ayora hasta la SE-Ayora 400 kV propiedad de REE
- Línea de conexión desde la SE1- Colectora Ayora hasta la SE2-Valle Solar.
- Subestación SE2-Valle Solar.

La potencia nominal de la planta fotovoltaica es de 250 MW<sub>ac</sub> y la potencia máxima es de 300 MW<sub>dc</sub>.

La planta se acometerá en dos fases: una primera fase de 218 MW<sub>dc</sub> para la que ya se cuenta con Informe de Viabilidad de Acceso y una segunda fase de 82 MW<sub>dc</sub> para la que se está tramitando el proceso de acceso y conexión

Por tanto, la ejecución global del proyecto supone el desarrollo de los siguientes Anteproyectos, que deberán de ser tramitados conjuntamente como un único expediente:

- Anteproyecto de planta PSF VALLE SOLAR de 300 MW.
- Anteproyecto de subestación eléctrica a 30/132/400 kV, 350 MVA SE2-Valle Solar.
- Anteproyecto de línea aérea de transporte de energía eléctrica a 400 kV simple circuito desde SE2-Valle Solar hasta SE1-Colectora Ayora.
- Anteproyecto de subestación SE1-Colectora Ayora para apertura nueva posición de evacuación de energía eléctrica de parques fotovoltaicos.
- Anteproyecto de línea aérea de transporte de energía eléctrica a 400 kV simple circuito conexión entre SE1-Colectora Ayora, nueva posición Ayora Renovables, con SE-Ayora 400 kV propiedad de REE.

---

<sup>34</sup> Anteproyectos visados por el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Valencia (COGITI Valencia) fechados en junio y julio de 2019.



## 1. Anteproyecto de planta PSF VALLE SOLAR de 300 MW

El objeto del anteproyecto es la definición básica del Proyecto de generación eléctrica a través de una instalación fotovoltaica para la conexión a red en la SE Ayora, en los términos municipales de Jarafuel y Zarra (Valencia).

La PSF VALLE SOLAR estará situada en el Valle de Ayora-Cofrentes, perteneciente a la provincia de Valencia, en la Comunidad Valenciana, con acceso desde caminos públicos existentes y por caminos privados de nueva construcción, tomando siempre como punto de partida la carretera CV-441, que discurre paralela al parque en toda su longitud.

Los principales equipos de la instalación son:

- Módulos fotovoltaicos de 72 células, policristalinos y 360 Wp cada uno y 1.500 V.
- Inversores: Los propuestos son inversores *string* de 100 kW de máxima tensión de trabajo 1500 V<sub>dc</sub> y salida a 800 V<sub>ac</sub>, de forma que cada uno de ellos suministre una potencia máxima de salida de 100 kW. En la planta habrá un total de 2.500 inversores.
- Centros de Transformación (CT's): Estarán formados por un transformador interior en éster vegetal con voltajes 0,8 V/30 kV con una potencia de diseño variable en función de la zona y comprendida entre 2.000 y 2.500 kVA y un conjunto de celdas en SF<sub>6</sub> con una configuración a determinar para cada zona, siendo las más habituales 2L+P o 3L+P. En cada uno de los CT's se instalará un transformador de servicios auxiliares de 5 kVA para los consumos auxiliares del centro. La planta tendrá un total de 114 CT's.

La unión de los transformadores de 30 kV dispersos en el parque fotovoltaico se interconectará en la subestación SE2-Valle Solar, mediante un cableado subterráneo a 30 kV, realizando agrupaciones de transformadores. Cada agrupación formará un circuito y estará protegida mediante una protección de cabecera.

En cuanto a la configuración básica del parque, los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar y se unirán eléctricamente mediante series de 28 módulos. Dichos enseriados se conectarán cada 12 enseriados y 11 enseriados en inversores *string*. Cada dos inversores se conectarán en un cuadro de agrupación denominado cuadro de agrupación de Nivel I, que a su vez se conectará a un segundo cuadro de agrupación denominado cuadro de agrupación de Nivel II, los cuales que se conectarán al transformador elevador de 800 V a 30 kV. Posteriormente se unirán todos los transformadores del parque mediante líneas de media tensión con configuración en antena, que se unirán en la Subestación transformadora a 30/400 kV, la cual se conectará con la posición de REE en la SE Ayora.

Características técnicas del proyecto:

- Número total de módulos fotovoltaicos: 833.333

- Número total de seguidores: 14.881
- Número de hincados para suportación del seguidor: 74.405 unidades
- Potencia unitaria de los módulos fotovoltaicos: 360 Wp
- Potencia pico de la instalación: 300 MWp
- Número total de inversores: 2.500 unidades
- Potencia unitaria de los inversores: 100 kW nominal
- Potencia nominal total de los inversores: 250.200 kW
- Número total de transformadores: 114 (113 x 2.500 kVA + 1 x 2.000 kVA)
- Potencia unitaria de los transformadores: Entre 2.000 y 2.500 kVA
- Potencia total de los transformadores: 284,5 MVA
- Subestación a 30 kV/400 kV: 1 unidad

Desglose de superficies utilizadas:

- Parcelas catastrales utilizadas: 856,843 ha
- Superficie vallada: 544,616 ha
- Superficie protegida: 312,227 ha
- Superficie de viales internos: 17,495 ha
- Superficie paneles: 165,33 ha
- Superficies centros de transformación: 0,41 ha
- Superficie subestación: 1,7 ha

### 1.1. Power block

Esta unidad tipo define la configuración general de la planta en su totalidad, dado que determina los componentes de generación y su integración.

El esquema de conexión es el siguiente:

- Los módulos fotovoltaicos se enserian entre sí mediante series de 28 módulos.
- Dichas series se conectan en los inversores *strings*, conectando hasta un máximo de 12 series en cada inversor.
- Los inversores se conectan a un transformador elevador 0,8/30 kV, pudiendo conectar hasta un máximo de 22 inversores por cada transformador.
- Los inversores se conectan en serie mediante una línea de alta tensión interior al parque, pudiendo conectar hasta un máximo de 7 centros en una misma línea.
- Todas las líneas se conectarán directamente a la subestación.

### 1.2. Paneles fotovoltaicos

Las características del módulo fotovoltaico elegido son las siguientes:

a) Características principales:

- Modelo: CS3U-360P 1500V HE
  - Fabricante: Canadian Solar Inc.
  - Tecnología: Si-poly
  - Máxima tensión: 1.500 V
- b) Standard test conditions (STC):
- Potencia máxima: 360 W
  - Eficiencia: 18,18 %
  - Tensión MPP<sup>35</sup>: 39,3 V
  - Corriente MPP: 9,18 A
  - Tensión a circuito abierto: 47V
  - Corriente de cortocircuito: 9,67 A
- c) Coeficientes de temperatura:
- Coeficiente de potencia: -0,370 %/°C
  - Coeficiente de tensión: -0,289 %/°C
  - Coeficiente de corriente: 0,050 %/°C
- d) Características mecánicas:
- Largo: 2.000,0 mm
  - Ancho 992,0 mm
  - Grosor: 0,0 mm
  - Peso: 22,5 kg

### 1.3. Seguidor de un eje N-S

Los módulos solares fotovoltaicos se montarán en seguidores solares de un eje orientados Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una estructura fijada al suelo. Estos seguidores de un eje están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico y cuentan con un sistema de seguimiento que consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día.

Las principales características de estos seguidores son las siguientes:

- Modelo: ML 2x28V55
- Fabricante: Axial
- Tecnología: *Single-row*
- Configuración: 2V
- Ángulos límite de seguimiento: +55 / -55 °
- Número de módulos por fila: 56 módulos (máximo 56 módulos)

---

<sup>35</sup> *Maximum Power Point* o punto de máxima potencia.

- Distancia entre filas: 10 metros

El seguidor está compuesto por 56 paneles cuyas dimensiones son 1.956x992x40 mm, dispuestos en posición vertical en dos filas de 28 paneles cada uno y cuenta con un grado de libertad de giro horizontal que permite orientar a los módulos en las direcciones este-oeste en un rango de  $\pm 55^\circ$  de inclinación.

Para la cimentación se ha optado por una cimentación mediante perfiles hincados directamente al terreno. Se realizarán los ensayos in situ necesarios para determinar la profundidad de hincado en función de las necesidades de la estructura.

El seguidor seleccionado necesita 5 pilares de soporte que se hincarán en el terreno, por lo que, con un número total de 14.898 seguidores se necesitarán un total de 74.490 hincados.

#### **1.4. Inversor de *strings***

El inversor está compuesto por los siguientes elementos:

- Una o varias etapas de conversión de energía de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), cada una equipada con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que variará la tensión del campo DC para maximizar la producción en función de las condiciones de operación.
- Componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, protección anti-isla, comportamiento contra brechas de tensión, etc., además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.

Las principales características del inversor seleccionado son las siguientes:

##### a) Características principales:

- Modelo: SUN2000-100KTL-H1
- Tipo: STRING
- Fabricante: Huawei Technologies
- Máxima eficiencia de conversión de DC a AC: 99,00 %

##### b) Entrada (DC):

- Rango búsqueda MPPT: 600 - 1.500 V
- Tensión máxima de entrada: 1.500 V

##### c) Salida (AC):

- Potencia nominal a 50 °C: 100,0 kW
- Tensión de salida: 800 V
- Frecuencia de salida: 50 Hz

## 1.5. Transformador

El transformador de potencia eleva la tensión de la salida de AC del inversor para lograr una transmisión de mayor eficiencia en las líneas de media tensión de la planta fotovoltaica. Para este proyecto se han seleccionado transformadores con dieléctrico líquido de éster natural (éster vegetal), tipo MIDEL 7131/eN o similar, que es un fluido de transformador ignífugo y ecológico, no habiendo contemplado en ningún momento la opción de usar aceites minerales. Sus principales características son las siguientes:

- Potencia nominal: 2.500 kVA
- Relación de transformación: 0,8/30,0 kV
- Cambiador de tomas: 2.5%, 5%, 7.5%, 10%
- Inductancia de corto circuito ( $X_{cc}$ ): 6%
- Tipo: Sellado herméticamente
- Inducción (Tesla): 1,46
- Temperatura ambiente máx. (°C): 50
- Altitud máx. (metros sobre el nivel del mar): 1.000
- Refrigeración: KNAN<sup>36</sup>
- Tipo dieléctrico: ÉSTER VEGETAL

### PRIMARIO:

- Tipo de bobinado: ALUMINIO
- Voltaje PRIMARIO (V): 30000 + / - 2,5% + / - 5%
- Conexión: TRIÁNGULO
- Nivel de aislamiento (kV): 36-70-170
- N° de aisladores: 3
- Clase térmica: A
- Temperatura alcanzada en bobinados C.M.R. (K): 55

### SECUNDARIO:

- Tipo de bobinado: ALUMINIO
- Voltaje SECUNDARIO (V): 800
- Conexión: ESTRELLA CON NEUTRO
- Nivel de aislamiento (kV): 1,1-3
- N° de aisladores: 3+1NS
- Clase térmica: A
- Temperatura alcanzada en bobinados C.M.R. (K): 55
- Pérdida en vacío (W): 2.015
- Intensidad en vacío (%): 0,090
- Pérdida de carga en 75°C (W): 24.200

---

<sup>36</sup> Líquidos aislantes con un punto de inflamación superior a los 300 °C y Aire Natural.



- Grupo vectorial: Dyn5
- Impedancia de corto circuito en 75°C (%): 6
- Peso total (kg): 6.100
- Peso aceite (kg): 1.300
- Longitud (mm): 2.450
- Ancho (mm): 1.400
- Altura (mm): 1.900
- Distancia entre ruedas (mm): 1.070 X 1.070
- Ruedas orientables: 4
- Válvula drenaje de aceite: 1
- Casquillo H.V tipo *elastimold C*: 3
- Casquillo L.V. tipo brida F: 3+1NS
- Tensiones de elevación: 4
- Tapón de llenado: 1
- Termómetro dial con dos contactos: 1
- Terminales de tierra: 2
- Cambiador de tomas sin carga: 1
- Placas de características: 1
- Cabrestantes de elevación: 4
- Pantalla de tierra entre bobinados HV y LV: 1
- Pintura Epoxi para exteriores: RAL 7033

### **1.6. Centro de transformación (CT)**

Los CT's son edificios o contenedores interiores que alojarán los transformadores. Se ha reservado un área de 8 x 4,5 metros para cada transformador.

El Centro de Transformación seleccionado para este proyecto será el tipo CT Prefabricado PFU de Ormazabal, que es un centro de superficie de maniobra interior y utilización en redes de distribución eléctrica en Media Tensión (MT) hasta 36 kV, pudiendo contener transformadores de 2.500 kVA con ventilación forzada.

Este CT está diseñado según norma UNE-EN 62271-202 y la reglamentación vigente. Se compone de dos elementos principales:

- Equipo eléctrico interior
- Edificio prefabricado de hormigón

El CT se suministrará con interruptores de media tensión que incluyen una unidad de protección de transformador, una unidad de alimentación directa de entrada, una unidad de alimentación directa de salida y las placas eléctricas.

En particular, para el primer CT de cada línea de MT, la unidad de entrada directa no se instalará.

Las características principales del centro de transformación predeterminado son las siguientes:

- Potencia máxima: 2.500 kVA
- Número de inversores: 22
- Número de transformadores: 1
- Relación de transformación: 0,8/30,0 kV
- Servicio: Interior

### 1.7. Diseño del cableado eléctrico

El objetivo al calcular las características del cableado eléctrico es minimizar las longitudes y secciones del cableado eléctrico. Las secciones se han seleccionando de acuerdo con la norma IEC 60502-2.

Para calcular la sección del cable se ha considerado la caída de tensión, la capacidad de carga de corriente y la corriente de cortocircuito. La caída de tensión máxima permitida es del 1,5% para el lado de DC y 0,5% para los cables de AC de la red de MT.

a) Cableado para instalar entre los *strings* y los inversores

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
4 mm <sup>2</sup>	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
10 mm <sup>2</sup>	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras

El conductor a instalar será de grado solar con las siguientes características o similares:

- CABLE SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC
- Conductor: Conductor estañado cobre clase 5 para servicio móvil (-F)
- Aislación: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
- Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
- Cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua (CC).
- Norma Constructiva: AENOR EA 0038 TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.
- Normativa Nacional / Europea: UNE-EN 60332-1-2, UNE-EN 50226-2-4, UNE-EN 50267, UNE EN 61034-2, IEC 60332-1-2, IEC 60332-3-24, IEC 60754, IEC 61034-2.

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones, con las siguientes características:

- Servicio móvil.
- Alta seguridad. Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.
- Resistencia a la intemperie.
- Trabajo a muy baja temperatura (-40°C)
- Resistencia a la abrasión, el desgarrado y los aceites y grasas industriales.
- Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una vida útil de 30 años.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas

b) Cableado para instalar entre los inversores y los cuadros de AC

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
70 mm <sup>2</sup>	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
95 mm <sup>2</sup>	Al	XLPE	Enterrada en zanjas

- Tipo: HarmOHny All Ground (o similar)
- Designación genérica: XZ1 Al 0,6/1 kV 1xS mm<sup>2</sup> Al
- Normativa: IEC 60502-1, IEC 60332-1-2, IEC 60754-1, IEC 60754-2
- N° de conductores: 1
- Secciones: Desde 70 hasta 95 mm<sup>2</sup>
- Clase de conductor: Aluminio, clase 2 según IEC 60228
- Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE
- Cubierta exterior: Poliefina termoplástica libre de halógenos, tipo ST7
- Color de la cubierta: Negro
- Tensión nominal: U<sub>o</sub>/U = 0,6/1 kV
- Temperatura máxima de servicio: 90 °C en el conductor
- Temperatura máxima de cortocircuito: 250 °C en el conductor
- Temperatura mínima para el tendido: -40 °C

c) Cableado para instalar entre los cuadros de AC y el transformador

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
5 x 240 mm <sup>2</sup>	Al	XLPE	En bandeja

- Designación genérica: RV 0,6/1 1xS mm<sup>2</sup> K Cu UNE 21123
- N° de conductores: 1
- Secciones: 240 mm<sup>2</sup>
- Clase de conductor: 1 ó 2, de Cu s/UNE 21-022
- Aislamiento tipo R: XLPE, tipo DIX3 según HD 603-1
- Cubierta de tipo V: PVC, tipo DMV-18 según HD 603-1

- Color de aislamiento: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro
- Color de la cubierta: Negro
- Norma básica: UNE 21-123 (Aislamiento seco)
- Normas de ensayo:
  - ⇒ No propagación de la llama: UNE EN 50265-2-1; IEC 60332-1; NFC 32070-C2
  - ⇒ No propagación de incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3
  - ⇒ Emisión de halógenos UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión CIH < 14%.
- Tensión nominal:  $U_0/U = 0,6/1$  kV
- Tensión de ensayo: 3,5 kV 5 minutos, s/UNE 21-123, secc 3
- Temperatura máxima de servicio: 90°C en el conductor
- Temperatura máxima de cortocircuito: 250°C en el conductor
- Temperatura mínima para el tendido: 10°C

d) Cableado para instalar entre los CT's y la subestación

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
630 mm <sup>2</sup>	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
120 mm <sup>2</sup>	Al	XLPE	Enterrada en zanjas

El conductor subterráneo de media tensión a emplear en el interior de la instalación será de las siguientes características:

- Tipo: Unipolar aluminio
- Denominación: XLPE
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta: Poliolefina termoplástico
- Pantalla Eléctrica: Cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta
- Nº de conductores: 3 Cables Unipolares
- Tensión de aislamiento: 12/30 kV
- Diámetro exterior: 36 mm
- Peso: 1.430 kg/km
- Temperatura máxima admisible: 90 °C
- Reactancia inductiva por fase:  $X = 0,106 \Omega/\text{km}$

### 1.8. Dispositivos de protección de los cuadros eléctricos de Baja Tensión

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos, se entregarán en obra sin ningún defecto, estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos como norma.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. En las instalaciones se diferencian:

- Protección generación Cuadros AC: Cuadros de agrupación de cuadros de nivel I, previo a la conexión conjunta en cada uno de los centros de transformación.
- Cuadros de protección servicios auxiliares: Todos los servicios auxiliares que existen en la planta fotovoltaica tendrán de sus correspondientes cuadros de protección.

Los dispositivos de protección deberán poder soportar la influencia de los agentes exteriores a que estén sometidos, presentando el grado de protección que les corresponda de acuerdo con sus condiciones de instalación.

Los interruptores automáticos serán los apropiados a los circuitos a proteger, respondiendo en su funcionamiento a las curvas intensidad-tiempo adecuadas. Deberán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocadas, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomar una posición intermedia entre las correspondientes a las de apertura y cierre. Cuando se utilicen para la protección contra cortocircuitos, su capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación, salvo que vayan asociados con fusibles adecuados que cumplan este requisito y que sean de características coordinadas con las del interruptor automático.

Los interruptores diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación. De lo contrario, deberán estar protegidos por fusibles de características adecuadas.

- a) Protección contra sobreintensidades: Los conductores activos deben estar protegidos por uno o varios dispositivos de corte automático contra las sobrecargas y contra los cortocircuitos. Excepto los conductores de protección, todos los conductores que forman parte de un circuito, incluido el conductor neutro en los sistemas de alimentación de servicios auxiliares, estarán protegidos contra las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos).
- b) Protección contra sobrecargas: Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones. El límite de intensidad de corriente admisible en un



conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado. Como dispositivos de protección contra sobrecargas serán utilizados los interruptores automáticos con curva térmica de corte y fusibles.

- c) Protección contra cortocircuitos: Deben preverse dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes de que esta pueda resultar peligrosa debido a los efectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación. Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los interruptores automáticos con sistema de corte electromagnético y fusibles.
- d) Protección contra contactos directos e indirectos: Seguirán las indicaciones detalladas en la Instrucción ITC BT 24<sup>37</sup> y en la Norma UNE 20.460 -4-41<sup>38</sup>. La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos, por lo que se llevará a cabo protección por aislamiento de las partes activas y por medio de barreras o envolventes. Además habrá una protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual para servicios auxiliares, y se utilizará el método de protección contra contactos indirectos por corte de la alimentación en caso de fallo, mediante el uso de interruptores diferenciales para servicios auxiliares. La corriente a tierra producida por un solo defecto franco debe hacer actuar el dispositivo de corte en un tiempo no superior a un segundo.
- e) Cuadros de protección AC: Previo a la entrada de cada uno de los transformadores se instalarán cuadros de agrupación AC, que tendrán un máximo de 22 entradas con fusibles de 100 A. A cada una de las entradas se conectará un inversor. En dichos cuadros se instalará un transformador de servicios auxiliares 800/230 V de 5 kVA, capaz de dar suministro a los consumos locales de cada uno de los transformadores. Paralelamente al transformador de servicios auxiliares se instalará un analizador de redes modelo EKIP UP de la marca ABB que se conectará al sistema SCADA de la planta, de forma que se podrá monitorizar el estado de cada uno de dichos cuadros.

## 1.9. Protecciones en MT

Se utilizarán dos tipos de protecciones, directas e indirectas (relé de máxima y de mínima tensión, relé de máxima tensión homopolar, relé de sobreintensidad, relé de máxima y mínima frecuencia, relé de salto vector, relé de reenganche y

---

<sup>37</sup> Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.

<sup>38</sup> Instalaciones eléctricas en edificios. Protección para garantizar la seguridad. Protección contra los choques eléctricos.

bloqueo automático). Las protecciones directas serán módulos magnetotérmicos o de protección por fusibles en el caso de las instalaciones de Baja Tensión en corriente continua y corriente alterna, e instaladas en las salidas de líneas, tanto de protección de paneles fotovoltaicos como instalaciones de Servicios Auxiliares.

Entre los tipos de protección indirecta se han de establecer dos niveles, las autoalimentadas y las que necesitan de módulos adicionales de alimentación en corriente continua.

El esquema básico de protección que ha de cumplir la planta es en primer lugar interno, con disipación de faltas en la propia instalación en el mínimo plazo posible, partiendo desde el lado de generación y con selectividad.

Los relés estarán agrupados en la celda que protegen o en su defecto en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación. La disposición mecánica permitirá el precintado de los elementos de ajuste de los relés.

Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso.

Los circuitos de disparo de los relés actuarán directamente sobre el interruptor de interconexión sin pasar a través de relés o elementos auxiliares.

Se deberá cuidar especialmente la fiabilidad y seguridad de la alimentación del sistema de protección. En este sentido se instalará un dispositivo que garantice la energía de reserva para la actuación de las protecciones y disparo de interruptor en el caso de fallo de la alimentación principal.

Falta a tierra en lado de Baja Tensión: Partiendo desde el lado de BT:

1. En caso de falta en una de las líneas de alimentación a paneles fotovoltaicos, se producirá fusión de fusibles asociados.
2. A continuación, en caso de fallo de interruptor se procederá a la fusión de los fusibles de línea concentradora de paneles fotovoltaicos.
3. En caso de fallo de este segundo sistema, la protección propia del inversor (indirecta) procederá a la desconexión de las dos redes, tanto de corriente continua como de alterna.
4. Disparo del interruptor magnetotérmico de corriente alterna de salida de transformador de potencia.

En caso de fallo de protecciones de Baja Tensión, actuarán:

1. Sobreintensidad en celda de protección de transformador en lado de Media Tensión.
2. Sobreintensidad direccional en protección de línea asociada al centro de transformación.

3. Sobreintensidad en protección de línea asociada al centro de transformación.
4. Sobreintensidad direccional en protección de barras asociada al centro de transformación.
5. Sobreintensidad en protección de barras asociada al centro de transformación.
6. Sobreintensidad direccional en protección general de instalación de evacuación.
7. Sobreintensidad en protección general de instalación de evacuación.

Falta a tierra en Líneas MT de interconexión:

1. Disparo inmediato de protección de línea de interconexión asociada por módulo de detección de máxima tensión homopolar.
2. Sobreintensidad direccional en protección de línea asociada a línea en falta.
3. Sobreintensidad en protección de línea asociada a línea en falta.
4. Sobreintensidad direccional en línea asociada a línea en falta.
5. Sobreintensidad en protección de barras asociada a línea en falta.
6. Sobreintensidad direccional en protección general de instalación de evacuación.
7. Sobreintensidad en protección general de instalación de evacuación.

Las funciones de protección empleadas serán, como mínimo —ampliables según necesidades creadas en la ingeniería de detalle— las siguientes:

- a) Celdas Centro de Reparto en la Subestación: Se recomienda que las protecciones empleadas en el Centro de Reparto sean de tipo integrado, permitiendo tanto funciones de protección como de operación y medida, permitiendo además una absoluta conectividad con el sistema de operación y control (o SCADA en su caso). A tal efecto, la alimentación será realizada mediante armario rectificador con batería de Níquel-Cadmio ubicado en la propia sala de subestación
- b) Celdas Centros de Transformación: Se recomienda que las protecciones de los Centros de Transformación sean de tipo autónomo, siempre y cuando permitan operación remota desde el Centro de Reparto. En caso contrario, se han de utilizar protecciones de tipo integrado y baterías que permitan la alimentación ininterrumpida de las protecciones.

### **1.10. Puesta a tierra (PAT)**

En este proyecto se ha optado por un esquema de protección contra contactos indirectos en IT, debido a que este esquema permite el funcionamiento de la instalación (continuando la generación) en caso de un único fallo (denominado “primer defecto”) que es de intensidad muy débil. El segundo defecto, en caso de que ocurra, tiene como resultado un cortocircuito a través de la tierra o de los conductores de conexión PE.

La red de PAT está dimensionada en forma de malla de tal forma que asegure el funcionamiento de las protecciones y mitigue una posible corriente de defecto. Con la malla definida y la corriente de 8 kA homopolar calculada debido a un fallo en el secundario del transformador de la subestación, se obtiene una tensión máxima aplicada en la malla de 38,5 V. Para reducir la tensión de contacto aplicada a 24 V se instalaría una reactancia limitadora de corriente de 500 A en el neutro del secundario en la subestación.

Para asegurar la puesta a tierra de los centros de transformación, el diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se ha realizado basándose en las configuraciones tipo según el método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, como si fueran a ser tierras independientes, hasta confirmar que estará completamente protegido, y luego se hará una tierra conjunta de manera que se conecte a la tierra general

### **1.11. Sistema de comunicaciones**

La PSF VALLE SOLAR dispondrá de una central de operación donde se visualizarán los parámetros de generación, la potencia inyectada, los estados y alarmas, las condiciones meteorológicas, la visualización de las cámaras de seguridad y la posición de los seguidores.

En el sistema de comunicaciones de Huawei, el primer elemento es el inversor A, que permite su conexión o desconexión de forma remota, así como el ajuste de su factor de potencia de -0,8 a +0,8. Este inversor admite RS-485 y conexión de USB o Bluetooth para descargar sus datos. Además, se usará un sistema de comunicación por PLC. El protocolo de comunicación será MODBUS RTU.

Dentro de los inversores está el denominado PLC STA, que es el esclavo de un sistema maestro, esclavo comandado por el PLC CCO situado en el CT del *PowerBlock*. Por tanto, de los inversores se enviará la información por el cable de evacuación de energía hasta el centro de transformación. Allí el PLC CCO se conecta al *Smart Logger (datalogger)* para volcar los datos de los inversores. Este sistema cuenta con las restricciones de que la distancia máxima entre PLC STA y PLC CCO debe ser menos de 1.000 metros y cada *Smart Logger* puede controlar un máximo de 80 inversores.

El *Smart Logger* es un registrador de datos (*datalogger*) dedicado a la monitorización y la gestión de sistemas de generación fotovoltaica. Reúne todos los puertos, convierte protocolos, recoge y almacena datos, centraliza la monitorización y mantiene el sistema fotovoltaico. Puede interactuar con otros aparatos de otros fabricantes, tales como inversores, dispositivos de monitorización, y *smart meters* que usan el protocolo Modbu.

El *Smart Logger* permite a los usuarios visualizar información acerca del uso del sistema, inversores, dispositivos, alarmas y parámetros de configuración. Permite además operar la planta fotovoltaica en tiempo real, para lo cual se

conectarán también al *Smart Logger* (con cable RS485) la estación meteorológica, las Exobox de los motores y el centro de medidas de potencia del transformador.

### **1.12. Edificio multifunción de comunicaciones**

Para las funciones de control y comunicaciones se habilitará una parte del edificio situado en la subestación. En este edificio se albergarán los equipos de monitorización del sistema Scada y, además, servirá de oficinas de control del parque. En el tejado se instalarán las diferentes antenas Wifi, GSM, satélite y equipos meteorológicos para la correcta monitorización de la instalación fotovoltaica.

### **1.13. Vallado**

El vallado será del tipo cinagético, respetando la fauna del lugar, con malla anudada rectangular de alambre galvanizado y de densidad progresiva o con malla de simple torsión. Los postes de tensión serán de acero galvanizado, instalados cada seis metros. El vallado tendrá una altura de dos metros desde el suelo. Los postes metálicos se soportan mediante zapatas aisladas de hormigón de dimensiones 0,4 x 0,4 x 0,4. Se instalarán pasos de fauna para favorecer la libre circulación de la fauna del lugar. Se deberá señalizar el vallado del cerramiento de la planta para atenuar el riesgo de colisión de aves, con una señal grisácea de 20 x 20 cm de lado, colocada a 1,75 metros de altura, una por cada vano de la alambrada.

El vallado en ningún caso interferirá en la zona de servidumbre de los arroyos, estará instalado en la zona de policía. A partir de un estudio hidrológico de los arroyos que están afectados por la planta se ha obtenido la delimitación del cauce de los mismos, por lo que el vallado se ha instalado a, como mínimo, cinco metros de la zona de servidumbre del cauce de los arroyos.

### **1.14. Obras civiles**

Algunos de los parámetros considerados para las obras civiles requeridas para construir la planta fotovoltaica se son las siguientes:

Distancia entre filas	10.0 m
Distancia entre filas consecutivas	0.7 m
Ancho de camino	4.0 m
Sección máxima de zanjas BT	0.7 m <sup>2</sup>
Sección máxima de zanjas MT	3.0 m <sup>2</sup>

a) Viales: La ejecución del vial se hace mediante un cajado de 15 cm, se instala geotextil Terran100 o similar con rollo de 4 metros de ancho y se rellena de piedra caliza limpia de 40/75 mm sobre una capa de grava hasta rellenar 30 cm. Por último, se instala una capa de 10 mm de piedra caliza machacada de 0/40 mm, quedando con una pendiente de firme transversal

equidistante desde el eje del vial hasta los laterales del 1%. Todos los materiales granulares son clasificados y la colocación y compactación se hace de acuerdo con las especificaciones técnicas generales para construcción de carreteras.

- b) Cruzamientos: Los cruzamientos de arroyos tipo 'Puente' utilizan un prefabricado de hormigón que canaliza el agua en caso de una crecida por una tubería hasta un diámetro de 0,8 metros que irá protegida con una malla de 20 cm de acero con redondo de 12 mm recubierta por zahorras naturales. Los cruzamientos de arroyos tipo 'Badén' utilizarán también un mallazo de 20 cm con redondo de 12 mm y se diseñan con una pendiente de 5° a ambos lados del eje del arroyo. En ambos casos el cable eléctrico cruzará a un metro por debajo de la canalización mediante tubería de PVC. Para todos los cruzamientos se contará con la preceptiva autorización de la Confederación Hidrográfica del Júcar.

## **2. Anteproyecto de subestación eléctrica a 30/132/400 kV SE2-Valle Solar**

El objeto del Anteproyecto es la definición de una nueva subestación eléctrica transformadora a 30/132/400 kV, a construir en el interior de la PSF VALLE SOLAR, a ejecutar en el término municipal de Zarra. Dicha subestación tendrá como finalidad principal la evacuación de energía desde la mencionada PSF VALLE SOLAR, la fotovoltaica El Águila y la fotovoltaica Ayora.

Desde la PSF VALLE SOLAR saldrán 18 líneas de 30 kV de evacuación de la planta que llegarán a celdas de 30 kV situadas en el nuevo edificio a construir en la subestación. Dichas celdas irán unidas a través de barras para evacuar a dos celdas de transformador, que se conectarán mediante cable de potencia de aluminio tipo HEPRZ1 +H25 26/45 kV de sección suficiente, hasta el transformador a 30 /400 kV de 250 MW.

Asimismo, desde las plantas de generación fotovoltaica El Águila y Ayora llegan sendas líneas de Alta Tensión de 132 kV, cada línea conecta con su correspondiente transformador a 132/400 kV de 150 MW.

Los tres transformadores se unirán con una simple barra de 400 kV hasta salir por la línea de Alta Tensión de 400 kV.

Se dispondrá un parque de intemperie de 400 kV con dos posiciones de línea/transformador, una posición de línea en configuración de simple barra para la evacuación de la energía y una posición de transformador a 30/400 kV. Desde la subestación se construirá una línea a 400 kV con trazado en aéreo para conectar en su tramo final de forma subterránea con la Subestación Eléctrica denominada SE Ayora 400 kV, propiedad de REE.



Por tanto, el objeto de esta subestación es la interconexión de tres líneas provenientes de tres parques fotovoltaicos: Valle Solar, GR El Águila y Fotovoltaica Ayora.

### **2.1. Esquema de 400 kV**

Para la tensión de 400 kV se ha optado por un sistema de simple barra, constituido por las siguientes posiciones:

- Posición de Línea de Evacuación de 400 kV
- Posición de transformador de 30/400 kV de 250 MW
- Dos posiciones de transformador de 132/400 kV de 150 MW cada uno

### **2.2. Aparellaje de 400kV**

El aparellaje con el que se equipa la posición de línea de evacuación será el siguiente:

- Tres pararrayos auto valvulares.
- Un interruptor automático tripolar de corte de SF<sub>6</sub>.
- Un seccionadores giratorios, equipado con cuchillas de puesta a tierra del lado de la línea.
- Dos transformadores de tensión.
- Un transformador de intensidad.

El aparellaje con el que se equipa la posición de los transformadores será el siguiente:

- Tres pararrayos auto valvulares.
- Tres transformadores de intensidad.
- Tres transformadores de tensión
- Tres seccionador trifásico giratorio, equipados con cuchillas de puesta a tierra del lado de línea.
- Tres interruptores automáticos tripolares de corte en SF<sub>6</sub>.
- Un transformador de potencia de 30/400 kV 300MVA.
- Dos transformadores de potencia de 132/400 de 150 MVA.

### **2.3. Esquema de 132 kV**

Para la tensión de 132 kV se ha adoptado una configuración de simple barra con dos posiciones de línea de entrada de 132 kV.

### **2.4. Aparellaje de 132 kV**

El aparellaje de las líneas de entrada de 132 kV será el siguiente:

- Seis pararrayos auto valvulares.
- Dos interruptores automáticos tripolares de corte de SF<sub>6</sub>.

- Dos seccionadores giratorios, equipados con cuchillas de puesta a tierra del lado de la línea.
- Dos transformadores de intensidad.
- Dos transformadores de tensión.

## **2.5. Esquema de 30 kV**

En esta etapa se montan celdas normalizadas para 30 kV, bajo envolvente metálica, para la instalación en interior.

- 2 Celdas de alimentación a transformador de servicios auxiliares.
- 8 Celdas para salida de líneas.
- 3 Celdas de transformador de potencia T1, T2 y T3 (alimentación al embarrado).
- 3 Celdas de alimentación a batería de condensadores BC-1, BC-2 y BC-3.
- 1 Celda de medida.

## **2.6. Aparellaje de 30 kV**

Cada celda va debidamente equipada con el aparellaje necesario, según su función, así como de los equipos de medida y protecciones correspondientes. Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de interruptor automático más un seccionador, excepto los de servicios auxiliares, que lo hacen a través de seccionador y fusibles, y los de conexión al transformador de potencia que incorporan un seccionador de puesta a tierra.

## **2.7. Transformadores de servicios auxiliares**

Para alimentación de los servicios auxiliares se dispone de dos transformadores trifásicos de 250 kVA, relación  $20\pm 2 \times 2,5\%$  / 0,420 0,242 kV, que irán instalados en las celdas habilitadas al efecto en el interior del edificio de control. Estas celdas contarán con los equipos e instalaciones necesarios para la ventilación adecuada y actuación contra incendio.

## **2.8. Reactancia de puesta a tierra**

Para referir a tierra el sistema de 30 kV y dotar a las protecciones de una misma referencia de tensión para detectar faltas a tierra, se instalarán tres reactancias trifásicas que se conectarán en paralelo con los embarrados de 30 kV del transformador de potencia 30/400 kV y junto al mismo, a través de seccionador trifásico y su conexión se hará en zigzag.

## **2.9. Batería de condensadores**

Se instalarán tres baterías de condensadores en el parque de intemperie, que serán alimentadas desde sus correspondientes celdas de maniobra de 30 kV.

## 2.10. Pararrayos de MT

Se instalarán tres pararrayos autoválvulas unipolares de tensión nominal 30 kV situados lo más cerca posible de las bornas del transformador.

## 2.11. Otras instalaciones

Además de los circuitos y elementos principales descritos, también se ha reflejado en el esquema unifilar la instalación de sus correspondientes aparatos de medida, mando, control y protecciones necesarios para la adecuada explotación de la planta. Por sus características, estos aparatos son de instalación interior y, para su control y fácil maniobrabilidad, se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control de la subestación. Por un lado, los servicios auxiliares de corriente alterna y continua para explotación del parque, situados en una sala que comparten con los armarios de control y en una pequeña sala contigua a esta se colocarán los equipos de medida y tarificación. En otra sala se ubican las diferentes celdas de Media Tensión.

Para la tensión de corriente continua se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos rectificador-batería de 125 Vcc que funcionarán en paralelo alimentando cada uno todos los servicios (control, fuerza y protecciones de reserva). Estos equipos funcionan ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente.

Además, se instalará un equipo rectificador-batería de 48 Vcc destinado a la alimentación de los equipos de comunicaciones.

## 2.12. Aislamiento

Los materiales que se emplearán en esta instalación serán los adecuados y tendrán las características de aislamiento apropiadas a su función. Los niveles de aislamiento que se han adoptado, según el vigente reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, en su MIE-RAT 12<sup>39</sup>, tanto para los aparatos como para las distancias en el aire son:

- En 400 kV, que corresponden a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 420 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo que soporta 1.425 kV de cresta a impulso tipo rayo y 1.050 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.
- En 132 kV, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 145 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo que soporta 650 kV de cresta a impulso tipo rayo y 275 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

---

<sup>39</sup> Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación MIE RAT 12:"Aislamiento".

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

### **2.13. Intensidades de cortocircuito**

Los datos potencia de cortocircuito para el cálculo de la intensidad de cortocircuito tienen que ser suministrados por la propietaria de la línea con la que entronca la línea de evacuación a 400 kV de la PSF VALLE SOLAR, que es REE.

### **2.14. Estructura metálica**

Para el desarrollo y ejecución de la instalación proyectada, las estructuras metálicas y soportes de la apartamenta se construirán con perfiles de acero normalizados de alma llena y tendrán acabado galvanizado en caliente como protección contra la corrosión. Para el anclaje de estas estructuras se dispondrán cimentaciones adecuadas a los esfuerzos que han de soportar, construidas a base de hormigón y en las que quedarán embebidos los pernos de anclaje correspondientes. El hormigón se realizará en dos fases, la primera de asentamiento del cimientado y la segunda de anclaje de la propia estructura. Estas estructuras se completan con herrajes y tornillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

#### **a) Estructura metálica de 400 kV**

- ⇒ Para la posición de línea: Dos columnas destinadas a formar el pórtico de amarre de la línea de 400 kV. Las columnas podrán soportar el tiro total previsto de los conductores y cables de tierra
  - 1 viga de amarre de dicha línea.
  - 3 soportes de pararrayos autovalvulares.
  - 3 soportes para transformador de tensión para protección.
  - 3 soportes para transformadores de tensión para medida comprobante.
  - 3 soportes para seccionador con puesta a tierra de tres columnas.
  - 3 soportes para transformadores de intensidad para protección.
  - 3 soportes para interruptores para interruptor unipolar
  - 3 soportes para seccionador de tres columnas.
  - 1 soporte para aislador de apoyo.
- ⇒ Para cada posición de transformador:
  - 3 soportes para interruptor unipolar
  - 3 soportes para transformador de intensidad
  - 3 soportes para seccionador de tres columnas

- 3 soportes para auto valvulares
- 1 soporte para aislador de apoyo

⇒ Para las barras:

- 3 soportes para transformadores de tensión de barras
- 5 soportes para aisladores de apoyo

Las vigas serán de sección rectangular, de dimensiones 300 x 200/6 mm. Están calculadas para soportar los tiros longitudinales de los conductores, sin que la flecha horizontal exceda de 1/200 de su luz y cargas verticales sin que la flecha en el plano vertical exceda de 1/300 de la luz.

Las fundaciones necesarias para el anclaje de las estructuras se han proyectado teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

#### b) Estructura metálica de 132 kV

Para cada una de las posiciones de línea de entrada de 132 kV:

- 4 columnas destinadas a formar el pórtico de amarre de la línea de 132 kV. Las columnas podrán soportar el tiro total previsto de los conductores y cables de tierra.
- 2 vigas de amarre de dicha línea.
- 3 soportes de pararrayos autovalvulares.
- 3 soportes para transformador de tensión para protección.
- 3 soportes para seccionador con puesta a tierra de tres columnas.
- 3 soportes para transformadores de intensidad para protección.
- 3 soportes para interruptores para interruptor unipolar
- 3 soportes para seccionador de tres columnas.
- 1 soporte para aislador de apoyo.

Las vigas que serán de sección rectangular, de dimensiones 300 x 200/6 mm. Están calculadas para soportar los tiros longitudinales de los conductores, sin que la flecha horizontal exceda de 1/200 de su luz y cargas verticales sin que la flecha en el plano vertical exceda de 1/300 de la luz.

El anclaje de las estructuras se ha proyectado teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

#### c) Estructura metálica de 30 kV

⇒ Para cada posición de transformador:

- 1 soporte para la reactancia de puesta a tierra, auto válvulas, embarrados de 30 kV y terminales de cables de potencia.

- 1 soporte de embarrado de 30 kV en la salida del transformador 400/30 kV.

⇒ Para cada posición de batería de condensadores: Un soporte para la batería de condensadores.

## 2.15. Embarrados

Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40° C sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados de 400, 132 y 30 kV por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

Las uniones entre las bornas de aparellaje y conductores, así como las derivaciones de los embarrados para el sistema de 400 kv y 132 kV, se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, de geometría adecuada y diseñada para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. Su tornillería será de acero inoxidable y quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión.

En el sistema de 30 kV, en las zonas en las que se utilice conductor desnudo, se utilizaran uniones de aleación de cobre con tornillería de acero sin embutir y que cumplan las características indicadas anteriormente.

- a) Sistema de 400 kV: Para el cálculo de la intensidad nominal de la instalación se considerará la potencia de los transformadores. Las barras principales de 400 kV estarán constituidas por tubo de aleación de aluminio de diámetro suficiente que soporte el paso de la corriente permanente específica. Este embarrado tubular irá soportado mediante aisladores rígidos montados en soportes anclados a las cimentaciones. La interconexión entre equipos, excepto entre el interruptor y el transformador de intensidad, será con cable dúplex de aluminio con alma de acero tipo Rail, de sección suficiente para admitir el paso de la corriente permanente específica de este caso. La interconexión entre los interruptores y los transformadores de intensidad estará constituida por tubo de aleación de aluminio de sección suficiente para admitir el paso de la corriente permanente específica para este caso.
- b) Sistema de 132 kV: La interconexión entre equipos, excepto entre el interruptor y el transformador de intensidad, será con cable dúplex de aluminio con alma de acero tipo Rail de sección suficiente para admitir el



paso de la corriente permanente específica de este caso. La interconexión entre los interruptores y los transformadores de intensidad estarán constituidas por tubo de aleación de aluminio de sección suficiente para admitir el paso de la corriente permanente específica para este caso.

- c) Embarrados de 30 kV: Desde la salida de bornas del devanado secundario de transformador de potencia hasta su conexión con terminales, el embarrado estará constituido por pletina de cobre rígido pintada de sección capaz de transportar una corriente máxima admisible en este punto, al igual que el de derivación a la reactancia. La conexión entre el embarrado en la salida del transformador de potencia y la celda de alimentación al módulo de 30 kV, se hará a través de cable aislado con cuatro conductores por fase, tipo HEPRZ1 Aluminio y terminales adecuados para la intensidad máxima por fase específica en este caso.
- d) Cadenas de aisladores 400 kV: Los embarrados rígidos principales y secundarios se sustentan sobre aisladores soporte del tipo columna, de las siguientes características:
- Tipo: C16-1425
  - Tensión de servicio: 420 kV
  - Carga de rotura a flexión: 16.000 N
  - Carga de rotura a torsión: 6.000 N.m
- El resto de los aisladores de apoyo serán de las siguientes características:
- Tipo: C8-1425
  - Tensión de servicio: 420 kV
  - Carga de rotura a flexión: 8.000 N
  - Carga de rotura a torsión: 4.000 N.m
- e) Cadenas de aisladores 132 kV: Los embarrados rígidos principales y secundarios se sustentan sobre aisladores soporte del tipo columna, de las siguientes características:
- Tipo: C10-650
  - Tensión de servicio: 145 kV
  - Carga de rotura a flexión: 10.000 N
  - Carga de rotura a torsión: 4.000 N.m
- El resto de los aisladores de apoyo serán de las siguientes características:
- Tipo: C8-650
  - Tensión de servicio: 145 kV
  - Carga de rotura a flexión: 8.000 N
  - Carga de rotura a torsión: 4.000 N.m
- f) Aisladores soporte 30 kV: El embarrado de 30 kV, a la salida de bornas del transformador, se sustenta sobre aisladores de apoyo de las siguientes características:

- Fabricación NALDA
- Tipo C8-650
- Tensión de servicio 145 kV
- Tensión soportada bajo lluvia 245 kV
- Tensión soportada al choque 650 kV cresta
- Carga de rotura a flexión 8.000 N
- Carga de rotura a torsión 4.000 Nm

## 2.16. Transformadores de potencia

Para la transformación de tensión se ha previsto la instalación de dos transformadores de potencia, uno de 30/400 kV y otro de 132/400 kV, que serán, trifásicos, de columnas, en baño de aceite, tipo intemperie.

Características constructivas:

a) Transformador de 30/400 kV:

- ⇒ Fabricante: ABB
- ⇒ Tipo de servicio: Continuo
- ⇒ Refrigeración: ONAN<sup>40</sup>
- ⇒ Potencia nominal: 300 MVA
- ⇒ Tensión en vacío:
  - Primario:  $400 \pm 10 \times 1\%$  kV
  - Secundario: 30 kV
- ⇒ Frecuencia: 50 Hz
- ⇒ Grupo de conexión: YNd11
- ⇒ Tensión de cortocircuito para relación 220/20 kV: 12 %

b) Transformador de 132/400 kV:

- ⇒ Fabricante: ABB
- ⇒ Tipo de servicio: Continuo
- ⇒ Refrigeración: ONAN
- ⇒ Potencia nominal: 150 MVA
- ⇒ Tensión en vacío:
  - Primario:  $400 \pm 10 \times 1\%$  kV
  - Secundario: 132 kV
- ⇒ Frecuencia: 50 Hz
- ⇒ Grupo de conexión: YNd11
- ⇒ Tensión de cortocircuito para relación 220/20 kV: 12 %

---

<sup>40</sup> Aceite Natural Aire Natural.

El transformador va provisto de regulación de tensión en carga tipo JANSEN y de regulación de la tensión de flujo constante (R.F.C.) accionado por motor mediante varias tomas situadas en el devanado primario. La regulación puede obtenerse en 21 escalones, llegando éstos hasta  $\pm 10\%$  a partir de la posición nominal.

En ambos transformadores la refrigeración es de tipo ONAN mediante radiadores adosados a la cuba (con independización mediante válvulas) y ONAF<sup>41</sup> mediante ventiladores dotados de termostato que aumentan la refrigeración.

En cuanto a las protecciones propias del transformador, en ambos casos constan del siguiente equipo:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite, uno para el aceite del transformador y otro para el aceite del regulador. Cada uno de los indicadores dispone de contacto de alarma de nivel bajo.
- Dispositivo liberador de presión, con contactos de alarma y disparo.
- Relé Buchholz de dos flotadores con contacto de alarma y disparo.
- Termómetro de contacto AKM indicador de temperatura del aceite del transformador, con cuatro microinterruptores ajustados con los siguientes usos: conexión de la ventilación forzada, alarma de temperatura, disparo y alarma de disparo por temperatura.

## **2.17. Transformador de servicios auxiliares**

Para el suministro de servicios auxiliares se ha previsto un transformador de 250 kVA. a 30/0,420-0,230 kV, trifásico de dieléctrico seco (clase F), que se instalará junto al edificio de control. Sus características constructivas principales son:

- Fabricante: ABB
- Tipo de servicio continuo
- Potencia nominal: 250 kVA
- Tensión en vacío:
  - Primario:  $30 \pm 2 \times 2,5\%$  kV
  - Secundario: 0,420 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Conexión: Estrella/triángulo
- Grupo de conexión: DYN11
- Tensión de cortocircuito para relación 20/0,420 kV: 6%

## **2.18. Interruptores**

---

<sup>41</sup> Aceite Natural Aire Forzado.

- a) Interruptor de 400 kV: Para la apertura y cierre del circuito de transformador de potencia en carga se ha previsto la instalación de un interruptor automático tripolar de SF<sub>6</sub> para intemperie de accionamiento mediante motor y con posibilidad de accionamiento local o remoto. Las características principales de este interruptor son:
- N.º de polos: 3
  - Instalación: Blindada
  - Tensión más elevada del material: 420 kV
  - Tensión soportada a frecuencia industrial: 610 kV
  - Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 µs : 1.425 kV cresta
  - Intensidad nominal
  - Posición de línea: 5.000 A
  - Posición de transformador: 5.000 A
  - Posición del acoplamiento transversal: 5.000 A
  - Medio de extinción: SF<sub>6</sub> autosoplado
  - Poder de corte: 60 kA
  - Duración nominal del cortocircuito: 1s
  - Secuencia de maniobra: O-0,3s-CO3min-CO
  - Número bobinas de disparo a 125 Vcc: 2
  - Número de bobinas de cierre a 125 Vcc: 1
  - Enclavamiento eléctrico y mecánico: Sí
  - Accionamiento carga muelle eléctrico: Sí
  - Alimentación mando: 125 Vcc, +10%
- b) Interruptor de 132 kV: Para la apertura y cierre del circuito de transformador de potencia en carga, se ha previsto la instalación de un interruptor automático tripolar de SF<sub>6</sub> para intemperie de accionamiento mediante motor y con posibilidad de accionamiento local o remoto. Las características principales de este interruptor son:
- N.º de polos: 3
  - Instalación: Blindada
  - Tensión más elevada del material: 145 kV
  - Tensión soportada a frecuencia industrial: 275 kV
  - Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 µs: 650 kV cresta
  - Intensidad nominal
  - Posición de línea: 4.000 A
  - Posición de transformador: 4.000 A
  - Posición del acoplamiento transversal: 4.000 A
  - Medio de extinción: SF<sub>6</sub> autosoplado
  - Poder de corte: 60 kA
  - Duración nominal del cortocircuito: 1s

- Secuencia de maniobra: O-0,3s-CO3min-CO
- Número bobinas de disparo a 125 Vcc: 2
- Número de bobinas de cierre a 125 Vcc: 1
- Enclavamiento eléctrico y mecánico: Sí
- Accionamiento carga muelle eléctrico: Sí
- Alimentación mando: 125 Vcc, +10%

Tanto para el interruptor de 400 kV como para el de 132 kV el aislamiento fase-tierra está formado por un aislador soporte de porcelana y la barra aislante que se encuentra en su interior. El recinto interno de cada polo está lleno de gas bajo una presión de servicio controlada (5 bares), que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de -30 °C sin necesidad de calefacción adicional. El nivel de ruido durante las maniobras de apertura y cierre es tan reducido que este tipo de interruptor puede ser instalado en zonas habitadas.

## 2.19. Seccionadores

### a) Seccionadores de 400 kV

- Fabricación: MESA
- Tipo: SG3C-400/3.150
- Tensión nominal: 400 kV
- Tensión de ensayo a choque, onda 1,2 /50 µs: 1.425 kV cresta
- Intensidad nominal: 3.150 A

El seccionador tipo SG3C-420 es tripolar de intemperie y está formado por tres polos independientes, montados sobre una estructura común. Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior llevan el contacto fijo y toma de corriente, mientras que la columna central es giratoria y en ella va montada la cuchilla realizando dos rupturas por fase. El accionamiento en las tres columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases esté sincronizada.

Los seccionadores instalados en las salidas de líneas van provistos de unas cuchillas de puesta a tierra con mando independiente y llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra cuando las cuchillas principales están cerradas.

Todos los seccionadores instalados pueden ser accionados con un mando manual tipo AE-89 o motorizado. Se instalarán 8 seccionadores de 400 kV, 4 de ellos con cuchillas de puesta a tierra.

### b) Seccionadores de 132 kV

- Fabricación: MESA
- Tipo: SG3C-145/1.250
- Tensión nominal: 145 kV
- Tensión de ensayo a choque, onda 1,2 /50  $\mu$ s: 650 kV cresta
- Intensidad nominal: 1.250 A

El seccionador tipo SG3C-145 es tripolar de intemperie y está formado por tres polos independientes, montados sobre una estructura común. Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior llevan el contacto fijo y toma de corriente, mientras que la columna central es giratoria y en ella va montada la cuchilla, realizando dos rupturas por fase. El accionamiento en las tres columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases esté sincronizada. Los seccionadores instalados en las salidas de líneas van provistos de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente y llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

Todos los seccionadores instalados pueden ser accionados con un mando manual tipo AE-89 o motorizado. Se instalarán 4 seccionadores de 132 kV, 2 de ellos con cuchillas de puesta a tierra.

c) Seccionadores de 30 kV: Los únicos seccionadores que se instalarán en la tensión de 30 kV serán utilizados para la conexión de una reactancia de puesta a tierra, y las características principales son:

- Tipo: Intemperie
- Tensión máxima de servicio: 36 kV
- Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto: 70 kV
- Tensión de ensayo a choque, onda 1,2/50  $\mu$ s: 170 kV
- Intensidad nominal: 1.250 A
- Intensidad admisible de corta duración (1s): 31,5 kA
- Intensidad admisible valor cresta: 80 kA

Estos seccionadores son unipolares, para montaje en intemperie, y están formados por dos columnas de aisladores que contienen las tomas de corriente. En una de ellas se sitúa el contacto fijo y la otra va provista de una cuchilla que se desplaza en un plano vertical accionada por medio de pértiga. Se instalarán es 3 seccionadores unipolares por reactancia de puesta a tierra.

## 2.20. Transformadores de intensidad

a) Transformadores de intensidad en 400 kV: Montados junto al interruptor de 400 kV, en el lado del transformador de potencia, se instalarán doce transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y



protección. Las características principales de estos transformadores son las siguientes:

- Fabricación: ARTECHE
- Tipo: CA420
- Tensión nominal: 420 kV
- Tensión de prueba a frec. indust. durante 1 min, sobre el primario: 630 kV
- Tensión de prueba a onda de choque tipo 1,2 /50 microsegundos: 1.425 kV cresta

b) Transformadores de intensidad en 132 kV: Montados junto al interruptor de 132 kV, en el lado del transformador de potencia, se instalarán seis transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y protección. Las características principales de estos transformadores son las siguientes:

- Fabricación ARTECHE
- Tipo CA145
- Tensión nominal 145 kV
- Tensión de prueba a frec. indust. durante 1 min, sobre el primario 275 kV
- Tensión de prueba a onda de choque tipo 1,2 /50 microsegundos 650 kV cresta

## **2.21. Transformadores de tensión**

a) Transformadores de tensión en 400 kV: Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 400 kV se ha previsto la instalación, aguas arriba del interruptor automático, de doce transformadores de tensión inductivos, cuyas características eléctricas más esenciales son:

- Fabricación: ARTECHE
- Tipo: UTF420
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal: 420 kV
- Tensión de prueba a frec. industrial 1 min: 630 kV
- Tensión de prueba onda de choque 1,2/50: 1.425 kV

b) Transformadores de tensión en 132 kV: Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 132 kV se ha previsto la instalación de seis transformadores de tensión inductivos, cuyas características eléctricas más esenciales son:

- Fabricación: ARTECHE
- Tipo: UTE145
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal: 145 kV
- Tensión de prueba a frec. industrial 1 min: 275 kV

- Tensión de prueba onda de choque 1,2/50: 650 kV

## 2.22. Autoválvulas

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado el montaje de sendos juegos de tres pararrayos autovalvulares, conectados unos a la entrada de las líneas de 132 kV, otro a la salida de la línea de 400 kV y los otros juegos previos a las bornas de 400 kV de los tres transformadores de potencia. Por otro lado, se prevé un tercer juego de tensión 30 kV a la salida de 30 kV del transformador de potencia.

- a) Sistema de 400 kV: El conjunto de las tres autoválvulas en cada tensión va equipado con un contador para registro de descargas. Los autovalvulares se montan sobre soportes metálicos independientes que no son soportados por la cuba del transformador, al efecto de evitar daños sobre este en caso de explosión de las autoválvulas.
  - Tipo: Oxido metálico
  - Tensión nominal: 420 kV
  - Tensión máxima asignada en permanencia: 335 kV
  - Intensidad nominal: 20 kA
- b) Sistema de 132 kV: El conjunto de las tres autoválvulas en cada tensión va equipado con un contador para registro de descargas. Los autovalvulares se montan sobre soportes metálicos independientes que no son soportados por la cuba del transformador, al efecto de evitar daños sobre este en caso de explosión de las autoválvulas.
  - Tipo: Varisil-HTS144
  - Tensión nominal: 144 kV
  - Tensión máxima asignada en permanencia: 116 kV
  - Intensidad nominal: 10 kA
- c) Sistema de 30 kV: Se montan sobre soportes metálicos soportados por la cuba del transformador.
  - Tipo: VARISIL – HE36
  - Tensión nominal: 36 kV
  - Tensión máxima asignada en permanencia: 30 kV
  - Intensidad nominal: 10 kA

## 2.23. Instalación de puesta a tierra

Con el fin de conseguir niveles admisibles de los potenciales de paso y contacto, la subestación transformadora estará dotada de un sistema de tierras inferiores formado por una malla de cable de cobre de 120 mm<sup>2</sup> de sección. Esta malla estará enterrada a 0,80 metros de profundidad, formando retículas de 3x3 metros aproximadamente.

Cumplimentando el punto 6.1 de la RAT.13<sup>42</sup>, se conectan a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla:

- La estructura metálica general y bases de aparellaje
- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra
- Cuba del transformador
- Envolvertes de los armarios metálicos
- Cerramientos metálicos
- Blindajes metálicos de los cables

Se conectarán directamente, sin uniones desmontables intermedias:

- Neutros de transformadores de potencia y medida
- Los hilos de tierra de las líneas aéreas
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra
- Las tomas de tierra de las autoválvulas

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

## **2.24. Servicios auxiliares**

Los servicios auxiliares de la subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión (CA y CC) para la adecuada explotación de la instalación. Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de CA y CC se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización formado por bastidores modulares a base de perfiles de chapa de acero. Cada servicio tiene su acceso frontal a través de puertas con cristales con cerraduras donde se fijan los esquemas sinópticos según los planos de servicios auxiliares.

- a) Servicios auxiliares de CA: Los servicios auxiliares de la subestación estarán dotados de un sistema de conmutación automática de la alimentación y elementos para su monitorización y vigilancia que contendrá un Cuadro del Automatismo de Alimentación bajo mínima tensión. Para disponer de estos servicios auxiliares de 400/230 Vca se ha previsto la instalación de dos transformadores secos encapsulados de servicios auxiliares de 250 kVA cada uno. Estos transformadores se encontrarán instalados en el interior de

---

<sup>42</sup> Instrucción técnica complementaria ITC-RAT 13: 'Instalaciones de puesta a tierra'.

la sala de MT y se conectarán a sus correspondientes celdas de 30 kV a través de tres cables unipolares de aluminio con aislamiento seco de sección adecuada para soportar corrientes nominales y de cortocircuito. A su vez alimentan en baja tensión al Cuadro General de Servicios Auxiliares de Corriente Alterna (CGSA.CA). Dicho cuadro alimentará a 34 circuitos trifásicos protegidos mediante interruptores magnetotérmicos de corriente nominal, tipo de curva y poder de corte especificados en el plano de servicios auxiliares. La principal función del CGSA.CA será de alimentación, entre otras, a las siguientes cargas:

- Cargadores de las baterías de corriente continua de 125 Vcc
- Cargadores de las baterías de corriente continua de 48 Vcc
- Iluminación y fuerza
- Ventilación y Aeros
- Reguladores en carga
- Cuadro distribución comunicaciones
- Instalaciones auxiliares de la subestación

Los cables de estos servicios auxiliares de 400/230 Vca serán de aislamiento RZ1-K(As) 0,6/1 kV, unipolares, quedando prohibido el uso de mangueras. Las secciones escogidas cumplen por densidad de corriente y se sobredimensionaron para evitar caídas de tensión mayores que las especificadas. Las secciones serán por tanto meramente informativas y se necesitará de un estudio posterior del trazado de cables y se deberá comprobar que la caída de tensión no sea superior al 5% y que dicho aislamiento soporte la densidad de corriente de cortocircuito durante un segundo. La protección de estos transformadores queda garantizada tanto en el lado de alta como el de baja tensión a través de interruptor automático.

b) Transformador de servicios auxiliares: Se instalarán dos transformadores de servicios auxiliares, ubicados junto al edificio de control, sobre una bancada de hormigón. Las características principales de dicho equipo son:

- Fabricante: ABB
- Tipo de servicio: Continuo
- Potencia nominal: 250 kVA
- Tensión en vacío:
  - ⇒ Primario: 20 kV  $\pm$  5%
  - ⇒ Secundario: 0,420 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Conexión: Estrella/triángulo
- Grupo de conexión: Dyn11
- Tensión de cortocircuito para relación 20/420 kV: 6%

- c) Servicios auxiliares de CC: Para la tensión de corriente continua se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos, rectificador-batería, destinados a los siguientes servicios:
- Un equipo para control y fuerza.
  - Un equipo destinado para alimentar las protecciones consideradas como de reserva.

Los dos equipos de 125 V funcionan ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente. Adicionalmente será necesaria la instalación de un tercer conjunto rectificador-batería a 48 V para alimentación del equipo de teledisparo. Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de CA y CC se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización de aparatos formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero con puerta transparente ignífuga. El cuadro consta de dos zonas diferenciadas e independientes, donde se alojan respectivamente los servicios de corriente alterna y corriente continua. Cada servicio está compartimentado independientemente y tiene su acceso frontal a través de las puertas con cerradura en las que se ha fijado el esquema sinóptico.

## **2.25. Centralización de contadores y protecciones**

El mando y control de la subestación transformadora así como los equipos de protección de circuitos y elementos auxiliares, se centralizarán en cuadros constituidos por paneles de chapa de acero y un chasis formado con perfiles y angulares metálicos del mismo material.

- a) Unidades de control: El mando y control estará centralizado en un cuadro, en cuyo frente van instalados los diversos aparatos de lectura instantánea, señalización de alarmas y conmutadores de mando, así como el esquema sinóptico de la instalación de 400 kV. La ejecución está realizada en chapa de acero de 3 mm de espesor, que da una rigidez mecánica suficiente para el montaje de aparatos de control y mando, siendo capaz de soportar sin deformaciones su accionamiento.
- b) Armario de protecciones: Los equipos de protecciones y relés auxiliares se alojarán en un chasis formado con perfiles metálicos, ranurados, lo cual permite una gran visibilidad y fácil manejo para los aparatos que lo requieran, así como la comodidad para el cableado y para cualquier comprobación que hubiera que realizar.
- c) Protecciones: Las protecciones a instalar serán las adecuadas para salvaguardar el correcto desempeño de los equipos de la subestación propiamente, así como aquellas que garantizan el mantenimiento sin merma del servicio de la línea de transporte por el hecho de la conexión del Parque Solar.

- d) Medida de la energía eléctrica: La medida se efectuará en A.T., con equipos adaptados a la normativa Puntos de Medida tipo 2, y verificados por laboratorio de la compañía eléctrica:
- Contador combinado de energía activa y reactiva bidireccional de precisión clase 0,5 s en energía activa y clase 1 en reactiva, marca Landis Gyr con TARIGYR T647 incorporado 4 cuadrantes con curva de carga CS, bucle de corriente protocolo UNE 61107, con dos emisores r14, modelo ZMB405CT647a2eCSr14ar14a.
  - Registrador electrónico SIEMENS modelo RMTI.bf6.M programado para curvas de carga horarias y cada 15 minutos tanto en importación como exportación y valido para discriminación horaria para tarifa 3 o 4 en importación y doble tarifa o curva de cargas de autogenerador en exportación.

## **2.26. Sistemas complementarios**

- a) Alumbrado: El alumbrado exterior del parque, ejecutado con luminarias de aluminio con protección estanca IP55, aptas para intemperie, de acero galvanizado con báculo de 10 metros, a un lado del recinto y dotadas de lámpara de vapor de sodio a alta presión de 250 W y 27.000 lúmenes, tipo Vialox NAV, para alumbrado viario, y que asegurará una intensidad de 50-75 lux en el eje central. La alimentación de dichas luminarias se efectúa desde el suministro de corriente CA 220 V del centro de protecciones y contadores. El alumbrado de los cuadros de maniobra, protección y medida, ejecutado a base de dos luminarias de techo para dos tubos fluorescentes de 18 W, proporciona una correcta iluminación de estos en condiciones normales de operación, existiendo además un alumbrado de emergencia que asegurará 5 lux sobre el panel de mando, con una autonomía de una hora.
- b) Protección contra incendios
- b.1) Protección del transformador de potencia: Se prevé una bancada de hormigón armado con cuba de recogida de aceite, pasando por un tramex metálico que queda cubierto por piedras de río que realizarán la función de apagado de llamas, en caso de que el aceite aislante se vierta inflamado. El aceite quedará contenido en la propia bancada, que hará las veces de cuba de recogida. Se realizará el cálculo para que dicha cuba pueda alojar la totalidad del volumen contenido en el transformador.
- b.2) Protección del transformador de SSAA: Se prevé una bancada de hormigón armado con cuba de recogida de aceite, pasando por un tramex metálico que queda cubierto por piedras de río que realizarán la función de apagado de llamas, en caso de que el aceite aislante se vierta inflamado. El aceite quedará contenido en la propia bancada, que hará las veces de cuba de recogida. Se realizará el cálculo para que dicha cuba pueda alojar la totalidad del volumen contenido en el transformador.



- b.3) Protección de reactancia de neutro: Se prevé una bancada de hormigón armado con cuba de recogida de aceite, pasando por un tramex metálico que queda cubierto por piedras de río que realizarán la función de apagado de llamas, en caso de que el aceite aislante se vierta inflamado. El aceite quedará contenido en la propia bancada, que hará las veces de cuba de recogida. Se realizará el cálculo para que dicha cuba pueda alojar la totalidad del volumen contenido en el transformador.
- b.4) Protección de los cuadros de control, medida y protección: En el prefabricado de control se instalarán extintores de carga adecuada al fuego de origen eléctrico y tensiones elevadas (CO<sub>2</sub>) en número suficiente según la normativa vigente (CTE- DB SI<sup>43</sup>).
- b.5) Protección de las celdas y cuadros del centro de control: Se instalarán extintores de carga adecuada al fuego de origen eléctrico y tensiones elevadas (CO<sub>2</sub>) en número suficiente según la normativa vigente (CTE- DB SI).
- c) Ventilación: No es necesaria la instalación de ningún equipo o sistema de ventilación en la subestación por tratarse de un parque de intemperie. Los armarios de control y protección estarán dotados, en lo necesario, de sistema de ventilación forzada y resistencia a la anticondensación controlados por termostato.

### **3. Anteproyecto de Línea Aérea de Alta Tensión (LAAT) a 400 kV para evacuación de energía desde SE2-Valle Solar hasta SE1-Colectora Ayora**

La finalidad de esta LAAT es la evacuación de energía de varios parques solares fotovoltaicos que confluyen en la nueva subestación SE2-Valle Solar hasta una subestación existente de REE (Ayora 400 kV).

La línea de evacuación parte del pódico de la nueva subestación SE2-Valle Solar, situada en el término municipal de Zarra, desde donde se dirige dirección este en paralelo a la CV 441, para posteriormente girar en dirección sudeste, en paralelo a un corredor existente de 132 kV de la línea de evacuación de unos parques eólicos, para pasar entre los municipios de Zarra y Teresa de Cofrentes. Posteriormente continúa en dirección sudeste hasta situarse de forma paralela a un corredor existente de una línea a 400 kV, en el término municipal de Ayora. Finalmente, la línea entronca en la subestación SE1-Colectora Ayora, perteneciente a GENIA DAVINCI, en una nueva posición de línea ejecutada para recibir la nueva instalación.

---

<sup>43</sup> DB-SI: Documento Básico de Seguridad contra Incendios, incluido en el Código Técnico de la Edificación.

La estructura básica de la línea SE2 Valle Solar-SE1 Colectora Ayora está compuesta por una línea eléctrica aérea de 400 kV de tensión, doble circuito, con un conductor por fase, con solo uno de los circuitos instalado.

La potencia prevista a transportar concedida actualmente por REE es de 447,5 MW, con una previsión futura de ampliación a 530 MW.

Las principales características de las LAAT son las siguientes:

- Sistema: Corriente alterna trifásica
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal: 400 kV
- Tensión más elevada de la red: 420 kV
- Temperatura máxima del conductor: 85 °C
- Capacidad térmica de transporte por circuito: 1.117 (MVA)
- Nº de circuitos: Dos (Uno Instalado)
- Nº de conductores por fase: Dos (Dúplex)
- Tipo de conductor: CONDOR (AW)
- Nº de cables compuesto tierra-óptico: Uno (OPGW)
- Nº de cables de tierra convencional: Uno (7N7 AWG)
- Aislamiento: Bastones de composite
- Apoyos: Torres metálicas de celosía
- Cimentaciones: Zapatas individuales
- Puestas a tierra: Anillos cerrados de acero descarburado
- Longitud total: 15,8 km
- Provincia: Valencia
- Términos Municipales afectados: Ayora, Teresa de Cofrentes y Zarra

### 3.1. Apoyos

En el diseño de la instalación se han previsto apoyos metálicos para doble circuito, estando compuesta cada una de las fases por dos conductores (configuración dúplex). Estos apoyos están contruidos con perfiles angulares laminados y galvanizados que se unen entre sí por medio de tornillos, también galvanizados, material que presenta una resistencia elevada a la acción de los agentes atmosféricos.

Su altura viene definida por el Reglamento de Líneas de Alta Tensión<sup>44</sup> (RLAT) en su Instrucción Técnica Complementaria-LAT-07<sup>45</sup>, en función de diversos criterios, entre los que destaca la distancia mínima que ha de existir del

---

<sup>44</sup> 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.

<sup>45</sup> Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07: Líneas aéreas con conductores desnudos.

conductor al terreno en el caso de máxima flecha vertical. La altura de los apoyos debe permitir que la distancia mínima reglamentaria del conductor al terreno se cumpla en toda la longitud del vano y en cualquier condición de viento y temperatura, pudiéndose añadir suplementos de cinco metros de altura según las características topográficas del terreno o la altura de la vegetación.

Además, cada apoyo se adapta a la topografía sobre la que ha de izarse, de forma que esté perfectamente equilibrado mediante la adopción de zancas o patas desiguales que corrijan las diferencias de cota existentes entre las mismas, evitando la realización de desmontes excesivos.

Los apoyos serán del tipo ícaro, de IMEDEXSA, que son torres troncopiramidales de sección cuadrada construidas con perfiles de angulares galvanizados unidos mediante tornillos. Estas torres han sido especialmente diseñadas para líneas de 220 y 400 kV, por lo que sus dimensiones generales se adaptan a las distancias entre conductores y entre estos y las torres.

### **3.2. Cimentaciones**

La cimentación de los apoyos de la línea es del tipo de patas separadas, esto es, está formada por cuatro bloques macizos de hormigón en masa, uno por pata, totalmente independientes.

Estas cimentaciones tienen forma troncocónica con una base cilíndrica de 0,5 metros de altura, en la que se apoya la pata, siendo las dimensiones del macizo función de las características del terreno y del apoyo resultante de cálculo.

### **3.3. Conductores**

Los conductores están constituidos por cables trenzados de aluminio y acero y tienen unos 30 mm de diámetro. El conductor a emplear será el Cóndor de Al-Ac, de 516,8 mm<sup>2</sup> de sección.

Los conductores van agrupados de dos en dos en cada una de las seis fases que determinan los dos circuitos, lo que se denomina configuración dúplex, con una separación de unos 40 cm entre los conductores de la misma fase y de 8 metros entre dos fases, estando estas distancias fijas definidas en función de la flecha máxima.

Cada uno de los dos circuitos se dispone en un lateral del apoyo, con sus tres fases en vertical (disposición en doble bandera).

La distancia mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a la definida por el RLAT en su Instrucción Técnica Complementaria-LAT-07.

Por otro lado, estas distancias son lo suficientemente amplias como para hacer prácticamente imposible la electrocución de aves por contacto entre fases o entre fase y masa.

### **3.4. Aisladores**

Para que los conductores permanezcan aislados y la distancia entre los mismos permanezca fija, se unen a los apoyos mediante las denominadas cadenas de aisladores, que los mantienen sujetos y alejados de la torre. Estas cadenas cuelgan (suspensión) o se anclan (amarre) en la estructura metálica de la torre.

### **3.5. Cables de tierra**

La línea dispondrá de dos cables de tierra, de menor sección (19 mm de diámetro) que los conductores. Estarán situados en la parte superior de la instalación, a lo largo de toda su longitud, constituyendo una prolongación eléctrica de la puesta a tierra (potencial cero) de los apoyos con el fin de proteger los conductores de los rayos y descargas atmosféricas. Se fijan a las torres mediante anclajes rígidos en la parte más alta de la estructura metálica. De esta forma, si existiera una tormenta estos cables actuarían de pararrayos, evitando así que los rayos caigan sobre los conductores y provoquen averías en la propia línea o en las subestaciones que une, con el consiguiente corte de corriente. Para ello, el cable de tierra transmite a las puestas a tierra la descarga al suelo, a través del apoyo, y al resto de la línea, disipando el efecto a lo largo de una serie de torres.

Los cables de tierra se prevén exteriores, a una distancia de un metro por fuera de los circuitos, y a una distancia vertical de tres metros por encima en los apoyos de suspensión, y de seis metros en los de amarre. Con esta disposición se consigue una protección eficaz de las líneas contra el rayo. Estos cables poseen un alma compuesta por hilos de fibra óptica cuyo fin es servir de canal de comunicación, por ejemplo, entre subestaciones.

Debido a la menor sección de los cables de tierra con respecto a los conductores, puede existir en ciertas zonas un riesgo de colisión para algunas especies de aves, por lo que se pueden señalar con dispositivos anticolidión, denominados salvapájaros, que aumentan su visibilidad y reducen el riesgo de ocurrencia de accidentes.

### **3.6. Servidumbres impuestas**

Se intentará que la línea discorra por áreas donde las servidumbres generadas por la instalación sean mínimas, limitándose a la ocupación del suelo correspondiente a la base de las torres, y a una servidumbre de paso que, en los casos del suelo no público, no impide al dueño del predio sirviente cercarlo, plantar o edificar en él, dejando a salvo dicha servidumbre.

Se entenderá que la servidumbre ha sido respetada cuando la cerca, plantación o edificación construidas por el propietario no afecten al contenido de la servidumbre y a la seguridad de las instalaciones, personas y bienes.

En todo caso, y tal como se refleja en el RLAT, queda prohibida la plantación de árboles y la construcción de edificios e instalaciones industriales en la proyección y proximidades de la línea eléctrica a menor distancia de la establecida.

### **3.7. Distancias de seguridad y cruzamientos**

Las normas aplicables a los cruzamientos de la línea están recogidas en el apartado 5 de la ITC-LAT-07 del vigente Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

La seguridad en los cruzamientos se reforzará con diversas medidas adoptadas a lo largo de la línea:

- En las cadenas de suspensión se utilizarán grapas antideslizantes y en las cadenas de amarre grapas de compresión.
- El conductor y el cable de tierra tienen una carga de rotura muy superior a 1.200 daN.

El Anteproyecto presenta un cálculo detallado de las distancias de seguridad, en cumplimiento de la ITC-LAT-07 (entre conductores y partes puestas a tierra; al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables; respecto a las líneas eléctricas aéreas y líneas aéreas de telecomunicación; respecto a las carreteras, ferrocarriles y tranvías; etc.).

## **4. Anteproyecto de subestación SE1-Colectora Ayora para apertura de nueva posición de evacuación de energía eléctrica de parques fotovoltaicos**

El Anteproyecto define las características principales de una subestación colectora a construir junto a la subestación de REE Ayora 400 kV existente, ubicada en el término municipal de Ayora, provincia de Valencia. Dicha subestación tendrá como finalidad principal la conexión de varias plantas fotovoltaicas (Valle Solar, El Águila, Fotovoltaica Ayora y Palero I) para evacuación de energía.

La subestación eléctrica se situará en la parcela 191 del polígono 19 en el término municipal de Ayora. Se conectará mediante una línea aérea de alta tensión en la subestación Ayora 400 kV de REE, situada en la parcela adyacente (Polígono 19 Parcela 205). La subestación se ubicará en el interior de la parcela, en la zona central. La superficie total de los terrenos previstos para la implantación de la instalación es de dos hectáreas.

La subestación servirá de punto de conexión único de los parques fotovoltaicos antes nombrados a la subestación Ayora 400 KV de REE. La entrada de ambas posiciones de línea se realizará de forma subterránea para evitar conflictos con las líneas existentes de REE en la Subestación Ayora 400 KV.

Se ha adoptado para la tensión de 400 kV un sistema de simple barra, constituido por las siguientes posiciones:

- Posición de Línea de entrada de Subestación Generación Renovable Valle Solar 400 kV.
- Posición de Línea de entrada de Subestación Generación Palero I 400 kV.
- Posición de Línea de Salida a SE Ayora 400 kV.

#### **4.1. Aparellaje**

El aparellaje con el que se equipa las posiciones de línea será el siguiente:

- Tres pararrayos autovalvulares.
- Un interruptor automático tripolar de corte de SF<sub>6</sub>
- Un seccionador giratorio equipado con cuchillas de puesta a tierra del lado de la línea
- Dos transformadores de Tensión
- Un transformador de Intensidad

#### **4.2. Otras instalaciones**

Además de los circuitos y elementos principales descritos, la instalación también cuenta con sus correspondientes aparatos de medida, mando, control y protecciones necesarios para la adecuada explotación. Por sus características, estos aparatos son de instalación interior y, para su control y fácil maniobrabilidad, se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control de la subestación.

Por un lado, los servicios auxiliares de corriente alterna y continua para explotación del parque, situados en una sala que comparten con los armarios de control y en una pequeña sala contigua a ésta, se colocarán los equipos de medida y tarificación. En otra sala se ubicarán las diferentes celdas de Media Tensión.

Para la tensión de corriente continua se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos rectificador-batería de 125 Vcc que funcionarán en paralelo, alimentando cada uno todos los servicios (control, fuerza y protecciones de reserva). Estos equipos de 125 Vcc funcionan ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación. Su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente, sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente.



Además de los equipos mencionados se instalará un equipo rectificador-batería de 48 Vcc destinado a la alimentación de los equipos de comunicaciones.

### **4.3. Aislamiento**

Los niveles de aislamiento que se han adoptado, según el vigente Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación<sup>46</sup>, en su MIE-RAT 12<sup>47</sup>, tanto para los aparatos como para las distancias en el aire son: En 400 kV que corresponden a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 420 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo que soporta, 1.425 kV de cresta a impulso tipo rayo y 1.050 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

### **4.4. Distancias mínimas**

El mencionado Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, en el apartado 3 de la MIE-RAT 12, especifica las normas a seguir para la fijación de las distancias mínimas a puntos de tensión. Las distancias en todo caso, serán siempre superiores a las especificadas en el reglamento citado.

### **4.5. Intensidades de cortocircuito**

Los datos potencia de cortocircuito para el cálculo de la intensidad de cortocircuito tiene que ser suministrados por la propietaria de la línea con la que entronca la línea de evacuación a 400 kV de tensión, REE.

### **4.6. Estructura metálica**

Para el desarrollo y ejecución de la instalación, las estructuras metálicas y soportes de la aparamenta se construirán con perfiles de acero normalizados de alma llena. Todas las estructuras y soportes tendrán acabado galvanizado en caliente como protección contra la corrosión. Para el anclaje de estas estructuras se dispondrán cimentaciones adecuadas a los esfuerzos que han de soportar, construidas a base de hormigón, y en las que quedarán embebidos los pernos de anclaje correspondientes. El hormigón se realizará en dos fases, la primera de asentamiento del cimiento y la segunda de anclaje de la propia estructura. Estas estructuras se completan con herrajes y tornillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

Para la posición de línea:

---

<sup>46</sup> Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

<sup>47</sup> Instrucción técnica complementaria MIE-RAT 12: 'Aislamiento'.

- 2 columnas destinadas a formar el pórtico de amarre de la línea de 400 kV. Las columnas podrán soportar el tiro total previsto de los conductores y cables de tierra.
- 1 viga de amarre de dicha línea.
- 3 soportes de pararrayos autovalvulares.
- 3 soportes para transformador de tensión para protección.
- 3 soportes para transformadores de tensión para medida comprobante.
- 3 soportes para seccionador con puesta a tierra de tres columnas.
- 3 soportes para transformadores de intensidad para protección.
- 3 soportes para interruptores para interruptor unipolar.
- 3 soportes para seccionador de tres columnas.
- 1 soporte para aislador de apoyo.

Para las barras:

- 3 soportes para transformadores de tensión de barras
- 5 soportes para aisladores de apoyo

Las vigas que serán de sección rectangular, de dimensiones 300 x 200/6 mm, están calculadas para soportar los tiros longitudinales de los conductores, sin que la flecha horizontal exceda de 1/200 de su luz y cargas verticales sin que la flecha en el plano vertical exceda de 1/300 de la luz.

Las fundaciones necesarias para el anclaje de las estructuras se han proyectado teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

#### **4.7. Embarrados**

Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40 °C sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

Las uniones entre las bornas de aparellaje y conductores, así como las derivaciones de los embarrados, se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, de geometría adecuada y diseñada para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. Su tornillería será de acero inoxidable y quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión. Las barras principales estarán constituidas por tubo de aleación de aluminio de diámetro suficiente que

soporte el paso de la corriente permanente específica. Este embarrado tubular irá soportado mediante aisladores rígidos montados en soportes anclados a las cimentaciones.

La interconexión entre equipos, excepto entre el interruptor y el transformador de intensidad, será con cable de aluminio con alma de acero de sección suficiente para admitir el paso de la corriente permanente específica de este caso.

La interconexión entre los interruptores y los transformadores de intensidad estarán constituidas por tubo de aleación de aluminio de sección suficiente para admitir el paso de la corriente permanente específica para este caso.

#### **4.8. Cadenas de aisladores**

Los embarrados rígidos principales y secundarios se sustentan sobre aisladores soporte del tipo columna, de las siguientes características:

- Tensión de servicio: 420 kV
- Carga de rotura a flexión: 16.000 N
- Carga de rotura a torsión: 6.000 N.m

El resto de los aisladores de apoyo serán de las siguientes características:

- Tensión de servicio: 420 kV
- Carga de rotura a flexión: 8.000 N
- Carga de rotura a torsión: 4.000 N.m

#### **4.9. Transformador de servicios auxiliares**

Para el suministro de servicios auxiliares se prevé un transformador de potencia adecuada.

#### **4.10. Interruptores**

Para la apertura y cierre del circuito se ha previsto la instalación de un interruptor automático tripolar de SF<sub>6</sub> para intemperie, de accionamiento mediante motor, y con posibilidad de accionamiento local o remoto. Las características principales de este interruptor son:

- N.º de polos: 3
- Instalación: Blindada
- Tensión más elevada del material: 420 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial: 610 kV
- Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 µs: 1.425 kV cresta
- Posición de línea: 5.000 A
- Posición de transformador: 5.000 A
- Posición del acoplamiento transversal: 5.000 A

- Medio de extinción: SF<sub>6</sub> autosoplado
- Poder de corte: 60 kA
- Duración nominal del cortocircuito: 1s
- Secuencia de maniobra: O-0,3s-CO3min-CO
- Número bobinas de disparo a 125 Vcc: 2
- Número de bobinas de cierre a 125 Vcc.: 1
- Enclavamiento eléctrico y mecánico: Sí
- Accionamiento carga muelles eléctrico: Sí
- Alimentación mando: 125 Vcc, +10%

El aislamiento fase-tierra está formado por un aislador soporte de porcelana y la barra aislante que se encuentra en su interior. El recinto interno de cada polo está lleno de gas bajo una presión de servicio controlada (5 bar), que garantiza el pleno poder de corte y las características de aislamiento hasta una temperatura de -30° C sin necesidad de calefacción adicional.

El nivel de ruido durante las maniobras de apertura y cierre es tan reducido que este tipo de interruptor puede ser instalado en zonas habitadas.

#### **4.11. Seccionadores**

Para poder efectuar seccionamientos en el circuito de A.T. se ha previsto el montaje de unos seccionadores de las siguientes características:

- Tensión nominal: 400 kV
- Tensión de ensayo a choque, onda 1,2 /50 µs.: 1.425 kV cresta
- Intensidad nominal 3150 A

El seccionador tipo es tripolar de intemperie y está formado por tres polos independientes montados sobre una estructura común.

Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior lleva el contacto fijo y toma de corriente, mientras que la columna central es giratoria y en ella va montada la cuchilla realizando dos rupturas por fase.

El accionamiento en las tres columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases esté sincronizada.

Los seccionadores instalados en las salidas de líneas van provistos de unas cuchillas de puesta a tierra con mando independiente y llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

Todos los seccionadores instalados pueden ser accionados con un mando manual tipo AE-89 o motorizado.

Se instalarán ocho seccionadores de 400 kV, cuatro de ellos con cuchillas de puesta a tierra.

#### **4.12. Transformadores de Intensidad**

Montados junto al interruptor de 400 kV, en el lado del transformador de potencia, se instalarán transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y protección. Las características principales de estos transformadores son las siguientes:

- Tensión nominal: 420 kV
- Tensión de prueba a frec. indust. durante 1 min, sobre el primario: 630 kV
- Tensión de prueba a onda de choque tipo 1,2 /50 microsegundos: 1.425 kV cresta

#### **4.13. Transformadores de Tensión**

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 400 kV se ha previsto la instalación de transformadores de tensión. Se instalarán, aguas arriba del interruptor automático, transformadores de tensión inductivos, cuyas características eléctricas más esenciales son:

- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal: 420 kV
- Tensión de prueba a frec. industrial 1 min: 630 kV
- Tensión de prueba onda de choque 1,2/50: 1.425 kV

#### **4.14. Autoválvulas**

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 400 kV se ha previsto la instalación de transformadores de tensión. Se instalarán, aguas arriba del interruptor automático, transformadores de tensión inductivos, cuyas características eléctricas más esenciales son:

- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal: 420 kV
- Tensión de prueba a frec. industrial 1 min: 630 kV
- Tensión de prueba onda de choque 1,2/50: 1.425 kV

#### **4.15. Instalación de puesta a tierra**

Con el fin de conseguir niveles admisibles de los potenciales de paso y contacto, la subestación estará dotada de un sistema de tierras inferiores formado por una malla de cable de cobre de 120 mm<sup>2</sup> de sección. Esta malla estará enterrada a 0,80 metros de profundidad, formando retículas de 3x3 metros aproximadamente.

En cumplimiento del punto 6.1 de la RAT.13<sup>48</sup>, se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla:

- La estructura metálica general y bases de aparellaje
- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra
- Envoltentes de los armarios metálicos
- Cerramientos metálicos
- Blindajes metálicos de los cables

Se conectarán directamente, sin uniones desmontables intermedias:

- Neutros de transformadores de potencia y medida
- Los hilos de tierra de las líneas aéreas
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra
- Las tomas de tierra de las autoválvulas

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld, de alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

#### **4.16. Servicios auxiliares**

Los servicios auxiliares de la subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión (CA y CC) para la adecuada explotación de la instalación. Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de CA y CC se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización formado por bastidores modulares a base de perfiles y panes de chapa de acero. Cada servicio tiene su acceso frontal a través de puertas con cristales con cerraduras donde se fijan los esquemas sinópticos según los planos de servicios auxiliares.

- a) Servicios auxiliares de CA: Los servicios auxiliares de la subestación estarán dotados de un sistema de conmutación automática de la alimentación y elementos para su monitorización y vigilancia que contendrá un Cuadro del Automatismo de Alimentación bajo mínima tensión.

Para disponer de estos servicios auxiliares de 400/230 Vca se ha previsto la instalación de un transformador seco encapsulado de servicios auxiliares. Este transformador se encontrará instalado en el interior de la sala de MT. Alimentan en baja tensión al Cuadro General de Servicios Auxiliares de

---

<sup>48</sup> Instrucción técnica complementaria MIE-RAT 13: instalaciones de puesta a tierra



Corriente Alterna (CGSA.CA). Dicho cuadro alimentará a circuitos trifásicos protegidos mediante interruptores magnetotérmicos de corriente nominal, tipo de curva y poder de corte especificados en el plano de servicios auxiliares. La principal función del CGSA.CA será de alimentación, entre otras, a las siguientes cargas:

- Cargadores de las baterías de corriente continua de 125 Vcc
- Cargadores de las baterías de corriente continua de 48 Vcc
- Iluminación y fuerza
- Ventilación y Aeros
- Reguladores en carga
- Cuadro distribución comunicaciones
- Instalaciones auxiliares de la subestación

Los cables de estos servicios auxiliares de 400/230 Vca serán de aislamiento RZ1-K(As) 0,6/1 kV.

Las secciones escogidas cumplen por densidad de corriente y se sobredimensionaron para evitar caídas de tensión mayores que las especificadas. Las secciones serán por tanto meramente informativas y se necesitará de un estudio posterior del trazado de cables y se deberá comprobar que la caída de tensión no sea superior al 5% y que dicho aislamiento soporte la densidad de corriente de cortocircuito durante 1 segundo.

La protección de estos transformadores queda garantizada tanto en el lado de alta como el de baja tensión a través de interruptor automático.

b) Servicios auxiliares de CC: Para la tensión de corriente continua se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos, rectificador-batería, destinados a los siguientes servicios:

- Un equipo para control y fuerza.
- Un equipo destinado para alimentar las protecciones consideradas como de reserva.

Los dos equipos de 125 V funcionan ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de, vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente.

Adicionalmente será necesaria la instalación de un tercer conjunto rectificador-batería a 48 V para alimentación del equipo de teledisparo.

Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de CA y CC se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización de aparatos formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero con puerta transparente ignífuga. El cuadro consta de dos zonas diferenciadas e independientes donde se alojan respectivamente los

servicios de CA y CC. Cada servicio está compartimentado independientemente y tiene su acceso frontal a través de las puertas con cerradura en las que se ha fijado el esquema sinóptico.

#### **4.17. Centralización de contadores y protecciones**

El mando y control de la subestación, así como los equipos de protección de circuitos y elementos auxiliares, se centralizarán en cuadros constituidos por paneles de chapa de acero y un chasis formado con perfiles y angulares metálicos del mismo material.

- a) Unidades de control: El mando y control estará centralizado en un cuadro, en cuyo frente van instalados los diversos aparatos de lectura instantánea, señalización de alarmas y conmutadores de mando, así como el esquema sinóptico de la instalación de 400 kV. La ejecución estará realizada en chapa de acero de 3 mm de espesor, que da una rigidez mecánica suficiente para el montaje de aparatos de control y mando, siendo capaz de soportar sin deformaciones su accionamiento.
- b) Armario de protecciones: Los equipos de protecciones y relés auxiliares se alojarán en un chasis formado con perfiles metálicos, ranurados, lo cual permite una gran visibilidad y fácil manejo para los aparatos que lo requieran, así como la comodidad para el cableado y para cualquier comprobación que hubiera que realizar.
- c) Protecciones: Las protecciones a instalar serán las adecuadas para salvaguardar el correcto desempeño de los equipos de la subestación propiamente.
- d) Medida de la energía eléctrica: La medida se efectuará en A.T., con equipos adaptados a la normativa de Puntos de Medida tipo 2, y verificados por el laboratorio de la compañía eléctrica.

#### **4.18. Sistemas complementarios**

- a) Alumbrado: El alumbrado exterior del parque, ejecutado con luminarias de aluminio con protección estanca IP55<sup>49</sup>, aptas para intemperie, de acero galvanizado con báculo de 10 metros, a un lado del recinto y dotadas de lámpara de vapor de sodio a alta presión de 250 W y 27.000 lúmenes, tipo Vialox NAV, para alumbrado viario, y asegurarán una intensidad de 50-75 lux en el eje central. La alimentación de dichas luminarias se efectúa desde el suministro de corriente CA 230 V del centro de protecciones y contadores. El alumbrado de los cuadros de maniobra, protección y medida, ejecutado a base de dos luminarias de techo para dos tubos fluorescentes de 18 W, proporciona una correcta iluminación de estos en condiciones normales de

---

<sup>49</sup> La entrada de polvo no puede evitarse, pero el mismo no debe entrar en una cantidad tal que interfiera con el correcto funcionamiento del equipamiento y tiene y protección contra chorros de agua de cualquier dirección con manguera.

operación, existiendo además un alumbrado de emergencia que asegurará 5 lux sobre el panel de mando, con una autonomía de una hora.

b) Protección contra incendios:

⇒ Protección de los cuadros de control, medida y protección: En el prefabricado de control se instalarán extintores de carga adecuada al fuego de origen eléctrico y tensiones elevadas (CO<sub>2</sub>) en número suficiente según la normativa vigente (CTE- DB SI<sup>50</sup>).

⇒ Protección de las celdas y cuadros del centro de control: Se instalarán extintores de carga adecuada al fuego de origen eléctrico y tensiones elevadas (CO<sub>2</sub>) en número suficiente según la normativa vigente (CTE- DB SI).

c) Ventilación: No es necesaria la instalación de ningún equipo o sistema de ventilación en la subestación, por tratarse de un parque de intemperie. Los armarios de control y protección estarán dotados, en lo necesario, de sistema de ventilación forzada y resistencias anticondensación controlados por termostato.

## **5. Anteproyecto de línea aérea de transporte de energía eléctrica a 400 kV de conexión entre SE1-Colectora Ayora con SE-Ayora 400 kV, propiedad de REE**

La finalidad de la línea de alta tensión 400 kV es la evacuación de energía de varios parques solares fotovoltaicos que confluyen en la nueva SE1-Colectora Ayora hasta una subestación existente de REE (Ayora 400 kV).

La línea de evacuación parte del pórtico de la nueva subestación colectora, situada en el término municipal de Ayora, desde donde, a través de dos apoyos aéreos, entronca en la subestación Ayora 400 kV, perteneciente a REE, en una nueva posición de línea ejecutada para recibir la nueva instalación. La línea no tiene cruzamientos.

La estructura básica de la línea SE Valle Solar-SE Ayora 400 kV está compuesta por una línea eléctrica aérea de 400 kV de tensión, simple circuito, con dos conductores por fase. La potencia prevista a transportar concedida actualmente por REE es de 447,5 MW, con una previsión futura de ampliación a 530 MW. Las principales características de la línea son las siguientes:

- Sistema: Corriente alterna trifásica
- Frecuencia: 50 Hz
- Temperatura máxima del conductor: 85 °C
- Capacidad térmica de transporte por circuito: 1.117 (MVA)
- Nº de circuitos: Uno
- Nº de conductores por fase: Dos (Dúplex)

---

<sup>50</sup> Código Técnico de la Edificación. Documento Básico de Seguridad contra Incendios.

- Tipo de conductor: CONDOR (AW)
- Nº de cables compuesto tierra-óptico: Uno (OPGW)
- Nº de cables de tierra convencional: Uno (7N7 AWG)
- Aislamiento: Bastones de composite
- Apoyos: Torres metálicas de celosía
- Cimentaciones: Zapatas individuales
- Puestas a tierra: Anillos cerrados de acero descarburado
- Longitud total: 0,18 km
- Provincia: Valencia
- Términos Municipales afectados: Ayora

### **5.1. Apoyos**

Se han previsto apoyos metálicos para simple circuito, estando compuesta cada una de las fases por dos conductores (configuración dúplex). Estos apoyos estarán contruidos con perfiles angulares laminados y galvanizados que se unen entre sí por medio de tornillos también galvanizados.

Su altura viene definida por el RLAT en su Instrucción Técnica Complementaria-LAT-07, en función de diversos criterios, entre los que destaca la distancia mínima que ha de existir del conductor al terreno en el caso de máxima flecha vertical. La altura de los apoyos debe permitir que la distancia mínima reglamentaria del conductor al terreno se cumpla en toda la longitud del vano y en cualquier condición de viento y temperatura, pudiéndose añadir suplementos de cinco metros de altura según las características topográficas del terreno o la altura de la vegetación.

Además, cada apoyo se adaptará a la topografía sobre la que ha de izarse, de forma que esté perfectamente equilibrado mediante la adopción de zancas o patas desiguales que corrijan las diferencias de cota existentes entre las mismas, evitando la realización de desmontes excesivos.

### **5.2. Cimentaciones**

La cimentación de los apoyos de la línea es del tipo de patas separadas, esto es, está formada por cuatro bloques macizos de hormigón en masa, uno por pata, totalmente independientes. Estas cimentaciones tienen forma troncocónica con una base cilíndrica de 0,5 metros de altura en la que se apoya la pata, siendo las dimensiones del macizo función de las características del terreno y del apoyo resultante de cálculo.

### **5.3. Conductores**

Los conductores están constituidos por cables trenzados de aluminio y acero y tienen unos 30 mm de diámetro. El conductor a emplear será el Cóndor de Al-Ac, de 516,8 mm<sup>2</sup> de sección. Los conductores van agrupados de dos en

dos en cada una de las tres fases que determinan el circuito, lo que se denomina configuración dúplex, con una separación de unos 40 cm entre los conductores de la misma fase y de 8 metros entre dos fases, estando estas distancias fijas definidas en función de la flecha máxima.

La distancia mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a la definida por el RLAT en su Instrucción Técnica Complementaria-LAT-07. Estas distancias serán lo suficientemente amplias como para hacer prácticamente imposible la electrocución de aves por contacto entre fases o entre fase y masa.

#### **5.4. Aisladores**

Para que los conductores permanezcan aislados y la distancia entre los mismos permanezca fija, se unen a los apoyos mediante las denominadas cadenas de aisladores, que los mantienen sujetos y alejados de la torre. Estas cadenas cuelgan (suspensión) o se anclan (amarre) en la estructura metálica de la torre.

#### **5.5. Cables de tierra**

La línea dispondrá de dos cables de tierra, de menor sección (19 mm de diámetro) que los conductores. Estarán situados en la parte superior de la instalación, a lo largo de toda su longitud, constituyendo una prolongación eléctrica de la puesta a tierra (o potencial cero) de los apoyos, con el fin de proteger los conductores de los rayos y descargas atmosféricas. Se fijan a las torres mediante anclajes rígidos en la parte más alta de la estructura metálica. De esta forma, si hubiera una tormenta estos cables actuarían de pararrayos, evitando así que los rayos caigan sobre los conductores y provoquen averías en la propia línea o en las subestaciones que une, con el consiguiente corte de corriente. Para ello, el cable de tierra transmite a las puestas a tierra la descarga al suelo, a través del apoyo, y al resto de la línea, disipando el efecto a lo largo de una serie de torres.

Los cables de tierra se prevén exteriores, a una distancia de un metro por fuera de los circuitos, y a una distancia vertical de tres metros por encima en los apoyos de suspensión, y de seis metros en los de amarre. Con esta disposición se consigue una protección eficaz de las líneas contra el rayo.

Estos cables poseen un alma compuesta por hilos de fibra óptica cuyo fin es servir de canal de comunicación, por ejemplo, entre subestaciones.

Debido a la menor sección de los cables de tierra con respecto a los conductores, puede existir en ciertas zonas un riesgo de colisión para algunas especies de aves, por lo que se pueden señalar con dispositivos anticolidión, denominados salvapájaros, que aumentan su visibilidad y reducen el riesgo de ocurrencia de accidentes.

## **5.6. Servidumbres impuestas**

Se intentará que la línea discurra por áreas donde las servidumbres generadas por la instalación sean mínimas, limitándose la ocupación del suelo correspondiente a la base de las torres y a una servidumbre de paso que, en los casos del suelo no público, no impida al dueño del predio sirviente cercarlo, plantar o edificar en él, dejando a salvo dicha servidumbre.

Se entenderá que la servidumbre ha sido respetada cuando la cerca, plantación o edificación construidas por el propietario no afecten al contenido de la servidumbre y a la seguridad de las instalaciones, personas y bienes.

En todo caso, y tal como se refleja en el RLAT, queda prohibida la plantación de árboles y la construcción de edificios e instalaciones industriales en la proyección y proximidades de la línea eléctrica a menor distancia de la establecida.

## **5.7. Distancias de seguridad y cruzamientos**

Las normas aplicables a los cruzamientos de la línea están recogidas en el apartado 5 de la ITC-LAT-07 del vigente Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

La seguridad en los cruzamientos se reforzará con diversas medidas adoptadas a lo largo de la línea, que son las siguientes:

- En las cadenas de suspensión se utilizarán grapas antideslizantes y en las cadenas de amarre grapas de compresión.
- El conductor y el cable de tierra tienen una carga de rotura muy superior a 1.200 daN

El Anteproyecto presenta un detalle exhaustivo de las distancias entre conductores y partes puestas a tierra, al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables, a líneas eléctricas aéreas y líneas aéreas de telecomunicación, a carreteras, ferrocarriles y tranvías y a ríos, a bosques, árboles y masa de arbolado.