

## HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICAS

Instituciones:

Firma COIICV:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Ingenieros:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número de Colegiado/a:

Número de colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número de Colegiado/a:

Número de colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número de Colegiado/a:

Número de colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

Firma del Colegiado/a:

De acuerdo a la normativa de Protección de datos vigente, le informamos que sus datos serán incorporados en un fichero automatizado y en papel cuyo responsable es el COIICV con la finalidad de gestión el control de su firma electrónica. Los datos no serán cedidos a terceros y podrá ejercer sus derechos de Acceso, Rectificación, Cancelación y Oposición personalmente o por medio de Teléfono, fax, mail o carta, enviándonos su solicitud acompañada de fotocopia de su DNI al COIICV sito en Av. De Francia 55, 46023 Valencia, Tel.: 96 351 68 35, Fax: 96 351 49 63, mail: valencia@iicv.net

DOCUMENTO VISADO CON FIRMA ELECTRÓNICA DEL COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA COMUNITAT VALENCIANA

Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.

**PROYECTO DE UNA,**  
**PLANTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3.499 kWp**  
**CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA**  
**ELÉCTRICA.**

CHIVA (VALENCIA)

Referencia:

**2401/24034/1800/06**

Edición:

**001/19**

Fecha:

**Agosto 2019**

## ÍNDICE

<b>A. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>1. DATOS PRINCIPALES .....</b>	<b>10</b>
1.1. Instalación proyectada: .....	10
1.2. Peticionario:.....	10
1.3. Datos de contacto del titular de la instalación y representante: .....	10
1.4. Objeto de la petición y de la memoria: .....	10
1.5. Ubicación: .....	10
1.6. Proyectista:.....	10
<b>2. ANTECEDENTES Y OBJETO DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>3. JUSTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y OBJETO DEL PROYECTO .....</b>	<b>14</b>
<b>4. PROYECTOS RELACIONADOS .....</b>	<b>19</b>
<b>5. REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....</b>	<b>20</b>
5.1. Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas. ....	20
5.2. Varios.....	21
<b>6. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA. ....</b>	<b>24</b>
<b>B. MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>26</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ....</b>	<b>27</b>
1.1. General .....	27
1.2. Generador.....	28
1.3. Inversor.....	30
1.4. Sistema de corriente alterna .....	30
1.5. Evacuación de energía eléctrica .....	30
<b>2. PERSONAL .....</b>	<b>32</b>
<b>3. PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....</b>	<b>33</b>
<b>4. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DE FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>35</b>
4.1. Sistema de obra civil.....	35
4.2. Parámetros urbanísticos.....	42
4.3. Movimiento de tierras.....	43
4.4. Sistema de baja tensión de Corriente Continúa .....	44
4.5. Sistema de baja tensión Corriente Alterna .....	61
4.6. Sistema de Media Tensión.....	63
4.7. Sistema Anti intrusión .....	73
4.8. Sistema de Control y Adquisición de Datos .....	75
4.9. Medidas Correctoras .....	81
<b>C. PLIEGO DE CONDICIONES .....</b>	<b>83</b>
<b>1. ARTÍCULO 1. Evaluación del emplazamiento.....</b>	<b>84</b>
1.1. Características generales .....	84
1.2. Requisitos específicos.....	91
<b>2. ARTÍCULO 2. Componentes y materiales .....</b>	<b>93</b>
<b>3. ARTÍCULO 3. Sistemas generadores fotovoltaicos .....</b>	<b>94</b>
<b>4. ARTÍCULO 4. Obra civil y Estructura soporte .....</b>	<b>96</b>

5.	ARTÍCULO 5. Inversores .....	103
6.	ARTÍCULO 6. Cableado .....	105
7.	ARTÍCULO 7. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas .....	106
8.	ARTÍCULO 8. Monitorización y Control .....	107
<b>D.</b>	<b>CALCULOS</b> .....	<b>109</b>
1.	RESUMEN .....	110
2.	DATOS METEOROLÓGICOS .....	111
3.	ESTIMACIÓN DE PRODUCCIONES ENERGÉTICAS .....	112
4.	CÁLCULO DE CABLEADOS .....	119
4.1.	Circuito de corriente continua (c.c.) .....	119
4.2.	Circuito de corriente alterna (c.a.) .....	120
5.	RENDIMIENTO DEL INVERSOR .....	130
6.	TARADO DE PROTECCIONES .....	131
<b>E.</b>	<b>PLANOS</b> .....	<b>132</b>
1.	ÍNDICE DE PLANOS .....	133
1.1.	Implantación General .....	133
1.2.	Obra Civil .....	133
1.3.	Estructura soporte generador fotovoltaico .....	133
1.4.	Esquemas eléctricos desarrollados .....	133
1.5.	LSMT .....	133
<b>F.</b>	<b>PRESUPUESTO</b> .....	<b>134</b>
1.	PRESUPUESTO POR PARTIDAS .....	135
2.	PRESUPUESTO GENERAL .....	145
<b>G.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>146</b>
<b>H.</b>	<b>ANEXO I: PREVENCIÓN DE INCENDIOS FORESTALES</b> .....	<b>148</b>
<b>A.</b>	<b>LOCALIZACIÓN</b> .....	<b>150</b>
1.	LOCALIZACIÓN .....	151
1.1.	Instalación proyectada: .....	151
1.2.	Localización de la zona forestal: .....	152
<b>B.</b>	<b>PLIEGO GENERAL DE NORMAS DE SEGURIDAD EN PREVENCIÓN DE INCENDIOS FORESTALES</b> .....	<b>154</b>
1.	OBJETO .....	155
2.	ÁMBITO DE APLICACIÓN .....	155
3.	NORMAS DE SEGURIDAD DE CARÁCTER GENERAL .....	155
4.	UTILIZACIÓN DE EXPLOSIVOS .....	156
5.	UTILIZACIÓN DE HERRAMIENTAS, MAQUINARIA Y EQUIPOS .....	156
5.1.	Herramientas, maquinaria y equipos: .....	156
5.2.	Operarios controladores: .....	157
6.	EXPLOTACIONES FORESTALES. ....	159

7.	SUSPENSIÓN CAUTELAR DE LOS TRABAJOS.....	159
<b>I.</b>	<b>ANEXO II: ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS.....</b>	<b>161</b>
<b>A.</b>	<b>MEMORIA.....</b>	<b>163</b>
1.	OBJETIVO DEL ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS.....	164
2.	RESIDUOS GENERADOS EN LA OBRA .....	165
3.	ESTIMACIÓN DE LOS RESIDUOS A GENERAR CODIFICADOS DE ACUERDO A LA LISTA EUROPEA DE RESIDUOS GENERADOS EN LA OBRA.....	168
4.	MEDIDAS PARA LA PREVENCIÓN DE RESIDUOS EN LA OBRA .....	169
5.	OPERACIONES DE REUTILIZACIÓN, VALORIZACIÓN O ELIMINACIÓN A QUE SE DESTINARÁN LOS RESIDUOS QUE SE GENERARÁN EN LA OBRA.....	170
6.	MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA.....	171
<b>B.</b>	<b>PLIEGO DE CONDICIONES .....</b>	<b>173</b>
1.	INTRODUCCIÓN .....	174
2.	CONDICIONES DE INDOLE LEGAL .....	174
2.1.	Operarios controladores:.....	174
2.2.	Obligaciones de las partes implicadas:.....	176
<b>C.</b>	<b>PLANOS .....</b>	<b>179</b>
1.	ÍNDICE DE PLANOS.....	180
<b>D.</b>	<b>PRESUPUESTO.....</b>	<b>181</b>
1.	PRESUPUESTO POR PARTIDAS.....	182
2.	PRESUPUESTO GENERAL .....	183
<b>E.</b>	<b>SEPARATAS ORGANISMOS AFECTOS.....</b>	<b>184</b>
<b>A.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>186</b>
1.	DATOS PRINCIPALES .....	187
1.1.	Instalación proyectada: .....	187
1.2.	Peticionario:.....	187
1.3.	Datos de contacto del titular de la instalación y representante: .....	187
1.4.	Objeto de la petición y de la memoria: .....	187
1.5.	Ubicación: .....	188
1.6.	Proyectista:.....	188
2.	REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....	189
2.1.	Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas. ....	189
2.2.	Varios.....	190
3.	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA. ....	193
<b>B.</b>	<b>MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>195</b>
1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ....	196
1.1.	General .....	196
1.2.	Afecciones de la instalación fotovoltaica en zona de policía.....	197
1.3.	Afecciones por Plan de Acción Territorial sobre Prevención de Riesgos de Inundaciones de la Comunidad Valenciana (PATRICOVA) .....	198

2.	PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....	200
<b>C.</b>	<b>PLANOS .....</b>	<b>202</b>
1.	ÍNDICE DE PLANOS.....	203
1.1.	Implantación General .....	203
1.2.	Obra Civil .....	203
<b>D.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>204</b>
<b>A.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>207</b>
1.	DATOS PRINCIPALES .....	208
1.1.	Instalación proyectada: .....	208
1.2.	Peticionario:.....	208
1.3.	Datos de contacto del titular de la instalación y representante: .....	208
1.4.	Objeto de la petición y de la memoria: .....	208
1.5.	Ubicación: .....	209
1.6.	Proyectista:.....	209
2.	REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....	210
2.1.	Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas. ....	210
2.2.	Varios.....	211
3.	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA. ....	214
<b>B.</b>	<b>MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>216</b>
1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ....	217
1.1.	General .....	217
1.2.	Centro de Seccionamiento Independiente .....	218
1.3.	Doble Derivación Aéreo / Subterráneo .....	226
1.4.	Traza Línea Aérea de Media Tensión existente .....	229
2.	PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....	230
<b>C.</b>	<b>PLANOS .....</b>	<b>232</b>
1.	ÍNDICE DE PLANOS.....	233
1.1.	Implantación General .....	233
1.2.	Obra Civil .....	233
1.3.	Estructura soporte generador fotovoltaico .....	233
1.4.	Esquemas eléctricos desarrollados.....	233
1.5.	Traza LSMT.....	233
<b>D.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>234</b>
<b>A.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>237</b>
1.	DATOS PRINCIPALES .....	238
1.1.	Instalación proyectada: .....	238
1.2.	Peticionario:.....	238
1.3.	Datos de contacto del titular de la instalación y representante: .....	238
1.4.	Objeto de la petición y de la memoria: .....	238
1.5.	Ubicación: .....	239
1.6.	Proyectista:.....	239
2.	REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....	240
2.1.	Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas. ....	240
2.2.	Varios.....	241
3.	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA. ....	244

<b>B. MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>246</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ....</b>	<b>247</b>
1.1. General .....	247
1.2. Generador.....	248
1.3. Inversor.....	250
1.4. Sistema de corriente alterna .....	250
1.5. Evacuación de energía eléctrica .....	250
1.6. Parámetros urbanísticos.....	251
1.7. Movimiento de tierras .....	253
<b>2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....</b>	<b>255</b>
<b>C. PLANOS .....</b>	<b>257</b>
<b>1. ÍNDICE DE PLANOS.....</b>	<b>258</b>
1.1. Implantación General .....	258
1.2. Obra Civil .....	258
1.3. Estructura soporte generador fotovoltaico .....	258
1.4. Esquemas eléctricos desarrollados.....	258
1.5. Traza LSMT.....	258
<b>D. CONCLUSIONES.....</b>	<b>259</b>
<b>A. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>263</b>
<b>1. DATOS PRINCIPALES .....</b>	<b>264</b>
1.1. Instalación proyectada: .....	264
1.2. Peticionario:.....	264
1.3. Datos de contacto del titular de la instalación y representante: .....	264
1.4. Objeto de la petición y de la memoria: .....	264
1.5. Ubicación: .....	264
1.6. Proyectista:.....	265
<b>2. REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....</b>	<b>266</b>
2.1. Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas. ....	266
2.2. Varios.....	267
<b>3. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA. ....</b>	<b>270</b>
<b>B. MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>272</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ....</b>	<b>273</b>
1.1. General .....	273
1.2. Generador.....	274
1.3. Inversor.....	276
1.4. Sistema de corriente alterna .....	276
1.5. Evacuación de energía eléctrica .....	276
1.6. Parámetros urbanísticos.....	277
1.7. Movimiento de tierras .....	279
<b>2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....</b>	<b>281</b>
<b>C. PLANOS .....</b>	<b>283</b>
<b>1. ÍNDICE DE PLANOS.....</b>	<b>284</b>
1.1. Implantación General .....	284
1.2. Obra Civil .....	284
1.3. Estructura soporte generador fotovoltaico .....	284
1.4. Esquemas eléctricos desarrollados.....	284
1.5. Traza LSMT.....	284

<b>D. CONCLUSIONES.....</b>	<b>285</b>
<b>A. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>288</b>
<b>1. DATOS PRINCIPALES .....</b>	<b>289</b>
1.1. Instalación proyectada: .....	289
1.2. Peticionario:.....	289
1.3. Datos de contacto del titular de la instalación y representante: .....	289
1.4. Objeto de la petición y de la memoria: .....	289
1.5. Ubicación: .....	289
1.6. Proyectista:.....	289
<b>2. REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....</b>	<b>291</b>
2.1. Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas. ....	291
2.2. Varios.....	292
<b>3. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA. ....</b>	<b>295</b>
<b>B. MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>297</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ....</b>	<b>298</b>
1.1. General .....	298
1.2. Generador.....	299
1.3. Inversor.....	301
1.4. Sistema de corriente alterna .....	301
1.5. Evacuación de energía eléctrica .....	301
1.6. Parámetros urbanísticos.....	302
1.7. Movimiento de tierras .....	304
<b>2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....</b>	<b>306</b>
<b>C. PLANOS .....</b>	<b>308</b>
<b>1. ÍNDICE DE PLANOS.....</b>	<b>309</b>
1.1. Implantación General .....	309
1.2. Obra Civil .....	309
1.3. Estructura soporte generador fotovoltaico .....	309
1.4. Esquemas eléctricos desarrollados.....	309
1.5. Traza LSMT.....	309
<b>D. CONCLUSIONES.....</b>	<b>310</b>
<b>A. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>313</b>
<b>1. DATOS PRINCIPALES .....</b>	<b>314</b>
1.1. Instalación proyectada: .....	314
1.2. Peticionario:.....	314
1.3. Datos de contacto del titular de la instalación y representante: .....	314
1.4. Objeto de la petición y de la memoria: .....	314
1.5. Ubicación: .....	314
1.6. Proyectista:.....	314
<b>2. REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....</b>	<b>316</b>
2.1. Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas. ....	316
2.2. Varios.....	317
<b>3. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA. ....</b>	<b>320</b>
<b>B. MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>322</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ....</b>	<b>323</b>



1.1.	General .....	323
1.2.	Generador.....	324
1.3.	Inversor.....	326
1.4.	Sistema de corriente alterna .....	326
1.5.	Evacuación de energía eléctrica .....	326
1.6.	Parámetros urbanísticos.....	327
1.7.	Movimiento de tierras .....	329
1.8.	PORN Cuenca Hidrográfica de l' Albufera.....	330
<b>1.</b>	<b>PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....</b>	<b>331</b>
<b>C.</b>	<b>PLANOS .....</b>	<b>333</b>
<b>1.</b>	<b>ÍNDICE DE PLANOS.....</b>	<b>334</b>
1.1.	Implantación General .....	334
1.2.	Obra Civil .....	334
1.3.	Estructura soporte generador fotovoltaico .....	334
1.4.	Esquemas eléctricos desarrollados.....	334
1.5.	Traza LSMT.....	334
<b>D.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>335</b>

Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.



## **A. INTRODUCCIÓN.**

---

Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.

## 1. DATOS PRINCIPALES

### 1.1. Instalación proyectada:

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO CHIVA CON UNA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA DE 3.499 kW<sub>p</sub> Y UNA POTENCIA NOMINAL DE 2.800 kW, CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U., EN VALENCIA.

### 1.2. Peticionario:

VOLTIEN GENERACION OMEGA, S.L.

### 1.3. Datos de contacto del titular de la instalación y representante:

VOLTIEN GENERACION OMEGA, S.L.

C/ Marques de Dos Aguas, nº 7-1ºD

46002-VALENCIA

CIF: B – 40.573.461

Teléfono: 963.519.341; Fax: 963.519.633; e-mail: [v3j@v3jingenieria.com](mailto:v3j@v3jingenieria.com)

### 1.4. Objeto de la petición y de la memoria:

Solicitud de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones del Parque Solar Fotovoltaico Chiva, ubicado en Chiva (Valencia).

### 1.5. Ubicación:

Provincia: Valencia

Localidad: Chiva

Polígono: 11

Parcelas: 89, 91, 164, 165, 166, 171, 172, 174, 175, 176, 177 y 178.

### 1.6. Projectista:

V3J INGENIERIA Y SERVICIOS, S. L.

C/ Marques de Dos Aguas, nº 7-1ºD

46002-VALENCIA

CIF: B - 96599006

Teléfono: 963.519.341; Fax: 963.519.633; e-mail: [v3j@v3jingenieria.com](mailto:v3j@v3jingenieria.com)



Empresa que realiza ingeniería, construcción y explotación del citado Parque Solar Fotovoltaico.

Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.

## 2. ANTECEDENTES Y OBJETO DE LA INSTALACIÓN

Entre las medidas que en su día adoptó el Gobierno Español tendentes a fomentar el ahorro energético figura la promulgación de la Ley 82/1980, de 30 de Diciembre, sobre conservación de la energía cuyo objeto es, entre otros, potenciar las acciones encaminadas a "potenciar la adopción de fuentes de energías renovables reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos, y en general la dependencia exterior de combustibles".

En dicha Ley se establece que podrán acogerse a los beneficios que en la misma se disponen, las personas que desarrollen actividades para "el montaje de nuevas instalaciones de transformación energética en orden a sustituir el petróleo o sus derivados por otras fuentes de origen nacional", así como "sistemas de transformación energética que usen como fuente de energía las de tipo renovable".

Con posterioridad a la promulgación de esta Ley se han venido desarrollando unos conjuntos normativos que actualmente permiten establecer acciones encaminadas a alcanzar los objetivos marcados por la Ley, desarrollando instalaciones de generación solar fotovoltaica que representen una mejora en el consumo energético y que de la producción de la energía eléctrica que se realice se deduzca un ahorro energético dentro de las prioridades de la política energética general.

El actualmente vigente RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, establece los requisitos necesarios y el procedimiento para acogerse a él, así como las condiciones de entrega de energía a la red y su régimen económico.

Según este Real Decreto, podrán acogerse a la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, entre otras, las instalaciones de producción que utilicen como energía primaria la energía solar, clasificadas en la categoría b, grupo b.1, el cual las define como "las instalaciones que

únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica”.

El RD-413/2014 establece, también que, los titulares de instalaciones de producción acogidas al mismo podrán transferir al sistema eléctrico sus excedentes de energía eléctrica, percibiendo por ello la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación.

Al amparo de esta legislación el titular de la instalación que se proyecta pretende instalar, dentro del **“Parque Solar Fotovoltaico Chiva”**, una planta de energía solar interconectada a la red de distribución eléctrica, ubicada en el término municipal de Chiva, provincia Valencia.

Es objeto de esta instalación la utilización de una energía renovable, como es la energía solar, para la producción de energía eléctrica y su exportación de dicha energía a la red pública de distribución eléctrica, y tal como se decía antes, reduciendo el consumo de hidrocarburos, y en general la dependencia exterior de combustibles.

Esta instalación de energía solar fotovoltaica presenta un gran interés energético general, ya que incide positivamente en el escenario energético global puesto que contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona.

### 3. JUSTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y OBJETO DEL PROYECTO

El desarrollo de la actividad humana va unido, cada vez más, a las necesidades crecientes de energía. Esto conduce a una utilización masiva de combustibles fósiles que produce un agotamiento de estos recursos.

Los procesos de conversión energética basados en combustibles fósiles producen efectos nocivos sobre el planeta: lluvia ácida, efecto invernadero, cambio climático, destrucción de la capa de ozono, ...

La única alternativa viable, y aceptable políticamente en la actualidad, para evitar los efectos descritos es el uso de las energías renovables, las cuales no producen efectos secundarios sobre el planeta y además constituyen recursos energéticos inagotables. Por otro lado es la única forma viable, y muchas veces rentable, de reducir las tasas de dependencia energética de países que, como España y otros europeos, no disponen de fuentes convencionales alternativas energéticas.

Para luchar contra los efectos causados por el uso de los combustibles fósiles se estableció el llamado “Protocolo de Kioto”, el cual constituye el más fuerte acuerdo internacional para combatir el cambio climático implantando una reducción en las emisiones de los gases causantes del efecto invernadero y del calentamiento global del planeta.

Según el citado Protocolo los Estados miembros de la Unión Europea deberán reducir conjuntamente sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 5%, respecto de los niveles de 1990, en el período 2008-2012. El segundo período de compromiso del “Protocolo de Kioto” comenzó el 1 de enero de 2013 y finalizará en 2020. A este segundo periodo se aplica la enmienda de Doha, con arreglo a la cual los países participantes se han comprometido a reducir las emisiones en un 18% como mínimo con respecto a los niveles de 1990. La UE se ha comprometido a reducir las emisiones en este periodo en un 20% por debajo de los niveles de 1990.

El 6 de marzo de 2015, la UE aprobó formalmente el plan de contribuciones previstas determinadas a nivel nacional. Tal y como se recoge en el Marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030, se trata del objetivo vinculante de una reducción interna del 40% como mínimo de las emisiones de gases de efecto invernadero antes del 2030 y respecto a los niveles de 1990.

El 13 de julio de 2015, el Consejo Europeo adoptó la decisión que permitía a la UE ratificar la enmienda de Doha por la que se establece el segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto.

El 12 de diciembre de 2015, en la Conferencia sobre el Cambio Climático celebrada en París, se alcanzó un nuevo acuerdo mundial en materia de cambio climático. Los principales elementos del nuevo acuerdo de París fueron,

- Objetivo a largo plazo: los gobiernos acordaron mantener el incremento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales y redoblar los esfuerzos para limitarlo a 1,5°C.
- Contribuciones: planes nacionales de acción contra el cambio climático para reducir sus emisiones.
- Ambición: los gobiernos acordaron comunicar cada cinco años sus contribuciones para fijar objetivos más ambiciosos.
- Transparencia sobre el grado de cumplimiento de sus objetivos.
- Solidaridad: la UE y otros países desarrollados seguirán financiando la lucha contra el cambio climático para ayudar a los países en vías de desarrollo.

Para lograr este objetivo, el Consejo Europeo subrayó que las emisiones mundiales de gases con efecto invernadero deberán alcanzar sus valores máximos en 2020 a más tardar, reducirse en al menos un 50% en 2050 en comparación con 1990 y aproximarse a cero o estar por debajo de cero en 2100.

Con el fin de desarrollar el Protocolo y el acuerdo mundial en materia de cambio climático, la Unión Europea promulgó,

- Directiva 2001/77/CE, del 27 de Septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.
- Libro verde sobre la eficiencia energética o cómo hacer más con menos (2005).
- Libro verde: Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura.
- Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Corrección de errores de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Decisión de la Comisión, de 30 de junio de 2009, por la que se establece un modelo para los planes de acción nacionales en materia de energía renovable en virtud de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Decisión del Consejo, de 24 de junio de 2010, relativa a la celebración por parte de la Unión Europea del Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).
- Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

España, por su parte, también estableció el, “Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010”, el cual establece que el 12% de la demanda de energía primaria en el año 2010, debe ser cubierta por energías renovables. Igualmente el 22,5% de la energía eléctrica generada deberá ser de origen renovable; el “Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética

en España” y, el “Plan de Energías Renovables 2011-2020” el cual establece entre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 20%. Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, los objetivos se fijan en reducciones del 30% en 2020, reducciones del 40% en 2030 según se citaba anteriormente.

Una de las energías renovables más abundante en nuestro País es la energía solar. Esta fuente energética dispone de unos sistemas de utilización que actualmente cuentan con un nivel de desarrollo tecnológico avanzado y una viabilidad económica aceptable.

La forma de avanzar en estos objetivos y cumplir con las previsiones gubernamentales es proyectar y construir plantas de energías renovables como es el caso de la solar fotovoltaica.

Este proyecto se fundamenta y justifica en que actualmente la energía solar fotovoltaica presenta un gran interés energético general, ya que incide positivamente en el escenario energético global puesto que contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona, cumple con las directrices gubernamentales en materia energética y todo ello con unos niveles de eficiencia y rentabilidad apreciables.

Establecida la justificación, conveniencia y necesidad de la instalación de plantas solares fotovoltaicas, se redacta el presente Proyecto cuyo objeto es describir las principales características técnicas, de funcionamiento y de diseño del **“PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO CHIVA”**, a implantar en el término municipal de Chiva, provincia de Valencia, a base de módulos fotovoltaicos monocristalinos de silicio que produzcan una conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio, y la cual será exportada a la red local de distribución eléctrica en media tensión.



Como se verá en el contenido del citado proyecto la proyectada instalación no genera incidencias negativas en el sistema eléctrico al que se conecta debido a las seguridades y protecciones estudiadas e implantadas y a los estudios realizados por la empresa distribuidora para definir el punto y características de la conexión.

Es también objeto de este proyecto además de definir las instalaciones necesarias, como se decía antes, el darlas a conocer a los Organismos competentes de la Administración para solicitar de la misma las autorizaciones y aprobaciones pertinentes para la construcción, montaje y puesta en servicio de la citada planta solar.

Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.

#### 4. PROYECTOS RELACIONADOS

Este documento es el proyecto del Parque de Energía Solar Fotovoltaica de Chiva, compuesto por el generador fotovoltaico y una serie de instalaciones comunes necesarias para la conexión con la red de distribución eléctrica, en media tensión. Los proyectos de las instalaciones comunes, y por lo tanto relacionados con este, serán los siguientes:

- Centro de Seccionamiento Independiente a 20.000V, cuya titularidad antes de la obtención de la autorización de explotación, pasará a ser de la Empresa Distribuidora.
- Centro de Entrega y Medida de evacuación de Energía Eléctrica a 20.000 V, a instalar en el Parque Solar Fotovoltaico Chiva.
- Línea Subterránea Trifásica de Media Tensión a 20.000 V, secc. 95 mm<sup>2</sup> desde Centro de Seccionamiento hasta Centro de Entrega y Medida de evacuación de Energía Eléctrica a 20.000 V.
- Línea Subterránea Colectora Trifásica de Media Tensión a 20.000 V, secc. 95 mm<sup>2</sup> desde Estación de Inversores -Centro de Transformación Intemperie- hasta Centro de Entrega y Medida de Energía Eléctrica.
- Doble Derivación Subterránea Trifásica de Media Tensión a 20.000 V, secc. 240 mm<sup>2</sup> desde nuevo apoyo a intercalar en sustitución de apoyo existente en línea aérea de media tensión, hasta Centro de Seccionamiento, cuya titularidad antes de la obtención de la autorización de explotación, pasará a ser de la Empresa Distribuidora.
- Centro de transformación -Estación de Inversores- de intemperie, con transformador de 2.800 kVA para elevar la tensión hasta 20.000 V.

## 5. REGLAMENTACIÓN APLICABLE.

La actividad que se define en este documento está regulada de forma directa por la normativa legal que se relaciona, además de por otra que también le afecta de forma indirecta, la cual ha sido tenida en cuenta en la realización de este documento en la medida en que le afecta.

### 5.1. Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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.
- Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, (BOE 22/05/2015) por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- 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.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- 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 ITCRAT 01 a 23.

- Condiciones Técnicas y de Seguridad de las Instalaciones de Distribución de Empresa Distribuidora
- Norma Técnica Particular Instalaciones Fotovoltaicas Interconectadas a la Red de Distribución de Baja y Media Tensión.
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020.

## 5.2. Varios

- Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat.
- Ley 6/2014, de 25 de julio, de Prevención, Calidad y Control ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmosfera.
- Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.
- Real Decreto 678/2014, de 1 de agosto, por el que se modifica el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1495/1986, sobre Reglamento de Seguridad en las Máquinas.

- Real Decreto 1849/2000, de 10 de noviembre, por el que se derogan diferentes disposiciones en materia de normalización y homologación de productos industriales.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Documento Básico Seguridad en caso de incendio.
- Documento Básico Protección frente al ruido.
- Documento Básico Ahorro de Energía.
- Documento Básico Seguridad Estructural.
- Ley 5/2014, de 25 de julio, de la Generalitat, de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje, de la Comunitat Valenciana.
- Ley 1/2019, de 5 de febrero, de la Generalitat, de modificación de la Ley 5/2014, de 25 de julio, de ordenación del territorio, urbanismo y paisaje de la Comunitat Valenciana.
- Decreto 127/2006, de 15 de septiembre, del Consell, por el que se desarrolla la Ley 2/2006, de 5 de mayo, de la Generalitat, de Prevención de la Contaminación y Calidad Ambiental.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 2/1989, de 3 de marzo, de la Generalitat Valenciana, de Impacto Ambiental.
- Decreto 162/1990, de 15 de octubre, Reglamento de la Ley 2/1989, del Impacto Ambiental.
- Decreto 32/2006, de 10 de marzo, del Consell de la Generalitat, por el que se modifica el Decreto 162/1990.
- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA).
- Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de Dominio Público Hidráulico (RDPH) definen los bienes que integran el Dominio Público Hidráulico.
- Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del sector ferroviario.



- Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras.
- Real Decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Carreteras.

Asimismo, se observarán cuantas disposiciones legales se dicten en relación con las materias objeto del proyecto, durante la realización del mismo

## 6. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CLASIFICACIÓN URBANÍSTICA.

El parque solar fotovoltaico se situará en el término municipal de Chiva, en la provincia de Valencia. El municipio de Chiva se encuentra a una latitud de 39° 28' 17.33" N y a una longitud de 0° 43' 00.31" O.

El Parque Solar Fotovoltaico Chiva se encuentra situado en el polígono 11 del término municipal de Chiva. Ocupando las siguientes parcelas contempladas de: 89, 91, 164, 165, 166, 171, 172, 174, 175, 176, 177, 178. El terreno dispone de una superficie bruta de 71.006 m<sup>2</sup>, según datos catastrales. Las coordenadas UTM (WGS84) perimetrales de las parcelas son:

Polígono	Parcela	X	Y
11	89	696.751,97	4.373.037,28
11	91	696.566,63	4.373.162,15
11	164	696.791,28	4.373.085,56
11	165	696.815,27	4.373.154,13
11	166	696.895,86	4.373.154,34
11	171	696.839,96	4.373.233,01
11	172	696.777,07	4.373.256,95
11	174	696.662,34	4.373.196,79
11	175	696.619,41	4.373.203,03
11	176	696.583,73	4.373.240,36
11	177	696.662,04	4.373.283,98
11	178	696.684,96	4.373.329,38

Las referencias catastrales de los inmuebles son las siguientes:

MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	REF. CATASTRAL
CHIVA	11	89	46113A011000890000RG
CHIVA	11	91	46113A011000910000RY
CHIVA	11	164	46113A011001640000RO



CHIVA	11	165	46113A011001650000RK
CHIVA	11	166	46113A011001660000RR
CHIVA	11	171	46113A011001710000RX
CHIVA	11	172	46113A011001720000RI
CHIVA	11	174	46113A011001740000RE
CHIVA	11	175	46113A011001750000RS
CHIVA	11	176	46113A011001760000RZ
CHIVA	11	177	46113A011001770000RU
CHIVA	11	178	46113A011001780000RH

La calificación urbanística de las parcelas donde de desarrolla la actividad es: **suelo no urbanizable común.**

Se dispone ya del **Informe favorable de compatibilidad urbanística** emitido por el Ayuntamiento de Chiva.

FIRMA

Tomás Garnes Portolés  
Colegiado N°: 5758  
Ingeniero Industrial



## **B. MEMORIA DESCRIPTIVA.**

---

# 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

## 1.1. General

El Parque Solar Fotovoltaico que se proyecta dispondrá de una potencia fotovoltaica de 3.499 kWp. El mismo se completa con una serie de instalaciones para la gestión de la energía exportada y para la interconexión con la red de media tensión de la compañía distribuidora, la cual ya ha asignado punto de conexión.

El punto de conexión con la red de distribución se realizará en la línea 20 kV L-05 Cheste de ST Chiva, en concreto, sustituyendo el apoyo existente con número de matrícula 400820, por un nuevo apoyo de entronque con dos bajadas de línea y apertura de línea general (doble derivación subterránea) hasta un Centro de Seccionamiento Independiente a instalar.

La interconexión eléctrica a la red de distribución de MT, estará basada en las Normas Técnicas Particulares de la Empresa Distribuidora, en concreto Manuales Técnicos sobre Instalaciones Fotovoltaicas Interconectadas a las Redes de Distribución de Media Tensión y a las Condiciones de Técnicas y de Seguridad de las Instalaciones de Distribución de la Empresa Distribuidora de la zona.

La instalación solar fotovoltaica se ha proyectado en base a una instalación interconectada, formada por un generador fotovoltaico de corriente continua, de 3.499 kWp, dos inversores para la conversión de corriente continua en corriente alterna, con una potencia unitaria de 1.400 kW, siendo la potencia nominal de la instalación de 2.800 kW. Existirá un único transformador de generación ubicado en intemperie junto al sistema de baja tensión de corriente alterna formado por los necesarios y reglamentarios equipos de protección y maniobra con los aparellajes auxiliares necesarios. La salida MT del transformador conectará con la red de MT de distribución a través de un Centro de Entrega y Medida de Energía Eléctrica y una LSMT, propiedad de la empresa generadora. El Centro de Seccionamiento, previo a la obtención de la autorización de explotación, será objeto de cambio de titularidad, a favor de la

empresa distribuidora, y formarán parte de trabajos de extensión de la red de distribución.

El Punto de Conexión con la red de distribución será en barras del citado Centro de Seccionamiento, siendo éste, el límite de propiedad entre Productor y Distribuidor.

Los principales componentes de la instalación solar fotovoltaica que se describe en este documento, y sus características principales, son las siguientes,

## 1.2. Generador

El generador fotovoltaico estará constituido por un conjunto de módulos formados por células fotovoltaicas de silicio encapsuladas en soportes cristalinos e interconectados en serie. Los módulos irán montados y ensamblados sobre su propio bastidor de aluminio anodizado. Cada 72 células en serie, conformará un módulo fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos irán montados sobre estructuras móviles, denominadas seguidores, siendo éstos autoalimentados y de un único eje, cuyo giro será de este a oeste. Su rango de giro será de  $-60^\circ$  a  $60^\circ$ . El seguidor sigue la trayectoria solar del día, estando al orto orientado al este y al ocaso orientado al oeste.

Las ramas se interconectarán a través de cajas de seccionamiento y protección primaria, SP, las cuales cuentan con los elementos de protección y de corte necesarios para mantener la seguridad y posibilitar las labores de mantenimiento de las mismas.

La estructura soporte de módulos será de perfilera de acero galvanizado en caliente de alta resistencia diseñada para resistir, con los módulos montados, las sobrecargas de viento y nieve. Dichos perfiles estructurales serán de acero de calidad S235-275JR-ZM310.

Estas estructuras, en adelante denominadas “seguidores/mesas”, que soportan las ramas fotovoltaicas, estarán constituidas por 7 pórticos, 45 correas y 1 riostra de acero galvanizado en caliente de unas dimensiones aproximadas de 4.000 mm de anchura, 4.000 mm de altitud y 45.000 mm de longitud, con un espesor de galvanizado variable, asegurando en todo momento su vida útil para 30 años.

La tornillería será de acero inoxidable calidad A2 clase 70 ó de acero aleado térmicamente grado 8.8..

La estructura irá hincada directamente sobre el terreno, con regulación basta E-O y con regulación fina N-S. Cada mesa/seguidor contendrá 90 módulos fotovoltaicos dispuestos verticalmente, conformando una matriz de dos filas y cuarenta y cinco columnas en un caso. Cada módulo fotovoltaico dispondrá de cuatro puntos de sujeción a la estructura mediante perfilera de aluminio de calidad EN AW-6063.

El resumen de las características básicas de la instalación es el siguiente:

• Tipo de modulo	JAM72S01 385PR
• Marca modulo	JA SOLAR
• Potencia del modulo (Wp)	385
• Tensión modulo STC (Vmpp)	40,29
• Potencia del PSF (kWp)	3.499,65
• N° modulos fv	9.090
• Intensidad por rama (Impp)	9,56
• N° modulos por rama	30
• N° de ramas	303
• N° inversores	2
• Modelo de inversor	IS PowerMax 1.400TL B540
• Potencia nominal inversores (kW)	2.800
• Seguidor solar 2Vx45	85

- Seguidor solar 2Vx30 24
- Conexión eléctrica Trifásica

### 1.3. Inversor

La corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos del generador es enviada a los inversores estáticos. En estos elementos la corriente continua generada por los módulos se transforma en corriente alterna, la cual es dirigida a las bornas de baja tensión del transformador BT/MT.

En este sistema se encuentran instalados los elementos necesarios de protección y maniobra en Baja Tensión, como el interruptor automático de interconexión, el interruptor general y los relés de protecciones de la interconexión.

### 1.4. Sistema de corriente alterna

La corriente alterna convertida por los dos inversores fotovoltaicos pasa al sistema de corriente alterna, donde se interconecta con el sistema de baja tensión de c.a. (protección y maniobra), y finalmente con el transformador de llenado integral de BT/MT.

### 1.5. Evacuación de energía eléctrica

La instalación solar fotovoltaica dispondrá de una Estación en Intemperie, con una potencia aparente de 2.800 kVA, para la evacuación de la energía eléctrica. Esta estación contendrá debidamente compartimentado y asociados, obra civil superficial asociada, para recibir a los elementos de intemperie, aparataje de Baja y Media Tensión e Inversores Fotovoltaicos.

La salida del transformador va conectada, mediante una línea subterránea colectora de media tensión, con el Centro de Entrega y Medida de la energía eléctrica vertida a red por la instalación fotovoltaica, y desde aquí, a través de una línea subterránea de media tensión, se conectará con el Centro de Seccionamiento, considerado este último como trabajos de extensión de red, realizando cambio de titular a favor de la Empresa Distribuidora antes de la obtención de la autorización de explotación. El citado Centro de Seccionamiento

será el punto de conexión con la red de distribución. Desde este Centro de Seccionamiento, se realizará una doble derivación subterránea entubada hasta entronque aéreo-subterráneo, nuevo apoyo a intercalar en la línea aérea existente de la empresa distribuidora, sustituyendo al existente, N° 400820.

La longitud de la línea de evacuación entre el Centro de Entrega y Medida de la energía eléctrica y el Centro de Seccionamiento es de 750 ml, discurriendo por dominio municipal, todo ello bajo el término municipal de Chiva.

La longitud de la doble derivación subterránea, entre el Centro de Seccionamiento y el entronque A/S será de 25 ml, discurriendo por dominio privado, todo ello bajo el término municipal de Chiva.

La disposición del Parque Solar Fotovoltaico tendrá una configuración centralizada, es decir, los inversores, transformador, equipos de protección y maniobra estarán agrupados en una única plataforma superficial de hormigón, denominada Skid, en estadio de intemperie. Se dispondrá espacio suficiente entorno a éste para estacionar la grúa de forma que la pluma pueda acceder o descargar cualquier elemento o equipo susceptible de desmontaje.



## 2. PERSONAL

La instalación fotovoltaica estará totalmente equipada para una correcta explotación en régimen de abandono, existiendo SCADA y SIPCO, tanto local como remoto, en Despacho Delegado. Asimismo, la instalación estará dotada de un sistema anti intrusión equipado con la tecnología necesaria para realizar video vigilancia y video análisis desde Central Receptora de Alarmas.

Además, se preveé la entrada puntual de personal técnico para la realización de tareas de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo reglamentario.

### 3. PROGRAMA DE EJECUCIÓN

El plan de ejecución se divide en tres etapas:

1. Tramitación administrativa del proyecto.
2. Ejecución de la planta.
3. Explotación de la planta.

Los trámites administrativos necesarios para la ejecución de la misma están siendo desarrollados durante el presente año. Por tanto, la ejecución de la misma, se realizará durante el Q2 del año 2020. Transcurrido este tiempo, se iniciará el periodo de explotación de la misma que se estima inicialmente en 30 años.

## CRONOGRAMA - PSF CHIVA

TAREAS	Duración en semanas	MESES																				
		jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Firma del contrato			▲																			
<b>INGENIERÍA básica y de detalle</b>	<b>10</b>		■	■	■																	
<b>GESTIÓN ADMINISTRATIVA</b>																						
Autorización de instalaciones	24				■	■	■	■	■	■	■	■	■									
Licencia de Obras y Actividad	8				■	■	■															
Contrato Compañía Eléctrica	8																					
																■	■					
<b>GESTIÓN COMERCIAL</b>	<b>20</b>				■	■	■	■	■	■	■	■	■									
<b>GESTIÓN DE OBRAS</b>																						
Contrato con Contratistas y Fabricantes	6											■	■	■								
Inicio de obra													▲									
Preparación del terreno	4												■	■	■	■						
Instalación eléctrica B.T y M.T.	16													■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ensayos y Pruebas de P.E.S.	4																					
Trabajos en la Red de Distribución a realizar por Compañía Eléctrica	8																					
Concesión de acta de explotación																						
Comienzo de la explotación																					▲	

*Ilustración 1. Programa de Ejecución*

## 4. DESCRIPCION DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS TECNICAS Y DE FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

### 4.1. Sistema de obra civil

La instalación de 3.499 kWp dispone de un generador de módulos fotovoltaicos que tiene una superficie neta aproximada de 18.568 m<sup>2</sup>. La parcela dispone de una calificación urbanística y medioambiental adecuada para construir en ella la instalación proyectada. Las dimensiones de la parcela son las necesarias para poder implantar la citada.

La parcela dispone de acceso directo desde un vial público (municipal). Los accesos disponen de un vial con anchura mínima de 3 metros y una pendiente máxima inferior al 8%.

La parcela se encuentra a la misma cota que el vial de acceso, sin ningún tipo de desnivel. La parcela deberá estar desbrozada y libre de maleza de todo tipo.

Los módulos fotovoltaicos se dispondrán en 110 seguidores de dos tipos diferentes: 83 seguidores con 90 módulos (3 strings) y 27 seguidores con 60 módulos (2 strings); todos ellos con 30 módulos conectados en serie. Entre los distintos seguidores que forman la instalación, hay un pasillo de terreno de 4,4 metros, el cual quedará en su estado original primitivo.

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos se hincará directamente sobre el terreno, no siendo necesaria ejecución de obra civil para ello. En su dimensionado se han tenido en cuenta las Normas Básicas del Eurocódigo y Código Técnico de la Edificación que le afectan, y se ha calculado su resistencia al vuelco, al deslizamiento y al hundimiento, así como la resistencia de los módulos a las sobrecargas de la nieve y el viento.

Todo el terreno estará vallado en su perímetro, con una altura de 2,20 metros como mínimo, medida desde el exterior, provista de señales de advertencia de

riesgo eléctrico en cada una de sus orientaciones, con objeto de advertir sobre el peligro de acceso al recinto a las personas ajenas al servicio.

Los viales interiores serán, bien de zahorra natural bien de tierras procedentes de la propia excavación, compactadas adecuadamente. Tendrán la suficiente anchura para el acceso de personas, vehículos y maquinaria a la planta generadora. Se dispondrá de viales perimetrales, con anchura, todos ellos de 3 ml. Las vías para el acceso de materiales deberán permitir el transporte, en camión, de los inversores, transformador y demás elementos pesados hasta su ubicación.

Además, para conservar la unidad territorial de la instalación, será necesario solicitar documento de cesión de terrenos por pleno del Ayuntamiento, por existir vial público circundante entre las parcelas destinadas a la ubicación del generador. Se pretende el desvío de este vial público por la zona perimetral del parque, permitiendo de esta manera el acceso al resto de parcelas colindantes y dotando de servidumbre de paso para los trabajos de mantenimiento necesarios para la LA-56 existente, de la empresa distribuidora.

Para el diseño del recorrido de este nuevo vial público, que será sometido a pleno, se han tenido en cuenta los retranqueos establecidos por las Normas Subsidiarias del Ayuntamiento, estableciendo éstos en las propias parcelas de la instalación, de manera que, los vecinos de las parcelas próximas no se vean afectados en modo alguno.

Se denominará “Skid” al conjunto inversores, transformador de servicios auxiliares, cuadro de servicios auxiliares, aparellaje de baja y media tensión y transformador BT/MT.

El Skid se instalará sobre una losa de hormigón superficial de dimensiones aproximadas: 8.000 x 5.000 x 300 mm. Esta losa contará con los necesarios huecos pasacables para recoger los cables de entrada entubados de la instalación, provenientes del campo solar, y para la salida del sistema de Media Tensión, todo ello enterrado y entubado.

El mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 10 mm, formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 ml que conformará la losa de hormigón, se conectará al sistema de tierras a fin de evitar diferencias de tensión peligrosas en su interior. Los inversores, aparellaje de baja y media tensión, circuitos auxiliares y transformador de generación, descansarán directamente sobre éste, previamente practicado el foso correspondiente para recogida de dieléctrico, dónde se transmitirán todos los esfuerzos estructurales. La refrigeración del inversor fotovoltaico se realizará por convección forzada, bajo consignas de operación establecidas.

Debido al estadio de explotación de la instalación, régimen de abandono, no existirá red de salubridad interior.

Se instalará un edificio prefabricado que incluirá el aparellaje del Sistema de Control y Adquisición de Datos y aparellaje del sistema de Protección Contra Intrusos.

Las características específicas mínimas de los elementos estructurales que conformarán el edificio serán,

- Perímetro estructural en perfiles UPN 160 S 275 JR o similar, acero galvanizado en caliente. Los citados perfiles descansarán sobre losa de cimentación.
- Correas DD11 en tubo de dimensiones adecuadas.
- Pilares de acero galvanizado en caliente en tubo de dimensiones adecuadas.
- Canalón perimetral galvanizado en caliente desaguando directamente al exterior desde su perímetro o desde puntos centrales.

Los cerramientos exteriores de la edificación descrita anteriormente serán paredes de panel sándwich de caras metálicas, con un espesor mínimo de 40 mm. Las chapas metálicas serán de acero galvanizado en caliente, lisas, nervadas ó microperforadas. Recibirán un tratamiento protector, además del galvanizado, que será un prelacado ó un recubrimiento plástico (poliéster, PVDF, etc.). Dispondrán de un núcleo intermedio de aislamiento compuesto por

espuma a base de resinas de poliuretano autoextinguible ó su variante de poliisocianurato, con resistencia al fuego, baja propagación de llama, mínima velocidad de propagación del humo y buen aislamiento térmico y acústico.

Los techos serán de panel sándwich de intemperie, aislantes térmicos y acústicos. La estructura bastidor perimetral de perfiles será de chapa galvanizada, soldadas entre sí las distintas piezas con soldadura semiautomática. Los techos estarán diseñados de tal forma que se impidan las filtraciones y la acumulación de agua y nieve sobre éstos, desaguando directamente al exterior desde su perímetro o desde puntos centrales.

Las rejillas de ventilación estarán construidas en chapa de acero galvanizado recubierta con pintura epoxi. Esta doble protección, galvanizado más pintura, las hará muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos. Las lamas en V serán fijas en horizontal a 40°. Dispondrán de malla metálica antipájaros, cuya trama impide la entrada de cualquier objeto del exterior cuyas dimensiones sean superiores a 5x5mm.

Las puertas serán de chapa metálica zincada. Se podrán abatir 180° hacia el exterior.

El Centro Seccionamiento de la Distribuidora y el Centro de Entrega y Medida de Evacuación de Energía Eléctrica serán dos edificios prefabricados de hormigón. Las características principales de los mismos serán,

- Compacidad
- Material empleado para la fabricación de bases, paredes y techos será hormigón armado, con una resistencia mínima de 250 Kg/cm<sup>2</sup> y una perfecta impermeabilización.
- Equipotencialidad de todo el prefabricado. Ningún elemento accesible desde el exterior estará unido al sistema equipotencial.
- Impermeabilidad
- Grados de protección adecuados a instalación en intemperie.

Las puertas serán de chapa metálica zincada. Se podrán abatir 180° hacia el exterior.

Tanto el Centro de Seccionamiento como el Centro de Entrega y Medida serán accesibles al personal de la compañía eléctrica desde el vial público.

El acabado exterior será normalmente liso y preparado para ser recubierto por pinturas de la debida calidad y del color que mejor se adapte al medio ambiente.

El conjunto tendrá un aislamiento acústico de forma que no transmita niveles sonoros superiores a los permitidos por las Ordenanzas Municipales aplicables. Se dispondrá también de los necesarios puntos de luz de emergencia de carácter autónomo que señalarán los accesos a los citados edificios.

Existirá una zona de gravas con objeto de mejorar ostensiblemente la puesta a tierra del sistema de CA y sistema de MT. El espesor mínimo del recubrimiento de grava será de 150 mm como mínimo. Su cota será de -0,10 ml.

Existirá un sistema fijo de detección automática de incendios, ubicado en el Centro de Seccionamiento y el Centro de Entrega y Medida de Energía Eléctrica formado por detectores ópticos de humos y detectores térmicos. Cualquier alarma detectada por el sistema indicado, provocará un cero en tensión en el sistema de corriente alterna en Media Tensión a través de lógica programable.

Existirán extintores móviles que se colocarán, tanto en el generador fotovoltaico como en los accesos a los centros descritos anteriormente. Las características de los mismos serán, en función de su eficacia, tanto 89B, como 21A 113B.

Los caminos de evacuación y la localización de los elementos de seguridad estarán debidamente indicados mediante la cartelería oportuna.

La ubicación de ambos edificios, el edificio de instrumentación así como la ubicación del Skid se indica en los planos anexos a este Proyecto.

En cuanto a las canalizaciones subterráneas a realizar, se distinguirá entre,

#### - Directamente enterrados

La profundidad, hasta la parte superior del cable, no será menor de 0,60 m en acera, ni de 0,80 m en calzada.

Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno, y que ofrezca seguridad frente a excavaciones hechas por terceros, en la instalación de los cables se seguirán las instrucciones descritas a continuación:

- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc.. . En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales.
- Por encima de la arena todos los cables deberán tener una protección mecánica, como por ejemplo, losetas de hormigón, placas protectoras de plástico, ladrillos o rasillas colocadas transversalmente. Podrá admitirse el empleo de otras protecciones mecánicas equivalentes. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.
- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.

#### - En canalizaciones entubadas

Serán conformes con las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. No se instalará más de un circuito por tubo.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros

condicionantes viarios. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

Las superficies ocupadas desde el punto de vista de ordenación de la instalación de generación eléctrica, serán

#### 4.1.1. Superficie total de las parcelas.

La superficie total de las parcelas donde se desarrolla la actividad es, según datos del Registro de la Propiedad, de 71.006 m<sup>2</sup>.

#### 4.1.2. Superficie ocupada por módulos fotovoltaicos.

El campo solar fotovoltaico ocupa una superficie de 18.568 m<sup>2</sup>.

#### 4.1.3. Superficie ocupada por edificaciones.

Las superficies ocupadas por las edificaciones se resumen en el cuadro siguiente:

EDIFICACIÓN	SUPERFICIE OCUPADA (m <sup>2</sup> )
Centro de Entrega	10,53
Centro de Reparto de la Distribuidora	10,53
Edificio prefabricado instrumentación	10,15
Skid inversores y transformador	39,13
<b>TOTAL EDIFICACIONES</b>	<b>70,34</b>

#### 4.1.4. Superficie ocupadas por viales.

Existe un vial perimetral y otro central, para permitir el paso de vehículos tanto para las tareas de mantenimiento como para el correcto desarrollo de la obra. La anchura de todos los viales será de 3 m. La longitud total de los viales es de 1.506 m. Por lo tanto la superficie ocupada por los viales será de 4.518 m<sup>2</sup>.

## 4.2. Parámetros urbanísticos.

La calificación urbanística de las parcelas donde se desarrolla la actividad es **suelo no urbanizable común**.

El instrumento del planeamiento municipal vigente en el término municipal de Chiva, son las Normas Subsidiarias, aprobadas el 27/09/1983. La actividad se desarrollará en suelo no urbanizable no protegido, enmarcándose el uso dentro de Capítulo II del Título II de la LSNU dentro de las “actividades industriales y productivas”, por lo tanto siendo una actuación permitida dentro de esta clasificación del suelo, como establecido en sus normas subsidiarias.

Además, la actividad que aquí se describe también se enmarca dentro de la Ley 5/2014 de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje de la Comunitat Valenciana. Concretamente está recogida en el artículo 197, párrafo d) generación de energía renovable.

Tras la aprobación de la Ley 1/2019, de 5 de febrero, de la Generalitat, de modificación de la Ley 5/2014, de 25 de julio, de ordenación del territorio, urbanismo y paisaje de la Comunitat Valenciana, su artículo 121, modifica los apartados 2 y 3 del artículo 202 de la Ley 5/2014 y se añaden los apartados 4 y 5 al artículo 202, que quedan redactados como sigue:

*“4. Se eximirán de la declaración de interés comunitario en suelo no urbanizable común:*

*a) Las siguientes instalaciones de energías renovables:*

*2.º Las instalaciones generadoras de energía solar fotovoltaica cuya potencia de producción energética sea menor o igual a cinco Mw de pico, ocupen una superficie menor de diez hectáreas y abarquen la parcela mínima exigible por el planeamiento urbanístico, no inferior a una hectárea.”*

#### 4.2.1. Índice de edificabilidad neto máximo.

Los edificios que forman parte de la actividad ocupan una superficie de 70,34 m<sup>2</sup>, por lo tanto el índice de edificabilidad es del 0,118% , muy por debajo del máximo marcado por las normas.

#### 4.2.2. Altura máxima de la edificación.

Tal como se puede observar en los planos adjuntos, los edificios proyectados tienen una altura inferior a 4,5 ml.

#### 4.2.3. Número máximo de plantas.

Los edificios proyectados son de una sola planta.

#### 4.2.4. Separación a lindes.

Las edificaciones e instalaciones se han separado más de 5 ml. respecto línea de vallado de parcela, según ordenanza reguladora municipal.

#### 4.2.5. Separación a cauces públicos y embalses

Las edificaciones e instalaciones se han separado más de 20 ml. respecto línea de máxima capacidad del cauce público, según ordenanza reguladora municipal.

### 4.3. Movimiento de tierras

La transformación del terreno para la implantación del generador será mínima ya que el terreno presenta actualmente pendientes Norte-Sur menores de 10°, pendiente máxima admitida por el estructurista de los seguidores.

Por tanto, la transformación del terreno para la implantación del generador se basa en desbroce y limpieza del terreno actual, junto con un posterior refinado del terreno y nivelación respetando la orientación de las pendientes actuales.

No será necesaria la utilización de ninguna escombrera. Únicamente se contemplará una pequeña zona donde se almacenará la capa superficial de la

tierra vegetal que se usará al final de la actuación para estabilizar la lámina superficial si hiciera falta.

La actuaciones a realizar, no toca, desvía, ni corta en ningún momento curso de agua alguno. Tampoco en lo referente a barrancos, aliviaderos o formaciones que puedan servir o sirvan a evacuar el agua de la zona.

Dado que se han respetado las pendientes naturales del terreno, y que estas solo han sido aumentadas, disminuidas o igualadas, los cursos de las pluviales después de las actuaciones serán y seguirán los mismos que después de esta.

## **4.4. Sistema de baja tensión de Corriente Continúa**

### **4.4.1. Módulos fotovoltaicos**

Se han seleccionado módulos de alto rendimiento fabricados por JA SOLAR, de 385 Wp de potencia máxima, modelo JAM72S01 385PR. Estarán formados por 72 células monocristalinas de 156,75 x 156,75 mm<sup>2</sup> de alta eficiencia, conductores eléctricos de cobre plano bañado en una aleación de estaño-plata, que mejora la soldabilidad y soldadura de células y conductores por tramos, para liberación de tensiones.

Gracias a su construcción con marcos laterales de aluminio anodizado y el frontal de vidrio, de conformidad con estrictas normas de calidad, y su resistencia a las sobrecargas originadas por el viento y la nieve, estos módulos soportarán las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil. El frontal de vidrio soportará impactos de granizo de diámetro normalizado de 25 mm, velocidad de ensayo 23 m/s y masa 7,53 g.

La caja de conexiones, con grado de protección mínimo IP 67, admitirá cables de hasta 4,0 mm<sup>2</sup>. Incluirán tres/seis diodos de by-pass, éstos serán intercambiables gracias a que el sistema de uniones de montaje no presentará soldaduras, siendo todos los contactos eléctricos realizados por presión, evitando así la posibilidad de soldaduras frías. El cableado tendrá una longitud

mínima de 1,2 ml e incluirá conectores rápidos QC 4. 10-35 (1.500V), anti-error.

- Cubierta: Vidrio templado.
- Encapsulante: Acetato de etilenvinilo.
- Dorso: Vidrio templado.
- Marco: Aluminio.

#### 4.4.2. Características eléctricas de los módulos:

- Potencia máxima (+5 %) 385 Wp
- Corriente en el punto de máx potencia 9,56 A
- Tensión en el punto de máx potencia 40,29 V
- Corriente de cortocircuito 10,11 A
- Tensión de circuito abierto 48,98 V
- N° de células. 72
- Tensión máxima módulos 1.500 V.
- Eficiencia 19,8 %

Medidas en las siguientes condiciones (CEM):

- Temperatura de célula 25°C
- Radiación 1.000 W/m<sup>2</sup>
- Espectro AM 1.5G

#### 4.4.3. Características físicas de los módulos:

- Longitud: 1.960 mm.
- Anchura: 991 mm.
- Espesor: 40 mm.
- Peso: 22 Kg ± 3%

Los módulos seleccionados cumplirán las siguientes características:

- Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:2006 y UNE-EN 61730-2:2007 para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino de uso terrestre (o su equivalencia europea ó

americana), así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

- Garantía anti PID.
- Garantía de fabricación 12 años, Garantía de Potencia lineal, 82,5% 25 años.
- Registro TÜV (Registro de cualificación).
- Obligatoriedad marcado indeleble CE (obligatoriedad comercialización de productos en la Unión Europea).
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Los módulos fotovoltaicos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales. La caja de conexiones dispondrá de un grado de protección mínimo IP65.
- Se verificará que ningún módulo presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante (defectos inspección visual definidos según Norma UNE-EN 61215:2006).
- Potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar comprendidas en el margen del +5% de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Estructura del generador (marco del módulo fotovoltaico) conectada a tierra.

#### 4.4.4. Soportes de módulos

La estructura soporte de módulos estará calculada de acuerdo a EuroCódigo y Código Técnico de la Edificación.

La estructura de fijación será monoposte de perfilera de acero galvanizado en caliente, con secciones estándar de construcción. Se cumplirá con las normas europeas para su fabricación.

Este tipo de estructura asegura una fijación resistente al viento y a la corrosión durante los 30 años de vida esperada del sistema.

El anclaje de la estructura sobre el terreno se realizará mediante pilotaje de la misma, dimensionada para contrarrestar la carga de viento y nieve indicada en el apartado de acciones del EuroCódigo. Cada mesa/seguidor contendrá 90 módulos fotovoltaicos dispuestos verticalmente, conformando una matriz de dos filas y cuarenta y cinco columnas en un caso, dos filas y treinta columnas en el otro caso. Cada módulo fotovoltaico dispondrá de cuatro puntos de sujeción a la estructura mediante perfilera de aluminio de calidad EN AW-6063.

La tornillería será de acero inoxidable calidad A2 clase 70 ó de acero aleado térmicamente grado 8.8.

El radio de giro del seguidor será  $-60^\circ$  a  $60^\circ$ . Entre las dos alas del seguidor se encuentra el motor que permite el giro de éste. Este motor será autoalimentado mediante un panel fotovoltaico y una pequeña batería ubicada entre las dos alas que permite la alimentación de éste.

Las características principales de los seguidores solares serán las siguientes:

- Seguidor solar: Monofila a un eje horizontal
- Alcance del seguidor:  $120^\circ (\pm 60^\circ)$  /  $100 (\pm 50^\circ)$
- Superficie de módulos / seguidor: Hasta 180 m<sup>2</sup>
- Opciones de cimentación:
  - Hincado directo
  - Pre-drilling + hincado
- Adaptación al terreno: Hasta 20% inclinación N/S
- Perfiles: calidad y tratamiento: Acero de alta resistencia S275JR, S355JR y acero ZM310
- Tornillería:
  - Grado 8.8 (Acero de Medio Carbono tratado térmicamente)
  - ZnNi + sellante
- Accionamiento: Módulo de giro o actuador lineal

- Normativa y regulación: Cálculo, diseño y fabricación de la estructura de acuerdo a las normas Eurocódigo y estándares
- Configuración de los módulos: Versión 1.500 V
- Disponibilidad: >99,5%
- Protección de la corrosión: 30 años, según ISO 14713 C3

Un aspecto importante en estos seguidores será el controlador electrónico, sus características principales serán las siguientes:

- Control: Tarjeta electrónica con microprocesador (1 controlador por seguidor)
- Marcado IP: IP65
- Algoritmo del seguidor: Cálculos astronómicos (error < 0.0015°) con backtracking
- Control de viento avanzado: Alto, medio y bajo viento
- Posición nocturna: Defensa
- Opciones de comunicación:
  - Opción de cable: RS-485 // Radio
  - Fibra óptica hasta concentradores principales
- Condiciones atmosféricas: Altitud < 1000 m\*: -5° C a 50° C
- Sensores: Inclinómetro analógico
- Tipo de motor: Motor DC 0.15 kW / 0.10 kW
- Alimentación: Autoalimentado

El sistema de control definido para los seguidores dispondrá, en un primer nivel, de comunicación a través de fibra óptica para unir los dos armarios principales (Gateways), con el servidor central (TMS Server), éste último ubicado en el edificio que albergará la instrumentación, los dos primeros sitios en campo. A través de estos dos armarios, y mediante bus RS485, se unirán todas y cada una de las cajas de control de los Head-Tracker, quienes a través de comunicación vía radio, enlazarán con todos los seguidores de la instalación, para realizar control de seguimiento, backtracking y posición de defensa.

Con objeto de evitar la creación de par galvánico en el contacto entre el módulo fotovoltaico y estructura (aluminio y acero), se intercalará algún tipo de material que impida la posibilidad del citado, tales como materiales aislantes, bimetálicos, EPDM, recubrimientos anodizados o dejando el espacio de separación correspondiente.

La sujeción del módulo a la estructura de acero galvanizado se realizará mediante sujeciones de aluminio, tornillería inoxidable y material de aislamiento del par con un grosor mínimo de 3 mm, suficiente para evitar el contacto entre el aluminio y el acero.



*Ilustración 2.- Imagen del seguidor solar empleado en PSF Chiva.*

#### **4.4.5. Interconexión, protecciones y cableado de módulos**

Los módulos fotovoltaicos se agruparán en ramas de 30 módulos conectados en serie. La instalación descrita en este documento estará formada por 303 ramas, dispuestas aproximadamente en 110 seguidores. A su vez, la distribución eléctrica propiamente dicha se hará agrupando conjuntos de 18 ramas, aproximadamente, en un cuadro de protección y seccionamiento denominado SP, para agruparse todos los SP en barras de corriente continua del correspondiente inversor fv, protegida cada línea eléctrica por su correspondiente fusible ubicado en cada una de las entradas del propio inversor fv.. La instalación dispondrá de un total de 16 armarios SP, 8 armarios a cada máquina. La potencia del generador fv en ambas máquinas será muy similar: 1,755MWp en Inversor 1 y 1,744MWp en Inversor 2.

Las secciones de los conductores de interconexión desde los módulos hasta el inversor se detallan a continuación. Se han calculado para que la caída de tensión no sea superior al 1,5%, suma agregada de caídas de tensión de la parte de cc.

- Cableado desde módulos fv a armarios SP: fotovoltaico SS-F (AS) ó ZZ-F (AS)-4 mm<sup>2</sup>, según EA 0038:2008, 0,9/1,8 kV CC.
- Cableado desde armarios SP a inversor fv: RV Al 0,9/1,8 kV CC 70-150mm<sup>2</sup>.

Todo el cableado será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, de acuerdo a las normas EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502, UNE-HD 603-5X, UNE-EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2, UNE-EN 60754-1, IEC 60754-1, UNE-EN 60754-2, IEC 60754-2, UNE-EN 61034, IEC 61034, UNE 21 022, UNE 21 167-1, UNE HD 603-5N, UNE 21123, UNE-HD 603, UNE 21030 y EA 0038.

Las características básicas de todo el cableado a utilizar en el sistema de corriente continua serán,

#### Tensión asignada

Estos cables tienen una tensión asignada  $U_0/U$  (aquella tensión de referencia para la cual está previsto el cable y que sirve para definir los ensayos eléctricos) de 0,9/1,5 kV CC.

El valor máximo eficaz de la tensión ( $U_m$ ), la más elevada de una red para la cual el cable puede ser instalado, es de  $U_m = 1,8$  kV en CC.

#### Las temperaturas de referencia para los cables serán:

- servicio normal generador fotovoltaico: +120°C.
- servicio normal: -40°C a +90°C.
- cortocircuito: 250°C (5s de duración).

#### Aislamiento

Será dieléctrico extruido de compuestos basados en polietileno reticulado químicamente (XLPE) y elastómero reticulado basado en silicona.

#### Ensayos en condiciones de fuego

Ensayo de propagación de la llama.

Ensayo de propagación del incendio.

Corrosividad de gases (si se requiere).

Densidad de humos (si se requiere).

La instalación dispondrá de los siguientes elementos de protección,

1. Diecieis SP-CC: cajas de protección, seccionamiento, agrupamiento y monitorización, con unas dimensiones aproximadas de 800x600x300, de policarbonato ó poliéster autoextinguible V2S.UL94. Constará de:

- Tipo de instalación: intemperie; debidamente protegido de la lluvia, radiación ultravioleta y ambientes corrosivos.
- Protección mínima IP 65. Grado de protección IK10.
- Seccionadores de corte en carga  $I_n = 250$  y  $315$  A.
- Barras aisladas de cobre electrolítico laminado, sin remaches ni soldaduras ni revestimiento ni baño galvánico.
- Sistema de tierras mediante conector de tierra PG M16.
- Bases portafusibles cilíndricas  $10 \times 38$  mm, intensidad asignada  $20/32$  A.
- Unidades fusible cilíndrico gPV en polo positivo y unidades casquillo cilíndrico en polo negativo
- P de C =  $10$  kA.
- Fusibles  $15$  A.
- Descargadores de tensión multipolar,  $V_{max} = 1.500$  V, Clase I + II.
- Máximo número de canales medibles:  $22$ .
- Comunicación vía RS-485.
- Fuente de alimentación incorporada.
- La monitorización permitirá la medición de las corrientes de cada string del generador fotovoltaico y la detección de las corrientes de string defectuosas.

2.- Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc. Tensión de aislamiento 1.500 V.

Todos los elementos no metálicos, tales como regletas de bornas, canales de cables, abrazaderas, terminales, etc., deberán ser de material no higroscópico y no propagador de la llama. Asimismo, tanto el cuadro, como cada nivel de tensión, dispondrán de su rótulo correspondiente.

En caso de que los prensaestopas no se ajusten perfectamente a los cables instalados en los cuadros, una vez realizado el cableado externo, se taparán los huecos con lana de roca taponando el hueco de paso de cables.

#### 4.4.6. Cableado de salida de módulos

El cable a utilizar en el sistema de c.c. desde la salida de módulos hasta el inversor se ha calculado para que la caída de tensión no sea superior al 1,5%, suma agregada de caídas de tensión de la parte de cc.

La conducción hasta el inversor se realizará en tres tramos. En el tramo que transcurre en el propio generador fotovoltaico y, hasta la correspondiente caja de protección, seccionamiento, agrupamiento y monitorización, SP-CC, se recogerán los cables, para realizar, tanto tendido aéreo, como primer tramo, utilizando la perfilera propia de la estructura soporte, a una distancia mínima de 0,90 m sobre el nivel del suelo, como tendido subterráneo en un segundo estadio, realizando la canalización en zanja bajo tubo independiente corrugado de doble capa de PVC 63 mm de diámetro. Se adoptará cable unipolar, flexible, de doble aislamiento y designación: SS-F ó ZZ-F 0,9/1,5 kV CC, según EA 0038:2008.

El tercer tramo, la conducción desde esta caja hasta el correspondiente inversor se realizará mediante cables en canalización subterránea en zanja bajo tubo independiente corrugado doble capa de PVC 110 mm de diámetro. Estas zanjas comunicarán con la atarjea de entrada en el macizo de hormigón que sustentará a los inversores fotovoltaicos. Se adoptará cable

unipolar, flexible, de doble aislamiento y designación: RV- 0,9/1,5 kV CC para tendido subterráneo.

La profundidad de las zanjas no será inferior a 0,8 m y dispondrán de una anchura mínima de 0,6 m.

#### 4.4.7. Inversor

La corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos del generador es enviada a cada uno de los dos inversores que conforman la instalación. En este elemento la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos se transforma en corriente alterna, la cual es dirigida a las bornas de baja tensión del transformador BT/MT.

En este sistema se encuentran instalados los elementos necesarios de protección y maniobra como el interruptor automático de interconexión, el interruptor general y los relés de protecciones de la interconexión, asociados al nivel de baja tensión.

Los inversores elegidos para la instalación fotovoltaica serán dos, de la marca Ingeteam o similar, ambos mismo modelo, que alcanzan una eficiencia máxima del 98,9%.

Los inversores seleccionados emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia de módulo (MPPT), que permite obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

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

Los equipos cumplirán con los requisitos de Seguridad para personas y cosas exigidos por las Directivas Comunitarias siguientes:

Directiva de Baja Tensión 2006/95/CE. Entró en vigor el 17 de enero 2007 derogando a 73/23/CEE y su modificación 93/68/CEE.

Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2004/108/CE.. Marcado CE. Cumplirá además las referencias normativas CEI 11-20, CEI 11-20 V1, CEI 0-16 y certificado G83/1. Cumplirá además los compromisos de certificación electromagnética según EN 61000-6-2, EN 61000-6-3 y también cumplirá con el certificado de bajo voltaje EN 50178.

La forma de onda de la corriente inyectada a la red eléctrica convencional es idéntica a la de la tensión de salida, con un factor de potencia seleccionable, con efecto capacitivo/inductivo para la compensación de la Red.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

Tipo	Autoconmutado con IGBTs
Funcionamiento	1 MPPT
Máxima tensión CC	1.500 V
Tensión de salida CA	540 V Sistema IT
Frecuencia de salida	50 Hz
Máxima Eficiencia	98,9%
Eficiencia Europea	98,5%
Factor de potencia	1
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +60°C
Humedad ambiente	0-100%

Tabla 1. Características Inversor

#### 4.4.7.1. Características técnicas del inversor

Las características técnicas y de funcionamiento de los inversores se indican en la tabla adjunta, siendo idénticas en ambos,

MARCA	
Especificaciones Eléctricas	
1.-Conexión a la red	
Potencia nominal de la instalación (KW )	1.400
2.-Generador Fotovoltaico (condiciones estándar 25°C , 1000W/m2)	
Potencia máxima paneles (KW)	1.824
Tensión máxima de entrada módulos (Vcc)	1.500
Tensión mínima durante funcionamiento (V)	783
Intensidad de Cortocircuito máxima, Isc (A)	1.850
Rizado de la tensión de entrada módulos (V)	3
3.-Inversor AC	
Tensión de red nominal AC, Vn (V)	540
Corriente nominal (A)	1.500
Potencia CA, Pn (kW)	1.400
Potencia CA máxima, Pmáx (kVA)	1.400
Frecuencia nominal de funcionamiento (Hz)	50
Factor de potencia nominal	1
Protección contra funcionamiento en isla	SI
4.-Protecciones	
Contra polarización inversa.	
Contra Sobretensiones transitorias en la Entrada y la Salida.	
Contra Cortocircuitos y Sobrecargas en la Entrada./Salida	
Contra Fallos de Aislamiento en CC/CA	
Sobretemperatura en el equipo.	
Protección Anti-Isla.	
5.-Otros datos	
Eficiencia máxima	98,9%
Posibilidad de desconexión manual	SI
Transformador CA de aislamiento galvánico	SI
Directiva EMC	EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3-11
Directiva Baja Tensión	EN 50178
Marcado CE	SI
Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión	SI
Sistema de Refrigeración	Convección Natural + Ventilación Forzada
Temperatura de Trabajo	-20 / +60 °C
Humedad Relativa Máxima	0-100%
Dimensiones (mm)	Altura: 2.270 Anchura: 2.820, Profundidad: 825
Peso (Kg)	1.710 Kg
Grado de protección	IP56

Tabla 2. Características del Inversor

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos y sobrecargas en CC.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares en CC y CA.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Pérdida de aislamiento en zona de CC y CA.
- Anti – isla con desconexión automática.
- Polarizaciones inversas.
- Seccionador motorizado CC con posibilidad de mando a puerta.
- Protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos en la salida.
- Protección contra sobretemperatura.
- Seta de emergencia.

El inversor irá provisto, en el lado de CA, de las siguientes protecciones mediante relés que actúan sobre el interruptor de la interconexión, mediante hardware y firmware:

- Relé 81: de máxima y mínima frecuencia
- Relé 59: de máxima tensión.
- Relé 59N: de máxima tensión homopolar
- Relé 27: de mínima tensión.
- Relé 27-T: de temporización de la interconexión automática a la red a los 3 minutos.
- Relé 87: de faltas de aislamiento (diferencial IT).
- Relé 50-51: de protección contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Relé de reenganche automático.
- Seta de parada de emergencia.

Los tiempos de actuación de las protecciones de tensión y frecuencia de red serán los siguientes (salvo modificación expresa por parte de la empresa distribuidora):

27		59		81		Antiisla
V	T (s)	V	T (s)	Hz	T (s)	T (s)
85%	0,6	110%	0,6	48/51	3/0,2	0,5

Tabla 3. Tarado de Protecciones

Las protecciones soportarán lo establecido en los Procedimientos de Operación, PO12.3, huecos de tensión en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Se ajustará a 0,85 Un con una temporización de 1,5 segundos.

El inversor irá provisto, en el lado de CC, de las siguientes protecciones mediante relés que actúan sobre el interruptor de la interconexión, mediante hardware y firmware:

- Relé 76: de máxima intensidad en corriente continua.
- Relé 87: de faltas de aislamiento (diferencial IT).
- Relé 80: de mínima tensión en corriente continua.
- Relé 45: de sobre tensión de corriente continua.
- Relé 36: de polaridad inversa. Protección diodo antiparalelo; no actúa sobre la interconexión.
- Seccionador de continua con fusible protector y mando a puerta.

Los inversores no provocarán sobretensiones inducidas a la red de distribución derivadas de aperturas intempestivas del interruptor de cabecera.

Las características técnicas de funcionamiento de estos serán las siguientes:

- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.

- El factor de potencia de la potencia generada será igual a la unidad para potencias entre el 5 y el 100% de la potencia nominal. Posibilidad de modificar el coseno de fi y vertido / consumo de reactivos en horario nocturno.
- La distorsión armónica (THD) será inferior al 3% para potencias comprendidas entre el 0% y el 100% de la potencia nominal.

El inversor tendrá un grado de protección mínima IP 56 para inversores en intemperie y lugares accesibles.

El inversor estará garantizado para operación con temperaturas de funcionamiento entre -20°C a + 60°C, con una humedad relativa entre 0 – 100%.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Además cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Pulsador de emergencia.
- Posibilidad de desconexión manual de la red.
- Incorporará una pantalla LCD en el frontal con indicación de estado de funcionamiento y mensajes de error.
- Incorporará un datalogger interno para almacenar datos como mínimo 3 meses, al que se podrá acceder desde un PC remoto y también in-situ desde el frontal del inversor a través de un teclado.
- Comunicación entre inversores mediante fibra óptica.
- Comunicación remota vía Ethernet.

Las variables a monitorizar, que deberán poderse visualizar en display y mediante conexión remota serán las siguientes:

- P<sub>sal</sub>: Potencia en kW que el inversor está entregando a la Red Eléctrica.

- Vsolar: Tensión que proporcionan los paneles solares.
- Isolar: Corriente que proporcionan los paneles solares.
- Vsal: Tensión de salida del inversor, en la Red Eléctrica.
- Isal: Corriente de salida a la Red.
- Fsal: frecuencia de salida de la corriente a la Red Eléctrica.
- Cos. Phi: Ángulo de desfase existente entre la tensión de red y la corriente entregada por el inversor.
- Zred: Impedancia vista por el inversor en la red.
- Estado: Estado de funcionamiento interno del equipo.
- Etot: Energía total en kWh entregada por el inversor a la Red.
- T.Con: Número de horas que el inversor está conectado a red.
- Num.Cone: Número de conexiones a la Red efectuadas durante todas las horas de operación.
- E.Par: Energía total en kWh entregada por el inversor a la Red desde la última vez que se accionó RESET DATOS PAR.
- T.Con.Par: Es el número de horas que el inversor ha estado conectado a red desde la última vez que se accionó RESET DATOS PAR.
- N.Con.P: Número de conexiones a la Red efectuadas desde la última vez que se accionó RESET DATOS PAR.
- Alarma Inv.

#### 4.4.8. Puesta a tierra

El sistema eléctrico de c.c. de los módulos fotovoltaicos es un sistema diseñado para funcionar en el modo de aislamiento bipolar, (flotante en c.c.) es decir que ninguno de sus dos polos estará conectado a tierra. De acuerdo con esto todos sus componentes están diseñados y construidos con un grado de protección clase II en todo el sistema de c.c.: cableados y módulos.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra.

En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables, y cajas de conexión. Éstas últimas, contarán además con cierres manuales y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico y de numeración en función de la agrupación fotovoltaica a la que pertenezca.

Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

La puesta a tierra de protección del sistema de cc de la instalación fotovoltaica se hará de forma que no se alteren las condiciones de la puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, impidiendo la transferencia de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. El sistema de tierras asegurará que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superarán los valores establecidos en la normativa estatal vigente.

En cada rama, los 30 módulos, así como las estructuras que los sujetan, envolventes metálicas y cualquier elemento susceptible de estar en tensión, se encontrará puesto a tierra a través de los propios perfiles estructurales, gracias al hincado realizado en el terreno. En caso de no obtener resistividad adecuada, se reforzará esta puesta a tierra, mediante cable de cobre desnudo, con una

sección mínima de 35mm<sup>2</sup>, y pica de tierra de Cu de 2,5 m de longitud siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones, es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora

Asimismo, la envolvente metálica del inversor será conectada a tierra. El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deberán ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

## **4.5. Sistema de baja tensión Corriente Alterna**

### **4.5.1. Cableado de salida de inversores**

El cable a utilizar en el sistema de CA desde la salida del inversor hasta la salida del cuadro de protección de BT, se calcula de acuerdo con la normativa vigente y restantes que le afecten, de modo que la caída de tensión no sea superior al 2,0%, suma agregada de caídas de tensión de la parte de cc y ca.

Se adopta cable de doble aislamiento y designación: XZ1 0,6/1 kV 3 x (5x240) mm<sup>2</sup>, para cada una de las máquinas. La instalación será subterránea por el foso de cables, hasta la conexión con el primario del transformador outdoor hermético de llenado integral sumergido en dieléctrico, mediante cable aislado y tendida su conexión, en canalización aérea.

### **4.5.2. Protección medida y maniobra.**

Los elementos con que cuenta la instalación fotovoltaica, serán los siguientes:

Interruptor automático de la interconexión: Tiene por misión la desconexión y conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de actuación de las protecciones, junto a un relé de enclavamiento. Este interruptor está integrado en el inversor fotovoltaico que cuenta con todas las protecciones de red reglamentarias tal como se ha indicado anteriormente. Estas protecciones garantizan que las posibles faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de la red de distribución, y en caso de defecto de ésta

desconectarán este interruptor de forma que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la red durante un periodo mínimo de tres minutos.

Interruptor general: Es un dispositivo de seguridad y protección térmica y de maniobra que también permite separar la instalación fotovoltaica de la red de media tensión, y será accesible en todo momento al explotador, con objeto de poder realizar la desconexión manual de la instalación. Este interruptor está asociado a cada inversor fotovoltaico. Sus características son:

- Intensidad nominal: 2.000 A
- Tensión de trabajo: 615 V.
- Temperatura de trabajo: -25°C hasta 70°C.
- Relé termomagnético.
- Contactos auxiliares para señalización externa:
  - Abierto/cerrado.
  - Actuación del relé (sobrecarga y/ó cortocircuito).
- P. de C.: 45 kA.
- Potencia cortocircuito: 500 MVA
- Mando: Manual.

Vigilante de aislamiento: el sistema eléctrico de c.a. de generación es un sistema diseñado para funcionar en el modo de aislamiento tripolar, es decir que ninguno de sus polos está conectado a tierra. El controlador permanente de aislamiento, integrado, de manera opcional, en el interior del armario de c.a. del interruptor general, ubicado en el propio inversor fotovoltaico, detectará la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el sistema de c.a., por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento, puesto que se motivará un cero en el sistema de c.a. y se activará una alarma visual en el equipo.

### 4.5.3. Puesta a tierra

La puesta a tierra del sistema de baja tensión de c.a. de la instalación fotovoltaica se hará de forma que no se alteren las condiciones de la puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, impidiendo la transferencia de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. El sistema de tierras asegurará que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superarán los valores establecidos en la normativa estatal vigente.

La puesta a tierra del sistema de baja tensión de c.a. de la instalación fotovoltaica estará constituida por picas de cobre de 2,5 m de longitud y cable desnudo de cobre de sección mínima de 35 mm<sup>2</sup>.

## 4.6. Sistema de Media Tensión

### 4.6.1. Descripción general

El Skid dispondrá, de forma compartimentada en superficie, del espacio necesario para albergar el aparellaje de celdas prefabricadas bajo envolvente metálica según normas particulares de la Compañía Distribuidora y un transformador de 2.800 kVA para la evacuación de la energía eléctrica. El tipo de conexión del transformador de intemperie hermético de llenado integral sumergido en aceite mineral, será estrella-triángulo con índice horario 11, Dyn11, por tratarse de un transformador de generación.

Las características mínimas técnicas del mismo serán las siguientes,

- La tensión de cortocircuito  $U_{cc}$  del transformador debe ser igual o menor al 8%.
- Se recomienda insertar entre el devanado de alta tensión y el devanado de baja tensión una pantalla metálica puesta a tierra.
- El devanado de baja tensión deberá soportar componentes pulsantes de tensión con  $dU/dt$  de 500V/ $\mu$ S. Debido al funcionamiento de los

inversores la tensión de fase respecto de tierra puede alcanzar  $3/2$  la tensión de circuito abierto del campo solar.

- Utilización conexión Dyn11.
- El neutro del devanado de baja tensión no debe estar conectado a tierra.
- La conexión a la red de media tensión será la nominal del punto de conexión.
- Transformadores con regulación de tensión en 9 puntos, -10%, -7,5%, -5%, -2,5%, 0, +2,5%, +5%, +7,5%, +10%.
- Sobreexcitación admisible: los transformadores descritos serán capaces de funcionar en servicio continuo, sin daño, en condiciones de sobreexcitación en las que la tensión no sobrepase la tensión asignada, en más del 10%.

Las celdas a emplear serán modulares de aislamiento en aire equipadas de aparellaje fijo que utiliza el hexafluoruro de azufre como elemento de corte y extinción de arco. Responderán en su concepción y fabricación a la definición de apartamento bajo envolvente metálica compartimentada de acuerdo a normas particulares.

Los compartimentos diferenciados de las celdas serán los siguientes:

- a) Celda de protección y puesta a tierra del secundario del transformador de potencia, a través de interruptor automático, 52-G1, equipada con contactos auxiliares de posición, motorizado y bobina de disparo y cierre, a emisión de tensión 230 V c.a.. Dispondrá de protecciones amperimétricas 50/51 y las asociadas a faltas de neutro 50/51N. La alimentación a la misma se realizará desde el transformador de SS.AA. asociado. Se instalarán tres transformadores de intensidad, en celda de interruptor automático, a través de los propios pasatapas. Las características de estos transformadores serán las siguientes:
  - Intensidad primaria en función de la máxima intensidad intercambiada y requisitos de protección, 300 A.
  - Intensidad secundaria: 1 A para devanado de protección.

- La clase de precisión para el devanado de protección será de 5P20
- Potencia de Precisión 0,2VA.

b) Celda de seccionamiento y salida de LSMT equipada con contactos auxiliares de posición.

La salida del transformador irá conectada, mediante una línea colectora, con el Centro de Entrega y Medida de Energía Eléctrica vertida a la red. Este Centro será propiedad de la empresa promotora VOLTIEN GENERACIÓN OMEGA, S. L. Este Centro será recayente a vial público, para garantizar el correcto mantenimiento y explotación, sin ningún tipo de obstáculo físico o arquitectónico al acceso de las instalaciones para la empresa distribuidora y el operador de red, como encargado de lectura.

Desde este Centro de Entrega y Medida de Energía Eléctrica, a través de una Línea Subterránea de Media Tensión, se conectará con el Centro de Seccionamiento, siendo este el límite eléctrico entre Productor y Distribuidor.

#### 4.6.2. Medida de la energía.

Se realizará una medida de energía eléctrica en MT, en el punto de conexión, para el conjunto del Parque Solar Fotovoltaico. Esta medida de energía eléctrica será instalada dentro del Centro de Entrega y Medida de Energía Eléctrica vértida a la red.

El equipo de medida de MT será de tipo 2, y estará compuesto por un contador bidireccional, medidor de activa y reactiva en los cuatro cuadrantes, y clase  $\leq 0,5S$  en activa y  $\leq 1$  en reactiva. Se utilizarán los siguientes transformadores para realizar la adquisición de medida,

- 3 Transformadores de intensidad de relación 150/5/5A, 10VA CL.0.5S y,  $I_{th}=200I_n$ , gama extendida 150 % y aislamiento 24 kV, para medida fiscal y medida redundante.

- 3 Transformadores de tensión unipolares, de relación 22.000:V3/110:V3/110:V3, 10VA, CL0.5, Ft= 1,9 y aislamiento 24 kV, para medida fiscal y medida redundante.

Los cables entre transformadores de intensidad y tensión, y armario de protección serán lo más cortos posibles y de sección no inferior a 4 mm<sup>2</sup>. Dentro del armario de protección podrán ser de 2,5 mm.

Este equipo de medida también fiscalizará el consumo de energía eléctrica de los servicios auxiliares asociados a la instalación generadora.

#### **4.6.3. Centro de Entrega y Medida de la Energía Eléctrica vertida a la red**

El centro de Entrega y Medida de la Energía Eléctrica será de tipo exterior, prefabricado, empleando para su aparellaje celdas prefabricadas bajo envoltorio metálica según norma particular. Permite desconectar toda la planta fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

La acometida al mismo será subterránea, alimentando al centro mediante una línea de Media Tensión, y el suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 20 kV y una frecuencia de 50 Hz, siendo la Compañía Eléctrica suministradora Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.

Las celdas a emplear serán modulares de aislamiento en aire equipadas de aparellaje fijo que utiliza el hexafluoruro de azufre como elemento de corte y extinción de arco. Responderán en su concepción y fabricación a la definición de aparataje bajo envoltorio metálica compartimentada de acuerdo a normas europeas particulares.

Los compartimentos diferenciados de las celdas serán los siguientes:

- a) Celda de seccionamiento de la línea subterránea colectora del transformador de generación. También permite desconectar todo el Parque con una sola maniobra.
- b) Celda de medida de MT, tanto exportación como importación.
- c) Celda de protección de la instalación generadora. También permite desconectar todo el Parque con una sola maniobra.
- d) Celda de aparellaje para protección, a través de transformadores de tensión.
- e) Celda seccionamiento y salida de línea de evacuación del Parque.

El titular de la instalación de producción de energía eléctrica mediante energía solar fotovoltaica asegurará la continua comunicación de valores P, Q y V, así como la medida de la energía activa saliente, hacia un punto de interfaz con el Operador de Red.

La instalación se encontrará adscrita a un centro de control de generación actuando como interlocutor del Operador del Sistema, remitiéndole la información en tiempo real y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

El interruptor de la interconexión estará dotado de sistema de protecciones para acceso a red como Productor, con objeto de poder realizar aperturas del mismo, ante condiciones anómalas de operación y trabajos de mantenimiento en la red de distribución.

Tras una desconexión voltimétrica, el interruptor de la interconexión no se reconectará hasta que la tensión de la red eléctrica sea igual o superior al 85% de la tensión nominal, habiendo transcurrido un tiempo no inferior a tres minutos desde la normalización de la red eléctrica.

Tras una desconexión amperimétrica, el interruptor de la interconexión estará dotado de un único reenganche a los 20 s de la detección de la falta, quedando totalmente abierto y enclavado en caso de persistir dicha falta.

Las protecciones y circuitos de control de la interconexión se alimentarán a 48 Vcc, a través de rectificador, estando dotado el interruptor de la interconexión de bobina de mínima tensión que controlará el nivel de tensión del banco de baterías, asegurando en todo momento la correcta actuación del sistema de protecciones y circuitos de disparo. La autonomía mínima del sistema de alimentación auxiliar será de 18 horas para los circuitos indicados anteriormente.

Puesto que el punto de medición de energía eléctrica generada no coincide con el punto de vertido a la red, la cantidad de energía eléctrica registrada por el equipo de medida será diferente a la realmente evacuada en el punto de delimitación. Se realizará la corrección de la energía eléctrica de conformidad con las reglamentaciones vigentes aprobadas por REE.

La instalación solar fotovoltaica dispondrá de las protecciones y tarados indicados en este proyecto, que garantizan que el funcionamiento de dicha instalación, así como las faltas internas de la instalación, no van a generar incidencias negativas en el sistema eléctrico. Del mismo modo en caso de defecto de estas citadas protecciones desconectarán el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que se hayan restablecido de forma estable las condiciones de red.

Se instalarán, en celda de protección, los juegos de tres transformadores inductivos monofásicos, conectados entre fase-tierra. Las características de los mismos serán:

- Tensión primaria de acuerdo con la tensión de la red.
- Tensión secundaria:  $110:\sqrt{3}$  V para protección y  $110:3$  V para el triángulo abierto (tanto para alimentar al relé de tensión homopolar, 59N, como para la resistencia de protección contra sobretensiones por ferorresonancia, recomendable en instalaciones que se pueden quedar en isla, caso que no nos ocupa).
- Clase de Precisión: 0,5 para protección y 3P para ferorresonancia.
- Potencia de Precisión 10VA.

Se instalarán los juegos de tres transformadores de intensidad, en celda de interruptor automático, a través de los propios pasatapas. Las características de estos transformadores serán las siguientes:

- Intensidad primaria en función de la máxima intensidad intercambiada y requisitos de protección, 300 A.
- Intensidad secundaria: 1 A para devanado de protección.
- La clase de precisión para el devanado de protección será de 5P20
- Potencia de Precisión 0,2VA.

Los criterios de ajuste para los relés serán los definidos por la empresa distribuidora, siendo,

***Protección de sobreintensidad de fases (50-51).***

- Umbral de arranque 130%  $I_c$  máx. (In)
- Tipo de curva Normal inversa (según CEI-255-4)
- Índice de la curva (k) 0,05
- Umbral disparo instantáneo 3 x umbral arranque
- Tiempo máximo operación D.I. 60 ms

***Protección de sobreintensidad homopolar (50-51)N.***

- Umbral de arranque 2 A
- Tipo de curva Normal inversa (según CEI-255-4)
- Índice de la curva (k) 0,05
- Umbral disparo instantáneo 10
- Tiempo máximo operación D.I. 60 ms

***Protección de subtensión de fases (27)***

- Umbral de arranque 85%  $U_n$
- Temporización 0,6 s

PO 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión”. Se ajustará a 0,85  $U_n$  con una temporización de 1,5 segundos.

***Protección de sobretensión de fases (59)***

- Umbral de arranque 110%  $U_n$

- Temporización 0,6 s
- Umbral de arranque 115% Un
- Temporización 0,2 s

**Protección de sobretensión homopolar (64)**

- Umbral de arranque 20 V para T/t con secundario en triángulo abierto.
- Temporización 0,6 s

**Protección de subfrecuencia (81m)**

- Umbral de arranque 48
- Temporización 3 s

**Protección de sobrefrecuencia (81M)**

- Umbral de arranque 51,0
- Temporización 0,2 s

**2nd Harm. Block**  $\equiv$  **Bloqueo por segundo armónico.** Bloquea unidades de sobreintensidad durante las magnetizaciones del transformador.

**79**  $\equiv$  **Reenganchador.** Posibilita el reenganche automatico de lineas.

El correcto funcionamiento del relé estará garantizado por medio de un relé interno de autovigilancia del propio sistema. Tres pilotos de señalización en el frontal del relé indicarán el estado del mismo (aparato en tensión, aparato no disponible por inicialización o fallo interno, y piloto 'trip' de orden de apertura).

Algunas características del relé de protecciones serán,

- Los relés permitirán el precintado de los elementos de ajuste.
- Las funciones de protección antes indicadas podrán ser realizadas de forma agrupada por uno o varios relés multifunción.

- Las protecciones de la interconexión, especificadas en los apartados anteriores, será implementadas por equipos exclusivamente dedicados a la realización de dichas funciones, no admintiéndose que estén integradas con otras funcionalidades de la instalación del PRE, como por ejemplo el sistema de control de grupos.
- Los relés serán preferentemente de tecnología digital y dotados de autosupervisión.
- El consumo máximo en las entradas de medida de los relés voltimétricos no será superior a 1 VA.
- Los relés cumplirán con el ensayo de aislamiento, en modos común y diferencial, a 2 kV – 50 Hz – 1 minuto, según CEI-255-5.
- Las protecciones cumplirán con los niveles de ensayo para compatibilidad electromagnética establecidos para entorno de subestación de MT en el informe de UNPEDE “Eléctric and electronic Apparatus for Generating Stations and Substations” de Enero 1.995.

#### 4.6.4. Punto de Conexión y Línea de evacuación.

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica con la red de distribución ha sido definido por la compañía distribuidora la cual ha establecido el punto de la red, la potencia máxima a conectar y las condiciones técnicas.

El punto de conexión se realizará en el Centro de Seccionamiento a instalar, que junto con la doble derivación subterránea y el apoyo a intercalar en la línea aérea existente, serán los trabajos necesarios de refuerzo ó extensión de la red para acceso a ésta, todo ello a una tensión de salida igual a la de la red de distribución, 20.000 V.

La empresa distribuidora dispondrá de medidas y asegurará la continúa comunicación de valores P, Q y V y la posición de los elementos de protección de su Centro de Seccionameinto. Las celdas de este centro, seccionamiento y

salida de línea de evacuación del Parque, propiedad de la empresa distribuidora, celdas 89-L1-L2-L3, serán teledemandadas, siendo la operación de estas celdas exclusiva a la empresa distribuidora.

Con el teledemando y, el envío de valores P,Q, y V a la empresa distribuidora, se asegura la no utilización de sistema de teledisparo en las celdas del Productor por parte de ésta.

Las protecciones y circuitos de control de la interconexión se alimentarán a 48 Vcc, a través de rectificador. La autonomía mínima del sistema de alimentación auxiliar será de 18 horas para los circuitos indicados anteriormente.

Existirá remota de telecontrol que dispondrá de la siguiente información:

- Topología: posición abierto / cerrado 89-L1-L2-L3, apertura/cierre teledemandado.
- Órdenes apertura/cierre interruptor 89-L1-L2-L3, manual y mediante consigna.
- Medidas instantáneas potencia activa/reactiva de posición de línea.
- Tensiones de línea y posiciones eléctricas.
- Alarmas.

El equipo de telecontrol estará alimentado a 48 Vcc, y generará las siguientes alarmas e indicaciones mediante contactos normalmente abiertos:

- a) Alarma de fallo de comunicaciones.
- b) Alarma de fallo equipo.
- c) Confirmación de llegada orden teledisparo.
- d) Indicación de estado abierto / cerrado del interruptor de interconexión.

#### **4.6.5. Línea eléctrica de evacuación**

La evacuación de la energía eléctrica del Parque Solar Fotovoltaico, desde la salida del Centro de Seccionamiento hasta el apoyo a intercalar en la línea aérea existente, sustituyendo al existente, se realizará mediante doble derivación subterránea, canalización enterrada y entubada con tubo de PVC

DN160, conductor RHZ1 12/20 kV 3 x (1x240) mm<sup>2</sup>. El nuevo apoyo a instalar será del tipo 14 C-4500 y sustituirá al apoyo N° 400820.

#### 4.6.6. Servicios Auxiliares.

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica con la red de distribución ha sido definido por la compañía distribuidora la cual ha establecido el punto de la red, la potencia máxima a conectar y las condiciones técnicas. El mismo dotará la instalación de evacuación de energía eléctrica y suministro de ésta. Se realizará una medida de la energía eléctrica suministrada en MT, para el conjunto de servicios auxiliares. Dicho sistema llevará asociado su transformador BT/BT - 540/400 V-, ubicado en la zona de inversores fotovoltaicos, con una potencia aparente inferior a 15 kVA.

#### 4.7. Sistema Anti intrusión

El sistema de vigilancia y control concebido para el Parque Solar Fotovoltaico estará basado en una plataforma inteligente que permite la detección, posicionamiento geográfico, gestión y seguimiento en tiempo real de eventos mediante la visión térmica.

Estos equipos permiten la vigilancia térmica del entorno, la generación y comunicación de alarmas según parámetros operativos definidos por el usuario, la compresión y comunicación de la imagen térmica, la visualización, localización y gestión de toda esta información desde centros de mando y control fijos y móviles, y la activación de automatismos de respuesta preestablecidos.

Las características principales de este sistema de seguridad son las siguientes:

- Funcionalidad de detección principal basada en algoritmos de análisis de imagen y compresión de vídeo de alto rendimiento, adaptados a la naturaleza de la visión térmica.
- Filosofía de trabajo en tiempo real. Minimización del tiempo de respuesta del personal de seguridad y de activación de automatismos de protección.
- Sistemas modulares y escalables de inteligencia distribuida.

- Integración de eventos sobre el modelo digital del terreno. Operación con interfaces de alta velocidad diseñados para manejar grandes volúmenes de información cartográfica.
- Funcionamiento autónomo en modo desatendido.
- Core-network 100% IP; comunicación de módulos operativos mediante redes Ethernet, mediante protocolos estandarizados – TCP/IP, UDP...- sobre redes unicast o multicast.
- Mínima invasión del entorno.
- Instalación sencilla, rápida y flexible.
- Valores diferenciales de la detección por visión infrarroja:
  - Funcionamiento independiente de las condiciones de iluminación del entorno.
  - Detección óptima en ausencia de iluminación.
  - Mantenimiento de capacidad de detección en condiciones de visibilidad reducida o nula por presencia de humo, polvo en suspensión o niebla.
  - Capacidad de detección de largo alcance.
  - Reducida necesidad de obra civil.

Las unidades de Detección (UD) analizarán en tiempo real el patrón térmico del entorno, detectan de forma automática las incidencias según parámetros operativos predefinidos por el usuario y las transmiten a los Centros de Mando y Control (CMC).

El funcionamiento del sistema de seguridad es el siguiente: La Unidad de Detección (UD), analiza de forma continua el entorno, detecta, identifica y discrimina los diferentes eventos de la escena bajo vigilancia. Las alarmas generadas por el sistema son configurables por el usuario. Se clasificarán los avisos generados en 3 tipos de alarmas:

1 - **Intrusión:** se define como la aparición en la escena de un elemento nuevo (persona, vehículo...) y producirá un evento (alarma) cuando el blanco se encuentre en el área definida como protegida. Los eventos de intrusión son útiles tanto para la detección de intrusiones en áreas protegidas como para la aproximación a dichas áreas, dado que es posible definir tantas áreas de

intrusión como sea necesario, y cada área puede tener un nivel de criticidad distinto. De esta manera es posible definir zonas de aproximación, configurar distintos niveles de aviso en función de la distancia del intruso a la zona sensible y generar alarmas de aproximación previas a la intrusión en dicha zona.

2 - **Frontera:** la frontera se define como el traspaso de una línea imaginaria en la escena en un sentido y no en el contrario. Los eventos de frontera son útiles para la detección de salidas/entradas no permitidas a recintos, ya que se pueden colocar sobre el acceso al recinto y generar eventos (alarmas) cuando se produzcan entradas/salidas no autorizadas estando permitido el desplazamiento en sentido contrario (salidas/entradas). Para definir la alarma de frontera no es necesario que exista un límite real en la escena y puede configurarse como una línea sobre la imagen.

3 - **Objetos abandonados:** los objetos abandonados se definen como elementos estáticos (objetos, vehículos) que aparecen en la escena y permanecen un intervalo de tiempo sin moverse. Los eventos de objeto abandonado son útiles tanto como para detectar abandonos voluntarios/involuntarios de bultos como para detectar llegada o abandono de vehículos en las zonas vigiladas.

El sistema presentará un funcionamiento automático de generación de alarmas, por lo que el operador es alertado únicamente en caso de que se produzca algún incidente, con lo que se evita la necesidad de observación permanente del sistema por parte de éste.

Los Centros de Mando y Control (CMC) permiten el conocimiento y la gestión en tiempo real de la información suministrada por las UD y posibilitan una rápida supervisión de las incidencias y el estado del entorno.

#### 4.8. Sistema de Control y Adquisición de Datos

Este documento pretende presentar la arquitectura de control y de comunicaciones para realizar unas correctas labores de Operación y Mantenimiento de la Central Fotovoltaica,

- Adquisición de las variables que definen el estado de las series o strings de la instalación.
- Adquisición de las variables que definen el estado de los seguidores fotovoltaicos de la instalación.
- Monitorización de los inversores que componen la citada.
- Lectura y gestión de equipos de medida de energía eléctrica.
- Monitorización de los parámetros eléctricos del Centro de Entrega y Medida de energía eléctrica.
- Sensorización necesaria para conocer los parámetros meteorológicos relevantes.
- Transmisión de datos a puntos remotos.

El objetivo final será disponer de las herramientas necesarias para gestionar la instalación fotovoltaica de forma eficiente en modo remoto desde cualquier parte del mundo.

### **Adquisición de las variables que definen el estado de las series o strings de la instalación fotovoltaica.**

En una instalación con inversores de gran potencia, será necesario disponer de instrumentación distribuida que nos aporte información sobre el comportamiento de las series de módulos fotovoltaicos. Entre sus características principales,

- Permite verificar la correcta conexión de las series, el estado de los fusibles, el estado de las protecciones contra sobretensiones y la corriente de cada serie sin necesidad de instrumentos de medida, lo que facilita las tareas de instalación, verificación y puesta en marcha de la instalación.
- El mantenimiento de la instalación se simplifica al disponer de vigilancia permanente del funcionamiento de cada serie, generando un aviso en el caso de que se detecte cualquier anomalía.
- La combinación de todos los equipos de medida mediante un software capaz de procesar toda esta información nos permitirá dotar al Parque Solar

Fotovoltaico de unas potentes herramientas para la correcta explotación del mismo.

En cualquier caso, una propiedad fundamental que deben de cumplir es disponer de un puerto de comunicación que permita integrar un conjunto de cajas de conexión en una red de comunicaciones para su posterior integración en el Sistema de Monitorización del parque solar.

### **Adquisición de las variables que definen el estado de los seguidores en la instalación fotovoltaica.**

En una instalación con seguidores solares, será necesario disponer de instrumentación distribuida que nos aporte información sobre el comportamiento de éstos, tanto el seguimiento astronómico que realizan, como su posición de defensa ante rachas de viento, así como el backtracking a realizar.

- Permite verificar la correcta operación de su reloj astronómico, sabiendo en todo momento su inclinación y azimutal.
- Permite verificar la correcta operación de la batería que alimenta al motor eléctrico de cada uno de los seguidores.
- Analiza los parámetros asociados a la velocidad de viento, para actuar sobre los propios seguidores modificando su ángulo de giro en función de ésta.
- Permite verificar las diferentes inclinaciones del terreno, según orientación norte/sur, asociando las mismas al backtracking independiente de cada seguidor.
- El mantenimiento de la instalación se simplifica al disponer de vigilancia permanente del funcionamiento de cada seguidor, generando un aviso en el caso de que se detecte cualquier anomalía.

- La combinación de todos los equipos de medida mediante un software capaz de procesar toda esta información nos permitirá dotar al Parque Solar Fotovoltaico de unas potentes herramientas para la correcta explotación del mismo.

En cualquier caso, una propiedad fundamental que deben de cumplir es disponer de un puerto de comunicación que permita integrar un conjunto de seguidores en una red de comunicaciones para su posterior integración en el Sistema de Monitorización del parque solar.

### **Monitorización de los inversores que componen la instalación fotovoltaica.**

Estos equipos estarán dotados de un puerto de comunicación cuyas características dependen de la marca y del modelo del mismo y los objetivos básicos para su monitorización pueden ser los siguientes:

- Lectura en tiempo real de todos los parámetros que definen el comportamiento de los inversores.
- Registro en disco de cada una de estas variables para poder analizar su evolución a lo largo del tiempo.
- Registro y gestión de las alarmas producidas en los inversores.
- Registro de los totalizadores de energía, horas de funcionamiento y número de conexiones para poder realizar posteriormente balances energéticos sobre cada una de las plantas.

Los valores monitorizados de los inversores se visualizarán de forma gráfica y numérica. Por una parte se representarán los parámetros de definen la energía de entrada en forma de corriente continua y por otra parte se indicarán todas las magnitudes que determinan la corriente alterna convertida por estos equipos.

### **Lectura y gestión de los contadores de energía eléctrica de cada planta / inversor junto al medidor de energía eléctrica fiscal.**

Se dispondrá de un equipo de medida de energía eléctrica que totalizará la producción de la misma en baja y media tensión. La arquitectura de comunicaciones deberá de permitir:

- El acceso desde el Centro de Control del PSF al equipo de medida que se integrará en el Sistema de Monitorización.
- El acceso desde puntos remotos al mismo mediante MODEM analógico, MODEM GSM o comunicaciones Ethernet-IP para la gestión privada del PSF.
- El acceso por parte del operador eléctrico al equipo de medida para la gestión de la energía eléctrica vertida a la red.

### **Monitorización del estado de la aparamenta de baja y media tensión de la instalación fotovoltaica.**

Se monitorizará la aparamenta en baja y media tensión, desde un contacto libre de potencial hasta un puerto de comunicaciones como Profibus-DP.

El disyuntor general estará motorizado, permitiendo la apertura del mismo

### **Lectura de parámetros eléctricos en generación, evacuación y consumo de auxiliares.**

Para medir los parámetros eléctricos en generación por parte de un equipo independiente y redundante con los parámetros que se monitorizarán del inversor se instalará un analizador de redes trifásicas.

Por otra parte, se dotará de un analizador para conocer los parámetros de la línea de evacuación general del parque en media tensión de tal forma que se conocerá de manera instantánea las principales magnitudes que caracterizan la energía total inyectada a la red.

Los analizadores de redes trifásicas estarán dotados de puertos de comunicaciones cuya naturaleza dependerá del equipo en cuestión pero siempre nos permitirán la lectura de todas las variables medidas a través de diferentes protocolos de comunicaciones.

En el Sistema de Monitorización todas las variables eléctricas medidas se integrarán tanto en la visualización de valores instantáneos como en registro de históricos y consultas de balances energéticos convirtiéndose en una potente herramienta para la explotación del Parque Solar Fotovoltaico.

### **Sensorización necesaria para conocer los parámetros meteorológicos más relevantes.**

Para la correcta explotación del Parque Solar Fotovoltaico es fundamental la medida de ciertos parámetros meteorológicos como son:

- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Irradiancia solar global
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa

Por otra parte, para poder evaluar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos es importante disponer de una célula patrón calibrada ó módulo solar calibrado que nos ofrezca:

- Irradiancia sobre plano inclinado, en todo el giro del seguidor.
- Temperatura de célula

El conjunto de instrumentación se instalará sobre un mástil con soporte para suelo.

Un sistema de adquisición de datos se encargará de acondicionar y capturar las variables que nos ofrece cada uno de los sensores.

En el Sistema de Monitorización se visualizará y procesarán las señales para integrarlas dentro de las herramientas de explotación del PSF.

### **Elaboración y obtención de informes.**

- Producción en equipos de medida del Parque Solar Fotovoltaico y en bornes de transformador del inversor fotovoltaico. Porcentaje de pérdidas eléctricas. Factor de potencia. Producción diaria, semanal, mensual y anual y su comparación porcentual con la media de años anteriores. Diferencia porcentual
- Disponibilidad técnica de la máquina y del conjunto del Parque Solar Fotovoltaico. Estimación de las pérdidas en kWh. Descripción de Incidencias más destacables.

- Horas de producción, disponibles e indisponibles de la máquina e infraestructuras.
- Rosas de velocidades, de frecuencias y de energías (según la torre meteorológica).
- Función de Densidad y de Distribución mensual de la velocidad.
- Función de Densidad y de Distribución mensual de la energía producida (para todo el Parque Solar Fotovoltaico y para la máquina).
- Función Densidad y de Distribución de Radiación media diaria. Radiación media mensual. Radiación media anual.
- Distribución horaria mensual de radiación.
- Distribución diaria de radiación.
- Función Densidad y de Distribución de temperatura ambiente y temperatura de célula. Distribución horaria, mensual y anual.
- Lectura de contadores y facturación a la Compañía Eléctrica.
- Alarmas y fallos, con los datos y duración, con la opción de clasificar por tipo de fallo.
- Estadísticas, incluidos los valores (promedio cada 15 minutos), valores máximos y mínimos y las desviaciones típicas.

El software será abierto y modular de manera que los nuevos módulos desarrollados por las entidades fuera del desarrollador original se puedan agregar a la misma.

## **4.9. Medidas Correctoras**

### **4.9.1. Emisión de gases**

En el ejercicio de la actividad de la instalación fotovoltaica no se producen emisiones de gases de ningún tipo.

### **4.9.2. Emisión de residuos**

En el ejercicio de la actividad de la instalación fotovoltaica no se producen residuos sólidos ni líquidos de ningún tipo.



### 4.9.3. Emisión de ruidos y vibraciones

En el ejercicio de la actividad de la planta fotovoltaica no se producen ruidos ni vibraciones de ningún tipo.

### 4.9.4. Sistema Contra Incendios

Existirá un sistema fijo de detección automática de incendios, ubicado en el Centro de Seccionamiento y el Centro de Entrega y Medida de Energía Eléctrica formado por detectores ópticos de humos y detectores térmicos. Cualquier alarma detectada por el sistema indicado, provocará un cero en tensión en el sistema de corriente alterna en Media Tensión a través de lógica programable.

Existirán extintores móviles que se colocarán, tanto en el generador fotovoltaico como en los accesos a los centros descritos anteriormente. Las características de los mismos serán, en función de su eficacia, tanto 89 B, como 21A 113 B.

FIRMA

Tomás Garnes Portolés  
Colegiado N°: 5758  
Ingeniero Industrial



Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.



## **C. PLIEGO DE CONDICIONES**

---

Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.

# 1. ARTÍCULO 1. Evaluación del emplazamiento

## 1.1. Características generales

### 1.1.1. Requisitos específicos para la evaluación de sucesos externos

- Terremotos.

Se evaluarán las condiciones sismológicas y geológicas de la región y los aspectos de ingeniería geológica y geotécnica de la zona del emplazamiento propuesto.

Se recopilará y documentará información sobre terremotos prehistóricos, históricos y registrados por instrumentos en la región.

Los riesgos relacionados con los terremotos se determinarán por medio de evaluaciones sismotectónicas de la región, haciendo el mayor uso posible de la información obtenida.

Se evaluarán los riesgos causados por movimientos del terreno inducidos por terremotos en el emplazamiento, teniendo en cuenta las características sismotectónicas de la región y las condiciones específicas del emplazamiento.

- Fallamiento superficial.

Se evaluará el potencial de fallamiento superficial (es decir, la posibilidad de fallas) con respecto al emplazamiento.

Se considerará la posibilidad de fallas cuando los datos geológicos, geofísicos, geodésicos y sismológicos demuestren que una o más de las siguientes condiciones son aplicables:

- a) Existen indicios de movimientos (deformaciones y/o desplazamientos importantes) anteriores o de carácter recurrente en un plazo razonable que permitan deducir que podrían ocurrir nuevos movimientos en la superficie o cerca de ella. En zonas muy activas, en las que tanto los datos de terremotos como los datos geológicos

revelen sistemáticamente intervalos cortos de recurrencia de terremotos, quizás sea conveniente utilizar períodos de decenas de miles de años para evaluar la posibilidad de fallas. En las zonas menos activas, es probable que se requieran períodos mucho más prolongados.

- b) Se ha demostrado una relación estructural con una posible falla conocida, de tal forma que el movimiento de una placa pueda dar lugar al movimiento de la otra en la superficie o cerca de ella.
- c) El terremoto potencial máximo asociado a una estructura sismogénica es suficientemente grande y se produce a una profundidad que permite razonablemente deducir que, en el contexto geodinámico del emplazamiento, podría ocurrir un movimiento en la superficie o cerca de ella.

Cuando indicios fiables muestren la existencia de una posible falla que pueda afectar a la seguridad de la instalación, se deberá considerar la selección de un emplazamiento alternativo.

- Sucesos meteorológicos.

Se investigarán los valores extremos de las variables meteorológicas y los fenómenos meteorológicos extraños que se indican a continuación con respecto al emplazamiento de la instalación. Se investigarán las características meteorológicas y climatológicas de la región circundante al emplazamiento.

A los efectos de evaluar sus posibles valores extremos, los siguientes fenómenos meteorológicos se documentarán con respecto a un período apropiado: viento, precipitaciones, nieve, granizo, temperatura, presión atmosférica, humedad relativa e irradiancia sobre plano horizontal.

Sucesos meteorológicos no usuales.

- Rayos.

Deberán evaluarse la posibilidad de que caigan rayos, su frecuencia y su gravedad respecto del emplazamiento (mapa isoceraunico de la región).

- Tornados.

Deberán evaluarse las probabilidades de que se produzcan tornados en la región de interés, sobre la base de los datos históricos detallados y registrados por instrumentos relativos a la región.

Los riesgos asociados a los tornados se deducirán y se expresarán en función de parámetros tales como la velocidad de rotación del viento, la velocidad de traslación del viento, el radio de la velocidad de rotación máxima del viento, los diferenciales de presión y la tasa de cambio de presión.

- Inundaciones.

Inundaciones debidas a precipitaciones y otras causas.

Se deberá evaluar la región a fin de determinar la posibilidad de que se produzcan inundaciones debidas a una o varias causas naturales, como escorrentía provocada por precipitaciones o por la fundición de las nieves, marea alta, marea de tempestad, seiche y olas de viento que puedan afectar a la seguridad de la instalación. En caso de que haya posibilidades de inundaciones, se deberá proceder a la recolección y el examen crítico de todos los datos pertinentes, incluidos los datos históricos, tanto meteorológicos como hidrológicos.

Deberá elaborarse un modelo meteorológico e hidrológico adecuado teniendo en cuenta los límites de la precisión y la cantidad de los datos, la amplitud del período histórico durante el cual se hayan acumulado los datos, y todos los cambios conocidos que hayan experimentado en el pasado las características pertinentes de la región.

Se deberán examinar las posibles combinaciones de los efectos de varias causas. Por ejemplo, en el caso de los emplazamientos situados en costas o en estuarios, la posibilidad de inundación por los efectos combinados de la marea alta, el viento en las masas de agua y la acción de las olas, como las que

producen los ciclones, por ejemplo, deberá evaluarse y tenerse en cuenta en el modelo de riesgos.

Entre los parámetros utilizados para caracterizar los riesgos causados por las inundaciones se deberán incluir la altura del agua, la altura y el período de las olas (si reviste interés), el tiempo de aviso para la inundación, la duración de la inundación y las condiciones de corriente.

Deberá investigarse el potencial de inestabilidad de la zona costera o del canal fluvial debido a la erosión o sedimentación.

Olas de agua provocadas por terremotos u otros fenómenos geológicos.

Se deberá evaluar la región a fin de determinar la posibilidad de que se produzcan tsunamis o seiches que puedan afectar a la seguridad de la instalación en el emplazamiento.

Si se comprueba que existe esta posibilidad, se deberá proceder a la recolección y evaluación crítica de los datos prehistóricos e históricos relacionados con los tsunamis o seiches que hayan afectado a la región costera que circunde el emplazamiento con el fin de determinar su idoneidad para la evaluación del emplazamiento y su fiabilidad.

Sobre la base de los datos prehistóricos e históricos relativos a la región y su comparación con regiones similares que hayan sido bien estudiadas con respecto a estos fenómenos, se deberá calcular la frecuencia, la magnitud y la altura de los tsunamis o seiches, lo cual se utilizará para determinar los peligros asociados a los tsunamis o seiches, teniendo en cuenta cualquier amplificación debida a la configuración de la costa en el emplazamiento.

En función de los registros sísmicos y las características sismotectónicas conocidos se deberá evaluar la posibilidad de que se produzcan tsunamis o seiches a consecuencia de sucesos regionales fuera de la costa.

Los riesgos asociados a los tsunamis o seiches se deducirán a partir de los registros sísmicos y características sismotectónicas conocidos, así como de los modelos físicos y/o analíticos. Entre estos riesgos se pueden mencionar el descenso del nivel del agua y la escorrentía.

Inundaciones y olas causadas por la falta de estructuras de control de aguas. Se analizará la información relativa a las estructuras de control aguas arriba para determinar si la instalación podrá soportar los efectos resultantes de la falta de una o más de esas estructuras.

Si la instalación puede soportar sin riesgos todos los efectos de la falta general de una o más de las estructuras aguas arriba, entonces las estructuras no tendrán que ser objeto de mayor escrutinio en este sentido.

Si un examen preliminar de la instalación indica que ésta quizás no pueda soportar sin riesgos todos los efectos de la falta general de una o más de las estructuras aguas arriba, los peligros asociados a la instalación tendrán que ser evaluados teniendo en cuenta todos esos efectos; de lo contrario, esas estructuras aguas arriba deberán ser analizadas con métodos equivalentes a los utilizados para determinar los riesgos asociados a la instalación con el fin de demostrar que podrán soportar los efectos del suceso de que se trate.

Se examinará la posibilidad de que se almacenen las aguas como resultado del bloqueo temporal de los ríos aguas arriba o aguas abajo (causado por corrimientos de tierra o hielo) y produzcan inundaciones y fenómenos conexos en el emplazamiento propuesto.

- Riesgos geotécnicos.

Inestabilidad de la pendiente.

Se evaluará el emplazamiento y sus inmediaciones para determinar el potencial de inestabilidad de la pendiente del terreno (como corrimientos de tierras y rocas y avalanchas de nieve) que pueda afectar a la seguridad de la instalación.

Si se determina que es probable que la inestabilidad de la pendiente afecte a la seguridad de la instalación, se evaluará el riesgo utilizando parámetros y valores para precisar el movimiento del terreno específico del emplazamiento.

Derrumbe, descenso o elevación de la superficie del emplazamiento.

Se examinarán los mapas geológicos y otros datos apropiados para la región con el fin de determinar la existencia de formaciones naturales como cavernas, y formaciones cársticas, y de origen humano como minas, pozos de agua y pozos de petróleo. Se evaluará el potencial de derrumbe, descenso o elevación de la superficie del emplazamiento.

Si la evaluación demuestra que hay posibilidades de derrumbe, descenso o elevación de la superficie que afecten a la seguridad de la instalación, se darán soluciones técnicas viables o de lo contrario el emplazamiento se considerará inadecuado.

Licuefacción del suelo

El potencial de licuefacción de los materiales subsuperficiales del emplazamiento propuesto se evaluará utilizando los parámetros y valores aplicables al movimiento del terreno específico del emplazamiento.

En la evaluación se utilizarán los métodos de investigación del suelo y los métodos analíticos aceptados para determinar los riesgos.

Si se observa que el potencial de licuefacción del suelo es inaceptable, el emplazamiento se considerará inadecuado a menos que se demuestre que se dispone de soluciones técnicas viables.

Comportamiento de los materiales de cimentación.

Se investigarán las características geotécnicas de los materiales subsuperficiales, inclusive las incertidumbres intrínsecas en ellas, y se determinará un perfil del suelo para el emplazamiento en una forma adecuada para los fines del diseño.

Se evaluará la estabilidad del material de cimentación bajo cargas estáticas y sísmicas.

Se estudiará el régimen de aguas subterráneas y las propiedades químicas de estas aguas.

### **1.1.2. Requisitos específicos para la evaluación de sucesos externos imputables al hombre**

- Choques de aeronaves.

Se evaluarán las posibilidades de choques de aeronaves y se tomarán en cuenta, en la medida de lo posible, las características del tráfico aéreo y las aeronaves en el futuro.

Si la evaluación demuestra que hay posibilidades de que se produzca un choque de aeronaves en el espacio aéreo del emplazamiento que pueda afectar a la seguridad de la instalación, se efectuará una evaluación de los riesgos.

Entre los riesgos asociados a un choque de aeronaves se tendrán en cuenta el impacto, el incendio y las explosiones.

Si la evaluación indica que son inaceptables los riesgos y si no se dispone de soluciones viables, se considerará el emplazamiento inadecuado.

- Explosiones químicas.

Se determinarán las actividades en la región que entrañen la manipulación, el procesamiento, el transporte y el almacenamiento de sustancias químicas que posiblemente produzcan explosiones o nubes de gases capaces de producir deflagración o detonación.

Los riesgos asociados a las explosiones químicas se expresarán en función de la sobrepresión y la toxicidad (si procede), teniendo en cuenta el efecto de la distancia.

Se considerará inadecuado un emplazamiento si esas actividades tienen lugar en sus inmediaciones y si no se dispone de soluciones viables.

Se investigará la región para determinar las instalaciones (incluidas las que se encuentren en los confines del emplazamiento) en que se almacenen, procesen, transporten y traten de otro modo materiales inflamables, explosivos, asfixiantes, tóxicos, corrosivos o radiactivos que, de emitirse en condiciones normales o de accidente, pudieran poner en riesgo la seguridad de la instalación.

## 1.2. Requisitos específicos

Régimen meteorológico, es recomendable disponer de valores medios horarios de irradiancia sobre plano horizontal ( $W/m^2$ ), valores medios horarios de temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ ), valores medios horarios de velocidades de viento ( $Km/h$ ), valores máximos horarios de ráfagas de viento ( $Km/h$ ), direcciones de viento medias horarias ( $^{\circ}$ ), valores medios horarios de presión atmosférica (mbar), valores medios horarios de humedad relativa (%), precipitación total de lluvia y/ó nieve derretida (mm), días de lluvia o llovizna (uds.), días de granizo (uds.), días de tormenta (uds.) y días de niebla (uds.), que pueden ser solicitados a las Agencias Estatales de Meteorología, serie de registros históricos: un lustro.

Régimen isoceraunico, deberá evaluarse la posibilidad de que caigan rayos, su frecuencia y su gravedad respecto del emplazamiento seleccionado, con objeto de definir un sistema de puesta a tierra adecuado para la instalación.

Régimen hidrológico, deberá investigarse el potencial de inestabilidad del canal fluvial debido a la erosión o sedimentación, que pudiera provocar inundaciones causadas por precipitaciones. Se analizará la información relativa a las estructuras de control aguas arriba para determinar si la instalación podrá soportar los efectos resultantes de la falta de una o más de esas estructuras; se examinará la posibilidad de que se almacenen las aguas como resultado del bloqueo temporal de los ríos aguas arriba o aguas abajo (causado por

corrimientos de tierra o hielo) y produzcan inundaciones y fenómenos conexos en el emplazamiento propuesto.



Se realizará estudio geológico del emplazamiento. A grandes rasgos,

- Tipo de sustrato.
- Textura del sustrato.
- Nivel freático.
- Intensidad sísmica.
- Condiciones físico-geológicas generales.

Documento visado electrónicamente con número 2019/2944. El objeto de este visado es la comprobación de la identidad y habilitación profesional del autor del trabajo y la corrección e integridad formal del trabajo profesional de acuerdo a la normativa aplicable al trabajo. En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COIICV responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación directa con los elementos que se han visado en este trabajo.

## 2. ARTÍCULO 2. Componentes y materiales

El grado de aislamiento eléctrico será de tipo básico clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversor) como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión).

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

La instalación fotovoltaica no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

El funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la instalación y de la red de distribución y/ó transporte.

Los materiales ubicados en la intemperie se encontrarán debidamente protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar, la humedad y la corrosión.

La instalación fotovoltaica dispondrá de todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias y de las personas, protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc, de los mismos se encontrarán correctamente ubicados e identificados, en alguna de las lenguas oficiales del lugar de la instalación.

### 3. ARTÍCULO 3. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de la instalación serán de mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño deberá garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa (pérdidas por *mismatch*).

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:2006 y UNE-EN 61730-2:2007 para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino de uso terrestre ó UNE-EN 61646:2008 para módulos fotovoltaicos de lámina delgada para aplicaciones terrestres (o su equivalencia europea ó americana), así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Obligatoriedad marcado indeleble CE (obligatoriedad comercialización de productos en la Unión Europea).

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Podrá ser exigido por parte del Cliente al Fabricante y/ó Suministrador de módulos fotovoltaicos, distribución monótona decreciente en intensidad del producto a suministrar y, embalaje del mismo en cajas que almacenen exactamente la cantidad de módulos fotovoltaicos que componen una rama eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales. La caja de conexiones dispondrá de un grado de protección mínimo IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio anodizado o acero inoxidable.

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

La estructura del generador se conectará a tierra.

Se verificará que ningún módulo presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante (defectos inspección visual definidos según Norma UNE-EN 61215:2006).

Se realizarán ensayos de los módulos fotovoltaicos en STC, en STC tras estabilización previa y en condiciones de baja irradiancia, en laboratorio acreditado del [0,5-1] % del total de módulos fotovoltaicos suministrados. Podrá ser exigido la realización de éstos y el pago de las costas de los ensayos al 50% entre Cliente y Fabricante y/ó Suministrador previo a la recepción final del producto por parte del Cliente.

La tensión de aislamiento del sistema será de 1.500 V.

La configuración del generador fotovoltaico vendrá condicionada por el rango de tensiones en MPPT del inversor en cuestión y condiciones meteorológicas propias del emplazamiento de la instalación.

Se realizará un Modelo del Generador Fotovoltaico conectado a la red eléctrica, con objeto de obtener factores de sobredimensionamiento óptimos.

#### **4. ARTÍCULO 4. Obra civil y Estructura soporte**

Las estructuras soporte y/o seguidores deberán dar cumplimiento a lo obligado por las Normas Europeas de la Edificación (Eurocode).

Los seguidores solares, con los módulos instalados, resistirán las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en las Normas Europeas (Eurocode).

El diseño y la construcción del seguidor y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones de montaje del fabricante.

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

Los seguidores solares permiten optimizar la producción del generador variando el ángulo de éstos a medida que el Sol se desplazando de Este a Oeste durante el día.

La estructura soporte de los módulos estará protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La estructura soporte será de acero inoxidable, acero galvanizado en caliente ó aleación de aluminio extrusionado y protegido contra corrosión. La tornillería será de acero inoxidable.

Si es de tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas europeas, con un espesor mínimo de galvanizado de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Si es aleación de aluminio extrusionado pertenecerá como mínimo a la serie 6000 (Mg<sub>2</sub>Si). Se tratará térmicamente (temple) para mejorar sus propiedades mecánicas. El aluminio, después de ser extruido, forma por sí solo una delgada película de óxido de aluminio para protegerse de la acción de los agentes exteriores. Le confiere mínimas propiedades de oxidación y anticorrosión. Existe proceso químico electrolítico (anodizado) que permite obtener de manera artificial capas de óxido de mayor espesor y con mejores características de protección que las capas naturales.

Si se pudiese crear par galvánico en la unión entre el modulo fotovoltaico y estructura (aluminio y acero), se intercalará algún tipo material que impida la posibilidad del citado par galvánico, tales como materiales aislantes, bimetálicos, recubrimientos anodizados o dejando el espacio de separación correspondiente.

Si se pudiera crear par galvánico en la unión entre piezas estructurales (acero-aluminio), se intercalará algún tipo material que impida la posibilidad del citado, tales como materiales aislantes, bimetálicos, recubrimientos anodizados o dejando el espacio de separación correspondiente.

El borde inferior, en estructuras hincadas estará como mínimo entre 0,55 y 1 m por encima del suelo, por lo que el terreno se puede utilizar para cultivar o para el ganado. Al mismo tiempo, está altura mínima garantizada facilitará labores de O&M, facilitará una correcta ventilación de los módulos fotovoltaicos y evitará sombreados no deseados producidos por variaciones en vegetación o posibles objetos.

Los topes de sujeción de módulos fotovoltaicos y la propia estructura no arrojarán sombras sobre los módulos fotovoltaicos. Ningún elemento próximo al generador fotovoltaico arrojará sombras sobre el citado.

Las omegas deberán ser dentadas ó estar fileteadas con objeto de realizar una correcta puesta a tierra del módulo solar fotovoltaico, rompiendo el aislamiento del citado, reduciendo costes en cableado de puesta a tierra del generador fotovoltaico, y siempre cumpliendo la legislación vigente.

Si se precisa, existirá una correcta recogida de pluviales en el campo generador fotovoltaico, siempre teniendo en cuenta la planimetría y curvas de nivel del lugar de la instalación.

Deberán existir viales en el campo generador fotovoltaico para un adecuado desarrollo de labores de O&M y Vigilancia Presencial, si procede. Se desarrollará vial perimetral y viales interiores. Los viales serán de zahorra (artificial o natural), de hormigón ó de asfalto. La anchura mínima de éstos será de 3 metros; la ejecución dependerá del tipo de material utilizado y ninguno de ellos presentará retención de aguas.

En función de las ordenanzas municipales, locales y/ó estatales, podrá utilizarse todo uno, zahorra natural ó artificial, para la concepción de los viales descritos.

Se define como zahorra natural el material formado por áridos no triturados, suelos granulares, o una mezcla de ambos, cuya granulometría es de tipo continuo. Su ejecución incluye las siguientes operaciones:

- Preparación y comprobación de la superficie de asientos.
- Aportación del material.
- Extensión, humectación, si procede, y compactación de cada tongada.
- Refino de la superficie de la última tongada.

Los materiales serán áridos no triturados procedentes de graveras o depósitos naturales, o bien suelos granulares, o una mezcla de ambos. También podrán utilizarse productos inertes de desecho industrial.

Los materiales estarán exentos de terrones de arcilla, materia vegetal, marga u otras materias extrañas.

La zahorra natural tendrá una capacidad de soporte, CBR, no inferior a veinte (20), para las condiciones de humedad máxima y densidad mínima fijadas.

La zahorra natural no se extenderá hasta que se haya comprobado que la superficie sobre la que haya de asentarse tenga las condiciones de calidad y forma previstas, con las tolerancias establecidas.

Los materiales serán extendidos, una vez aceptada la superficie de asiento, tomando las precauciones necesarias para evitar segregaciones y contaminaciones, en tongadas con espesores comprendidos entre diez y treinta centímetros (10 a 30 cm). Antes de extender una tongada se procederá, si fuera necesario, a su homogeneización y humectación. Se podrá utilizar para ello la prehumidificación en central u otros procedimientos sancionados por la práctica que garanticen, la correcta homogeneización y humectación del material. Todas las operaciones de aportación de agua tendrán lugar antes de la compactación. Después, la única humectación admisible será la destinada a lograr en superficie la humedad necesaria para la ejecución de la capa siguiente. El agua se dosificará adecuadamente, procurando que en ningún caso un exceso de la misma lave al material.

Conseguida la humedad más conveniente, la cual no deberá rebasar a la óptima en más de un (1) punto porcentual, se procederá a la compactación de la tongada, que se continuará hasta alcanzar la densidad especificada. Las zonas que, por su reducida extensión, su pendiente o su proximidad a obras de paso o desagüe, muros o estructuras, no permitieran el empleo del equipo que normalmente se estuviera utilizando se compactarán con medios adecuados a cada caso, de forma que las densidades que se alcancen cumplan las especificaciones exigidas a la zahorra natural en el resto de la tongada.

La compactación de la zahorra natural se continuará hasta alcanzar una densidad no inferior a la que corresponda al noventa y siete por ciento (97%)