



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

*“Diseño de una marquesina solar fotovoltaica  
en la Plaza Campus Universitario y sistema de  
recarga de coches eléctricos en el  
aparcamiento subterráneo”*

Autor:

Ayuso Martín, José Manuel

Tutor:

Pisano Alonso, Jesús Ángel  
Ingeniería Eléctrica

Valladolid, Abril, 2015.



Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que desinteresadamente me han brindado su ayuda a lo largo de mis años de estudio...

A todos mis compañeros de clase, en especial Andrea Hernández sin la cual me hubiera costado mucho finalizar esta carrera; y a Alberto Díez, el cual me ha apoyado en muchas asignaturas y en mi vida.

A mi familia, padres y hermana, con sacrificio y apoyo incondicional con el que he conseguido llegar aquí.

A mis compañeros de piso, los cuales me han apoyado día a día tanto en mi carrera, como en mi proyecto como en mi vida.

A todos mis amigos, tanto de Valladolid, como de Aranda, muchos de los cuales andan desperdigados por el país, pero que siempre están ahí por muy lejos que estén.

En especial a mis mejores amigos Julián, Lara, Alberto S., y en especial a Ana, los cuales han conseguido que estos años fueran más amenos e inolvidables.

Por último quiero agradecer a mi director de proyecto, D. Jesús Ángel Pisano Alonso y D. Julián M. Pérez García, la ayuda indispensable que me han prestado con sus conocimientos y experiencias así como su apoyo a lo largo de este año, que ha hecho posible realizar este proyecto.





# RESUMEN:

En el siguiente proyecto se ha realizado un estudio para el diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, de tal manera que además de producir energía eléctrica mediante energías renovables reduciendo el consumo de energías no renovables, consigamos dar una cierta independencia energética al edificio al cual otorgamos dicha energía generada. Por otra parte añadiremos una estación de recarga eléctrica de coches, sistema que comienza a demandarse en el ámbito urbano.

Keywords:

**FOTOVOLTAICA AUTOCONSUMO RECARGA VEHÍCULO ELÉCTRICO**



# ÍNDICE:



## ÍNDICE GENERAL:

<b>CAPITULO I: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
1. OBJETIVOS .....	13
2. CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS.....	15
2.1. Fuentes de Energía no Renovables .....	15
2.1.1. Recursos Fósiles (petróleo, gas natural, carbón) .....	15
2.1.2. Energía Nuclear.....	17
2.2. Fuentes de Energía Renovables .....	18
2.2.1. Energía Solar.....	18
2.2.2. Energía Eólica.....	20
2.2.3. Energía Geotérmica .....	21
2.2.4. Energía Hidráulica.....	23
2.2.5. Biomasa.....	25
2.2.6. Energía Marina .....	26
3. SITUACIÓN DE ESPAÑA .....	28
<b>CAPITULO II: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>33</b>
1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO .....	35
2. TIPOS DE INSTALACIONES .....	36
2.1. Instalaciones aisladas de la red eléctrica .....	36
2.2. Instalaciones conectadas a la red eléctrica.....	37
2.3. Instalaciones de autoconsumo .....	37
3. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN .....	38
3.1. Componentes comunes a los tres tipos de instalaciones.....	38
3.1.1. Subsistema de Generación .....	39
3.1.1.1. Células Solares .....	39
3.1.1.2. Generador fotovoltaico .....	39
3.1.1.3. Estructura soporte .....	40
3.1.2. Subsistema de Acomodación .....	40
3.1.3. Equipos de Medida .....	42
3.2. Componentes propios de instalaciones aisladas .....	42
3.2.1. Regulador de carga .....	42
3.2.2. Grupo de baterías .....	43
4. CONCLUSIONES .....	44
4.1. Ventajas .....	44
4.2. Desventajas .....	45
<b>CAPÍTULO III: RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>47</b>
1. INTRODUCCIÓN .....	49
2. RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....	50
2.1. Tipos de recarga .....	50
2.1.1. Recarga súper-lenta .....	51
2.1.2. Recarga lenta o convencional .....	51
2.1.3. Recarga semi-rápida .....	51
2.1.4. Recarga rápida .....	52

2.1.5. Recarga súper-rápida .....	52
2.1.6. Recarga ultrarrápida.....	52
2.2. Tipos de conectores .....	53
2.3. Modos de carga .....	56
2.3.1. Modo 1 .....	57
2.3.2. Modo 2 .....	57
2.3.3. Modo 3 .....	58
2.3.4. Modo 4 .....	58
<b>CAPÍTULO IV: MEMORIA .....</b>	<b>61</b>
1. INTRODUCCIÓN .....	63
2. ANTECEDENTES .....	65
3. EMPLAZAMIENTO Y CLIMATOLOGÍA .....	66
4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	71
5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	72
5.1. Paneles solares .....	73
5.2. Estructura soporte .....	76
5.2.1. Estructura superior .....	76
5.2.2. Estructura base .....	79
5.3. Inversor o Convertidor CC/CA .....	80
5.4. Modo de conexión .....	83
5.5. Conductores .....	87
5.5.1. Conductores de Corriente Continua .....	87
5.5.2. Conductores de Corriente Alterna .....	89
5.6. Puesta a tierra .....	90
5.7. Protecciones .....	91
5.7.1. Protecciones Generales .....	92
5.7.2. Protecciones en los Paneles .....	93
5.7.3. Protecciones en las cajas de Conexiones .....	93
5.7.4. Protecciones en el Inversor .....	93
5.8. Contador .....	94
6. DESCRIPCIÓN SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....	94
7. DISEÑO SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....	95
7.1. Estación de recarga .....	95
7.2. Conexión .....	99
7.3. Conductores .....	100
7.4. Protecciones .....	101
7.5. Puesta a tierra .....	102
<b>CAPÍTULO V: CÁLCULOS .....</b>	<b>105</b>
1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	107
1.1. Generación .....	107
1.2. Dimensiones Paneles Solares .....	107
1.3. Dimensionado de la instalación y selección del inversor .....	113
1.3.1. Determinación de N° de Paneles en serie .....	116
1.3.2. Determinación de N° de Paneles en paralelo .....	119

1.3.3.Determinación del Inversor .....	119
1.4. Cableado Instalación Fotovoltaica .....	121
1.4.1.Tramo 1: CC(1/2) .....	122
1.4.2.Tramo 2: CC(2/2) .....	124
1.4.3.Tramo 3: CA .....	127
1.5. Cableado Sistema de Recarga de Vehículos Eléctricos .....	131
1.5.1.Tramo 1 .....	131
1.5.2.Tramo 2 .....	132
2. SIMULACIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	135

**CAPÍTULO VI: PLANOS .....145**

1. REFERENCIA CATASTRAL
2. PLANTA PLAZA CAPUS UNIVERSITARIO
3. PLANTA APARCAMIENTO SUBTERRÁNEO
4. PLANTA PLZ. C. U. CON PILARES
5. PLANTA PLZ. C. U. CON PILARES (2)
6. PLANTA PLZ. C. U. CON PANELES
7. DISTRIBUCIÓN DE PANELES EN LA ESTRUCTURA
8. CONEXIÓN DE PANELES Y CAJA DE CONEXIONES
9. ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
10. APARC. SUBTERRÁNEO – ZONA DE RECARGA
11. DETALLE ZONA DE RECARGA DE VEHÍCULOS
12. ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN DE RECARGA

**CAPÍTULO VII: PRESUPUESTO Y ESTUDIOS ECONÓMICOS .....171**

1. ESTADO DE MEDICIONES (INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA) .....	173
2. CUADRO DE PRECIOS (INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA) .....	174
2.1. Mano de obra .....	174
2.2. Materiales .....	174
2.3. Cuadro de precios descompuestos .....	175
2.4. Resumen del Presupuesto .....	179
3. ESTADO DE MEDICIONES (SISTEMA DE RECARGA V.E.) .....	180
4. CUADRO DE PRECIOS (SISTEMA DE RECARGA V.E.) .....	180
4.1. Mano de obra .....	180
4.2. Materiales .....	181
4.3. Cuadro de precios descompuestos .....	181
4.4. Resumen del Presupuesto .....	184
5. ESTUDIOS ECONÓMICOS .....	185

**CAPÍTULO VIII: PLIEGO DE CONDICIONES .....189**

1. OBJETO .....	191
2. DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS .....	191
3. CONDICIONES FACULTATIVAS .....	192
3.1. Delimitación General de Funciones Técnicas .....	192
3.1.1.Técnico facultativo .....	192
3.1.2.Contratista .....	193

3.2. Obligaciones y Derechos Generales del Contratista .....	194
3.2.1.Verificación de los documentos del proyecto .....	194
3.2.2.Plan de seguridad e higiene .....	194
3.2.3.Oficina en la Obra .....	194
3.2.4.Presencia del Contratista .....	195
3.2.5.Trabajos no estipulados expresamente .....	195
3.2.6.Reclamaciones contra las órdenes de la D.F.....	196
3.2.7.Faltas de Personal .....	196
4. CONDICIONES ECONÓMICAS .....	197
4.1. Abono de la Obra .....	197
4.2. Precios .....	197
4.3. Revisión de Precios .....	197
4.4. Penalizaciones .....	198
4.5. Contrato .....	198
4.6. Responsabilidades .....	198
4.7. Rescisión de Contrato .....	199
4.8. Liquidación en caso de rescisión del Contrato .....	199
5. CONDICIONES TÉCNICAS .....	200
5.1. Condiciones Generales .....	200
5.1.1.Calidad de los materiales .....	200
5.1.2.Materiales que no constan en el proyecto .....	200
5.2. Disposiciones Vigentes .....	200
5.3. Generalidades .....	201
5.4. Módulos Fotovoltaicos .....	202
5.5. Estructura Soporte .....	203
5.6. Inversor .....	205
5.7. Canalizaciones .....	207
5.8. Cableado .....	207
5.8.1.Designación de los cables de energía de baja tensión (450/750 V) .....	208
5.8.2.Designación de los cables de energía de baja tensión (0.6/1 kV) .....	209
5.8.3.Colores de los Cableados .....	209
5.9. Conexión a Red .....	210
5.10. Protecciones .....	210
5.11. Medida de la Energía .....	211
5.12. Puesta a tierra .....	211
5.13. Armónicos y Compatibilidad Electromagnética .....	211
5.14. Ejecución de las Obras .....	212
5.14.1. Replanteo de la Obra .....	212
5.14.2. Ejecución del trabajo .....	212
5.14.3. Estructura Soporte de los módulos fotovoltaicos .....	212
5.14.4. Conexiones .....	213
5.15. Protección del Medio Ambiente .....	213
5.16. Recepción y Pruebas .....	214
5.17. Mantenimiento .....	215
5.17.1. Requerimientos Técnicos del contrato de Mantenimiento .....	215
5.17.2. Mantenimiento a realizar por el Propietario .....	216
5.18. Garantías .....	217

---



5.18.1. Plazos .....	217
5.18.2. Condiciones Económicas .....	218
5.18.3. Anulación de la Garantía .....	218
5.18.4. Lugar y Tiempo de la presentación .....	219
<b>CAPÍTULO IX: CONCLUSIONES .....</b>	<b>221</b>
<b>CAPÍTULO X: BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>227</b>
<b>CAPÍTULO XI: ANEXOS .....</b>	<b>233</b>

## **ÍNDICE DE FIGURAS:**

<i>Figura 1: Esquema de economía sostenible</i>	
<i>Figura 2: Extracción de petróleo</i>	
<i>Figura 3: Carbón</i>	
<i>Figura 4: Gas natural en combustión</i>	
<i>Figura 5: Reacciones de fisión (izquierda) y fusión (derecha)</i>	
<i>Figura 6: Paneles Solares Fotovoltaicos</i>	
<i>Figura 7: Instalación Solar Termoeléctrica</i>	
<i>Figura 8: Molino y Aerogenerador</i>	
<i>Figura 9: Central Geotérmica de alta entalpía</i>	
<i>Figura 10: Central de agua fluyente</i>	
<i>Figura 11: Central de pie de presa</i>	
<i>Figura 12: Material combustible para Biomasa</i>	
<i>Figura 13: Convertidor de energía de olas Pelamis</i>	
<i>Figura 14: Central Maremotérmica</i>	
<i>Figura 15: Gráfico de tipos de energía utilizada para generación</i>	
<i>Figura 16: Comparativa de tipos de energía utilizada para generación 2013 y 2014</i>	
<i>Figura 17: Esquema simplificado de una Instalación de Autoconsumo</i>	
<i>Figura 18: Célula Solar</i>	
<i>Figura 19: Inversor</i>	
<i>Figura 20: Regulador de carga</i>	
<i>Figura 21: Banco de baterías</i>	
<i>Figura 22: Esquema Ejes principales de los productos de movilidad</i>	
<i>Figura 23: Conector tipo Schuko</i>	
<i>Figura 24: Conector SAE J1772, o Tipo 1</i>	
<i>Figura 25: Conector Mennekes o Tipo 2</i>	
<i>Figura 26: Conector único Combinado o CCS</i>	
<i>Figura 27: Conector Scame o Tipo 3</i>	
<i>Figura 28: Conector CHAdeMO</i>	
<i>Figura 29: Modo 1 de Carga</i>	
<i>Figura 30: Modo 2 de Carga</i>	

- Figura 31: Modo 3 de Carga
- Figura 32: Modo 4 de Carga
- Figura 33: Vista aérea de la plaza Campus Universitario, F.E., F.H. y alrededores
- Figura 34: REFERENCIA CATASTAL DEL INMUEBLE: PS Prado de la Magdalena 22 Suelo
- Figura 35: Foto Plaza Campus Universitario
- Figura 36: Foto Plaza Campus Universitario, vista aérea
- Figura 37: Esquema de funcionamiento de una instalación de Autoconsumo
- Figura 38: Paneles en orientación Este/Oeste
- Figura 39: Panel Isofotón modelo ISF-250P
- Figura 40: Ficha técnica ISF 250-P
- Figura 41: Planta de la Plaza Campus Universitario con la señalización del espacio designado para la instalación
- Figura 42: Foto piezas FS10 carril-free de RENU SOL
- Figura 43: Esquema guía de instalación de las piezas RENU SOL
- Figura 44: Diseño de Paneles y Cubierta (leyenda en figura 44)
- Figura 45: Leyenda del Diseño de Paneles y Cubierta (figura 43)
- Figura 46: Inversor SOLARMAX 30HT4
- Figura 47: Ficha técnica del Inversor SOLARMAX 30HT4
- Figura 48: Esquema de conexión de los paneles fotovoltaicos
- Figura 49: Planta aparcamiento subterráneo
- Figura 50: Ficha técnica RVE-SL
- Figura 51: Dispositivo master RVE-CM junto con 4 tomas RVE-SL
- Figura 52: Ficha técnica RVE-CM20
- Figura 53: Planta aparcamiento subterráneo y señalización de la zona de recarga
- Figura 54: Vista en Planta de la zona de recarga en el aparcamiento subterráneo
- Figura 55: Dimensiones del panel ISF 250-P
- Figura 56: Alzado del panel con 10° de inclinación
- Figura 57: Esquema guía de instalación de las piezas RENU SOL
- Figura 58: Dimensiones en planta del panel solar con inclinación 10°
- Figura 59: Vista en planta de la plaza Campus Universitario y detalle de las columnas del aparcamiento
- Figura 60: Diseño de Paneles y Cubierta
- Figura 61: Intervalos de funcionamiento del campo FV y del inversor
- Figura 62: Características ISF-250P
- Figura 63: SolarMax 30HT4
- Figura 64: Gráfico Tensión-Corriente con señalización de  $V_{oc}$
- Figura 65: Gráfico Tensión-Corriente con señalización de  $V_{MPP}$  a 70°C y -10°C
- Figura 66: Gráfica Potencia diaria por horas para inversor 1
- Figura 67: Gráfica Potencia diaria por horas para inversor 2
- Figura 68: Gráfica Potencia diaria por horas para inversor 3
- Figura 69: Gráfica Potencia diaria por horas para los tres inversores

## **ÍNDICE DE TABLAS:**

*Tabla 1: Balance Energético en España en 2014*

*Tabla 2: Balance Energético en España en 2004*

*Tabla 3: Climatología Valladolid*

*Tabla 4: Cálculo de secciones y caídas de tensión*

*Tabla 5: tabla 1 de la ITC-BT 19 para tramo 1*

*Tabla 6: tabla 1 de la ITC-BT 19 para tramo 2*

*Tabla 7: tabla A.52-3 de la norma UNE 20.460-5-523 para número de circuitos. Tramo 2*

*Tabla 8: tabla 1 de la ITC-BT 19 para tramo 3*

*Tabla 9: Análisis Económico Instalación Fotovoltaica*



# **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**



## **1. OBJETIVOS:**

El objetivo de este proyecto ha sido realizar un estudio para el diseño de una instalación solar fotovoltaica, de tal manera que además de producir energía eléctrica mediante sistemas limpios y energía renovable a su vez reducimos el consumo de energías no renovables, consigamos dar una cierta independencia energética al edificio al cual otorgamos dicha energía generada. Por otra parte añadiremos una estación de recarga eléctrica de coches, sistema que comienza a demandarse en el ámbito urbano.

La población mundial se ha visto incrementada en 1000 millones de personas en los últimos diez años, pasando de 6000 a 7000 millones. De esta manera y según proyecciones actuales, la población mundial alcanzará aproximadamente los 9000 millones de habitantes para el año 2050. Debido a esta situación, la demanda de recursos para satisfacer las necesidades básicas humanas será cada vez mayor, sumado a la situación de cambio climático y los efectos negativos sobre el planeta que conllevará a corto y largo plazo. Por ello, es necesario afrontar un cambio en los patrones de producción y consumo establecidos en las sociedades modernas.

La manera de abordar este cambio ha de obedecer un objetivo de sostenibilidad, concepto introducido a finales de 1980 y que persigue la mejora de la calidad de vida humana sin comprometer las necesidades de las generaciones futuras, integrando tres pilares fundamentales: el desarrollo económico, la igualdad social y la protección del medio ambiente. Uno de los sectores considerados clave para favorecer la transición hacia modelos de producción y consumo sostenibles es el energético. Sin embargo, muchos de los actuales sistemas energéticos, especialmente aquellos basados en recursos fósiles y tecnologías convencionales, no presentan un comportamiento sostenible adecuado. Aquí es donde entran los sistemas energéticos basados en energías renovables, cuyas tecnologías e implantación están avanzando rápidamente estos últimos años.

Pero, ¿Qué es la Energía Sostenible? La energía sostenible se puede definir como aquella energía capaz de satisfacer las necesidades presentes sin comprometer los recursos y capacidades de las futuras generaciones. La energía sostenible está compuesta de energías renovables y alternativas,

además de la energía de fusión. Para avanzar hacia una economía más sostenible energéticamente debe haber una reducción real del consumo de energía, se deben mantener los mismos servicios energéticos, la calidad de vida debe ser la misma o mayor, la contaminación se debe reducir, el precio pagado por la energía debe disminuir, la vida de los recursos disponibles se debe alargar y se debe generar menos conflicto (*figura 1*). Todo esto se puede conseguir promocionando y utilizando las energías sostenibles.



*Figura 1: Esquema de economía sostenible*

Antes de justificar nuestro sistema de generación de energía eléctrica elegido, realizaremos una pequeña descripción de los recursos energéticos disponibles actualmente y su tecnología, además de un breve estudio sobre la dirección de la demanda y generación actual de la energía eléctrica.



## **2. CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS:**

Para entender de una forma más precisa la funcionalidad y necesidad actual de los sistemas energéticos, vamos a ver una clasificación de aquellos recursos energéticos de los que dependemos.

Los recursos energéticos se pueden clasificar en dos grupos principales:

- *Fuentes de energía no renovables*
- *Fuentes de energía renovables*

### **2.1. FUENTES DE ENERGÍA NO RENOVABLES:**

Fuentes de energía no renovables son aquellas que existen en una cantidad limitada en la tierra y que una vez empleada en su totalidad no puede sustituirse, ya que no existe sistema de producción o la producción es demasiado pequeña para resultar útil a corto plazo. Además estas energías tienen otro inconveniente a su vez: al utilizar estas fuentes de energía se generan residuos contaminantes, desfavorables para el medio ambiente.

Estas fuentes son:

#### **2.1.1. RECURSOS FÓSILES (petróleo, gas natural, carbón):**

Se agrupan bajo esta denominación el carbón, el petróleo y el gas natural, productos que por sus características químicas se emplean como combustibles. Se han formado naturalmente a través de complejos procesos biogeoquímicos, desarrollados bajo condiciones especiales durante millones de años. La materia prima a partir de la cual se generaron incluye restos vegetales y antiguas comunidades planctónicas.

La combustión de este tipo de combustibles genera emisiones de gases tales como dióxido de carbono, monóxido de carbono y otros gases que han contribuido y aún contribuyen a generar y potenciar el efecto invernadero, la lluvia ácida, la contaminación del aire, suelo y agua. Los efectos contaminantes no sólo están vinculados a su combustión sino también al transporte (derrames de petróleo) y a los subproductos que originan (hidrocarburos y derivados tóxicos).

**El petróleo** (figura 2) que es la mayor fuente de energía en el mundo, actualmente representa el 33% de las fuentes de energía utilizadas, es además un elemento que junto a sus derivados es utilizado en todas las industrias, en las petroquímicas y para el transporte aéreo, marítimo, fluvial y automotriz. También se le utiliza para generar electricidad y para la fabricación de objetos cotidianos.



Figura 2: Extracción de petróleo

**El carbón** (figura 3) es el combustible fósil más abundante. Su uso ha aumentado un cierto punto al avanzar tecnológicamente tanto en la extracción como en la utilización del recurso estos últimos años. Pese a ello, su contribución de compuestos contaminantes como SOx y CO2 es muy alta, por lo cual se impulsa a evitar su utilización.



Figura 3: Carbón

**El gas natural** (figura 4) se halla en yacimientos aislados y, en ocasiones, en bolsas de gas junto al petróleo. Su combustión genera muchos menos contaminantes químicos que el carbón y el petróleo. Sus principales desventajas son: por una parte, aunque generen menos contaminantes, siguen generándolos, inconveniente para el mantenimiento del medio ambiente; por otra



Figura 4: Gas natural en combustión

parte, sus yacimientos son limitados y más escasos que otros recursos y se agotarían rápidamente si surgiera una dependencia alta sobre él.

### 2.1.2. ENERGÍA NUCLEAR

La energía nuclear es la energía que se obtiene al manipular la estructura interna de los átomos. Se puede obtener mediante la división del núcleo (fisión nuclear) o la unión de dos átomos (fusión nuclear) (figura 5).

En la **fusión nuclear**, la energía se libera cuando los átomos se combinan o se fusionan entre sí para formar un átomo más grande.

En la **fisión nuclear**, los átomos se separan para formar átomos más pequeños, liberando energía.

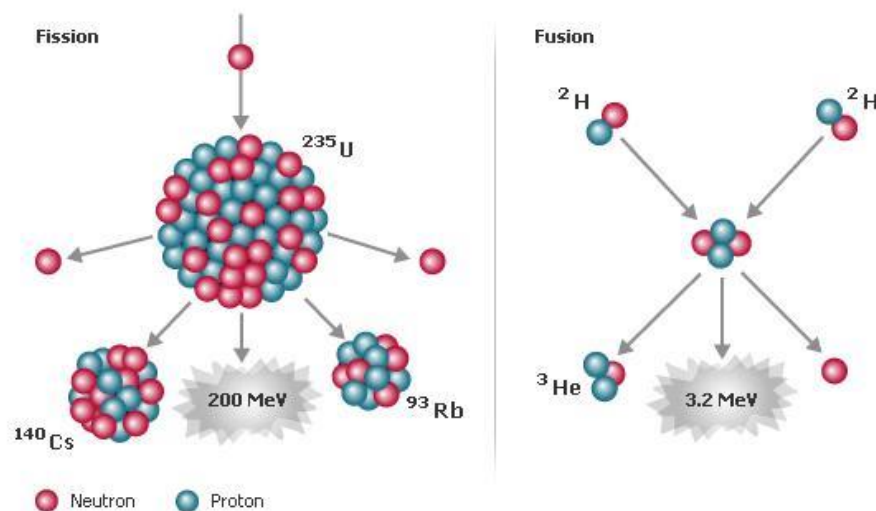


Figura 5: Reacciones de fisión (izquierda) y fusión (derecha)

Cuando se produce una de estas dos reacciones físicas los átomos experimentan una ligera pérdida de masa. Esta masa que se pierde se convierte en una gran cantidad de energía calorífica que se aprovecha para generar energía eléctrica en las centrales nucleares, aunque se puede utilizar en muchas otras aplicaciones.

## **2.2. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES:**

Las fuentes de energía renovables son aquellas energías que provienen de recursos naturales que no se agotan y a los que se puede recurrir de manera permanente. Su impacto ambiental es nulo en la emisión de gases de efecto invernadero como el CO<sub>2</sub>.

Se consideran energías renovables la energía solar, la eólica, la geotérmica y la hidráulica. También pueden incluirse en este grupo la biomasa y la energía marina.

A continuación se explicará brevemente cada una de ellas:

### **2.2.1. ENERGÍA SOLAR**

La energía solar es una fuente de energía renovable que se obtiene del sol y con la que se pueden generar calor y electricidad. Existen varias maneras de recoger y aprovechar los rayos del sol para generar energía que dan lugar a los distintos tipos de energía solar:



*Figura 6: Paneles Solares Fotovoltaicos*

**Solar pasiva:** El aprovechamiento pasivo de la radiación solar no es una fuente de energía renovable, pero sí es un recurso de ahorro energético y de sostenibilidad ambiental. Mediante: una orientación adecuada de los edificios; buenos aislamientos; materiales de alto coeficiente térmico y unos buenos hábitos de ventilación y regulación de temperaturas, se pueden reducir los consumos de energía en el hogar desde un 30% hasta un 60%.

**Solar térmica:** consiste en el aprovechamiento del calor de la radiación solar, ya sea de manera directa o mediante colectores térmicos.

**Solar fotovoltaica:** La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos (*figura 6*). En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

**Solar termoeléctrica:** Esta tecnología aprovecha el calor de la radiación solar, captándolo mediante sistemas parabólicos o de espejos (*figura 7*) que lo concentran hasta alcanzar altísimas temperaturas, por encima de los 700°C, que elevan la de un fluido. Éste, en un circuito cerrado de agua, genera vapor cuya presión activa el movimiento de una turbina productora de electricidad.



**Figura 7: Instalación Solar Termoeléctrica**

España ha desarrollado una fuerte industria fotovoltaica. Esta industria, que ha crecido alrededor de unos niveles de radiación solar excepcionales, ha convertido a España en el país con más potencia instalada fotovoltaica a nivel mundial.

### 2.2.2. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad.

Para captar la energía eólica se pueden emplear palas rotando alrededor de un eje horizontal o por el contrario, utilizar palas verticales situadas a lo largo de un cilindro girando en torno a un eje vertical. La tecnología mayoritariamente empleada es la del aerogenerador (*figura 8*), máquina que convierte la fuerza del viento en electricidad, con tres palas girando en un eje horizontal. En este tipo de molinos la energía transferida es proporcional al cubo de la velocidad del viento y su máxima transferencia de energía a las palas es del orden del 53% de la energía eólica incidente.



*Figura 8: Molino y Aerogenerador*

El aerogenerador de eje horizontal, empleado mayoritariamente en el parque eólico español, consta de tres partes básicas:

- **El rotor**, que incluye el buje y las palas, generalmente tres.
- **La góndola**, dónde se sitúan el generador eléctrico, los multiplicadores y sistemas hidráulicos de control, orientación y freno.
- **La torre**, que debe ser tubular, ya que las de celosía no se emplean en la actualidad.

Los aerogeneradores han pasado en tan sólo unos años de tener una potencia de 25 kW a los 6.000 kW de algunos modelos destinados a eólica offshore, también llamada eólica marina.

La explotación de la energía eólica se lleva a cabo en la actualidad fundamentalmente para la generación de electricidad que se vende a la red y ello se hace instalando un conjunto de molinos que se denomina parque eólico. En la actualidad los parques que se están inaugurando tienen normalmente una potencia instalada que oscila entre los 10 y los 50 MW.

Cada parque cuenta además con una central de control de funcionamiento que regula la puesta en marcha de los aerogeneradores y la energía generada en cada momento, recibe partes meteorológicas, etcétera.

### **2.2.3. ENERGÍA GEOTÉRMICA**

La energía geotérmica es aquella energía almacenada en forma de calor que se encuentra bajo la superficie de la tierra. Esta energía puede aprovecharse para la producción directa de calor o para la generación de electricidad. Es una energía renovable y de producción continua las 24 horas del día y, por tanto, gestionable.

La energía geotérmica de alta entalpía (figura 9) es la que aprovecha un recurso geotérmico que se encuentra en determinadas condiciones de presión y alta temperatura (superior a 150 °C). El aprovechamiento de este recurso puede hacerse directamente si se dan de forma natural las condiciones geológicas y físicas para ello. Si el yacimiento geotérmico cuenta con condiciones físico-geológicas favorables pero no existe fluido, éste podría inyectarse creando así un yacimiento de roca caliente seca (geotermia estimulada).

La producción de energía eléctrica consta por un lado del subsuelo donde se desarrollan los sondeos o perforaciones, que tienen como objeto acceder hasta el reservorio geotermal para extraer el calor a la superficie en forma de vapor a presión o de agua caliente; y por otro está la planta geotérmica, situada en la superficie y cuyo objetivo es la generación de electricidad a partir de la transformación del calor extraído del subsuelo en energía mecánica mediante un ciclo termodinámico.



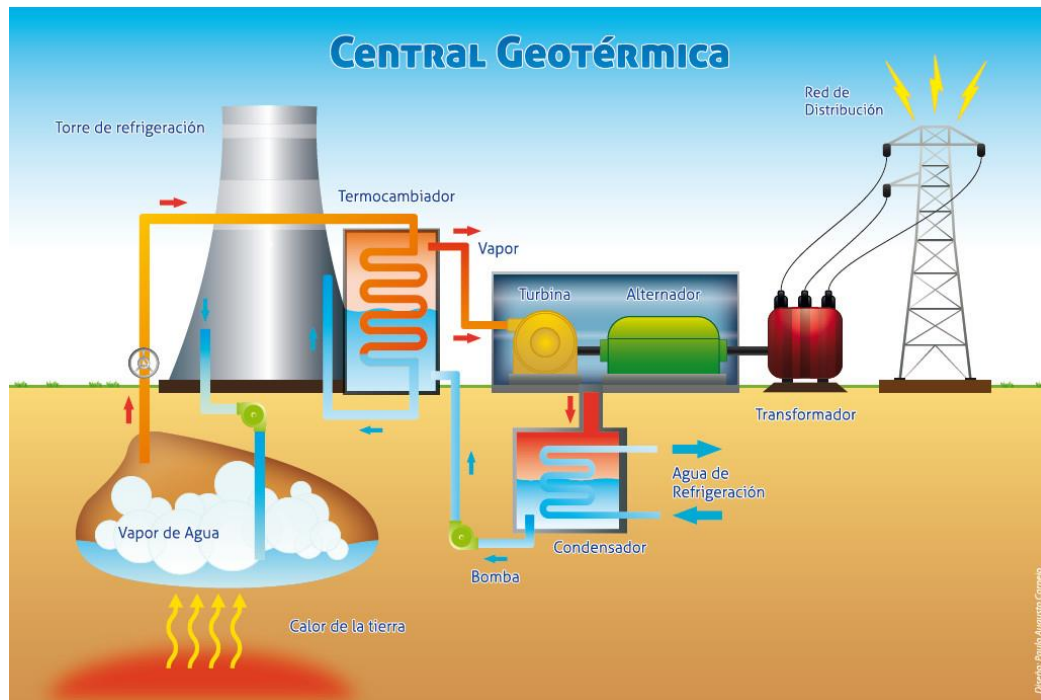


Figura 9: Central Geotérmica De Alta Entalpía

La producción de calor directo consiste en el intercambio directo del calor del subsuelo con otro circuito secundario en superficie (red de distrito) que calienta de manera directa los edificios. El fluido de agua caliente sirve tanto para calefacción como para agua caliente sanitaria. A través de un convertidor, se puede invertir el proceso generando frío en el verano.

**La energía geotérmica de baja entalpía** basa sus aplicaciones en la capacidad que el subsuelo posee de acumular calor y de mantener una temperatura sensiblemente constante, entre 10 y 20 m de profundidad, a lo largo de todo el año. Debido a que el contenido en calor de los recursos geotérmicos de baja entalpía es insuficiente para producir energía eléctrica, aquellos recursos con temperaturas por debajo de 50° e incluso hasta 15°C, pueden ser utilizados para producción de agua caliente sanitaria y para climatización, ayudándose de un sistema de bomba de calor que en la actualidad ya proporciona 4.500 MWt de potencia instalada sólo en Europa.

La tecnología desarrollada para el aprovechamiento de la energía geotérmica de baja entalpía es la bomba de calor geotérmica renovable.



El calor se extrae del subsuelo terrestre, para poder calentar un fluido de alta compresibilidad y bajo punto de vaporización, al objeto de transmitir ese calor a una instalación en invierno, e invirtiendo el proceso, trasladando el calor al terreno en verano, y transfiriendo así frío a la instalación. Los diferentes sistemas de bombas de calor permiten extraer y utilizar económicamente ese calor contenido en cuerpos de baja temperatura, tales como suelos, acuíferos someros, etc.

#### **2.2.4. ENERGÍA HIDRÁULICA**

La energía hidráulica es el aprovechamiento de la energía cinética de una masa de agua. El agua mueve una turbina cuyo movimiento de rotación se transfiere, mediante un eje, a un generador de electricidad.

Las centrales minihidráulicas son aquellas que cuentan con una potencia instalada menor a 10 MW. Esta tecnología renovable es la forma más respetuosa con el medioambiente que se conoce para la producción de electricidad como lo corroboran los estudios de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) realizados para distintas tecnologías.

Existen fundamentalmente dos tipos de centrales hidroeléctricas:

***Centrales de agua fluyente:*** (figura 10) son aquellos aprovechamientos que mediante una obra de toma, captan una parte del caudal circulante por el río y lo conducen hacia la central para ser turbinado. Después, este caudal es devuelto al cauce del río. Estas centrales se caracterizan por tener un salto útil prácticamente constante, y un caudal turbinado muy variable, dependiendo de la hidrología. Por tanto, en este tipo de aprovechamiento, la potencia instalada está directamente relacionada con el caudal que pasa por el río.



Figura 10: Central de agua fluyente

**Centrales de pie de presa:** son aquellas situadas aguas abajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros fines como abastecimiento de agua a poblaciones o riego, susceptibles de producir energía eléctrica, ya que no consumen volumen de agua. Tienen la ventaja de almacenar la energía (el agua) y poder emplearla en los momentos en que más se necesiten. Normalmente son las que regulan la capacidad del sistema eléctrico y con las que se logra de mejor forma el balance consumo/producción.



Figura 11: Central de pie de presa

En las centrales de agua fluyente el esquema básico de las mismas suele contar con todos o algunos de los siguientes elementos: un azud o presa de derivación, que desvía parte del caudal a través de un canal o tubería hacia una cámara de carga; desde ésta parte una tubería forzada que conduce el agua hasta la turbina. Ésta se encuentra en el edificio de la central junto con el generador eléctrico y los elementos auxiliares. Por último, un canal de descarga devuelve el agua al cauce del río.

La potencia de una central hidroeléctrica depende del caudal que pueda turbinar y del salto, es decir, de la diferencia de cotas del agua a la entrada y la salida de la central. En función de dichos parámetros (salto y caudal) se elegirá el tipo de turbina más adecuada.

### **2.2.5. BIOMASA**

En el contexto energético, la biomasa puede considerarse como la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.

Respecto al aprovechamiento eléctrico, la materia combustible que se considera biomasa, según lo establecido en el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, es:

- Cultivos energéticos agrícolas y forestales.
- Residuos de las actividades agrícolas y de jardinería, y de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes.
- Residuos de la industria agrícola y forestal, y los licores negros de la industria papelera.



**Figura 12: Material combustible para Biomasa**

La valoración de la biomasa puede hacerse a través de cuatro procesos básicos mediante los que puede transformarse en calor y electricidad: combustión, digestión anaerobia, gasificación y pirolisis.

Respecto al uso final térmico en España se consumen más de 4 Mtep para usos finales térmicos de los que el sector doméstico utiliza prácticamente la mitad y el resto se encuentra repartido en usos industriales entre los que destacan las industrias del papel, de madera y muebles, y alimentación.

### **2.2.6. ENERGÍA MARINA**

Se conoce como energía marina un conjunto de tecnologías que aprovechan la energía de los océanos. El mar tiene un gran potencial energético, que se manifiesta principalmente en las olas, las mareas, las corrientes y en la diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo marino.

El aprovechamiento de la energía marina no genera impactos ambientales ni visuales considerables y constituye un recurso energético con gran capacidad de predicción. Sin embargo, las condiciones hostiles del mar, la fuerza del oleaje y de la corrosión marina, así como la necesidad de contar con mecanismos para trasladar la energía a tierra, hacen que esta tecnología requiera de grandes inversiones y que aún esté, salvo alguna excepción, en fase precomercial.

Dentro de la energía marina existen una gran cantidad de tecnologías dependiendo, principalmente, del tipo de energía que se pretende aprovechar. A continuación se enumeran las principales tecnologías:

**Undimotriz u Olamotriz:** energía obtenida a partir de la energía mecánica generada por el movimiento de las olas. Se han desarrollado diferentes convertidores que presentan diversos grados de madurez:

- Flotantes (pelamis (*figura 13*) y boyas flotantes)
- Anclados a la costa (columna de agua oscilante – OPC)
- Anclados al fondo marino



Figura 13: Convertidor de energía de olas Pelamis

**Maremotriz:** aprovecha el movimiento natural de ascenso (pleamar) o descenso (bajamar) de las aguas (Mareas).

**Gradiente de salinidad:** energía obtenida debido a las diferencias de presión osmótica, lo que se denomina energía del gradiente salino.

**Maremotérmica:** convierte la energía térmica oceánica gracias a la diferencia de temperaturas entre la superficie calentada por el sol y las frías profundidades (figura 14).

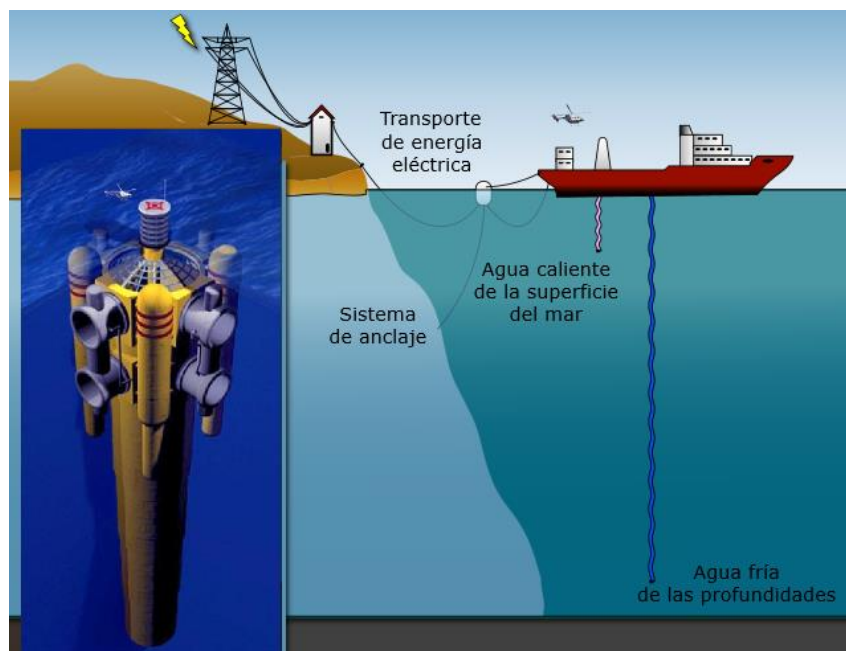


Figura 14: Central Maremotérmica

En España existe un alto potencial para el desarrollo de la energía marina en la costa cantábrica, la costa atlántica y las Islas Canarias. El aprovechamiento de este recurso energético está estimado en más de 20.000 MW que contribuirían a la producción eléctrica nacional.

### **3. SITUACIÓN DE ESPAÑA:**

Para observar la situación en España respecto de las fuentes de energía acudimos a un balance anual de la producción y del consumo de energía eléctrica en el sistema peninsular. Estos datos podemos obtenerlos de la página oficial de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.

Vamos a observar los cambios ocurridos durante los dos últimos años y los cambios acontecidos desde hace 10 años, así podremos observar las energías en crecimiento, la demanda y hacernos una idea de la dirección que están tomando las fuentes de energía.

Actualmente, en el año 2014 podemos observar (*figura 15 y tabla 1*) que el 42,8% de la energía que generamos procede de energías renovables. Las fuentes de energía renovable principales en España son:

- <u>Hidráulica</u>	<b>15,5%</b>
- <u>Eólica</u>	<b>20,3%</b>
- <u>Solar fotovoltaica</u>	<b>3,1%</b>
- <u>Solar térmica</u>	<b>2,0%</b>

En cuanto a energías no renovables, siguen siendo la principal fuente de generación, aunque ha sido reducida a apenas un 60% de la generación total. Además se ha reducido el consumo de petróleo como principal materia prima para la combustión y se ha dado un alto porcentaje a las nucleares. Pese a esto, el consumo de carbón aún es elevado y debería ser sustituido por energías renovables.

## 2014

Balance eléctrico (GWh) <sup>(1)</sup>	Año	%Δ Año
Hidráulica	35.850	5,5
Nuclear	57.376	1,0
Carbón	44.064	10,7
Fuel + Gas	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	21.933	-12,6
Consumos generación <sup>(4)</sup>	-6.530	4,2
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	7.065	-0,5
Eólica	50.622	-6,8
Solar fotovoltaica	7.778	-1,8
Solar térmica	4.959	11,7
Térmica renovable	4.717	-6,9
Cogeneración y resto	25.595	-20,1
<b>Generación neta</b>	<b>253.429</b>	<b>-2,7</b>
Consumo en bombeo	-5.330	-10,5
Enlace Península-Baleares <sup>(6)</sup>	-1.298	2,3
Saldo intercambios internacionales <sup>(7)</sup>	-3.406	-49,4
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>243.395</b>	<b>-1,2</b>
<b>Demanda corregida <sup>(8)</sup></b>	<b>-</b>	<b>-0,2</b>
Pérdidas en transporte	-3.213	3,1
<b>Demanda distribución</b>	<b>240.182</b>	<b>-1,3</b>
<b>Energía renovable (GWh)</b>	<b>Año</b>	<b>%Δ Año</b>
Total <sup>(9)</sup>	106.860	-1,3

Tabla 1: Balance Energético en España en 2014

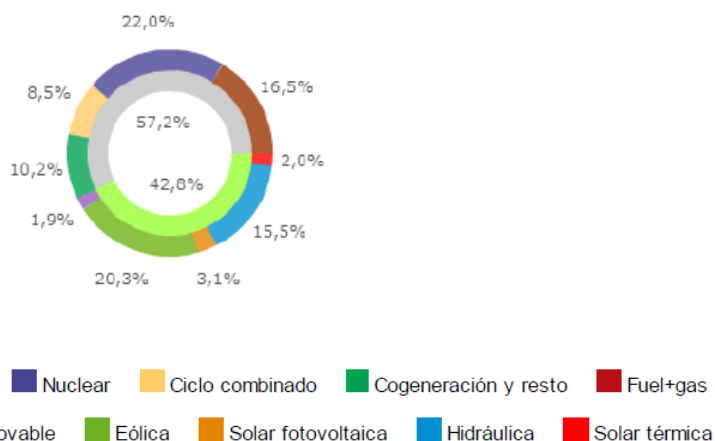


Figura 15: Gráfico de tipos de energía utilizada para generación 2014



De los datos anteriores podemos apreciar también la diferencia en porcentaje con el año 2013 (figura 16). Vemos que las energías renovables han disminuido un 1,3%, aunque debido a un decrecimiento de demanda energética, decrecimiento importante debido al crítico crecimiento global de demanda energética que estamos viviendo, y que obliga a un aumento de generación y por consecuencia mayor velocidad en consumir las materias primas no renovables. Vemos también una reducción de ciclo combinado a cambio de un aumento en combustión de carbón, materia prima no tan solicitada globalmente como el petróleo. Esto es una forma de intentar subsanar la amplia dependencia al petróleo como materia prima. No obstante, en neto, la reducción de ciclo combinado es mayor al aumento de carbón, dato positivo.

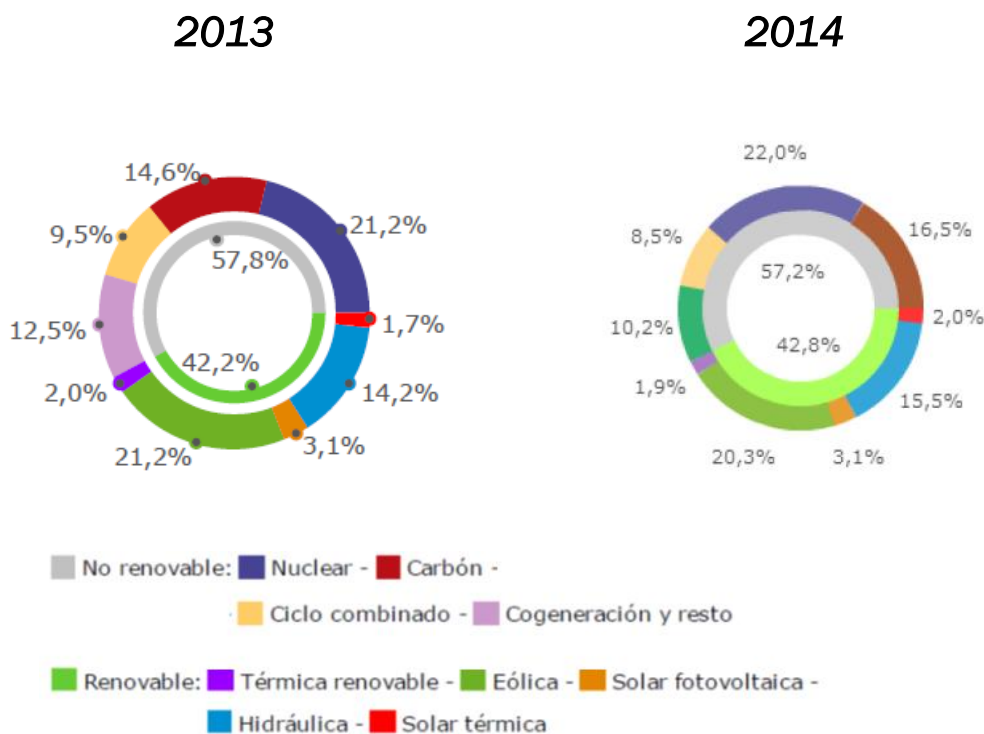


Figura 16: Comparativa de tipos de energía utilizada para generación 2013 y 2014

Observando y comparando ambas estructuras de generación *neta* podemos ver que realmente hemos conseguido un aumento del 0,6% en energías renovables y el aumento de carbón a cambio de la reducción de ciclo combinado.



Analizando la estructura de generación y demanda 10 años atrás podemos obtener las siguientes conclusiones (tabla 2):

<b>Balance eléctrico (MWh)</b>	<b>Año</b>	<b>%<math>\Delta</math>Año</b>
Hidráulica	29.776.817	-23,40
Nuclear	63.606.258	2,80
Hulla + Antracita	38.925.512	6,04
Lignito pardo	15.463.303	9,34
Lignito negro	8.888.003	8,10
Hulla de importación	13.081.586	-0,72
Carbón	76.358.404	5,69
Fuel + Gas	7.696.732	-4,11
Ciclo combinado	28.973.915	93,28
<b>Régimen ordinario</b>	<b>206.412.126</b>	<b>5,30</b>
Consumos generación	-8.649.228	5,97
<b>Régimen especial <sup>(1)</sup></b>	<b>45.868.289</b>	<b>10,76</b>
<b>Generación neta</b>	<b>243.631.187</b>	<b>6,27</b>

<b>Generación eólica (MWh)</b>	<b>Año</b>	<b>%<math>\Delta</math>Año</b>
Producción	15.744.276	34,34

(5) Producción estimada a partir de valores telemedidos, disponibles al finalizar el día.

<b>Producibles hidráulicos</b>	<b>Año</b>	<b>I. Año</b>
MWh	22.693.330	0,79

Tabla 2: Balance Energético en España en 2004

Apenas un 15% de la energía generada corresponde a generación eólica e hidráulica, únicas fuentes energéticas con generaciones importantes de energía.

Esto muestra el amplio crecimiento que han obtenido las energías renovables en estos últimos 10 años, aumento que debemos seguir manteniendo para reducir o incluso eliminar dependencias con energías no renovables. Instalaciones como las propuestas en este proyecto están en pleno auge y crecimiento favoreciendo esta reducción de fuentes no renovables además de aumentar el rendimiento de las generaciones, consecuencia de generar energía cerca de las fuentes de consumo y reduciendo así las pérdidas en transporte.



# **CAPÍTULO II: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**



## **1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO:**

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene mediante la transformación de la energía solar lumínica proveniente del sol en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones (corriente eléctrica) que se produce cuando la luz incide sobre ciertas superficies.

En el caso de la energía solar fotovoltaica estas superficies son células formadas por una a o varias láminas de materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante (mediante una unión p-n), en la mayoría de los casos silicio, y recubiertas por un vidrio transparente que deja pasar la radiación solar y minimiza las pérdidas.

Cuando sobre un semiconductor incide una radiación luminosa con energía suficiente para romper los enlaces de los electrones de valencia y generar pares electrón-hueco, la existencia de una unión p-n separa dichos pares, afluyendo electrones a la zona n y huecos a la zona p, creando en resumen una corriente eléctrica que atraviesa la unión desde la zona n a la p, y que puede ser entregada a un circuito exterior (saliendo por la zona p y entrando por la zona n). De esta manera, cuando se expone una célula solar a la luz del sol se hace posible la circulación de electrones y la aparición de corriente eléctrica entre las dos caras de la célula.

Las células se agrupan en módulos o paneles para su integración en sistemas fotovoltaicos. Los módulos tienen una vida estimada de 30 años y su rendimiento después de 25 años está por encima del 80% y continúan las investigaciones para incrementarlo.

Cuando más intensa sea la luz solar, mayor será el flujo de electricidad. No siendo necesario un flujo de luz directa, la electricidad se produce incluso en días nublados al amanecer y al anochecer.

## **2. TIPOS INSTALACIONES:**

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en tres grupos en función de su utilización y de la forma de conexión a la red:

- *Instalaciones aisladas de la red eléctrica.*
- *Instalaciones conectadas a la red eléctrica.*
- *Instalaciones autoconsumo*

### **2.1. INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA**

La energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda. No existe ninguna conexión a la red de distribución. La energía generada pasa por un subsistema de acumulación, en el cual se regula y almacena la energía, y finalmente por subsistema de acomodación, compuesto por un inversor o convertidor CC/CA, que adapta la corriente para su consumo. Sus aplicaciones son tales como la electrificación de:

- Viviendas alejadas de la red eléctrica convencional, básicamente ***electrificación rural***;
- ***Aplicaciones agrícolas y de ganado***: bombeo de agua, sistemas de riego, iluminación de invernaderos y granjas, suministro a sistemas de ordeño, refrigeración, depuración de aguas, etc.;
- ***Servicios y alumbrado público***: iluminación pública mediante farolas autónomas de parques, calles, monumentos, paradas de autobuses, refugios de montaña, alumbrado de vallas publicitarias, etc. Con la alimentación fotovoltaica de luminarias se evita la realización de zanjas, canalizaciones, necesidad de adquirir derechos de paso, conexión a red eléctrica, etc.

- **Señalización y comunicaciones:** navegación aérea (señales de altura, señalización de pistas) y marítima (faros, boyas), señalización de carreteras, vías de ferrocarril, repetidores y reemisores de radio y televisión y telefonía, cabinas telefónicas aisladas, sistemas remotos de control y medida, estaciones de tomas de datos, equipos sismológicos, estaciones meteorológicas, dispositivos de señalización y alarma, etc.

## **2.2. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA:**

Las instalaciones conectadas a red únicamente se componen de subsistema de generación y subsistema de acomodación, ya que toda la energía generada se inyecta a la red de distribución.

La energía eléctrica generada ha de ser adaptada en sus valores de tensión, frecuencia y forma de onda, antes de ser inyectada a la red eléctrica. Esta adaptación la realiza el subsistema de acomodación (inversor o convertidor CC/CA), equipo que además incorpora las protecciones de seguridad adecuadas de acuerdo a las exigencias técnicas y normativa de la red eléctrica.

Su principal aplicación es en el campo de la generación. Se instalan una gran cantidad de paneles en una finca descubierta (popularmente llamado campos solares) cuyo funcionamiento es semejante a cualquier central de generación de energía eléctrica.

## **2.3. INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO:**

Las instalaciones de autoconsumo son sistemas fotovoltaicos instalados en edificios o industrias, conectados a la red eléctrica, en los que una parte de la energía generada se invierte en el mismo autoconsumo del

edificio, mientras que la energía excedente se entrega a la red eléctrica (figura 17).

Este último tipo de instalaciones está abriéndose mercado en la actualidad en España, debido a la aprobación del Real Decreto 1699/2011 que regula la conexión a la red de las instalaciones de producción de energía de pequeña potencia. Aunque su regulación está actualmente en predisposición a cambios, en particular para la regulación de los excesos de producción.

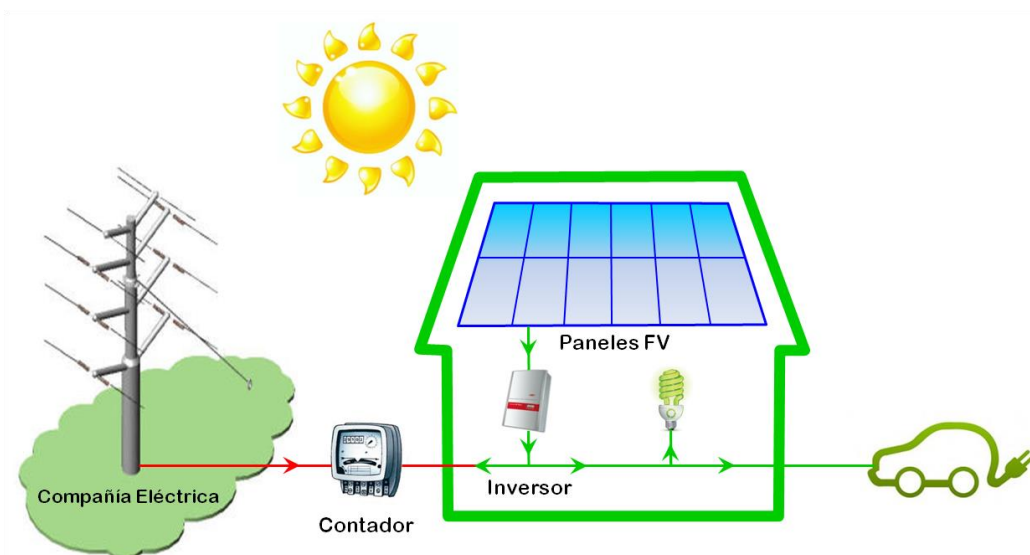


Figura 17: Esquema simplificado de una Instalación de Autoconsumo

### 3. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

#### 3.1. COMPONENTES COMUNES A LOS TRES TIPOS DE INSTALACIONES:

Pese a las diferencias entre los tres tipos de instalaciones, los subsistemas de *generación, acomodación y medida* son similares en todas las instalaciones.



### **3.1.1. SUBSISTEMA DE GENERACIÓN:**

Grupo de paneles fotovoltaicos interconectados para el aprovechamiento de la radiación solar del lugar.

#### **3.1.1.1. Células solares:**

Son las encargadas de transformar la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua (*figura 18*). La unidad en que se mide su potencia es el kWp.

Dependiendo del tipo de material origen, los paneles pueden ser de silicio (monocristalino, policristalino, amorfo o combinación de algunos de ellos) o de otros materiales tales como el diseleniuro de cobre e indio (CIS) o telurio de cadmio (CdTe).



*Figura 18: Célula Solar*

#### **3.1.1.2. Generador fotovoltaico (o paneles fotovoltaicos):**

Se conocen popularmente como paneles solares o placas solares. Están formados por un conjunto de células solares conectadas entre ellas. Su orientación ideal es hacia el Sur geográfico y con una inclinación equivalente a la latitud del lugar donde se vaya a realizar la instalación.

Actualmente también se estudia una orientación este-oeste la cual utilizaremos en este proyecto. La energía por panel es menor, pero su menor ángulo de inclinación disminuye radicalmente las sombras generadas entre paneles solares, consiguiendo aprovechar mejor el espacio y generar más energía eléctrica que una inclinación sur en las mismas dimensiones de terreno.

### **3.1.1.3. Estructura soporte:**

En general, los paneles fotovoltaicos se montan sobre una estructura diseñada específicamente para este cometido, ya sea adaptada a tejados inclinados o diseñadas para superficies planas.

Tiene que ser de un material de gran resistencia estructural, capaz de soportar las condiciones de intemperie, por lo que se montan de aluminio o de acero galvanizado en caliente.

Existen dos tipos de estructura principalmente:

**Fijas:** Están siempre orientadas en la misma dirección, pueden estar emplazadas sobre cubierta de edificaciones o sobre el terreno. Si están emplazadas sobre cubierta, pueden estar dispuesta en forma de rack (con estructura buscando obtener la inclinación sobre la horizontal óptima para aprovechar la máxima radiación), o bien integradas arquitectónicamente sobre la cubierta (paralela a la inclinación de la cubierta) entre otras disposiciones.

**Con seguidores solares:** Su orientación varía en función de la situación del sol. Este tipo de instalaciones, por las características de la estructura que necesitan, están emplazadas sobre el terreno.

### **3.1.2. SUBSISTEMA DE ACOMODACIÓN:**

Formado por **inversores o convertidores CC/CA.**

Convierten la corriente continua que generan los paneles fotovoltaicos en corriente alterna de las mismas características de la red (*figura 19*).



**Figura 19: Inversor**

Las principales características vienen determinadas por la tensión de entrada del inversor, que se debe adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (sinusoidal pura o modificada, etc.), la frecuencia de trabajo y la eficiencia, próximas al 85%.

Su funcionamiento es automático:

Cuando los paneles empiezan a generar suficiente potencia (10% aproximadamente de la máxima) la instalación comienza a generar energía. Cuando no hay suficiente radiación solar, o cuando no se precisa toda la potencia, se desconectan o reducen la aportación de energía.

En instalaciones conectadas a la red, en caso de interrupciones en el suministro a través de la red eléctrica (por ejemplo por mantenimiento de las instalaciones) la alimentación eléctrica se interrumpe instantáneamente evitando riesgos a los operarios.

Los inversores se deben instalar en un lugar fresco, en caso contrario, su rendimiento puede disminuir significativamente, así como su vida útil.

### 3.1.3. EQUIPOS DE MEDIDA:

La instalación fotovoltaica tiene que incorporar los contadores de energía requeridos para medir la energía producida y la consumida.

En el caso de instalaciones de autoconsumo, deben instalarse contadores especiales bidireccionales, los cuales no solo permiten sino que controlan y miden tanto la energía generada que se inyecta a la red o como la energía consumida que se absorba de la red.

## 3.2. COMPONENTES PROPIOS DE INSTALACIONES AISLADAS (SUBSISTEMA DE ACUMULACIÓN)

Está formado por un regulador de carga y grupo de baterías. Su función es regular la corriente de salida de los paneles solares y almacenar energía.

### 3.2.1. REGULADOR DE CARGA (figura 20):



Figura 20: Regulador de carga

El sistema de regulación tiene básicamente dos funciones:

- **Evitar sobrecargas y descargas profundas de la batería**, ya que esto puede provocar daños irreversibles en la misma. Si, una vez que se ha alcanzado la carga máxima, se intenta seguir introduciendo energía en la batería, se iniciarían procesos de gasificación o de calentamiento que acortarían sensiblemente la duración de la misma.
- **Impedir la descarga de la batería a través de los paneles** en los periodos sin luz.

### 3.2.2. GRUPO DE BATERÍAS:

La función prioritaria de las baterías es la de acumular la energía que se produce para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo (*figura 21*).

Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el generador fotovoltaico pueden entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

La unidad de construcción básica de una batería es la celda de 2V. Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto.



*Figura 21: Banco de baterías*

Las baterías de plomo - ácido se aplican ampliamente en los sistemas de generación fotovoltaicos. Dentro de la categoría plomo-ácido, las de plomo-antimonio, plomo-selenio y plomo-calcio son las más comunes.

Se puede hacer una clasificación de las baterías en base a su **capacidad de almacenamiento de energía** (medido en Ah a la tensión nominal) y a su **ciclo de vida** (número de veces en que la batería puede ser descargada y cargada a fondo antes de que se agote su vida útil):

- La cantidad de energía que es capaz de almacenar una batería depende de su **capacidad**, que se mide en **Amperios hora**. Por ejemplo, suponiendo una descarga total una batería de 100Ah puede suministrar un amperio durante 100h o 2 amperios durante 50 h, o 5 A durante 20 h.
- El número de **días que la batería puede mantener el consumo de la instalación (autonomía)** dependerá de su capacidad; cuantos más amperios hora pueda almacenar, mayor número de días.

#### **4. CONCLUSIONES:**

Tras conocer los elementos necesarios para instalar un sistema solar fotovoltaico, procedemos a remarcar las principales ventajas y desventajas de esta tecnología en pleno crecimiento:

##### **4.1. VENTAJAS:**

- Los paneles solares producen una **energía renovable y ecológica**.
- Su instalación es **rápida** y con **poca obra**.

- La **inversión inicial se amortiza en cuestión de escasos años** y tendrá energía eléctrica gratuita.
- La energía solar fotovoltaica facilita tener corriente eléctrica en **zonas recónditas o alejadas de las líneas eléctricas.**
- La ventaja más importante ecológicamente hablando es que supone un **abastecimiento de energía renovable constante** para su hogar o negocio.

#### **4.2. DESVENTAJAS:**

La energía solar tiene pocas desventajas y las que tienen están en estudio para su mejora, así como para obtener un rendimiento más óptimo y económico. La fabricación de las células fotovoltaicas aún depende de energías no renovables, así que en ese aspecto sí afectan negativamente al medioambiente.

Sus principales desventajas son:

- La **fabricación de las células fotovoltaicas aún depende de energías no renovables,** aspecto negativo al medioambiente.
- **La inversión es un poco cara** todavía, aunque disminuyendo en gran medida debido al aumento actual de la demanda de estos sistemas
- La mayor desventaja se centra en **zonas poco soleadas,** ya que en temporadas de muchas nubes hay que **racionar** un poco el consumo de la energía para no agotar la almacenada.
- También tiene la desventaja de que los paneles solares son **poco estéticos,** aunque actualmente se trabaja con sistemas integrados en estructuras los cuales disminuyen o incluso eliminan el impacto visual.





# **CAPÍTULO III: RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**



## **1. INTRODUCCIÓN:**

El coche eléctrico es una realidad tecnológicamente viable desde los años 70, pero en un mundo tan globalizado como en el que nos encontramos (que cuenta con un parque automovilístico de más de 900 millones de vehículos) es necesario que se produzcan un conjunto de condiciones para iniciar un verdadero cambio.

Entre el conjunto de retos que deben superar los Vehículos Eléctricos, para conseguir una presencia considerable en nuestras ciudades, destacaremos los tres principales:

- **Una reducción en el coste de las baterías de Ión-Litio**, a la par de un **aumento de su capacidad** para almacenar energía, o lo que es lo mismo, de dotar a los Vehículos Eléctricos de mayor autonomía.
- **Una reducción del coste de compra de los mismos**. Ello se conseguirá en parte con la mejora de las baterías, y con la producción en serie de Vehículos Eléctricos que están preparando los mayores fabricantes mundiales.
- **Un desarrollo de las infraestructuras de recarga** para Vehículos Eléctricos, consiguiendo una implantación de puntos de recarga en todas sus modalidades y segmentos de aplicación.

Diversos expertos y organismos internacionales de la automoción y energía, sitúan dicho período de cambio en el horizonte 2015 a 2020, pasando de los actuales 50.000 Vehículos Eléctricos vendidos a nivel mundial, hasta 1,5 millones para el 2015, y una estimación de más de 7 millones para el 2020, según estimaciones recientes de la Agencia Mundial de la Energía (EIA).

Es evidente que para que el coche eléctrico triunfe los usuarios han de poder recargar sus baterías de una forma fácil y en diversos lugares. A continuación explicaremos los diferentes métodos y formas de recargar que actualmente se emplean.

## 2. **RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS:**

Los ejes principales en los que se basa la oferta de productos de movilidad son (figura 22):



Figura 22: Esquema Ejes principales de los productos de movilidad

### 2.1. **TIPOS DE RECARGA**

La rapidez de la recarga se obtiene según el tipo de corriente eléctrica (alterna o continua), obteniendo distintos niveles de amperaje y, en consecuencia, de potencia eléctrica.

En la práctica, una infraestructura de recarga con una potencia más alta permite recargas más rápidas.

### **2.1.1. RECARGA SUPER-LENTA**

La intensidad de corriente se limita a 10 A o menos por no disponer de una base de recarga con protección e instalación eléctrica adecuada. La recarga completa de las baterías de un coche eléctrico medio, unos 22 a 24 kWh de capacidad, puede llevar entre diez y doce horas.

### **2.1.2. RECARGA LENTA O CONVENCIONAL**

La recarga convencional aplica niveles de potencia que implican una carga con una duración de unas 8 horas aproximadamente.

La carga convencional monofásica emplea la intensidad y voltaje eléctricos del mismo nivel que la propia vivienda, es decir, 16 amperios y 230 voltios. Esto implica que la potencia eléctrica que puede entregar el punto para este tipo de cargas es de aproximadamente 3,6 kW.

Con este nivel de potencia, el proceso de carga de la batería tarda unas 8 horas. Esta solución es óptima, fundamentalmente, para recargar el vehículo eléctrico durante la noche en un garaje de una vivienda unifamiliar o garaje comunitario.

Para conseguir que el vehículo eléctrico sea una realidad y teniendo en cuenta el sistema eléctrico actual, la recarga óptima desde el punto de vista de eficiencia energética, es realizar este tipo de recarga durante el período nocturno, que es cuando menos demanda energética existe.

### **2.1.3. RECARGA SEMI-RÁPIDA**

En inglés se suele llamar quick-charge. Se realiza a una potencia de unos 22 a 25 kW. La recarga puede llevar una hora u hora y cuarto.

#### **2.1.4. RECARGA RÁPIDA**

Las exigencias a nivel eléctrico son mayores que en la recarga convencional. Lo que puede implicar la necesidad de adecuación de la red eléctrica existente.

La carga rápida emplea una mayor intensidad eléctrica y, además, entrega la energía en corriente continua, obteniéndose una potencia de salida entre 44 y 50 kW.

La recarga de esos 22 a 24 kWh de baterías puede llevar media hora. Lo normal es que no se haga una recarga del 100% sino en torno al 80% o 90% y.

Estas cargas deben ser concebidas como extensión de autonomía o cargas de conveniencia. Esta solución es la que, desde el punto de vista del cliente, se asemeja a sus hábitos actuales de repostaje con un vehículo de combustión.

#### **2.1.5. RECARGA SUPER-RÁPIDA**

La potencia de recarga es todavía más alta que en la recarga rápida, aproximadamente el doble. Este tipo de recarga se utilizan con potencias entre 90 y 120 kW. Recargar unos 250 km de autonomía viene a requerir unos 20 minutos.

#### **2.1.6. RECARGA ULTRARÁPIDA**

Apenas se usa, y debe considerarse algo todavía experimental, en vehículos eléctricos a prueba con acumuladores de tipo supercondensadores (por ejemplo algunos autobuses eléctricos). La potencia de recarga es muy elevada (por encima de 130 o 150 kW), y en unos cinco o diez minutos se pueden recargar las baterías. En principio las baterías de iones de litio no soportan la temperatura tan elevada que provoca este tipo de recarga, pues deteriora gravemente su vida útil.

## **2.2. TIPOS DE CONECTORES**

Los tipos de conectores todavía no están estandarizados a nivel mundial. Así que hay varios enchufes, con diferente tamaño, propiedades, distintas configuraciones de número de entradas y para las comunicaciones con vehículo eléctrico. Ha habido un intento de unión entre los fabricantes alemanes y los norteamericanos con el sistema combinado, pero no se han puesto de acuerdo con los franceses y los japoneses.

Conector doméstico tipo schuko (figura 23), responde al estándar CEE 7/4 Tipo F y es compatible con las tomas de corriente europeas. Tiene dos bornes y toma de tierra y soporta corrientes de hasta 16 A, solo para recarga lenta y sin comunicación integrada.



*Figura 23: Conector tipo Schuko*

Conector SAE J1772, o Tipo 1 (figura 24), a veces conocido también como Yazaki. Es un estándar norteamericano, y es específico para vehículos eléctricos. Mide 43 mm de diámetro. Tiene cinco bornes, los dos de corriente, el de tierra, y dos complementarios, de detección de proximidad (el coche no se puede mover mientras esté enchufado) y de control (comunicación con la red).

Nivel 1: Hasta 16 A, para recarga lenta.

Nivel 2: Hasta 80 A, para recarga rápida.



Figura 24: Conector SAE J1772, o Tipo 1

**Conector Mennekes, o Tipo 2 (figura 25)**, es un conector alemán de tipo industrial, VDE-AR-E 2623-2-2, a priori no específico para vehículos eléctricos. Mide 55 mm de diámetro. Tiene siete bornes, los cuatro para corriente (trifásica), el de tierra y dos para comunicaciones.

Monofásico, hasta 16 A, para recarga lenta.

Trifásico, hasta 63 A (43,8 kW) para recarga rápida.



Figura 25: Conector Mennekes o Tipo 2



**Conector único combinado o CCS (figura 26)**, se ha propuesto por norteamericanos y alemanes como solución estándar. Tiene cinco bornes, para corriente, protección a tierra y comunicación con la red. Admite recarga tanto lenta como rápida.



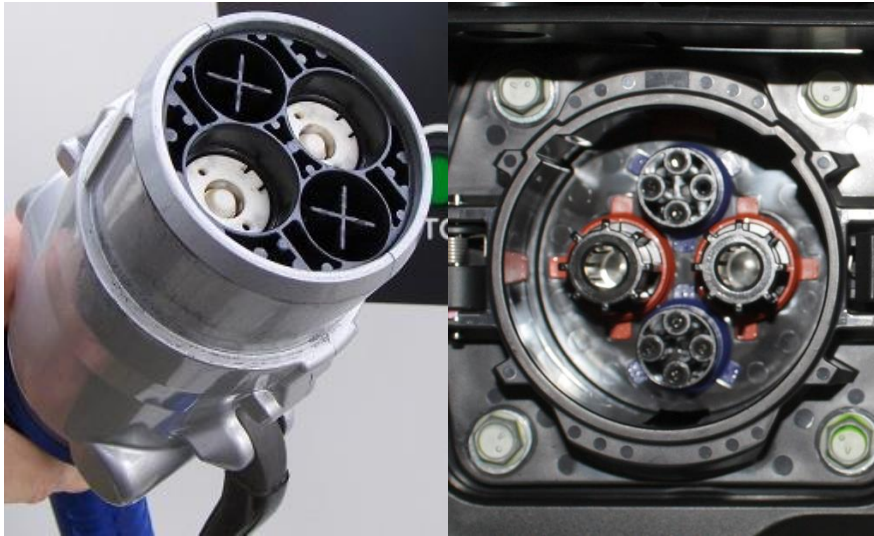
*Figura 26: Conector único Combinado o CCS*

**Conector Scame, o Tipo 3 (figura 27)**, también conocido como EV Plug-in Alliance, principalmente apoyado por los fabricantes franceses. Tiene cinco o siete bornes, ya sea para corriente monofásica o trifásica, tierra y comunicación con la red. Admite hasta 32 A (para recarga semi-rápida).



*Figura 27: Conector Scame o Tipo 3*

**Conector CHAdeMO (figura 28)**, es el estándar de los fabricantes japoneses (Mitsubishi, Nissan, Toyota y Fuji, de quien depende Subaru). Está pensado específicamente para recarga rápida en corriente continua. Tiene diez bornes, toma de tierra y comunicación con la red. Admite hasta 200 A de intensidad de corriente (para recargas ultra-rápidas). Es el de mayor diámetro, tanto el conector como el cable.



*Figura 28: Conector CHAdeMO*

### **2.3. MODOS DE CARGA**

El modo de carga depende del nivel de comunicación entre infraestructura de recarga y vehículo eléctrico.

Los modos con numeración más alta corresponden, en términos generales, a infraestructuras con un nivel de protocolos de comunicación más elevados. El protocolo de comunicación impacta en el nivel de control del proceso de carga entre infraestructura de recarga y vehículo eléctrico.

### 2.3.1. MODO 1:

Infraestructura de recarga en toma tipo Schuko (toma doméstica) sin comunicaciones entre infraestructura de carga y vehículo eléctrico (*figura 29*).

#### MODO 1

---



*Figura 29: Modo 1 de Carga*

### 2.3.2. MODO 2:

Infraestructura de recarga en toma tipo Schuko en pared, con sistemas de función piloto incluidos en el cable (*figura 30*).

El cable cuenta con un dispositivo intermedio de control piloto que sirve para verificar la correcta conexión del vehículo a la red.

#### MODO 2

---



*Figura 30: Modo 2 de Carga*

### 2.3.3. MODO 3:

Infraestructura de recarga en toma tipo “Mennekes” con hilo piloto de comunicación integrado (figura 31).

Los dispositivos de control y protecciones ya se encuentran dentro del propio punto de recarga.



Figura 31: Modo 3 de Carga

### 2.3.4. MODO 4:

Infraestructura de recarga con conversor a corriente continua. Sólo se aplica a recarga rápida (figura 32).

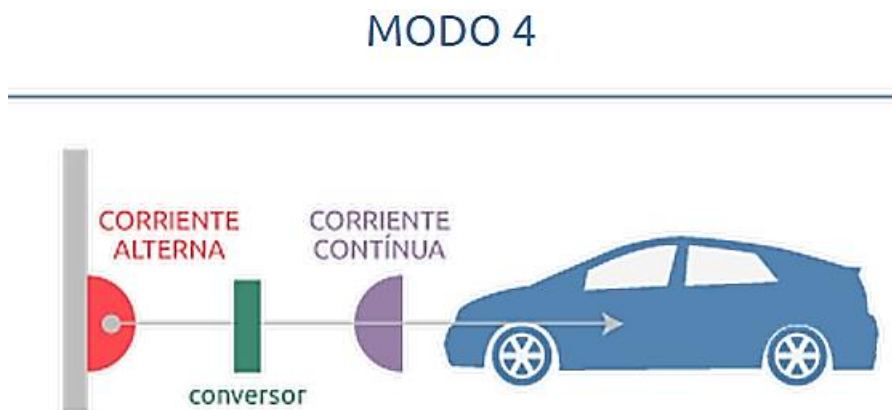


Figura 32: Modo 4 de Carga





# **CAPÍTULO IV: MEMORIA**





## **1. INTRODUCCIÓN:**

El objetivo de este proyecto es diseñar una marquesina solar fotovoltaica para suministrar electricidad al edificio de la Facultad de Empresariales de la Universidad de Valladolid. Este proyecto se realiza ante los precedentes expuestos en los primeros apartados del proyecto, tanto económicos a favor de la universidad, contribuyendo en una factura menor, como medioambiental, contribuyendo a un menor consumo de energía eléctrica producida por combustibles fósiles. Esto será conseguido mediante el cambio del suministro eléctrico al edificio, de energía eléctrica suministrada por la compañía, a energía eléctrica obtenida mediante paneles fotovoltaicos de forma limpia, sin consumo de combustibles ni vertido de humos o desechos contaminantes. Además, con este proyecto intentaremos abrir paso a los ya emergentes sistemas de autoconsumo ya regulado en España en el Real Decreto 1699/2011.

Como añadido al proyecto, y aprovechando la instalación fotovoltaica, añadiremos un sistema de recarga de vehículos eléctricos en el aparcamiento situado bajo la marquesina.

La realización del proyecto ha sido situada en Valladolid, en la plaza campus universitario, localizada en el paseo Prado de la Magdalena 22. El emplazamiento se encuentra entre las facultades de Empresariales (F.E.) y Humanidades (F.H.), en un terreno peatonal sobre un aparcamiento subterráneo.

Este emplazamiento añade dos objetivos secundarios:

- Por una parte, debido a la situación entre facultades que congrega mucha transición de personas, tanto escolares como paseantes, beneficia el uso de la plaza como **centro de reuniones sociales**, acomodando lugares de sombra en épocas cálidas del año.
- Además, la construcción en núcleo urbano conlleva una parte visual a tener en cuenta, no solo estética, sino también social, de **concienciación sobre el uso de energías renovables**, así como elemento de difusión de las tecnologías solares.

Toda la energía producida por la instalación se cederá a la Facultad de Empresariales (F.E.), consiguiendo así una disminución o incluso independencia temporal de energía eléctrica suministrada por una compañía. Esto implicará una reducción de su amortización a la vez de una reducción general en presupuesto general de gasto de energía eléctrica de la universidad tras su amortización.

El puesto de recarga de vehículos eléctricos ira conectado al punto de conexión común entre la red de distribución y la instalación solar fotovoltaica, de tal manera que funcione como si fuera un dispositivo más conectada a la instalación del edificio; cuando la energía generada en el sistema fotovoltaica pueda satisfacer la demanda de potencia de la recarga, ésta funcionará sin aportación de la red de distribución. En caso contrario, obtendrá el defecto de potencia de la red de distribución.

En cuanto al tipo de instalación fotovoltaica, se ha pensado en las horas de utilización de la facultad. Estas horas coinciden en su gran mayoría con las horas solares diarias, beneficiando así el estilo y tipo de instalación, optando por una instalación de autoconsumo. Debido al poco uso de estas instalaciones en meses de verano coincidentes con los máximos rendimientos de obtención de energía solar, se ha propuesto un enlace supletorio a la facultad de Humanidades (F.H.), o un enlace a red mediante el sistema de balance neto, el cual está siendo estudiado para su aprobación en ley. Mediante este balance neto, los excedentes de energía generada se inyectarían en la red a cambio del derecho a consumir la electricidad equivalente cuando sea necesario (es decir, en los meses lectivos).

Debido a la actual limitación de potencia de las plantas de generación distribuida a 100kW, regulado en España por el REAL DECRETO 1699/2011 que regula la conexión a la red de las instalaciones de producción de energía de pequeña potencia que incluye la regulación de los sistemas de autoconsumo, únicamente realizaremos el proyecto en una de las aberturas del aparcamiento subterráneo. El proyecto podría extenderse al resto de aberturas o incluso a cubrir parcialmente la plaza en el caso de que se modificara dicha ley.

Para la elección de este tipo de instalación se ha considerado varios factores importantes:

- **Económicos:** las necesidades y el consumo energético de la F.E. para comprobar que porcentaje de energía eléctrica consumida podemos llegar a producir, y por consecuencia, ahorrar en la factura eléctrica.
- **Estéticos:** mediante un reciente sistema de orientación de paneles se ha intentado minimizar el impacto visual a la zona urbana, de tal forma que se integren perfectamente en su entorno.
- **Superficie disponible:** factor en parte reducido frente a la limitación de potencia actual permitida por ley de las plantas de generación distribuida, el cual nos limita el número de paneles solares.

## **2. ANTECEDENTES:**

Con la aprobación el 8 de Diciembre de 2011 del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, se realizaba la trasposición de la legislación española de la Directiva Europea 2009/28/CE, relativa al fomento de las de energías renovables (EERR), teniendo como finalidad simplificar la tramitación exigida para acelerar la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de pequeño tamaño regulando las condiciones administrativas y técnicas básicas para la conexión de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración de pequeña potencia.

Así, se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en

definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Del mismo modo, mediante este RD se regula el suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor, para su propio consumo, con el objetivo de incentivar el autoconsumo.

Actualmente, la tecnología fotovoltaica ofrece la posibilidad de suministrar energía eléctrica para autoconsumo de una manera competitiva, pues el coste de instalación se ha reducido considerablemente en los últimos años. A esto hay que sumarle que la tecnología fotovoltaica se puede expandir como Generación Distribuida modular, pues presenta una naturaleza distribuida, que sumada a la facilidad de instalación gracias a la modularidad de los sistemas, hace que su aparición en el consumo del usuario final sea muy factible.

### **3. EMPLAZAMIENTO Y CLIMATOLOGÍA:**

La instalación estará situada en Valladolid, en la plaza Campus Universitario, localizada en el paseo Prado de la Magdalena 22, entre las facultades de Empresariales y Humanidades, en un terreno peatonal sobre un parquin subterráneo (*figuras 33 y 34*).

#### **Situación geográfica:**

- **Longitud: 4.71° Oeste**
- **Latitud: 41.66° Norte**
- **Altitud: 690 Metros**



*Figura 33: Vista aérea de la plaza Campus Universitario, F.E., F.H. y alrededores*

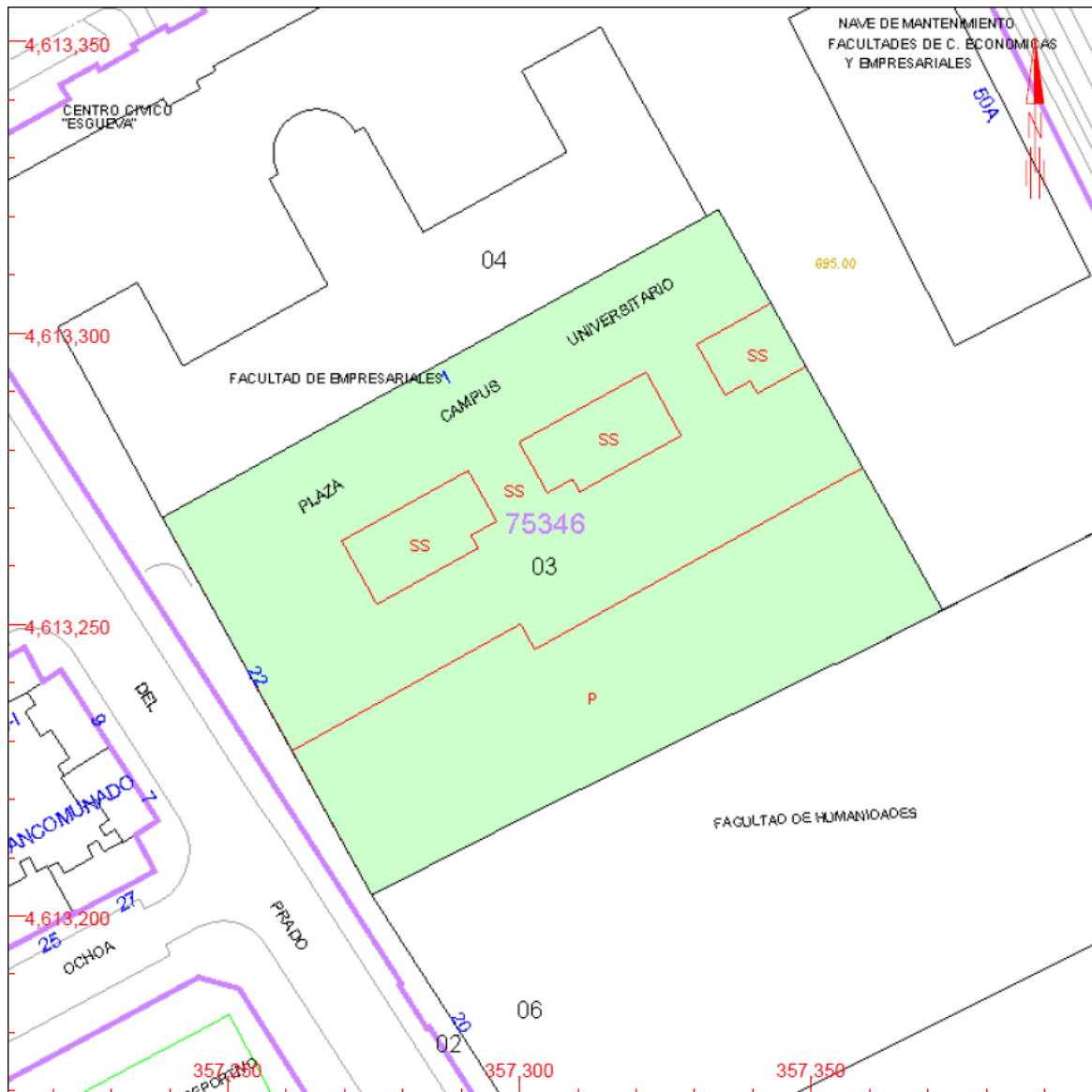


Figura 34: REFERENCIA CATASTAL DEL INMUEBLE: PS Prado de la Magdalena 22 Suelo

La superficie total de la plaza es 8.406 m<sup>2</sup>. Eliminando las aberturas al aparcamiento subterráneo la superficie es 5.350 m<sup>2</sup>.

Respecto a la climatología de la ciudad hemos recopilado información de los últimos tres años reportados por la estación meteorológica obteniendo (tabla 3):

<b>Año</b>	<b>T (°C)</b>	<b>TM (°C)</b>	<b>Tm (°C)</b>	<b>PP (mm)</b>	<b>V (Km/h)</b>	<b>RA</b>	<b>SN</b>	<b>TS</b>	<b>FG</b>	<b>TN</b>	<b>GR</b>
2012	12,3	18,8	6,8	366,80	6,90	102	3	9	38	0	1
2013	11,8	18,0	6,7	511,02	7,50	118	8	10	16	0	4
2014	13,3	19,4	8,2	432,32	7,30	121	6	8	26	0	1
<b>Media</b>	<b>12,5</b>	<b>18,7</b>	<b>7,2</b>	<b>436,71</b>	<b>7,23</b>	<b>114</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>27</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
<b>T</b>	<i>Temperatura media anual</i>										
<b>TM</b>	<i>Temperatura máxima media anual</i>										
<b>Tm</b>	<i>Temperatura mínima media anual</i>										
<b>PP</b>	<i>Precipitación total anual de lluvia y/o nieve derretida (mm)</i>										
<b>V</b>	<i>Velocidad media anual del viento (Km/h)</i>										
<b>RA</b>	<i>Total días con lluvia durante el año</i>										
<b>SN</b>	<i>Total días que nevó durante el año</i>										
<b>TS</b>	<i>Total días con tormenta durante el año</i>										
<b>FG</b>	<i>Total días con niebla durante el año</i>										
<b>TN</b>	<i>Total días con tornados o nubes de embudo durante el año</i>										
<b>GR</b>	<i>Total días con granizo durante el año</i>										

**Tabla 3: Climatología Valladolid**

La información se ha recopilado únicamente de los tres últimos años debido al brusco cambio climático que se está sufriendo en la actualidad, y debido al cual los datos serán más aproximados ponderando aquellos años más próximos al actual.

Observamos que la climatología de Valladolid ofrece una temperatura **media anual de 12.5°C**, además de unas temperaturas **máximas y mínimas absolutas de 37.5°C y -3.6°C** respectivamente alcanzadas durante el año 2014.



La **humedad relativa media es del 63%**, con un número medio de días lluviosos de 114, con nieve 6 y con niebla 27, dando como consecuencia un número medio de días despejados o parcialmente despejados de 218.

Por último, en cuanto a horas de sol o grado de insolación, Valladolid ronda alrededor de las **2.700 Horas/año de insolación media** estos últimos años.



*Figura 35: Foto Plaza Campus Universitario*



*Figura 36: Foto Plaza Campus Universitario, vista aérea*

El emplazamiento está completamente abierto al exterior y carece de estructuras cercanas que puedan proporcionar sombra a la instalación, como se puede apreciar en las *figuras 35 y 36*.



#### **4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA**

La instalación solar fotovoltaica para el autoconsumo está formada por los siguientes elementos:

- **Paneles solares** (con sus protecciones integradas): generan la energía eléctrica.
- **Estructura metálica** sobre la que se colocan los paneles.
- **Inversor (o convertidor)**: transforma la corriente continua generada en los paneles solares en corriente alterna apta para su consumo.
- **Contador bidireccional de energía**: equipo de medida encargado de controlar tanto la energía eléctrica sobrante (generada por nuestra instalación) que se inyecta a la red, como de la energía eléctrica consumida por la red en caso de ser necesitada.
- **Conexión a red de distribución**, junto con sus protecciones.
- **Conexión a la instalación del edificio**, junto con sus protecciones.
- **Otros elementos auxiliares**: cables de conexión, cajas de protección, etc.

La energía generada por los paneles solares se obtiene en corriente continua. Se debe transformar en corriente alterna y entrar en sincronía con la red de distribución. De esta misión se encarga el convertidor CC/CA. Esta energía se conecta directamente a la instalación del edificio siempre en sincronía con la red de distribución, en el cual se consume. En caso de generar mayor energía de la que consume el edificio, esta energía se inyecta a la red de distribución y se mide a través de un contador. Si en caso contrario, el edificio necesita más energía de la generada, esta se obtiene de la red de distribución midiendo dicha energía a través del mismo contador.

De esta manera se satisface en cualquier momento cualquier nivel de demanda energética que exija el edificio. El esquema que debe seguir la instalación debe ser como el indicado en la *figura 37*.

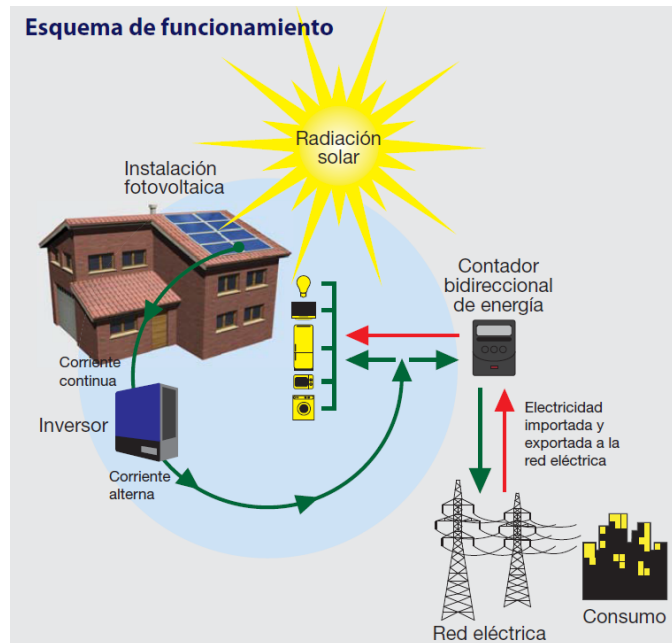


Figura 37: Esquema de funcionamiento de una instalación de Autoconsumo

## 5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA:

Para describir el diseño de la instalación comenzaremos desde el punto inicial de la energía (su generación) hasta su punto final (consumo).

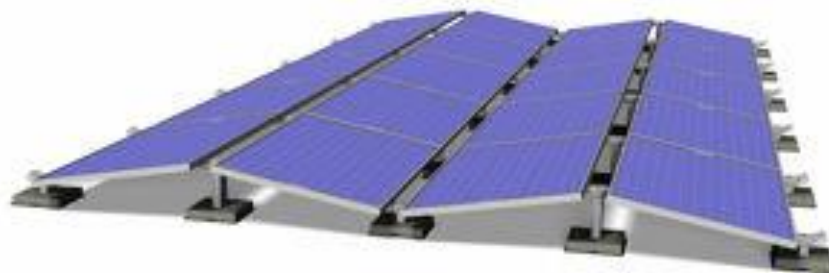
La instalación está diseñada bajo la normativa vigente: REAL DECRETO 1699/2011 del 18 de noviembre (añadido en el apartado ANEXOS) y en acuerdo con la normativa referente a Iberdrola para este tipo de instalaciones que lo recoge en su MT (MANUAL TECNICO DE DISTRIBUCIÓN) 3.53.01 (recogido en el apartado ANEXOS) a los cuales haremos referencia en los apartados pertinentes en esta sección.

Para nuestra instalación hemos optado por un sistema novedoso consistente en una orientación de los paneles Este/Oeste intercalada, en vez de la comúnmente Sur (*figura 38*). Realmente la plaza no está orientada exactamente al sur, por lo que no tenemos los 90/-90 grados de Acimut. Realmente tenemos 60/-120 ° de Acimut, lo que nos gira 30° de la óptima

inclinación. Esto afectará en que una inclinación más orientada al sur generará algo más que la otra inclinación. La inclinación respecto al suelo es de tan solo 10°, quedando una instalación menos abrupta y con menos problemas estructurales frente al viento.

### **5.1. PANELES SOLARES:**

Para la elección de paneles, puesto que el espacio en la plaza no era problema, la elección de número de paneles a utilizar ha venido restringida con la actual normativa referente a instalaciones de autoconsumo. El actual Real Decreto 1699/2011 impone un máximo de 100 kW de potencia para este tipo de instalaciones, además de no superar en ningún momento la potencia contratada en el edificio a conectar. El edificio de Empresariales tiene contratada más de 100 kW, lo cual no limita este valor. Aceptando esto y con objeto de maximizar la energía generada, hemos optado por instalar la máxima potencia posible.



**Figura 38: Paneles en orientación Este/Oeste**

Como módulo solar, hemos optado por un módulo policristalino de la compañía ISOFOTON. **El modelo ISF-250P** (figura 39). Este modelo consta de tres características muy importantes (ficha técnica en la figura 40):

- Está fabricado con **vidrio microtexturado** con mayor capacidad de absorción de la luz difusa, que garantiza más eficiencia en gran medida frente a nuestra inclinación Este/Oeste.
- Caja de **conexión diseñada para minimizar las pérdidas eléctricas.**
- **Módulo ultraligero**, lo que facilita su manejo e instalación, además de exigir menor esfuerzo a la estructura.



Figura 39: Panel Isofotón modelo ISF-250P

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25 ° C, AM 1,5

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia nominal (Pmax)	240 W	245 W	250 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,3 V	37,4 V	37,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,61 A	8,73 A	8,85 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30,1 V	30,3 V	30,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,00 A	8,14 A	8,27 A
Eficiencia	14,5%	14,8%	15,1%
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0/+3%	0/+3%	0/+3%

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>, TONC, temperatura ambiente 20 ° C, AM 1,5; velocidad del viento 1 m/s

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia máxima (Pmax)	175 W	178 W	182 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,4 V	34,5 V	34,7 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,95 A	7,05 A	7,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27,1 V	27,2 V	27,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6,46 A	6,57 A	6,68 A

Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> según IEC 60904-1      5% (+/-3%)

### CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Limite de corriente inversa	20 A
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	45 +/- 2°C
Temperatura de operación	-40 -> +85°C
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,44%/K
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,334%/K
Coeficiente de temperatura de Isc	0,048%/K

### CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Célula solar	Silicio Multicristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 células (6x10)
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado, toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa (carga de nieve)
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm <sup>2</sup> . Conector MC4 o LC4

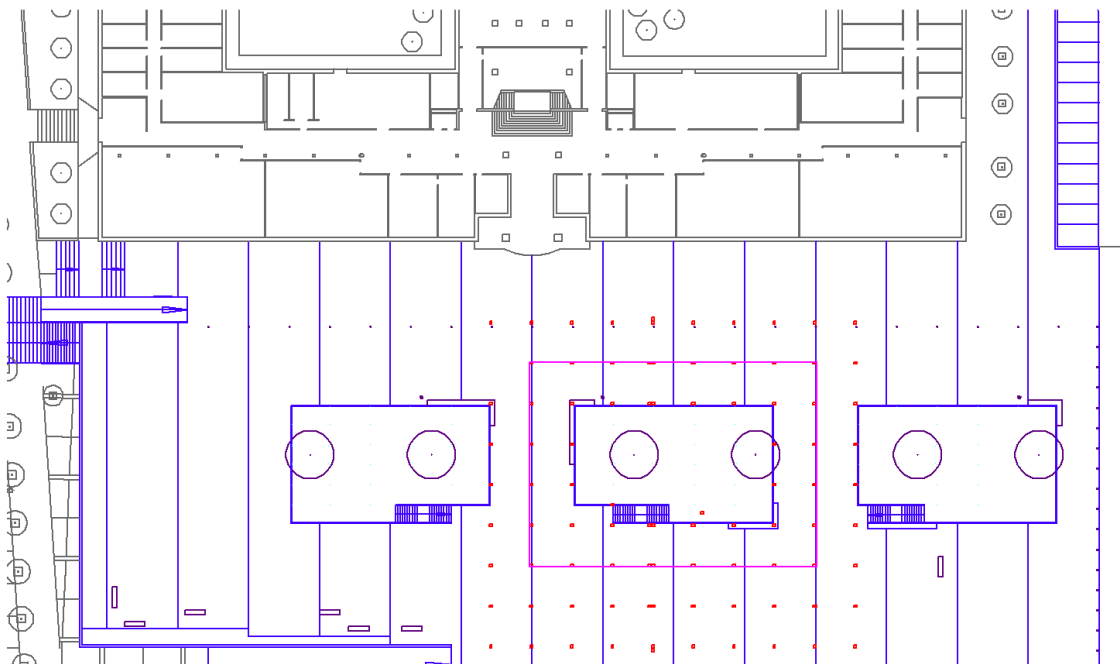
**Figura 40: Ficha técnica ISF 250-P**

(El resto de características vienen recogidas en el manual del módulo proporcionado por la compañía en el apartado ANEXOS)

## 5.2. **ESTRUCTURA SOPORTE:**

De acuerdo con la potencia nominal de los módulos (250 W) y limitados a un máximo de 100 kW de instalación, el máximo número de módulos a instalar es 400.

El espacio considerado para la estructura es el siguiente (*figura 41*: zona delineada en rosa):



*Figura 41: Planta de la Plaza Campus Universitario con la señalización del espacio designado para la instalación*

Esta estructura se compone de dos partes:

### 5.2.1. **Estructura Superior:**

La parte superior estará compuesta por la estructura encargada de la sujeción e inclinación adecuada de los módulos fotovoltaicos.

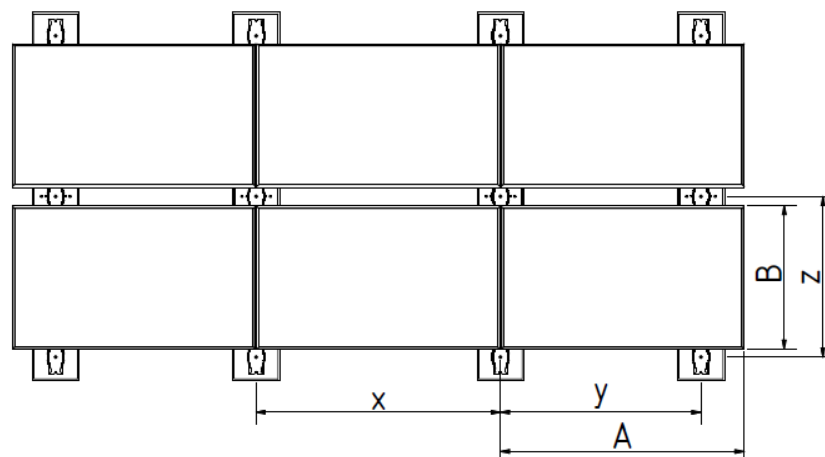
Se utilizara el sistema **FS10 carril-free** diseñado por **RENUSOL** (figura 42), sistema de rápido y fácil montaje con el cual se consigue la inclinación óptima de 10°. (Manual de montaje en el apartado ANEXOS)



Figura 42: Foto piezas FS10 carril-free de RENUSOL

Las medidas entre las piezas serán las acotadas por el fabricante, comunes en el centro de la estructura y únicamente diferentes en la última fila superior norte y última fila inferior sur (figura 43).

#### Geometry



$$\begin{aligned}x &= A+10\text{mm} \\y &= A-0.25xA \\z &\sim B \times 1.1\end{aligned}$$

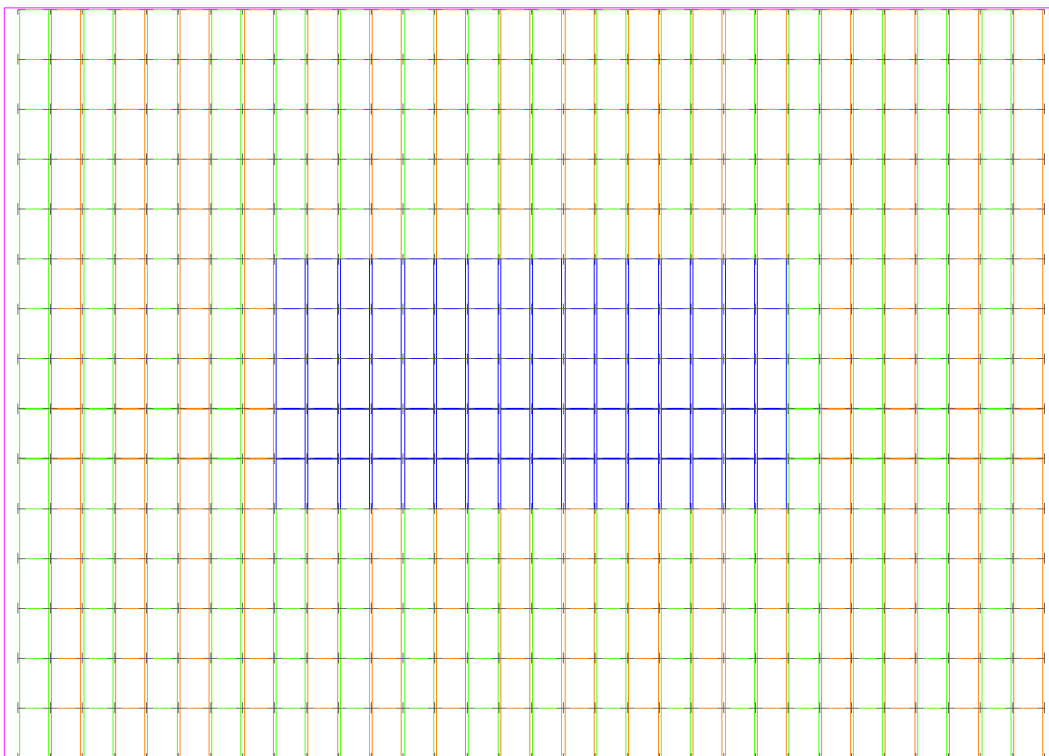
Figura 43: Esquema guía de instalación de las piezas RENUSOL

---

Todo el espacio antes delimitado para la estructura lo cubriremos de estas piezas. De esta manera se podría cubrir la estructura con 480 paneles. Con el actual Real Decreto únicamente podemos instalar 400, que instalaremos se forma perimetral, dejando en el interior un rectángulo que cubriremos con paneles plásticos, de la misma dimensión que un módulo solar para instalarlos sobre las mismas piezas de RENU SOL (figura 44 y 45). De esta manera si en un futuro se modificara la ley y se quisiera ampliar la instalación, se podría realizar de forma rápida económica y sencilla sustituyendo únicamente estas cristaleras por paneles. Estos paneles plásticos irán colocados en marcos preparados para paneles fotovoltaicos con propósito de poder anclarlas fácilmente a las piezas RENU SOL.

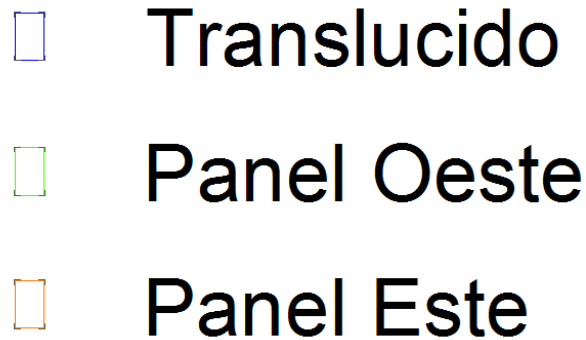
Por otra parte, inclinaciones de los paneles comenzaran con la fila enfocada al Este, en la parte Este de la estructura, y acabarán en inclinación Oeste en la parte Oeste de la estructura, de tal forma que el impacto visual sea menor.

Además esta estructura llevará bandejas en su parte inferior, de forma que no afecte visualmente, para transportar los cables de interconexiones entre paneles.



**Figura 44: Diseño de Paneles y Cubierta (leyenda en figura 44)**





*Figura 45: Leyenda del Diseño de Paneles y Cubierta (figura 43)*

### **5.2.2. Estructura Base:**

La segunda parte de la estructura consistirá en una serie de pilares y cerchas que sostengan y elevan la primera estructura. Los pilares deberán estar situados sobre los pilares del edificio inferior (subterráneo de aparcamiento) para asegurar la consistencia del suelo. Estos están indicados en la sección PLANOS.

Las cerchas podrán ser de cualquier tipo, siempre y cuando puedan tanto sostener las piezas FS10 como asegurar la solidez de la estructura.

Esta estructura deberá permitir en alguno de sus pilares una comunicación interna del pilar o anexada al pilar para posicionar los cables de salida del sistema de módulos solares hasta el inversor. Por tanto deben permitir la colocación de dichos cables desde los módulos solares hasta el techo del aparcamiento subterráneo.

Esta estructura estará sometida a esfuerzos de gravedad, del peso de los módulos solares y de los paneles plásticos, además de las piezas FS10. En cuanto a esfuerzos de viento, el sistema Este/Oeste proporciona una ventaja, ya que se compensan los esfuerzos ascendentes y descendentes al estar las inclinaciones intercaladas, con lo que apenas añadirá exigencias de esfuerzos.

### 5.3. **INVERSOR O CONVERTIDOR CC/CA:**

Como inversor de la instalación fotovoltaica hemos escogido el modelo **SOLARMAX® 30HT4** de la compañía **SolarMax®** (figura 46). Este modelo pertenece a una familia de inversores trifásicos Multi-Tracking para uso doméstico, comercial e industrial a gran escala, características adecuadas a nuestra instalación. El inversor debe ser trifásico atendiendo al artículo 12 del *Real Decreto 1699/2011*, que obliga a una conexión trifásica a la red de distribución para instalaciones superiores a 5 kW y obliga a cumplir un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.

En cuanto al modelo elegido, sus características más notorias son:

- **Multi-Tracking eficiente:** Gracias al concepto de Multi-Tracking de los inversores, queda garantizado un óptimo funcionamiento de todos los paneles del campo fotovoltaico, incluso en dimensionamientos complejos y con sombreados parciales. Así, por ejemplo, se pueden reducir las distancias entre las filas de paneles y aumentar los rendimientos de las superficies disponibles.
- **Manejo y comunicación inteligentes:** Toda la información y los parámetros relevantes se muestran en la pantalla gráfica. Un registrador de datos integrado guarda toda la información importante.
- **Montaje con ahorro de espacio.** Los inversores HT pueden montarse de forma rápida y sencilla, usando la placa de montaje suministrada. Las dimensiones de los inversores minimizan la superficie necesaria para la instalación, y sus conexiones facilitan el cableado CA y, de este modo, reducen el trabajo de instalación.
- **Flexibilidad máxima:** máxima flexibilidad incluso con divisiones asimétricas del generador solar o tipos de módulos diferentes gracias a 4 trackers MPP, una tensión CC máxima de 1000 V y un amplio rango de tensiones de entrada.

- **Garantía máxima:** con la posibilidad de prolongar la garantía hasta un máximo de 25 años, los operadores de las instalaciones y los inversores minimizan sus riesgos financieros a largo plazo.

Podemos ver su ficha técnica en la *figura 47*.



*Figura 46: Inversor SOLARMAX 30HT4*

(El resto de prestaciones y características en el apartado ANEXOS)

“Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la Plaza Campus Universitario y sistema de recarga de coches eléctricos en el aparcamiento subterráneo”

## Datos técnicos



	30HT4	32HT4	32HT2	
<b>Valores de entrada</b>	Rango de tensión MPP <sup>1)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>
	Tensión CC mínima		250 V	
	Tensión CC máxima		1000 V	
	Corriente CC máxima	4 x 18 A		2 x 36 A
	Número de MPP trackers	4		2
	Potencia máx. del generador FV por cada tracker MPP <sup>5)</sup>	9'000 W		18.000 W
	Número de conexiones de strings	4 x 2		2 x 4 <sup>3)</sup>
	Tipo de conector	Compatible con MC4		Borne roscado
<b>Valores de salida</b>	Potencia nominal	30'000 W	32'000 W	32'000 W
	Potencia aparente máx.	30'000 VA	32'000 VA	32'000 VA
	Tensión nominal de red		3 x 400 V	
	Corriente CA máxima	3 x 44 A	3 x 47 A	3 x 47 A
	Rango / Frecuencia nominal de red		50Hz / 45Hz...55Hz	
	Factor de potencia cos (φ)	Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado		
	Factor de armónicos a potencia nominal	< 3%		
	Tipo de conector	Borne roscado		
	Conexión de red	Trifásica (L1 / L2 / L3 / N / PE)		
	Consumo de potencia nocturno	0 VA <sup>6)</sup>		
<b>Rendimiento</b>	Rendimiento máx.		98.0%	
	Rendimiento europ.		97.5%	
<b>Condiciones ambiente</b>	Tipo de protección	IP65		
	Rango de temp. ambiente (para potencia nom.)	-20°C...+60°C (+45°C)		
	Humedad relativa del aire	0...100 % (condensación)		
	Altura máx. sobre el nivel del mar	2000m (sin reducción)		
<b>Equipamiento</b>	Pantalla	Display LCD gráfico con iluminación de fondo y LED de estado		
	Forma de conexión	Dos etapas, sin transformador		
	Seccionador CC	Integrado	Integrado	No, 2x en la caja de conexión opcional
	Registrador de datos	Registrador de datos del rendimiento energético, potencias máxima y el tiempo de servicio que abarca los últimos 31 días, 12 meses y 10 años		
	Control de corriente de falta	Interno, sensible CA/CC		
	Carcasa	Aluminio		
	Descargador de sobretensión CC	Clase de requisitos C (VDE 0675-6) y tipo 2 (EN 61643-11)		Clase de requisitos C (VDE 0675-6) y tipo 2 (EN 61643-11) / Descargador de sobretensión tipo 1/2 en la caja de conexión
	Descargador de sobretensión CA	Clase de requisitos D (VDE 0675-6) y tipo 3 (EN 61643-11)		
<b>Normas &amp; directivas <sup>4)</sup></b>	EMC	EN 61000-3-11 / EN 61000-3-12 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3		
	Conexión de red	VDE-AR-N 4105 / VDE 0126-1-1 A1:2012 / BDEW Directiva MS / G59/3 / CEI 0-21 / CEI 0-16 / PPC Guide / C10/11 / EN 50438		
	Seguridad de aparatos	IEC 62109-1/-2		
<b>Interfaces</b>	Comunicación de datos	RS485 (RJ45 y terminal atornillado) / Ethernet (RJ45)		
	Contacto de señal de estado	Relé de estado abierto/cerrado (tornillo de sujeción)		
	Conexión de monitorización de red externa	Terminal atornillado		
<b>Peso &amp; Dimensiones</b>	Peso	70 kg		70 kg <sup>3)</sup>
	Dimensiones en mm (A x A x F)	580 x 840 x 380		580 x 840 x 380 <sup>3)</sup>
<b>Garantía</b>	Garantía estándar	5 años		
	Prolongación de la garantía	a 10, 15, 20 o 25 años		

<sup>1)</sup> para potencia nominal CA

<sup>2)</sup> Fusibles de string en la caja de conexión

<sup>3)</sup> el filtro CEM está desconectado durante la noche

<sup>4)</sup> Máx. 800V en la limitación de la potencia

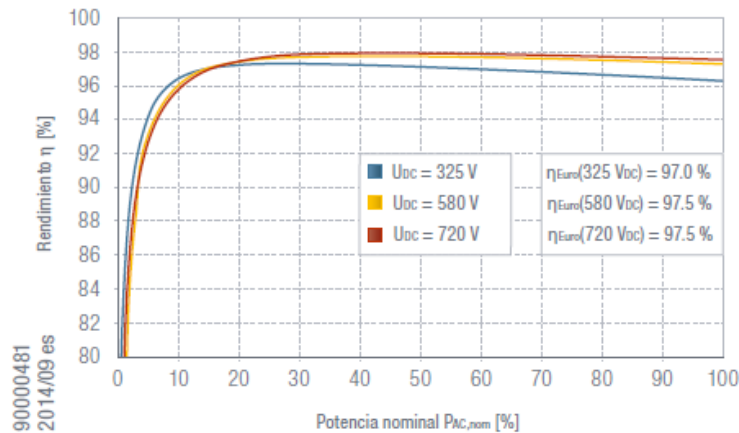
<sup>5)</sup> sin caja de conexión

<sup>6)</sup> Se permite una potencia de conexión mayor, pero el inversor no la puede utilizar

Todos los derechos reservados. Texto sujeto a modificaciones o errores.

Figura 47: Ficha técnica del Inversor SOLARMAX 30HT4

### Curva de eficacia de la serie HT de SolarMax



Gracias al sistema Multi-Tracking (de hasta 4 MPP trackers), podemos conectar cadenas de distintas inclinaciones a un mismo inversor, siempre y cuando estén en diferentes entradas. En consecuencia a la potencia de paneles instalada, necesitaremos 3 inversores. 2 de ellos irán con inclinaciones independientes y al restante le llegaran ramas de ambas inclinaciones.

De esta manera dejaremos alguna entrada de inversor sin utilizar facilitando la conexión de una posible ampliación futura.

#### 5.4. **MODO DE CONEXION**

Teniendo en cuenta tanto las prestaciones del inversor como las características de los paneles hemos optado por un inversor para varias cadenas. Hemos optado por cadenas de 20 paneles en serie. De esta manera obtendremos 10 cadenas en paralelo de 20 paneles en serie por cada inclinación, lo que suman un total de **20 cadenas de 20 paneles en serie cada una**. Esas 20 cadenas las uniremos en paralelo de dos en dos en unas cajas intermedias de conexiones. Utilizaremos dos cajas, una situada en la parte norte de la instalación y otra en la parte sur. Estas cajas irán debajo de la plaza, en el aparcamiento subterráneo, adosadas a las columnas y suficientemente altas para garantizar la seguridad.

Como Cajas de Conexiones utilizaremos el cuadro de 10 Strings – **STC10 100 A** de la compañía **CENTRAELECTRIC ARAGON SL**, suministrado

por **AMB GREEN POWER**. El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos (ficha técnica en ANEXOS):

- Armario poliéster 700x500x300mm, IP 55 con placa de montaje aislante.
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000 V<sub>DC</sub>.
- Fusible.10x38 16A 900 V<sub>DC</sub>.
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000 V<sub>DC</sub>.
- Seccionador hasta 1000 V<sub>DC</sub> y 100 A.
- Prensaestopas M16, Prensaestopas M20.

Debido a la disposición de los paneles perimetralmente, realizaremos la conexión en serie de 4 filas de una misma orientación, únicamente de 5 paneles, como lo conforman las filas intermedias ocupadas con mamparas transparentes.

En las cajas de conexiones conectaremos en paralelo de dos en dos las cadenas, de tal forma que ambas cadenas sean de la misma inclinación (mismo color según esquema).

Para mayor rendimiento y facilidad de instalación, utilizaremos cadenas cercanas para su conexión. De esta manera:

- Se unirán en paralelo las cadenas de números consecutivos, T1 con T2, T3 con T4, T5 con T6, T7 con T8 y T9 con T10. Se respetará la polaridad de las cadenas a la hora de su conexión en paralelo. Se unirán cadenas de una misma inclinación (ambas rojas o ambas azules según el esquema).
- Las tomas **T1 hasta la T6 azules**(Este) y las **T1 hasta T4 rojas** (Oeste) irán a la CC1 (Caja de conexiones norte)
- Las tomas **T1 hasta la T4 azules**(Este) y las **T1 hasta T6 rojas** (Oeste) irán a la CC2 (Caja de conexiones sur)

Todo ello podemos observarlo en la figura 48

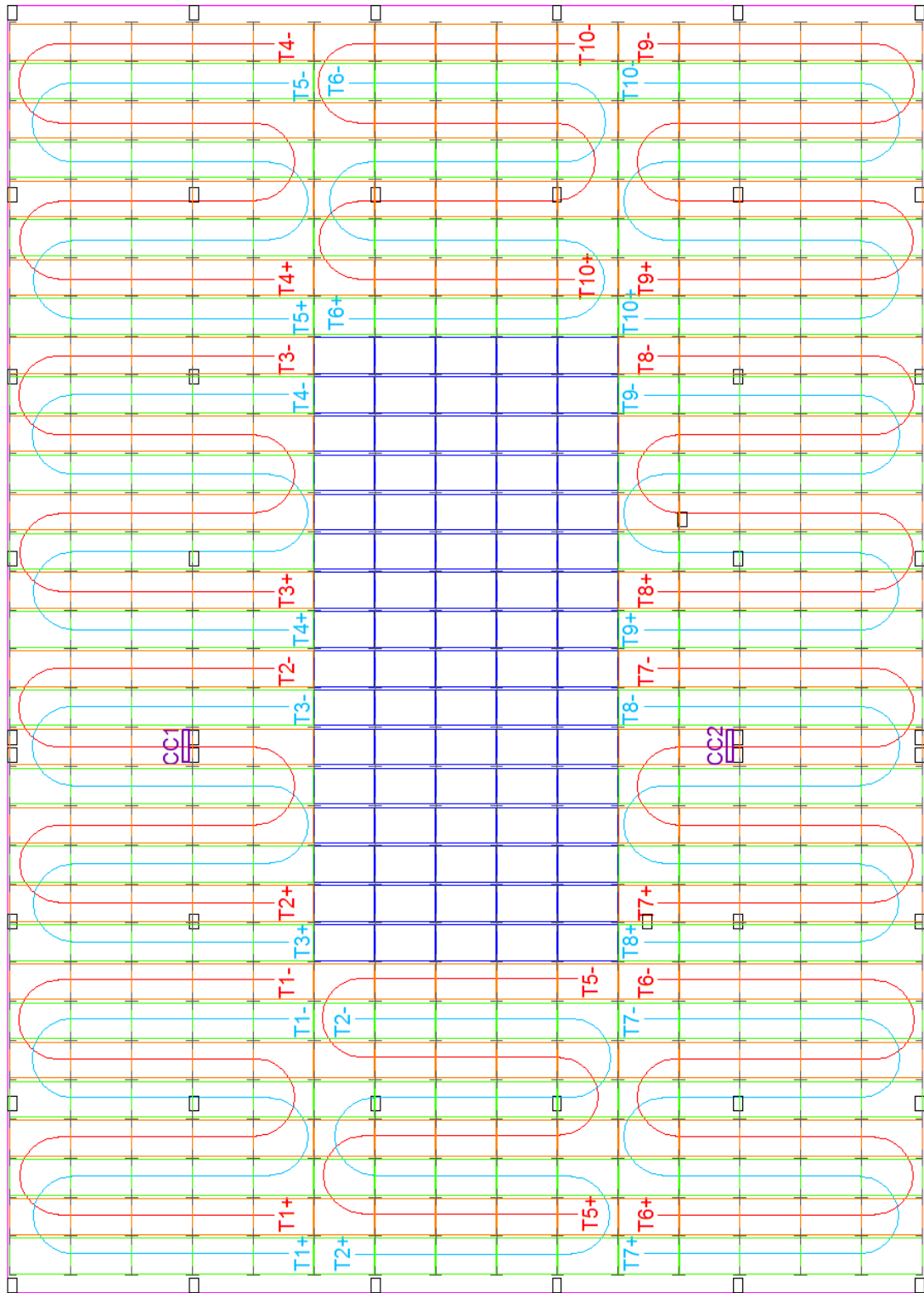


Figura 48: Esquema de conexión de los paneles fotovoltaicos

Los inversores irán colocados en una sala del sótano de la F.E. adyacente a la pared norte del aparcamiento. Los cables de conexión de los paneles se harán circular al techo del aparcamiento subterráneo a través de los pilares de la estructura base. En el aparcamiento se situarán las Cajas de Conexión (CCx). De esta manera todas las cadenas irán directamente a su Caja de Conexión perteneciente y se unirán en paralelo de dos en dos, llegando únicamente 5 circuitos por CCx hasta los inversores. Estos cables serán transportados en bandejas perforadas de PVC colgadas del techo del aparcamiento suficientemente grandes para abarcar los 5 circuitos (positivo y negativo) y espacio suficiente para los cables de conexión de la estación de recarga de vehículos eléctricos (de la que hablaremos posteriormente) además de asegurar su seguridad y aislamiento. Estarán circulando por el techo hasta la pared norte del aparcamiento, la cual se hará una conexión en la pared para permitir llegar los cables hasta las tomas de los inversores.

De acuerdo con lo indicado y según el RD 1699/2011. La conexión se realizará en un punto de la red interior del titular más cercano a la CGP de forma que todas las protecciones sean accesibles a la compañía distribuidora. Este punto estará en la habitación contigua a la pared norte del aparcamiento subterráneo (*figura 49*).

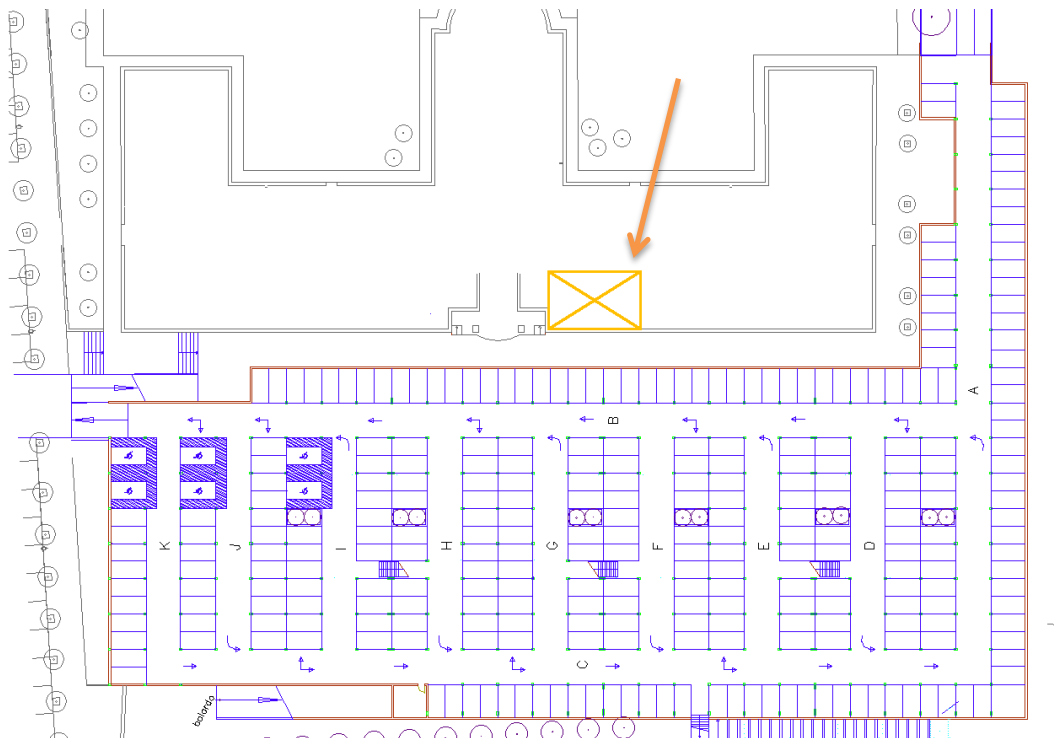


Figura 49: Planta aparcamiento subterráneo



Como se pretende autoconsumir, la conexión se situará entre el contador de la instalación de consumo y la CGPM, existiendo un único contador bidireccional que registre los flujos de energía con la compañía distribuidora (Artículo 18 RD1699/2011).

## **5.5. CONDUCTORES**

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos elevados. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión no supere lo estipulado en la norma ITC-BT 40 punto 5, que obliga a que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la Instalación Interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.

### **5.5.1. Conductores de Corriente Continua**

Para la elección de los conductores de la parte de corriente continua (CC) seguiremos lo indicado en la especificación AENOR EA 0038 y en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

Los conductores de la parte de continua serán cables diseñados para condiciones severas y de larga duración (superiores a 25 años), adecuados para equipos de aislamiento clase II, resistentes a temperaturas extremas (entre -40 °C y +90 °C) como a la intemperie y diseñados para una temperatura máxima en el conductor de 120 °C. Serán de alta seguridad (AS), es decir, no propagadores de llama, ni fuego y de baja emisión de humos y gases corrosivos.

Los conductores deberán indicar el fabricante o marca comercial, la designación del cable, la sección del mismo, la tensión asignada y las dos últimas cifras del año de fabricación. La grabación deberá ser legible y cumplir las especificaciones de los apartados 3.2., 3.3. y 3.4. de la parte 1 de la Norma UNE 21.027.

La tensión asignada de los conductores será 1,8 kV D.C. (conductor - conductor, sin puesta a tierra, circuito sin carga).

Los conductores a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como Exzhellent Solar. Así los tipos empleados serán:

→ Conexionado entre los Módulos Fotovoltaicos y estos con las Cajas de Conexiones de CC: Se empleará el cable designado ZZ-F (PV1-F TÜV) 1,8 kV DC. Dichos conductores se componen de:

- Conductor de cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F).
- Aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).
- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).
- Norma: AENOR EA 0038 ; TÜV 2 Pfg 1169/08.2007
- Sección nominal empleada: 4 mm<sup>2</sup>
- Tipo Montaje: Al aire sobre estructura solar, pequeño tramo entubado.

→ Conexionado entre Cajas de Conexiones CC e Inversor: Se empleará el mismo cable que en el tramo anterior, ZZ-F (PV1-F TÜV) 1,8 kV DC, pero de sección 10 mm<sup>2</sup>.

En la parte de continua se utilizará el siguiente código de colores:

- Polo positivo: de color rojo.
- Polo negativo: de color negro.
- Protección/cable de tierra: amarillo-verde.

### **5.5.2. Conductores de Corriente Alterna**

Para la elección del conductor de la parte de corriente alterna (CA) seguiremos lo indicado en la ITC BT-19 y 20 del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El cableado de la parte de alterna irá desde la salida de nuestro Inversor hasta el Cuadro General de la facultad. Será instalado en montaje sobre Bandeja de tipo rejilla.

Los conductores serán diseñados para resistir temperaturas extremas (entre -40 °C y +90 °C). Serán de alta seguridad (AS), es decir, no propagadores de llama, ni fuego y de baja emisión de humos y gases corrosivos.

Los conductores a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como *Exzhellent XXI 1000 V*, cuya designación técnica es *RZ1-K (AS) 4G10 0,6/1 kV*, cuyas características principales son las siguientes:

- Conductor de cobre flexible clase 5 para servicio fijo (-K).
- Aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE.
- Cubierta exterior de Poliolefina termoplástica libre de halógenos.
- Norma: UNE 21.123-4; IEC 60.502-1.
- Sección nominal empleada: **4x10 mm<sup>2</sup>**
- Tipo Montaje: En Bandeja tipo rejilla.

No obstante, las fichas técnicas de los cables arriba mencionados pueden consultarse en el apartado ANEXOS.

## **5.6. PUESTA A TIERRA**

Con objeto de proporcionar una protección de las personas contra contactos directos e indirectos de nuestro sistema fotovoltaico el artículo 15 del RD 1.699/2011 y la ITC BT-40 establece que la instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red y las instalaciones, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones. Pese a esto, el Ministerio de Industria Turismo y Comercio redactó una interpretación a la norma (incluida en el apartado ANEXOS) que establece circunstancias en las que debe abstenerse de dicha separación galvánica y mantener una puesta a tierra común. Esta instalación consta de dichas características por las que la realización de una puesta a tierra común al edificio y a la instalación proporciona mayor seguridad. Por consiguiente, realizaremos una puesta a tierra que uniremos equipotencialmente a la tierra del edificio.

Existe una tierra de protección a la que se unirán las masas metálicas del sistema así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Así, se dispondrá una conexión equipotencial a tierra a la que se unirán todas las partes metálicas de los componentes de nuestro sistema fotovoltaico. Esta red de tierra tendrá los objetivos siguientes:

- La protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en el caso de defectos de aislamiento.
- Permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión de la protección interna.

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de nuestra instalación si fuera necesario. La sección mínima de dichos conductores vendrá dado según la tabla 2 de la ITC BT-18 y cumplirá la norma UNE 20.460-5-54. Así se dispondrá los siguientes conductores de protección:

- 4 mm<sup>2</sup> para la conexión de los marcos, envolventes, partes metálicas, etc... del generador fotovoltaico.
- 10 mm<sup>2</sup> en el tramo Cajas de Conexiones CC – Inversor.
- 10 mm<sup>2</sup> en el descargador de sobretensiones de CA del Inversor.

Los conductores de protección serán del mismo tipo y modelo que los empleados en sus respectivos tramos, descritos en el apartado MEMORIA 5.5. del presente proyecto.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación

## **5.7. PROTECCIONES**

Las condiciones específicas para la conexión en redes interiores son:

Atendiendo a lo indicado en el RD 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 ( $\leq 100$  kW), como es nuestro caso, el artículo 14 de dicho RD fija las protecciones y relaciona los elementos de maniobra y protección que se deben incluir en la red de baja tensión de salida de nuestra instalación fotovoltaica. Esta normativa se recoge también en el documento MT 3.53.01 (añadido en el anexo nº) de la compañía IBERDROLA, que también tendremos en cuenta debido a que la zona de la instalación pertenece a una zona electrificada por esta compañía. Este documento refiere a un Manual Técnico de Distribución (MT) referido a condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola Distribución.

Por lo que, las protecciones con las que debemos contar en la interconexión serán las siguientes:

- a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

- c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. La función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.
  
- d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases ( $1,15 U_n$  y  $0,85 U_n$ ) como se recoge en la tabla 1 del artículo 14 del RD 1699/2011, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

#### **5.7.1. Protecciones Generales:**

En la CGPM instalaremos un Interruptor automático magnetotérmico y un interruptor automático diferencial por cada inversor al que enlazaremos cada una de las salidas de los inversores. Con ello cumplimos el apartado **a) y b)**.

La protección principal contra contactos directos se logrará principalmente mediante la aplicación de medidas para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación. Siendo estas medidas las siguientes:

- Recubrimiento de las partes activas con material aislante.
- Interposición de barreras o envolventes.
- Interposición de obstáculos.
- Puesta fuera de alcance por alejamiento.

### **5.7.2. Protecciones en los paneles:**

La caja de conexión de cada panel solar incluye protección IP 65 con 3 diodos de bypass.

### **5.7.3. Protecciones en las Cajas de Conexiones (CC1 y CC2)**

Los cuadros STC10 de conexión intermedia entre los paneles y los inversores cuentan con las siguientes protecciones:

- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible.10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 1000Vdc y 100A

### **5.7.4. Protecciones en el Inversor**

El inversor elegido SOLARMAX 30HT4 incluye las siguientes protecciones:

- Descargadores de sobretensión (varistores) tanto en la entrada como en la salida
  - o Descargador de sobretensión CC: Clase de requisitos C (VDE 0675-6) y tipo 2 (EN61643-11)
  - o Descargador de sobretensión CA Clase de requisitos D (VDE 0675-6) y tipo 3 (EN61643-11)
- Seccionador CC integrado

- Control de corriente de falta interno, sensible CA/CC (diferenciales).
- Filtro EMC en cada entrada y a la salida.
- Control de la frecuencia de salida configurable. Dicho control implica protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia. En caso de no incluirlas deberemos introducirlas en la CGPM junto al IA Magnetotérmico y al IA diferencial.

Con los que conseguimos los restantes puntos c) y d) obligatorios.

### **5.8. CONTADOR**

El edificio de Económicas dispone de un contador unidireccional alquilado a la empresa distribuidora. Para la instalación de este sistema es necesario un contador bidireccional. Debido a esto deberá solicitarse a la empresa distribuidora el cambio de dicho contador.

## **6. DESCRIPCIÓN SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

El sistema de recarga de vehículos eléctricos está formado por los siguientes elementos:

- o **Estación de recarga** (con sus protecciones integradas): gestiona y controla la recarga de los vehículos eléctricos
- o **Conexión a la instalación del edificio**, junto con sus protecciones.
- o **Otros elementos auxiliares**: cables de conexión, cajas de protección, etc.



## **7. DISEÑO SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

El sistema de recarga de vehículos eléctricos irá instalado en la parte inferior de la plaza campus universitario, en el aparcamiento subterráneo. Se compondrá de dos unidades distintas: una unidad master de control; y varias unidades de tomas para la recarga. Las unidades de recarga se situarán en la pared contigua a habitación de los inversores y la conexión a la instalación, mientras que el controlador master irá situado en la columna doble situada en el pasillo de circulación de vehículos.

Utilizaremos una bandeja perforada colocada en el techo del aparcamiento subterráneo únicamente para el transporte de los cables dedicados al sistema de recarga de vehículos eléctricos. En ella irán tanto los cables de alimentación a la unidad máster como los cables de conexión entre la unidad máster y las tomas de recarga.

### **7.1. ESTACIÓN DE RECARGA**

Como sistema de recarga de vehículos eléctricos hemos elegido la serie **RVE-CM** de la compañía **CIRCUTOR**. El sistema multipunto de la familia RVE, ha sido diseñado para dar una solución inteligente a la recarga de vehículos eléctricos en los parking con múltiples tomas. Esta solución permite gestionar la recarga de un gran número de vehículos eléctricos de forma inteligente, controlando los distintos parámetros de la red eléctrica y los vehículos que a ella se conectan, así como las preferencias del usuario y del gestor del parking.

Este sistema está formado por 2 equipos, por un lado disponemos del punto de conexión del vehículo a la red eléctrica **RVE -SL** y por el otro lado del controlador master **RVE-CM20** que aporta la inteligencia al sistema (*figura 51*). Fichas técnicas incluidas en el apartado ANEXOS.

Los equipos **RVE-SL** (*figura 50*) están diseñados para ser instalados junto a la plaza de aparcamiento del vehículo con tal de que este pueda conectarse de forma cómoda y sencilla para realizar la recarga de los vehículos eléctricos. Está formado por una caja robusta diseñada para instalarse en la pared del parking y soportar un uso continuo por parte de los

usuarios. Esta caja dispone de una toma para la conexión del vehículo eléctrico así como un indicador luminoso de estado para indicar el estado de la carga. Internamente el equipo dispone de sistema de medida con tal de poder conocer el consumo eléctrico del vehículo conectado. Dispone de comunicaciones para conectarse al controlador Master, así como elementos de corte y protecciones eléctricas para realizar la gestión de la energía eléctrica de forma inteligente, así como para proteger la instalación y al usuario.

El equipo **RVE-CM20** (figura 52) es el dispositivo que aporta la

Características		
 <p style="text-align: center;"><b>RVE-SL</b></p>	Cuerpo metálico antivandálico	
	Reducidas dimensiones	
	Indicación visual de estado de carga	
	Comunicaciones con equipo master	
	Medida de energía integrada	
	Protecciones eléctricas integradas (opcional)	
	Sistema de protección frente a intento de hurto de energía	
	Diseño estético elegante	
	Características técnicas	
	Tensión de entrada	230 V c.a.
Tolerancia	± 10 %	
Frecuencia de entrada	50 ... 60 Hz	
Corriente máxima de salida	16 A	
Conector	Schuko "CEE 7/4" (Otros bajo pedido)	
Medida de corriente	Contador integrado	
Potencia recarga máxima	3,6 kW	
Diferencial	Si	
Magnetotérmico	Si	
Temperatura de uso	-20 ... + 50 °C	
Características mecánicas		
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL 9006	
Envolvente	FE ST37 2mm grosor	
Grado de protección	IP 20	
Anclaje	4 puntos para sujeción a pared	
Peso	2 kg	
Dimensiones	178 mm; 166 mm; 88 mm (107 mm)	
Normas		
EN 61851-1 : 2001 parte 1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 60884-1, IEC61010, UNE-EN55011		

Figura 50: Ficha técnica RVE-SL

inteligencia así como la interfaz de usuario al sistema. Dispone de una pantalla así como un lector de tarjetas RFID para la identificación de usuario. Igualmente, el equipo RVE-CM puede ser integrado con otros lectores como banda magnética o código de barras con tal de realizar una primera integración con los tickets del aparcamiento a nivel de identificación de usuario. El equipo está pensado también para ser integrado con otros sistemas de pago en los aparcamientos.

Cada controlador **RVE-CM** puede controlar hasta 20 tomas de recarga **RVE-SL**. En caso de ser necesarias más tomas puede ampliarse mediante más unidades **RVE-CM** formando un único sistema a nivel de operación e integración.



*Figura 51: Dispositivo master RVE-CM junto con 4 tomas RVE-SL*

Características	
 <p><b>RVE-CM20</b></p>	Cuerpo metálico
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad
	Identificación mediante tarjetas banda magnético o código de barras (opcional)
	Display LCD 15" táctil
	Control de hasta 20 tomas
	Comunicación TCP-IP
	Diseño estético elegante
	Gestión de control de potencia integrado
	Integración con otros sistemas (Sistemas de pago, contadores de compañía eléctrica, sistema de guiado y otros dispositivos de control)
	Gestión de alarmas
Generación de históricos	
Características técnicas	
Tensión de entrada	230 V c.a.
Tolerancia	± 10 %
Frecuencia de entrada	50 ... 60 Hz
Dispositivo de entrada	Pantalla táctil
Interfaz	Pantalla LCD color 15" integrada
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo RFID	13,56 MHz
Potencia recarga máxima	200 W
Comunicaciones	TCP-IP, RS-485, RS-232 y Zigbee
Temperatura ambiente	-20 ... + 50 °C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL 9006
Envolvente	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP 20
Anclaje	4 puntos para sujeción a pared
Peso	24 kg
Dimensiones	600 mm; 380 mm; 210 mm
Normas	
EN 61851-1 : 2001 parte 1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 60884-1, IEC61010, UNE-EN55011	

Figura 52: Ficha técnica RVE-CM20

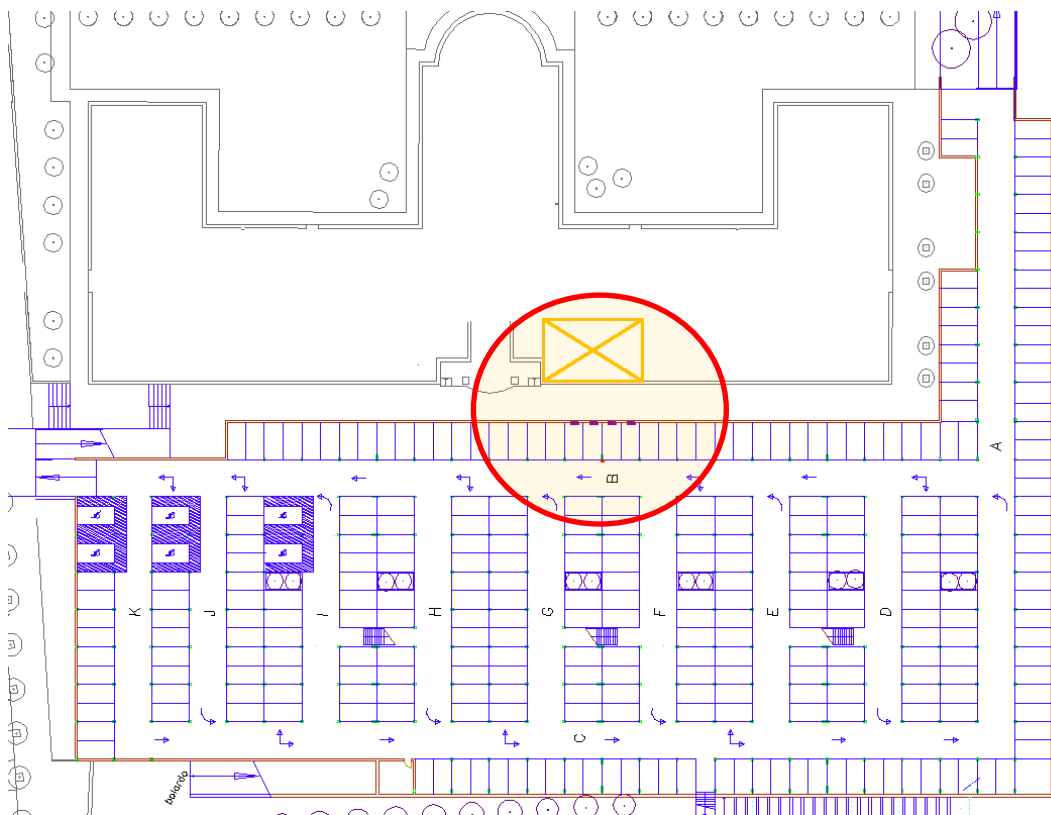
## 7.2. CONEXIÓN

La conexión a la instalación del edificio se realizará en la misma habitación en la que situamos los inversores de la instalación fotovoltaica. Esta conexión se realizará en el cuadro de protecciones del edificio. De ahí se llevarán conductores directamente a los aparatos de carga del sistema de recarga de vehículos eléctricos.

Además cada toma RVE-SL situadas en la pared, irán conectadas independientemente al RVE-CM20 situado en la columna del aparcamiento.

Colocaremos únicamente 4 tomas RVE-SL, valor inicial para comprobar su funcionalidad, teniendo en cuenta siempre la posibilidad de ampliación de la instalación hasta las 20 tomas que puede llegar a controlar el RVE-CM20.

Podemos observarlo en las *figuras 53 y 54*.



**Figura 53: Planta aparcamiento subterráneo y señalización de la zona de recarga**

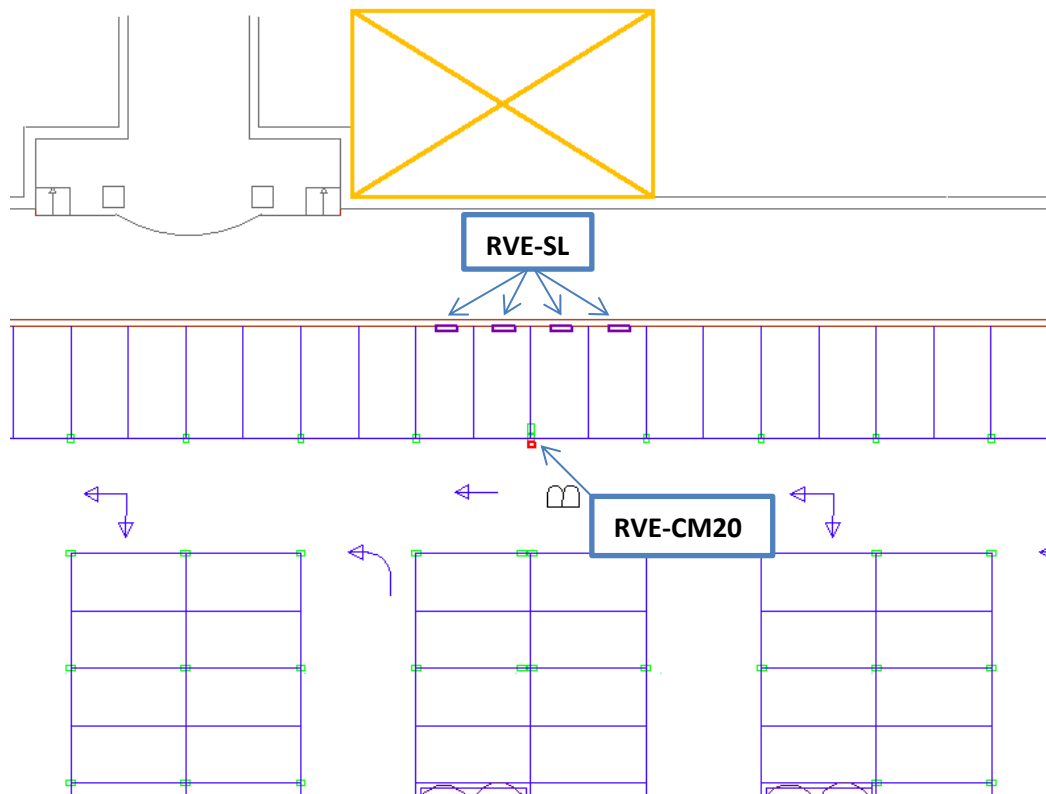


Figura 54: Vista en Planta de la zona de recarga en el aparcamiento subterráneo

### 7.3. CONDUCTORES

Para la elección del conductor de la parte de corriente alterna (CA) seguiremos lo indicado en la ITC BT-19 y 52 del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

La caída de tensión máxima admisible en cualquier circuito desde su origen hasta el punto de recarga no será superior al 5 %. Los conductores utilizados serán generalmente de cobre y su sección no será inferior a 2,5 mm<sup>2</sup>.

Los conductores serán diseñados para resistir temperaturas extremas (entre -40 °C y +90 °C). Serán de alta seguridad (AS), es decir, no

propagadores de llama, ni fuego y de baja emisión de humos y gases corrosivos.

Consideraremos dos tramos:

- 1º tramo: de la CGPM hasta el master RVE-CM20

Los conductores a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como **Exzhellent XXI 450/750 V**, cuya designación técnica es **H07Z1-K (AS)**, cuyas características principales son las siguientes:

- Conductor de cobre flexible clase 5 para servicio fijo (-K).
- Aislamiento Poliolefina termoplástica libre de halógenos.
- Norma: UNE 21.123-4; IEC 60.502-1.
- Sección de 16 mm<sup>2</sup>.

- 2º tramo: del RVE-CM20 hasta las tomas RVE-SL

Los conductores a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como **Exzhellent XXI 450/750 V**, cuya designación técnica es **H07Z1-K (AS)**, cuyas características principales son las siguientes:

- Conductor de cobre flexible clase 5 para servicio fijo (-K).
- Aislamiento Poliolefina termoplástica libre de halógenos.
- Norma: UNE 21.123-4; IEC 60.502-1.
- Sección de 4 mm<sup>2</sup>.

#### **7.4. PROTECCIONES**

Las propias tomas RVE-SL incorporaran las protecciones eléctricas básicas. Además incorporaremos un Interruptor Automático Magnetotérmico y

un Interruptor Automático diferencial en la CGPM entre esta y la salida al RVE-CM20.

### **7.5. PUESTA A TIERRA**

La puesta a tierra de la instalación la realizaremos conforme al Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos».

La instalación de puesta a tierra se realizará de forma tal que la máxima resistencia de puesta a tierra a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación (estaciones de recarga, cuadros metálicos, etc.). Cada poste de recarga dispondrá de un borne de puesta a tierra, conectado al circuito general de puesta a tierra de la instalación.

Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos serán aislados, mediante cables de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, con conductores de cobre, de sección mínima 16 mm<sup>2</sup>. El conductor de protección que une de cada punto de recarga con el electrodo o con la red de tierra, será de cable unipolar aislado, de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, y sección mínima de 16 mm<sup>2</sup> de cobre.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra, se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.







# **CAPÍTULO V: CÁLCULOS**



## **1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

### **1.1. GENERACIÓN**

El actual Real Decreto 1699/2011 nos limita la máxima potencia de este tipo de instalaciones de autoconsumo a 100 kW. Elegido el Modelo ISF P, nos decantamos por el modelo de 250 W, con objeto de alcanzar el límite y obtener la máxima potencia permitida.

El número de paneles máximo a colocar será:

$$\text{Nº Paneles} = \frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{100.000}{250} = 400 \text{ Paneles}$$

Debido a que tenemos dos inclinaciones, dispondremos la mitad a cada inclinación:

200 Paneles orientación Este.

200 Paneles orientación Oeste.

### **1.2. DIMENSIONES PANELES SOLARES**

Para su posterior adecuación a la superficie disponible deberemos conocer las dimensiones del panel, como la anchura del panel con su debida inclinación.

Las dimensiones del panel las podemos obtener directamente de la ficha técnica del modelo (*figura 55*):

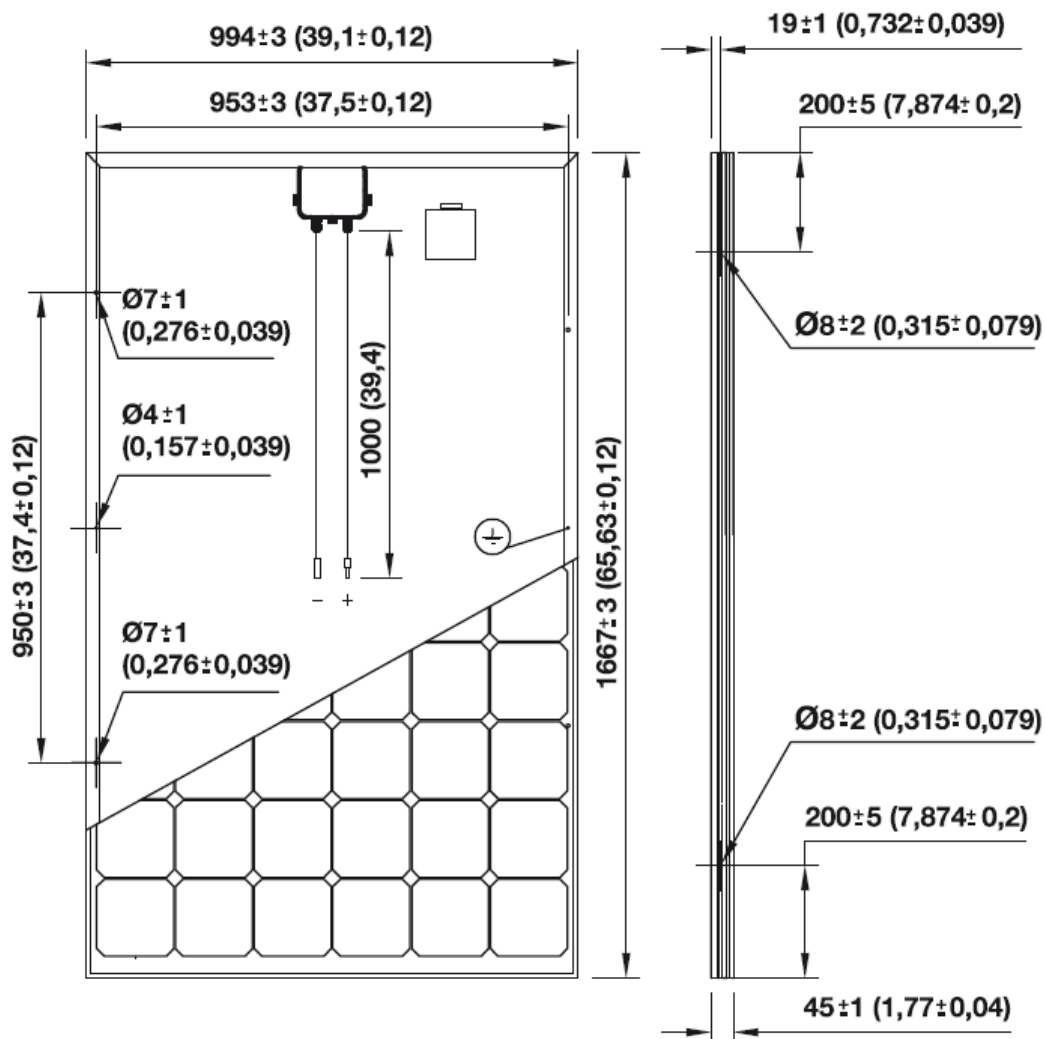


Figura 55: Dimensiones del panel ISF 250-P

La otra medida necesaria es la anchura que ocupa el panel una vez inclinado 10°. Conseguiremos esta medida a partir de la dimensión del panel obtenida del manual:

Siendo su anchura  $W$ , y  $B$  la medida de la intersección entre la horizontal sobre la que apoya el panel y la perpendicular a esta que pasa por el otro lado del panel (figura 56):

$$W = 994 \pm 3 \text{ mm}$$

$$B = 994 \pm 3 \cdot \cos(10) = 978,9 \pm 3 \text{ mm}$$

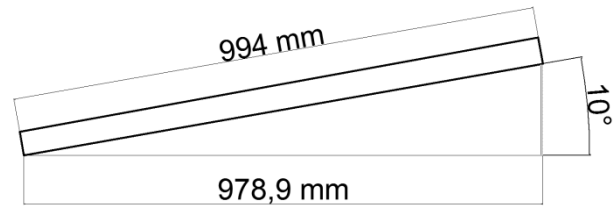
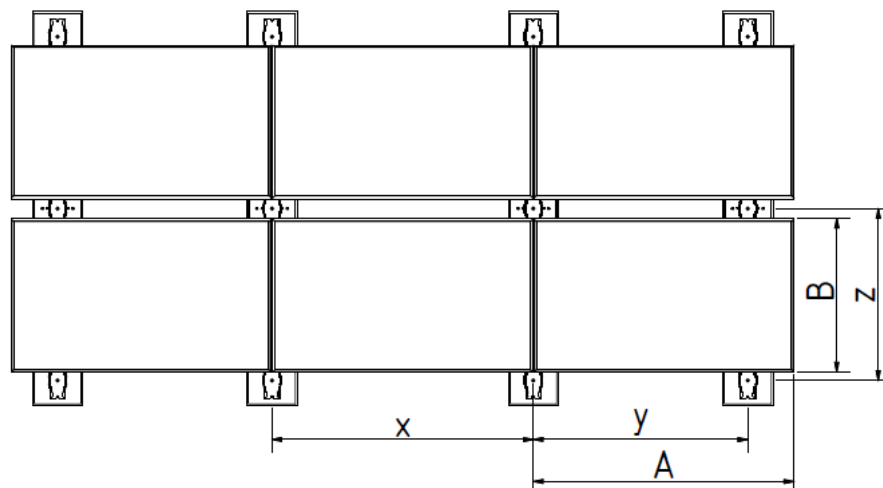


Figura 56: Alzado del panel con 10° de inclinación

En respecto a las piezas de montaje de RENU SOL, su guía de montaje nos expone su rango de medidas (figura 57):

### Geometry



$$x = A + 10 \text{ mm}$$

$$y = A - 0.25 \times A$$

$$z \sim B \times 1.1$$

Figura 57: Esquema guía de instalación de las piezas RENU SOL

Obteniendo las medidas de la siguiente manera:

A y B las hemos obtenido anteriormente, siendo estas:

$$A = 1667 \pm 3 \text{ mm}$$

$$B = 978,9 \pm 3 \text{ mm}$$

A partir de estas medidas podemos obtener el resto de dimensiones:

$$x = A + 10 \text{ (mm)} = (1667 \pm 3) + 10 = \mathbf{1677 \pm 3 \text{ mm}}$$

$$y = A - (0,25 \cdot A) = (1667 \pm 3) - [0,25 \cdot (1667 \pm 3)] \\ = \mathbf{1250,3 \pm 3 \text{ mm}}$$

$$z \approx B \cdot 1,1 = (978,9 \pm 3) \cdot 1,1 = \mathbf{1076,79 \text{ mm}}$$

Con estas dimensiones, la ocupación de un panel solar respecto a un plano paralelo del suelo será (figura 58):

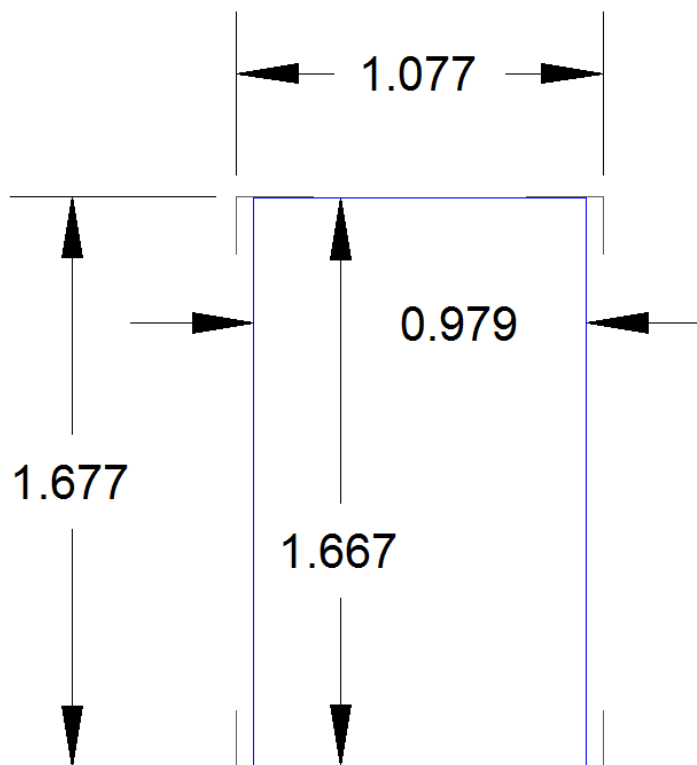


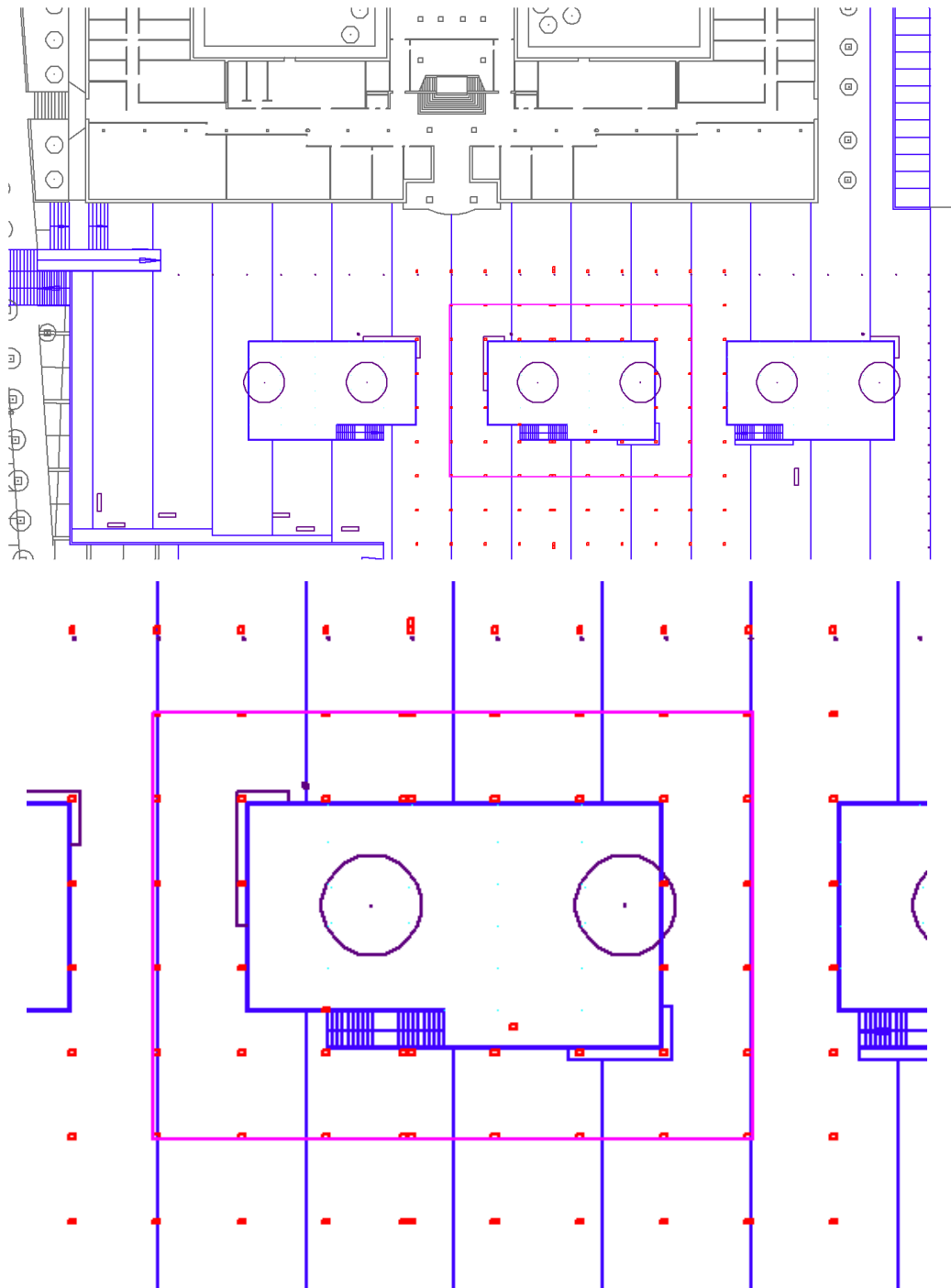
Figura 58: Dimensiones en planta del panel solar con inclinación 10°

Debido a que la estructura estará situada sobre el techo del aparcamiento subterráneo, y con objeto de asegurar la integridad de la instalación, los pilares de la estructura irán situados sobre los pilares inferiores del aparcamiento. Por tanto estos pilares son los que nos determinan los márgenes de la estructura (figura 59).



Hemos optado por elegir unos pilares perimetrales a la abertura del aparcamiento subterráneo y suficientemente alejado para que pueda haber más filas perimetrales de pilares donde pueda obtener apoyo la estructura.

(En rojo están marcados los pilares y en rosa los límites escogidos de la estructura)

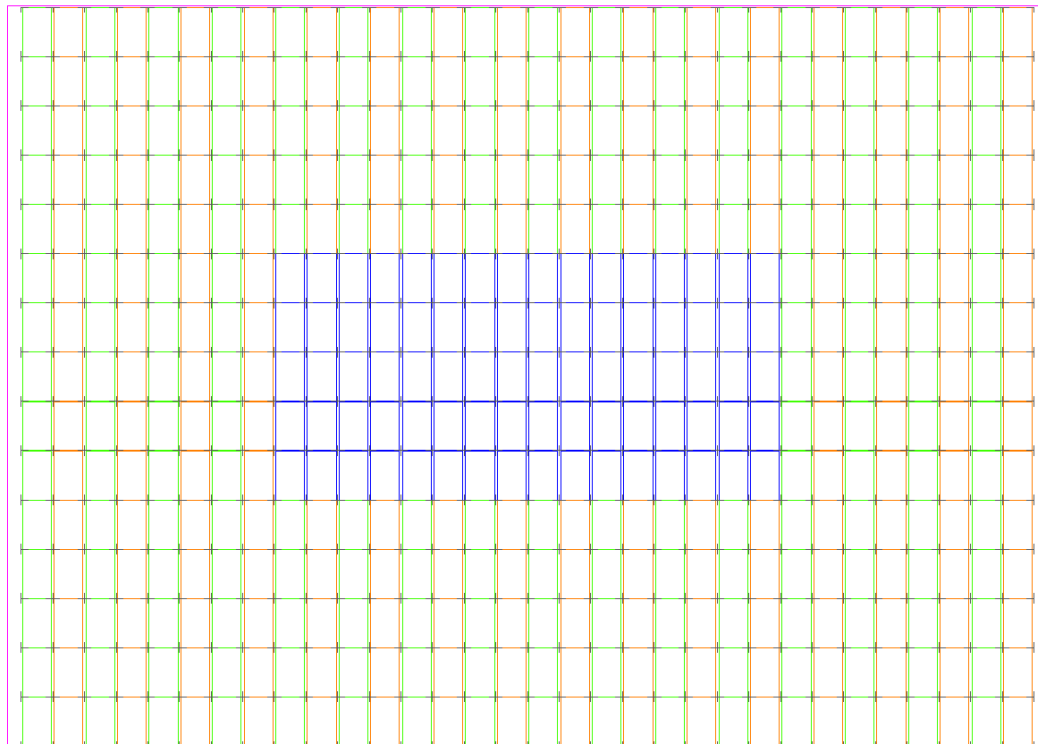


**Figura 59: Vista en planta de la plaza Campus Universitario y detalle de las columnas del aparcamiento**

Obteniendo un rectángulo de 35,4 x 25,25 metros, y de área 893,85 m<sup>2</sup>.

Bajo esta área hemos intentado introducir el máximo de paneles posibles, con sus respectivos márgenes para las piezas RENU SOL.

La forma óptima de situarlos nos ha dado como resultado un total de 480 Paneles. Puesto que nuestro máximo es 400, escogeremos los paneles auténticos de forma perimetral, dejando en el interior 80 espacios que cubriremos con las mamparas (*figura60*). Además las inclinaciones de los paneles comenzaran con la fila enfocada al Este, en la parte Este de la estructura, y acabarán en inclinación Oeste en la parte Oeste de la estructura, de tal forma que el impacto visual sea menor.



- Translucido
- Panel Oeste
- Panel Este

Figura 60: Diseño de Paneles y Cubierta

### **1.3. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN Y SELECCIÓN DEL INVERSOR**

Para la selección del inversor debemos considerar en el dimensionado las siguientes características:

1. Lado de Corriente Continua:

- Potencia nominal y potencia máxima;
- Tensión nominal y tensión máxima admisible;
- Campo de variación de la tensión MPPT

2. Lado Corriente Alterna:

- Potencia nominal y potencia máxima
- Intensidad nominal entregada
- Intervalo de temperatura ambiente
- Tensión máxima
- Factor de potencia
- Eficiencia de conversión máxima
- Diagrama de eficiencia o eficiencia europea:

La parte que tenemos que considerar es la parte de CC, ya que la parte en CA está determinada por las características de red, ya que estará directamente conectado a la red del edificio.

En cuanto al inversor, debemos garantizar un empleo seguro y productivo del inversor:

Evaluar las condiciones extremas de funcionamiento del generador FV (figura 61):

- Intervalo de funcionamiento del campo FV:
- Intervalo de funcionamiento del inversor en cc:

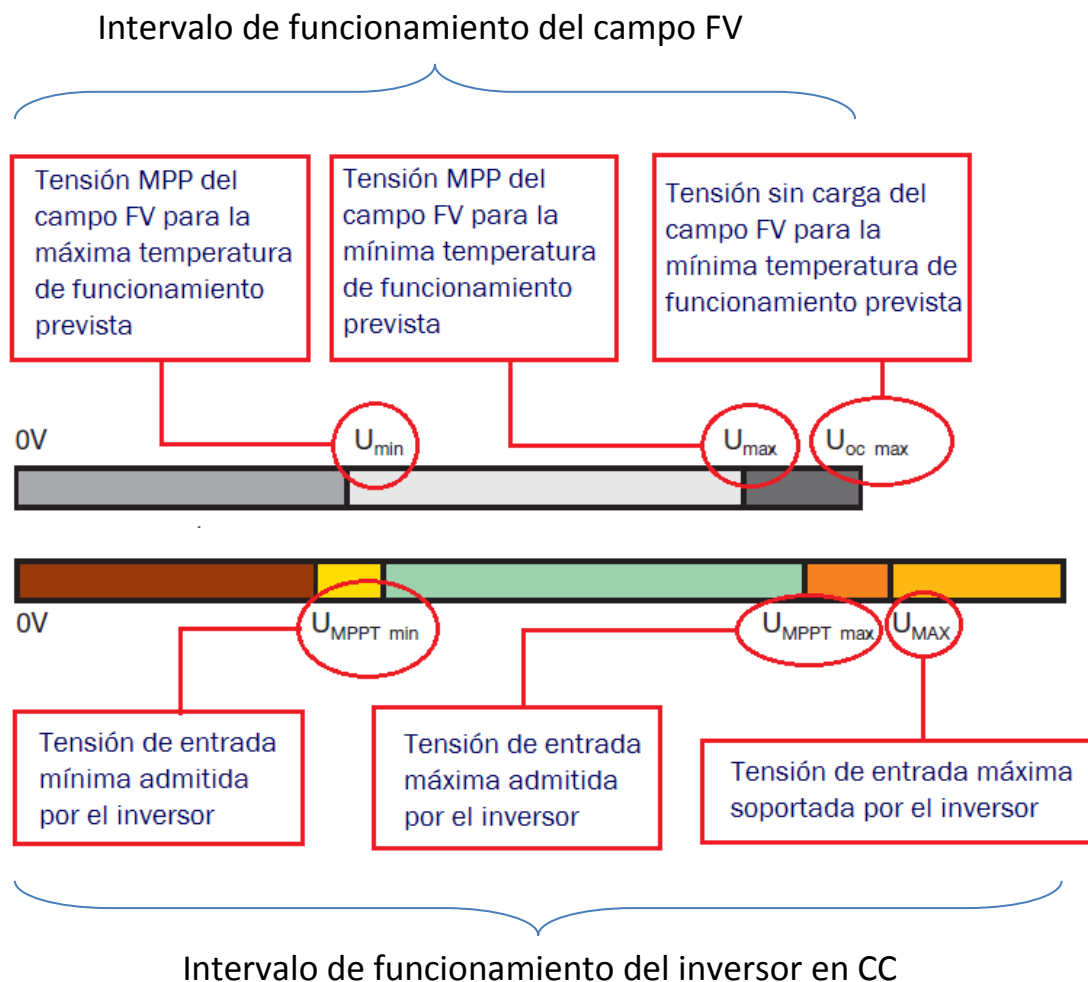


Figura 61: Intervalos de funcionamiento del campo FV y del inversor

Con estas características para el dimensionado y teniendo en cuenta los modelos elegidos (figura 62 y 63):

**Panel: ISF-250P**

**CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25 ° C, AM 1,5

<b>ISF - 250 P</b>	
Potencia nominal (Pmax)	250 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,85 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,27 A
Eficiencia	15,1%
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0/+3%

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>, TONC, temperatura ambiente 20 ° C, AM 1,5; velocidad del viento 1 m/s

<b>ISF - 250 P</b>	
Potencia máxima (Pmax)	182 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,7 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6,68 A

Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> según IEC 60904-1 5% (+/-3%)

**Figura 62: Características ISF-250P**

**Inversor: SolarMax 30HT4**

		<b>30HT4</b>	<b>32HT4</b>	
<b>Valores de entrada</b>	Rango de tensión MPP <sup>1)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>	
	Tensión CC mínima		250 V	
	Tensión CC máxima		1000 V	
	Corriente CC máxima		4 x 18 A	
	Número de MPP trackers		4	
	Potencia máx. del generador FV por cada tracker MPP <sup>5)</sup>		9'000 W	
	Número de conexiones de strings		4 x 2	
	Tipo de conector		Compatible con MC4	
<b>Valores de salida</b>	Potencia nominal	30'000 W	32'000 W	
	Potencia aparente máx.	30'000 VA	32'000 VA	
	Tensión nominal de red		3 x 400 V	
	Corriente CA máxima	3 x 44 A	3 x 47 A	
	Rango / Frecuencia nominal de red		50Hz / 45Hz...55Hz	
	Factor de potencia cos (φ)		Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado	
	Factor de armónicos a potencia nominal		< 3%	
	Tipo de conector		Borne roscado	
	Conexión de red		Trifásica (L1 / L2 / L3 / N / PE)	
Consumo de potencia nocturno		0 VA <sup>3)</sup>		
<b>Rendimiento</b>	Rendimiento máx.		98.0%	
	Rendimiento europ.		97.5%	

**Figura 63: SolarMax 30HT4**

Procederemos a su dimensionado.

### **1.3.1. DETERMINACIÓN DE N° DE PANELES EN SERIE**

Para determinar el número de paneles en serie obtendremos los rangos para el intervalo de funcionamiento del Campo Fotovoltaico. Para hallar los valores de tensión analíticamente utilizaremos la siguiente ecuación:

$$V_{OC}(T) = V_{OC/MPP,STC} - \mu_{V_{OC}} \cdot (25 - T)$$

Para obtener la Tensión *sin carga* del campo FV para la mínima temperatura de funcionamiento prevista ( $V_{OC}(-10^{\circ}\text{C})$ ) siendo

$$T_{\min} = -10^{\circ}\text{C}$$

$$\mu_{V_{OC}} = -134 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{OC,STC} = 37,60^{\circ}\text{C}$$

Obtenemos:

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 37,60 - (-134) \cdot (25 - (-10)) = \mathbf{42,29 V}$$

También podremos obtener este dato gráficamente, utilizando el gráfico de Tensión-Corriente proporcionado por la compañía (*figura 64*).

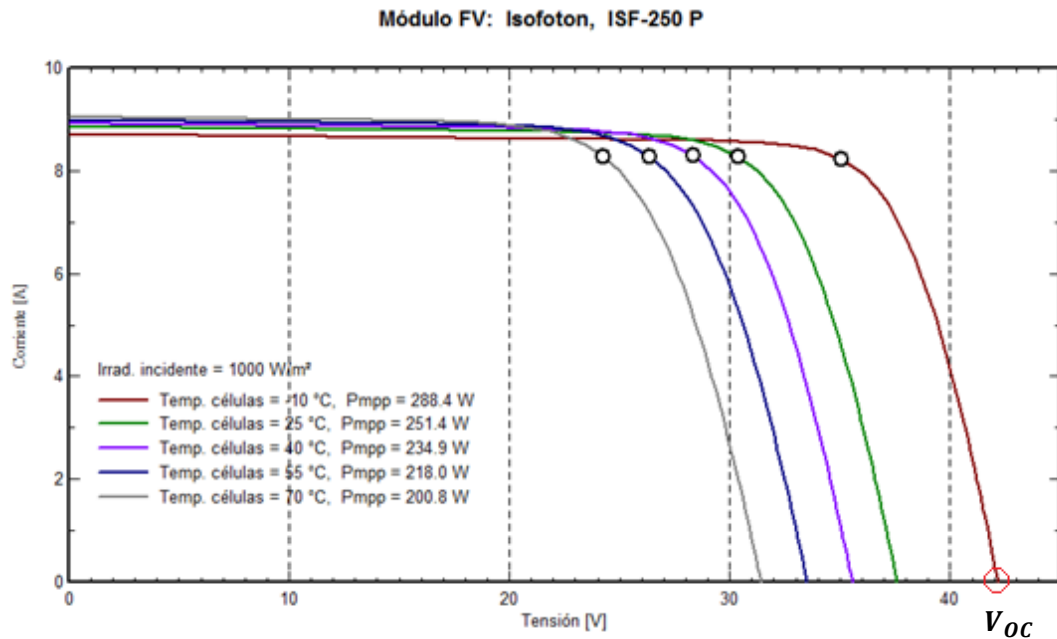


Figura 64: Gráfico Tensión-Corriente con señalización de  $V_{oc}$

Por otra parte hallaremos la Tensión MPP del campo FV ( $V_{MPP}$ ) para la máxima y para la mínima temperatura de funcionamiento previstas. Siendo

$$T_{\min} = -10^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\max} = 70^{\circ}\text{C}$$

$$\mu_{V_{oc}} = -134 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{MPP,STC} = 30,4^{\circ}\text{C}$$

Obtenemos:

$$V_{MPP}(-10^{\circ}\text{C}) = 30,40 - (-134) \cdot (25 - (-10)) = 35,09 \text{ V}$$

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = 30,40 - (-134) \cdot (25 - 70) = 24,37 \text{ V}$$

Obtenido gráficamente (figura 65):

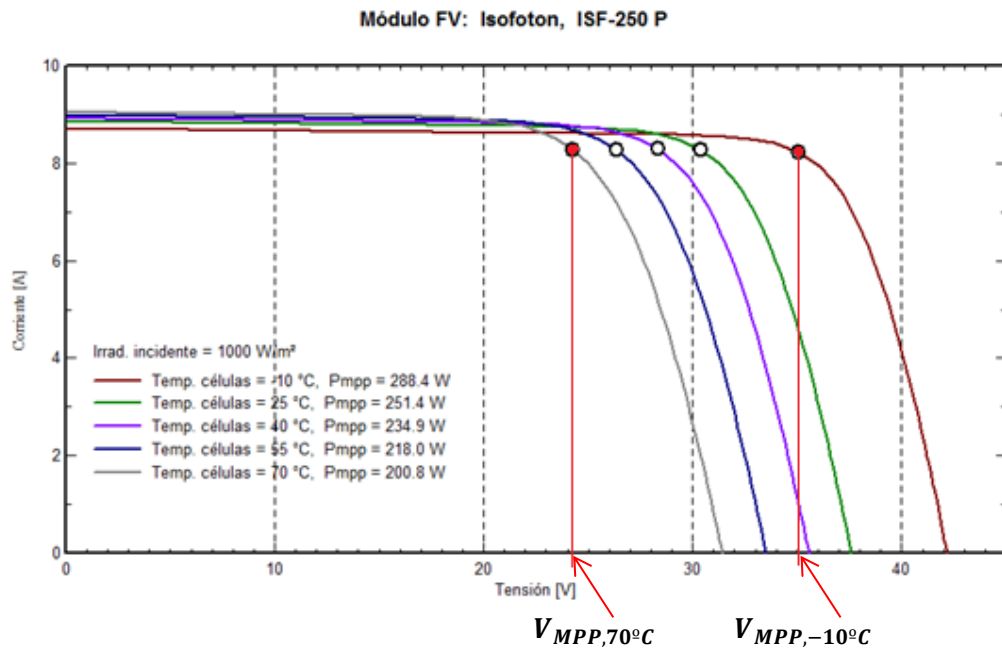


Figura 65: Gráfico Tensión-Corriente con señalización de  $V_{MPP}$  a  $70^{\circ}\text{C}$  y  $-10^{\circ}\text{C}$

Con estos valores obtenidos podemos determinar el rango de paneles en serie que podemos conectar. Para ello necesitamos los siguientes datos del inversor:

$$V_{MPP}^{\min} = 430 \text{ V}$$

$$V_{MPP}^{\max} = 850 \text{ V}$$

$$V_{\max} = 1000 \text{ V}$$

Con ello calculamos:

$$N_s^{\min} = \frac{V_{MPP}^{\min}}{V_{MPP}(70^{\circ}\text{C})} = \frac{430}{24,37} = 17,64 \approx 18 \text{ Paneles}$$

$$N_{s,1}^{\max} = \frac{V_{MPP}^{\max}}{V_{MPP}(-10^{\circ}\text{C})} = \frac{850}{35,09} = 24,22 \approx 24 \text{ Paneles}$$

$$N_{s,2}^{\max} = \frac{V_{\max}}{V_{OC}(-10^{\circ}\text{C})} = \frac{1000}{42,29} = 23,64 \approx 23 \text{ Paneles}$$

$$N_s^{\max} = \min(N_{s,1}^{\max}, N_{s,2}^{\max}) = \min(24,23) = 23 \text{ Paneles}$$



Siendo el rango de paneles en serie igual a:

$$18 \leq N_s \leq 23$$

Debido a que queremos instalar 400 paneles, debemos buscar un número divisor de 400. De los disponibles en ese rango el único posible es 20.

### **1.3.2. DETERMINACIÓN DE N° DE PANELES EN PARALELO**

Para determinar el número de ramas en paralelo (cadenas) dividiremos el total de paneles entre las opciones de paneles en serie disponibles, en este caso solo nos interesa la opción de 20.

$$N_p = \frac{N^{\circ}\text{Paneles}}{N_s}$$

$$N_{p1} = \frac{400}{20} = 20 \text{ ramas}$$

Teniendo en cuenta estos resultados, hemos optado por la opción de **20 cadenas de 20 paneles en serie cada una.**

### **1.3.3. DETERMINACIÓN DEL INVERSOR**

Dado el número de panes a instalar, la potencia total del campo FV será:

$$P_{\text{total}} = N_s \cdot N_p \cdot P_{\text{panel}} = 20 \cdot 20 \cdot 250 = 100000 \text{ W} = 100 \text{ kW}$$

La potencia máxima por cada tracker de MPP (entrada) del inversor es 9 kW. Aunque permite conexión de una potencia mayor aunque el inversor no la pueda usar. Cada una de las cadenas tiene una potencia nominal de  $20 \cdot 250 = 5000 = 5 \text{ kW}$ . Conectaremos dos cadenas a cada tracker aunque supere los 9kW ( $5 \cdot 2 = 10 \text{ kW}$ ) debido a que los paneles en Orientación Este/Oeste nunca nos darán el máximo de potencia, por tanto no llegaremos a exceder ese límite.

Por consecuencia necesitaremos 10 tracker de MPP para las 20 cadenas. Como cada tracker es independiente respecto al control del MPP, no tenemos problema en combinar ramas de distinta orientación, siempre que el par de cadenas que lleguen a tracker sí sean de la misma orientación.

Teniendo en cuenta que cada inversor tiene capacidad de 4 tracker, necesitaremos de 3 inversores. Dos de ellos ocuparán 3 de sus tracker con pares de cadenas de la misma orientación, quedando el último inversor con dos tracker de cada orientación. Esto se realizará ya que las orientaciones Este y Oeste no funcionan de la misma manera, ya que cuando el sol incida de manera que una orientación obtenga la máxima generación, la otra orientación no la obtendrá. Con esta conexión de cadenas a inversores no saturaremos un inversor y conseguiremos que los tres inversores funcionen de manera similar. Por otra parte de esta manera sobrarán dos tracker, uno por cada inversor que facilitará una futura ampliación.

La relación paneles/inversor será igual a:

$$\begin{aligned} \text{relación paneles/inversor} &= \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{inversor}}} = \frac{100\text{kW}}{30\text{kW} \cdot 3 \text{ inversores}} \\ &= 1,11 \end{aligned}$$

Por último debemos comprobar que la corriente máxima de las cadenas en paralelo que lleguen a los tracker no supere la corriente máxima que soportan:

$$I_{CC} \text{ Ramas en paralelo}_2 = 2 \cdot I_{MOD,CC,STC} = 2 \cdot 8,85 = 17,70 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{a}x} \text{ Inversor} = 18 \text{ A (por tracker)}$$

$$17,70 \leq 18$$

#### **1.4. CABLEADO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:**

Para calcular la sección del cableado necesario, analizaremos tramo a tramo siguiendo los dos criterios utilizados para la selección del mismo, y que serán:

##### **Por máxima intensidad admisible del cable:**

Se tendrá en cuenta lo indicado en la **IEC 60.634-7-712** (*The International Electrotechnical Commission*), que nos indica que a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar **1,25 veces la intensidad De cortocircuito en STC del módulo**. Así mismo, se tendrá en cuenta lo indicado en la **ITC-BT 40 punto 5**, que nos indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una **intensidad no inferior al 1,25 % de la máxima intensidad del generador**.

##### **Máxima caída de tensión permitida en el tramo de dicho cable:**

Se tendrá en cuenta lo indicado en el **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE**, la sección de los conductores debe asegurar que la **caída de tensión en STC en la parte de continua no supere el 1,5 %**. Para la parte de alterna, se seguirá lo indicado en la **ITC-BT 40** en su punto 5, es decir, la caída de **tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %**, para la intensidad nominal.

Para el cálculo de estas secciones y las caídas de tensión utilizaremos la siguiente tabla, tanto para corriente continua como para alterna:

Tipo de corriente	Sección	Caída de tensión	Pérdida de potencia	Siendo
CONTÍNUA ( $\cos \varphi = 1$ ) Y MONOFÁSICA	CONOCIDA LA INTENSIDAD		$\Delta W = \frac{200 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V^2 \cdot \cos^2 \varphi}$	$S$ = Sección del conductor, en mm <sup>2</sup> $I$ = Intensidad de corriente, en amperios $V$ = Tensión de servicio, en Voltios $W$ = Potencia transportada, en Watios $L$ = Longitud de la línea, en metros $\Delta V$ = Caída de tensión desde el principio hasta el final de la línea, en Voltios $\Delta W$ = Pérdida de potencia desde el principio hasta el final de la línea en % $K$ = Conductibilidad eléctrica, para el cobre 56
	$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta V}$	$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$		
	CONOCIDA LA POTENCIA			
	$S = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot \Delta V \cdot V}$	$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V}$		
TRIFÁSICA	CONOCIDA LA INTENSIDAD		$\Delta W = \frac{100 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V^2 \cdot \cos^2 \varphi}$	$S$ = Sección del conductor, en mm <sup>2</sup> $I$ = Intensidad de corriente, en amperios $V$ = Tensión de servicio, en Voltios $W$ = Potencia transportada, en Watios $L$ = Longitud de la línea, en metros $\Delta V$ = Caída de tensión desde el principio hasta el final de la línea, en Voltios $\Delta W$ = Pérdida de potencia desde el principio hasta el final de la línea en % $K$ = Conductibilidad eléctrica, para el cobre 56
	$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta V}$	$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$		
	CONOCIDA LA POTENCIA			
	$S = \frac{L \cdot W}{K \cdot \Delta V \cdot V}$	$\Delta V = \frac{L \cdot W}{K \cdot S \cdot V}$		

Tabla 4: Cálculo de secciones y caídas de tensión

#### 1.4.1. TRAMO 1: Cableado en corriente continua (1/2)

Este tramo pertenece a la conexión entre las cadenas de paneles y las cajas de conexiones CC. Se realiza en corriente continua.

##### Criterio de intensidad máxima admisible:

Teniendo en cuenta lo indicado en la norma IEC 60.364-7-712, tendremos que el conductor deberá soportar:

$$1,25 \cdot I_{MOD,CC,STC} = 1,25 \cdot 8,85 = 11,06 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que los instalaremos en canaletas o conductos en montaje superficial, o empotrados en la estructura de sujeción de los paneles, según la tabla 1 de la ITC-BT-19 que recoge lo estipulado en la tabla 52bis de la Norma UNE 20.460-5-523, la sección mínima del conductor a utilizar (tipo B1 – 2xXLPE) sería de 1,5 mm<sup>2</sup> que es capaz de soportar 20 A (tabla 5).

Tabla 52-B1 y A.52-1 bis. (UNE 20460-5-523:20004)










Instalación de referencia		Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	AI																	
			A2	PVC3	PVC2															
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	B1																	
			B2																	
			C																	
			E																	
			F																	
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera/ mamp.	B1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13					
			S (mm <sup>2</sup> )																	
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera/map.	B2	Cobre																	
			1.5	11	11.5	12	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18	18.5	
	Cables unipolares; o multipolares sobre una pared de madera/manp.	C	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	-	-	-	-		
			4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-	-	-	-	-	
			6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-	-	-	-	-	-
			10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-	-	-	-	-	-
			16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-	-	-	-	-	-
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	-	-	-		
			35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	-	-	-	-	
			50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	-	-	-	-	
			70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269	-	-	-	-	-
			95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327	-	-	-	-	-
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro ≥ a 0,3 veces φ del cable	E	120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380	-	-	-		
			150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438	-	-	-	-	
			185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500	-	-	-	-	
			240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590	-	-	-	-	
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro ≥ φ del cable	F	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PVC: Policloruro de vinilo (70 °)</li> <li>• XLPE: Polietileno reticulado (90 °)</li> <li>• EPR: Etileno-propileno (90 °)</li> </ul>																	
				Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos ≥ el φ del cable	G															

Tabla 5: tabla 1 de la ITC-BT 19 para tramo 1

Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC no superará el 1,5 %, en nuestro caso para cada rama vamos a imponer una caída de tensión máxima del 0.5 %. Así, para los casos más desfavorables tendríamos considerando:

$$I_{MOD,MÁX,STC} = 8,27 \text{ A Intensidad en el punto de máxima potencia}$$

$$V_{MOD,MÁX,STC} = 30,4$$

$$\Delta V = 0,005 \cdot N_s \cdot V_{MOD,MÁX,STC} = 0,005 \cdot 20 \cdot 30,4 = 3,04$$

$$L_{MÁX} = 35$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 8,27}{56 \cdot 3,04} = 3,40 \text{ mm}^2$$

Por lo que vemos que el criterio de caída máxima de tensión admisible determina en este caso la sección del tramo a una sección mínima de 4 mm<sup>2</sup>, que es la inmediata superior normalizada a 3,40 mm<sup>2</sup>.

Por tanto, optaremos por disponer para estos tramos cables de **sección nominal 4 mm<sup>2</sup>**.

Luego la caída de tensión real que como máximo tendremos en cada rama será de:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot S} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 8,27}{56 \cdot 4} = 2,58 \text{ V}$$
$$En \% \rightarrow \frac{2,58}{20 \cdot 30,4} \cdot 100 = 0,425\% \leq 0,5\%$$

Es decir, tendremos una caída de tensión real del **0,425 %**.

#### **1.4.2. TRAMO 2: Cableado en corriente continua (2/2)**

Este tramo pertenece a la conexión entre las cajas de conexiones CC y los inversores. Se realiza en corriente continua.

Para calcular los conductores de estos tramos, debemos tener en cuenta que disponemos de dos cajas de conexiones CC, en las que enlazan 10 cadenas a cada una (2x10 conductores), uniéndose de dos en dos y por tanto saliendo 5x2 cables de cada una. Irán en una bandeja perforada pegada al techo del aparcamiento subterráneo. Cada caja de conexiones tendrá su propia bandeja independiente hasta llegar a la sala del inversor. Por tanto en cada bandeja circularán un total de 5 circuitos. La distancia entre la caja de conexiones más alejada del inversor es 60m.

Criterio de intensidad máxima admisible:

En este caso el tramo deberá soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito de dos cadenas, por lo que deberá cumplir:

$$1,25 \cdot I_{MOD,CC,STC} \cdot 2 = 1,25 \cdot 8,85 \cdot 2 = 22,12 A$$

Teniendo en cuenta que los instalaremos en canaletas o conductos en montaje superficial, o empotrados en la estructura de sujeción de los paneles, según la tabla 1 de la ITC-BT-19, la sección mínima del conductor a utilizar (tipo B1 - 2xXLPE) sería de 2,5 mm<sup>2</sup> que es capaz de soportar 26,5 A. No obstante como en la misma bandeja discurren 5 circuitos en paralelo durante más de 2 m de longitud, debemos aplicar un factor de corrección dado por la tabla A.52-3 de la norma UNE 20.460-5-523, por lo que tenemos que el cable de 2,5 mm<sup>2</sup> soportará una intensidad de: 26,5 · 0,75 = 19,88 A, inferior a la calculada (tabla 7). Por tanto deberemos utilizar la siguiente sección normalizada, que es 4 mm<sup>2</sup> capaz de soportar 36 A, y aplicando el factor de corrección: 36 · 0,75=27 A, superior a la calculada por lo que podría ser válido el cable de 4 mm<sup>2</sup> de sección nominal, según el criterio de intensidad máxima admisible (tabla 6).

Tabla 52-B1 y A.52-1 bis. (UNE 20460-5-523:20004)

Instalación de referencia	Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento													
		AI	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2									
	AI														
	A2	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2										
	B1			PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2								
	B2			PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2								
	C					PVC3	XLPE3	XLPE2							
	F							PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2				
	B1	S (mm <sup>2</sup> )	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	Cobre														
	B2	1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	21	24	-	-	
		2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	-	-
		4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-	-
		6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-	-
		10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-	-
		16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-	-
	C	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	
		35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
		50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
		70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
		95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
		120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
	D	150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
		185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
		240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
	E														
	F														
	G														

• PVC: Policloruro de vinilo (70 °)  
 • XLPE: Polietileno reticulado (90 °)  
 • EPR: Etileno-propileno (90 °)

Tabla 6: tabla 1 de la ITC-BT 19 para tramo 2

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60			
4	Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines), etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80			

Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.  
 Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.  
 Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.  
 Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.  
 Nota 5. Si un número se compone de "n" conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como "n/2" circuitos de dos conductores o "n/3" circuitos de tres conductores cargados.

Tabla 7: tabla A.52-3 de la norma UNE 20.460-5-523 para número de circuitos. Tramo 2

Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC no superará el 1,5 % Por lo que para este tramo vamos a imponer la caída de tensión de otro 0,5 que sumado al tramo anterior, alcanzaríamos el 1 %. Así, tendremos que:

$$I_{MOD,MÁX,STC} \cdot 2 \text{ cadenas} = 8,27 \cdot 2 = 16,54 \text{ A}$$

$$V_{MOD,MÁX,STC} = 30,4$$

$$\Delta V = 0,005 \cdot N_S \cdot V_{MOD,MÁX,STC} = 0,005 \cdot 20 \cdot 30,4 = 3,04$$

$$L_{MÁX} = 60$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot (I \cdot N_{\text{cadenas en paralelo}})}{K \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 16,54}{56 \cdot 3,04} = 11,65 \text{ mm}^2$$



Por lo que vemos que el criterio de caída máxima de tensión admisible determina en este caso la sección del tramo a una sección mínima de 16 mm<sup>2</sup>, que es la inmediata superior normalizada a 11,65 mm<sup>2</sup>.

Por tanto podríamos por disponer para estos tramos cables de sección nominal 16 mm<sup>2</sup>, aunque optaremos por una **sección de 10 mm<sup>2</sup>**, la apenas inferior a sección admisible, pero que compensaremos con otros tramos. La intención de disminuir en este tramo la sección es debido a la cantidad de cables que haremos circular a la vez. De esta manera si fuera necesario aumentaremos la sección en tramos más cortos y de menor número de cables, facilitando tanto el montaje como el transporte de los cables.

Luego la caída de tensión real que como máximo tendremos en cada rama será de:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot S} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 16,54}{56 \cdot 10} = \mathbf{3,544 V}$$

$$En \% \rightarrow \frac{3,544}{20 \cdot 30,4} \cdot 100 = \mathbf{0,583\%} \leq 1\%$$

Es decir, tendremos una caída de tensión real del **0,583 %** en el tramo más crítico.

Con esto concluimos con una caída de tensión de 0,583 + 0,425 = 1,008 % , entre los dos primeros tramos en corriente continua.

### **1.4.3. TRAMO 3: Cableado en corriente alterna**

Este tramo pertenece a la conexión entre el inversor y el Cuadro de Baja tensión del edificio. Los cables irán en bandeja perforada. Los cálculos se realizarán para un inversor, siendo equivalente para los otros dos.

Criterio de intensidad máxima admisible:

En este caso el tramo deberá soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida del inversor. Dicha intensidad nominal vendrá dada por la expresión:

$$I_{INVERSOR,AC} = \frac{P_{INV,N}}{V_{INV,N}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 43,30 A$$

Por lo que este tramo deberá soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$1,25 \cdot I_{INVERSOR,AC} = 1,25 \cdot 43,30 = 54,12 A$$

Teniendo en cuenta que se encuentra instalado sobre bandeja perforada y consultando la tabla 1 de la ITC BT 019, tipo de montaje F - 3 x XLPE, tenemos que el cable de 10 mm<sup>2</sup> aguantan una intensidad de 68 A, superior a la calculada anteriormente (tabla 8).

**Tabla 52-B1 y A.52-1 bis. (UNE 20460-5-523:20004)**

Instalación de referencia		Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento														
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	AI	AI	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2										
			A2	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2										
			B1			PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2						
			B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	C				PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2							
			E				PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2							
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera/ mamp.	B1	S (mm <sup>2</sup> )	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
			Cobre														
			1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	-		
			2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	-		
			4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	40	45	-		
			6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	50	57	-		
			10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-		
			16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-		
			25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140		
			35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174		
			50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210		
			70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269		
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327					
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380					
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438					
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500					
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590					
	Cables unipolares en contacto al aire libre. Distancia al muro ≥ φ del cable	F	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PVC: Policloruro de vinilo (70 °)</li> <li>• XLPE: Polietileno reticulado (90 °)</li> <li>• EPR: Etileno-propileno (90 °)</li> </ul>														
				Cables unipolares espaciados al aire libre. Distancia entre ellos ≥ el φ del cable	G												

Tabla 8: tabla 1 de la ITC-BT 19 para tramo 3

Criterio de caída de tensión máxima permisible:

En nuestro caso el Inversor es trifásico con  $\cos \varphi=1$ , imponiendo una caída de tensión máxima del 0,5 % (restante del 1,5% permitido), y teniendo en cuenta:

$$I_{INVERSOR,AC} = 43,30 \text{ A}$$

$$V_{INV,N} = 400 \text{ V}$$

$$\Delta V = 0,005 \cdot V_{INV,N} = 0,005 \cdot 400 = 2 \text{ V}$$

$$L_{MÁX} = 10 \text{ m}$$

Tendremos que:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 43,30 \cdot \cos(1)}{56 \cdot 2} = 6,69 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta ambos criterios, emplearemos cables de 10 mm2 de sección nominal para cada una de las fases y neutro.

La caída de tensión real que como máximo tendremos en este tramo será de:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos(\varphi)}{K \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 43,30 \cdot \cos(1)}{56 \cdot 10} = 1,339 \text{ V}$$

$$\text{En \%} \rightarrow \frac{1,339}{400} \cdot 100 = 0,335 \% \leq 1,5\%$$

Es decir, tendremos una caída de tensión real del 0,335 %.

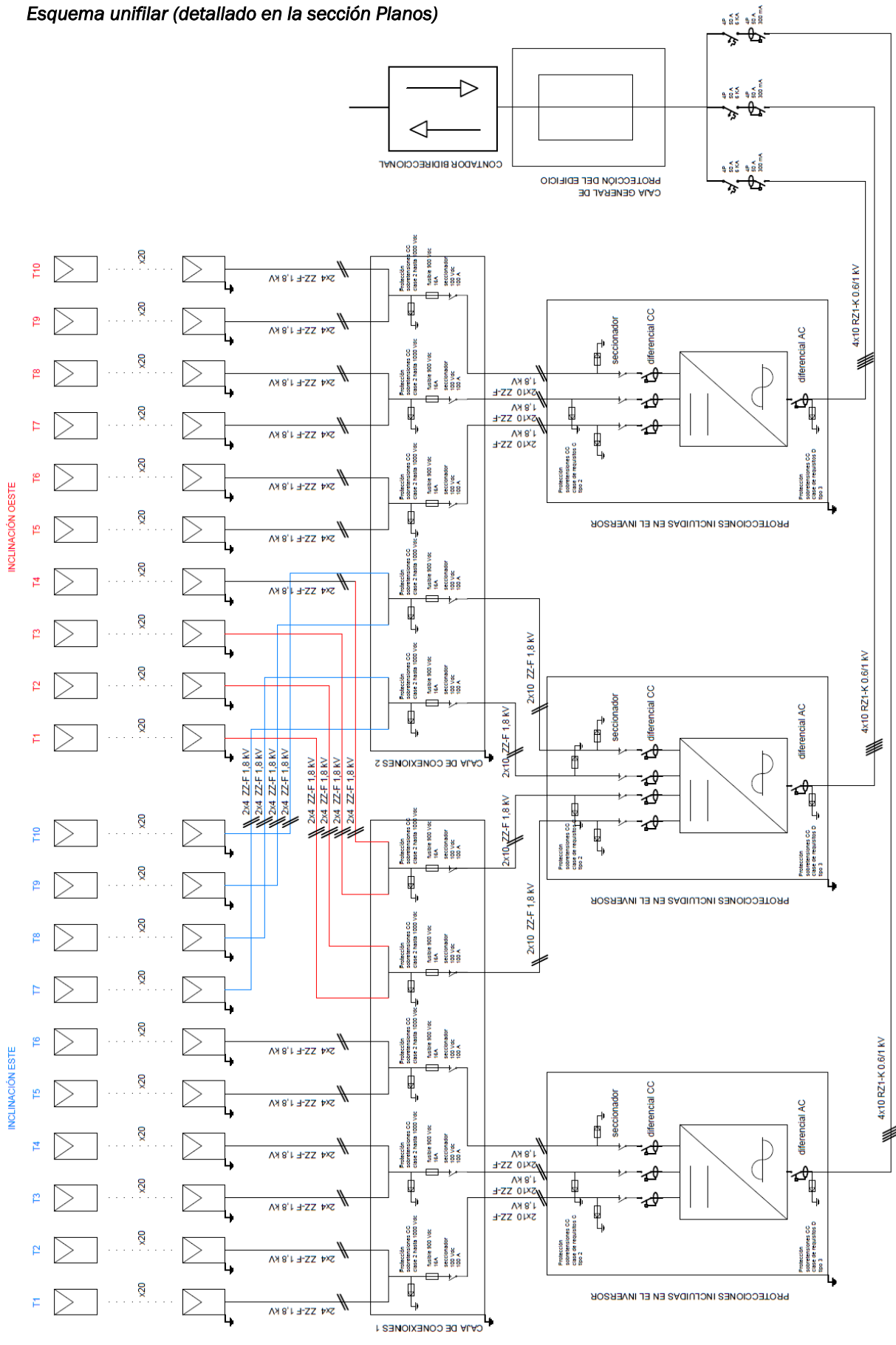
Sumando los tres tamos obtenemos una caída de tensión total de:

$$0,583 + 0,425 + 0,335 = 1,343 \% \leq 1,5\%$$

Como vemos se compensan las caídas de tensiones, aunque sean superiores a 0.5% en algunos tramos, no llegando en total al 1,5% permitido.

“Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la Plaza Campus Universitario y sistema de recarga de coches eléctricos en el aparcamiento subterráneo”

Esquema unifilar (detallado en la sección Planos)



## **1.5. CABLEADO SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

Para la elección del conductor de la instalación de recarga deberemos tener en cuenta tanto la intensidad máxima de trabajo como la caída de tensión máxima admisible según reglamento (ITC BT-52).

Para ello contaremos la potencia que consumen 4 tomas de recarga RVE-SL más el consumo del master RVE-CM20. Sin embargo, añadiremos la carga de 2 tomas más de recarga, sobredimensionando la instalación para posibilitar una posible ampliación.

Para la elección del conductor de la parte de corriente alterna (CA) seguiremos lo indicado en la ITC BT-19 y 52 del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Esta instrucción nos impone que la caída de tensión máxima admisible en cualquier circuito desde su origen hasta el punto de recarga no será superior al 5 %. Por ello impondremos una caída de tensión máxima de 2% para el primer tramos y del 3% para el segundo tramo.

### **1.5.1. Tramo 1: CGPM hasta RVE-CM20**

Se realizará desde el CGPM hasta el dispositivo RVE-CM20. Se aprovecharán las bandejas utilizadas para los cables entre la caja de conexiones y el inversor.

Deberemos sumar la carga de 6 tomas de recarga y del master:

$$P_{m\acute{a}x} = 4 \cdot P_{RVE-SL} + P_{RVE-CM20} = 4 \cdot 3,6 + 0,2 = 14,6 \text{ kW}$$

Considerando:

$$L = 25 \text{ m}$$

$$\Delta V = 0,02 \cdot V = 0,02 \cdot 230 = 4,6 \text{ V}$$

$$W = P_{m\acute{a}x} = 14,6 \text{ kW}$$

La sección mínima será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 14600}{56 \cdot 4,6 \cdot 230} = 12,32 \text{ mm}^2$$

Por tanto, atendiendo a las secciones normalizadas, utilizaremos cables de 16 mm<sup>2</sup> de sección nominal.

La caída de tensión real que como máximo tendremos en este tramo será de:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 14600}{56 \cdot 16 \cdot 230} = 3,54 \text{ V}$$

$$\text{En \%} \rightarrow \frac{3,54}{230} \cdot 100 = 1,54 \%$$

Es decir, tendremos una caída de tensión real del 1,54 %.

### **1.5.2. Tramo 2: RVE-CM20 hasta RVE-SL**

Este tramos ira desde la estación master RVE-CM20 hasta cada una de las tomas RVE-SL. Por tanto únicamente tendremos la carga de dicha estación de recarga.

Considerando:

$$L = 20 \text{ m}$$

$$\Delta V = 0,03 \cdot V = 0,03 \cdot 230 = 6,9 \text{ V}$$

$$W = P_{\text{máx}} = 3,6 \text{ kW}$$

La sección mínima será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 3600}{56 \cdot 6,9 \cdot 230} = 1,62 \text{ mm}^2$$

Por tanto, atendiendo a las secciones normalizadas, podríamos utilizaremos cables de  $2,5 \text{ mm}^2$  de sección nominal. Aunque para sobredimensionar y dar posible margen nos decantaremos por cables de **4 mm<sup>2</sup> de sección nominal**.

La caída de tensión real que como máximo tendremos en este tramo será de:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 3600}{56 \cdot 4 \cdot 230} = 2,80 \text{ V}$$

$$\text{En \%} \rightarrow \frac{2,80}{230} \cdot 100 = 1,22 \%$$

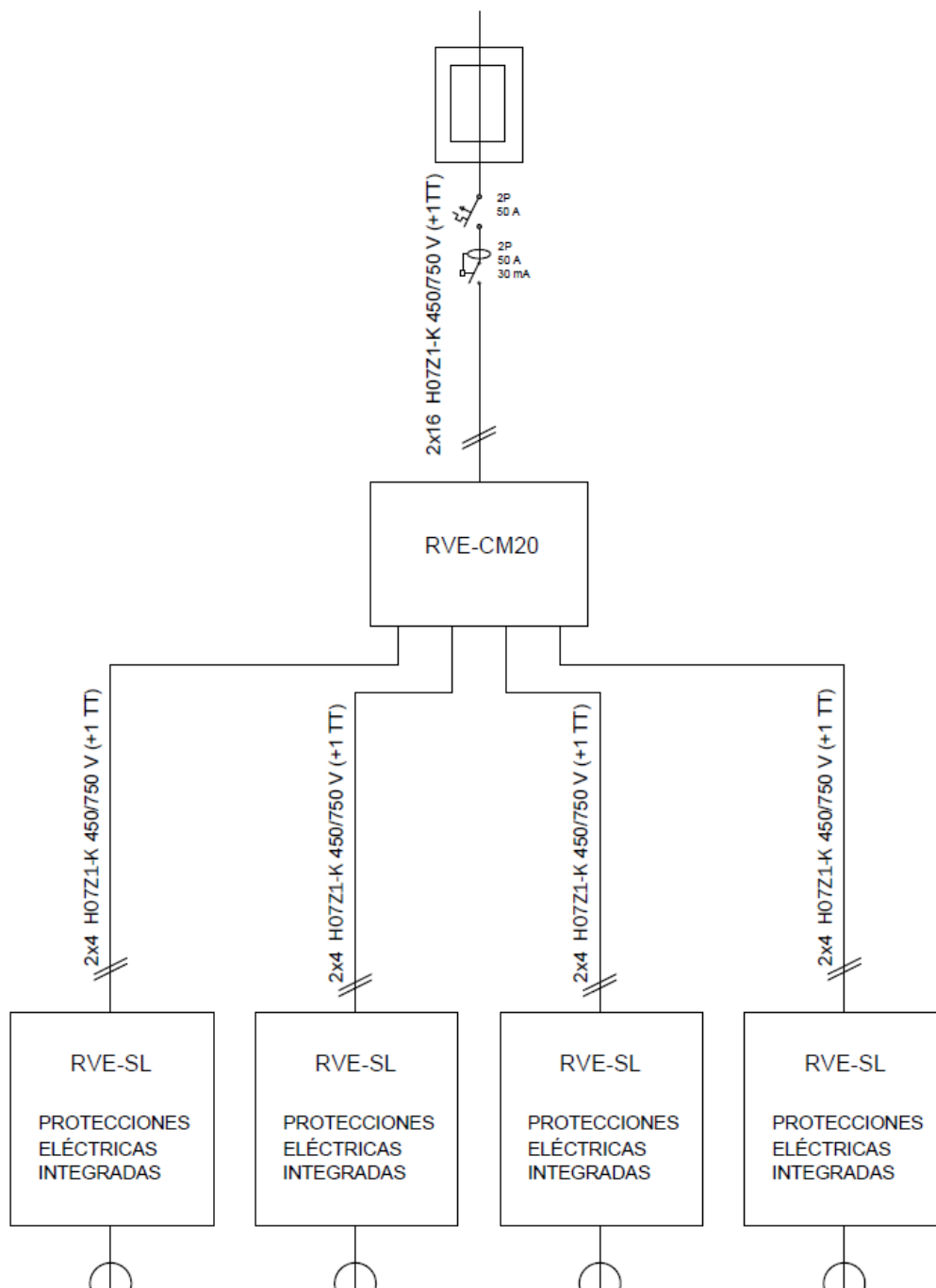
Es decir, tendremos una caída de tensión real del **1,22 %**.

El total de la caída de tensión en esta instalación de recarga de vehículos eléctricos es:

$$1,54 + 1,22 = 2,76\%$$

Muy inferior al 5% permitido.

Esquema unifilar (detallado en la sección Planos)





## **2. SIMULACIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

Mediante el programa PVSyst V6.34 hemos realizado una simulación de la instalación fotovoltaica, con objeto de comprobar el correcto funcionamiento además de observar resultados tales como la obtención de energía aprovechada por los paneles y la cantidad de energía disponible a la salida del inversor.

Hemos realizado 4 simulaciones:

1. Simulación del sistema completo, con todos los paneles y los inversores de la instalación
2. Simulación del inversor 1 (únicamente paneles Este)
3. Simulación del inversor 2 (únicamente paneles Oeste)
4. Simulación del inversor 3 (mezcla de orientaciones)

El objeto de estas 4 simulaciones es apreciar la ventada tanto de las inclinaciones Este Oeste, como de los trackers independientes de los inversores.

En la primera simulación podemos observar la energía total producidas por el sistema, además de las pérdidas generadas:

## DISEÑO DE UNA MARQUESINA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA PLAZA CAMPUS UNIVERSITARIO ORIENTACION ESTE/OESTE

### Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** Proyecto Autoconsumo Valladolid Plaza Capus universitario

**Lugar geográfico** Valladolid País España

**Ubicación** Latitud 41.6°N Longitud 4.8°W

Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT+1 Altitud 719 m

Albedo 0.20

**Datos climatológicos** Valladolid-PlazaUniversidad Síntesis - PVGIS\_SAF 1998-2011

**Variante de simulación :** Orientación Este/Oeste imagen

Fecha de simulación 26/03/15 01h38

#### Parámetros de la simulación

**2 orientations** Tilts/Azimuths 10°/-120° and 10°/60°

**Modelos empleados** Transposición Perez Difuso Erbs, Meteonorm

**Perfil obstáculos** Sin perfil de obstáculos

**Sombras cercadas** Detailed electrical calculations (acc. to module layout)

#### Características generador FV

**Módulo FV** Si-poly Modelo **ISF-250 P**

Fabricante Isofoton

Número de módulos FV En serie 20 módulos En paralelo 20 cadenas

Nº total de módulos FV Nº módulos 400 Pnom unitaria 250 Wp

Potencia global generador Nominal (STC) **100 kWp** En cond. funciona. 89.5 kWp (50°C)

Caract. funcionamiento del generador (50°C) **540 V** I mpp 166 A

Superficie total Superficie módulos **663 m<sup>2</sup>**

**Inversor** Modelo **SolarMax 30HT4**

Fabricante SolarMax

Características Tensión Funciona. 250-800 V Pnom unitaria 30.0 kWac

Banco de inversores Nº de inversores 3 unidades Potencia total 90.0 kWac

#### Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K Uv (viento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K / m/s

Pérdida Óhmica en el Cableado global generador 55 m Ohm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC

Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -0.8 %

Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

**Necesidades de los usuarios :** Carga ilimitada (red)

## DISEÑO DE UNA MARQUESINA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA PLAZA CAMPUS UNIVERSITARIO ORIENTACION ESTE/OESTE

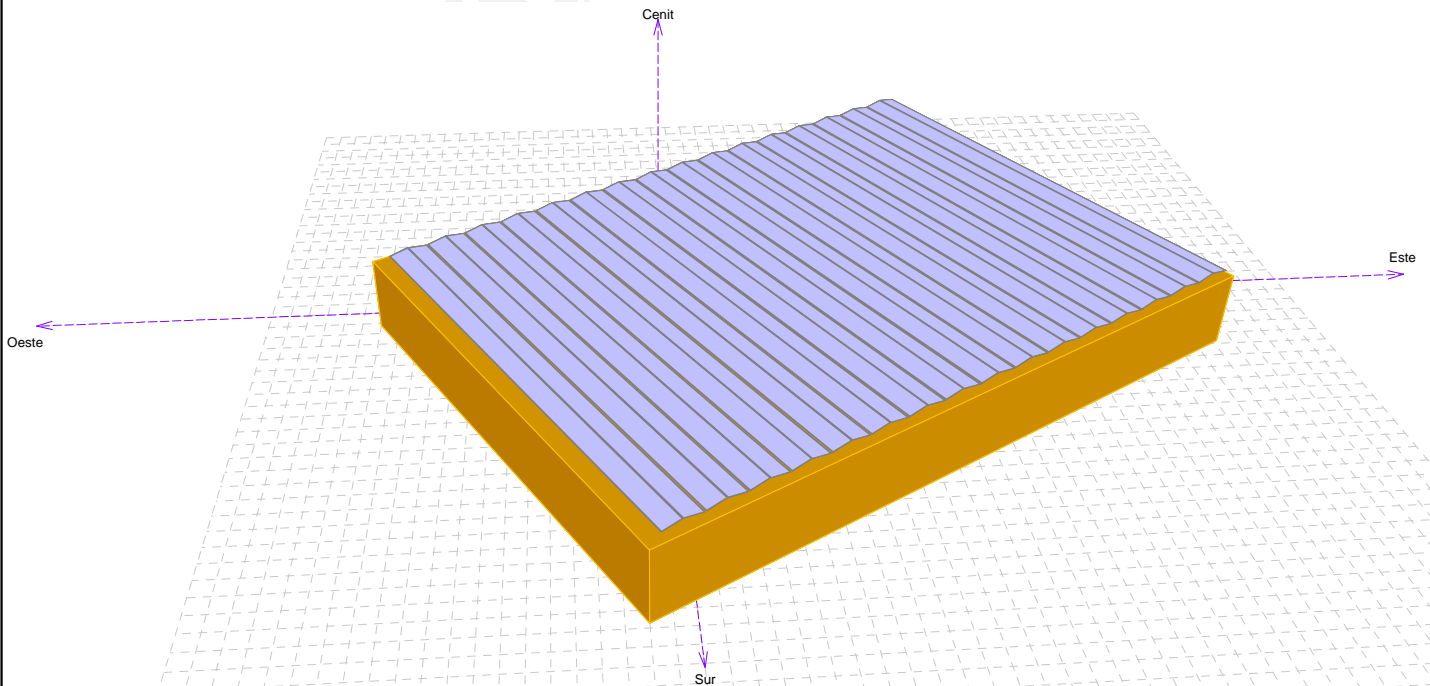
### Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** Proyecto Autoconsumo Valladolid Plaza Capus universitario

**Variante de simulación :** Orientación Este/Oeste imagen

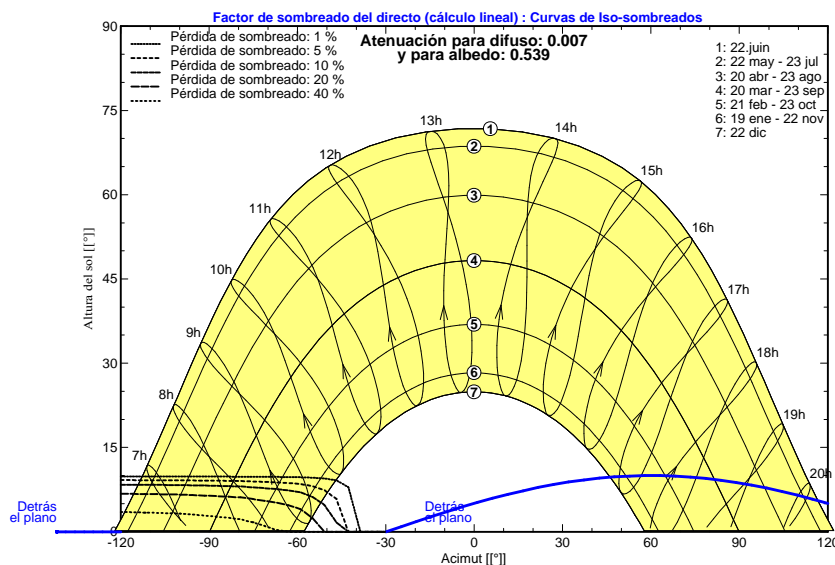
Parámetros principales del sistema		Sistema conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b> (Detailed electrical calculations (acc. to module layout))			
Orientación Campos FV	2 orientations	Inclinación/Acimut = 10°/-120° y 10°/60°	
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	Nº de módulos	400	Pnom total <b>100 kWp</b>
Inversor	Modelo	SolarMax 30HT4	Pnom 30.0 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	3.0	Pnom total <b>90.0 kW ac</b>
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)	

### Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano



### Diagrama de Iso-sombrados

Proyecto Autoconsumo Valladolid Plaza Capus universitario



**DISEÑO DE UNA MARQUESINA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA PLAZA CAMPUS UNIVERSITARIO**  
**ORIENTACION ESTE/OESTE**

**Sistema Conectado a la Red: Resultados principales**

**Proyecto :** Proyecto Autoconsumo Valladolid Plaza Capus universitario

**Variante de simulación :** Orientación Este/Oeste imagen

**Parámetros principales del sistema sistema Conectado a la red**

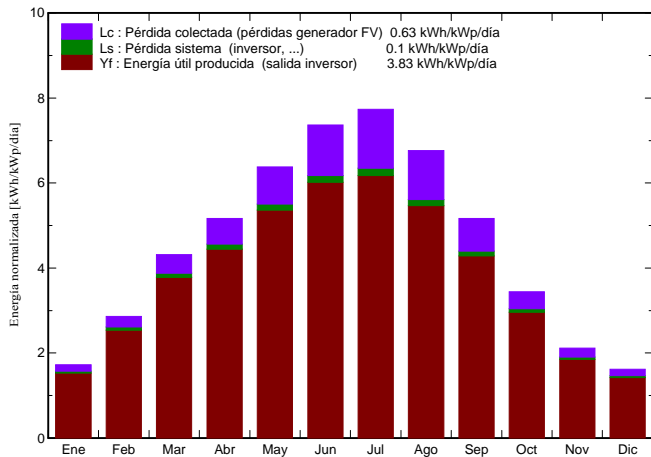
**Sombras cercadas** Detailed electrical calculations (acc. to module layout)  
 Orientación Campos FV 2 orientations Inclinación/Acimut = 10°/-120° y 10°/60°  
 Módulos FV Modelo ISF-250 P Pnom 250 Wp  
 Generador FV N° de módulos 400 Pnom total **100 kWp**  
 Inversor Modelo SolarMax 30HT4 Pnom 30.0 kW ac  
 Banco de inversores N° de unidades 3.0 Pnom total **90.0 kW ac**  
 Necesidades de los usuarios Carga ilimitada (red)

**Resultados principales de la simulación**

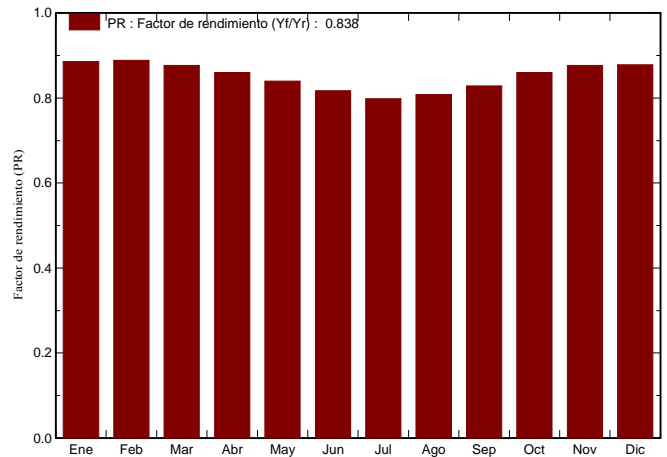
Producción del Sistema **Energía producida 139.7 MWh/año** específico 1397 kWh/kWp/año

Factor de rendimiento (PR) 83.8 %

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 100 kWp**



**Factor de rendimiento (PR)**



**Orientación Este/Oeste imagen**  
**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	53.6	3.70	53.5	49.7	4.89	4.74	13.78	13.36
Febrero	80.4	4.80	80.1	75.2	7.31	7.12	13.78	13.41
Marzo	134.5	7.90	133.8	127.5	12.03	11.73	13.57	13.23
Abril	156.0	10.20	155.0	148.6	13.70	13.34	13.33	12.98
Mayo	199.0	14.50	197.8	190.5	17.07	16.62	13.02	12.68
Junio	221.7	19.80	221.0	213.3	18.54	18.05	12.66	12.33
Julio	241.2	22.10	239.9	232.1	19.69	19.15	12.38	12.04
Agosto	210.8	21.90	209.7	202.4	17.39	16.94	12.51	12.19
Septiembre	155.7	18.20	155.0	148.5	13.19	12.85	12.83	12.50
Octubre	107.3	12.90	106.8	100.9	9.42	9.18	13.31	12.98
Noviembre	63.6	7.30	63.4	59.0	5.73	5.56	13.63	13.23
Diciembre	50.5	4.00	50.2	46.3	4.56	4.41	13.69	13.25
Año	1674.3	12.32	1666.2	1593.9	143.52	139.70	13.00	12.65

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador  
 T Amb Temperatura Ambiente E\_Grid Energía reinyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

**DISEÑO DE UNA MARQUESINA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA PLAZA CAMPUS UNIVERSITARIO  
ORIENTACION ESTE/OESTE**

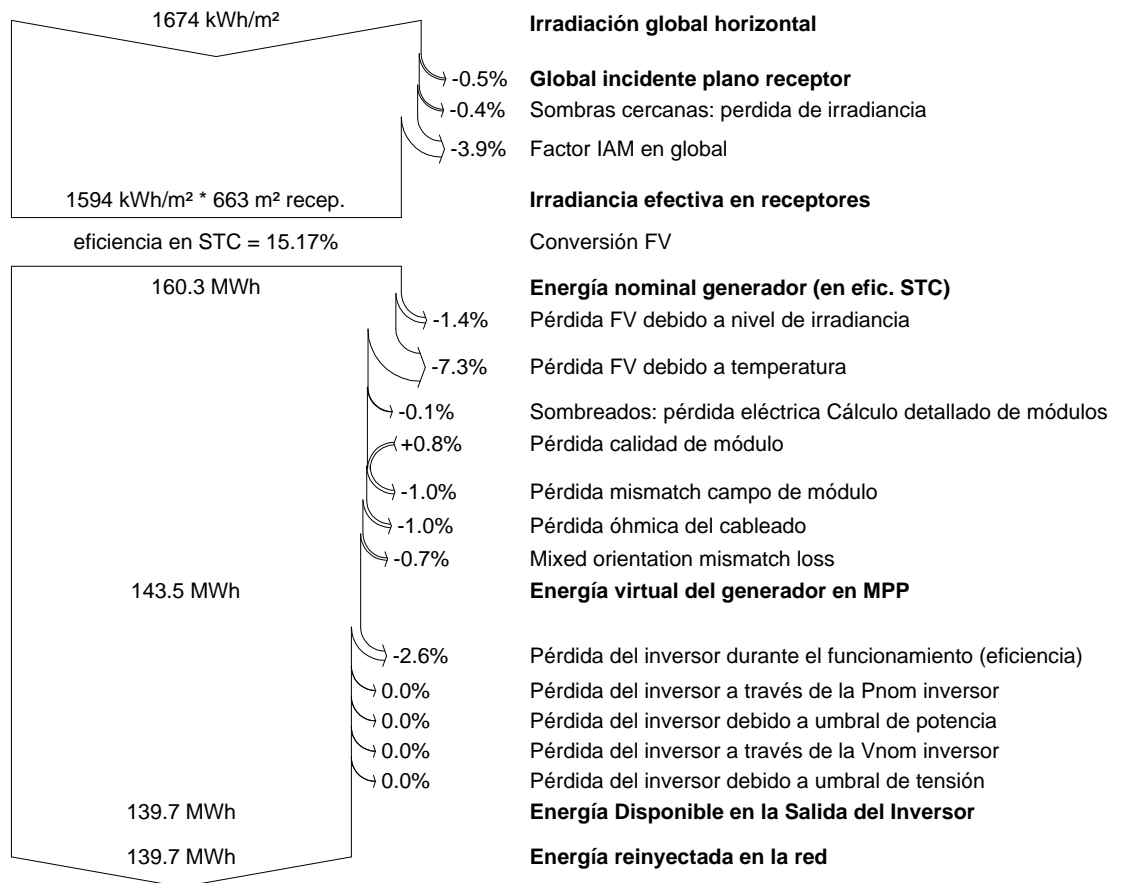
**Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas**

**Proyecto :** Proyecto Autoconsumo Valladolid Plaza Capus universitario

**Variante de simulación :** Orientación Este/Oeste imagen

Parámetros principales del sistema		Sistema conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b>	Detailed electrical calculations (acc. to module layout)		
Orientación Campos FV	2 orientations	Inclinación/Acimut =	10°/-120° y 10°/60°
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	Nº de módulos	400	Pnom total <b>100 kWp</b>
Inversor	Modelo	SolarMax 30HT4	Pnom 30.0 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	3.0	Pnom total <b>90.0 kW ac</b>
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



De esta simulación obtenemos la energía obtenida del sistema:

$$E = 139,7MWh$$

Podemos observar también que las pérdidas por sombras, teniendo en cuenta que únicamente tenemos las sombras que produzcan unos paneles con otros, apenas suponen el 0,4%.

Con el resto de simulaciones hemos obtenido el rendimiento por inversor individualmente. Gracias a sus trackers independientes podemos mezclar distintas orientaciones, siempre y cuando estén en distintos trackers. Lo interesante de estas simulaciones es observar un día concreto en cada una de las simulaciones. Debido a su distinta orientación de paneles, cada inversor tendrá **una hora pico de máxima potencia distinta**. Esta situación transformará la típica gráfica de energía generada por una instalación fotovoltaica, normalmente en forma de campana afilada, en una curva más plana a lo largo del día, beneficiando tanto al consumidor como a la compañía al no tener tantos picos de energía.

En cuanto a que el inversor con ambas inclinaciones se aproxime más a la hora punta del inversor Oeste es debido a que la instalación no está completamente perpendicular al sur, sino que tiene acimut de 60/-120 frente a los óptimos 90/-90.

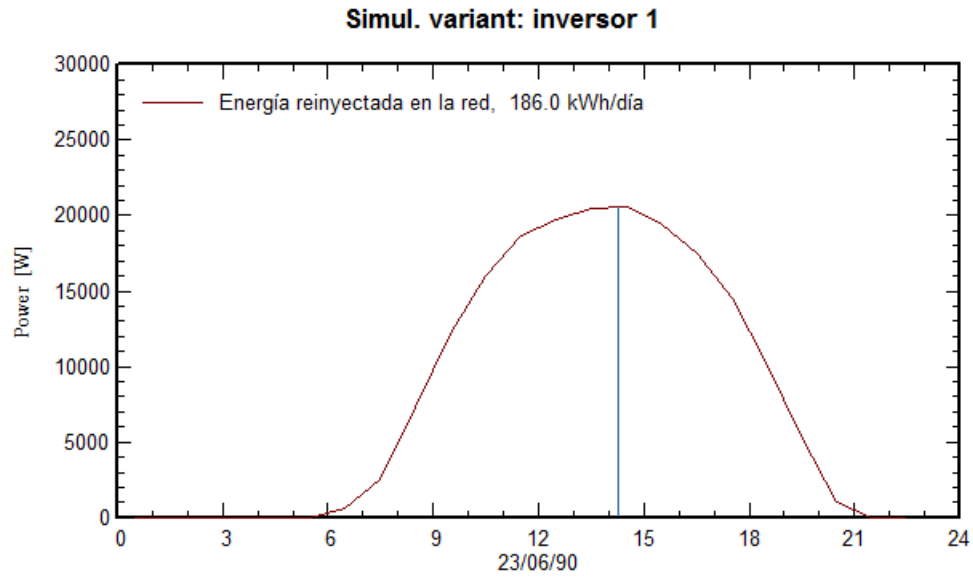


Figura 66: Gráfica Potencia diaria por horas para inversor 1

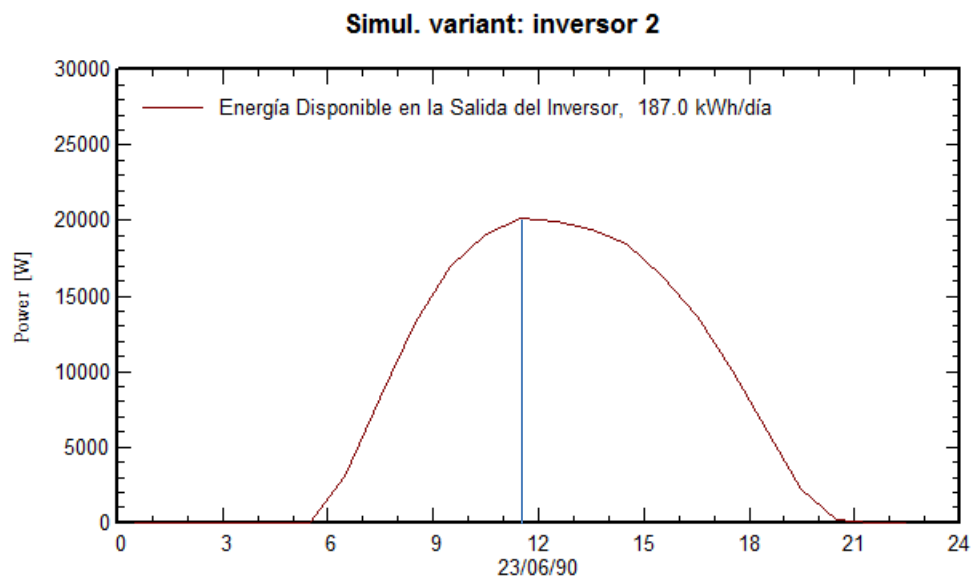


Figura 67: Gráfica Potencia diaria por horas para inversor 2

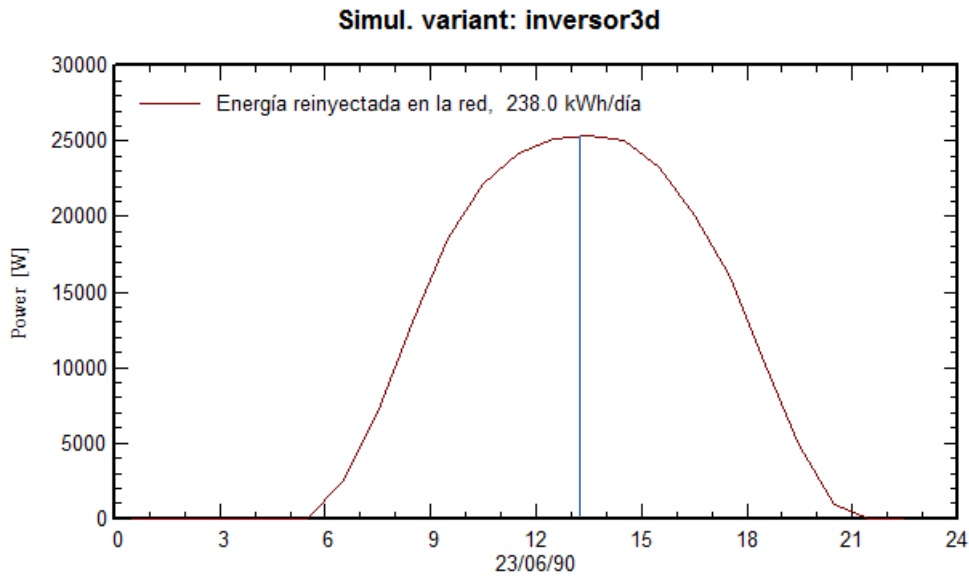


Figura 68: Gráfica Potencia diaria por horas para inversor 3

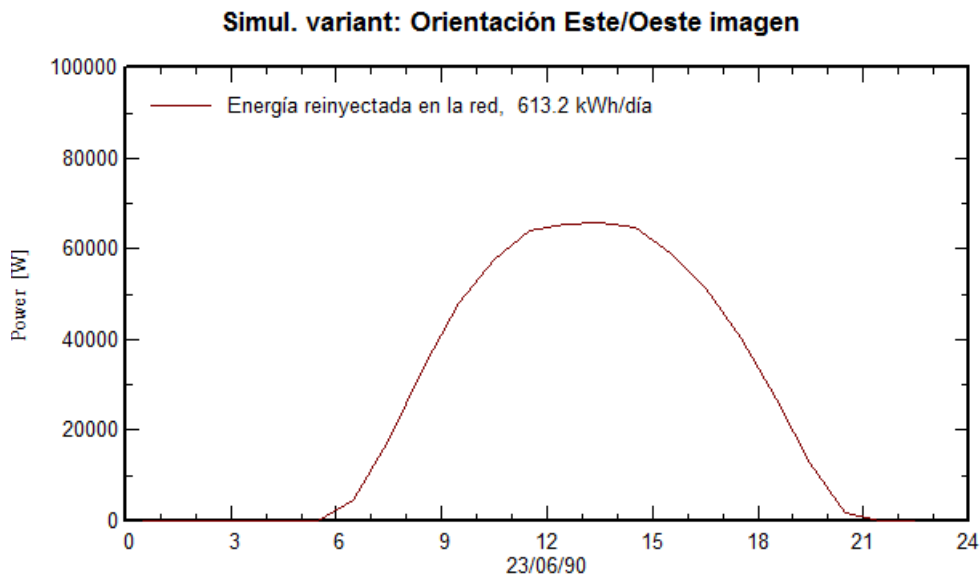


Figura 69: Gráfica Potencia diaria por horas para los tres inversores

(Tener en cuenta el cambio de escala en la variante del sistema completo)

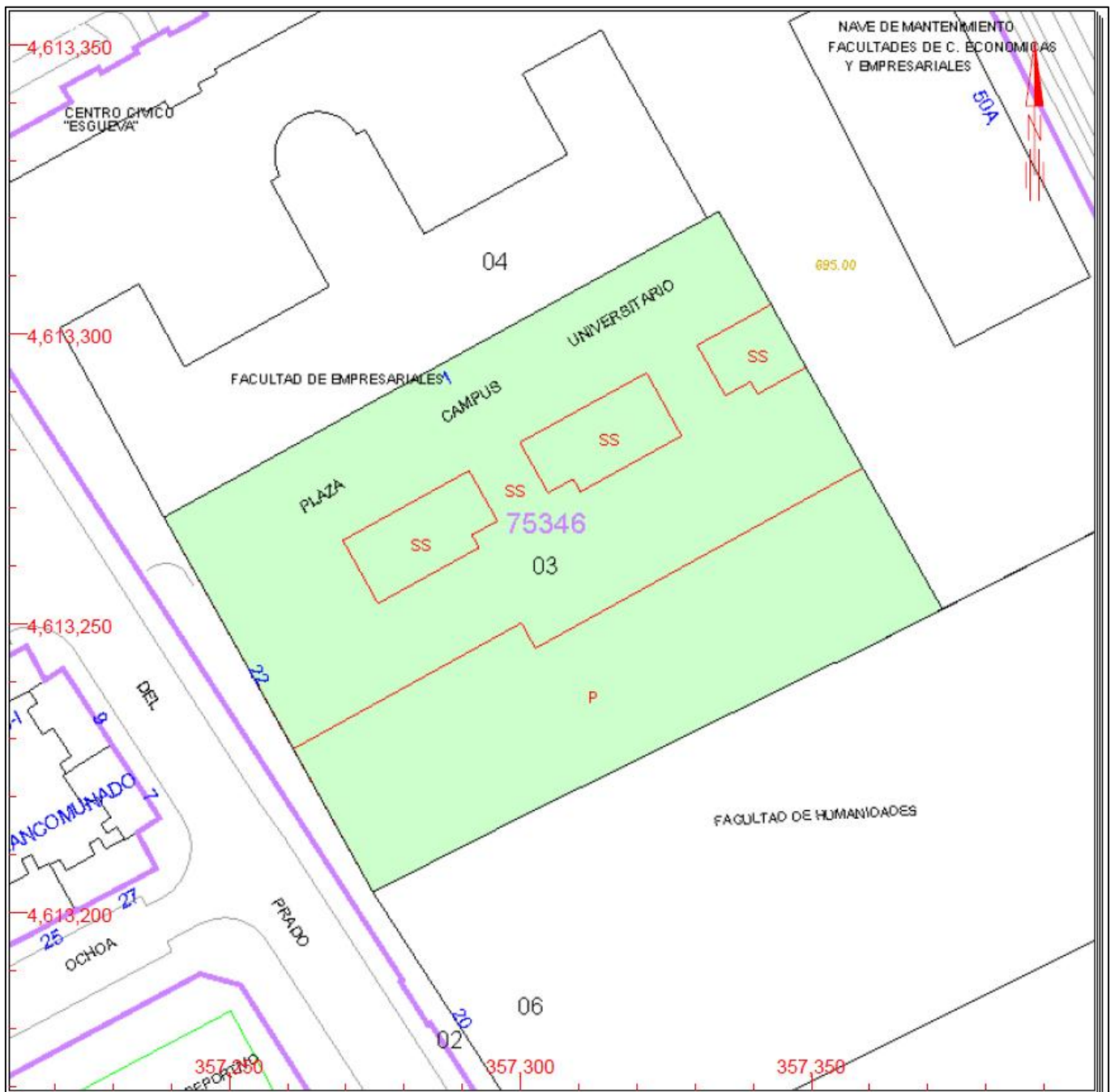






# **CAPÍTULO VI: PLANOS**

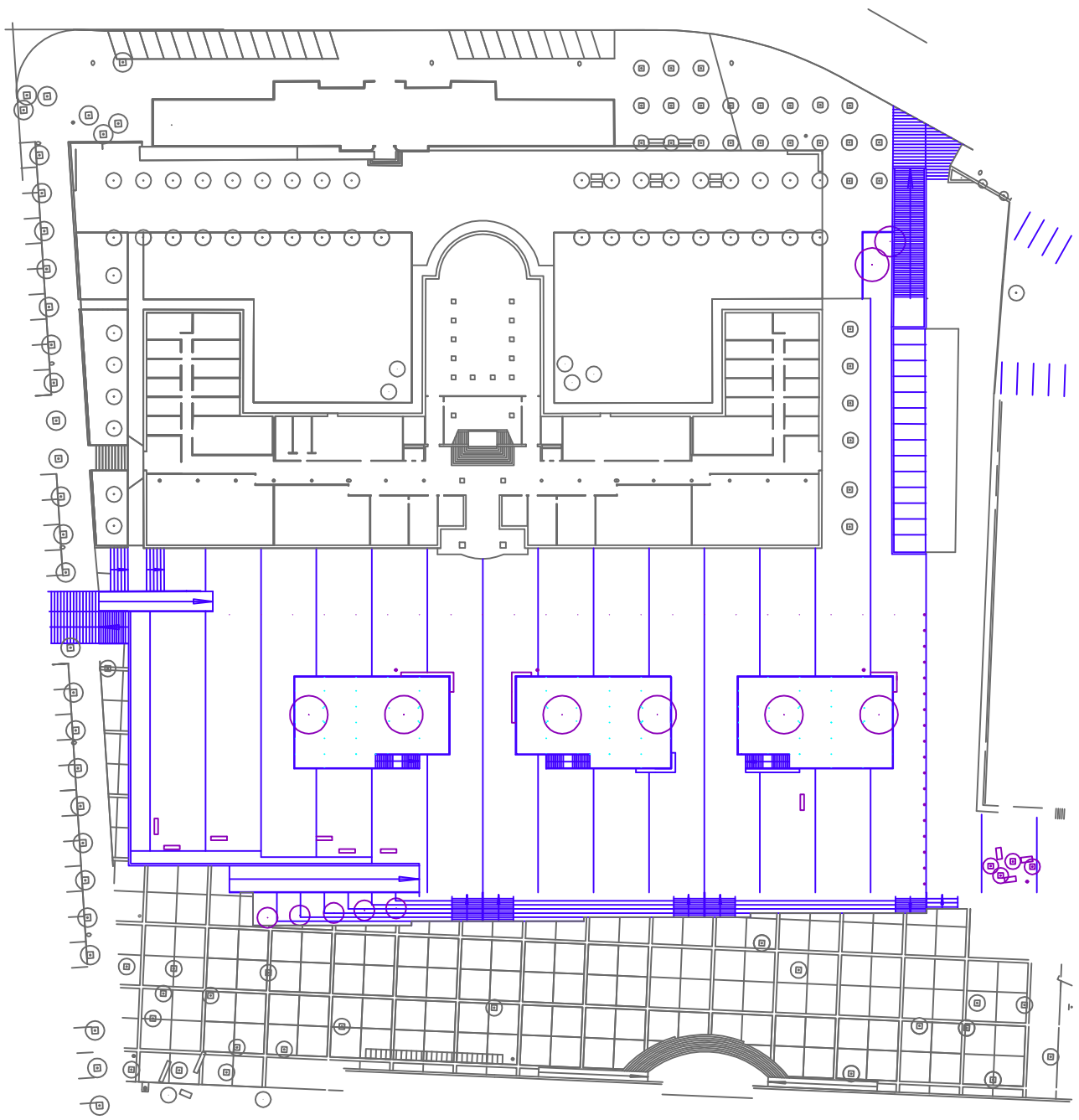




- 357,350 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89
- Limite de Manzana
- Limite de Parcela
- Limite de Construcciones
- Mobiliario y aceras
- Limite zona verde
- Hidrografia

<b>TÍTULO</b>	Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga	
<b>PROPIETARIO</b>	JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN	<b>PLANO Nº</b> <span style="font-size: 2em; font-weight: bold;">01</span>
<b>PLANO</b>	REFERENCIA CATASTAL	
<b>ESCALA</b>	<b>UNIVERSIDAD DE VALLADOLID</b> ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES	<b>FIRMA</b>
<b>FECHA</b>		
ABRIL 2015		



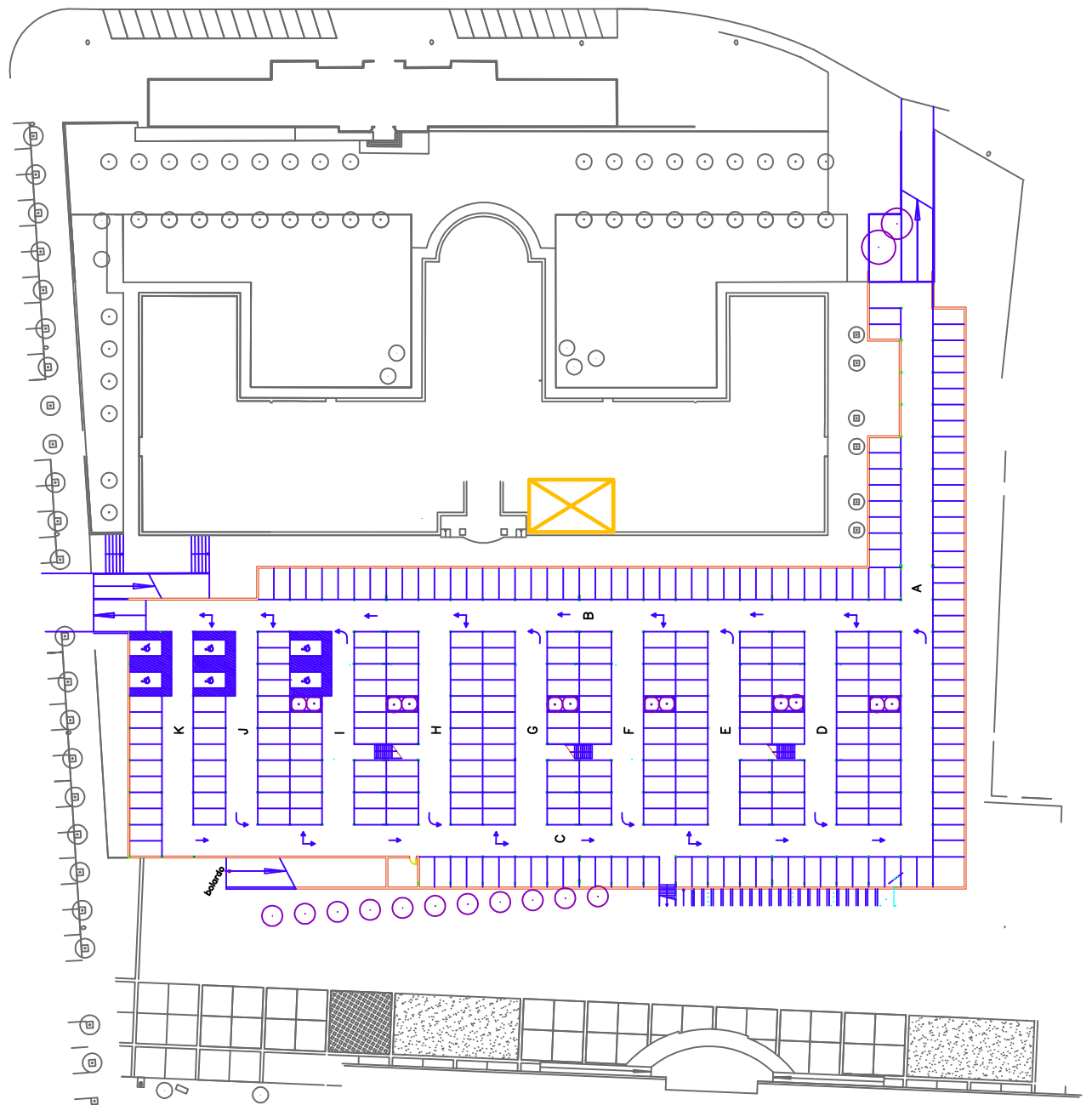


0      20m      40m      100m

TÍTULO		Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga	
PROPIETARIO		JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN	PLANO Nº
PLANO		PLANTA PLAZA CAMPUS UNIVERSITARIO	02
ESCALA	1:1000	UNIVERSIDAD DE VALLADOLID	
FECHA	ABRIL 2015	ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSDRIALES	
		FIRMA	

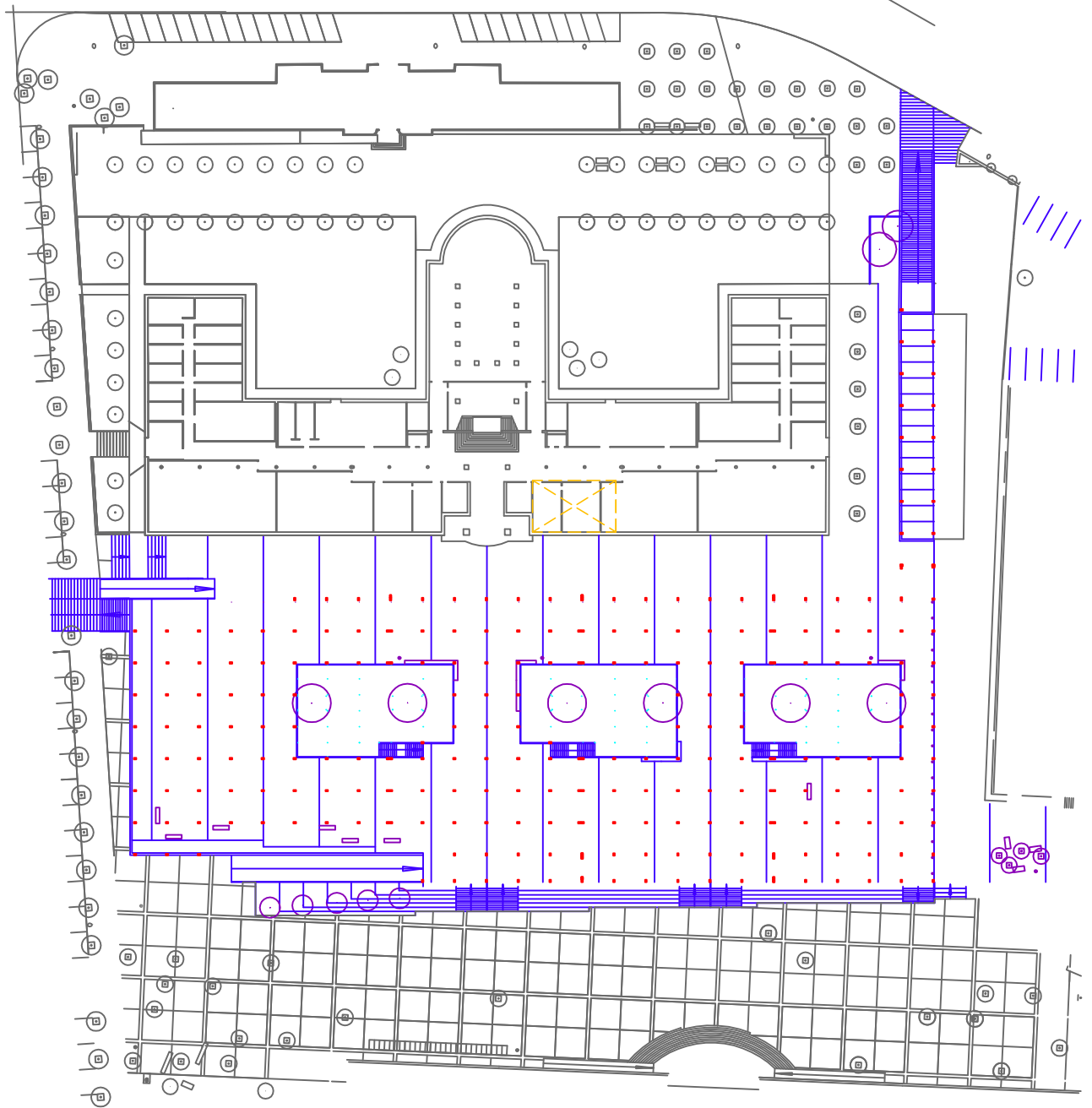






TÍTULO	Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga	
PROPIETARIO	JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN	PLANO Nº
PLANO	PLANTA APARCAMIENTO SUBTERRÁNEO	<b>03</b>
ESCALA	UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES	FIRMA
FECHA		
1:1000		
ABRIL 2015		





PILARES

TÍTULO      Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga

PROPIETARIO      JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN

PLANO Nº

04

PLANO      PLANTA PLZ C. U. CON PILARES

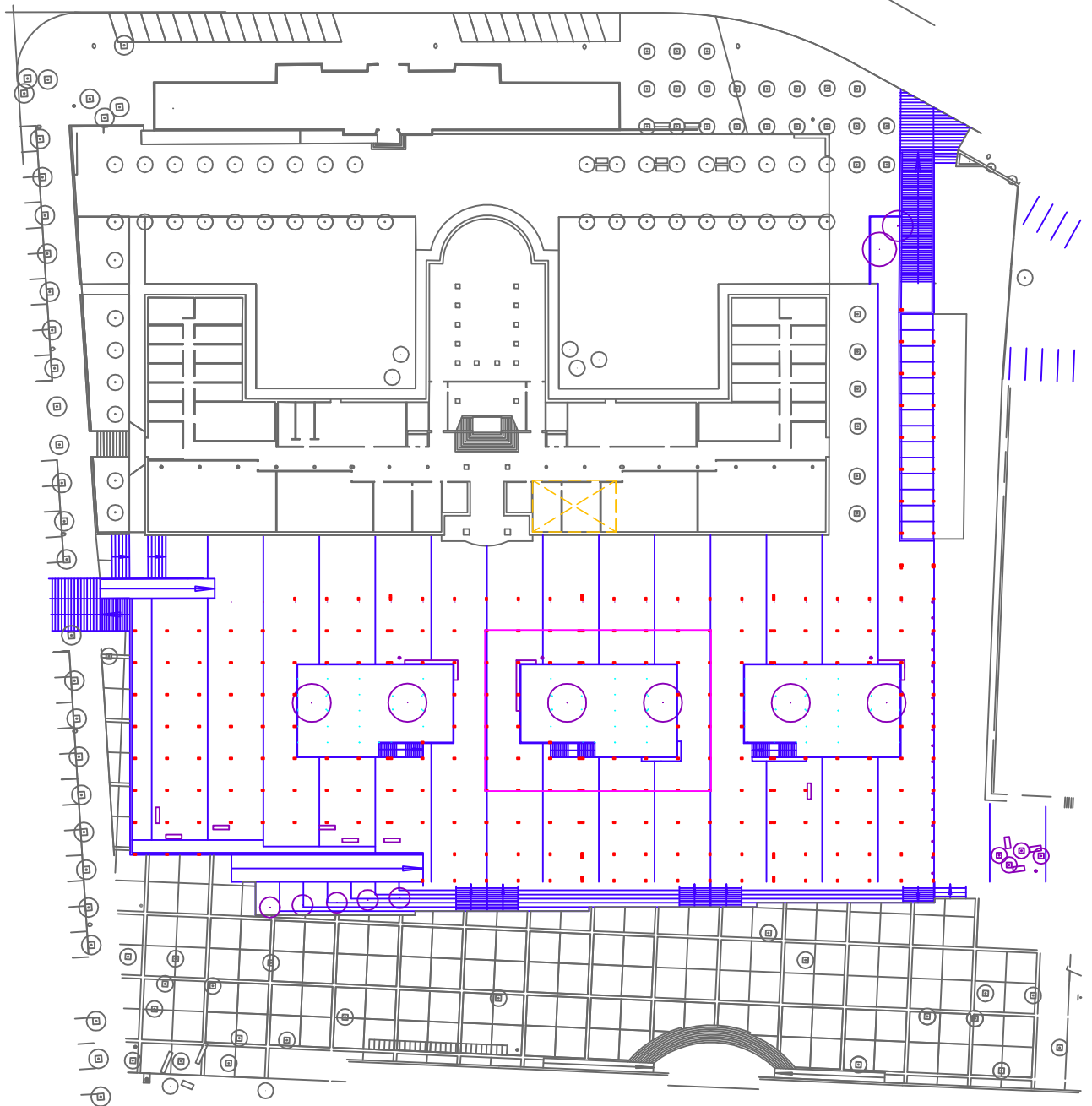
ESCALA  
1:1000

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID  
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSDRIALES

FIRMA

FECHA  
ABRIL 2015

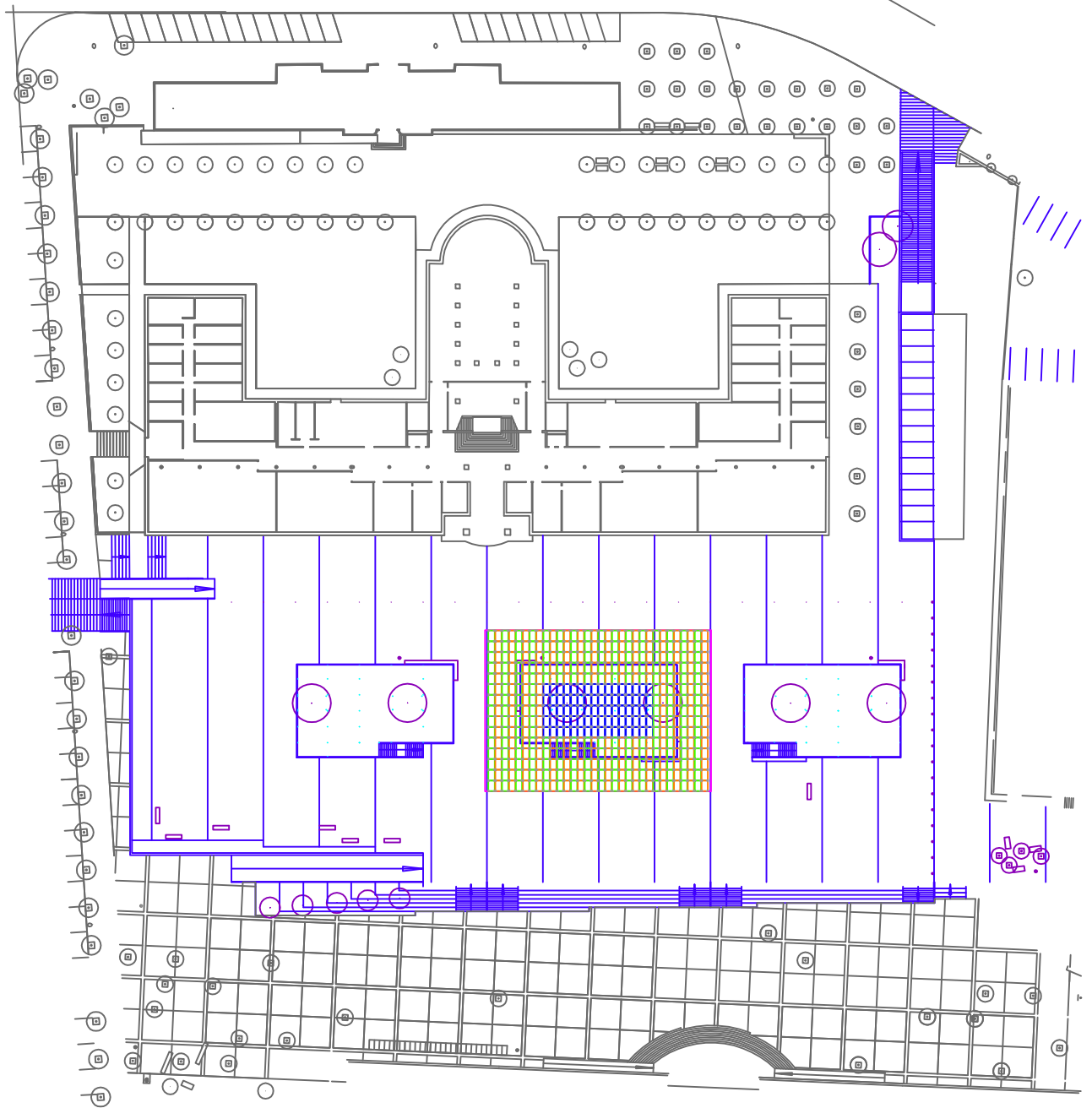




- PILARES
- PERÍMETRO ESTRUCTURA BASE
- PERÍMETRO SALA DE CONEXIONES

TÍTULO	Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga	
PROPIETARIO	JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN	PLANO Nº
PLANO	PLANTA PLZ C. U. CON PILARES	05
ESCALA	UNIVERSIDAD DE VALLADOLID	
FECHA	ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES	
1:1000	ABRIL 2015	FIRMA



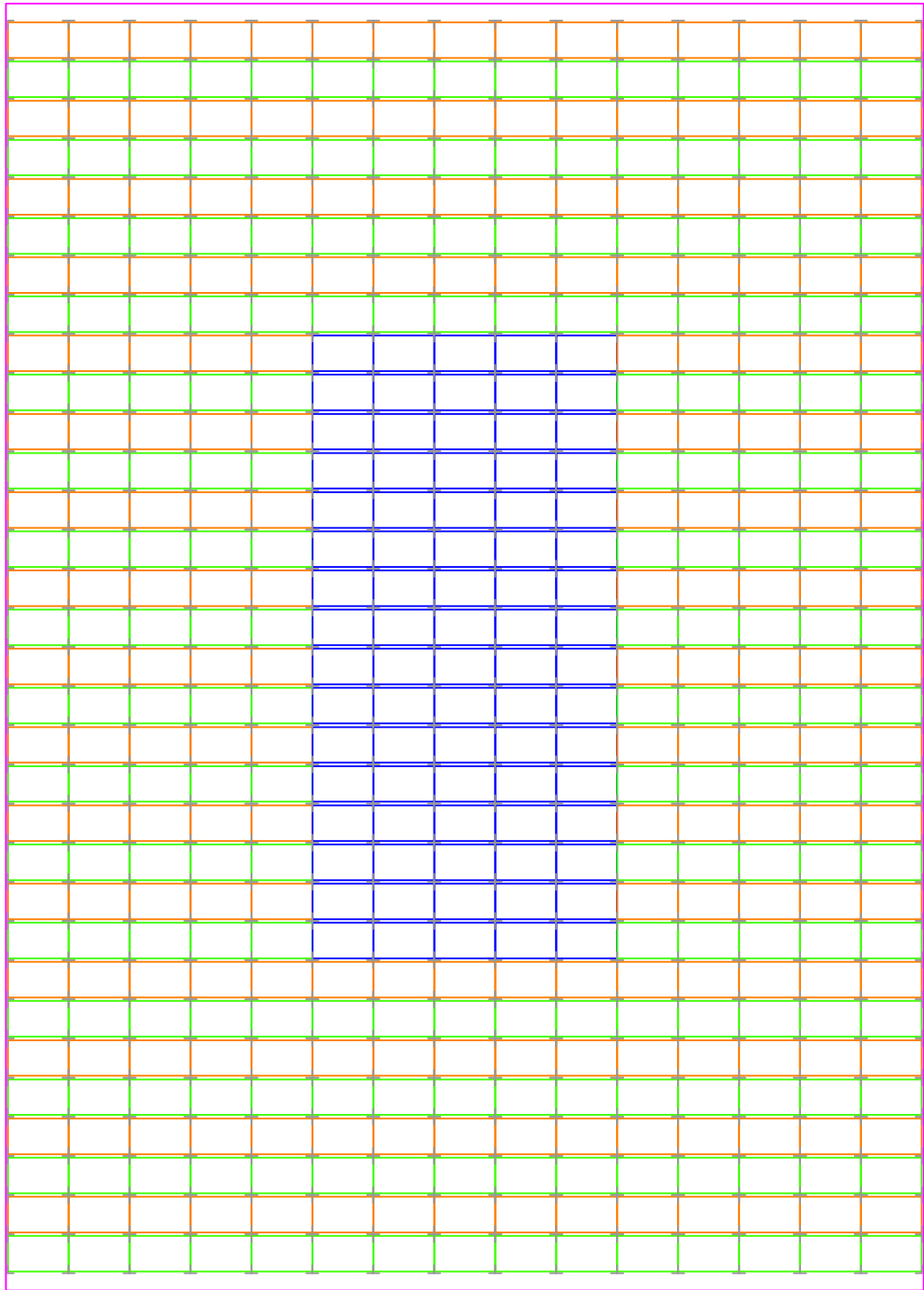


TÍTULO	Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga	
PROPIETARIO	JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN	PLANO Nº
PLANO	PLANTA PLZ C. U. CON PANELES	06
ESCALA	UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES	FIRMA
FECHA		
1:1000		
ABRIL 2015		





Translucido
  Panel Oeste
  Panel Este



TÍTULO	Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga
--------	---

PROPIETARIO	JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN
-------------	--------------------------

PLANO Nº	07
----------	----

PLANO	DISTRIBUCIÓN DE PANELES EN LA ESTRUCTURA
-------	--

ESCALA	-
--------	---

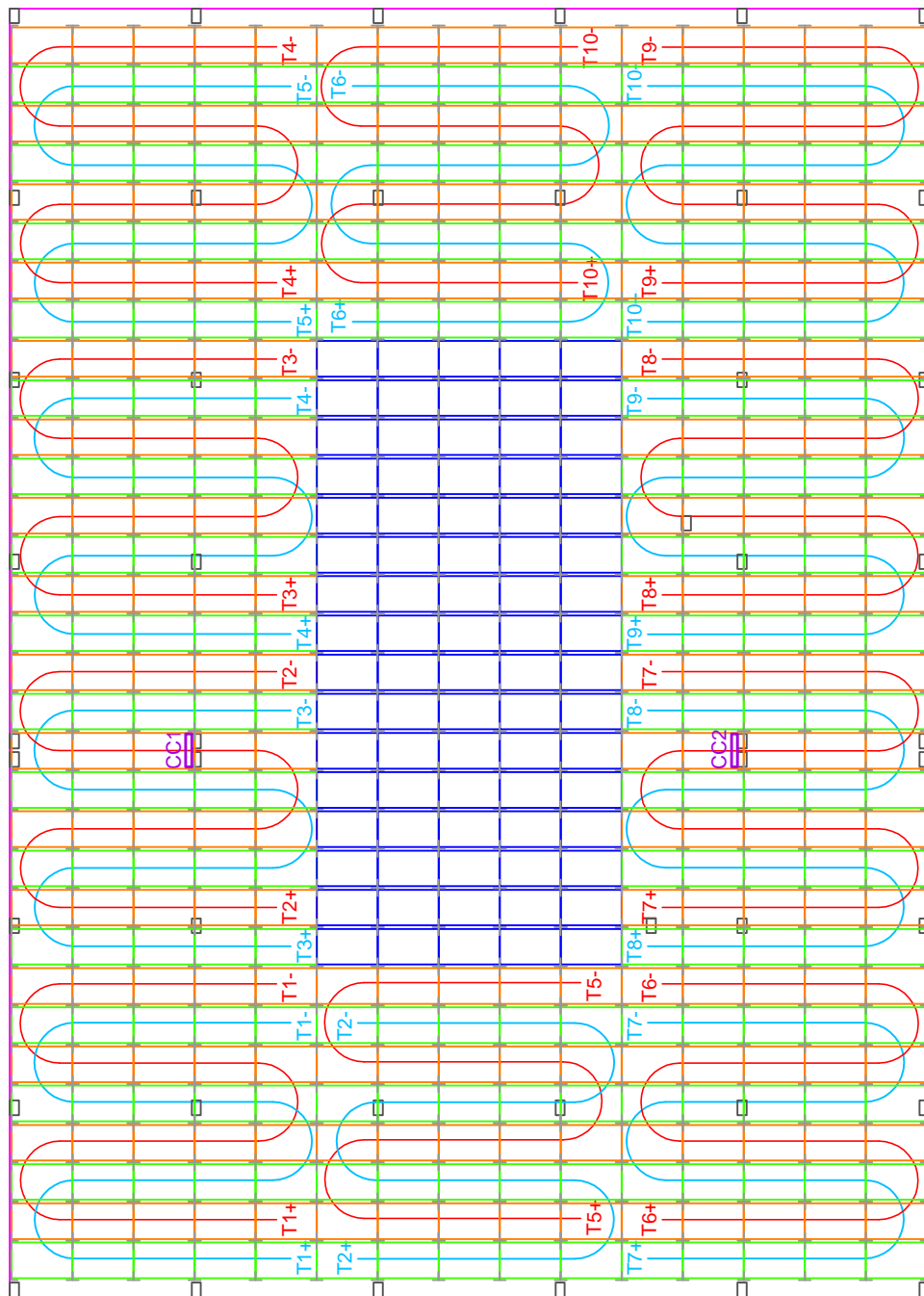
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

FIRMA

FECHA	ABRIL 2015
-------	------------

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSDRIALES





CONEXIONES SERIE DE PANELES INCLINACIÓN OESTE



CONEXIONES SERIE DE PANELES INCLINACIÓN ESTE



CAJA DE CONEXIONES

TÍTULO Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga

PROPIETARIO JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN

PLANO Nº  
**08**

PLANO CONEXIÓN DE PANELES Y CAJA DE CONEXIONES

ESCALA  
-

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**  
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSDRIALES

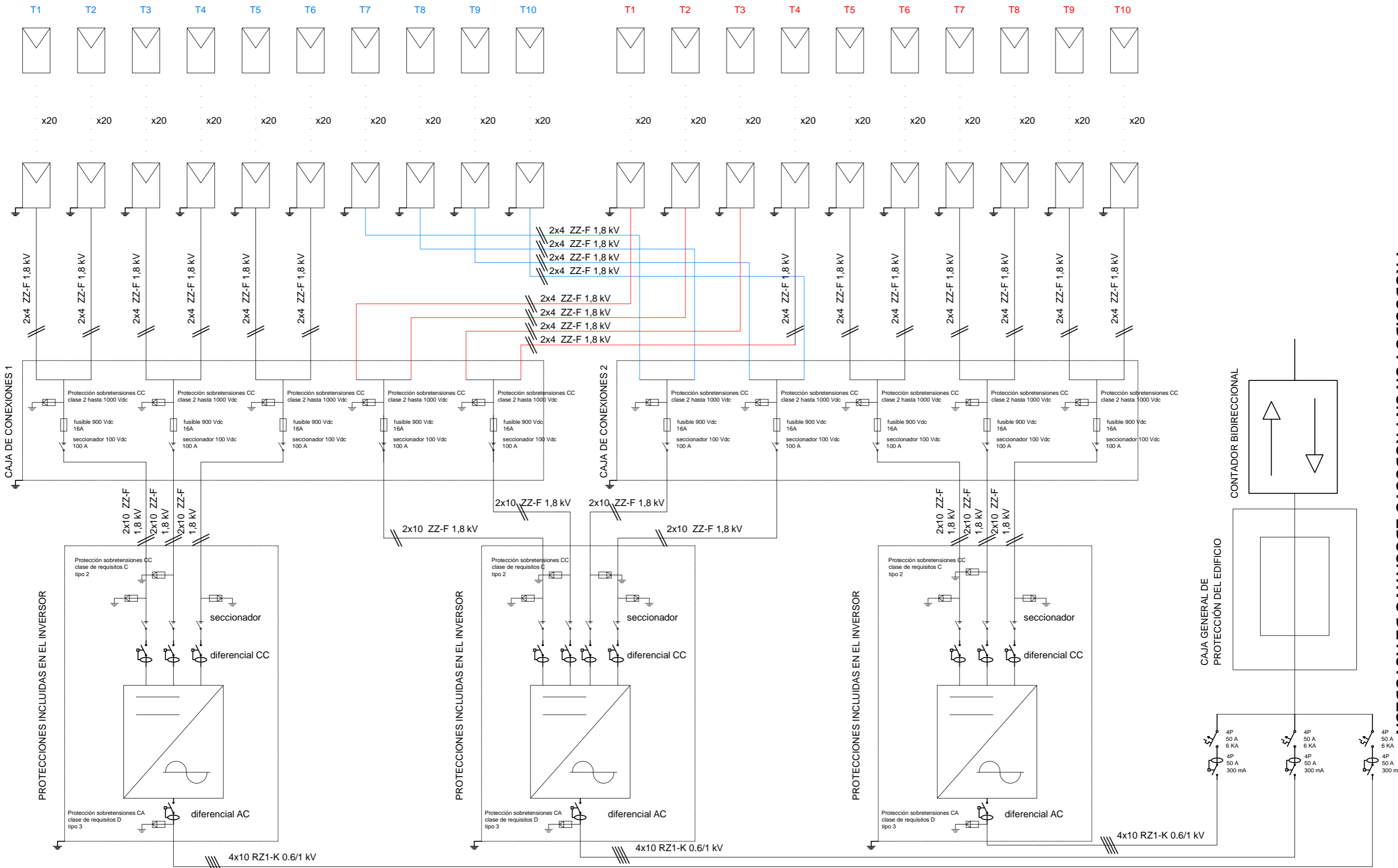
FIRMA

FECHA  
ABRIL 2015



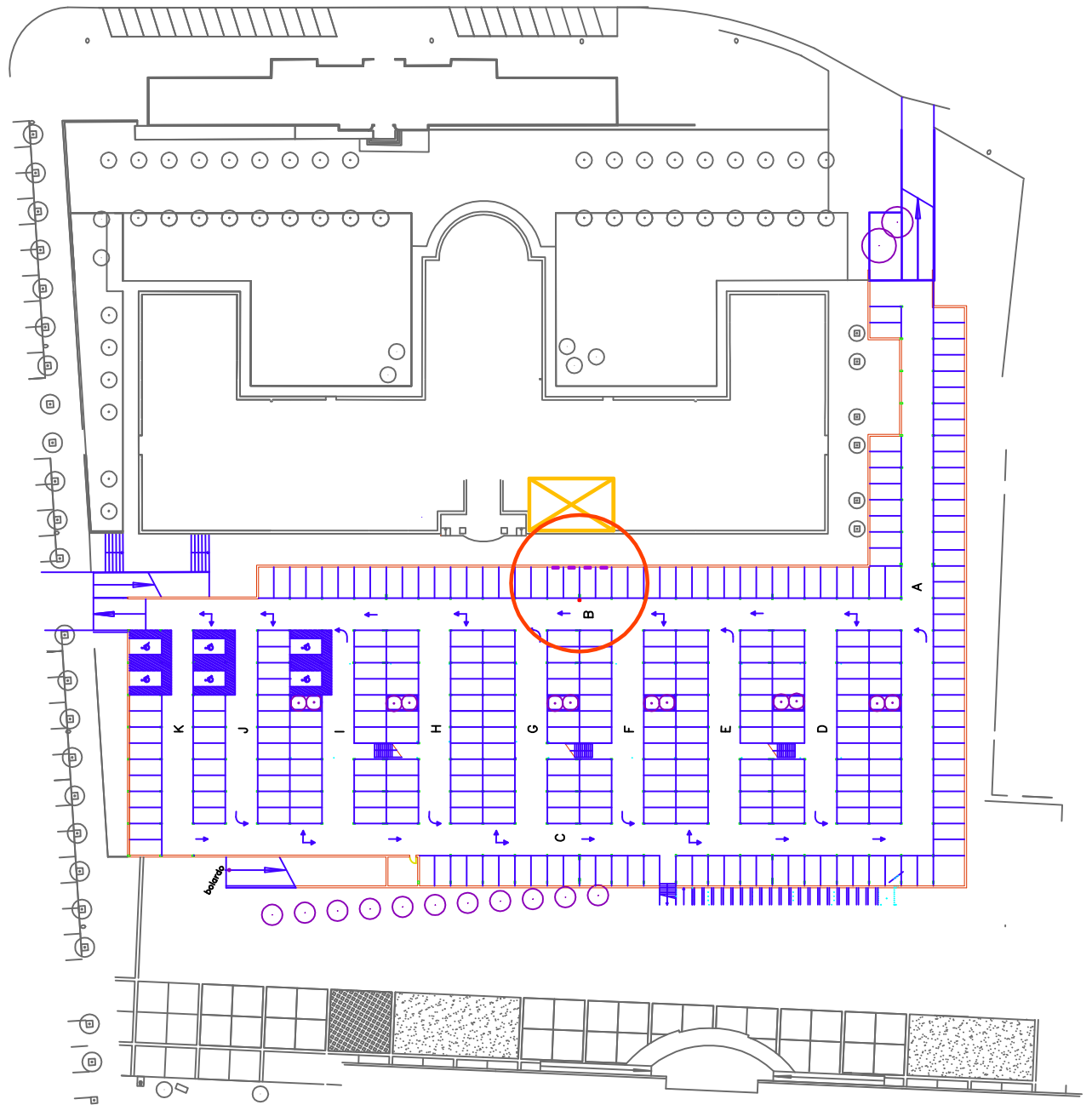
INCLINACION ESTE

INCLINACION OESTE



<p>ESCALA -</p>		<p>UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES</p>		<p>FIRMA</p>		<p>TÍTULO Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga</p>	
<p>FECHA ABRIL 2015</p>						<p>PROPIETARIO JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN</p>	
						<p>PLANO ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</p>	
						<p>PLANO Nº <b>09</b></p>	

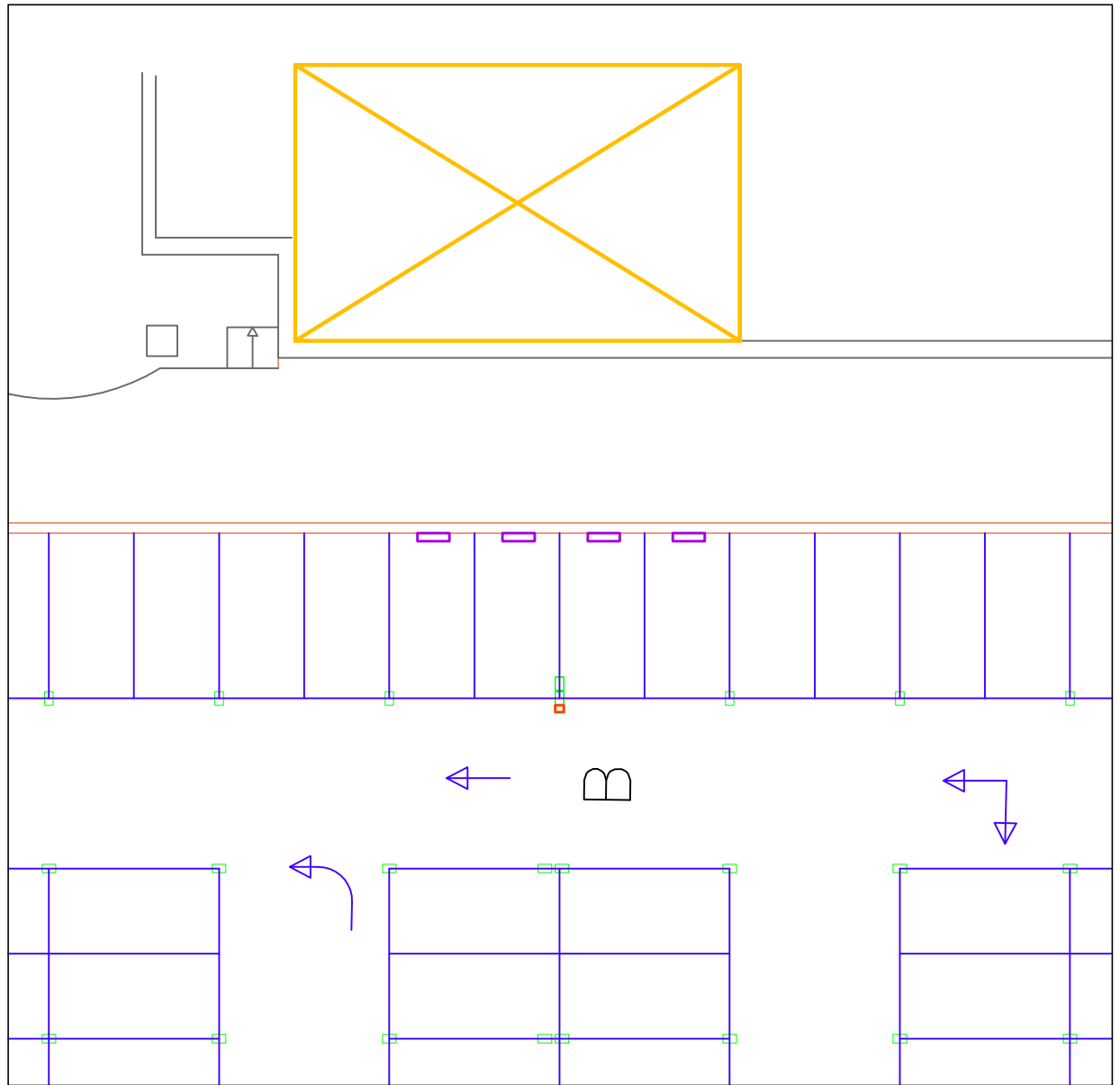




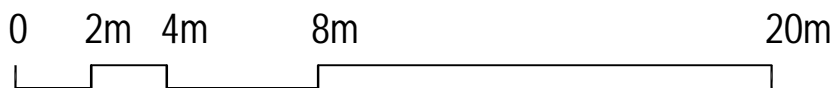
TÍTULO	Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga	
PROPIETARIO	JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN	PLANO Nº
PLANO	APARC. SUBTERRÁNEO - ZONA DE RECARGA	<b>10</b>
ESCALA	UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSDRIALES	FIRMA
FECHA		
1:1000		
ABRIL 2015		





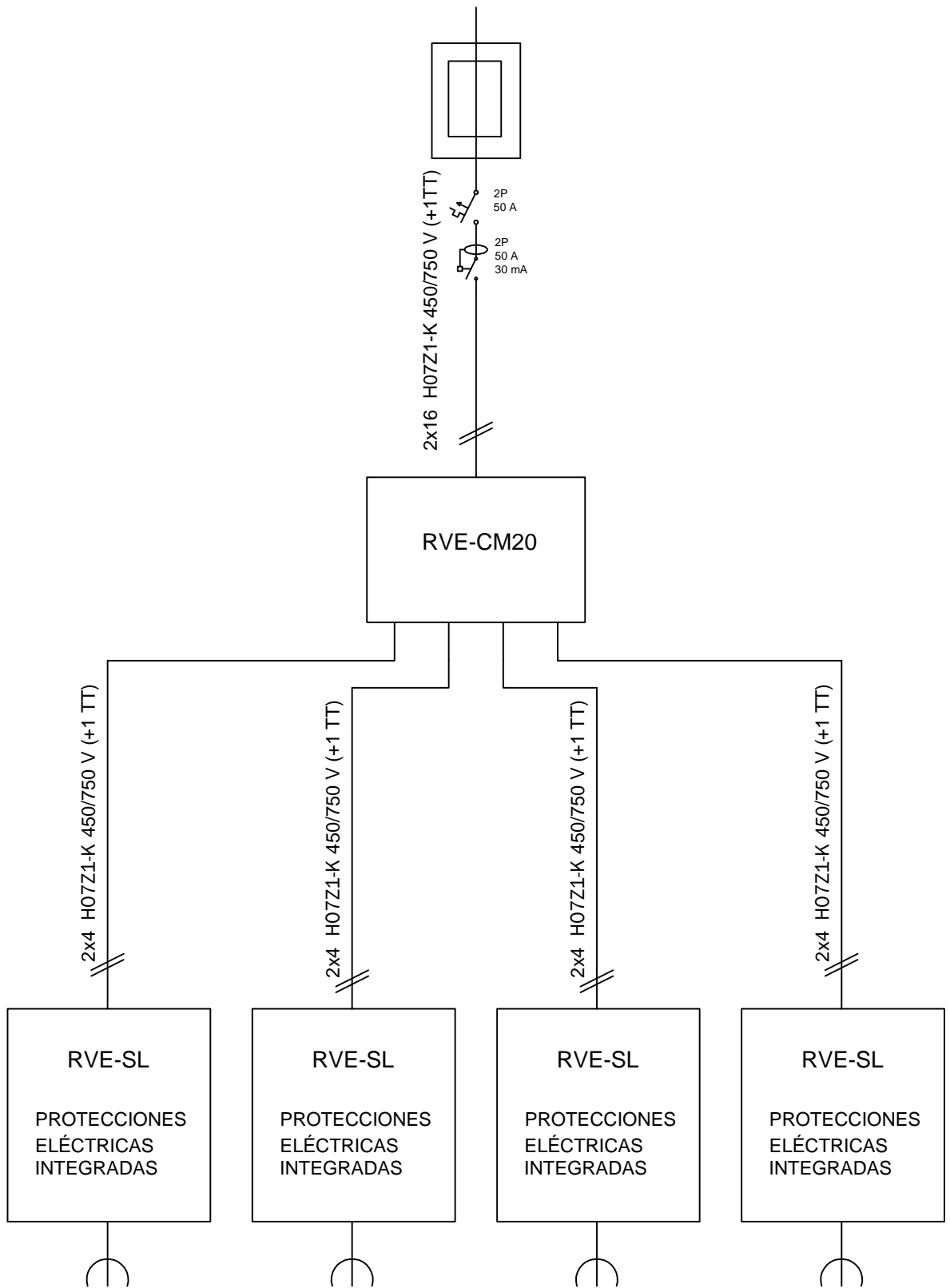


- RVE-SL (PUNTO DE RECARGA)
- RVE-CM20 (ESTACIÓN MÁSTER)



<b>TÍTULO</b>	Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga	
<b>PROPIETARIO</b>	JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN	<b>PLANO Nº</b> <b>11</b>
<b>PLANO</b>	DETALLE ZONA DE RECARGA DE VEHÍCULOS	
<b>ESCALA</b> 1:200	<b>UNIVERSIDAD DE VALLADOLID</b> ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSDRIALES	<b>FIRMA</b>
<b>FECHA</b> ABRIL 2015		





TÍTULO Diseño de una marquesina solar fotovoltaica en la plaza Campus Universitario y sistema de recarga

PROPIETARIO JOSE MANUEL AYUSO MARTÍN

PLANO Nº  
**12**

PLANO ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN DE RECARGA

ESCALA  
**1:1000**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**  
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

FECHA  
ABRIL 2015

FIRMA



# **CAPÍTULO VII: PRESUPUESTO Y ESTUDIOS ECONÓMICOS**



## **1. ESTADO DE MEDICIONES (INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA):**

### **CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO**

01.01	Ud. ESTRUCTURA MECÁNICA BASE.....	1,00
01.02	Ud. ESTRUCTURA FS10 CARRIL-FREE RENU SOL.....	132,00
01.03	Ud. MÓDULO FOTOVOLTAICO ISOFOTÓN ISF-250P.....	400,00
01.04	Ud. PANEL TRASLÚCIDO (NO FOTOVOLTAICO).....	80,00
01.05	Ud. MARCO PARA PANEL.....	80,00

### **CAPÍTULO 02 INVERSOR**

02.01	Ud. INVERSOR SOLARMAX 30HT4.....	3,00
-------	----------------------------------	------

### **CAPÍTULO 03 CAJAS DE CONEXIONES**

03.01	Ud. CUADRO DE 10 STRINGS STC10 100ª.....	2,00
-------	--	------

### **CAPÍTULO 04 CABLEADO Y CANALIZACIONES**

04.01	MI. CIRCUITO MÓDULOS-CAJAS DE CONEXIONES CC.....	362,00
04.02	MI. CIRCUITO CAJAS DE CONEXIONES CC-INVERSOR.....	100,00
04.03	MI. CIRCUITO INVERSOR-CGPM.....	30,00
04.04	MI. BANDEJA REJILLA 60X35 mm.....	100,00
04.05	MI. PUESTA A TIERRA.....	1,00

### **CAPÍTULO 05 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA**

05.01	Ud. VERIFICACIÓN.....	1,00
05.02	Ud. PUESTA EN MARCHA.....	1,00

## **2. CUADRO DE PRECIOS (INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA):**

### **2.1. MANO DE OBRA**

<b><u>CÓDIGO</u></b>	<b><u>CANTIDAD</u></b>	<b><u>UD</u></b>	<b><u>RESUMEN</u></b>	<b><u>PRECIO</u></b>	<b><u>IMPORTE</u></b>
A0122000	7	H.	OFICIAL 1º ALBAÑIL	18,37	128,59
A012H000	350,8	H.	OFICIAL 1º ELECTRICISTA	18,98	6658,18
A013H000	323,8	H.	AYUDANTE ELECTRICISTA	17,08	5530,50
A010T000	24	H.	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL	32,20	772,80

### **2.2. MATERIALES**

<b><u>CÓDIGO</u></b>	<b><u>CANTIDAD</u></b>	<b><u>UD</u></b>	<b><u>RESUMEN</u></b>	<b><u>PRECIO</u></b>	<b><u>IMPORTE</u></b>
CUCSTC10	2	Ud.	CUADRO DE 10 STRINGS STC10 100A	533,00	1066,00
ESMEBAACER	1	Ud.	ESTRUCTURA MECÁNICA BASE	10000,00	10000,00
MFISF250P	400	Ud.	MODULO FOTOVOLTAICO ISF-250P	317,00	126800,00
PTPC	80	Ud.	PANEL TRASLÚCIDO	12,00	960,00
MALPS	80	Ud.	MARCO DE ALUMINIO PARA PANELES SOLARES	7,10	568,00
ESFS10RNL	132	Ud.	ESTRUCTURA FS10 CARRIL-FREE RENU SOL	59,00	7788,00
INSM30HT4	3	Ud.	INVERSOR SOLARMAX 30HT4	10596,00	31788,00
REJ60X35	100	Ud.	REJIBAND 60x35 mm G.C.	3,20	320,00
GCSZZ4M M2	362	Mi.	CABLE G.C. EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (PV1-F TÜV) 1,8 kV DC 1X4mm <sup>2</sup> CU	0,87	314,94
GCSZZ10M M2	1000	Mi.	CABLE G.C. EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (PV1-F TÜV) 1,8 kV DC 1X10mm <sup>2</sup> CU	1,47	1470,00
GCRZ1K410	30	Mi.	CABLE G.C. EXZHELLENT XXI RZ1-K(AS) 4X10 mm <sup>2</sup> CU	18,07	542,10



### **2.3. CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS**

<b>CÓDIGO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO</b>	<b>IMPORTE</b>
<b><u>CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO</u></b>				
<b>01.01</b>	<b>Ud. ESTRUCTURA MECÁNICA BASE</b> Estructura de acero inoxidable, soldada y anclada sobre el asfalto	<b>1</b>	<b>10000,00</b>	<b>10000,00</b>
<b>01.02</b>	<b>Ud. ESTRUCTURA FS10 CARRIL-FREE RENU SOL</b> Estructura de montaje FS10 carril-free de Renusol. 4 piezas por paquete, dos superiores dos inferiores. Dispuestos para inclinación de 10°. Certificación EN 1991-1-4:2005 + national Annex. Coeficiente de fricción 0,5. Fabricado en aluminio y acero inoxidable, con materiales reciclados.	<b>132</b>	<b>59,00</b>	<b>7788,00</b>
<b>01.03</b>	<b>Ud. MÓDULO FOTOVOLTAICO ISOFOTÓN ISF-250P</b> Ud. Suministro, acopio e instalación de módulo fotovoltaico modelo ISF-250 P de ISOFOTON, de Silicio Policristalino de 250 W de potencia nominal, compuesto por 60 células de 156 mm en disposición 6x10, con vidrio de alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm de espesor (EN-12150), marco de aluminio anodizado, caja de conexión IP65 con 3 diodos bypass. Modulo homologado por TÜV Rheinland (IEC 60904-9), con certificado CE y fabricado con materiales reciclables.	<b>400</b>	<b>317,00</b>	<b>126800,00</b>
<b>01.04</b>	<b>Ud. PANEL TRASLÚCIDO (NO FOTOVOLTAICO)</b> Ud. Placa de policarbonato celular. Fabricado con materiales reciclados.	<b>80</b>	<b>12,00</b>	<b>960,00</b>
<b>01.05</b>	<b>Ud. MARCO DE ALUMINIO PARA PANELES SOLARES</b>	<b>80</b>	<b>7,10</b>	<b>568,00</b>
<b><u>TOTAL CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO</u></b>				<b><u>146.116,00</u></b>

**CAPÍTULO 02 INVERSOR**

**02.01 Ud. INVERSOR SOLARMAX 30HT4**

Ud. Inversor trifásico apto para su instalación en interior y para conexión a red de instalaciones en cubierta de mediana potencia, con avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) en cuatro trackers. Amplio rango de tensiones de entrada y clase de protección IP65. Incluye seccionadores CC, control de corriente de falta sensible CA/CC y descargador de sobretensión en CC y en CA. Inversor con una potencia de entrada de 30 kW.

**3      10596,00      31788,00**

---

**TOTAL CAPÍTULO 02 INVERSOR**

**31.788,00**

---

**CAPÍTULO 03 CAJAS DE CONEXIONES**

**03.01 Ud. CUADRO DE 10 STRINGS STC10 100A**

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 10 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 10 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 100A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en armario de poliéster con puerta opaca, 700x500x300mm, IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

**2      533,00      1066,00**

---

**TOTAL CAPÍTULO 03 CAJAS DE CONEXIONES**

**1.066,00**

---

**CAPÍTULO 04 CABLEADO Y CANALIZACIONES**

**04.01 MI. CIRCUITO MÓDULOS-CAJAS DE CONEXIONES CC**

MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre módulos y cajas de conexiones de corriente continua, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F TÜV) 1,8 kV DC de 4 mm<sup>2</sup> de sección nominal. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionado.

**362,00      0,87      314,94**

---

**04.02 MI. CIRCUITO CAJAS DE CONEXIONES CC-INVERSOR**

MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre cajas de conexiones de corriente continua e inversor, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F TÜV) 1,8 kV DC de 10 mm<sup>2</sup> de sección nominal. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionado.

**1000,00      1,47      1470,00**

---

**04.03 MI. CIRCUITO INVERSOR-CGPM**

MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre inversor y CGPM, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent XXI RZ1-K(AS) CU de 4x10 mm<sup>2</sup> de sección nominal. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionado.

**30,00      18,07      542,10**

---

**04.04 MI. BANDEJA REJILLA 60X35 mm**

MI. Suministro y montaje de Bandeja de rejilla tipo Rejiband, marca PEMSA, fabricada con varillas de diámetro 4 mm electrosoldadas de acero al carbono según UNE 10016-2:94 (prox. UNE-EN ISO 16120), dimensiones 35x60 mm, ref. 60231060 con borde de seguridad, certificado de ensayo de resistencia al fuego E90, según DIN 4102-12, marcado N de AENOR, y acabado anticorrosión Galvanizado en Caliente según UNEEN-ISO 1461-99, con espesor medio de la capa protectora de 70 micras. Incluso parte proporcional de soportes Omega o Reforzados, originales de PEMSA, y otros accesorios necesarios. Todo ello acorde con la norma UNE-EN-61537 según Marcado N de AENOR.

**100,00      3,20      320,00**

---

**04.05 MI. PUESTA A TIERRA**

MI. Suministro e instalación de puesta a tierra de sistema fotovoltaico, ejecutado con conductores de 4 mm<sup>2</sup> en el generador fotovoltaico y 10 mm<sup>2</sup> en las líneas de interconexión entre cajas de conexiones de corriente continua e inversor. Incluso p/p de cajas de conexión, terminales, etc... Totalmente terminado y conexionado.

**1,00      823,00      823,00**

---

***TOTAL CAPÍTULO 04 CABLEADO Y CANALIZACIONES***

***3.470,04***

---

**CAPÍTULO 05 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA**

**05.01 Ud. VERIFICACIÓN**

Ud. Verificación del funcionamiento, parámetros y mediciones del sistema fotovoltaico una vez instalado y terminado, realizado por un Técnico competente y la ayuda de un Oficial 1ª Electricista.

---

<b>1</b>	<b>409,44</b>	<b>409,44</b>
----------	---------------	---------------

**05.02 Ud. PUESTA EN MARCHA**

Ud. Puesta en Marcha de la Instalación Fotovoltaica, acorde a las normativas actuales.

---

<b>1</b>	<b>667,04</b>	<b>667,04</b>
----------	---------------	---------------

---

<b>TOTAL CAPÍTULO 05 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA</b>	<b>1.076,48</b>
--	-----------------

---

<b>TOTAL-----</b>	<b>183.516,52</b>
-------------------	-------------------

---

## **2.4. RESUMEN DEL PRESUPUESTO**

<b>CAPÍTULO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>EUROS</b>	<b>%</b>
01	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	146.116,00	79,62
02	INVERSOR.....	31.788,00	17,32
03	CAJAS DE CONEXIONES.....	1.066,00	0,58
04	CABLEADO Y CANALIZACIONES.....	3.470,04	1,89
05	VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA.....	1.076,48	0,59
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>183.516,52</b>	
	13,00% Gastos generales.....	23857,1476	
	6,00% Beneficio industrial.....	11010,9912	
	Suma de GG y BI	34.868,14	
	21,00% I.V.A. ....	45.860,78	
<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</b>		<b>264.245,44</b>	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DOSCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO con CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS de EURO.

### **3. ESTADO DE MEDICIONES (INSTALACIÓN RECARGA DE VEHICULOS ELÉCTRICOS):**

#### **CAPÍTULO 01 ESTACIÓN DE RECARGA**

01.01	Ud. CONTROLADOR MASTER RVE-CM20.....	1,00
01.02	Ud. TOMA DE RECARGA RVE-SL.....	4,00

#### **CAPÍTULO 02 CABLEADO Y CANALIZACIONES**

04.01	MI. CIRCUITO TOMA DE RECARGA – CONTROLADOR MASTER.....	160,00
04.02	MI. CIRCUITO CONTROLADOR MASTER-CGPM.....	50,00
04.04	MI. BANDEJA REJILLA 60X35 mm.....	30,00
04.05	MI. PUESTA A TIERRA.....	105,00

#### **CAPÍTULO 03 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA**

05.01	Ud. VERIFICACIÓN.....	1,00
05.02	Ud. PUESTA EN MARCHA.....	1,00

### **4. CUADRO DE PRECIOS (INST. RECARGA DE VEHÍCULOS):**

#### **4.1. MANO DE OBRA**

<b><u>CÓDIGO</u></b>	<b><u>CANTIDAD</u></b>	<b><u>UD</u></b>	<b><u>RESUMEN</u></b>	<b><u>PRECIO</u></b>	<b><u>IMPORTE</u></b>
A012H000	100,8	H.	OFICIAL 1º ELECTRICISTA	18,98	1913.18
A013H000	100,8	H.	AYUDANTE ELECTRICISTA	17,08	1721.66
A010T000	24	H.	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL	32,20	772,80

## **4.2. MATERIALES**

<b><u>CÓDIGO</u></b>	<b><u>CANTIDAD</u></b>	<b><u>UD</u></b>	<b><u>RESUMEN</u></b>	<b><u>PRECIO</u></b>	<b><u>IMPORTE</u></b>
CMRVECM 20	1	Ud.	CONTROLADOR MASTER RVE-CM20	4067,96	4067,96
TRRVESL	4	Ud.	TOMA DE RECARGA RVE-SL	342,81	1371,24
REJ60X35	30	Ud.	REJIBAND 60x35 mm G.C.	3,20	96,00
GCEXXIH16 M2	75	MI.	CABLE G.C. EXZHELLENT XXI H07Z1-K (AS) 3X16 mm <sup>2</sup> CU (Unipolares)	8,51	638,25
GCEXXIH4 M2	240	MI.	CABLE G.C. EXZHELLENT XXI H07Z1-K (AS) 3X4 mm <sup>2</sup> CU (Unipolares)	2,29	549,60

## **4.3. CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS**

<b><u>CÓDIGO</u></b>	<b><u>RESUMEN</u></b>	<b><u>CANTIDAD</u></b>	<b><u>PRECIO</u></b>	<b><u>IMPORTE</u></b>
----------------------	-----------------------	------------------------	----------------------	-----------------------

### **CAPÍTULO 01 ESTACIÓN DE RECARGA**

#### **01.01 Ud. CONTROLADOR MASTER RVE-CM20**

Controlador remoto de hasta 32 puntos de recarga. Display LCD de 15 pulgadas táctil, acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad, código de barras (opcional). Comunicación TCP-IP. Gestión de máxima demanda, posibilidad de integración con otros sistemas. Gestión de eventos, alarmas, históricos y análisis de datos. Monitorización de distorsión armónica.

<b>1</b>	<b>4067,96</b>	<b>4067,96</b>
----------	----------------	----------------

#### **01.02 Ud. TOMA DE RECARGA RVE-SL**

Estructura de montaje FS10 carril-free de Renusol. 4 piezas por paquete, dos superiores dos inferiores. Dispuestos para inclinación de 10°. Certificación EN 1991-1-4:2005 + national Annex. Coeficiente de fricción 0,5. Fabricado en aluminio y acero inoxidable, con materiales reciclados.

<b>4</b>	<b>342,81</b>	<b>1371,24</b>
----------	---------------	----------------

### **TOTAL CAPÍTULO 01 ESTACIÓN DE RECARGA**

<b>5.439,20</b>
-----------------

**CAPÍTULO 02 CABLEADO Y CANALIZACIONES**

**02.01 MI. CIRCUITO TOMA DE RECARGA – CONTROLADOR MASTER**

MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre tomas de recarga y controlador Master, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent XXI 450/750V cuya designación H07Z1-k (AS) de 4 mm<sup>2</sup> de sección nominal. Dos conductores por circuito. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionado.

**160,00      2,29      366,40**

**02.03 MI. CIRCUITO CONTROLADOR MASTER-CGPM**

MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre el controlador Master y la CGPM, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent XXI 450/750V cuya designación H07Z1-k (AS) de 16 mm<sup>2</sup> de sección nominal. Dos conductores por circuito. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionado.

**50,00      8,51      425,5**

**02.04 MI. BANDEJA REJILLA 60X35 mm**

MI. Suministro y montaje de Bandeja de rejilla tipo Rejiband, marca PEMSA, fabricada con varillas de diámetro 4 mm electrosoldadas de acero al carbono según UNE 10016-2:94 (prox. UNE-EN ISO 16120), dimensiones 35x60 mm, ref. 60231060 con borde de seguridad, certificado de ensayo de resistencia al fuego E90, según DIN 4102-12, marcado N de AENOR, y acabado anticorrosión Galvanizado en Caliente según UNEEN-ISO 1461-99, con espesor medio de la capa protectora de 70 micras. Incluso parte proporcional de soportes Omega o Reforzados, originales de PEMSA, y otros accesorios necesarios. Todo ello acorde con la norma UNE-EN-61537 según Marcado N de AENOR.

**30,00      3,20      96,00**

**02.05 MI. PUESTA A TIERRA**

MI. Suministro e instalación de puesta a tierra del sistema de recarga, ejecutado con conductores de 4 mm<sup>2</sup> en las tomas de recarga y 14 mm<sup>2</sup> en la línea de interconexión entre la controladora Master y la CGPM. Incluso p/p de cajas de conexión, terminales, etc... Totalmente terminado y conexionado.

**1,00      295,95      395,95**

**TOTAL CAPÍTULO 02 CABLEADO Y CANALIZACIONES**

**1.283,85**



**CAPÍTULO 03 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA**

**03.01 Ud. VERIFICACIÓN**

Ud. Verificación del funcionamiento, parámetros y mediciones del sistema de recarga de vehículos una vez instalado y terminado, realizado por un Técnico competente y la ayuda de un Oficial 1ª Electricista.

**1 204,72 204,72**

---

**03.02 Ud. PUESTA EN MARCHA**

Ud. Puesta en Marcha de la sistema de recarga, acorde a las normativas actuales.

**1 333,52 333,52**

---

**TOTAL CAPÍTULO 05 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA**

**538,24**

---

**TOTAL----- 7.261,29**

---

#### 4.4. **RESUMEN DE PRESUPUESTO**

<b><i>CAPÍTULO RESUMEN</i></b>	<b><i>EUROS</i></b>	<b><i>%</i></b>
01 ESTACIÓN DE RECARGA.....	5.439,20	74,91
02 CABLEADO Y CANALIZACIONES.....	1.283,85	17,68
03 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA.....	538,24	7,41
	<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>7.261,29</b>
13,00% Gastos generales.....	943,97	
6,00% Beneficio industrial.....	435,68	
	Suma de GG y BI	1.379,65
21,00% I.V.A. ....		1.814,60
	<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</b>	<b>10.455,54</b>

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DIEZ MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CINCO con CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS de EURO.

## **5. ESTUDIOS ECONÓMICOS**

A continuación reflejaremos estudios económicos para comprobar la rentabilidad y amortización de las instalaciones.

Primeramente realizaremos un estudio económico de la instalación fotovoltaica. Para ello utilizaremos un sistema utilizado por SolarTradex para el análisis de autoconsumo solar.

Para ello hemos decidido utilizar un horizonte temporal de 15 años, inferior a los típicos de 25 años vista debido a que con el autoconsumo intentamos buscar una fuente de ahorro a corto medio plazo y no a tan largo plazo como otros tipos de proyectos.

En cuanto a premisas y parámetros básicos de análisis, hemos supuesto un IPC del 3% y un incremento anual de la electricidad del 4%. Parámetros bastante realistas e incluso hasta conservadores por lo que respecta al incremento del precio de la electricidad.

En el análisis supondremos como ingreso el valor de cada kWh autoconsumido, esto es que consideremos con ingreso cada kWh que no pagamos a la compañía eléctrica y le asignamos un valor real de 0,1485 €/kWh. Para realizar el cálculo de este valor se debería multiplicar el precio en período punta por la irradiación recibida a lo largo del año en horas punta, multiplicar el precio en períodos llano por la irradiación anual en período llano y hacer la media ponderada. Debido a la dificultad de estos cálculos mediante una serie de simulaciones y una aproximación en el cálculo hemos obtenido este valor. Otra forma de calcularlo más sencillo y de manera aproximada sería multiplicar el precio en período punta x 0,25 y el precio en período llano por 0,75 y sale 0,144 €/kWh.

En cuanto a la potencia instalada, consideraremos un 100% de la energía generada, teniendo en cuenta que si la energía es excedente se tendría que vender a la empresa suministradora y modificaría algunos cálculos. Pese a ello, sin considerar esta situación podemos realizar un estudio bastante aproximado en relación a la amortización (*tabla 9*).

**DATOS CLIENTE**  
 PLAZA CAMPUS UNIVERSITARIO  
 VALLADOLID 15/04/2015

**DATOS INSTALACION**

VALLADOLID  
 Localidad  
 100 kWp  
 Potencia pico  
 139.700 kWh  
 Producción anual  
 0,50%  
 Pérdidas anuales producción  
 Presupuesto 229.377,30  
 Punto de conexión 2,29 €  
 Tasas / Impuestos 591,17  
 Energía autoconsumida 0,1485 €/kWh

**RESULTADO FINANCIERO**

VAN 53.779,50 €  
 TIR 6,48%  
 Pay-Back (años) 9  
 Aborro acumulado 149.093,16 €

**RESUMEN ANUAL**

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Producción electricidad (kW)	-	139.700	139.002	138.306	137.615	136.927	136.242	135.561	134.883	134.209	133.538	132.870	132.206	131.545	130.887	130.233

Entradas (€)																
Autoconsumo	-	20.745,45	21.467,39	22.214,46	22.987,52	23.787,49	24.615,29	25.471,90	26.358,32	27.275,59	28.224,78	29.207,01	30.223,41	31.275,19	32.363,56	33.489,81
Subvenciones	-	20.745,45	21.467,39	22.214,46	22.987,52	23.787,49	24.615,29	25.471,90	26.358,32	27.275,59	28.224,78	29.207,01	30.223,41	31.275,19	32.363,56	33.489,81

Salidas (€)																
Capital propio	229.377,30															
Punto de conexión	591,17															
Tasas / Impuestos		120,00	123,60	127,31	131,13	135,06	139,11	143,29	147,58	152,01	156,57	161,27	166,11	171,09	176,22	181,51
Mantenimiento																
Seguro																
Préstamo		229,38	236,26	730,04	751,94	774,50	797,73	821,67	846,32	871,70	897,86	924,14	950,57	977,15	1.003,86	1.031,81
Reserva reparaciones																
<b>Total</b>	<b>-229.968,47</b>	<b>-349,38</b>	<b>359,86</b>	<b>857,35</b>	<b>883,07</b>	<b>909,56</b>	<b>936,85</b>	<b>964,95</b>	<b>993,90</b>	<b>1.023,72</b>	<b>1.054,43</b>	<b>2.319,11</b>	<b>2.388,69</b>	<b>2.460,35</b>	<b>2.534,16</b>	<b>2.610,18</b>

Resultados (€)																
Cash-Flow	-229.968,47	20.396,07	21.107,53	21.357,11	22.104,45	22.877,93	23.678,44	24.506,95	25.364,42	26.251,88	27.170,36	26.887,89	27.834,72	28.814,84	29.829,40	30.879,63
<b>Cash-Flow Acumulado</b>	<b>-229.968,47</b>	<b>-209.572,40</b>	<b>-188.464,86</b>	<b>-167.107,75</b>	<b>-145.003,30</b>	<b>-122.125,38</b>	<b>-98.446,93</b>	<b>-73.939,98</b>	<b>-48.575,56</b>	<b>-22.323,68</b>	<b>4.846,68</b>	<b>31.734,57</b>	<b>59.569,29</b>	<b>88.384,13</b>	<b>118.213,53</b>	<b>149.093,16</b>

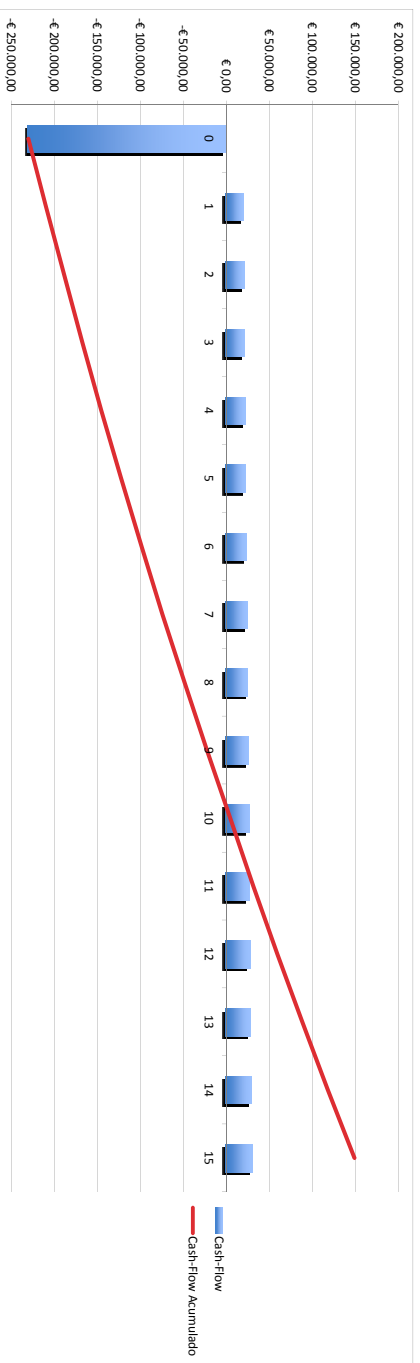
tabla 9: Análisis Económico Instalación Fotovoltaica

**DATOS ENTRADA**

Incremento anual electricidad 4%  
 IPC 3%  
 Mantenimiento anual 120,00 €  
 Seguro  
 Alquiler cubierta  
 Subvención

**FINANCIACION**

% Financiado 0%  
 Años 8  
 Cuotas 96  
 Cuota anual €  
 TAE 6,00%  
 Tasa de descuento 3,50%



De este análisis obtenemos los siguientes resultados:

Con una inversión total de 229.377,30 € para la instalación fotovoltaica conseguiríamos un ahorro aproximado de 149.093,16 € en 15 años y necesitaríamos 9 años para recuperar la inversión. Esta amortización es posiblemente más tardía que otros proyectos mayores, pero se compensa con un ahorro a partir de la amortización muy superior.

Estos resultados son aproximando, suponiendo una subida anual de la electricidad no mayor al 4% (en estos últimos años el aumento ha sido mayor), además de no contar el mantenimiento, que inicialmente debería ser nulo o muy bajo, debido a que es una instalación al aire libre y fija, que no necesita de un mantenimiento elevado.

Por otra parte, en cuanto a la instalación de recarga de vehículos, el estudio ha de realizarse tras su instalación, ya que dependerá mucho de la utilización o no de estas instalaciones. Por ello hemos elegido un dispositivo con posibilidad de ampliación de tomas de corriente, de esta manera, si la instalación fuera solicitada, podría ampliarse fácilmente. En caso contrario, la inversión tampoco es excesiva y en caso de realizarse junto a la instalación fotovoltaica, las ganancias de la instalación fotovoltaica podrían subsanar esta instalación.



# **CAPÍTULO VIII: PLIEGO DE CONDICIONES**





## **1. OBJETO**

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de nuestra instalación solar fotovoltaica conectada a red interior en la cubierta de un centro comercial.

Así se fijarán los niveles técnicos y de la calidad exigible, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la Legislación aplicable a la Propiedad, al Contratista de la misma, a sus Técnicos y Encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

## **2. DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS**

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregará al Contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto y Memoria, que se incluyen en el presente Proyecto, así como las condiciones que se establezcan en el contrato que se deberá suscribir.

El presente proyecto se refiere a una obra de nueva construcción, siendo por tanto susceptible a ser entregada al uso al cual se destina una vez finalizada la misma. Las órdenes e instrucciones de la Dirección Facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como a interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones. En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

Cualquier cambio en el planteamiento de la Obra que implique un cambio sustancial respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe, si procede, y redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo prescrito en el primer documento. Lo mencionado en los Planos y omitido en el Pliego de Condiciones o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos.

### **3. CONDICIONES FACULTATIVAS**

#### **3.1. DELIMITACIÓN GENERAL DE FUNCIONES TÉCNICAS**

##### **3.1.1. Técnico Facultativo**

Corresponde al Técnico Facultativo del presente proyecto:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras, las veces que lo requiera su naturaleza y complejidad, con la finalidad de resolver las contingencias que se producen e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.
- Coordinar la intervención en la obra de otros técnicos que, en su caso, concurren a la dirección en función propia en aspectos parciales de su especialidad.
- Aprobar las certificaciones parciales de la obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de recepción.
- Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y de la normativa técnica de aplicación el control de calidad y económico de las obras.
- Redactar cuando lo requiera el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad e Higiene para la aplicación del mismo.
- Efectuar el replanteamiento de la obra y preparar el acta correspondiente, subscribiéndola en la unión del Contratista.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Realizar o disponer de las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias muestras programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la

normativa técnica aplicable. De los resultados se informará puntualmente al Contratista, impartándole, en el correspondiente caso, las órdenes oportunas. De no resolverse la contingencia adoptará las medidas correspondientes.

- Realizar las medidas de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribirse al certificado final de la obra.

### **3.1.2. Contratista**

Corresponden al Contratista las siguientes funciones:

- Organizar los trabajos de construcción, redactar los planos de obras que se precisen y proyectar o autorizar las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando sea necesario, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso de la ejecución de las medidas preventivas, vigilando por el cumplimiento y para la observación de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo, en concordancia con las previstas en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo aprobada por O.M. 9-3-71.
- Suscribirse con el Director Técnico el acta de replanteamiento de la obra.
- Ostentar la prefectura de todo el personal que intervienen en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en la obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción del Director Técnico, los materiales y/o suministros que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por la normas de aplicación.
- Preparar las certificaciones parciales de la obra y la propuesta de liquidación final.

- Suscribirse con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar el seguro de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.
- Deberá de tener siempre en la obra un número proporcionado de obreros en la extensión de los trabajos.

### **3.2. OBLIGACIONES Y DERECHOS GENERALES DEL CONTRATISTA**

#### **3.2.1. Verificación de los documentos del proyecto**

Antes de iniciar las obras, el Contratista consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes. El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

#### **3.2.2. Plan de seguridad e higiene**

El Contratista, a la vista del Proyecto de Ejecución, conteniendo el Estudio de Seguridad e Higiene, presentará el Plan de Seguridad e Higiene de la obra a la aprobación del Técnico de la Dirección Facultativa.

#### **3.2.3. Oficina en la obra**

El Contratista habilitará en la obra una oficina o zona en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el cual se puedan entender o consultar los planos. A la comentada oficina habrá de tener siempre el Contratista a disposición de la Dirección Facultativa:

- El proyecto de Ejecución completo.
- La licencia de obras.
- El libro de Órdenes y Asistencias.
- El Plan de Prevenciones y Riesgos Laborales.
- El Libro de Incidencias.

- El Reglamento y Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- La Documentación de los Seguros.

#### **3.2.4. Presencia del contratista**

El Contratista tiene la obligación de comunicar a la Propiedad la persona designada como delegada en la obra, la cual tendrá carácter de jefe, con dedicación plena y con facultades para representarla y adoptar en todo momento las disposiciones que compiten en la contrata.

El Pliego de Condiciones particular determinará el personal facultativo o especialista que el Contratista se obliga a mantener en la obra como mínimo y el tiempo de dedicación comprometido.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará a la Dirección Facultativa a ordenar la paralización de las obras, sin derecho a ninguna reclamación, hasta que se resuelva la deficiencia.

El jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Facultativo, a las visitas que haga en las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios, subministrándole datos precisos para la comprobación de medidas y liquidaciones.

#### **3.2.5. Trabajos no estipulados expresamente**

Es obligación de la contrata ejecutar tanto como sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no estén expresamente determinadas en los documentos del Proyecto, siempre y cuando, no se separen de la correcta interpretación, o disponga el Técnico Facultativo dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y del tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en las cuales hayan quedado.

El Contratista se compromete también a entregar las autorizaciones que preceptivamente han de expendirse a las Delegaciones Provinciales de Industria, etc..., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones. Son también para tener en cuenta del Contratista, todos los arbitrajes, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc..., que ocasionen las obras desde el inicio hasta el final.

### **3.2.6. Reclamaciones contra las órdenes de la Dirección Facultativa**

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones pedidas por la Dirección Facultativa, solo podrán presentarse delante de la Propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en el Pliego de Condiciones correspondiente. Contra disposiciones de orden técnico del Ingeniero, no se admitirá ninguna reclamación, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si así lo cree oportuno, mediante una exposición razonada dirigida al Ingeniero, el cual podrá limitar su respuesta al acusamiento de lo recibido, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

### **3.2.7. Faltas de personal**

Director Facultativo, en el supuesto caso de desobediencia a sus instrucciones, manifestación de incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajadores podrá requerir el Contratista para que aparte de la obra al dependiente u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en el caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

## **4. CONDICIONES ECONÓMICAS**

### **4.1. ABONO DE LA OBRA**

En el contrato se deberá fijar detalladamente la forma y plazos que se abonarán las obras. Las liquidaciones parciales que puedan establecerse tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, sujetos a las certificaciones que resulten de la liquidación final. No suponiendo, dichas liquidaciones, aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Terminadas las obras se procederá a la liquidación final que se efectuará de acuerdo con los criterios establecidos en el contrato.

### **4.2. PRECIOS**

El contratista presentará, al formalizarse el contrato, la relación de los precios de las unidades de obra que integran el proyecto, los cuales de ser aceptados tendrán valor contractual y se aplicarán a las posibles variaciones que pueda haber.

Estos precios unitarios, se entiende que comprenden la ejecución total de la unidad de obra, incluyendo todos los trabajos aún los complementarios y los materiales así como la parte proporcional de imposición fiscal, las cargas laborales y otros gastos repercutibles.

En caso de tener que realizarse unidades de obra no previstas en el proyecto, se fijará su precio entre el Técnico Director y el Contratista antes de iniciar la obra y se presentará a la propiedad para su aceptación o no.

### **4.3. REVISIÓN DE PRECIOS**

En el contrato se establecerá si el contratista tiene derecho a revisión de precios y la fórmula a aplicar para calcularla. En defecto de esta última, se aplicará a juicio del Técnico Director alguno de los criterios oficiales aceptados.

#### **4.4. PENALIZACIONES**

Por retraso en los plazos de entrega de las obras, se podrán establecer tablas de penalización cuyas cuantías y demoras se fijarán en el contrato.

#### **4.5. CONTRATO**

El contrato se formalizará mediante documento privado, que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes. Comprenderá la adquisición de todos los materiales, transporte, mano de obra, medios auxiliares para la ejecución de la obra proyectada en el plazo estipulado, así como la reconstrucción de las unidades defectuosas, la realización de las obras complementarias y las derivadas de las modificaciones que se introduzcan durante la ejecución, éstas últimas en los términos previstos.

La totalidad de los documentos que componen el Proyecto Técnico de la obra serán incorporados al contrato y tanto el contratista como la Propiedad deberán firmarlos en testimonio de que los conocen y aceptan.

#### **4.6. RESPONSABILIDADES**

El Contratista es el responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el proyecto y en el contrato. Como consecuencia de ello vendrá obligado a la desinstalación de lo mal ejecutado y a su reinstalación correcta sin que sirva de excusa el que el Técnico Director haya examinado y reconocido las obras.

El contratista es el único responsable de todas las contravenciones que él o su personal cometan durante la ejecución de las obras u operaciones relacionadas con las mismas.

También es responsable de los accidentes o daños que por errores, inexperiencia o empleo de métodos inadecuados se produzcan a la propiedad, a los vecinos o terceros en general.



El Contratista es el único responsable del incumplimiento de las disposiciones vigentes en la materia laboral respecto de su personal y por tanto los accidentes que puedan sobrevenir y de los derechos que puedan derivarse de ellos.

#### **4.7. RESCISIÓN DE CONTRATO**

Se consideraran causas suficientes para la rescisión del contrato las siguientes:

- Muerte o incapacitación del Contratista.
- La quiebra del Contratista.
- Modificación del proyecto cuando produzca alteración en más o menos 25% del valor contratado.
- Modificación de las unidades de obra en número superior al 40% del original.
- La no iniciación de las obras en el plazo estipulado cuando sea por causas ajenas a la Propiedad.
- La suspensión de las obras ya iniciadas siempre que el plazo de suspensión sea mayor de seis meses.
- Incumplimiento de las condiciones del Contrato cuando implique mala fe.
- Terminación del plazo de ejecución de la obra sin haberse llegado a completar ésta.
- Actuación de mala fe en la ejecución de los trabajos.
- Destajar o subcontratar la totalidad o parte de la obra a terceros sin la autorización del Técnico Director y la Propiedad.

#### **4.8. LIQUIDACIÓN EN CASO DE RESCISIÓN DEL CONTRATO**

Siempre que se rescinda el Contrato por causas anteriores o bien por acuerdo de ambas partes, se abonará al Contratista las unidades de obra ejecutadas y los materiales acopiados a pie de obra y que reúnan las condiciones y sean necesarios para la misma.

Cuando se rescinda el contrato llevará implícito la retención de la fianza para obtener los posibles gastos de conservación del período de garantía y los derivados del mantenimiento hasta la fecha de nueva adjudicación.

## **5. CONDICIONES TÉCNICAS**

### **5.1. CONDICIONES GENERALES**

#### **5.1.1. Calidad de los materiales**

Todos los materiales que utilizaremos en dicha obra habrán de ser de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en las condiciones generales de rango técnico previstas en el Pliego de Condiciones u otras disposiciones vigentes referentes a materiales prototipos.

#### **5.1.2. Materiales que no constan en el proyecto**

Los materiales que no se hacen constar en el proyecto, pueden dar lugar a precios contradictorios, si por lo tanto ocurre así realmente, éstos reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo derecho a reclamación por parte del Contratista, en caso de existir estas condiciones.

### **5.2. DISPOSICIONES VIGENTES**

Todas las instalaciones que se ejecutan en el desarrollo del presente Proyecto, cumplirán en primer lugar los siguientes reglamentos:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (BOE nº 224 de 18/09/2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y las exigencias básicas desarrolladas en su Documento Básico DB - HE de

Ahorro Energético (BOE nº 74 de 28/03/2006). Así como las correcciones posteriores del mismo.

- Orden de 26 de Marzo de 2007, por el que se aprueban las Especificaciones Técnicas de las Instalaciones Fotovoltaicas Andaluzas (BOJA nº 80 de 24/04/2007). Así como la Corrección de Errores e Instrucciones Técnicas Complementarias y Anexos I y II (BOJA nº 98 de 18/05/2007).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre (BOE nº 295 de 08/12/2011), por el que se regula la Conexión a Red de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de Pequeña Potencia. Así como la Corrección de Errores del R.D. 1699/2011 de 11 de Febrero (BOE nº 36 de 11/02/2012).

### **5.3. GENERALIDADES**

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

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

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

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

Las marcas comerciales nombradas en la memoria, son recomendaciones a título orientativo. La elección de las mismas queda como responsabilidad del instalador, en función de la disponibilidad, existencia en el momento de la ejecución o preferencia de trabajo del instalador.

Los materiales seleccionados cumplirán con todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de que no fuese posible elegir un componente que cumpla con los requisitos de este proyecto, será necesario el visto bueno del proyectista o de un técnico cualificado que evalúe su idoneidad y efecto en el resto de componentes.

La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

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

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc... de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

#### **5.4. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Todos los módulos cumplirán con las especificaciones UNE-EN-61.215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, que lo acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico lleva de manera claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable en la fecha de fabricación.

Los módulos habrán de llevar diodos de derivación para evitar averías de las células y sus circuitos por sombreado parcial, con grado de protección IP61.

Los marcos laterales, serán de aluminio o acero inoxidable.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluidas las características físicas (color, dimensiones, etc...). Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que represente defectos de fabricación con roturas o manchas en cualquier de sus elementos así como la falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento o reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc...) para la desconexión de manera independiente y en ambos terminales, cualquiera que sea la rama.

En nuestro caso el modelo escogido será el del fabricante ISOFOTON, modelo ISF-250 P, que cumple lo anteriormente descrito, es un módulo de 250 W, con unas dimensiones de 1.667 x 994 x 45 mm, y un peso de 19 kg.

## **5.5. ESTRUCTURA SOPORTE**

La estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el vigente CTE.

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

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

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

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

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, cumpliendo lo especificado en el punto sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc...

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, garantizará todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37.501 y UNE 37.508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

## **5.6. INVERSOR**

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

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

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

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc...

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de unos 10 % superiores a las STC. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las STC durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- 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 deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Tendrá un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

El inversor deberá estar etiquetado con, al menos, la siguiente información:



- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (V) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

### **5.7. CANALIZACIONES**

Se dispondrán bandejas tipo rejilla sin tapa del modelo REJIBAND del fabricante AEMSA o similares. Dichas rejillas cumplirán los requisitos exigidos por la norma europea UNE-EN-61.537 “Sistemas de bandejas y bandejas de escalera para la conducción de cables” y contarán con el marcado CE.

En todo momento se deberá respetar la capacidad de carga de cada tramo acorde a lo indicado por el fabricante y conforme a la norma UNE-EN-61.537, así como las recomendaciones del mismo en cuanto a soportes, curvas y accesorios a utilizar.

### **5.8. CABLEADO**

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

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

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21.123.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada una de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente.

Los cableados estarán adecuadamente etiquetados, identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

#### **5.8.1. Designación de los cables de energía de baja tensión. Cables eléctricos de tensión asignada hasta 450/750 V**

Los cables eléctricos aislados de tensión asignada hasta 450/750 V se designan según las especificaciones de la norma UNE 20.434 “Sistemas de designación de los cables”.

Esta norma corresponde a un sistema armonizado (Documento de armonización HD 361 de CENELEC) y por lo tanto estas especificaciones son de aplicación en todos los países de la Unión Europea.

El sistema utilizado es una secuencia de símbolos en el que cada uno de ellos, según su posición, tiene un significado previamente establecido en la norma.

Nota: Al no estar armonizados los cables de tensión asignada 0,6/1 kV, este sistema de designación no le es de aplicación. Existen discrepancias y contradicciones entre ambos sistemas de designación, ya que el mismo símbolo puede tener significados distintos según se trate de un cable 450/750 V o un cable 0,6/1 kV.

Los cables de uso general en España cumplen las siguientes normas UNE:

- UNE 21.031: Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V, con aislamiento termoplástico.

- UNE 21.027: Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V, con aislamiento reticulado.
- UNE 21.153: Cables flexibles planos con cubierta de policloruro de vinilo.
- UNE 211.002: Cables de tensión asignada hasta 450/750 V con aislamiento de compuesto termoplástico de baja emisión de humos y gases corrosivos. Cables unipolares sin cubierta para instalaciones fijas.
- UNE-EN 50.214: Cables flexibles para ascensores y montacargas.

### **5.8.2. Designación de los cables de energía de baja tensión. Cables eléctricos de tensión asignada 0.6/1 kV**

Los cables eléctricos aislados de tensión asignada 0,6/1 kV no están armonizados, por lo que tienen un sistema de designación basado en la norma UNE 20.434 (Documento de armonización HD 361 de CENELEC).

Para estos cables no existe una norma general de designación, sino que el sistema utilizado es una secuencia de símbolos en el que cada uno de ellos, según su posición, tiene un significado previamente establecido en la propia norma particular.

Existen algunas discrepancias y contradicciones entre ambos sistemas de designación, ya que el mismo símbolo puede tener significados distintos según se trate de un cable 450/750 V o un cable 0,6/1 kV.

### **5.8.3. Colores de los cableados**

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su

caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón o negro.

Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, se utilizará también el color gris.

En los circuitos trifásicos, cada fase deberá identificarse con un color diferente, utilizando los colores negro, marrón y gris. El reglamento establece también que en circuitos monofásicos la fase estará identificada por el color negro o marrón, independientemente de que estos circuitos se alimenten de fases distintas.

No obstante, cuando para facilitar la identificación, la instalación o el mantenimiento, se considere necesario distinguir entre diferentes circuitos de una instalación interior monofásica, se podrán utilizar el color negro, marrón o gris en los conductores de fase de los diferentes circuitos, siempre que en el proyecto se especifiquen los colores seleccionados para cada circuito.

Los cables unipolares de tensión 0,6/1 kV con aislamiento y cubierta no tienen aplicadas diferentes coloraciones, en este caso el instalador debe identificar los conductores mediante medios apropiados, como puede ser una etiqueta o argolla.

## **5.9. CONEXIÓN A RED**

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo.

## **5.10. PROTECCIONES**

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo, artículo 14.

### **5.11. MEDIDA DE LA ENERGÍA**

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo IV del mismo, artículo 18.

La medida consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación. Los contadores se deberán señalar de forma indeleble.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica; siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

Además de las prescripciones anteriores, los equipos de medida deberán cumplir con todas las especificaciones de la compañía distribuidora.

### **5.12. PUESTA A TIERRA**

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo, artículo 15.

### **5.13. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA**

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo, artículo 16.

## **5.14. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS**

### **5.14.1. Replanteo de la obra**

Antes de comenzar las obras, se realizará el replanteo de las mismas, con especial interés en los puntos singulares, detallando la situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte en la cubierta, distribución de los módulos, canalizaciones, cajas de conexiones, etc..., de manera que se fije completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

### **5.14.2. Ejecución del trabajo**

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos, tales como módulos, inversor, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc...
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

### **5.14.3. Estructura soporte de los módulos fotovoltaicos**

Es responsabilidad del instalador la fijación de las estructuras soporte de sujeción de los módulos fotovoltaicos a la estructura base, su cálculo e instalación.

#### **5.14.4. Conexiones**

Todas las conexiones de los conductores entre sí y con los aparatos y dispositivos se efectuarán mediante conectores con la protección IP adecuada al ambiente en el que se encuentren.

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión estarán limpios, carentes de toda materia que impida un buen contacto, y sin daños sobre el conductor a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

#### **5.15. PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE**

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, además de todas las normas ambientales aplicables, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito al

Ayuntamiento todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.

Se observarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al ámbito de actuación (flora, fauna, aguas, suelos, calidad del aire, etc...). En caso de observarse daños en fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

### **5.16. RECEPCIÓN Y PRUEBAS**

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego de Condiciones, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.



- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

## **5.17. MANTENIMIENTO**

### **5.17.1. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento**

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento implicará, como mínimo, las revisiones indicadas en el documento Anexo V del presente proyecto.

El Plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc...
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc...
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.

- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc...

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 24 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

#### **5.17.2. Mantenimiento a realizar por el propietario**

Sin menoscabo de lo que indique el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo, el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- Supervisión general: Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con lo que se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.
- Limpieza: Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.
- Verificación visual del campo fotovoltaico: Comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el

edificio, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de oxidación, etc...

- Verificación de las medidas: La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual podría indicar que se está produciendo un mal funcionamiento.

## **5.18. GARANTÍAS**

### **5.18.1. Plazos**

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de 3 años como mínimo, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 10 años como mínimo, contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concederá a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

### **5.18.2. Condiciones económicas**

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

### **5.18.3. Anulación de la garantía**

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no

autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el párrafo anterior.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

#### **5.18.4. Lugar y tiempo de la presentación**

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de 24 horas y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 48 horas, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.



# **CAPÍTULO IX: CONCLUSIONES**





La función principal de este proyecto es la concienciación de la utilización de energías renovables, además de observar que realizar dichas instalaciones es relativamente sencilla y que su instalación no comprende grandes obras.

También podemos observar que tomar medidas a favor del medio ambiente como es el uso de energías renovables es un proceso sencillo y factible económicamente, ya que pese a necesitar altos presupuestos, éstos se amortizan rápidamente además de obtener grandes beneficios tras su amortización. Además a cambio de una amortización algo más duradera, cabe la posibilidad de financiar dichos presupuestos a varios años para hacer viable su ejecución.

Particularmente con este proyecto, vemos que la energía solar fotovoltaica está ganando territorio en el mundo de las energías. Es una energía procedente de una fuente de energía que nos acompaña día a día, el sol. Tal vez su mayor inconveniente sea que no podemos aprovecharlo en días nublados o de noche, y por tanto siempre necesitaremos de otras energías para subsanar esas horas.

Por otra parte hemos comprobado la viabilidad del sistema de inclinación Este Oeste, que pese a obtener menor energía por panel, su sistema de inclinación nos permite aprovechar en mayor medida el espacio y obtener finalmente más energía en un mismo terreno. Además este sistema, al tener varias horas pico de energía, frente a una sola del sistema común Sur, nos permite obtener una curva de energía generada más plana, beneficiando su utilización a lo largo del día para sistemas de autoconsumo, a la vez que beneficia a la red al no inyectarla picos tan altos de energía. Cabe destacar también otra ventaja, su inclinación más plana se asemeja más a un tejado, lo que permite realizar estas instalaciones en centros urbanos sin causar grandes impactos visuales, como es el caso de este proyecto.

Por tanto, pienso que este proyecto debiera servir para impulsar este tipo de instalaciones y extenderlas a otros lugares, ya que cualquier plaza, o pequeño aparcamiento para bicis, puede ser un lugar adecuado y conveniente para este tipo de instalaciones, obteniendo beneficios tanto económicos como sociales, con las sombras obtenidas por estas estructuras.

Como último inciso en la energía solar fotovoltaica, pienso que debe seguir impulsándose y mejorando sus elementos, como los propios paneles

solares, aumentando su rendimiento como elementos como baterías y reguladores propios de instalaciones solares aisladas.

En este proyecto además tenemos un valor añadido: hemos incluido un sistema de recarga de vehículos eléctricos. Estos sistemas están comenzando a instalarse en todo tipo de centros públicos e incluso en lugares residenciales. Es una tecnología en pleno auge y que cada vez se está solicitando más, con el aumento del uso de los coches eléctricos.

Por consiguiente, incluir un puesto de recarga en cualquier edificio es algo necesario en la época que vivimos y es un proyecto sencillo que debemos impulsar para no quedar atrás tecnológicamente.

Por último quiero realizar un inciso en cuanto a la normativa vigente. Este proyecto se ha realizado en base a unos límites establecidos por la legislación vigente y bajo ciertas normativas que no impulsan completamente los sistemas de autoconsumo. Pese a ello, es notable el aumento de la realización de este tipo de instalaciones, lo que conllevará a una mejora e impulsión favorable para estas instalaciones.

Visto estos detalles pienso que este proyecto ha realizado con éxito sus propósitos. A nivel personal me ha ayudado a conocer y entender tanto el funcionamiento como las normativas de estas tecnologías.





# **CAPÍTULO X: BIBLIOGRAFÍA**



**Páginas didácticas:**

(Entre paréntesis la fecha de consulta)

- <http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2014/09/30/132339> (Noviembre 2014)
- <http://www.blogenergiasostenible.com/que-es-la-energia-sostenible/> (Noviembre 2014)
- <http://erenovable.com/principales-fuentes-de-energia-del-mundo/> (Noviembre 2014)
- [http://energia.ivace.es/index.php?option=com\\_content&view=article&id=5&Itemid=67&lang=castellano](http://energia.ivace.es/index.php?option=com_content&view=article&id=5&Itemid=67&lang=castellano) (Noviembre 2014)
- <http://twenergy.com/energia/energias-renovables> (Noviembre 2014)
- <http://www.sostenibilidad.com/las-energias-renovables-solar/> (Noviembre 2014)
- [http://www.appa.es/04biomasa/04que\\_es.php](http://www.appa.es/04biomasa/04que_es.php) (Noviembre 2014)
- <http://www.appa.es/05eolica/05tecnologia.php> (Noviembre 2014)
- <http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.com.es/2006/01/energia-solar-fotovoltaica.html> (Diciembre 2014)
- <https://www.iberdrola.es/clientes/hogar/eficiencia/energias-renovables/solar-fotovoltaica> (Diciembre 2014)
- <http://www.recargacocheselectricos.com/recarga-vehiculos-electricos/> (Diciembre 2014)
- <https://www.endesavehiculoelectrico.com/vehiculo-electrico/recarga> (Diciembre 2014)
- <http://www.motorpasionfuturo.com/coches-electricos/tipos-de-conectores-tipos-de-recarga-y-modos-de-carga> (Diciembre 2014)

- <http://solartradex.com/blog/analisis-economico-de-un-proyecto-de-autoconsumo-solar/> (Marzo 2015)
- <http://www.erasolar.es/BEraSolarNet/?p=14689> (Diciembre 2014 y Febrero 2015)

### **Páginas Comerciales:**

- <http://circuitor.es/es/productos/recarga-inteligente-para-vehiculos-electricos> (Enero y Febrero 2015)
- <http://www.xinyualum.es/10-solar-frame.html> (Febrero 2015)
- <http://www.complasbcn.com/productos/plasticos-tecnicos/polipropileno/plakene-polipropileno> (Febrero 2015)
- <http://www.ambgreenpower.com/default.aspx> (Febrero 2015)
- <http://www.hager.es/productos-e.catalogo/distribucion-de-la-energia/proteccion-modular/residencial/interruptores-automaticos-magnetotermicos/> (Febrero 2015)
- [www.isofoton.com/](http://www.isofoton.com/) (Diciembre 2014)
- <http://www.solarmax.com/es/> (Diciembre 2014 y Febrero 2015)
- <http://www.renusal.com/> (Diciembre 2014 y Febrero 2015)

### **Páginas de datos de interés:**

- <http://www.ree.es/> (Diciembre 2014)
- <http://www.tutiempo.net/clima/VALLADOLID/81410.htm> (Diciembre 2014)



- <http://www.ine.es/> (Diciembre 2014)
- <http://www.catastro.meh.es/> (Diciembre 2014)
- [http://www.photon.info/photon\\_site\\_db\\_solarmodule\\_en.photon](http://www.photon.info/photon_site_db_solarmodule_en.photon)  
(Febrero 2015)

**Libros:**

- ***Curso CENSOLAR para el Proyectista-Instalador de Energía Solar. Tomo V: Sistemas de conversión eléctrica.*** (Enero 2015)
- ***Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas de ABB***  
(Enero 2015)
- ***Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (Edición Paraninfo)***  
(Enero y Febrero 2015)
- ***Manuales de Energías Renovables/6: Energía Solar Fotovoltaica (Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales – IDEA)*** (Enero y Febrero 2015)



# **CAPÍTULO XI: ANEXOS**

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**19242** *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.*

La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, tiene como objetivo incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas. Uno de los objetivos expresos citados en la misma, es la promoción de instalaciones de pequeño tamaño.

Del mismo modo, 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, establece la obligación de racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos de autorización y conexión a redes de distribución y transporte de energía eléctrica, instando a establecer procedimientos de autorización simplificados. Igualmente regula las líneas generales que deben regir el acceso a las redes y funcionamiento de las mismas en relación con las energías renovables teniendo en cuenta su futuro desarrollo.

En este sentido, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, así como el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, constituyen el marco normativo sobre el que se va a desarrollar la cogeneración de alta eficiencia, y la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en los próximos años en nuestro país.

El Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 20 de julio de 2007, establece como objetivo general dentro del sector de la cogeneración, el desarrollo del pleno potencial de la cogeneración y cuantifica un objetivo de 8.400 MW de potencia instalada para el año 2012 a implementar en los sectores industrial y terciario.

Por su parte, el nuevo Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020 notificado a la Comisión Europea el pasado 30 de junio de 2010, en virtud de lo previsto en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, establece los objetivos para la próxima década, así como las propuestas de modificaciones regulatorias necesarias para alcanzarlos.

El sector terciario y el doméstico son grandes consumidores energéticos en forma de electricidad y calor y está constituido por numerosos consumidores de pequeñas potencias que suelen estar mayoritariamente conectados en baja tensión hasta 400 V, aunque algunos grandes edificios se conectan en alta tensión entre 1 kV y 36 kV. El pequeño tamaño de algunas instalaciones de energías renovables y de cogeneración de pequeña escala y el conocimiento disponible del sistema de distribución en ciudades permite determinar un conjunto de situaciones en las que la conexión a la red es siempre factible sin que requiera costosos estudios y tiempo de dedicación por parte de las empresas distribuidoras. Esta estructura específica del sector terciario y doméstico debe ser tomada en cuenta a la hora de adoptar medidas concretas que fomenten una mayor

penetración de las tecnologías de energías renovables y de la tecnología de cogeneración. Por ello, la racionalización y aceleración de los procedimientos administrativos para la obtención de los permisos que permitan una mayor capacidad de generación se considera como una prioridad para la consecución de los objetivos señalados.

De acuerdo con todo ello, el objeto del presente real decreto es efectuar el desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en sintonía con la actual Directiva 2004/8/CE, de 11 de febrero de 2004, y con la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, mediante el establecimiento de las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja y alta tensión hasta 36 kV de las instalaciones de energías renovables y de cogeneración de pequeña potencia, teniendo en cuenta sus especiales características y con la finalidad de establecer una regulación específica que permita el desarrollo de estas actividades.

El presente real decreto deroga el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ampliando el ámbito de aplicación de la nueva regulación y manteniendo la estructura básica de su contenido.

Como novedad, se simplifican los requisitos para las instalaciones de pequeña potencia que pretendan conectarse en puntos donde exista ya un suministro.

Del mismo modo, se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentivará el autoconsumo.

Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Adicionalmente, se llevan a cabo otras modificaciones reglamentarias al objeto de optimizar los flujos de información entre los órganos competentes de las comunidades autónomas, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y la Comisión Nacional de Energía, para de esta forma mejorar el servicio prestado a los administrados.

Se procede a la modificación del Real Decreto 1955/2000, 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, al objeto de establecer los criterios de reparto de costes de conexión para todas las instalaciones de producción, y modificar las cuantías de los avales para la solicitud del acceso a la red, introduciendo cuantías reducidas para las instalaciones objeto del presente real decreto,

Se sustituye el plazo de doce meses, ampliable hasta un máximo de dieciséis en caso de solicitud de prórroga, para que las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de preasignación de retribución obtengan la inscripción definitiva y comiencen la venta de energía que, por un plazo único de dieciséis meses. Asimismo se procede a la reducción de las cuantías de los avales requeridos para participar en el procedimiento de preasignación, en coherencia con las nuevas cuantías exigidas para el acceso a la red de distribución,

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de Energía, Informe 17/2011, de 2 de junio, y para la elaboración de este informe, de acuerdo con lo establecido en el 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, se han tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad de dicha comisión, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia y consultas a las comunidades autónomas.

Por otra parte, el real decreto ha sido objeto del informe de la Comisión Nacional de la Competencia IPN 60/11, de 20 de julio de 2011, emitido al amparo del artículo 25.a) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 5 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, esta disposición ha sido sometida al procedimiento de información en materia de normas y reglamentaciones técnicas y de reglamentos relativos a los servicios de la sociedad de la información, previsto en la Directiva 98/34/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio, modificada por la Directiva 98/48/CE, de 20 de julio.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha informado este real decreto en su reunión del día 8 de septiembre de 2011.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, con la aprobación previa del Vicepresidente del Gobierno de Política Territorial y Ministro de Política Territorial y Administración Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 18 de noviembre de 2011,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

## Disposiciones generales

### Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas básicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el ámbito del presente real decreto.

### Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia no superior a 100 kW de las tecnologías contempladas en las categorías b) y c) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en cualquiera de los dos casos siguientes:

- a) cuando se conecten a las líneas de tensión no superior a 1 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor,
- b) cuando se conecten al lado de baja de un transformador de una red interior, a una tensión inferior a 1 KV, de un consumidor conectado a la red de distribución y siempre que la potencia instalada de generación conectada a la red interior no supere los 100 kW.

2. También será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia no superior a 1000 kW de las tecnologías contempladas en la categoría a) y de los subgrupos b.6, b.7 y b.8 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que se conecten a las líneas de tensión no superior a 36 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor.

3. A los efectos del presente real decreto, se considerarán pertenecientes a una única instalación de generación, cuya potencia será la suma de las potencias unitarias, la formada por las agrupaciones de instalaciones de la misma tecnología que compartan líneas o infraestructuras de evacuación, así como las instalaciones de igual tecnología que se ubiquen en una misma referencia catastral identificada ésta por sus primeros catorce dígitos. A estos efectos se considerarán tecnologías diferentes las siguientes: solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, oceanotérmica, de las corrientes marinas, eólica, térmicas sin cogeneración y térmicas con cogeneración.

En el caso de instalaciones ubicadas sobre referencia catastral urbana, podrá sustituirse la referencia anterior a los catorce primeros dígitos por la referencia completa de veinte dígitos cuando cada una de las instalaciones de generación que pretenda

ubicarse esté asociada a un punto de suministro de potencia contratada igual o superior a la potencia de la instalación de producción que pretende instalarse, lo que deberá ser acreditado en la solicitud de punto de conexión y a requerimiento del órgano de la Administración competente.

A los efectos del presente real decreto se considerará que varias instalaciones de generación comparten infraestructuras de evacuación, entre otros casos, cuando dichas instalaciones de generación se conecten a un mismo centro de transformación o subestación a través de líneas de las que no sea titular la empresa distribuidora o transportista.

4. Quedan excluidas del ámbito de aplicación del presente real decreto las agrupaciones de instalaciones que compartan líneas o infraestructuras de evacuación y las instalaciones de igual tecnología que se ubiquen en una misma referencia catastral identificada por sus primeros catorce dígitos, en ambos casos, cuando la suma de las potencias unitarias supere los valores recogidos en los apartados 1 o 2.

### Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos del presente real decreto, se entenderá por:

- a) «Capacidad de la red receptora»: potencia máxima que, en su caso, puede cederse o demandarse a la red en el punto de conexión sin que se sobrepasen los criterios de capacidad establecidos.
- b) «Circuito de generación de instalaciones interconectadas»: Conjunto de materiales y equipos eléctricos y electromecánicos (generador, conductores, aparamenta, etcétera) incluidos desde el generador hasta el punto de conexión con la red de distribución o red interior correspondiente.
- c) «Red interior»: Instalación eléctrica formada por los conductores, aparamenta y equipos necesarios para dar servicio a una instalación receptora que no pertenece a la red de distribución.

## CAPÍTULO II

### **Acceso y conexión de las instalaciones a la red de distribución**

#### Artículo 4. *Solicitud de punto de acceso y conexión.*

1. El promotor de la instalación solicitará a la empresa distribuidora el derecho de acceso y el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto o la documentación técnica de la instalación, según corresponda en función de la potencia instalada. La solicitud de punto de conexión se acompañará de la siguiente información:

- a) Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.
- b) Ubicación concreta de la instalación de generación, incluyendo la referencia catastral.
- c) Esquema unifilar de la instalación.
- d) Punto propuesto para realizar la conexión. Se incluirán las coordenadas UTM si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida de acuerdo con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y normativa de desarrollo.
- e) Propietario del inmueble donde se ubica la instalación
- f) Declaración responsable del propietario del inmueble dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión si fuera diferente del solicitante.
- g) Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los

dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16.

h) Justificante de haber depositado el aval correspondiente ante el órgano de la Administración competente.

2. En el caso de que resulte necesaria la presentación de alguna documentación adicional, la empresa distribuidora la solicitará en el plazo de 10 días a partir de la recepción de la solicitud, justificando la procedencia de tal petición.

3. El estudio de la conexión no supondrá en ningún caso un coste para el solicitante.

#### Artículo 5. *Determinación de las condiciones técnicas de acceso y la conexión.*

1. En el plazo de un mes a partir de la recepción de la solicitud, la empresa distribuidora notificará al solicitante su propuesta conjunta relativa a las condiciones de acceso y conexión, incluyendo, al menos, los siguientes extremos:

a) Aceptación de los puntos de conexión y medida propuestos, incluyendo coordenadas UTM, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

b) Tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión.

c) Potencia de cortocircuito máxima de diseño para el cálculo de la aparamenta de protección y mínima en explotación normal para el cálculo de las variaciones de tensión permitidas en el punto de conexión.

d) En el caso de que el punto de conexión y medida para la cesión de energía por parte del solicitante sea diferente del punto de conexión y medida del suministro, informe justificativo de esta circunstancia.

2. Si la potencia nominal máxima disponible de conexión fuese inferior a la potencia de la instalación, la empresa distribuidora podrá denegar la solicitud de conexión debiendo determinar los elementos concretos de la red que precisa modificar, e indicar la potencia máxima disponible de conexión sin modificación de la red. En caso de discrepancia relativa a la denegación de la solicitud de conexión por falta de capacidad, el interesado podrá dirigir, dentro de los 30 días posteriores a la recepción de la propuesta remitida por la empresa distribuidora, su reclamación al órgano de la Administración competente, que resolverá y notificará en un plazo máximo de dos meses. La potencia nominal máxima disponible de conexión se calculará de acuerdo con los criterios definidos en el anexo I de este real decreto.

3. El acceso de la instalación de generación a la red de distribución podrá ser denegado atendiendo a criterios de seguridad y continuidad del suministro.

Para conceder acceso a la red de distribución, entendido como derecho de uso de la red, se habrá de disponer de punto de conexión con la capacidad necesaria teniendo en cuenta las instalaciones existentes y las ya comprometidas.

4. Si la empresa distribuidora no efectuase la notificación en el plazo a que se refiere este artículo, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

5. La propuesta efectuada por la empresa distribuidora sobre el punto y condiciones de conexión mantendrá su vigencia durante un plazo de tres meses desde la fecha de notificación al titular de la instalación. Antes de que finalice dicho plazo, el solicitante deberá informar a la empresa distribuidora de la aceptación del punto y condiciones propuestas.

6. En caso de disconformidad con las condiciones de conexión propuestas por la empresa distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la propuesta, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes



habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de la solicitud.

Para la resolución de la discrepancia se atenderá al criterio de originar el menor coste posible al sistema cumpliendo los requisitos técnicos establecidos.

7. Ante la falta de acuerdo en relación con la solicitud de acceso, el peticionario podrá plantear un conflicto ante la Comisión Nacional de Energía.

8. Una vez aceptada la propuesta de la empresa distribuidora, el solicitante dispondrá de un plazo máximo de quince meses para que la instalación resulte inscrita en el Registro de preasignación de retribución o en el Registro administrativo de instalaciones de producción correspondiente. En caso de incumplimiento por parte del solicitante se producirá la cancelación del punto de conexión. Una vez inscrita en el Registro de preasignación de retribución, la vigencia del punto y condiciones de conexión se mantendrán hasta la inscripción con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción correspondiente o la cancelación de inscripción en el citado Registro de preasignación de retribución.

#### Artículo 6. *Determinación de las condiciones económicas de la conexión.*

1. Salvo en el caso previsto en el apartado 6, el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente, las repotenciaciones en las líneas de la empresa distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión, y, si fuese necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante.

La empresa distribuidora deberá remitir al promotor de la instalación de generación un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico.

En el caso de que el punto de conexión se encuentre en la red de baja tensión, la empresa distribuidora dispondrá para la remisión de dichos documentos de un plazo de 15 días a contar desde la fecha en que esta empresa tenga constancia de la aceptación por parte del promotor de la instalación de generación del punto de conexión propuesto por la empresa distribuidora. Este plazo será de un mes en el caso de que el punto de conexión sea en alta tensión.

Los documentos señalados en este apartado deberán desglosarse del siguiente modo:

a) Pliego de condiciones técnicas:

1.º Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el distribuidor al ser éste el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

2.º Trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

Los trabajos referidos en este apartado podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa distribuidora.

La empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa que dichas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo a las condiciones detalladas en el pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente.

b) Presupuesto:

1.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

2.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución. A petición expresa del promotor de la instalación de generación, el distribuidor presentará un presupuesto por estas instalaciones que deberá ser independiente del presupuesto señalado en el párrafo 1.º anterior.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa distribuidora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Igualmente, si el solicitante decidiese que fuese cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada la que ejecutase los trabajos deberá comunicarlo a la empresa distribuidora en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

2. Si la empresa distribuidora no efectuase la notificación en el plazo a que se refiere el apartado 1, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

3. En caso de disconformidad con las condiciones técnicas y el presupuesto económico propuestas por la empresa distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de la solicitud.

4. Una vez comunicada a la empresa distribuidora el interés en que ejecute los trabajos, el pliego de condiciones técnicas y el presupuesto será válido en los términos que las condiciones técnicas previstos en el apartado 8 del artículo 5.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al distribuidor de la zona, quien se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichas empresas distribuidoras deberán ser cedidas con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste.

El titular de la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros nuevos consumidores y/o nuevos generadores, con una duración mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano correspondiente de la Administración competente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.

6. Para las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 20 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que, con carácter previo a la solicitud, cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, definido según lo establecido en el artículo 12.3 del Texto Refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real

Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, se sustituirá el pago de los costes de las infraestructuras de conexión por el régimen económico vigente de los derechos de acometida como si de un suministro se tratara, en los términos previstos en el capítulo II del título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y en los artículos 9 y 10 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este régimen se denominará derechos de acometida de generación y será independiente de los derechos de acometida para suministro.

#### Artículo 7. *Suscripción del contrato técnico de acceso.*

1. Una vez superadas las pruebas de la instalación realizadas por el instalador autorizado, éste emitirá el correspondiente certificado de características principales de la instalación y de superación de dichas pruebas, debidamente diligenciado por el órgano de la Administración competente.

El titular de la instalación solicitará a la empresa distribuidora la suscripción del contrato técnico de acceso a la red para lo que será necesaria la presentación del certificado de superación de las pruebas de la instalación y que se haya producido la aceptación de las condiciones técnicas y económicas de conexión conforme se establece en los artículos 5 y 6 anteriores.

2. El titular de la instalación y la empresa distribuidora suscribirán el contrato por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos según el modelo de contrato tipo recogido en el anexo III de este real decreto.

La empresa distribuidora suscribirá este contrato en el plazo máximo de un mes a contar desde la fecha de solicitud del interesado siempre que la instalación cumpla los requisitos establecidos.

3. Cualquier discrepancia sobre el contrato que se vaya a suscribir será resuelta y notificada por el órgano de la Administración competente en el plazo máximo de un mes desde la fecha en que la solicitud de la resolución de la discrepancia haya tenido entrada en el registro del órgano competente para su tramitación.

#### Artículo 8. *Conexión a la red y primera verificación.*

1. Una vez aceptadas las condiciones técnicas y económicas de conexión y el certificado de características principales de la instalación y de superación de dichas pruebas conforme se establece en los artículos 5, 6 y 7, el titular de la instalación podrá solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red de distribución. Esta solicitud la podrá realizar junto con la de suscripción del contrato técnico con el distribuidor, o en cualquier momento posterior a la firma del mismo.

2. Efectuada la conexión la empresa distribuidora podrá realizar en cualquier momento una primera verificación en aquellos elementos que afecten a la regularidad y seguridad de suministro, por la que percibirá del titular de la instalación el pago de los derechos previstos en la normativa vigente.

3. Si como consecuencia de la verificación la empresa distribuidora encontrase alguna incidencia en los equipos de conexión o en la propia instalación, ésta informará, si fuera necesario, al titular de la instalación sobre las mismas, concediéndole un plazo para que proceda a solucionarlas.

En caso de disconformidad, el titular de la instalación o la empresa distribuidora podrán solicitar al órgano de la Administración competente las inspecciones precisas y la resolución de la discrepancia. En el caso de que la conexión con la red de distribución no se haya realizado, el órgano de la Administración competente deberá resolver y notificar en un plazo máximo de un mes desde que se formule dicha solicitud.

4. A partir de la notificación a la empresa distribuidora de la solicitud de conexión, cuando no existan condicionantes técnicos o de operación de la red de distribución, ésta dispondrá de un plazo máximo de un mes para proceder a efectuar la conexión a la red.

La empresa distribuidora será responsable y asumirá el coste del entronque y la conexión de las instalaciones de producción a la red de distribución existente, sin perjuicio de dar cumplimiento a la normativa y protocolos de seguridad.

5. La empresa distribuidora remitirá al órgano de la Administración competente, y a la Comisión Nacional de Energía, durante el primer mes de cada año una relación de las instalaciones conectadas a su red de distribución durante el año anterior, con expresión para cada una de ellas del titular, emplazamiento y potencia nominal.

#### Artículo 9. *Procedimiento de conexión abreviada.*

1. Las instalaciones de potencia no superior a 10 kW que pretendan conectarse en un punto de la red de distribución en baja tensión, directamente o a través de la instalación de una red interior, en el que exista un suministro de potencia contratada igual o superior al de la instalación, podrán conectarse en el mismo punto de dicho suministro mediante el procedimiento abreviado previsto en el presente artículo.

2. El promotor de la instalación comunicará a la empresa distribuidora, mediante la remisión del modelo simplificado de solicitud de conexión recogido en el anexo II de este real decreto debidamente cumplimentado, y de manera fehaciente o a través de los medios electrónicos dispuestos por ésta, la solicitud de conexión de su instalación con la red de distribución de baja tensión, junto con una memoria técnica de diseño, que reflejará si la conexión propuesta es en el mismo punto de dicho suministro o en su red interior, e indicando el CUPS del suministro asociado.

En el caso en el que el solicitante de la conexión sea distinto del titular del contrato de suministro con título justo, aportará una declaración responsable en la que el titular del contrato de suministro da su conformidad a la solicitud de punto de conexión.

3. La empresa distribuidora dispondrá de un plazo de 10 días hábiles a contar desde la fecha de recepción de dicha solicitud para contestar confirmando o, en su caso, denegando al interesado mediante informe motivado y, siempre que fuera posible, remitiendo una propuesta alternativa. El titular podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente, en el plazo máximo de un mes desde la fecha de recepción de la propuesta, si no estuviera conforme con la propuesta remitida, así como en el caso de falta de contestación en el plazo de 10 días hábiles antes indicado, para que éste resuelva y notifique en el plazo de un mes desde la fecha en que la solicitud de la resolución de la discrepancia haya tenido entrada en el registro del órgano competente para su tramitación.

4. Una vez realizada la instalación, el titular remitirá a la empresa distribuidora de manera fehaciente o a través de los medios electrónicos dispuestos por ésta, una solicitud de conexión de la instalación, acompañada del contrato técnico de acceso establecido en el anexo III de este real decreto debidamente cumplimentado y firmado, y el certificado de instalación debidamente diligenciado por el órgano de la Administración competente.

La empresa distribuidora dispondrá de un plazo de 10 días hábiles para formalizar el contrato técnico de acceso, verificar la instalación y realizar la conexión de la instalación de producción a la red de distribución existente.

Si como resultado de la verificación, la distribuidora detectara deficiencias, lo comunicará al titular de la instalación que deberá subsanar las deficiencias señaladas antes de solicitar de nuevo la conexión.

5. La empresa distribuidora podrá, si lo considera oportuno, estar presente durante la puesta en servicio de instalación. A estos efectos el titular de la instalación deberá comunicar la fecha y hora en la que se va a realizar con una antelación mínima de 5 días.

## CAPÍTULO III

**Condiciones técnicas de las instalaciones**Artículo 10. *Obligaciones del titular de la instalación.*

1. El titular de la instalación será responsable de mantener la instalación en perfectas condiciones de funcionamiento, así como de los aparatos de protección y conexión.

Las empresas distribuidoras podrán proponer a la Administración competente, para su aprobación, programas de verificaciones de los elementos de instalaciones que puedan afectar a la regularidad y seguridad en el suministro, para ser realizados por ellas mismas, sin perjuicio de otros programas de verificaciones que puedan establecerse por las Administraciones. En el caso en el que una instalación no superase una verificación, los costes de la verificación y de la subsanación de las deficiencias serán a cargo del titular de la misma.

Las verificaciones contempladas en el párrafo anterior serán a cargo de las empresas distribuidoras.

2. En el caso de que se haya producido una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación, la empresa distribuidora, previa justificación al interesado, podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización previa de la autoridad competente. A estos efectos se entenderá por perturbación importante aquella que afecte a la red de distribución haciendo que el suministro a los usuarios no alcance los umbrales de calidad establecidos para este caso por la normativa vigente.

3. En el caso de que una instalación perturbe el funcionamiento de la red de distribución, incumpliendo los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora lo comunicará al órgano de la Administración competente en materia de energía y al titular de la instalación, al objeto de que por éste se proceda a subsanar las deficiencias en el plazo máximo de setenta y dos horas.

Si transcurrido dicho plazo persisten las incidencias, la empresa distribuidora podrá proceder a la desconexión de la instalación, dando cuenta de forma inmediata al órgano de la Administración competente en materia de energía. En este supuesto, una vez eliminadas las causas que provocan las perturbaciones, para proceder a la conexión de la instalación a la red, el titular de la instalación deberá presentar a la empresa distribuidora y al órgano de la Administración competente la justificación correspondiente, firmada por un técnico competente o un instalador autorizado, según proceda, y en la que, en su caso, se describirá la revisión efectuada. La reconexión se producirá en el plazo máximo de 2 días hábiles desde la anterior notificación siempre que la distribuidora esté de acuerdo con la justificación dada y la revisión efectuada por el titular.

En caso de falta de acuerdo entre el titular de la instalación y la empresa distribuidora respecto a la existencia y la causa de las perturbaciones, podrá someterse el conflicto por una de las partes al órgano de la Administración competente en materia de energía para que por ésta se resuelva en el plazo de un mes.

4. En el caso excepcional en el que se evidencie que la instalación supone un riesgo inminente para las personas, o cause daños o impida el funcionamiento de equipos de terceros, la distribuidora podrá desconectar inmediatamente la instalación, debiendo comunicar y justificar detalladamente dicha actuación excepcional al órgano de la Administración competente en materia de energía y al interesado, en un plazo máximo de veinticuatro horas.

5. El titular de la instalación deberá disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones.

6. Las instalaciones de producción, deberán ser revisadas, al menos cada tres años, por técnicos titulados, libremente designados por el titular de la instalación. Los profesionales que las revisen estarán obligados a elaborar un informe en el que se



consigne y certifique expresamente los datos de los reconocimientos. En ellos, además, se especificará el cumplimiento de las condiciones reglamentarias o, alternativamente, la propuesta de las medidas correctoras necesarias.

Los citados informes se mantendrán en poder del titular de las instalaciones, quien deberá enviar copia a la Administración competente.

#### Artículo 11. *Condiciones técnicas de carácter general.*

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

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

2. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

3. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta los criterios recogidos en el anexo I de este real decreto.

4. En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.

5. En el caso de que una instalación se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.

#### Artículo 12. *Condiciones de conexión.*

1. Los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.

Las configuraciones de conexión deberán asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.

2. Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.

3. La contribución de los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de baja o media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 por ciento de la tensión nominal de la red de baja o media tensión, según corresponda.

4. El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

#### Artículo 13. *Condiciones específicas para la conexión en redes interiores.*

1. La conexión se realizará, en el punto de la red interior de su titularidad más cercano a la caja general de protección, de tal forma que permita aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico.

En el caso de que el punto de conexión a la red de distribución sea en alta tensión y exista un centro de transformación propiedad del consumidor, la conexión de la instalación de producción se realizará en el cuadro de salida de baja tensión del transformador.

2. El titular de la red interior habrá de ser el mismo para todos los equipos de consumo e instalaciones de generación que tuviera conectados en su red. En este caso,

deberá de figurar una anotación al margen en la inscripción definitiva de la instalación de producción, tanto en el registro autonómico como en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. Las instalaciones de producción conectadas a una red interior no podrán ser de potencia superior a 100 kW y, en todo caso, no podrán superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia adscrita al suministro.

#### Artículo 14. *Protecciones.*

1. El sistema de protecciones deberá cumplir, en lo no previsto en este real decreto, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y los procedimientos de operación correspondientes, así como, en lo no previsto en los anteriores, las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 4, incluyendo lo siguiente:

a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.

d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Tabla 1

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión –fase 1.	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión – fase 2.	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima.	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

e) Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

2. Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.

3. Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

4. En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

#### Artículo 15. *Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones.*

1. La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

2. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

3. Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

#### Artículo 16. *Armónicos y compatibilidad electromagnética.*

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose en la documentación mencionada en el artículo 4 los certificados que así lo acrediten.

#### Artículo 17. *Garantía de seguridad en trabajos de la red de distribución.*

Cuando la empresa distribuidora deba efectuar trabajos en la red, lo comunicará con al menos 15 días de antelación al titular de la instalación. En este caso, la empresa distribuidora intervendrá en el punto frontera de la instalación de generación, aun cuando esto pudiera imposibilitar o condicionar el suministro de energía al consumidor conectado en dicho punto.

### CAPÍTULO IV

#### **Procedimiento de medida y facturación**

#### Artículo 18. *Medida y facturación.*

1. Los puntos de medida se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y en la reglamentación vigente en materia de medida y seguridad y calidad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía producida.



2. Será requisito necesario para la facturación del régimen económico asociado a la condición de instalación de régimen especial, la existencia de un punto de medida de generación propio, e independiente.

3. Con carácter general, para las instalaciones conectadas a una red interior, los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.

En los casos en los que la instalación de producción vaya a vender exclusivamente la energía excedentaria, se permitirá la opción de instalar un único equipo de medida con registros de generación y consumo independientes. En este caso, se requerirá la suscripción de dos contratos de acceso, uno para generación y otro para consumo.

Exclusivamente, cuando se trate de una instalación conectada en el lado de baja de un transformador propiedad del consumidor, el equipo de medida de la instalación de producción se instalará en dicho punto de conexión. En este caso el encargado de la lectura deberá dar conformidad a la configuración de medida.

4. Los procedimientos para la fijación de puntos de medida alternativos y las correcciones a efectuar en las medidas de forma que la medida corregida pueda considerarse igual a la energía circulada por el punto frontera serán los establecidos en las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento unificado de medidas del sistema eléctrico.

5. La clase de precisión de los puntos de medida de generación y consumo será conforme a lo establecido en la normativa de aplicación, garantizando el suministro de los datos requeridos para la facturación de las tarifas o peajes que correspondan.

6. La instalación de todos los equipos de medida se efectuará de forma que el encargado de la lectura disponga permanentemente de libre acceso a los mismos, debiendo garantizarse la veracidad e integridad de la medida.

Para las instalaciones de régimen especial de potencia igual o inferior a 10 kW, conectadas a una red interior, no será de aplicación el complemento por energía reactiva previsto en el artículo 29 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

*Disposición adicional primera. Instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas a tensión no superior a 1 kV, ya sea a la red de distribución o a la red interior de un consumidor.*

Quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas directamente a una red de tensión no superior a 1 kV, ya sea de distribución o a la red interior de un consumidor.

*Disposición adicional segunda. Elaboración de una regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, elevará al Gobierno una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.

*Disposición transitoria primera. Régimen jurídico de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución que dispongan de punto de conexión a la entrada en vigor del presente real decreto.*

A todas aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del presente real decreto dispongan de punto de conexión no será de aplicación el régimen económico establecido

en el artículo 6 y en la disposición adicional tercera, siéndoles de aplicación la normativa anterior.

*Disposición transitoria segunda. Plazo para que las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución en el momento de la entrada en vigor del presente real decreto sean inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial.*

Las instalaciones de tecnología fotovoltaica que en el momento de la entrada en vigor del presente real decreto se encuentren inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución dispondrán de un plazo máximo de dieciséis meses, sin posibilidad de prórroga, a contar desde la fecha de publicación en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de la Resolución de convocatoria de preasignación, para ser inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente y comenzar a vender energía eléctrica de acuerdo con cualquiera de las opciones del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Esta disposición será de aplicación siempre y cuando no hubieran pasado dieciséis meses desde la inscripción de la instalación en el citado Registro de pre-asignación de retribución de instalaciones fotovoltaicas y a condición de que no existiera resolución firme que acordara la cancelación de la inscripción en el mismo.

*Disposición transitoria tercera. Procedimientos en tramitación sobre las materias reguladas en las disposiciones finales segunda y cuarta del presente real decreto.*

Los procedimientos sobre las materias reguladas en las disposiciones finales segunda y cuarta del presente real decreto, que hayan sido iniciados con anterioridad a su entrada en vigor, continuarán tramitándose hasta su resolución, pero les serán de aplicación las modificaciones normativas introducidas por este real decreto.

*Disposición derogatoria única. Derogación normativa.*

Queda derogado el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y cuantas disposiciones de igual o inferior rango contradigan lo dispuesto en este real decreto.

*Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

Se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, en los siguientes términos: queda redactado como sigue:

Uno. El artículo 66 bis queda redactado como sigue:

*«Artículo 66 bis. Avals para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.*

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 20 €/kW para las instalaciones a las que les sea aplicable la normativa específica reguladora de la conexión a red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, de 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas no incluidas en el ámbito de aplicación de la citada normativa o 20 €/kW para el resto de instalaciones. Estas cuantías podrán ser modificadas por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

Quedarán exentas de la presentación de este aval las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW.

La presentación de este aval será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación.

En el caso de las instalaciones en las que no sea necesaria la obtención de una autorización administrativa, la cancelación será realizada cuando se realice la inscripción definitiva de la instalación.

Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

Dos. Se añade una nueva disposición adicional decimotercera con la siguiente redacción:

«Disposición adicional decimotercera. *Determinación de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución.*

1. Para todas las instalaciones de generación de régimen ordinario y régimen especial no contempladas en el presente real decreto el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de transporte o distribución, las repotenciones en las líneas de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión que se encuentren entre el punto frontera de la instalación de generación y el punto de conexión a la red de transporte o distribución y, si fuese necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante.

La empresa transportista o distribuidora deberá remitir al promotor de la instalación de generación un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico. Para la remisión de dichos documentos, la empresa transportista o distribuidora contará con un plazo de un mes a contar desde la fecha en que esta empresa tenga constancia de la aceptación por parte del promotor de la instalación de generación del punto de conexión propuesto por la empresa transportista o distribuidora.

Los documentos señalados en este apartado deberán desglosarse del siguiente modo:

a) Pliego de condiciones técnicas:

1.º Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el transportista o distribuidor al ser éste el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

2.º Trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

Los trabajos referidos en este apartado podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa transportista o distribuidora.

b) Presupuesto:

1.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones. La empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa en el presupuesto que dichas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo a las condiciones detalladas en el pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente.

2.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de transporte o distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

A petición expresa del promotor de la instalación de generación, el transportista o distribuidor presentará un presupuesto por estas instalaciones que deberá ser independiente del presupuesto señalado en el apartado 1.º anterior.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa transportista o distribuidora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Igualmente, si el solicitante decidiese que fuese cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada la que ejecutase los trabajos deberá comunicarlo a la empresa transportista o distribuidora en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

2. Si la empresa transportista o distribuidora no efectuase la notificación en el plazo a que se refiere el apartado 1, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa transportista o distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

3. En caso de disconformidad con las condiciones técnicas y el presupuesto económico propuestas por la empresa transportista o distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de la solicitud.

4. Una vez comunicada a la empresa transportista o distribuidora el interés en que ejecute los trabajos, el pliego de condiciones técnicas y el presupuesto será válido en los términos que las condiciones técnicas del punto de acceso y conexión.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, las nuevas instalaciones necesarias hasta el punto de conexión que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al transportista o distribuidor de la zona, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la

Administración competente determinará a cuál de dichas empresas deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste. El titular de la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros nuevos consumidores y/o nuevos generadores, con una duración mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano correspondiente de la Administración competente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

En el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se introducen las siguientes modificaciones:

Uno. Se modifica el párrafo c) del apartado 2 del artículo 4, que queda redactado del modo siguiente:

«c) La inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones de su competencia reguladas en este real decreto, así como la comunicación de la inscripción al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.»

Dos. Los apartados 3 y 4 del artículo 4 pasan a numerarse como apartados 4 y 5.

Tres. En el artículo 4, se añade un apartado 3 con la siguiente redacción:

«3. Sin perjuicio de la dependencia del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, corresponde a la Comisión Nacional de Energía, la toma de razón, en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en este real decreto, salvo las previstas en el apartado 2.c anterior, así como la comunicación de la misma al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.»

Cuatro. Se modifica la redacción de los apartados 7, 8, 9 y 10 del artículo 4 bis y se añade un nuevo apartado 11 en los siguientes términos:

«7. Para las instalaciones de tecnología fotovoltaica, se considerará modificada sustancialmente, a efectos del régimen económico, la fracción de potencia de una instalación que sea objeto sustitución de los equipos electromecánicos para variar su tecnología entre fija, con seguimiento a un eje y seguimiento a dos ejes, indistintamente.

En este caso, no se considerará modificación sustancial cuando la fracción de potencia afectada, en el plazo de un año, sea inferior al 5 por ciento de la potencia pico de la instalación.

El régimen económico que se aplicará a potencia afectada por la modificación sustancial será el resultante de la convocatoria de preasignación de retribución que se resuelva con posterioridad a la fecha acta de puesta en servicio definitiva de dicha modificación. A estos efectos, cuando no sea preceptiva la expedición de acta de puesta en servicio para este tipo de modificación se considerará fecha de puesta en servicio aquella en la que el órgano competente disponga de constatación documental de la referida modificación.

8. Para el resto de tecnologías distintas a la cogeneración y a la eólica y a la fotovoltaica, se considerará modificación sustancial de una instalación preexistente,

a efectos del régimen económico previsto en este real decreto, las sustituciones de los equipos principales que se establezcan por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio. En tanto en cuanto no sean establecidos éstos, los equipos principales a tener en cuenta a efectos de su consideración como modificación sustancial serán determinados, en cada caso, por la Dirección General de Política Energética y Minas, previa solicitud por parte del interesado.

9. En todo caso, para que una modificación de una instalación sea considerada como sustancial se debe cumplir necesariamente la condición de que los equipos principales a instalar en ella sean nuevos y sin uso previo.

10. En el caso de que una instalación estuviera constituida por distintos equipos generadores pero con una misma fecha de inscripción definitiva, se entenderá que se ha producido la modificación sustancial cuando se sustituyan todos los equipos generadores existentes correspondientes por nuevos equipos.

Si en una instalación existieran equipos con fechas de inscripción diferentes, se podrá aplicar la modificación sustancial a los equipos generadores que compartan la misma fecha de inscripción de acuerdo con lo señalado en el párrafo anterior.

11. La modificación sustancial de una instalación supondrá su acogimiento pleno al régimen económico vigente para nuevas instalaciones, en la categoría, grupo y subgrupo que le corresponda. En el caso en el que dicha modificación implique una ampliación de potencia, dicha ampliación deberá someterse al procedimiento de preasignación de retribución que le corresponda, salvo en los casos en los que se prevea expresamente algo diferente.»

Cinco. Se modifica el apartado 3 del artículo 10, que queda redactado del siguiente modo:

«3. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, en colaboración con las comunidades autónomas y la Comisión Nacional de Energía, un procedimiento electrónico al que se adherirán los órganos competentes de las mismas para la comunicación de datos remitidos por éstas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Igualmente la Dirección General de Política Energética y Minas promoverá la utilización de dicho procedimiento electrónico en sentido inverso, para la transmisión, por parte de la Comisión Nacional de Energía a los órganos competentes de las comunidades autónomas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial, así como al operador del sistema y al operador del mercado de las inscripciones en el Registro administrativo de instalaciones en régimen especial.»

Seis. Se modifican los apartados 3 y 4 del artículo 11, que quedan redactados del modo siguiente:

«3. Una vez inscrita, la comunidad autónoma competente deberá dar traslado a la Comisión Nacional de Energía, en un plazo máximo de un mes, de la inscripción de la instalación en el registro autonómico para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.

4. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por esta última se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.»



Siete. Se modifican los apartados 2 y 3 del artículo 12, que quedan redactados del modo siguiente:

«2. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una comunidad autónoma, ésta, en el plazo de un mes, deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de los datos precisos para la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial a la Comisión Nacional de Energía, según el modelo de inscripción del anexo III, acompañado del acta de puesta en servicio definitiva definida en el artículo 132 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción definitiva en un plazo máximo de un mes.

3. La Comisión Nacional de Energía comunicará la toma de razón de la inscripción definitiva en este registro, en la que constará el número de identificación en éste, al operador del mercado, al operador del sistema y a la comunidad autónoma que resulte competente. Por su parte el órgano competente de ésta procederá a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.»

Ocho. Se modifica el artículo 13, que queda redactado como sigue:

«Artículo 13. *Caducidad y cancelación de la inscripción previa.*

La inscripción previa de una instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Administración competente existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro, lo que deberá comunicar, en su caso, a la Comisión Nacional de Energía expresando el plazo durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.»

Nueve. Se modifica el artículo 15, que queda redactado como sigue:

«Artículo 15. *Cancelación y revocación de la inscripción definitiva.*

Procederá la cancelación de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en los siguientes casos:

- a) Cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial.
- b) Revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

La Administración competente comunicará la cancelación o revocación, así como cualquier otra incidencia de la inscripción definitiva en el registro, a la empresa distribuidora y a la Comisión Nacional de Energía para su toma de razón en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, cuando proceda.

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía anotará en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen

especial, cuando proceda, aquellas resoluciones por las que declare, de conformidad con el procedimiento establecido en la normativa reguladora de la liquidación de la prima equivalente, que una instalación no cumple con los requisitos para la aplicación del régimen económico primado.»

Diez. Se sustituye el tercer párrafo del apartado d) del artículo 18, por los siguientes párrafos:

«Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Estas telemidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o por sus representantes, pudiendo ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora si así lo acordaran con ésta.

Con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico, los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones de conexión desde el equipos de medida hasta el centro de control del distribuidor o del Operador del sistema serán definidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.»

Once. El apartado 2 del artículo 19 queda redactado de la siguiente manera:

«2. En el plazo máximo de un mes, contado a partir de su recepción, los órganos competentes de las comunidades autónomas remitirán la información, incluidas las memorias-resumen anuales, a la Comisión Nacional de Energía para su toma de razón en el registro.»

Doce. El apartado 4 del artículo 19 queda redactado de la siguiente manera:

«4. La documentación a que hace referencia el presente artículo será remitida por los órganos competentes a la Comisión Nacional de Energía a través del procedimiento electrónico a que hace referencia el artículo 10.3 del presente real decreto.

La remisión de la documentación a que hace referencia el presente artículo, por parte de los titulares de las instalaciones al órgano competente o a la Dirección General de Política Energética y Minas, se realizará, al menos, en formato electrónico. A estos efectos, por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía podrá aprobarse un modelo de formulario, descargable, que se pondrá a disposición de los interesados a través de la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.»

Trece. Los apartados 4 y 5 del artículo 24 quedan redactados de la siguiente manera:

«4. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Comisión Nacional de Energía, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

5. La Comisión Nacional de Energía tomará nota de la opción elegida, y de los cambios que se produzcan en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.»



Catorce. El apartado 3 del artículo 26 queda redactado de la siguiente manera:

«3. El titular de una instalación que desee acogerse a dicho régimen podrá hacerlo por periodos no inferiores a un año lo que comunicará a la empresa distribuidora y a la Comisión Nacional de Energía, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.»

Quince. El apartado 2 del artículo 49 queda redactado de la siguiente manera:

«2. En cualquier caso, la comunicación a que hace referencia el apartado 1 anterior será remitida al organismo competente que autorizó la instalación, indicando la fecha de aplicación y duración total del mencionado periodo suspensivo. Asimismo se remitirá copia de la citada comunicación a la Comisión Nacional de Energía.»

Dieciséis. Se modifican los párrafos tercero y cuarto de la disposición adicional séptima, que quedan redactados de la siguiente manera:

«Dicho complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que acrediten ante la empresa distribuidora y ante la Comisión Nacional de Energía un certificado de una entidad autorizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que demuestre el cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos, de acuerdo con el procedimiento de verificación correspondiente.

La Comisión Nacional de Energía tomará nota de esta mejora en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará al operador del sistema a efectos de su consideración a efectos de control de producción cuando ello sea de aplicación para preservar la seguridad del sistema.»

Diecisiete. Se modifican los apartados 3, 4 y 5 de la disposición transitoria segunda, que pasan a tener la siguiente redacción:

«3. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 19, una auditoría medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad tratados por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Comisión Nacional de Energía.

Serán motivos suficientes para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas:

a) el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como valor asimilado a calor útil del proceso de secado de los purines el de 825 kcal/kg equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad.

b) el tratamiento anual de menos del 85 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta de acuerdo a la potencia eléctrica instalada.

c) el tratamiento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que no integren una digestión anaeróbica en su proceso.

d) el tratamiento de más de un 10 por ciento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que integren una digestión anaeróbica en su proceso.

4. Las instalaciones de tratamiento y secado de lodos derivados de la producción de aceite de oliva deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoría medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad tratado por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Comisión Nacional de Energía.

Será motivo suficiente para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas, el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como calor útil máximo del proceso de secado del lodo derivado de la producción de aceite de oliva el de 724 kcal/kg y del resto de lodos de 740 Kcal/kg, en ambos casos equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad, no admitiéndose lodos para secado con humedad superior al 70 por ciento.

5. Cualquiera de estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Comisión Nacional de Energía. En todo caso, vencido su periodo transitorio, la instalación que aún no se haya acogido a este real decreto quedará automáticamente acogida al mismo, manteniendo su inscripción. En ambos casos, la migración se llevará a cabo a la categoría a, dentro del grupo y subgrupo que le corresponda por potencia y tipo de combustible, no pudiendo volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.»

Dieciocho. Se modifica el primer párrafo de la disposición transitoria décima que queda redactada como sigue:

«Las instalaciones de régimen especial que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran utilizando la cogeneración para el secado de los subproductos procedentes del proceso de producción del aceite de oliva, utilizando como combustible la biomasa generada en el mismo, podrán acogerse a la presente disposición transitoria, para toda la vida de la instalación, mediante comunicación expresa a la Comisión Nacional de Energía.»

Diecinueve. Se modifica el apartado 6 del anexo XI que queda redactado del siguiente modo:

«6. Para instalaciones o agregaciones de las mismas, de más de 10 MW, con conexión existente y prevista a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de distribución, éste solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de acceso y conexión. Se considera agregación el conjunto de generadores existentes o previstos, o agrupaciones de éstos de acuerdo con la definición de agrupación recogida en el artículo 18, con potencia instalada mayor de 1 MW y con afección mayoritaria sobre un mismo nudo de la red de transporte.

Asimismo, el gestor de la red de distribución informará al operador del sistema sobre la resolución de los procedimientos de acceso y conexión de todas las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto.»

Veinte. Se modifica el apartado 5 del anexo XIII que queda redactado del siguiente modo:

«5. La potencia neta de cada instalación será inscrita por la Comisión Nacional de Energía en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

Se añade un artículo 11 bis al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, con la siguiente redacción:

«Artículo 11 bis. *Instalaciones de generación de régimen especial compuestas por grupos de distintas fases.*

Cuando una instalación de generación en régimen especial esté compuesta por equipos que, por haber sido puestos en funcionamiento en distintas fases, puedan percibir regímenes económicos diferentes, las energías activa y reactiva medidas en frontera se asignarán a cada fase, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a la potencia instalada en cada fase o bien mediante medidas individualizadas.

En el caso de que se opte por instalar medidas individualizadas, además del correspondiente punto de medida global correspondiente al punto frontera con la red, deberán instalarse equipos para medida individualizada de potencia activa y reactiva en cada una de las instalaciones.

Por lo tanto, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 5 del presente reglamento, en el punto de conexión se establecerá una configuración principal y, cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante. Por otro lado se establecerá, así mismo, una configuración principal, y cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante en cada una de los grupos con distinta fase de la instalación de generación.»

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.*

En el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, se introducen las siguientes modificaciones:

Uno. Se modifica el primer párrafo del apartado a) del artículo 3, que queda redactado del modo siguiente:

«a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, en todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro o suministros que compartan instalaciones de enlace cuyo sumatorio de potencia contratada sea de al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de las instalaciones fotovoltaicas durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción.»

Dos. Los apartados 1, 2 y 3 del artículo 8 quedan redactados en los siguientes términos:

«1. Las instalaciones inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución dispondrán de un plazo máximo de dieciséis meses, sin posibilidad de prórroga, a contar desde la fecha de publicación del resultado en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para ser inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen

especial dependiente del órgano competente y comenzar a vender energía eléctrica de acuerdo con cualquiera de las opciones del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

2. En caso de incumplimiento de la obligación establecida en el apartado 1 anterior, se procederá, por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, a la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución.

A estos efectos, la Comisión Nacional de Energía propondrá de oficio a la Dirección General de Política Energética y Minas la iniciación del procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución. La Dirección General de Política Energética y Minas dictará, en su caso, el acto de iniciación del procedimiento.

Igualmente será causa de cancelación de la inscripción en el Registro de preasignación de retribución el desistimiento voluntario de la tramitación administrativa de la instalación o la falta de respuesta en un plazo de tres meses a contar desde la recepción de los requerimientos de información o actuación que hayan sido formulados por el órgano de la Administración competente. En estos casos, el órgano competente comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la procedencia de dicha cancelación, para que esta última dicte, en su caso, el acto de iniciación del procedimiento de cancelación de la inscripción en el citado Registro por desistimiento o por falta de respuesta a un requerimiento.

En los procedimientos regulados en este apartado, el plazo máximo para resolver y notificar será de seis meses desde que la Dirección General de Política Energética y Minas notifique al interesado el acto de iniciación de los mismos. En dichos procedimientos, la Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado del acto de iniciación a la Comisión Nacional de Energía para la instrucción del procedimiento, que incluirá en todo caso la audiencia al interesado. La Comisión Nacional de Energía elaborará una propuesta de resolución, que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas, órgano competente para resolver, con un plazo de antelación mínimo de dos meses antes de la finalización del plazo máximo para resolver y notificar la resolución.

3. La cancelación de la inscripción de un proyecto en el Registro de preasignación será comunicada por la Dirección General de Política Energética y Minas al órgano competente y a la Comisión Nacional de Energía. Esta cancelación supondrá la pérdida de los derechos asociados a la inscripción en dicho registro, sin perjuicio de la posibilidad del titular del proyecto o instalación de volver a solicitar la inscripción en el Registro administrativo de preasignación de retribución comenzando de nuevo el procedimiento.»

Tres. El apartado 1 del artículo 9 queda redactado en los siguientes términos:

«1. Las cuantías de aval necesarias para participar en el procedimiento de preasignación serán de 20 €/kW para las instalaciones de tipo I.1 y I.2 hasta 100 kW, de 50 €/kW para el resto de instalaciones de tipo I.2 y de 500 €/kW para el resto. En el caso en el que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, una instalación estuviera exenta de la presentación del aval para el acceso a la red de distribución, o en cualquier otro caso en el que no existiera un depósito de un aval por una cuantía suficiente, deberá depositarse ante la Caja General de Depósitos un aval por la cuantía necesaria. En el caso en el que la instalación contara con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, no se exigirá el depósito de este aval.»

Disposición final quinta. *Carácter básico.*

Este real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo del artículo 149.1.13.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final sexta. *Desarrollo, ejecución y aplicación.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar en el ámbito de sus competencias cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, ejecución y aplicación de lo dispuesto en este real decreto, así como para actualizar el contenido de sus anexos.

Disposición final séptima. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante este real decreto se incorpora al derecho español el contenido de los artículos 13.1.f y 16 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, en lo relativo a la simplificación de los procedimientos de autorización para las instalaciones de producción de electricidad de pequeño tamaño y a las condiciones de acceso a las redes.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, el 18 de noviembre de 2011.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,  
MIGUEL SEBASTIÁN GASCÓN

## ANEXO I

### **Criterios para la determinación de la potencia nominal máxima disponible de conexión**

Para determinar la potencia nominal máxima disponible de conexión, se atenderá a los siguientes criterios:

1. Para las instalaciones que pretendan conectarse en un punto de la red de tensión igual o inferior a 1 kV (bien directamente o a través de la instalación de una red interior):

a) La potencia nominal máxima disponible en el punto de conexión de una línea se calculará como la mitad de la capacidad de transporte de la línea en dicho punto, definida como capacidad térmica de diseño de la línea en el punto, menos la suma de las potencias de las instalaciones de producción conectadas o con punto de conexión vigente en dicha línea.

b) En el caso de que el punto de conexión sea en un centro de transformación, la potencia nominal máxima disponible en dicho punto se calculará como la mitad de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión menos la suma de las potencias de las instalaciones de producción conectadas o con punto de conexión vigente a ese centro.

2. Para las instalaciones que pretendan conectarse a la red de tensión superior a 1 kV, e igual o inferior a 36 kV (bien directamente o a través de la instalación de una red interior):

a) La potencia nominal máxima disponible en el punto de conexión se calculará como la potencia que puede inyectarse en dicho punto, teniendo en cuenta las instalaciones de producción ya conectadas con punto de conexión vigente y con el consumo mínimo simultáneo previsto.

b) La metodología de cálculo del consumo mínimo simultáneo previsto se establecerá en el correspondiente procedimiento de operación de distribución. En tanto en cuanto no se establezca la citada metodología, se tomará como consumo mínimo simultáneo previsto el dato registrado de demanda mínima y, en ausencia de éste, se considerará el 10 por ciento de la potencia punta del centro de transformación.

## ANEXO II

## Modelo de solicitud de conexión

Solicitud de conexión de una instalación a la red de distribución de baja o media tensión		
Detalles generales del proyecto		
Emplazamiento/dirección/código postal		
Referencia catastral		
Teléfono de contacto del titular		
Empresa de distribución		
Propietario del sistema		
Dirección de correo electrónico del titular		
CUPS suministro asociado		
Usuario del sistema (si es diferente del propietario)		
Potencia asignada total		
Aplicación del calor recuperado		
Detalles del instalador autorizado		
Instalador autorizado		
Acreditación/Cualificación		
Dirección (incluyendo el código postal)		
Persona de contacto		
Teléfono		
Fax		
Dirección de correo electrónico		
Detalles de la instalación de producción		
Emplazamiento del generador(es) dentro de la instalación		
Fabricante del generador(es)/modelo(s)		
Potencia asignada del equipo(s) generador(es) (kVA)		
Factor de potencia del equipo(s) generador(es)		
Monofásico o trifásico		
Máxima corriente de pico en cortocircuito (A)		
Tecnología del generador y combustible empleado		
Número de serie del equipo(s) generador(es)		
Contador y número de registro del contador		
Punto de conexión propuesto		
Descripción de la configuración de conexión		
Esquema unifilar adjunto		
Declaración a ser completada por el instalador		
Comentarios		
Declaro que esta instalación ha sido diseñada cumpliendo con los requisitos del fabricante, instrucciones, la regulación de cableado, verificación del correcto funcionamiento de las protecciones y los requisitos de puesta a tierra.		
Nombre:	Firma:	Fecha:



## ANEXO III

### Modelo de contrato técnico tipo

En....., a..... de.....

#### REUNIDOS

De una parte.....  
(en adelante el titular), con N.I.F.....  
en nombre y representación de.....  
con domicilio en.....

Y de otra.....  
(en adelante ED), con N.I.F./NIE.....  
en nombre y representación de.....  
con domicilio en.....

#### MANIFIESTAN

Primero. Que el titular de la instalación de producción acogida al régimen especial, en adelante «el titular», y la empresa distribuidora, en adelante «ED», suscribirán un contrato tipo por el que se regirán las condiciones técnicas entre ambos.

Segundo. Que mediante el presente escrito suscriben un contrato que se celebra para dar cumplimiento a la citada prescripción reglamentaria para el caso de conexión de instalaciones de producción de energía eléctrica a la red en baja tensión o alta tensión hasta 36 kV, y cuyas estipulaciones se adaptarán en todo momento a la regulación general eléctrica que sea aplicable a algún término del mismo.

Tercero. Que el presente contrato se suscribe en relación con la instalación denominada ....., ubicada en ....., de tecnología ....., y, en su caso, cuya clasificación en el grupo y subgrupo del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, será la que establezca el órgano de la Administración competente.

Cuarto. Que de común acuerdo ambas partes acuerdan suscribir el presente Contrato Técnico conforme a las siguientes

#### ESTIPULACIONES

##### I. Condiciones generales de entrega de la energía eléctrica.

I.I La energía eléctrica producida por «el titular» será entregada a la red de «ED» a través de la conexión establecida al efecto.

I.II «El titular» podrá ceder a terceros la energía eléctrica producida por la instalación.

I.III Toda la energía al amparo del presente contrato será computada a la «ED» a los efectos de lo dispuesto en el 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, obligándose el titular a facilitar cuantos datos sean necesarios para esta consideración.

I.IV Este contrato se regirá de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para las instalaciones de régimen especial y al 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.

##### II. Condiciones técnicas de la instalación.

II.I La conexión y medida se efectuará en la red de distribución/red interior de «el titular» y a la tensión de..... voltios en..... (incluir dirección completa y



descripción del punto de conexión). Las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida, así como el esquema unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace se ajustarán a la legislación vigente.

II.II La potencia de la instalación, entendida como la suma de la potencia asignada de los equipos generadores, es de..... kW y la previsión de vertido anual a la red de la «ED» es de..... kWh.

La potencia se entregará mediante un sistema monofásico, si procede, o trifásico simétrico. El factor de potencia no será inferior a 0,9 con posibilidad de acogerse, en el caso en el que así lo contemple la legislación vigente, al régimen de energía reactiva, cumpliendo los requisitos de tolerancia y calidad que marca la legislación vigente.

II.III La medición de la energía activa entregada por «el titular» a «ED» se realizará mediante un contador, situado en el punto establecido de común acuerdo, según se establece en la legislación vigente. El equipo necesario será por cuenta de «el titular».

### III. Condiciones de explotación de la instalación.

III.I «El titular» se compromete a mantener todas las instalaciones en perfectas condiciones de funcionamiento y especialmente los aparatos de protección y conexión, siendo responsable de los daños y perjuicios de toda índole que pudiera ocasionarle a las instalaciones, aparatos o personal de «ED».

«El titular» se compromete a cumplir la normativa que sea aplicable sobre calidad de servicio y compatibilidad electromagnética de equipos conectados a redes públicas.

III.II «ED» sólo podrá cortar la conexión y suspender la absorción de energía cuando en la red eléctrica se produzcan situaciones que lo justifiquen debido a trabajos programados, causas de fuerza mayor u otras situaciones que contemple la legislación vigente. Cuando puedan ser conocidas con anterioridad estas circunstancias deberán ser comunicadas al titular con la debida antelación y tan pronto como le sea posible.

«ED» podrá restablecer la tensión sin previo aviso.

III.III «El titular» se obliga a informar a «ED» tan pronto como le sea posible de cualquier anomalía detectada en sus instalaciones que puedan afectar a la red eléctrica.

III.IV El personal autorizado previamente por «ED» podrá acceder al recinto o recintos donde estén ubicados los equipos que afecten a la conexión y medida.

III.V La conexión en red interior implica la aceptación de las consecuencias que la desconexión del punto frontera compartido, en aplicación de la normativa vigente, pudieran conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del generador de venta de energía al sistema y de la percepción de la retribución que le hubiera correspondido, o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía.

### IV. Causas de resolución o modificación del contrato.

IV.I La eficacia del presente contrato quedará supeditada a las autorizaciones administrativas correspondientes exigidas por la legislación vigente sobre las instalaciones de producción y enlace así como a la inscripción definitiva en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción.

IV.II Será causa de resolución automática del mismo el incumplimiento de las cláusulas anteriores así como el mutuo acuerdo entre las partes, la cancelación de la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción correspondiente, el cese de la actividad como instalación de producción, la denuncia del contrato en los términos del apartado V de este contrato y para las instalaciones de régimen especial, el incumplimiento de los preceptos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial,.

IV.III El contenido de las anteriores cláusulas quedará sujeto a las modificaciones impuestas por la normativa legal. En el caso de que dicha normativa legal diese posibilidad al titular de acogerse o no a tales modificaciones, se estará al criterio al respecto del titular.

IV.IV Cualquier modificación de las condiciones técnicas de la instalación recogidas en el anexo al presente contrato deberá ser comunicada por «el titular» a «ED» en el plazo máximo de un mes a contar desde la modificación y, salvo objeción por parte de la distribuidora en el plazo de un mes desde la recepción de la comunicación, esta documentación pasará a formar parte del presente contrato como adenda.

V. Duración e interpretación del contrato.

V.I La duración mínima de este contrato será de cinco años a partir de su entrada en vigor, al término de los cuales se considerará prorrogado anualmente si no manifestase alguna de las partes, por escrito, su voluntad de resolverlo, con un mínimo de tres meses de antelación a la fecha de su vencimiento o de cualquiera de sus prórrogas.

V.II Las aclaraciones, dudas o discrepancias que pudiesen surgir en la aplicación o interpretación de lo estipulado en el presente contrato, se resolverá de mutuo acuerdo entre las partes contratantes. En su defecto, las cuestiones planteadas se someterán al dictamen del órgano de la Administración competente en esta materia.

V.III En caso de litigio, ambas partes se someten a los Tribunales ordinarios correspondientes a la ubicación de la instalación.

Y para que así conste y en prueba de conformidad con su contenido, firman el presente documento por triplicado a un solo efecto, en lugar y fecha del encabezamiento.

Por el titular,

Por la empresa distribuidora,

## ANEXO AL CONTRATO

**Características de los equipos de control, conexión seguridad y medida. Esquema unifilar**1. *Conexión a la red*

Potencia asignada de la instalación (kW).....

2. *Equipo generador (detalle para cada grupo generador)*

Fabricante .....

Modelo .....

Potencia máxima, P<sub>máx</sub> (W) .....Potencia instalada o potencia pico, P<sub>pic</sub> (W) .....

Tensión, V (V) .....

Corriente de máxima potencia, I<sub>máx</sub> (A) .....Tensión de máxima potencia, V<sub>máx</sub> (V) .....Intensidad de cortocircuito. I<sub>sc</sub> (A) .....

Número total de equipos .....

Número de serie del equipo(s) generador(es) .....

3. *Protecciones externas*

Interruptor general.

Fabricante .....

Modelo .....

Tensión nominal, V<sub>n</sub> (V) .....Corriente nominal, I<sub>n</sub> (A) .....

Poder de corte (KA) .....

Relación de protecciones y sus ajustes:

1 .....

2 .....

3 .....

4 .....

5 .....

4. *Aparatos de medida y control*Contador de salida de energía o bidireccional<sup>(1)</sup>.

Fabricante .....

Modelo .....

Número de fabricación .....

Relación de intensidad .....

Tensión .....

Constante de lectura .....

Clase .....

Contador de entrada de energía o bidireccional.

Fabricante .....

Modelo .....

Número de fabricación .....

Relación de intensidad .....

Tensión .....

Constante de lectura .....

Clase .....

5. *Acceso a la información*

Lectura de contadores .....In situ .....

Interlocutores a efectos de operación.

Por el titular:

Nombre .....

Teléfono .....

Por "ED":

Nombre .....

Teléfono .....

(1) El tipo de contador dependerá de si la generación y la carga cuentan con líneas independientes.



**MT 3.53.01**  
Edición 04  
Fecha: Julio, 2012

MANUAL TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN

**CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN**  
**DE PRODUCCIÓN ELECTRICA CONECTADA A LA RED DE**  
**IBERDROLA DISTRIBUCIÓN**

---

## CONTROL DE MODIFICACIONES

CAMBIO	EDICIÓN	FECHA	APARTADO AFECTADO
Integra y anula al MT 2.90.01 (Ed. 02, Mayo 2010) "Condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución de Iberdrola" contemplando los cambios principales del nuevo RD 1699/2011.	02	2007-03	
Se mantiene en vigor el MT 3.53.02 que aplica en relación al sistema de protecciones en red para las instalaciones de producción en régimen especial que se conectan a la red de Iberdrola Distribución en AT( 45 y 66KV) y MAT(132 KV)	02	2007-03	
Se modifica el título del documento	02	2007-03	
Se añade <i>"En las instalaciones donde exista redundancia completa (doble batería, doble anillo de distribución de c.c. y doble bobina de disparo de interruptor) no es necesario la bobina de vigilancia de la tensión auxiliar de continua"</i>	03	2012-06	4
Se modifican los párrafos 2, 6 y 7	03	2012-06	6.3
Se modifican los títulos de los esquemas correspondientes a las fig. 1 y 2	03	2012-06	Anexo 2

**CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN  
DE PRODUCCIÓN ELECTRICA CONECTADA A LA RED DE IBERDROLA DISTRIBUCIÓN**

**ÍNDICE**

	Pág.
1 OBJETO .....	2
2 ÁMBITO .....	2
3 NORMAS DE APLICACIÓN .....	2
4 CRITERIOS GENERALES .....	4
5 PROTECCIONES EN REDES DE BAJA TENSIÓN.....	6
6 PROTECCIONES PARA INSTALACIONES CONECTADAS A REDES SUPERIORES A 1 KV .....	8
6.1 Telecontrol.....	8
6.2 Telemida en tiempo real.....	8
6.3 Protecciones.....	8
7 MODOS DE CONEXIÓN .....	12
8 MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN .....	14
9 TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN Y MEDIDA .....	15
9.1 Transformadores de tensión.....	15
9.2 Transformadores de intensidad.....	16
10 EQUIPOS DE MEDIDA A INSTALAR EN LA FRONTERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	17
11 ENCLAVAMIENTOS.....	19
11.1 Enclavamiento de energización de línea.....	19
11.2 Enclavamiento de sincronismo .....	19
11.3 Vigilancia de tensión de alimentación del sistema de protecciones.....	19
12 CONDICIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	19
12.1 Protecciones.....	20
12.2 Medida de facturación .....	20
12.3 Telecontrol y Telemida .....	21
13 PERTURBACIONES .....	21
14 DOCUMENTACIÓN .....	22
14.1 Información a aportar por la instalación generadora.....	22
14.2 Información a aportar por Iberdrola Distribución.....	23
14.3 Información a entregar con el Proyecto .....	23
ANEXO 1. ESPECIFICACIÓN TECNICA SISTEMA TELEDISPARO.....	25
ANEXO 2. ESQUEMAS UNIFILARES .....	30

## **1 OBJETO**

El objeto del presente documento es facilitar el desarrollo del Proyecto de instalaciones de producción eléctrica, de forma que se cumplan las normas administrativas y técnicas dispuestas por la administración y se garantice su compatibilidad con las redes de IBERDROLA en su funcionamiento interconectado.

## **2 ÁMBITO**

Este documento se aplicará con carácter obligatorio a todas las instalaciones de producción eléctrica que efectúen su conexión en la red de BT, MT, AT y MAT de Iberdrola Distribución Eléctrica o a una red interior de un consumidor conectado a la red de Iberdrola Distribución,

## **3 NORMAS DE APLICACIÓN**

ORDEN MINISTERIAL de 5 de septiembre de 1985, Normas Administrativas y Técnicas que establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales de autoproducción eléctrica.

REGLAMENTO ELECTROTECNICO PARA BAJA TENSION, en su edición vigente, aplicando la normativa eléctrica básica RD 842/2002

REGLAMENTO SOBRE CONDICIONES TÉCNICAS Y GARANTÍAS DE SEGURIDAD EN CENTRALES ELÉCTRICAS, SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, en su edición vigente, aplicando la normativa eléctrica básica.

REAL DECRETO. 1955/2000 de 1 diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

La resolución de 31 de Mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas publicada en el BOE número 148, de 21 de junio de 2001, establece los modelos de contrato tipo y modelo de factura para este tipo de instalaciones.

REAL DECRETO 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos

REAL DECRETO 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

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 1565/2010, de 19 de noviembre por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía en régimen especial

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.

#### PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA R.E.E:

- P.O.12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas e instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW
- P.O. 10.1: Condiciones de instalación de los puntos de medida
- P.O. 10.2: Verificación de los equipos de medida
- P.O. 10.3: Requisitos de los equipos de inspección
- P.O. 10.4: Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones
- P.O. 10.5: Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas

- [NI 35.69.01](#) Terminal remoto de telecontrol para automatización en centros y líneas de MT
- [NI 42.71.01](#) Cuadros modulares con envolvente para medida en BT. Instalación interior
- [NI 42.72.00](#) Instalaciones de enlace. Cajas de protección y medida
- [NI 46.07.00](#) Unidades de Control y Protección para líneas de MT
- [NI 50.42.02](#) Apararata bajo envolvente metálica con aislamiento en SF6 en instalaciones de interior
- [NI 50.42.03](#) Apararata bajo envolvente metálica hasta 36 KV en instalaciones de interior (CMR y CT especiales)
- [NI 50.42.11](#) Celdas de alta tensión bajo envolvente metálica hasta 36 kV prefabricadas con dieléctrico SF6 para CT
- [NI 72.50.01](#) Transformadores de intensidad de medida y protección en AT hasta 72,5 kV
- [NI 72.50.02](#) Transformadores de intensidad de medida y protección en AT desde 145 kV hasta 420 kV
- [NI 72.54.01](#) Transformadores de tensión de medida y protección en AT hasta 72,5 kV
- [NI 72.54.02](#) Transformadores de tensión de medida y protección en AT desde 145 kV hasta 420 kV
- [NI 72.56.01](#) Transformadores de tensión capacitivos de medida y protección en AT desde 72,5 kV hasta 420 kV
- [NI 50.42.03](#) Apararata bajo envolvente metálica hasta 36 KV en instalaciones de interior (CMR y CT especiales)
- [NI 72.30.00](#) Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión
- [NI 74.53.01](#) Órgano de corte en red (OCR)
- [MT 3.51.01](#) Puntos de telecontrol en las instalaciones de distribución eléctrica
- [MT 3.51.03](#) Protocolo de Telecontrol IEC 60 870-5-104 para comunicación de Instalaciones Eléctricas de Distribución
- [MT 3.53.02](#) Sistema de protecciones en instalaciones de productores en régimen es especial a la red de Iberdrola Distribución
- [MT 2.00.03](#) Normativa particular para instalaciones de clientes en MT y AT.
- [MT 4.42.01](#) Criterios generales de conexión a la red de distribución.
- [MT 2.80.14](#) Guía para instalación de medida en clientes y R.E.
- [MT 2.00.03](#) Normas particulares para instalación de clientes en A.T.
- [MT 2.80.13](#) Guía para instalación de medida en clientes B.T. y R.E
- [MT 2.80.17](#) Instalación de medida en Puntos Frontera con la Red de Transporte.



#### 4 CRITERIOS GENERALES

En el punto de interconexión con la red, cada elemento de la instalación generadora y el conjunto de ellos, cumplirán con las características y criterios que exija la red de Iberdrola Distribución Eléctrica, definidos en el [MT 4.42.01](#) “CRITERIOS GENERALES DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN”.

Cada elemento de la instalación generadora y el conjunto de ellos, cumplirán con las características que exija la red de IBERDROLA en el punto de interconexión.

IBERDROLA, de acuerdo con lo establecido por la Legislación Vigente, definirá, en función de la potencia y tipo de características de los generadores, el punto de la red y la tensión en la que deberá realizarse la interconexión.

Si se produjera cualquier modificación en las condiciones de explotación de Iberdrola Distribución Eléctrica en el punto de interconexión, el titular de la instalación generadora e Iberdrola Distribución Eléctrica acordarán las medidas necesarias para adaptarse a la nueva situación

Las centrales conectadas a las redes públicas irán equipadas de protecciones eléctricas. El objetivo de estas protecciones es garantizar su desconexión en caso de una falta en la red, faltas internas en la instalación de la propia central, o desconexión de la red de distribución por cualquier otra causa, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a que estén conectadas tanto en la explotación normal como durante el incidente.

Será responsabilidad de la instalación generadora la desconexión instantánea del interruptor de interconexión en el caso de apertura del o los interruptores en cabecera de Iberdrola Distribución Eléctrica o cualquier otro elemento de corte de la red que deje al generador funcionando en isla o manteniendo la tensión sobre la red de Iberdrola Distribución Eléctrica. Igualmente estará dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición por parte de Iberdrola Distribución, en el tiempo que éste tenga establecido.

El titular de la instalación generadora cumplirá como mínimo con los sistemas de protecciones definido en los puntos 5 y 6 de este documento para instalaciones conectadas en BT y superior a 1 kV respectivamente

Cuando la protección se realice mediante relés no integrados en el equipo generador, los relés estarán agrupados en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación y permitirá el precintado de los elementos de ajuste de los relés. Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso.

Los circuitos de disparo de los relés actuarán directamente sobre el interruptor de interconexión de la instalación generadora sin pasar a través de relés o elementos auxiliares o en su caso, sobre el interruptor del generador dependiendo del régimen de funcionamiento de la planta generadora

El titular de la instalación generadora deberá adoptar las medidas oportunas para mantener en perfecto estado, todos los equipos de la interconexión con la red de Iberdrola, así como los equipos de comunicación asociados, de forma que su actuación correcta esté asegurada

Se deberá cuidar especialmente la fiabilidad y seguridad de la tensión de alimentación de todos los equipos asociados a la interconexión con la red de Iberdrola Distribución Eléctrica: relés de protección, sistema de telecontrol y equipos de comunicaciones, de forma que su actuación correcta esté asegurada. En este sentido se instalará un dispositivo que garantice la energía de reserva para la actuación de las protecciones y disparo de interruptor en el caso de fallo de la alimentación principal (una bobina de vigilancia de la tensión auxiliar de continua que provocará su disparo por fallo de la alimentación de Vcc).

En las instalaciones donde exista redundancia completa (doble batería, doble anillo de distribución de c.c. y doble bobina de disparo de interruptor) no es necesario la bobina de vigilancia de la tensión auxiliar de continua.

Se admiten dos posibles configuraciones para el devanado de alta del transformador de acoplamiento de la instalación generadora a la red de MT, AT y MAT, triángulo o estrella con aislamiento pleno del neutro y accesible, aplicando una de las dos, según el esquema de conexión de la instalación generadora a la red. Como criterio general, la instalación generadora no aportará corriente de neutro ante faltas a tierra en la red y para ello el neutro no se conectará a tierra.

En la conexión a ST en entrada/salida, el devanado de alta del transformador de acoplamiento a red será estrella con aislamiento pleno del neutro y accesible. Su puesta a tierra será decisión de Iberdrola Distribución Eléctrica.

En las instalaciones de generación conectadas a tensiones superiores a 1kV el accionamiento del seccionador de puesta a tierra de la instalación generadora situado en el lado de la línea de Iberdrola, estará bloqueado mediante un candado normalizado por Iberdrola con su correspondiente señalización para advertir de esta situación. El objetivo es evitar accidentalmente la puesta a tierra de la línea por parte de la instalación generadora.

Los sistemas de puesta a tierra de las instalaciones generadoras de baja tensión cumplirán lo indicado en la “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión” publicada por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio,

Adicionalmente a la normativa europea que sea de aplicación, los generadores conectados a la red mediante inversores electrónicos cumplirán con los requisitos indicados en los documentos publicados por AENOR, en particular con los Informes UNE 206006 IN, sobre la detección de funcionamiento en isla, y el UNE 206007 IN sobre requisitos de inversores.

Dentro del ámbito de aplicación del RD 1699/2011 las instalaciones de generación conectadas a una red interior no podrán ser de potencia superior a 100 kW, deberán estar conectadas a una red < 1 kV y, en todo caso, no podrán superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia adscrita al suministro y deberán cumplir los siguientes criterios

- Las instalaciones generadoras que se conecten en el interior de la instalación de un consumidor, se realizarán, en el punto de la red interior más cercano a la caja general de protección, de tal forma que permita aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico.

- El elemento de corte general y los equipos de medida y facturación se instalarán en una misma ubicación y permitirán al encargado de la lectura y al personal de mantenimiento de la red de Iberdrola Distribución Eléctrica un acceso libre y permanente.
- Si el punto de conexión a la red de distribución es a una tensión  $> 1$  kV y existe un centro de transformación propiedad del consumidor, la conexión de la instalación de generación se realizará en el cuadro de salida de baja tensión del transformador.

La conexión de la instalación generadora no afectará al funcionamiento normal de la red de Iberdrola Distribución Eléctrica ni a la calidad del suministro eléctrico de los clientes conectados a ella.

Iberdrola Distribución Eléctrica, podrá revisar periódicamente, y/o siempre que se haya producido una avería o perturbación importante, entendiéndose por esta última aquella que afecte a la red de distribución haciendo que el suministro a los usuarios no alcance los umbrales de calidad establecidos por la normativa vigente, el estado de la instalación, la regulación y del mantenimiento de los equipos de protección y conexión de las centrales de autoproducción conectadas a su red.

En el caso de generadores asíncronos con baterías de condensadores para la autoexcitación, éstas se desconectarán automáticamente en caso de disparo del interruptor de acoplamiento. Asimismo se deberá limitar la potencia de la batería de condensadores a utilizar con el fin de evitar la autoexcitación del generador

Para todas las instalaciones de generación conectadas a una tensión superior a 1 kV, el titular de la instalación generadora una vez realizada su instalación, comunicará al Centro de Control de Iberdrola por escrito, el calendario de fechas previstas de pruebas y conexión a la red.

## 5 PROTECCIONES EN REDES DE BAJA TENSIÓN

Los esquemas unifilares del Anexo 2 figuras 1, 2 y 3 recogen la conexión y disposición del sistema de protecciones previsto en el RD1699/2011 y el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión que incluyen:

**a) Un elemento de corte general:** Para proporcionar aislamiento sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

De acuerdo al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, en su ITC-BT-40, dicho elemento de corte debe ser accesible de forma permanente a la empresa distribuidora. Por este motivo, el interruptor estará ubicado en la centralización de contadores, de tal manera que Iberdrola Distribución tenga acceso permanente desde el exterior, sin necesidad de intervención por parte del productor o personal de la instalación generadora.

**b) Un Interruptor automático diferencial:** Para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

Se ubicará en la instalación del productor y será acorde a lo indicado en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. En particular, la protección diferencial en instalaciones en viviendas cumplirá lo indicado en la ITC-BT-25, por lo que su intensidad diferencial-residual máxima será de 30 mA.

**c) Interruptor automático de la conexión:** Para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

Dicho interruptor estará ubicado en la instalación del productor.

De acuerdo a la ITC-BT-01 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, un interruptor automático es aquel capaz de establecer, mantener e interrumpir las intensidades de corriente de servicio, o de establecer e interrumpir automáticamente, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito. Por otro lado, el RD 1699/2011 establece que la función de este interruptor es la desconexión del generador en caso de actuación de las protecciones voltimétricas de la instalación.

En consecuencia, se entiende que ambas funciones pueden ser cubiertas por dos elementos, un interruptor automático de la instalación, con protección contra sobretensiones y capacidad de corte de cortocircuitos, y un elemento de corte del generador, con capacidad de corte en carga, sobre el que actúen las protecciones voltimétricas y los automatismos de conexión y desconexión.

#### **d) Protecciones voltimétricas de la conexión.**

- Un relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M), conectado entre fases, ajustado a 50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente. (Nota 1)
- Un relé de máxima tensión (59), conectado entre fases, ajustado a 1,1 Un y 1,15 Un con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente. (Nota 1)
- Un relé trifásico de mínima tensión (27), conectado entre fases, ajustado a 0,85 con una temporización máxima de 1,5 segundos. (Nota 1)

Nota 1: Para generación monofásica inferior o igual a 5 kW, la conexión se realizará entre fase-neutro. Las protecciones de generación trifásica compuesta por generadores monofásicos deberán medir entre fases

La tensión para la medida de estas magnitudes se deberán tomar a la salida del generador tal y como se recoge en los esquemas de conexión del [Anexo 2](#).

En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Estas protecciones actuarán preferentemente sobre el elemento de corte del generador, si bien pueden actuar sobre el interruptor automático de la instalación cuando este admita disparos externos y permita realizar la reconexión automática.

Las protecciones deberán disponer de los medios que permitan el precintado por la empresa distribuidora tras las verificaciones necesarias

En caso en el que el equipo generador incorpore alguna de las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular los Reglamentos Electrotécnicos y ser precintable, y en este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

## **6 PROTECCIONES PARA INSTALACIONES CONECTADAS A REDES SUPERIORES A 1 KV**

Todas las instalaciones en Régimen Especial conectadas a niveles superiores a 1 kV a la red de Iberdrola Distribución Eléctrica, **deberán cumplir con criterios de seguridad, y continuidad del suministro.**

Para ello es necesario que las instalaciones generadoras estén dotadas de los sistemas Telecontrol, Telemedida en tiempo real y Protección.

A continuación se define la función de cada uno de estos sistemas y su ubicación de acuerdo con el tipo de conexión a red, definido en el punto 7.

### **6.1 Telecontrol**

La función del sistema de Telecontrol es actuar sobre el sistema (dispositivo, elemento) de conexión de la instalación generadora con la red de Iberdrola Distribución Eléctrica para permitir su desconexión remota en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden.

El sistema de telecontrol se ubicará en el punto de conexión con la red de Iberdrola Distribución, mediante un centro de seccionamiento u OCR según los modos de conexión a red definidos en el punto 7. Dicho sistema de telecontrol cumplirá con los criterios técnicos definidos en la normativa interna de Iberdrola Distribución (en función de la solución adoptada, [NI 74.53.01](#), [NI 50.42.11](#) y [NI 50.42.03](#)), así como las normas y especificaciones técnicas asociadas a ellas.

### **6.2 Telemedida en tiempo real**

Con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico, se enviarán medidas en tiempo real a los centros de control de Iberdrola Distribución, independientemente del envío de medidas a enviar al operador del sistema (Red Eléctrica de España). El sistema de telemedida en tiempo real se ubicará en el punto de conexión con la red de Iberdrola Distribución, cumpliendo los criterios mencionados en el punto 6.1.

### **6.3 Protecciones**

Todas las instalaciones generadoras en Régimen Especial estarán dotadas de un sistema de protección y un interruptor automático de corte general para permitir su desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación generadora.

Como opción el interruptor automático estará dotado de un automatismo que permitirá su reposición de forma automática si su apertura se ha producido por actuación de las protecciones voltimétricas (27, 59, 59N, 81m/M) instaladas en el punto de interconexión con la red.

El automatismo permitirá el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de tensión de red, estable como mínimo durante 3 minutos
- No existe actuación de las protecciones de sobreintensidad 50/51

El automatismo bloqueará el cierre por actuación de las protecciones de sobreintensidad (50/51) asociadas al interruptor y solo se podrá desbloquear en local, después de identificar el origen de la actuación de esta protección y la eliminación de la causa del disparo.

Si la apertura del interruptor se produce manualmente por personal de la instalación generadora, el automatismo quedará deshabilitado.

El circuito de control del interruptor de interconexión dispondrá de una bobina de vigilancia de la tensión auxiliar de continua que provocará su disparo por fallo de la alimentación de Vcc. En las instalaciones donde exista redundancia completa (doble batería, doble anillo de distribución de c.c. y doble bobina de disparo de interruptor) no es necesario la bobina de vigilancia de la tensión auxiliar de continua.

Para tensiones  $\leq 66$  kV los relés de protección voltimétricos (27,59,59N y 81) dispondrán de control por watch-dog y la activación del mismo provocará disparo y enclavamiento del interruptor de interconexión.” Para tensiones  $> 66$  kV debido a la variedad del sistema de protecciones , se considera la solución más adecuada.

En el [Anexo 2](#) se incluyen los esquemas unifilares tipo, en que se han representado básicamente los principales elementos que afectan a la interconexión de la instalación generadora con la red de Iberdrola Distribución Eléctrica. Excepcionalmente alguna instalación puede requerir variaciones específicas del esquema unifilar tipo que deberán proponerse a Iberdrola Distribución Eléctrica para su estudio.

A continuación se describen brevemente las características de estas protecciones:

- **Un relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M) conectado entre fases:**
  - Instalaciones dentro del ámbito del RD 1699/2011: ajustado a 50,5 Hz y 48 Hz con una temporización de 0.5 y de 3 segundos respectivamente
  - Resto de instalaciones: ajustado a 51 Hz y 48 Hz con una temporización de 0.2 y de 3 segundos respectivamente
- **Un relé de máxima tensión (59) conectado entre fases:**
  - Instalaciones dentro del ámbito del RD 1699/2011: ajustado a a 1,1 Un y 1,15 Un con una temporización de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
  - Instalaciones no incluidas en el punto anterior, ajustado a 1,10 de la tensión media entre fases con una temporización de 0,6 segundos

- **Un relé trifásico de mínima tensión (27)**

- Instalaciones dentro del ámbito del RD 1699/2011: ajustado a 0,85 Un con una temporización de 1,5 segundos
- Aquellas instalaciones obligadas al cumplimiento del PO 12.3 se ajustará de acuerdo a los “Procedimientos de verificación, validación y certificación de los requisitos del PO 12.3 sobre la respuesta de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas ante huecos de tensión” vigente o el documento que lo sustituya en el proceso de certificación elaborado por ENAC, siempre y cuando dichos ajustes no estén en conflicto con la legislación vigente
- Instalaciones no incluidas en los anteriores puntos ajustado a 0,85 de la tensión media entre fases con una temporización de 0,6 segundos

- **Un relé de máxima tensión homopolar (59N) conectado en triangulo abierto**

Ajustado a 20 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110/3 con una temporización en 0,6 segundos.

La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor de corte general, como se aprecia en los esquemas de las figuras [4](#), [5](#) y [6](#).

- **Dos relés de fase y uno de neutro de máxima intensidad (50/51).**

Tiempo inverso con unidad instantánea y temporizada para detectar faltas en la instalación generadora y provocar el disparo del interruptor de interconexión. El rango de la unidad de disparo instantáneo de fase permitirá su ajuste para el 130% de la intensidad de falta en el lado secundario del transformador de potencia

- **Teledisparo**

De acuerdo con el RD 661/2007, en prevención de la apertura del interruptor automático de la empresa titular de la red en el punto de conexión, así como en cualquier situación en la que la generación pueda quedar funcionando en isla, se podrá instalar por parte del generador un sistema de teledisparo automático que desconecte la central o centrales generadores con objeto de evitar posibles daños personales o sobre las cargas.

En cumplimiento de la legislación, dicho teledisparo debe disparar el interruptor de corte general de la instalación generadora, en caso de apertura de cualquier elemento de corte en carga de la red de Iberdrola que pueda dejar la instalación generadora funcionando en isla con cargas ajenas a dicha instalación.

El equipo de teledisparo y el sistema de comunicaciones, deberán cumplir las especificaciones técnicas descritas en el [Anexo 1](#).

En el caso de la instalación de un teledisparo se enviará al Centro de Control de Iberdrola Distribución la siguiente información:

- Orden de conexión/desconexión del teledisparo
- Fallo de comunicaciones y fallo de quipo
- Estado del teledisparo (conectado/desconectado)

No obstante, se podrá prescindir del sistema de teledisparo en la instalación generadora cuando el productor considere que se cumplen las dos condiciones siguientes:

1. Que la instalación generadora puede admitir un reenganche sin ningún tipo de condición desde la red de Iberdrola Distribución.
2. Que los sistemas de telecontrol y teledisparo en tiempo real especificados en los puntos 6.1 y 6.2, y el resto de sistema de protecciones descrito en este apartado constituyen el otro medio mencionado en el RD 661/2007 para la desconexión de la central generadora, garantizando que la instalación no se pueda quedar conectada en isla con elementos de la red de distribución

El productor al renunciar al sistema de teledisparo asume cualquier responsabilidad en caso de daños en sus instalaciones o de terceros, condición que será incluida expresamente en el Contrato Técnico a celebrar entre el productor e Iberdrola Distribución.

Para conexiones a red de instalaciones generadoras no contempladas en este MT, o cuando sea necesario instalar nuevas protecciones eléctricas en las instalaciones de Iberdrola Distribución Eléctrica, dichas protecciones serán de acuerdo con las homologadas por la compañía eléctrica. Los tipos están definidos en el [MT 3.53.02](#) en función del nivel de tensión y esquema de conexión a red. Los costes de estas protecciones y actuaciones en la Red de Iberdrola Distribución Eléctrica serán con cargo a la instalación generadora

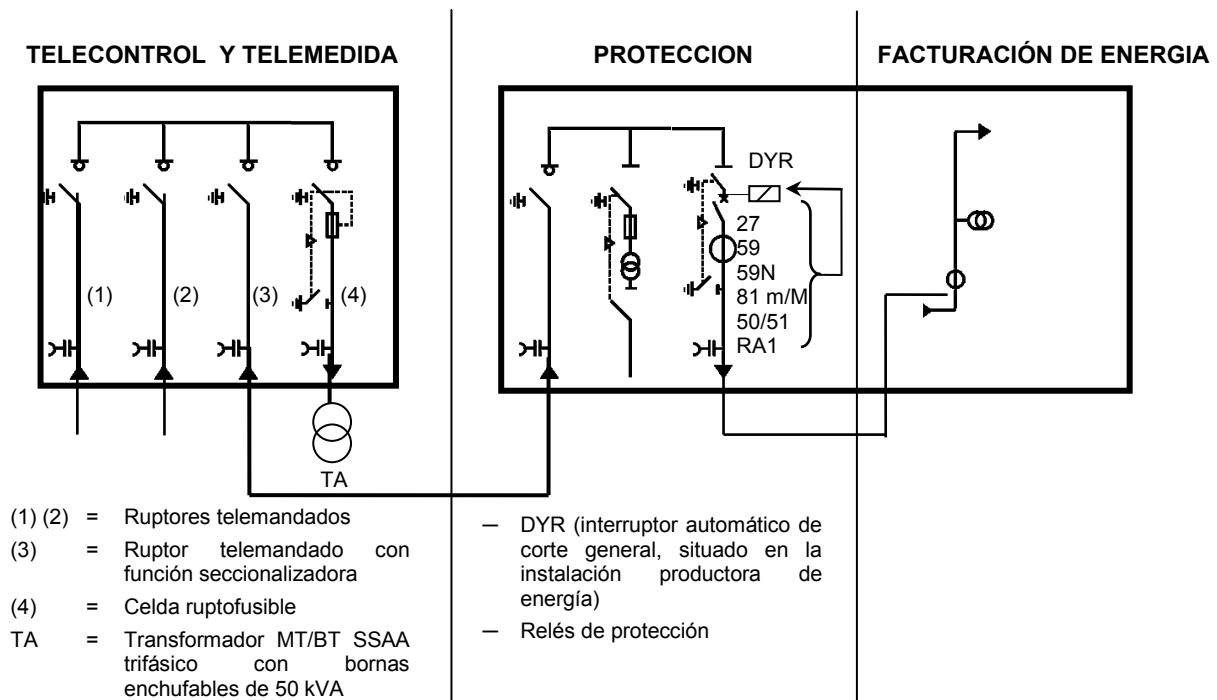


## 7 MODOS DE CONEXIÓN

Según el modo de conexión a la red de Iberdrola Distribución Eléctrica los sistemas de Telecontrol, Telemida en tiempo real y Protecciones se ubicaran de acuerdo con los siguientes esquemas.

### a) Conexión a través de Centro de Seccionamiento

#### CENTRO DE SECCIONAMIENTO



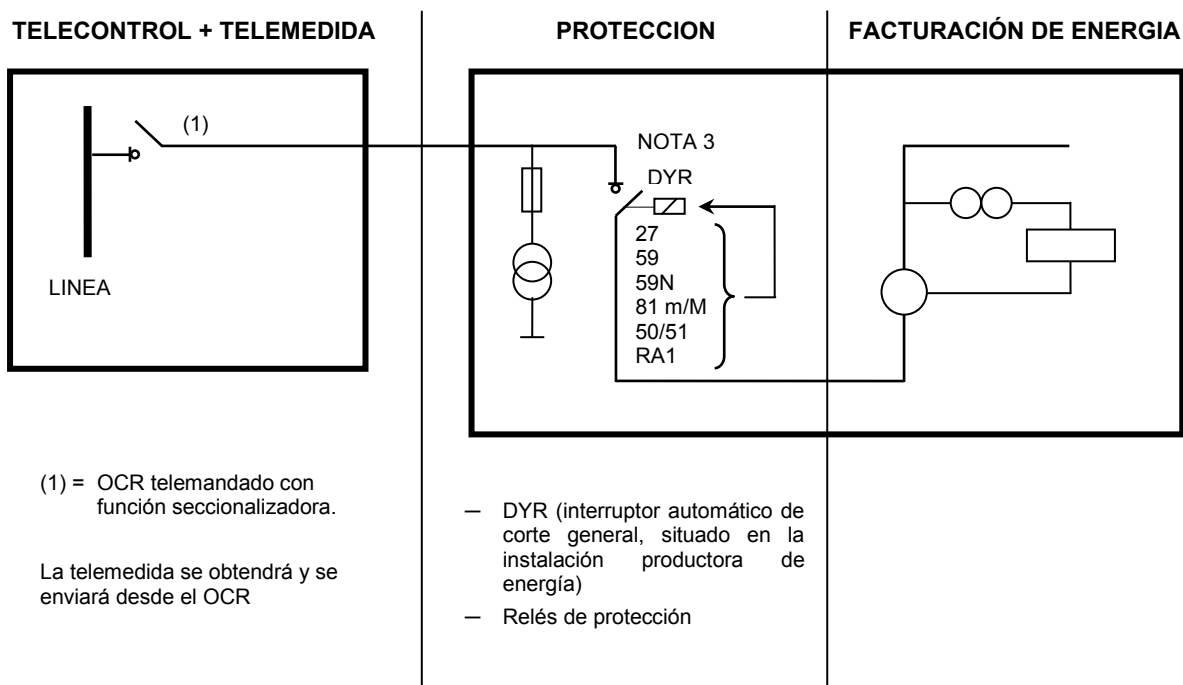
Nota: Para tensiones  $\geq$  a 45 KV los ruptores serán interruptores automáticos de acuerdo con MT 2.61.08

El sistema de Telecontrol y Telemida se instalará en el Centro de Seccionamiento, donde las posiciones (1), (2) y (3) serán ruptores telemandados.

La posición de salida (3) a instalación de cliente, deberá estar dotada con función seccionalizadora.

**b) Conexión derivación en T mediante Órgano de Corte en Red (OCR) con capacidad de apertura en carga y función seccionalizadora**

DERIVACION EN T MEDIANTE OCR

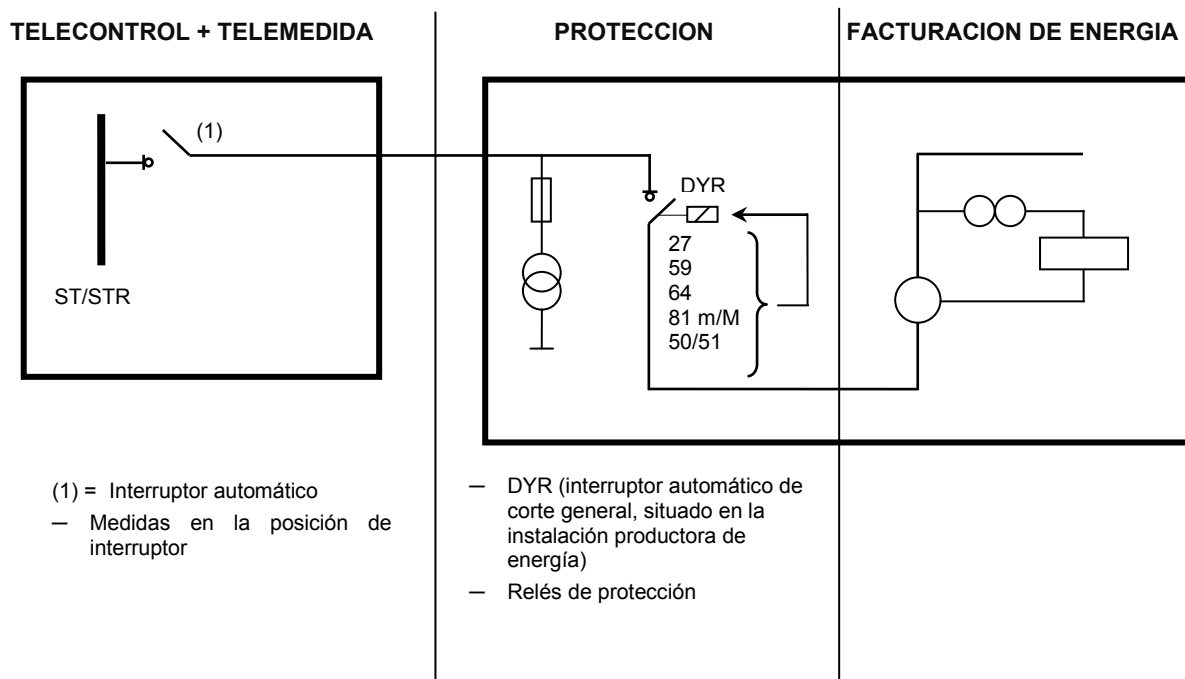


El sistema de Telecontrol y Telemetida se realiza sobre el OCR

Los sistemas de Protecciones se instalaran en la instalación generadora.

### c) Conexión a ST/STR mediante Línea Particular

#### CONEXIÓN A ST/STR MEDIANTE LINEA PARTICULAR



El Telecontrol actúa sobre el interruptor de cabecera de línea en la ST/STR

La Telemedida en tiempo real se realiza en la propia subestación de Iberdrola Distribución Eléctrica a través de los convertidores de medida asociados a la posición de interruptor.

## 8 MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN

Los criterios de mantenimiento serán los siguientes:

- Mantenimiento por parte del titular de la instalación generadora las protecciones instaladas en el punto de interconexión con la red de Iberdrola Distribución
- El titular de la instalación generadora asumirá el compromiso de mantener las instalaciones de su propiedad en servicio, así como las protecciones y los elementos de maniobra de su propiedad (OCR), para garantizar la exportación de energía en condiciones de seguridad para la red.
- Para este fin, el titular de la instalación generadora dispondrá de un contrato de mantenimiento con una empresa especializada en estas instalaciones, que deberá ser presentado a Iberdrola Distribución, junto con el responsable para contactar en caso de incidencias. (Empresa, CIF, nombre responsable mantenimiento, teléfono y correo electrónico).

- Iberdrola Distribución podrá solicitar la revisión de este contrato, en caso de considerar que las instalaciones anteriormente mencionadas no se mantienen de forma adecuada, con afección a la Red de Distribución, pudiendo solicitar al titular de la instalación generadora la contratación del mantenimiento con una empresa diferente.

## 9 TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

Los siguientes transformadores serán de aplicación para instalaciones generadoras conectadas en la red de MT, AT y MAT.

### 9.1 Transformadores de tensión

Se instalarán los juegos de tres transformadores inductivos monofásicos, conectados entre fase-tierra, que resulten necesarios de acuerdo con el esquema utilizado, según los unifilares del [Anexo 2](#). Dichos transformadores de tensión cumplirán con lo especificado en las normas NI ([72.50.01-02](#), [72.54.01-02](#) y [72.56.01](#)) de transformadores de medida. Para celdas con envolvente metálica y aislamiento en SF6 se adaptaran a lo descrito en la norma [NI 50.42.02](#).

Los devanados que aparecen en los esquemas conectados a equipos denominados Medida, se utilizarán exclusivamente para alimentar el equipo de medida de facturación,

Las características de los mismos serán:

- Tensión primaria de acuerdo con la tensión de la red y con la norma [NI 72.54.01](#) en vigor. Para instalaciones con tensiones de funcionamiento mayores a 72,5 kV se ajustarán según la [NI 72.54.02](#) y [NI 72.56.01](#)
- Tensión secundaria:  $110:\sqrt{3}$  V para protección,  $110:\sqrt{3}$  V para medida 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)
- Clase de Precisión: 0,2 (productores del Tipo I) ó  $\leq 0,5$  (productores del Tipo II y III) para medida de facturación, 0,5 para medida local y la requerida por Iberdrola Distribución Eléctrica, 0,5 para protección y 3P para ferorresonancia.
- Potencia de Precisión: según [NI 72.54.01](#) para medida y protección, debiendo ajustarse el consumo de los secundarios (para el caso de la medida) según lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y sus ITCs (Instrucciones Técnicas Complementarias) correspondientes en vigor.
- Los transformadores quedarán conectados a tierra cumpliendo las prescripciones reglamentarias.

## 9.2 Transformadores de intensidad

Se instalarán los juegos de tres transformadores de intensidad que resulten necesarios de acuerdo con el esquema utilizado, según los unifilares del [Anexo 2](#). Dichos transformadores de intensidad cumplirán con lo especificado en las normas NI ([72.50.01-02](#), [72.54.01-02](#) y [72.56.01](#)) de transformadores de medida. Para celdas con envolvente metálica y aislamiento en SF6 se adaptarán a lo descrito en la [NI 50.42.02](#).

Las características de estos transformadores serán las siguientes:

- Intensidad primaria en función de la máxima intensidad intercambiada y requisitos de protección, así como con la norma [NI 72.50.01](#) en vigor, para instalaciones con tensiones de funcionamiento mayores a 72,5 kV se ajustarán según la [NI 72.50.02](#).
- Intensidad secundaria: 1 A ó 5 A para devanado de protección, 5 A para devanado de medida de facturación y 1 A ó 5 A para medida local y la requerida por Iberdrola Distribución Eléctrica
- El secundario del transformador de medida al que se conecten los contadores será de clase de precisión: 0,2s (productores del Tipo I) o  $\leq 0,5s$  (productores del Tipo II y III), en caso de existir otros devanados no dedicados a la medida, se deberá justificar mediante ensayos que la precisión para la medida es adecuada para el rango de cargas instaladas en los otros secundarios.
- La clase de precisión para el devanado de protección será de 5P20

Potencia nominal: para medida y protección se ajustarán según las NI indicadas, debiendo ajustarse el consumo de los secundarios según lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y sus ITCs correspondientes en vigor.

- Los secundarios de los transformadores de intensidad quedarán conectados a tierra cumpliendo las prescripciones reglamentarias.

En B.T., cuando sea necesaria la instalación de transformadores de intensidad para alimentar equipos destinados a la medida de energía eléctrica a efectos de facturación y/o dispositivos de protección, cumplirán con lo dispuesto en la [NI 72.58.01](#).

### NOTAS:

#### a)

- Productores de Tipo I: Potencia  $\geq 12$  MVA ó Energía intercambiada año  $> 5$  GWH
- Productores de Tipo II: Potencia  $\geq 450$  kVA y  $< 12$  MVA ó Energía intercambiada año  $> 750$  MWH
- Productores de Tipo III: Aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría
- Productores de Tipo IV: Potencia  $> 15$  kVA y  $< 50$  kVA
- Productores de Tipo V: Potencia  $\leq 15$  kVA (medida directa, sin T/t ni T/i)

#### b)

Dimensiones: En celdas no será necesario cumplir con las dimensiones físicas establecidas en las normas NI correspondientes.

## 10 EQUIPOS DE MEDIDA A INSTALAR EN LA FRONTERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Los puntos de conexión de los generadores del Régimen Especial con la Red de Distribuidora se consideran puntos frontera del Sistema Eléctrico, por lo que deberán cumplir con lo dispuesto en el R.D.1110/2007 “Reglamento unificado de puntos de medida” y con sus ITC correspondientes.

El Reglamento citado, en su Artículo 3 define al Responsable del punto de medida, como: El titular del punto de medida y de las instalaciones de energía donde se ubica dicho punto de medida. Tiene la obligación de mantener y conservar en perfecto estado de funcionamiento los equipos e instalaciones de medida de acuerdo a lo dispuesto en el presente Reglamento y sus disposiciones de desarrollo.

Para concretar y matizar las diferentes opciones en la aplicación del citado Reglamento y ayudar en el montaje de la medida, de acuerdo a la tensión y a la potencia del punto de conexión, existen en Iberdrola Distribución los siguientes manuales técnicos, que se deberán aplicarse con rigor cuando el punto de conexión sea con Iberdrola Distribución Eléctrica:

a) Baja Tensión:

b)

-Potencia contratada  $\leq$  de 15 kW.

[NI 42.72.00](#) “Instalaciones de enlace” Cajas de protección y medida.

[NI 42.71.01](#) “Cuadros modulares con y sin envolvente para medida en B.T. Instalación interior.”

-Potencia contratada  $>$  de 15 kW.

[MT 2.80.13](#) “Guía para la instalación de medida en clientes de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (Medida Directa e indirecta en B.T.) (Clientes tipo 4).

c) Media, Alta Tensión y MAT (hasta 132KV):

-[MT 2.00.03](#) “Normativa particular para instalaciones de clientes en A.T.”

-[MT 2.80.14](#) “Guía para instalación de medida en clientes y Regimen Especial de A.T. (Hasta 132 kV).”

d) Muy Alta Tensión (a partir de 132 KV):

-[MT 2.80.17](#) “Instalación de medida en puntos frontera de Distribución con la Red de Transporte (220-400 kV) y con otras Distribuidoras.”

Atendiendo al esquema de conexión recogidos en los Anexos se instalarán los siguientes equipos de medida:

### **Medida en lado de Media Tensión**

Atendiendo al reglamento de puntos de medida, modificado por el R. D. 1110/2007, de 24 de agosto y a sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC's), se instalarán los equipos de medida que correspondan según la clasificación en Tipos 1, 2, 3 ó 4 que se detalla en su artículo 6, según lo especificado en el Manual Técnico [MT 2.80.14](#) "Guía para instalación de medida en clientes y régimen especial de AT (hasta 132 kV)".

En caso de que entre la conexión de los TTs, TIs y el bloque de pruebas existiese una conexión intermedia, esta deberá ser precintable.

### **Medida en lado de Baja Tensión**

Para instalaciones de generación con potencia igual o inferior a 5 kVA se instalará medida monofásica, según lo especificado en las Normas Iberdrola [NI 42.71.01](#), [NI 42.72.00](#) y [NI 42.71.05](#) sobre medida centralizada e individual, con la salvedad de que se instalarán fusibles tanto a la entrada como a la salida de la medida, para garantizar el aislamiento en caso de intervención en la misma.

Para instalaciones de generación de potencia  $> 5$  kVA se utilizará medida trifásica directa. Se instalará un contador de Tipo 5 hasta instalaciones de generación  $\leq 15$  kVA de acuerdo con las normas [NI 42.71.01](#), [NI 42.72.00](#). Para instalaciones de generación de potencia  $> 15$  kVA hasta  $\leq 50$  kVA se instalará un contador de Tipo 4 según lo especificado en el [MT 2.80.13](#) "Guía para instalación de medida en clientes de BT y RE

Para instalaciones de generación de potencias  $> 50$  kVA hasta  $\leq 70$  kVA se utilizará medida indirecta con transformadores de intensidad de relación 100/5A y para instalaciones de generación de potencias  $> 70$  kVA hasta  $\leq 100$  kVA se utilizará medida indirecta con transformadores de intensidad de relación 200/5 A. (según [MT 2.80.13](#)) El contador será también de Tipo 3 medida semi-indirecta (/5A), según lo especificado en el [MT 2.80.13](#) "Guía para instalación de medida en clientes de BT con potencia contratada superior a 15 kW (Medida directa e indirecta en BT)" (Clientes Tipo 4).

Para potencias superiores a 15 kVA los contadores-registradores deberán disponer de curva de carga horaria para la generación y estar obligatoriamente dotados de telemedida.

Dicha telemedida será realizada preferentemente mediante dirección IP (conexión a internet), por motivos de eficiencia y disponibilidad de acceso.

Esta dirección IP tiene que ser pública y fija, con un número de puerto IP comprendido entre 40000 y 40099 y puede ser compartida por varios equipos. Si en la instalación no se dispone de infraestructura de acceso a internet puede obtenerse mediante un módem GPRS que tenga contratada una dirección IP pública y fija.

Solamente en el caso de resultar inviables las alternativas anteriores podría aceptarse también una comunicación a través de móvil GSM o línea de teléfono fija con módem.

## 11 ENCLAVAMIENTOS

Para instalaciones de generación conectas en niveles de tensión superior a 1 kV, con el fin de garantizar la seguridad de personas y equipos, se han de prever los enclavamientos oportunos para evitar operaciones erróneas.

### 11.1 Enclavamiento de energización de línea

Tiene por objeto evitar que la instalación generadora energice la línea de Iberdrola Distribución pudiendo provocar un accidente en las instalaciones de Iberdrola o en clientes conectados a la línea. Para ello se enclavará el cierre del interruptor de interconexión hasta que los relés 27 de mínima tensión hayan detectado presencia de tensión en línea y esta circunstancia se haya mantenido durante 3 minutos consecutivos. Igualmente no se permite el cierre manual-mecánico del interruptor de corte general.

Si la instalación generadora tuviera varios generadores, la reconexión de los mismos se hará escalonadamente con intervalos no inferiores a diez segundos.

### 11.2 Enclavamiento de sincronismo

Tiene por objeto evitar que se produzca un acoplamiento fuera de sincronismo entre la red y el generador, provocando una falta en la red y posibles daños al generador.

En el caso de generadores síncronos se dispondrá de un sistema de comprobación de sincronismo (25) en el interruptor de interconexión, el cual permitirá el acoplamiento a la red solamente cuando se cumplan las condiciones de sincronismo.

En el caso de grupos síncronos de potencia superior a 1000 kVA se deberá instalar un sincronizador automático de las características especificadas en la OM de 1985.

Estos enclavamientos aplicarán a todos los puntos de interconexión de la instalación generadora en la red eléctrica.

En el caso de generadores asíncronos, el cierre del interruptor del generador sólo se permitirá a través de un detector de velocidad ajustado de acuerdo a la OM de 1985.

### 11.3 Vigilancia de tensión de alimentación del sistema de protecciones

Las instalaciones de generación conectadas a niveles de tensión superiores a 1 kV, dispondrán de un sistema de vigilancia para evitar que las protecciones queden inoperativas por falta de tensión auxiliar de alimentación (prealarma y disparo).

Los aparatos de medida con posibilidades de manipulación estarán dotados de los elementos necesarios para su precintado.

## 12 CONDICIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO

Para la conexión de las instalaciones de generación a la red de Iberdrola Distribución Eléctrica superior a 1 kV son necesarios previamente los siguientes requisitos:



## 12.1 Protecciones

La revisión del Proyecto, Instalación y protecciones será realizada por un Organismo de Certificación Acreditado (OCA).

Una vez aprobado el proyecto por parte de la (OCA) comprobando con la normativa de Iberdrola y con la normativa vigente, tras la aceptación de Iberdrola Distribución Eléctrica, la OCA realizará las pruebas de la instalación que incluyen:

- Inspección de que la instalación se ajusta a proyecto.
- Pruebas de protecciones las cuales se realizarán a nivel de conjunto inyectando tensiones e intensidades en las bornas de entrada al armario de protecciones y verificando para cada relé la actuación directa del interruptor de interconexión.
- Verificación de temporización a la reconexión.
- En los casos donde exista un sistema de Teledisparo, se realizarán las siguientes pruebas y verificaciones:
  - Simulación apertura del interruptor de cabecera de línea (actuando a través del relé auxiliar de posición del interruptor) y comprobar que produce la apertura real del interruptor de corte general de la instalación generadora
  - Ordenes de conexión/desconexión del sistema de teledisparo, así como la señalización de conectado/desconectado
  - Provocar un corte en el canal de comunicaciones y verificar que se genera la señal de fallo de equipo

Nota: Previamente a la realización de estas pruebas el titular de la instalación generadora o su ingeniería deberá ponerse en contacto con los CSD's, solicitando la fecha de pruebas

- En todas las pruebas deberá estar presente el propietario o su representante responsable y podrán ser supervisadas por personal de Iberdrola Distribución Eléctrica.

Finalizadas las pruebas y si las mismas han resultado satisfactorias, se procederá por parte del titular de la instalación generadora y el responsable de la OCA a la firma del "Protocolo de verificación del sistema de protección y control de la interconexión" y a la emisión del "Certificado del cumplimiento de la instalación de acuerdo con las normativas que aplican".

## 12.2 Medida de facturación

En la puesta en servicio se realizarán las siguientes verificaciones:

- Identificación del punto de medida.
- Identificación de los equipos de medida y sus características nominales.
- Comprobación de:
  - Cumplimiento de los requisitos de los equipos.

- Adecuación y conectividad de los equipos de medida.
- Trafos de medida.
- Cableado.
- Contadores.
- Registradores.
- Prueba funcional de lectura.

Iberdrola Distribución Eléctrica dispone de personal especializado para la realización de la puesta en servicio del sistema de medida de energía, realizando las pruebas del sistema de medida, desde transformadores de medida hasta los contadores-registradores, las parametrizaciones de los equipos de medida y las pruebas pertinentes, previa aceptación del presupuesto para esta actividad.

En los puntos frontera donde el Encargado de la lectura es REE (Potencia  $\geq$  de 450kW.), el responsable de la medida debe solicitar al SIMEL el código y el alta del punto frontera utilizando los cauces marcados por el Operador del Sistema.

### **12.3 Telecontrol y Telemedida**

La puesta en servicio de los Centros de Seccionamiento, Centros de Transformación y OCR con sistema de Telecontrol y Telemedida en tiempo real, será realizada por un contratista autorizado por Iberdrola según los protocolos establecidos para puesta en servicio de instalaciones telecontroladas, en coordinación con el Centro de Supervisión y Diagnóstico de Iberdrola Distribución en la Región que corresponda.

Las instalaciones se ajustarán a los proyectos tipo de Iberdrola así como a los procedimientos habituales para el intercambio de datos con proveedores e instaladores, configuración de equipos en fábrica y chequeos habituales que garanticen la correcta puesta en servicio del telecontrol y telemedida, tanto para conexiones mediante centros de seccionamiento, como mediante OCR.

El titular asumirá los costes de integración en los sistemas implicados en el proceso, GIS y sistema de control de Iberdrola Distribución Eléctrica, así como las verificaciones de su funcionamiento que serán detallados y trasladados por Iberdrola en la gestión del expediente de contratación

Finalizadas las pruebas y si las mismas han resultado satisfactorias, se procederá por parte del titular de la instalación generadora y el contratista autorizado por Iberdrola Distribución para la puesta en servicio, a la firma del “Protocolo de verificación del sistema de telecontrol/telemedida interconexión”

## **13 PERTURBACIONES**

De acuerdo al artículo 110 “Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras” del RD 1955/2000, los usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones estén dentro de los límites establecidos en el artículo 104, lo que implica en cumplimiento de los límites de perturbaciones contenidos en la norma UNE EN 50160. Asimismo, las instalaciones están

obligadas al cumplir con la Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética, de acuerdo al RD 1580/2006.

Esto implica que los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión e inmunidad de perturbaciones indicados en las normas armonizadas referentes a compatibilidad electromagnética, necesarias para el cumplimiento de la Directiva de CEM y que se publican en el Diario Oficial de la Comunidad Europea, en particular las normas de la serie EN 61000-6-X.

Adicionalmente, las instalaciones de baja tensión deben cumplir con lo prescrito en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que en su ITC-BT-40, capítulo 6, establece tasas máximas de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: 4/n
- Armónicos de orden 3: 5
- Armónicos de orden impar ( $\geq 5$ ): 25/n

En cumplimiento del RD 1699/2011, el productor deberá acompañar su solicitud de los certificados de cumplimiento de los límites de emisión e inmunidad referentes a armónicos y compatibilidad electromagnética.

Además de lo anterior, se cumplirá que:

- El incremento de la tensión provocado por el funcionamiento de los generadores no superará el 2.5%.
- El desequilibrio máxima admisible entre fases será de 5 kW
- El factor de potencia será superior a 0.98

## 14 DOCUMENTACIÓN

Las instalaciones dentro del ámbito del RD 1699/2011 la solicitud de punto de conexión se acompañara de la información descrita en su artículo 4, así como de la incluida en el Anexo 2 del citado Real Decreto.

Para instalaciones de generación no cubiertas por el RD 1699/2011, la documentación a tramitar en las distintas fases del proyecto es la siguiente:

### 14.1 Información a aportar por la instalación generadora

- Número, tipo y potencia de los generadores.
- Clase y cantidad de potencia y energía a entregar y/o demandar.
- Plano de emplazamiento.
- Copia de la concesión de la instalación generadora o, en su defecto, copia de la solicitud ante la Administración.

## 14.2 Información a aportar por Iberdrola Distribución

- Condiciones técnicas.
- Punto de interconexión a la red.
- Tensión nominal de la red.
- Potencia máxima y mínima de cortocircuito en la interconexión.
- Presupuesto en los que se indiquen los costos asociados a modificaciones en la línea de suministro y modificaciones necesarias en la red y en los Sistemas de Control
- Presupuesto para la verificación de los sistemas de medida, protección, y teledisparo cuando corresponda.

## 14.3 Información a entregar con el Proyecto

Con el fin de obtener la aceptación del Proyecto por parte de Iberdrola Distribución, las instalaciones generadoras conectadas a tensiones superiores a 1 kV deberá facilitar la siguiente documentación:

- Proyecto eléctrico visado (dos copias).
- Tres (3) copias del esquema unifilar definitivo donde se indique la configuración de la instalación, características de los T/i y T/t (relaciones de transformación, potencias y clase de precisión), transformadores de potencia y generadores, (indicando potencia, nivel de tensión y tensión de cortocircuito) y generadores, modelos de los equipos de protección, indicando sobre que interruptor actúan, y sincronización (en el [Anexo 2](#) se adjuntan los esquemas unificables).
- Planos desarrollados (trifilares) de las instalaciones que comprendan al menos desde el punto de interconexión hasta los transformadores de potencia.
- Esquemas de control de cierre y apertura del interruptor de interconexión, incluyendo la actuación de las protecciones sobre dicho interruptor y sus correspondientes conexiones .
- Manual de instrucciones de los relés de protección.
- Esquema de alimentación de los relés de protección.
- Protocolo de ensayos de los transformadores de tensión e intensidad (para medida y protección) firmados y sellados por el suministrador. Algunas Administraciones Territoriales establecen la obligatoriedad de pasar estos transformadores por el Laboratorio Oficial designado al efecto. Es responsabilidad del productor conocer las zonas en las que esta comprobación sea requerida, así como su oportuna cumplimentación.
- En su caso proyecto del Teledisparo.
- Información técnica de los relés de protección

- Propuesta de ajustes según anexo
- Esquema de conexionado del conjunto de medida, transformadores, contadores, convertidores, bloques de pruebas, etc.
- Descripción del armario de alojamiento de los equipos de medida.
- Planos desarrollados de las instalaciones que pasen a propiedad de Iberdrola Distribución Eléctrica.
- Características del discriminador horario.

## ANEXO 1. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA SISTEMA TELEDISPARO

### 1 OBJETO

Describir las características funcionales y técnicas que deben de cumplir los sistemas de teledisparo que se instalen en las subestaciones de Iberdrola Distribución Eléctrica e instalación generadora.

Asimismo, el documento pretende dar una referencia del alcance de los trabajos que es preciso realizar para la implementación de estos sistemas.

### 2 DESCRIPCIÓN

#### 2.1 Sistema de teledisparo

El objeto fundamental del Sistema de Teledisparo es evitar que la instalación generadora quede acoplado a la red cuando en ella se produce la apertura de los interruptores de cabecera de línea de la subestación.

Para conseguir este objetivo, el sistema de teledisparo vigila de forma permanente las posiciones de los interruptores de cabecera de línea de la instalación de la que depende la instalación generadora, de modo que cuando detecta la apertura del interruptor envía una señal de teleapertura al equipo de teledisparo del generador, para que proceda a ejecutar la correspondiente orden de apertura del interruptor de interconexión de la cogeneración en un tiempo inferior a 300 milisegundos.

Un sistema de teledisparo está constituido por la integración funcional de los siguientes componentes:

- Equipos de captación y seguimiento del estado de los interruptores de cabecera de línea sobre las que se acopla la instalación generadora.
- Equipo de actuación (apertura) sobre el interruptor de corte general de la instalación generadora
- Soporte de comunicación entre ambos equipos.

El teledisparo está concebido como una teledesconexión que debe de cumplir con los siguientes requisitos básicos:

- Actuación dentro del tiempo límite establecido.
- Seguridad (ausencia de disparos falsos).
- Fiabilidad de que la señal se va procesar.
- Supervisión de la disponibilidad del canal de comunicaciones.

**2.1.1 Actuación dentro del tiempo límite establecido.** Los sistemas de teledisparo deben actuar cuando se dan las condiciones de Teledisparo en un tiempo inferior al del primer reenganche del automatismo de un interruptor de cabecera, 300 milisegundos.

**2.1.2 Seguridad (ausencia de disparos falsos).** Se entiende por este concepto “la ausencia de disparos falsos”

Estos pueden darse, al menos, por una de las siguientes causas:

- a) Captación errónea del estado de los interruptores de cabecera. Señalización espúrea.
- b) Errores en la transmisión de los datos o de las órdenes de apertura entre los equipos de captación y de actuación del teledisparo.

Con el fin de minimizar errores en la actuación del equipo se aplicarán los siguientes criterios:

- a) Discriminación de los estados abierto/cerrado de los interruptores de cabecera.
- b) Filtraje de las señales captadas. Persistencia del estado de los interruptores de cabecera durante al menos dos (2) ciclos de exploración.

**2.1.3 Fiabilidad de que la señal se va procesar.** La orden de actuación (apertura) del interruptor de interconexión va a realizarse dentro del tiempo máximo permitido, 300 milisegundos desde que tiene lugar la apertura de los interruptores de cabecera.

Los equipos de captación del sistema de Teledisparo pueden transmitir al equipo la señalización correspondiente a los interruptores de cabecera o la orden de apertura del interruptor de interconexión. En ambos casos el equipo de actuación el teledisparo verificará que la información recibida es correcta, para lo cual realizará un filtrado de la misma, y que se dan las condiciones de actuación de Teledisparo.

**2.1.4 Supervisión de la disponibilidad del canal de comunicaciones.** El sistema de Teledisparo tiene que supervisar la disponibilidad del mismo. La supervisión se realiza en dos entornos:

- a) Comunicaciones
- b) Equipos

El sistema de Teledisparo dispondrá de los medios necesarios para autodiagnosticarse y verificar su disponibilidad. Dicha disponibilidad será una función lógica (AND) de la disponibilidad de comunicaciones y de los equipos.

Si la supervisión realizada a nivel de comunicaciones y equipos detecta una de las siguientes condiciones:

- 1) Indisponibilidad continuada superior a un tiempo  $T_{IND}$  parametrizable.
- 2) Indisponibilidad acumulada en un tiempo  $T_{ACUMULADO}$  parametrizable, de indisponibilidades detectadas en periodos de duración  $T_{IND}$ , parametrizable.

El sistema de Teledisparo se considerará indisponible. El retorno a disponible será automático cuando se de la condición de disponibilidad continuada superior a un tiempo  $T_{DISPONIBLE}$ , parametrizable.

**2.1.4.1 Supervisión de las comunicaciones.** El sistema de Teledisparo debe realizar una supervisión continuada de la disponibilidad de su canal de comunicaciones. Esta vigilancia puede realizarse a dos niveles:

- a) Nivel físico
- b) Nivel lógico

A nivel físico, la disponibilidad del canal de comunicaciones se evalúa monitorizando las señales propias de enlace en transmisión y recepción.

A nivel lógico, la disponibilidad del canal de comunicaciones se evalúa monitorizando el protocolo.

**2.1.4.2 Supervisión de los equipos.** Los equipos del sistema de Teledisparo, excluidos los equipos de comunicaciones, que dispondrán de sus propios medios de autodiagnóstico, deberán detectar los fallos que les impidan realizar con fiabilidad su función de teledisparo.

Todos los equipos dispondrán de:

- a) Watchdog
- b) Alarma de fallo alimentación lógica de las salidas digitales
- c) Sistema de salvaguarda de las condiciones de Teledisparo tras un reset de los equipos (memoria no volátil).

Además de lo indicado en los 3 puntos anteriores deberá poseer comunicación Full-Duplex en todo momento entre la instalación generadora y la subestación correspondiente.

Cumpliendo con las necesidades básicas exigibles a este tipo se suministros, adicionalmente el sistema de teledisparo incorporará una remota homologada por Iberdrola que permita el envío al COD, de las siguientes funciones:

- a) Señalización estado del teledisparo (conectado/desconectado)
- b) Señalización fallo de equipo (comunicaciones, falta de alimentación,...)
- c) Señalización estado del interruptor de la instalación generadora
- d) Orden de conexión/desconexión del teledisparo. Estas órdenes se pueden enviar desde el Centro de Control (COD) de Iberdrola Distribución Eléctrica a través del sistema de telecontrol de la instalación generadora y localmente en la STR de Iberdrola Distribución Eléctrica a través de los módulos de señalización ALTEL

Es necesario por tanto que al equipo de teledisparo se añadan los módulos de señalización desarrolladas por la casa ALTEL S.L. para recoger en la subestación de Iberdrola Distribución Eléctrica las señales descritas en el párrafo anterior

## **4 EQUIPOS DE TELEDISPARO**

### **4.1 Equipos**

Se propone el equipo de teledisparo referencia SysCron II desarrollado por la empresa ALTEL S.L. y homologado por Iberdrola Distribución Eléctrica.

Se pueden instalar otros equipos siempre y cuando cumplan con las especificaciones técnicas descritas anteriormente y sean aprobados por Iberdrola. Así mismo debe permitir enviar las señales y recibir las órdenes provenientes del Sistema de Control de Iberdrola Distribución que se realizará mediante remota homologada por Iberdrola

Las características del armario de teledisparo que se montan en las subestaciones de Iberdrola Distribución Eléctrica están definidas en la Especificación Técnica ET.ARM\_TELED\_RI

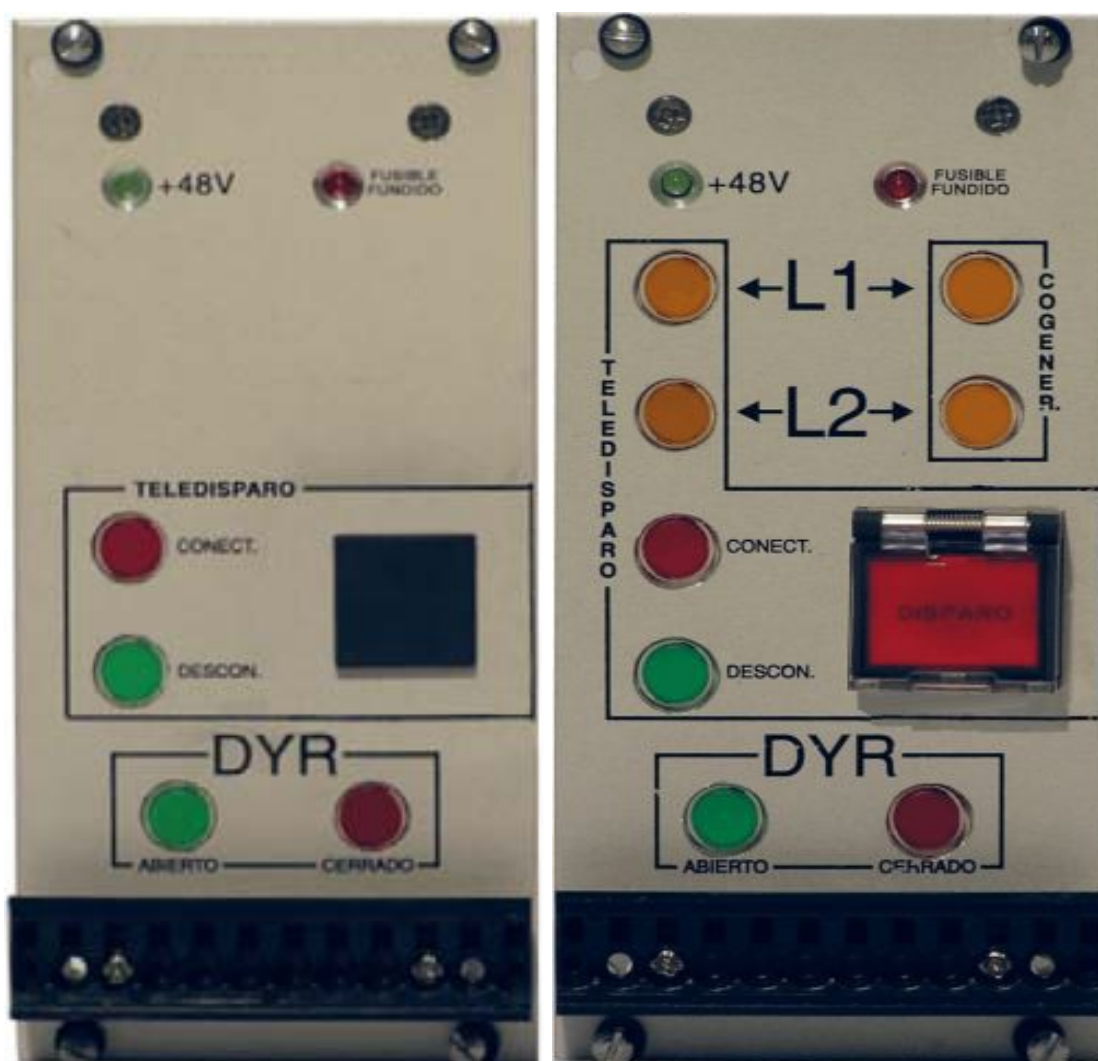


Dentro del armario se realiza la instalación de todos los equipos (equipos de alimentación, equipos de comunicaciones, relés, etc) necesarios para el correcto funcionamiento del sistema en su conjunto.

#### 4.2 Módulos de Señalización

En la subestación de Iberdrola Distribución Eléctrica se instalarán los módulos de señalización A98STLDP desarrollados por la empresa ALTEL S.L. como respuesta a las necesidades de normalizar la instalación de equipos de Teledisparo, que se han de realizar en las subestaciones de Iberdrola Distribución Eléctrica a las que están acopladas las instalaciones generadoras.

Detalles de los módulos de señalización dependiendo del tipo de conexión a red

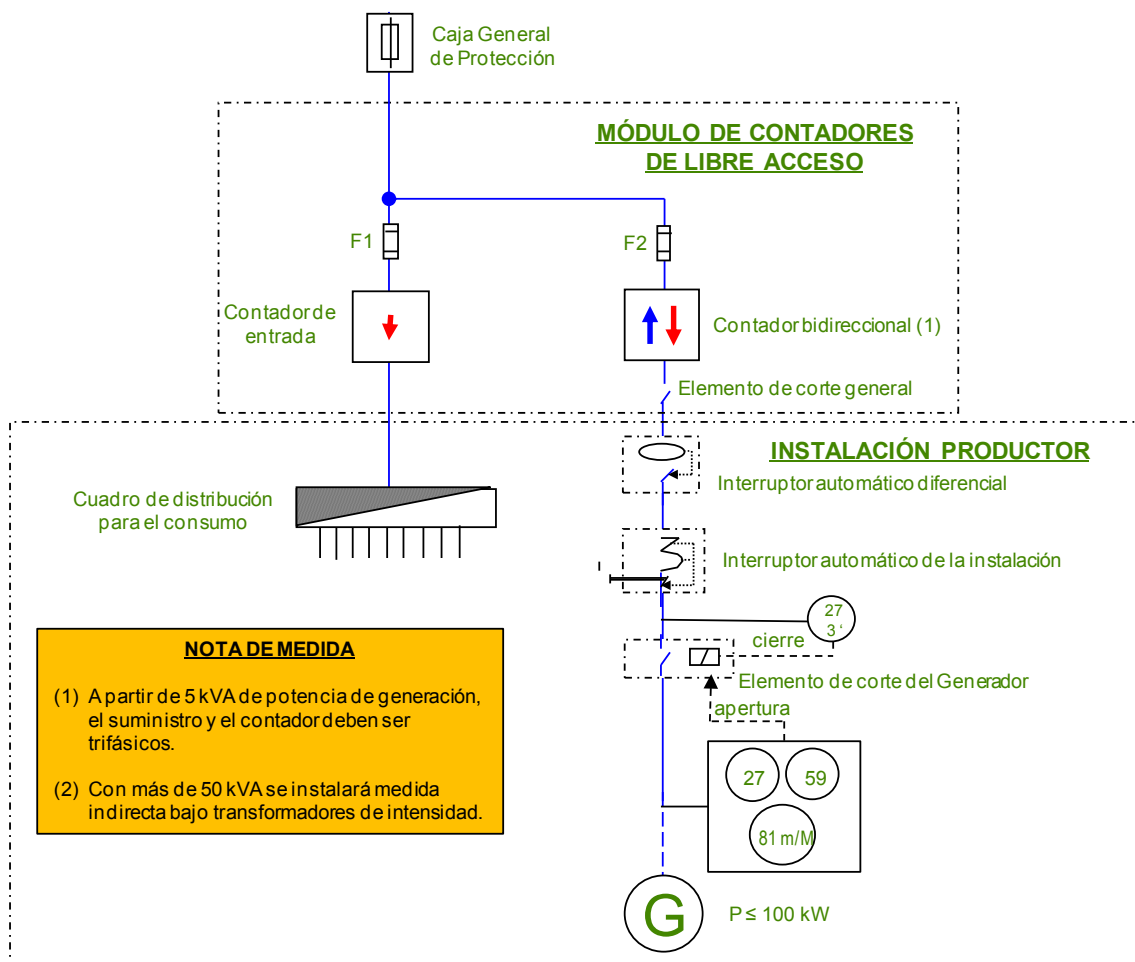


## 5 EQUIPO DE COMUNICACIONES

El medio de comunicación a utilizar para el Sistema de Teledisparo será aquel que resulte de aplicar los criterios indicados en el [MT 9.01.04](#) y el [MT 9.01.07](#) (“Instalaciones para Servicios de Telecomunicaciones en Instalaciones de Media Tensión” ref. TPROY [ASE]-09.103). El titular de la instalación generadora realizará un estudio de viabilidad de las comunicaciones para determinar cuál será la solución a adoptar y elaborará una PSC (Propuesta de solución de comunicaciones) que será validada por Iberdrola Distribución.

En base a la solución adoptada en cada caso se instalarán los equipos de comunicaciones correspondientes homologados por Iberdrola y que están referenciados en los documentos anteriormente mencionados.

## ANEXO 2. ESQUEMAS UNIFILARES

**ESQUEMA UNIFILAR PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN CON POTENCIA  $\leq 100$  kW Y TECNOLOGÍAS DE LAS CATEGORÍAS a), b) Y c) DEL ARTÍCULO 2 DEL RD661/2007 CON CONEXIÓN A UNA RED INTERIOR DE UN CONSUMIDOR DE B.T. (CASO GENERAL: VENTA DE ENERGÍA Y CONSUMO)**

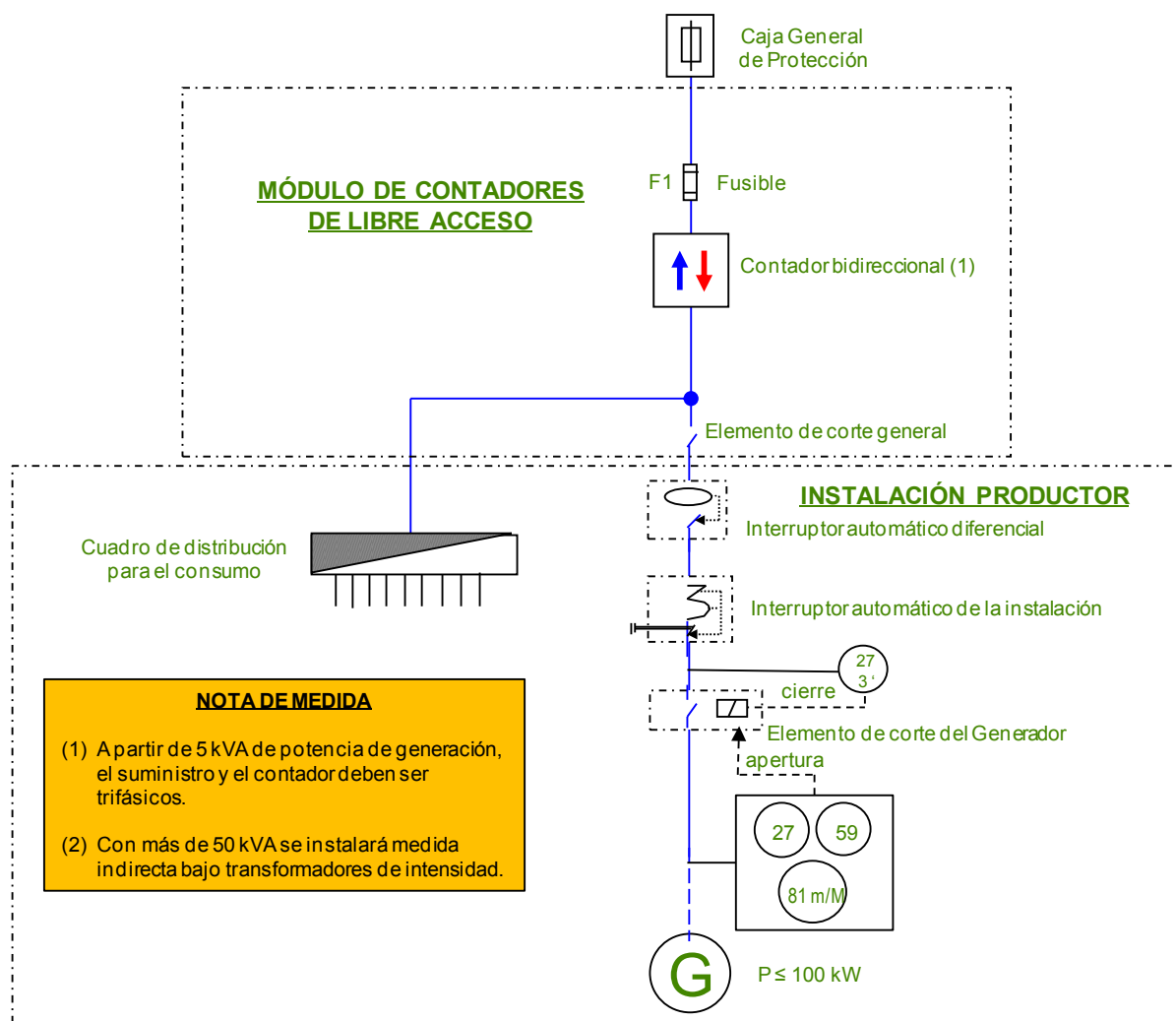
Para la conexión de una instalación de generación a la red de Iberdrola Distribución de Baja Tensión se aplicará las condiciones técnicas de conexión y funcionamiento recogidas en el Real Decreto 1699/2011 que regula la conexión a red de instalaciones de producción de pequeña potencia

Los requerimientos de protecciones serán los siguientes :

- **Un elemento de corte general:** Para proporcionar aislamiento sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Este elemento es identificado como un Interruptor General de Maniobra en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- **Interruptor automático diferencial:** Para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- **Interruptor automático de la conexión :** Para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Incorpora un relé de enclavamiento a la conexión a través de un relé mínima tensión (27) temporizado 3 minutos
- **Un Relé de máxima y mínima frecuencia (81) :** Conectado entre fases y ajustado en 50,5 y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente
- **Un Relé de máxima tensión (59):** Conectado entre fases y ajustado a 1,1 Un y 1,15 Un con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
- **Un Relé de mínima tensión (27) trifásico** ajustado al 0,85 Vn y una temporización máxima de 1,5 segundos.
- En caso que el equipo generador incorpore las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular los Reglamentos Electrotécnicos, y en este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.
- **G** Cualquier tipo de generación

Fig. 1

**ESQUEMA UNIFILAR PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN CON POTENCIA  $\leq 100$  kW Y TECNOLOGÍAS DE LAS CATEGORÍAS a), b) Y c) DEL ARTÍCULO 2 DEL RD661/2007 CON CONEXIÓN A UNA RED INTERIOR DE UN CONSUMIDOR DE B.T. (VENTA EXCLUSIVA DE ENERGÍA EXCEDENTARIA)**



Para la conexión de una instalación de generación a la red de Iberdrola Distribución de Baja Tensión se aplicará las condiciones técnicas de conexión y funcionamiento recogidas en el Real Decreto 1699/2011 que regula la conexión a red de instalaciones de producción de pequeña potencia

Los requerimientos de protecciones serán los siguientes :

- **Un elemento de corte general:** Para proporcionar aislamiento sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Este elemento es identificado como un Interruptor General de Maniobra en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- **Interruptor automático diferencial:** Para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- **Interruptor automático de la conexión :** Para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.  
Incorpora un relé de enclavamiento a la conexión a través de un relé mínima tensión (27) temporizado 3 minutos
- **Un Relé de máxima y mínima frecuencia (81) :** Conectado entre fases y ajustado en 50,5 y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente
- **Un Relé de máxima tensión (59):** Conectado entre fases y ajustado a 1,1 Un y 1,15 Un con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
- **Un Relé de mínima tensión (27) trifásico** ajustado al 0,85 Vn y una temporización máxima de 1,5 segundos.
- En caso que el equipo generador incorpore las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular los Reglamentos Electrotécnicos, y en este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.
- **G** Cualquier tipo de generación

**Fig. 2**

**ESQUEMA UNIFILAR PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA  $\leq 100$  kW ACOGIDOS AL RD 1699/2011 Y TECNOLOGÍAS DE LAS CATEGORÍAS a), b) Y c) DEL ARTÍCULO 2 DEL RD661/2007 CON CONEXIÓN A UNA RED INTERIOR DE UN CONSUMIDOR CONECTADO A TENSIONES  $> 1$  kV Y  $\leq 36$  kV**

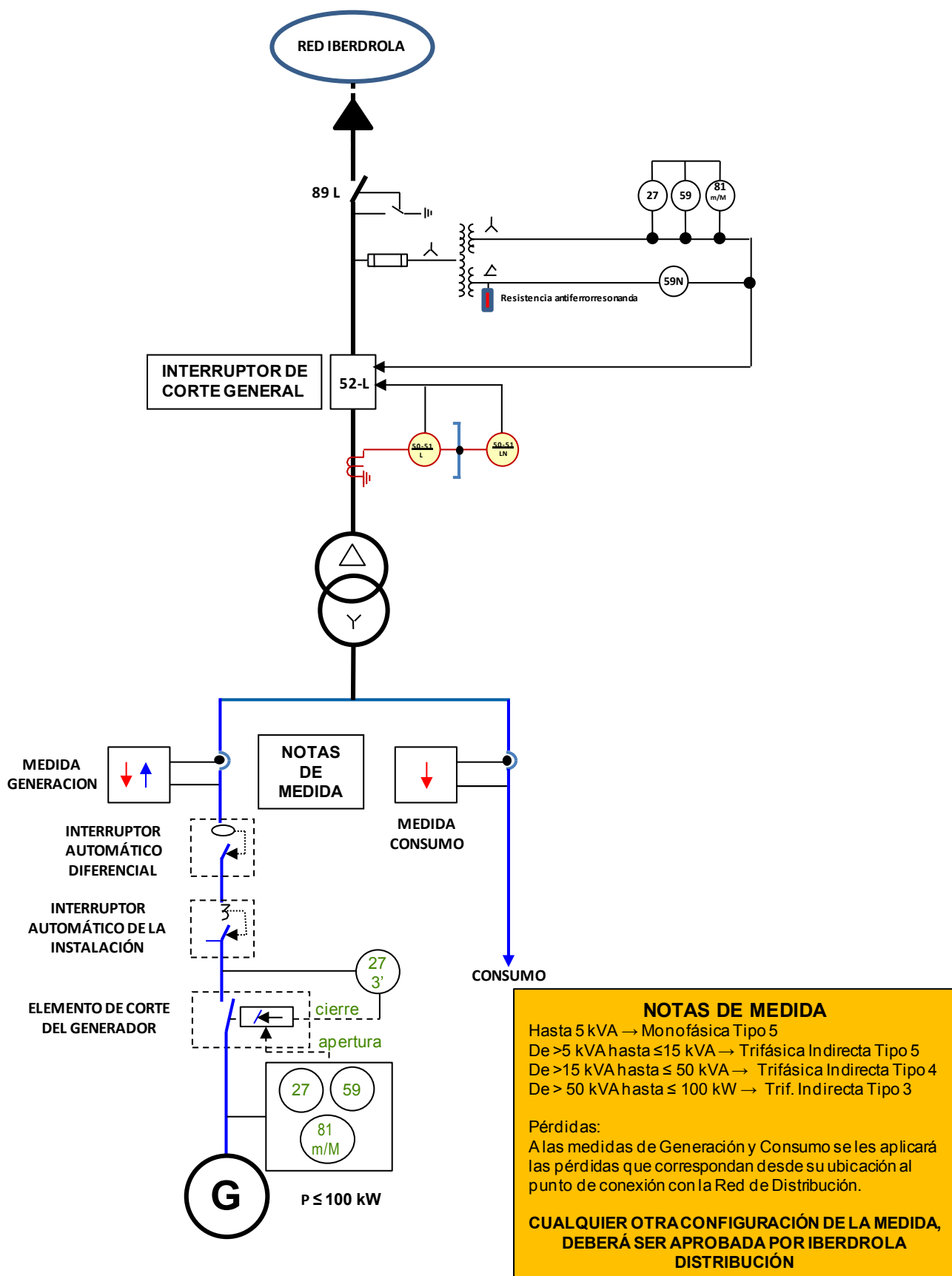


Fig. 3

**ESQUEMA UNIFILAR PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA > 100 kW Y ≤ 1000 kW ACOGIDOS AL R.D. 1699/2011 Y TECNOLOGÍAS DE LAS CATEGORÍAS a) Y SUBGRUPOS b.6 y b.7 DEL ARTÍCULO 2 DEL RD661/2007 CON CONEXIÓN A TENSIONES ≤ 36 KV DE LA RED DE IBERDROLA DISTRIBUCIÓN (VENTA EXCLUSIVA DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA)**

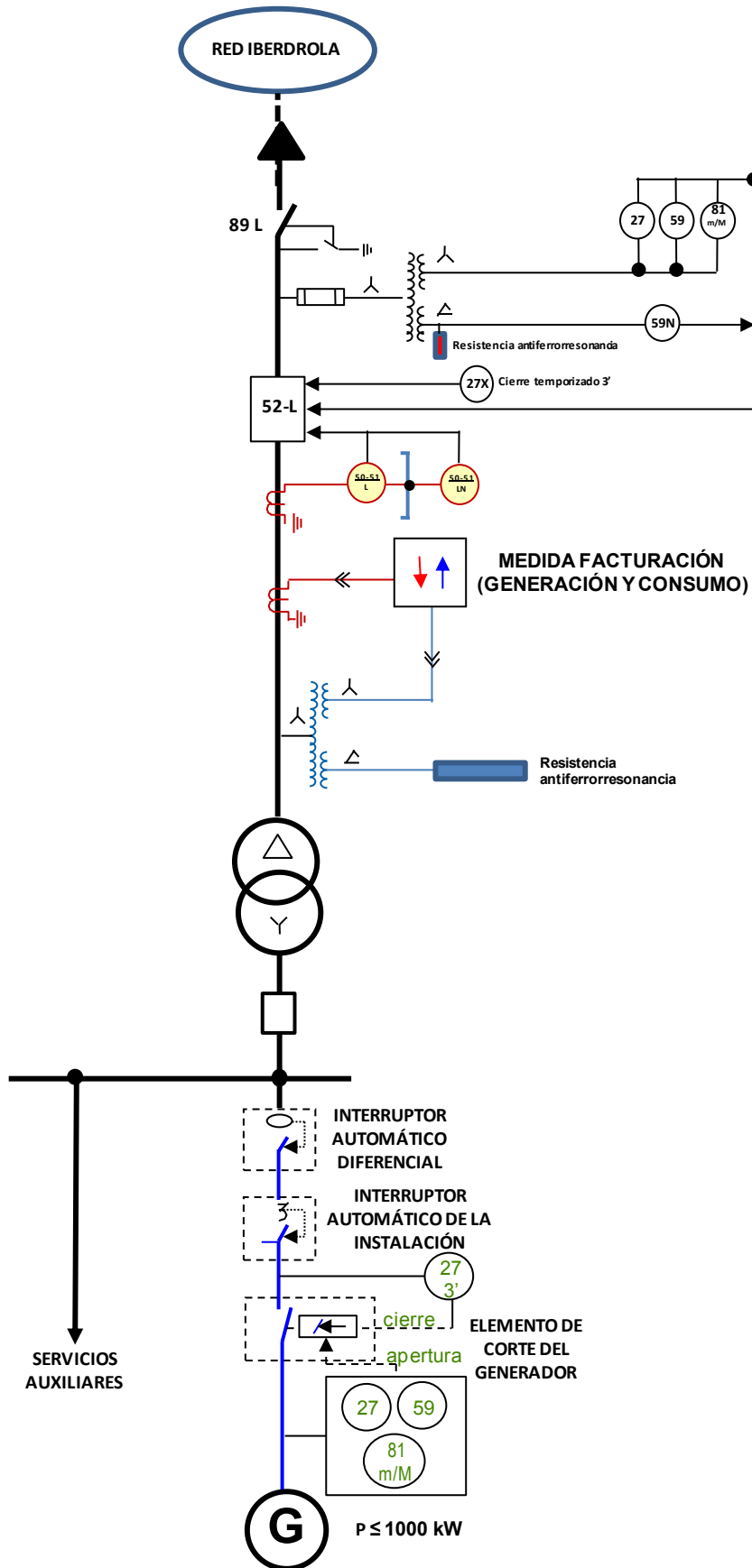


Fig. 4

**ESQUEMA UNIFILAR PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ACOGIDAS AL R.D. 661/2007 QUE COMPARTEN CON EL CONSUMO, LA LÍNEA DE CONEXIÓN DE LA RED DE M.T., A.T. Y M.A.T DE IBERDROLA DISTRIBUCIÓN**

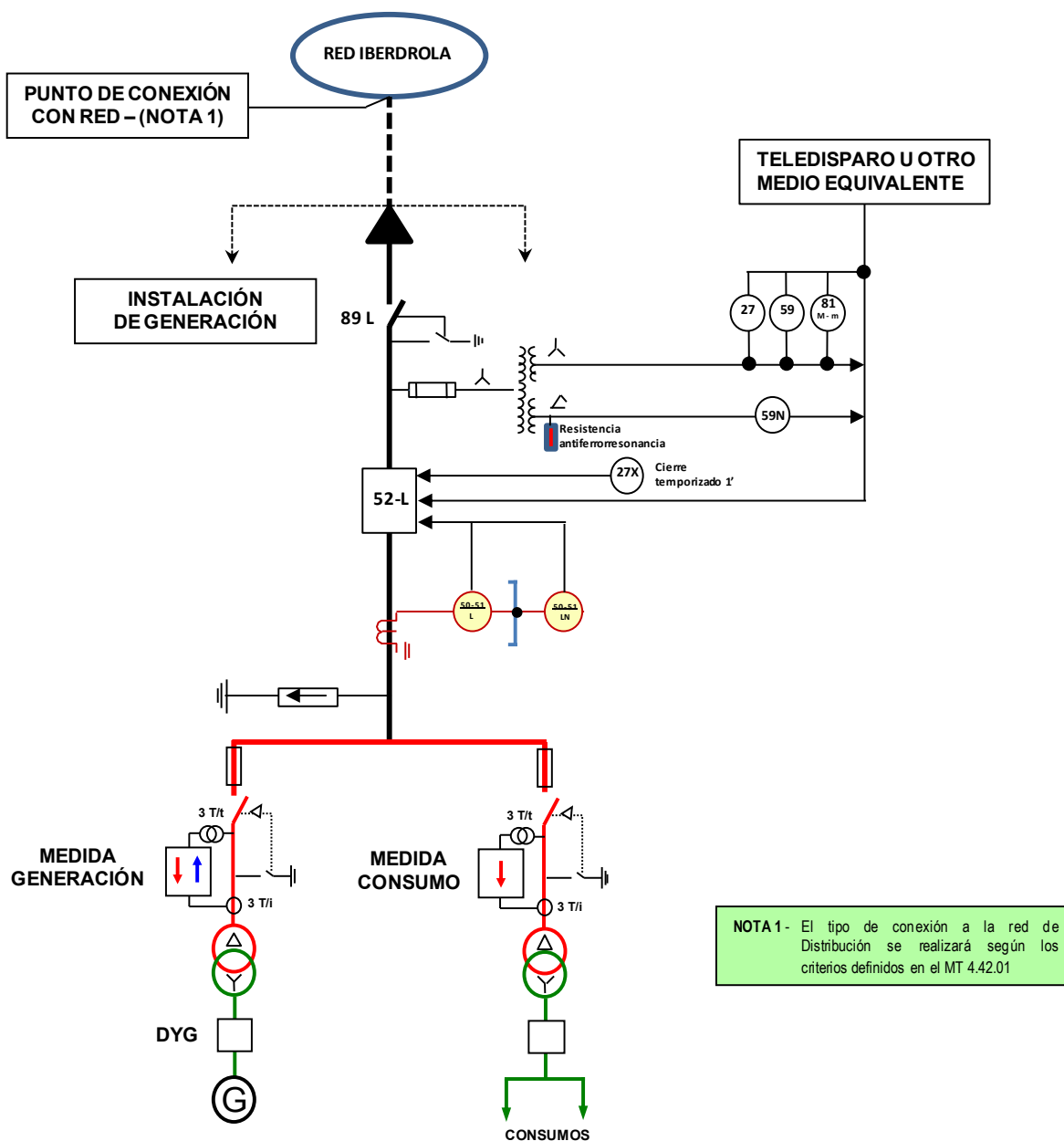
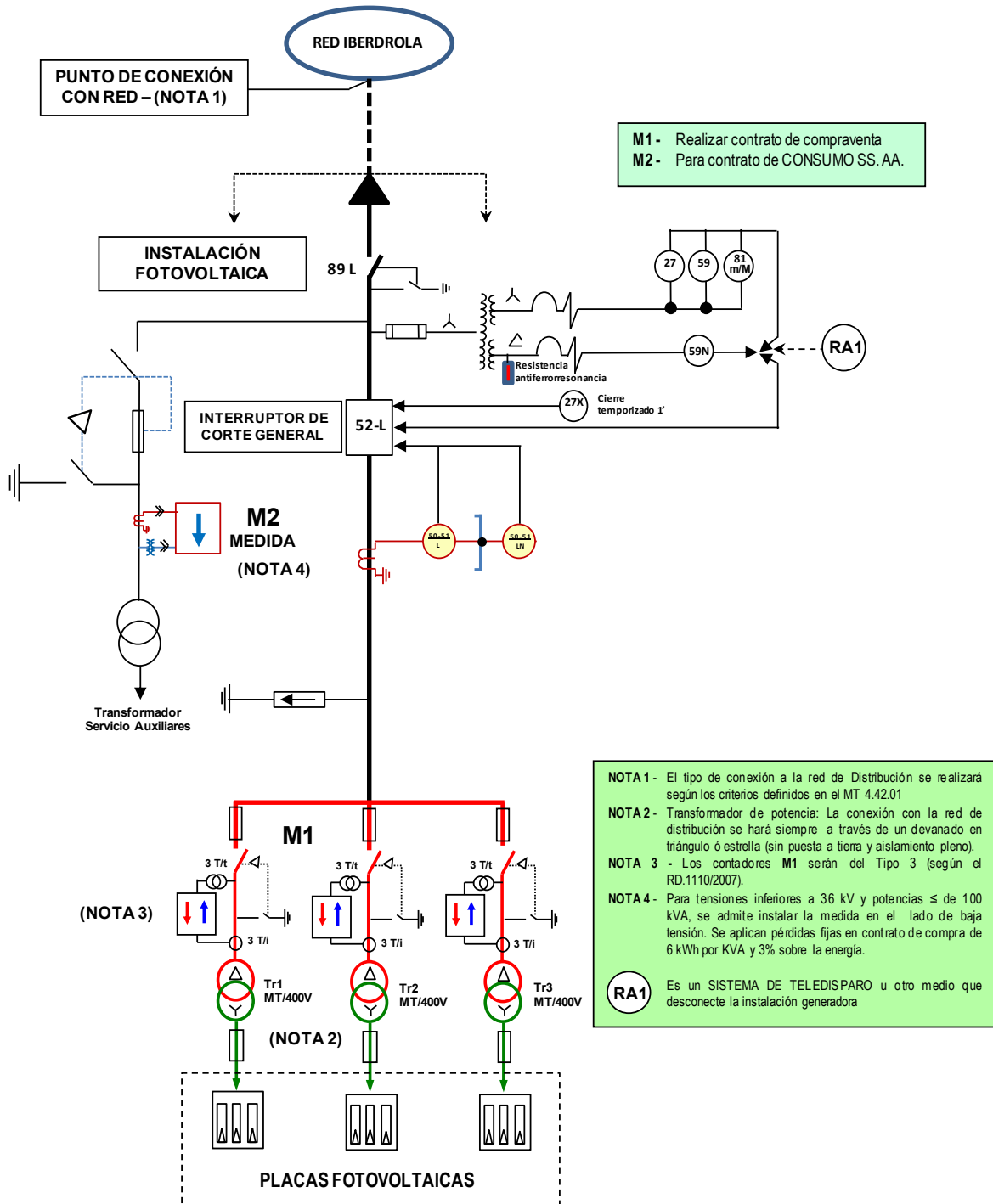


Fig. 5

**ESQUEMA UNIFILAR PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON VARIOS TRANSFORMADORES Y MÚLTIPLES CONTRATOS FOTOVOLTAICOS CONECTADAS POR UNA LÍNEA COMÚN A LA RED DE M.T., A.T. Y M.A.T. DE IBERDROLA DISTRIBUCIÓN.**



M1 - Realizar contrato de compraventa  
M2 - Para contrato de CONSUMO SS. AA.

- NOTA 1** - El tipo de conexión a la red de Distribución se realizará según los criterios definidos en el MT 4.42.01
- NOTA 2** - Transformador de potencia: La conexión con la red de distribución se hará siempre a través de un devanado en triángulo ó estrella (sin puesta a tierra y aislamiento pleno).
- NOTA 3** - Los contadores M1 serán del Tipo 3 (según el RD.1110/2007).
- NOTA 4** - Para tensiones inferiores a 36 kV y potencias ≤ de 100 kVA, se admite instalar la medida en el lado de baja tensión. Se aplican pérdidas fijas en contrato de compra de 6 kWh por kVA y 3% sobre la energía.
- RA1** Es un SISTEMA DE TELEDISPARO u otro medio que desconecte la instalación generadora

Fig. 6



**Disfrute de las ventajas de ISOFOTON**

- 30 años de experiencia de más de 30 años en la fabricación de células y módulos fotovoltaicos
- Experiencia internacional en el desarrollo de proyectos: más de 300 en todo el mundo
- Asistencia técnica
- Tecnología punta y calidad certificada
- Compromiso con el medio ambiente

**Disfrute de las ventajas de la gama ISFP**

- Vidrio microtexturado con mayor capacidad de absorción de la luz difusa, que garantiza más eficiencia
- Caja de conexión diseñada para minimizar las pérdidas eléctricas
- Módulo ultraligero, lo que facilita su manejo y el ahorro de coste en estructura

**La garantía ISOFOTON**

**NUEVO!! 30 años de garantía lineal de potencia que mejora en un 25% la garantía estándar de mercado**

**10 años de garantía de producto**

The graph shows 'Potencia Garantizada' (Guaranteed Power) on the y-axis (75% to 100%) and time in years on the x-axis (0 to 30). A blue line represents 'Garantía estándar' (standard warranty), which starts at 100% and drops to approximately 80% at 30 years. A yellow line represents 'Garantía ISOFOTON' (ISOFOTON warranty), which starts at 100% and drops to approximately 95% at 30 years, showing a 25% improvement.

**Certificados de Empresa**



**MÓDULO MULTICRISTALINO ISF-250 P**



**CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25 °C, AM 1,5

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia nominal (Pmax)	240 W	245 W	250 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,3 V	37,4 V	37,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,61 A	8,73 A	8,85 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30,1 V	30,3 V	30,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,00 A	8,14 A	8,27 A
Eficiencia	14,5%	14,8%	15,1%
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0/+3%	0/+3%	0/+3%

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>, TONC, temperatura ambiente 20 °C, AM 1,5; velocidad del viento 1 m/s

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia máxima (Pmax)	175 W	178 W	182 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,4 V	34,5 V	34,7 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,95 A	7,05 A	7,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27,1 V	27,2 V	27,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6,46 A	6,57 A	6,68 A

Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> según IEC 60904-1 5% (+/-3%)

**CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN**

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	45 +/- 2°C
Temperatura de operación	-40 -> +85°C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0,44%/K
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,334%/K
Coefficiente de temperatura de Isc	0,048%/K

**Certificados de producto**

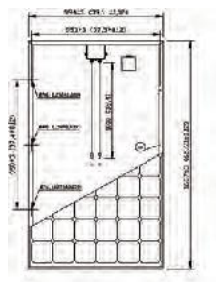


**MÓDULO MULTICRISTALINO ISF-250 P**

**CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS**

Célula solar	Silicio Multicristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 células (6x10)
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado, toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa (carga de nieve)
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm <sup>2</sup> . Conector MC4 o LC4

**DIMENSIONES**



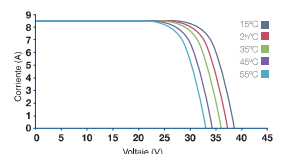
**EMBALAJE**

Módulos por palet **24**

Tamaño del embalaje (palet + caja)

1720 x 1140 x 1155mm

Materiales reciclables



**DATOS DE CONTACTO**

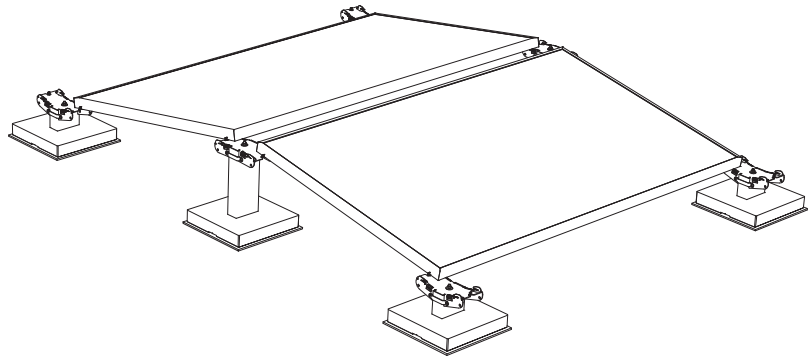
**FÁBRICA**  
Parque Tecnológico de Andalucía (PTA)  
C/ Severo Ochoa, 50  
29590 Málaga - España  
Tel: +34 951 233 500  
isofoton.m@isofoton.com

**OFICINA COMERCIAL**  
Torre de Cristal  
Paseo de la Castellana, 259C (Planta 17)  
28046 Madrid - España  
Tel: +34 914 147 800  
isofoton@isofoton.com

OBSERVACIONES: ISOFOTON, S.A. se reserva el derecho de modificar las presentes especificaciones sin previo aviso. Esta hoja técnica es propiedad de ISOFOTON, S.A. (EN-60335-1, Julio 2013)

## Technical Specification Sheet

### FS10



#### General

System	Ballast PV mounting system for flatroofs
Building type	Industrial, agrarian and residential
Roof types	Bitumen, concrete, foil, gravel
Roof slope	max 5°
Material	Building protection mat: recycling material: Aluminium laminated and unlaminated Foot: concrete C45/55 Pillar: aluminium Crown: stainless steel
Module inclination	10° (with 60 cell module)
Net weight [kg] approx.	Ridge 12.5 kg, Eave 12 kg
Dimensions [mm]	Building protection mat: 320x320x6 Concrete foot: 300x300x50 Support leg ridge(height): 332 Support leg eave (height): 148
Ridge-/eave gap [mm] approx.	84 to 120
Snowload module $s_k$ (kN/m <sup>2</sup> )	2.0

#### Certifications

Windloads	By Eurocode 1 „Influences on bearing structures“ EN 1991-1-4:2005 + national Annex. Ballasting and coefficient of friction $\mu = 0,5$ is to be determined and ensured upon object.
TÜV (DE)	in preparation

#### Services

Productgaranty	10 years
Training	yes/on site on request
Plant layout	Renusol Service
Support	By phone, via E-Mail, on site

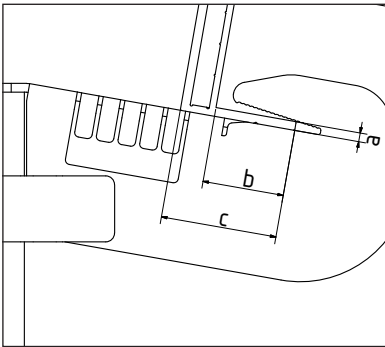
# Technical specification sheet

## FS10

### Module compatibility

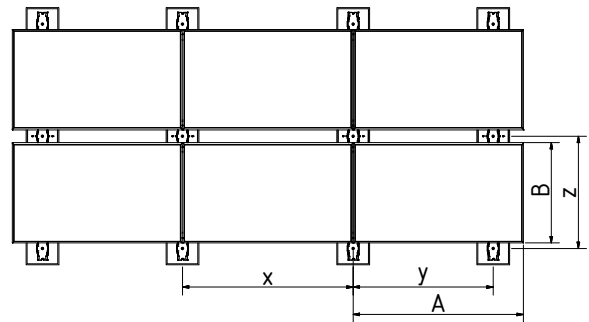
Module types	framed PV-modules with frame strap and approval for clamping in corner region
Module size (max)	Length: unlimited, Width: approx. 1m
Module orientation	landscape

Framed PV-modules with frame strap and approval for clamping in corner region. Suitable for following geometries:



a [mm]	b min. [mm]	c max. [mm]
1.4	20.0	40.0
1.5	19.3	39.3
1.6	18.6	38.6
1.7	17.9	37.9
1.8	17.3	37.3
1.9	16.6	36.6
2.0	15.9	35.9
2.1	15.2	35.2
2.2	14.5	34.5
2.3	13.8	33.8
2.4	13.2	33.2
2.5	12.5	32.5
2.6	11.8	31.8
2.7	11.1	31.1
2.8	10.4	30.4
2.9	9.7	29.7
3.0	9.1	29.1
3.1	8.4	28.4
3.2	7.7	27.7
3.3	7.0	27.0

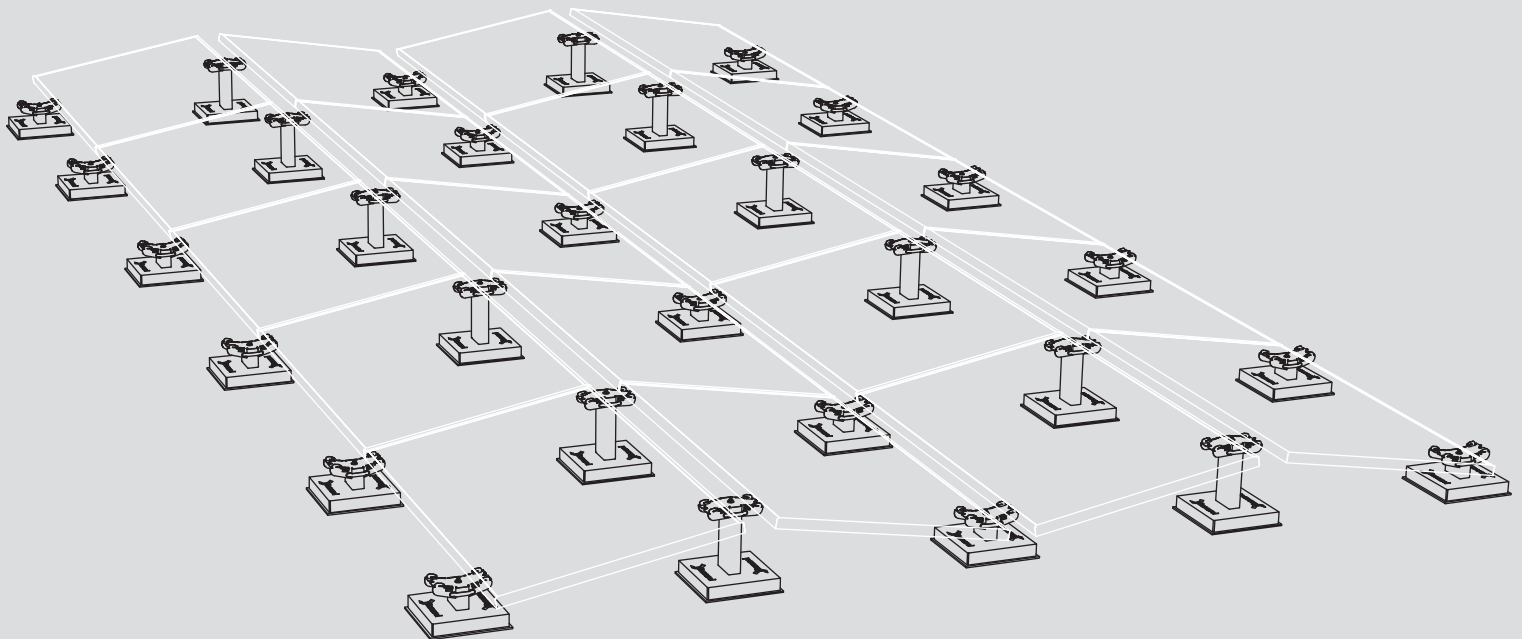
### Geometry



$x = A + 10\text{mm}$   
 $y = A - 0.25 \times A$   
 $z \sim B \times 1.1$

## FS10

DE | Installationsanleitung  
GB | Installation Instructions  
FR | Notice d'installation  
IT | Manuale di installazione  
ES | Manual de instalación  
NL | Installatiehandleiding



DE | Lesen Sie diese Installationsanleitung vor Montagebeginn!  
Montage nur durch sachkundige, qualifizierte Personen!

GB | Read these instructions before installation!  
Installation should only be carried out by skilled, qualified personnel!

FR | Prenez soin de lire le présent manuel d'installation avant le début du montage!  
Montage seulement par des personnes compétentes et qualifiées!

IT | Leggere le presenti istruzioni di installazione prima di intraprendere i lavori di montaggio!  
Il montaggio è consentito esclusivamente a personale esperto e qualificato!

ES | Lea estas instrucciones de instalación antes de comenzar el montaje!  
El montaje solo debe realizarlo personal experto y cualificado.

NL | Lees deze installatiehandleiding alvorens met de montage te beginnen!  
De montage mag uitsluitend plaatsvinden door deskundige, gekwalificeerde personen!



## DE | Verwendung

Montagesystem für die Installation von gerahmten PV-Modulen auf Flachdächern mit einer Dachneigung von bis zu 5° ohne Dachdurchdringung.

### Vor Installation zu beachten

Die FS10 wird mit zusätzlichem Ballast (Gehwegplatten etc.) beschwert, um den Windlasten zu widerstehen. Das erforderliche Gewicht des Ballastes ist von der Höhe des Gebäudes, seiner Lage und der Beschaffenheit des Untergrundes sowie von den Windlasten abhängig.

Der Reibbeiwert von mindestens  $\mu = 0,5$  ist einzuhalten. Dieser ist zwingend vor der Installation vor Ort vom Kunden mit einer Federwaage zu ermitteln und zu protokollieren. Der Reibbeiwert ist ein Bestandteil zur Ballastermittlung und abhängig von den örtlichen Gegebenheiten.

Richtwerte für den erforderlichen Ballast lassen sich nach Eurocode 1 (EN 1991) berechnen.

Die Modulrahmen müssen in der Krone mit etwas Spiel montiert werden, um mögliche Temperaturexpansionen auszugleichen.

Module sind immer quer zu montieren.

Ablaufbohrungen in PV-Modulrahmen müssen freigehalten werden und dürfen durch das Montagesystem nicht verdeckt werden.

Für die Montage muss die Dachfläche frei von Schnee, Eis und Schmutz sein.

Berücksichtigen Sie bei der Montage die gültigen Regelwerke, den Stand der Technik und die aktuellen Arbeitsschutzrichtlinien.

### Windgutachten

Die Sog- und Druckbeiwerte sind in Windkanalversuchen ermittelt worden. Diese können auf Anfrage von der Renusol GmbH zur Verfügung gestellt werden.

### Gewährleistung

Die Garantie von Renusol gilt nur bei Verwendung des original FS10 Komplettsystems und Einhaltung der Garantiebedingungen. Für die gesetzliche Mängelhaftung/Gewährleistung beachten Sie bitte die Allgemeine Geschäftsbedingungen von Renusol.

[www.renusol.com](http://www.renusol.com)



**Vor Montage muss die Standsicherheit des PV-Systems nachgewiesen werden. Die Gebäudekonstruktion muss die zusätzlichen Lasten sicher aufnehmen können.**



## GB | General Guidelines

Mounting system for installing framed solar PV modules on flat roofs with a roofpitch of up to 5° without penetrating the roof.

### To be noted before installation

The FS10 is weighed down with ballast (paving slabs etc.) in order to resist wind loads. The required weight of the ballast depends on the height of the building, its location and the condition of the installation surface in addition to the magnitude of the wind loads.

The coefficient of friction of at least  $\mu = 0.5$  is observed. This is mandatory prior to installation to determine on site by the customer using a spring balance and recorded. The coefficient of friction is a component for determining ballast and depending on the local conditions.

Guideline values for the necessary ballast can be calculated using Eurocode 1 (EN 1991).

The module frame must be mounted in the crown with some play, to compensate possible temperature expansions.

Modules are always to be mounted in landscape.

Drain holes in PV module frame must be kept clear and may not be obscured by the mounting system.

The roof area must be free of snow, ice and dirt during installation.

Be sure to observe the relevant regulations, latest technology standards and current health and safety guidelines during installation.

### Windreport

The pressure and suction coefficients are calculated on the basis of wind tunnel tests and are available from Renusol GmbH on request.

### Warranty

The Renusol warranty only applies if an original FS10 complete system is used and the warranty terms and conditions are met. For implied defects liability/warranty please refer to the Renusol General Terms and Conditions.

[www.renusol.com](http://www.renusol.com)



**The structural stability of the PV system must be verified before installation. The building must be able to support the additional weight safely.**



## FR | Recommendations generales

Système de montage pour l'installation de modules photovoltaïques sur des toitures plates d'une inclinaison maximale de 5° sans les percer.

### A noter avant l'installation

Le système FS10 doit être alourdi au moyen de lest (dalles de ciment, etc.) afin de pouvoir faire face aux charges dues au vent. Le poids de lest nécessaire dépend de la hauteur du bâtiment, de sa situation et de la constitution du support ainsi que des charges dues au vent.

Le coefficient de frottement d'au moins  $0,5 \mu =$  est observée. Ceci est obligatoire avant l'installation afin de déterminer sur place par le client en utilisant une balance à ressort et enregistrée. Le coefficient de frottement est un élément de détermination de ballast et en fonction des conditions locales.

Des valeurs indicatives pour le lest nécessaire peuvent également être calculées sur la base de l'Eurocode 1 (EN 1991).

Le cadre du module doit être monté dans la couronne avec un certain jeu, pour compenser les dilatations thermiques.

Les modules sont toujours à être monté transversalement.

Les trous de drainage dans le cadre du module PV doivent être dégagés et ne peuvent pas être masqués par le système de montage.

Lors du montage, la surface de toit doit être exempte de neige, de glace et de saletés.

Prendre en compte lors de l'assemblage des réglementations en vigueur, l'état de l'art et de la réglementation en matière de santé et de sécurité.

### Rapport de vent

Les coefficients de succion et de pression ont été déterminés dans le cadre d'essais en soufflerie aérodynamique. Sur demande, ils peuvent être mis à votre disposition par la Renusol GmbH.

### Garantie

La garantie Renusol n'est valable qu'en cas d'utilisation du système FS10 complet original et de respect des conditions de garantie. Pour la garantie en raison des défauts/garantie de qualité, veuillez-vous référer aux conditions générales de vente de Renusol.

[www.renusol.com](http://www.renusol.com)



**Avant le montage, la stabilité statique du système photovoltaïque doit être prouvée. La construction du bâtiment doit pouvoir absorber sûrement les charges supplémentaires.**



## IT | Avvertenze generali

Sistema di supporto per l'installazione di moduli fotovoltaici su tetti piani con un'inclinazione massima di 5° senza perforazione della copertura.

### Da considerare prima dell'installazione

La resistenza di FS10 ai carichi provocati dal vento è garantita mediante opportuno zavorramento con piastre di pavimentazione. Il peso della zavorra dipende dall'altezza dell'edificio, dalla localizzazione geografica del medesimo, dalle caratteristiche del fondo e dagli indici di vento insistenti sulla zona di installazione.

Il coefficiente di attrito di almeno  $\mu = 0.5$  si osserva. Questo è obbligatorio prima dell'installazione di determinare sul posto dal cliente utilizzando una bilancia a molla e registrato. Il coefficiente di attrito è un componente per la determinazione zavorra e seconda delle condizioni locali.

I valori di riferimento per la quantificazione della zavorra necessaria possono essere desunti da Eurocode 1 (EN 1991).

Il telaio del modulo deve essere montato nella parte superiore con un certo gioco, per compensare eventuali dilatazioni termiche.

I moduli sono sempre essere montato trasversalmente.

Fori di drenaggio nel telaio del modulo FV devono essere tenute sgombre e non possono essere oscurati dal sistema di montaggio.

Il montaggio del sistema di supporto presuppone l'assenza di neve, ghiaccio e sporizia dalla superficie del tetto.

In fase di montaggio, osservare le regolamentazioni vigenti in materia, lo stato della tecnica e le norme di sicurezza sul lavoro, in particolare quelle inerenti a lavori svolti sui tetti di edifici.

### Ventor rapporto

I valori di pressione e di depressione sono stati rilevati da prove condotte in galleria del vento. Tali risultati possono essere messi a disposizione da Renusol GmbH dietro specifica richiesta.

### Garanzia

La garanzia concessa da Renusol è applicabile solo utilizzando il sistema originale FS10 completo e attenendosi alle condizioni di garanzia. In merito alla garanzia legale e commerciale si rimanda alle condizioni generali di Renusol.

La versione aggiornata delle istruzioni di montaggio sono reperibili al sito web:

[www.renusol.com](http://www.renusol.com)



## ES | Indicaciones generales

Sistema de montaje para la instalación de módulos fotovoltaicos en tejados planos con una inclinación de hasta 5° sin penetración en el tejado.

### Ha de observarse antes de la instalación

La FS10 se carga con balasto (placas de cobertura, etc.) para resistir las cargas de viento. El peso necesario del balasto depende de la altura del edificio, su posición y de la naturaleza del subsuelo, así como de las cargas de viento.

Se observa el coeficiente de fricción de al menos  $\mu = 0,5$ . Esto es obligatorio antes de la instalación para determinar in situ por el cliente utilizando una balanza de resorte y grabado. El coeficiente de fricción es un componente para la determinación de lastre y dependiendo de las condiciones locales.

Los valores orientativos para el balasto necesario se pueden calcular según el Eurocode 1 (EN 1991).

El marco del módulo debe ser montado en la corona con un poco de juego, para compensar cualquier expansión de temperatura.

Los módulos son siempre para ser montado transversalmente.

Los agujeros de drenaje en PV marco del módulo deben estar libres y no pueden ser oscurecidas por el sistema de montaje.

Para el montaje, la superficie del tejado debe estar libre de nieve, hielo y suciedad.

Tenga en cuenta durante el montaje los códigos vigentes, el estado de la técnica y las directivas de protección en el trabajo, sobre todo en los trabajos en el tejado.

### Evaluaciones de viento

Los valores de presión y succión han sido determinados en pruebas dentro del túnel del viento. Renusol GmbH puede facilitarle estos datos en caso de solicitud.

### Garantía

La garantía de Renusol solo tiene validez si se utiliza el sistema completo original FS10 y se cumplen las condiciones de la garantía. Para la responsabilidad por deficiencias/prestación de la garantía tenga en cuenta las condiciones comerciales generales de Renusol.

[www.renusol.com](http://www.renusol.com)



## NL | Algemene aanwijzingen

Montagesysteem voor de installatie van zonnepanelen op platte daken met een helling van maximaal 5° zonder dakdoervoer.

### Te worden opgemerkt voor de installatie

De FS10 wordt verzwaard met ballast (grind, trottoirtegels etc.) om weerstand te bieden aan de windbelasting. Het vereiste gewicht van de ballast is afhankelijk van de hoogte van het gebouw, de ligging en de aard van de ondergrond en van de windbelasting.

De wrijvingscoëfficiënt van ten minste  $\mu = 0,5$  waargenomen. Dit is verplicht voorafgaand aan de installatie te bepalen ter plaatse door de klant met behulp van een veer balans en geregistreerd. De wrijvingscoëfficiënt is een component voor het bepalen ballast en afhankelijk van de plaatselijke omstandigheden.

Richtwaarden voor de vereiste ballast kunnen worden berekend conform Eurocode 1 (EN 1991).

De module kader moet in de kroon met enige speling worden gemonteerd, om te compenseren voor elke temperatuur uitbreidingen.

Modules zijn altijd dwars gemonteerd worden.

Drain gaten in PV-module-frame moeten vrijgehouden worden en mogen niet worden gestoord door het montagesysteem. Voor de montage moet het dakoppervlak sneeuw-, ijs- en vuilvrij zijn.

Neem bij de montage de geldende voorschriften, de stand van de techniek en de actuele ARBO-richtlijnen in acht, met name tijdens de werkzaamheden op het dak.

### Wind verslag

De zuig- en drukcoëfficiënt zijn berekend op basis van windtunneltests. De resultaten hiervan worden op aanvraag beschikbaar gesteld door de firma Renusol GmbH.

### Garantie:

De garantie van Renusol geldt uitsluitend bij gebruik van het originele FS10 totaal-systeem en inachtneming van de garanti voorwaarden. Zie voor informatie m.b.t. de wettelijke garantie a.u.b. de algemene voorwaarden van Renusol.

[www.renusol.com](http://www.renusol.com)



**Il montaggio può aver luogo solo previa certificazione della sicurezza statica dell'impianto fotovoltaico. La struttura dell'edificio deve essere in condizione di sopportare in sicurezza i carichi supplementari su esso applicati.**

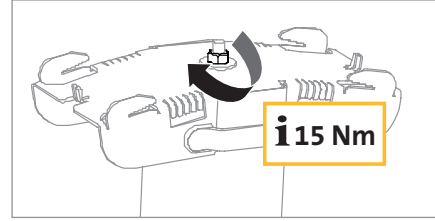
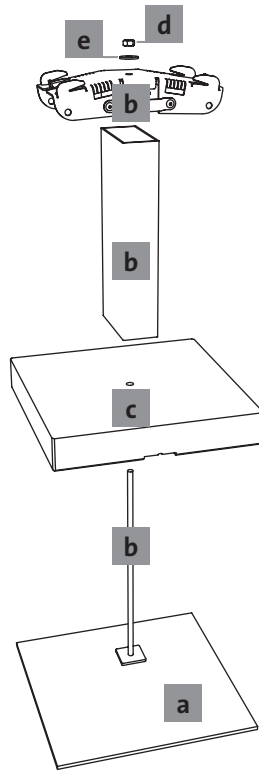


**Antes del montaje se debe verificar la estabilidad del sistema fotovoltaico. El edificio debe poder recibir con seguridad las cargas adicionales.**

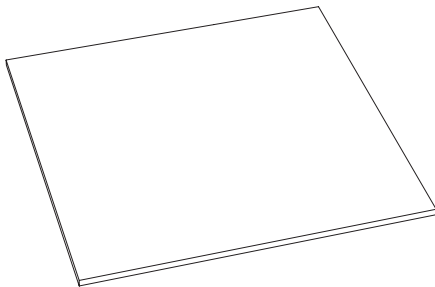


**Vóór de montage moet de stabiliteit van de zonnestroominstallatie worden aangetoond. Om veiligheidsredenen moet de constructie van het gebouw ruim berekend zijn op de extra belasting.**

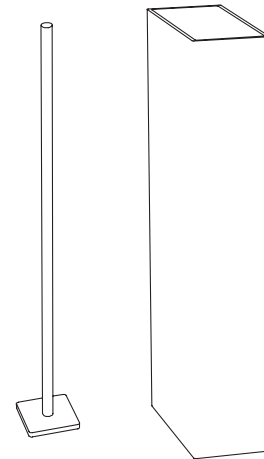
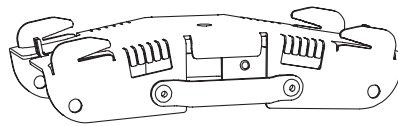
**A**



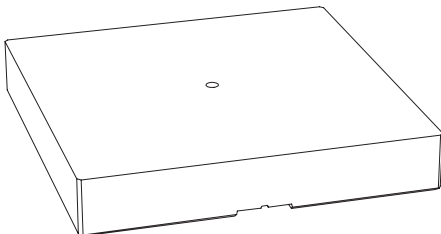
**a** 500310/500311



**b** 520001



**c** 500300



**d** 900057



**e** 900054

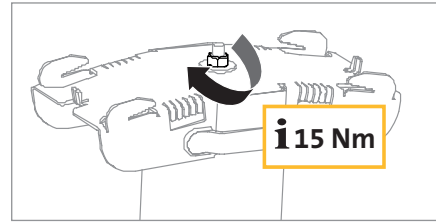
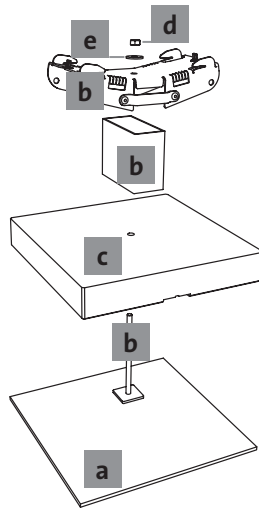


**+**

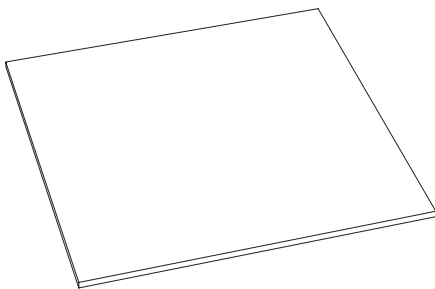




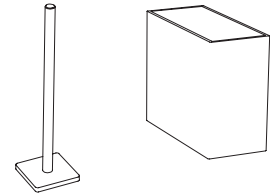
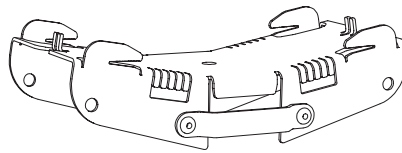
**B**



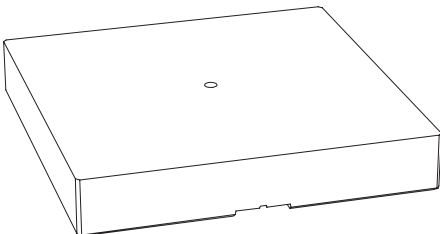
**a** 500310/500311



**b** 520002



**c** 500300



**d** 900057



**e** 900054



**+**





I.

A

DE | Statische Berechnungen?  
GB | Structural calculations?  
FR | Calculs statiques?  
IT | Calcoli statici?  
ES | Cálculos estáticos?  
NL | Constructieberekeningen?

B

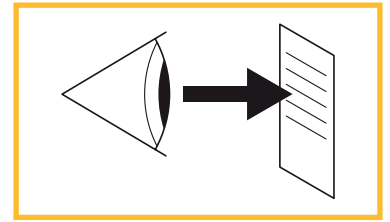
DE | Technische Projektübersicht?  
GB | Technical project overview?  
FR | Synthèse technique du projet?  
IT | Riepilogo tecnico del progetto?  
ES | Sinopsis del proyecto técnico?  
NL | Technisch projectoverzicht?

C

DE | Ballastwerte?  
GB | Ballast values?  
FR | Valeurs de lest?  
IT | Valori della zavorra?  
ES | Valores de balasto?  
NL | Ballastwaarden?

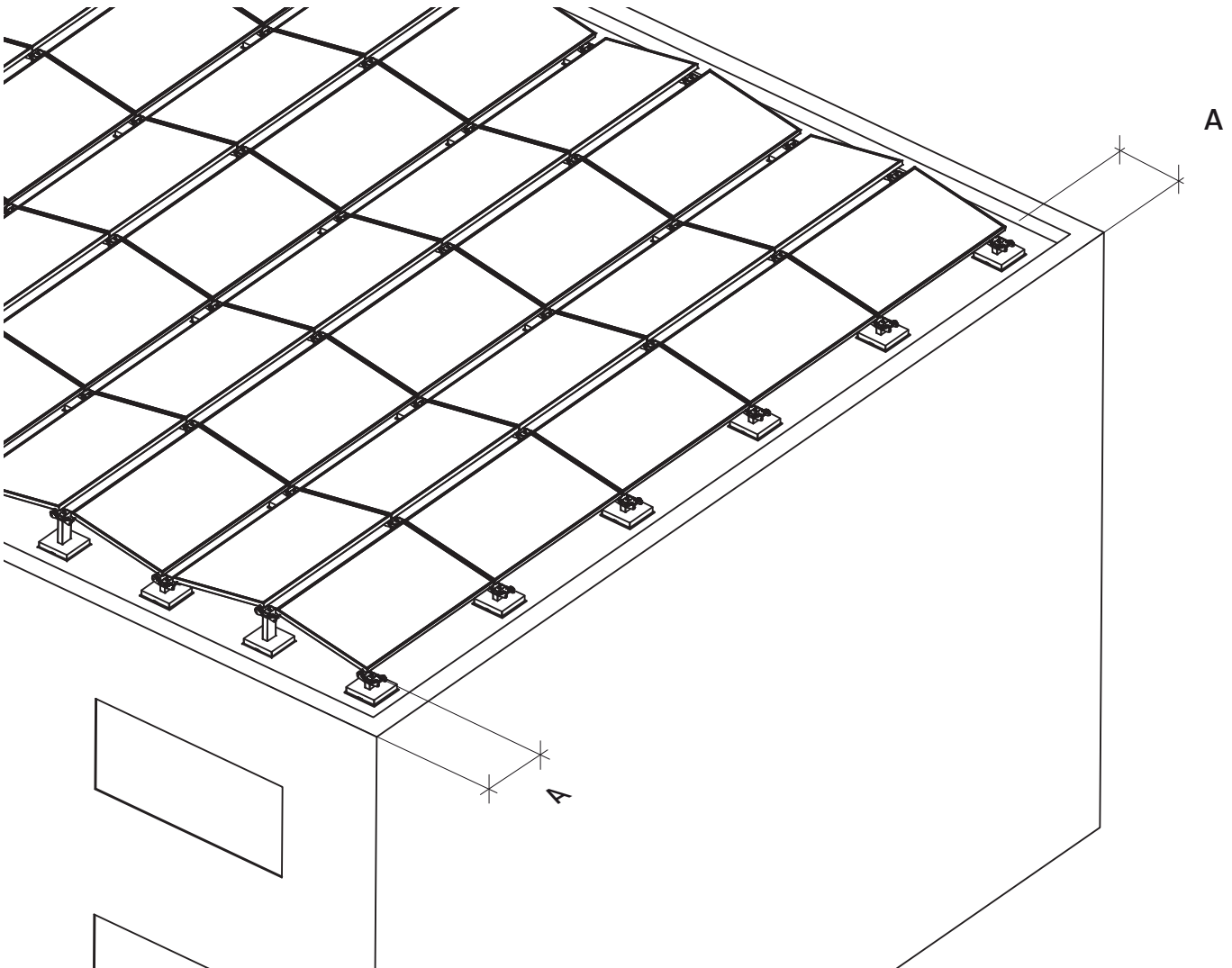
D

DE | Reibbeiwerte?  
GB | Coefficient of friction?  
FR | Coefficients de friction?  
IT | Valori di attrito?  
ES | Valores de fricción?  
NL | Wrijvingscoëfficiënten?

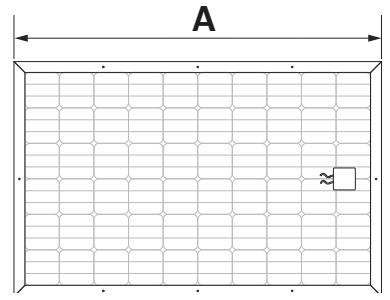
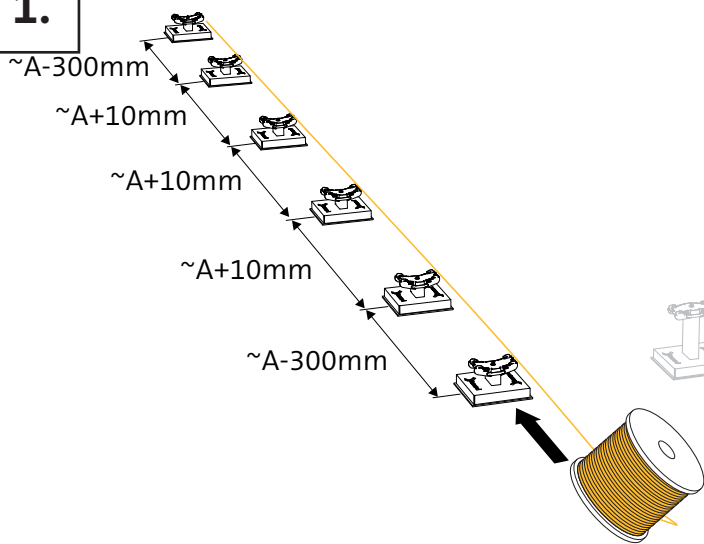


II.

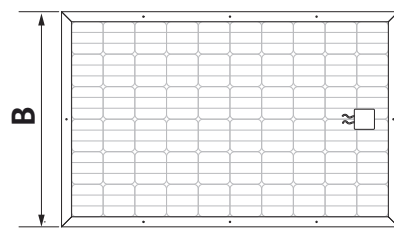
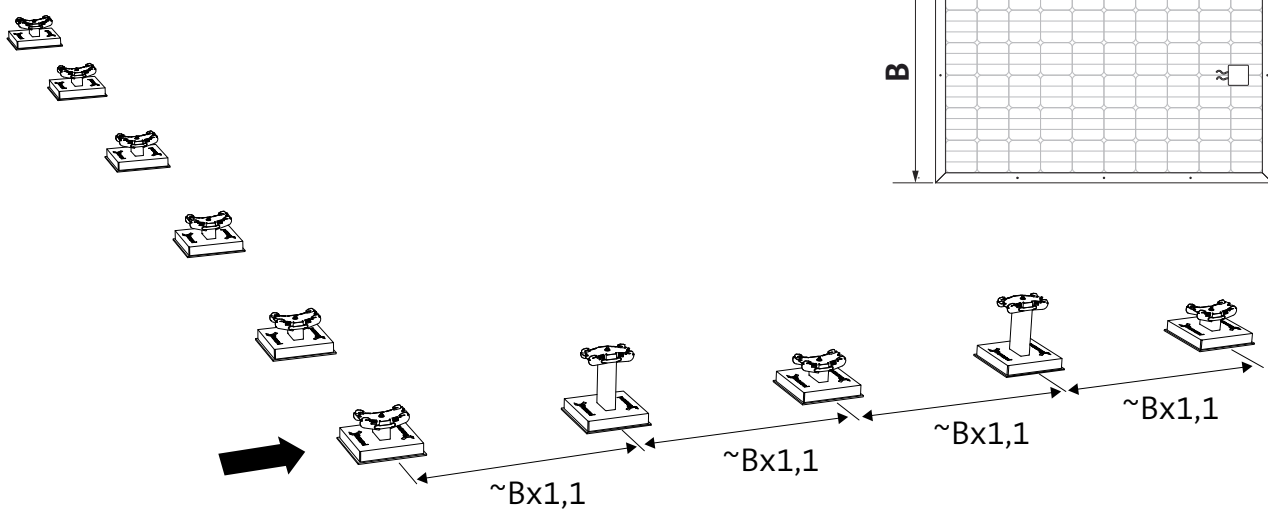
$A = \text{min.} > 1,25 \text{ m}$



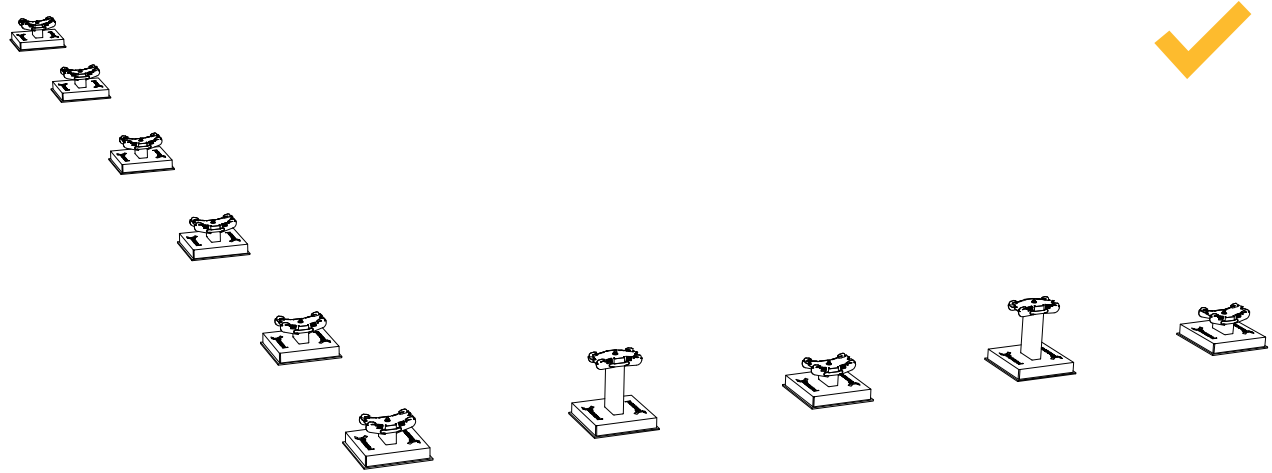
1.



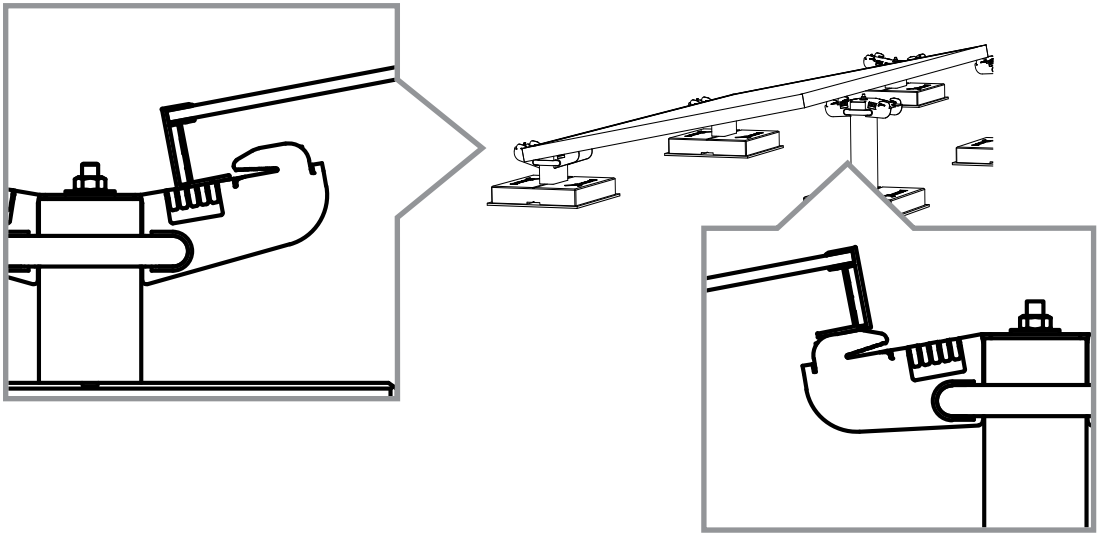
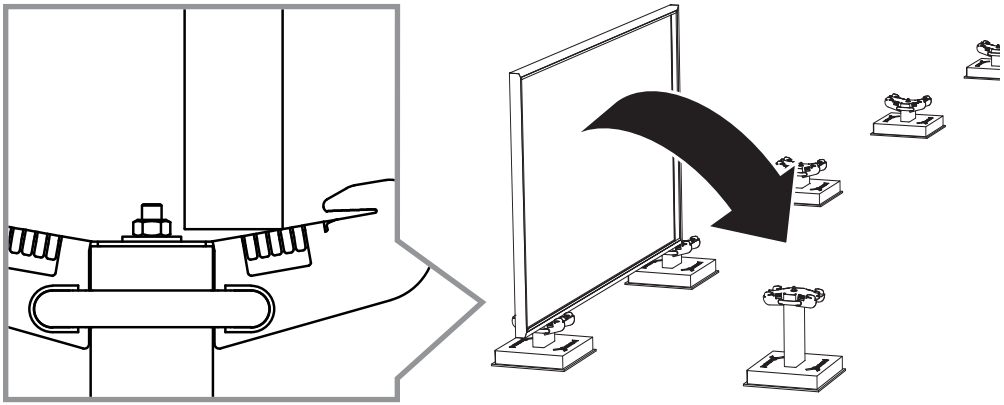
2.



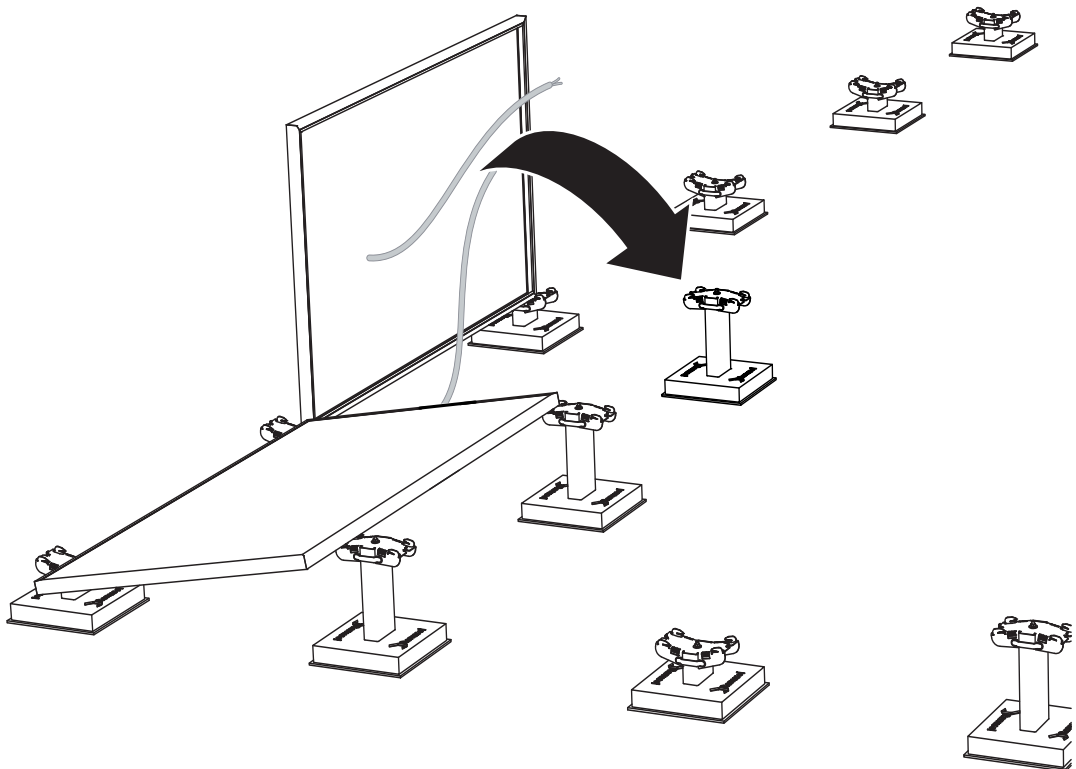
3.



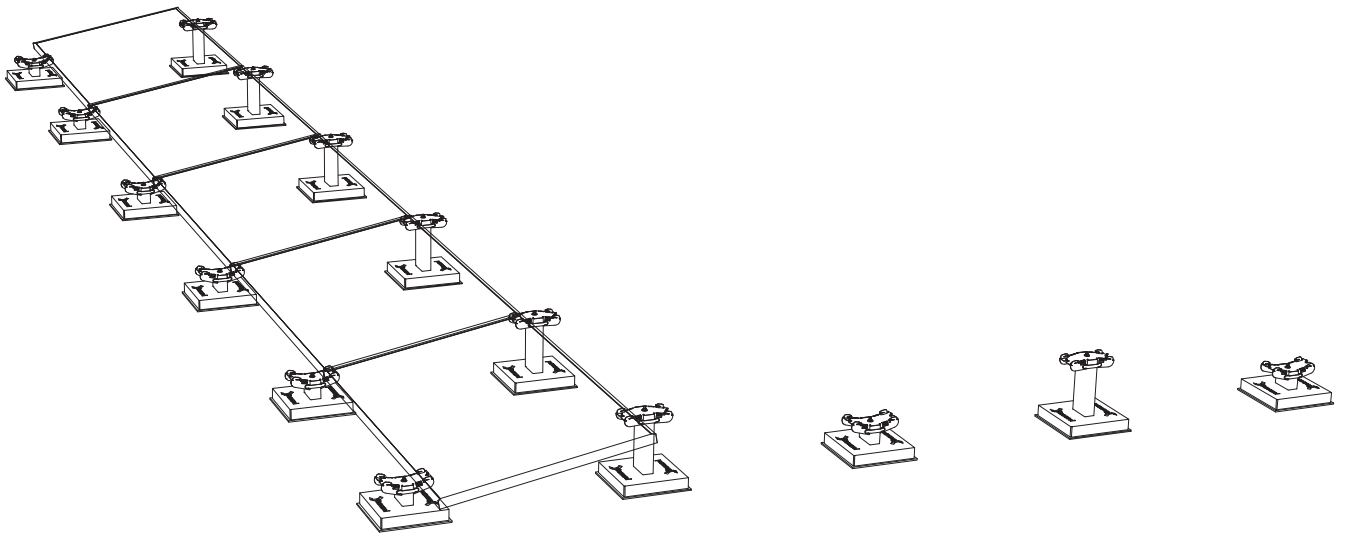
4.



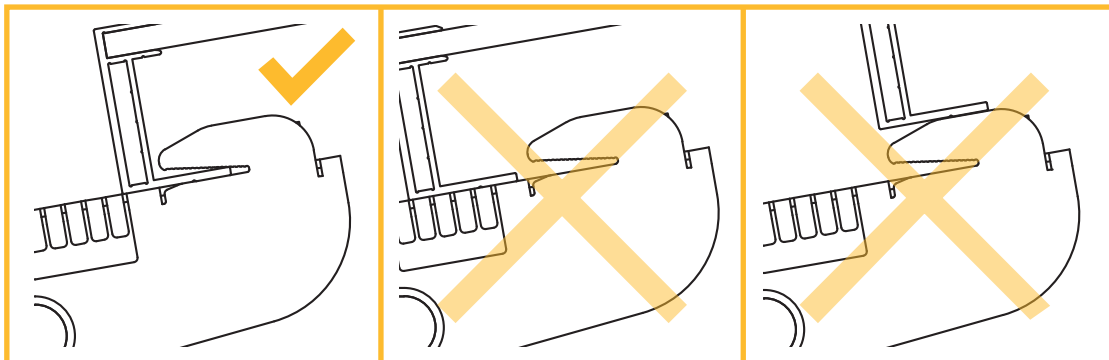
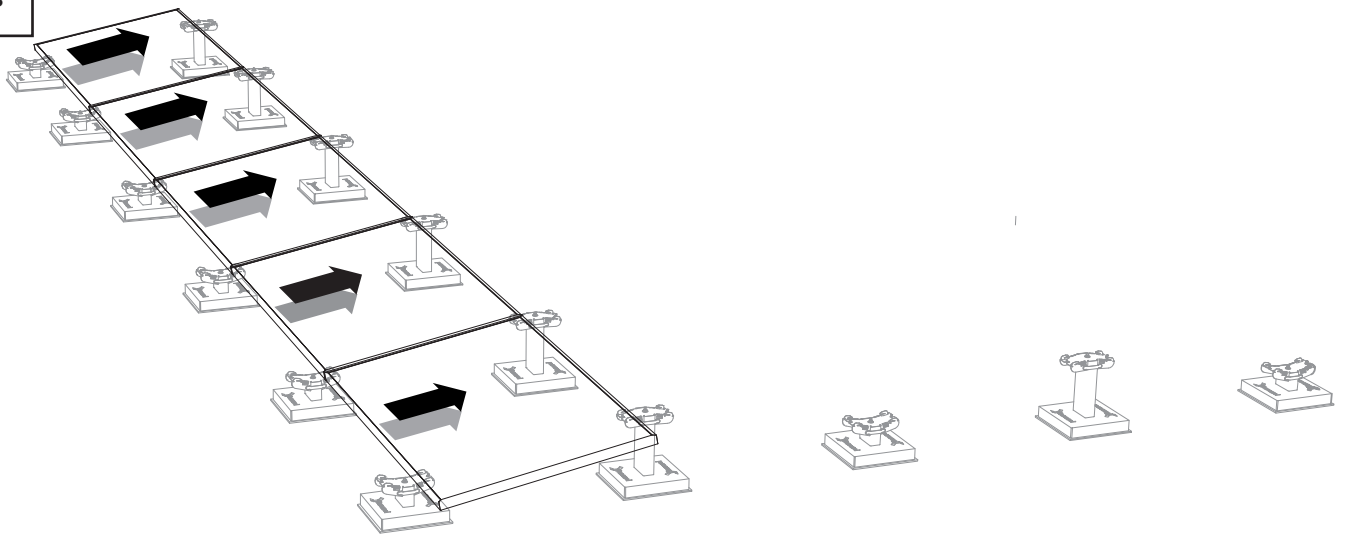
5.



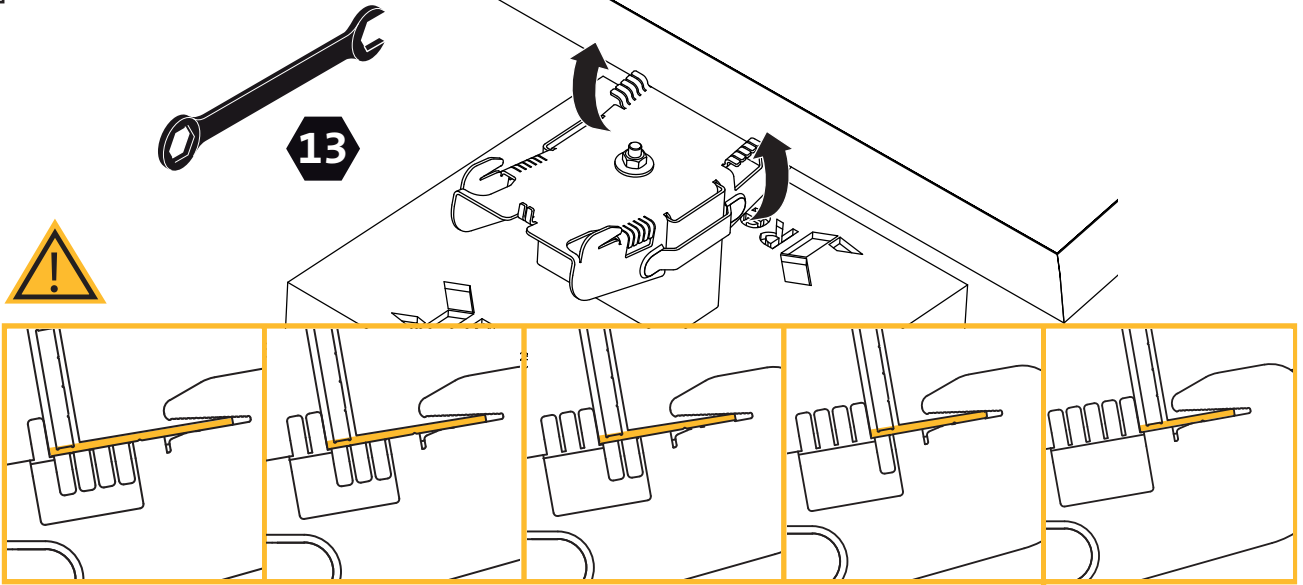
6.



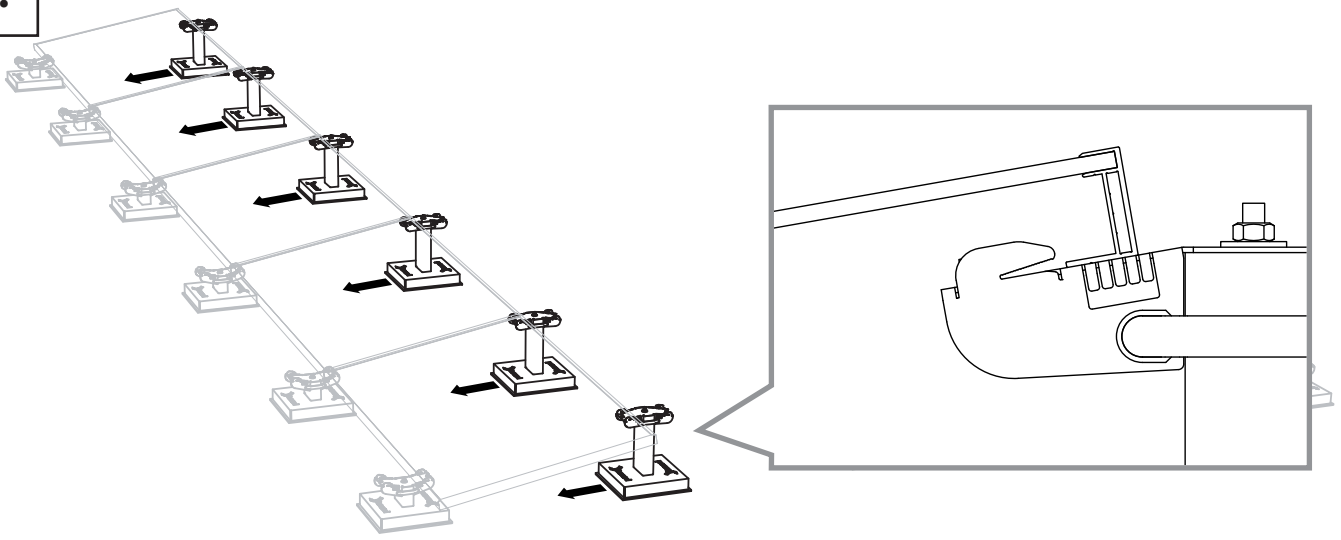
7.



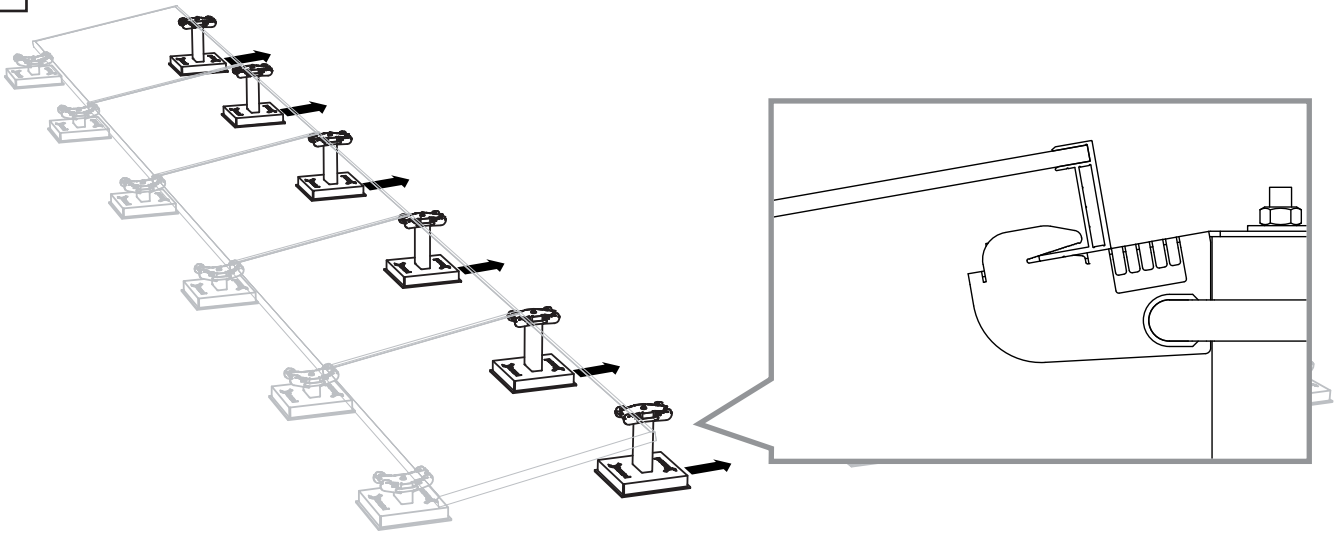
8.



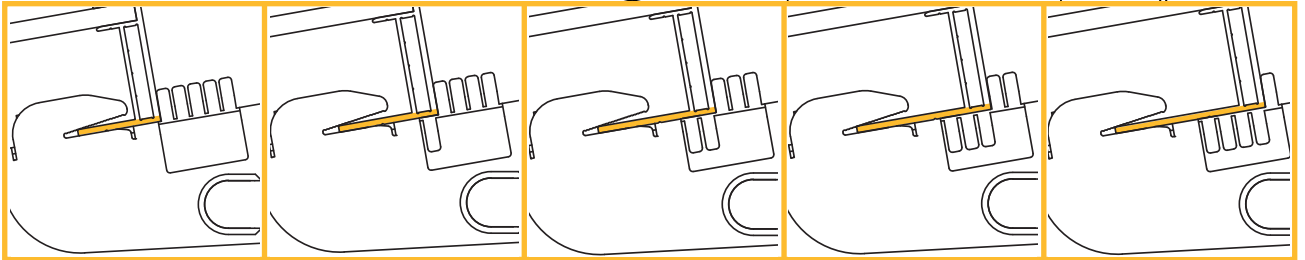
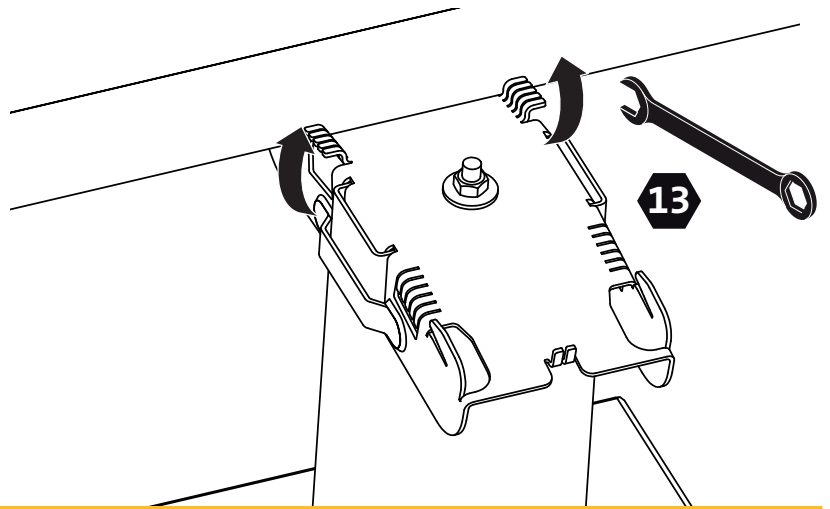
9.



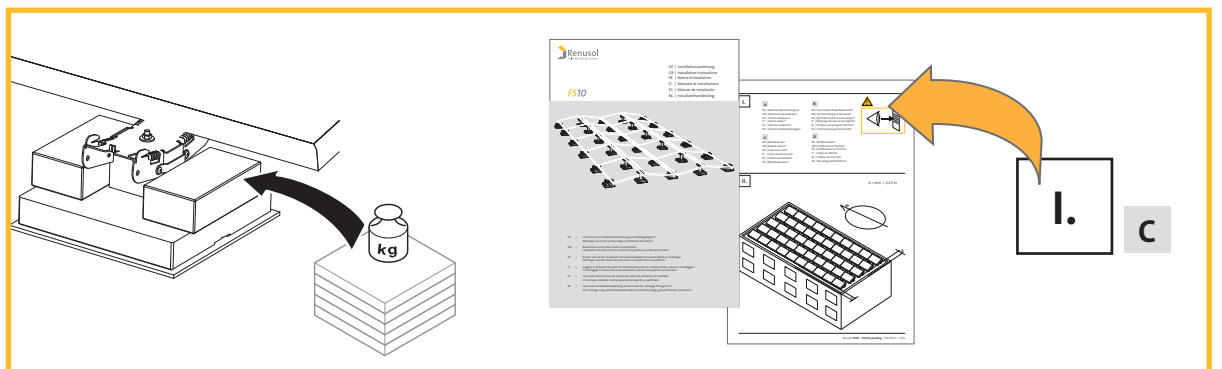
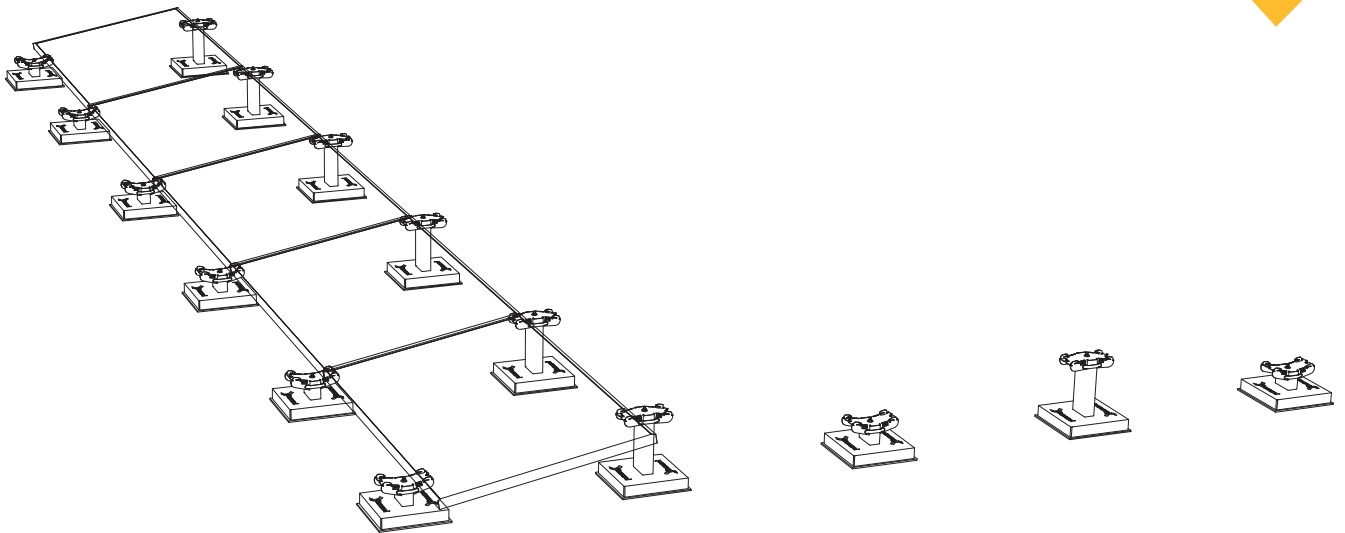
10.



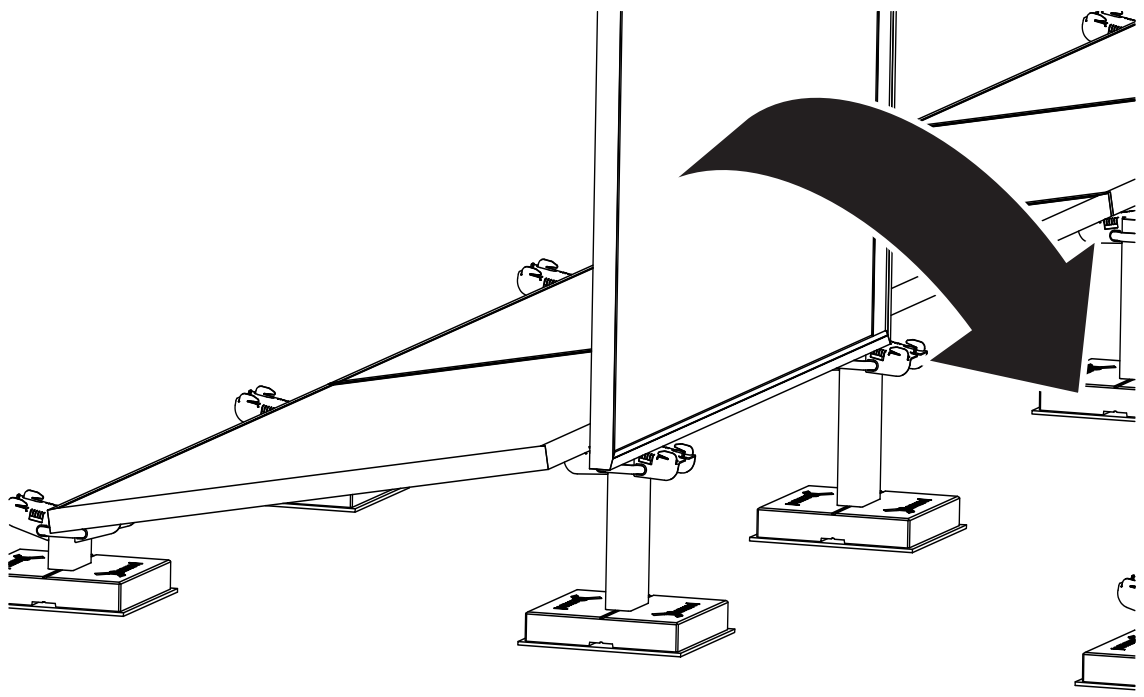
11.



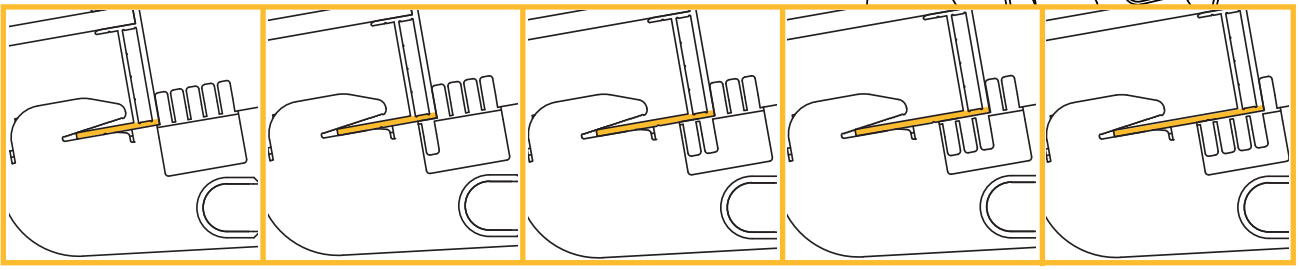
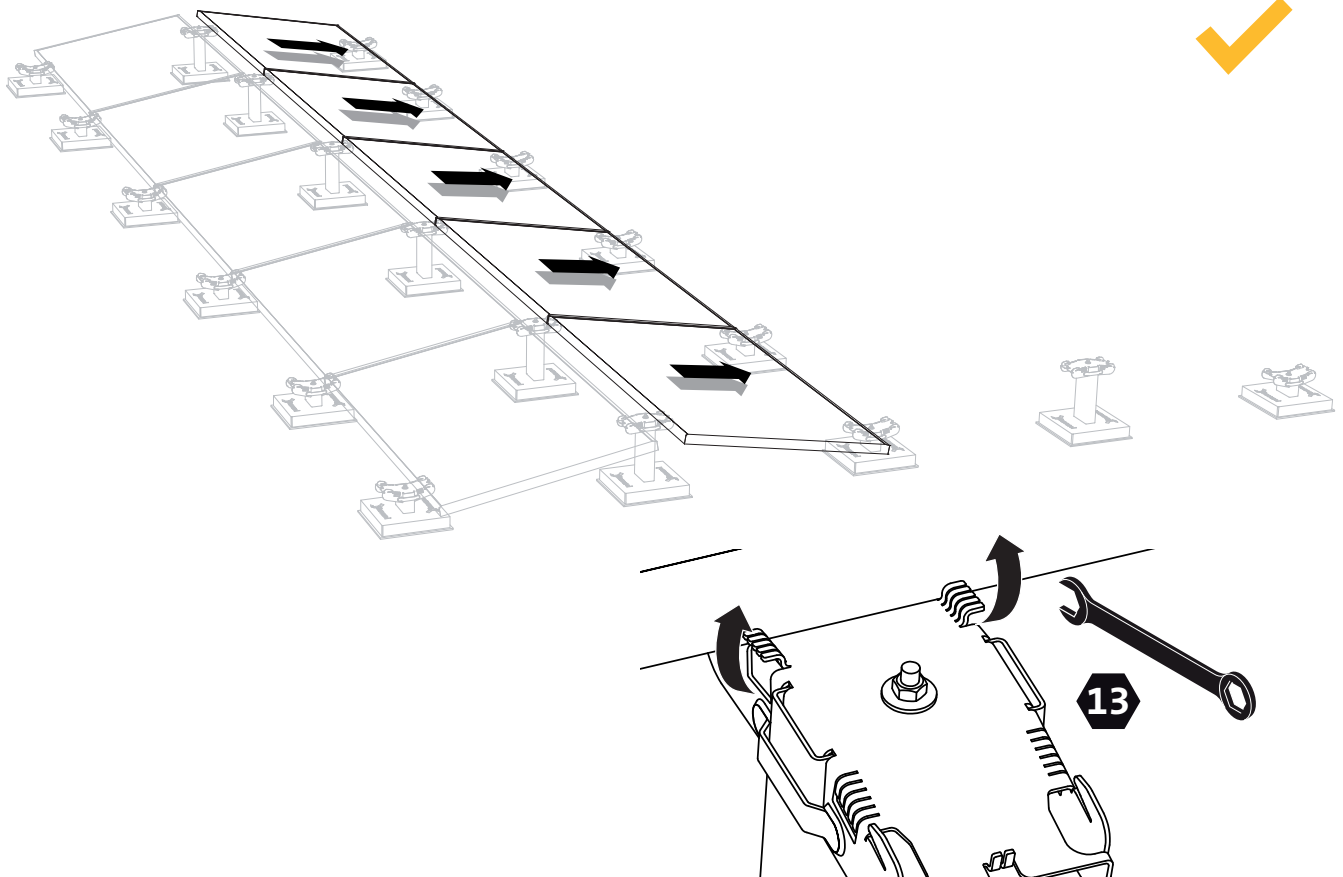
12.



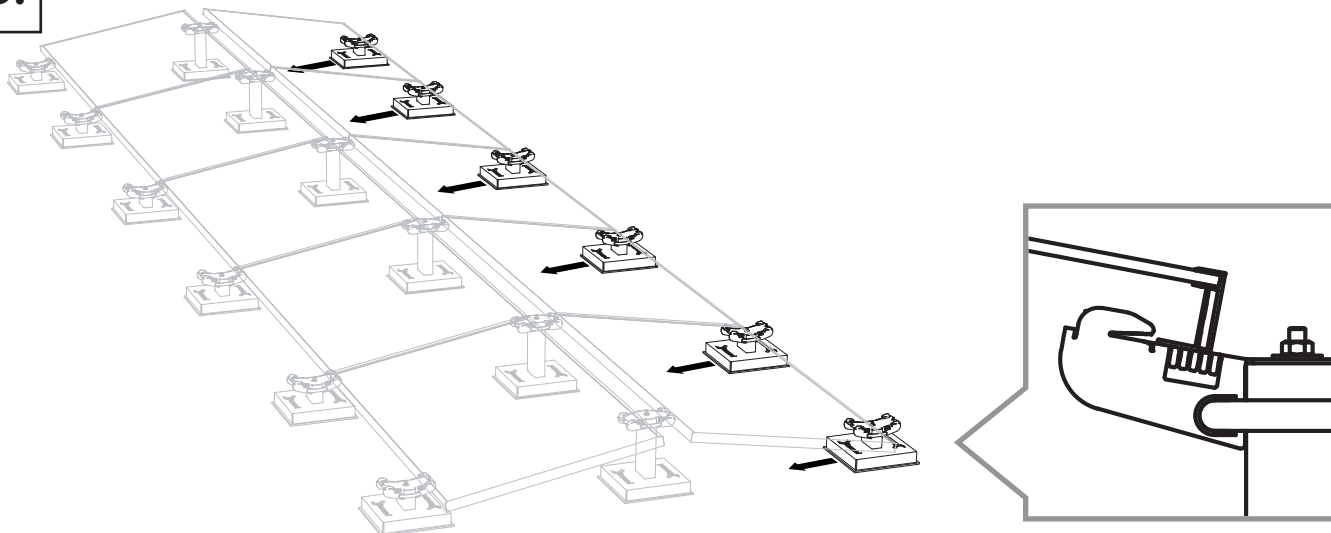
13.



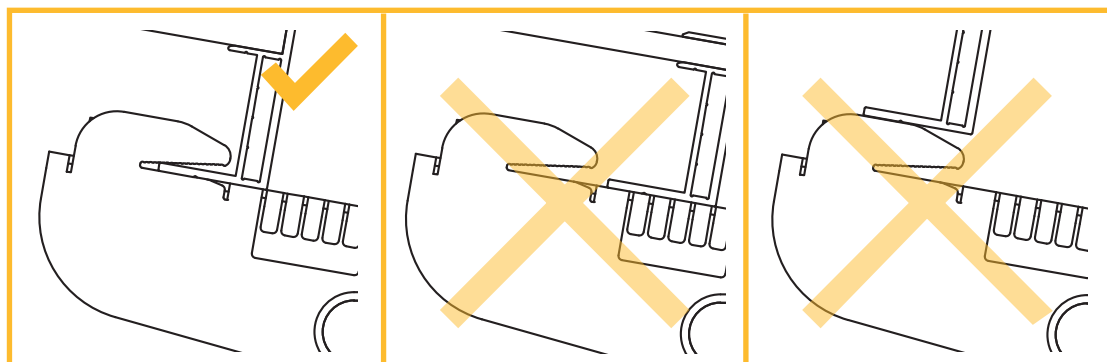
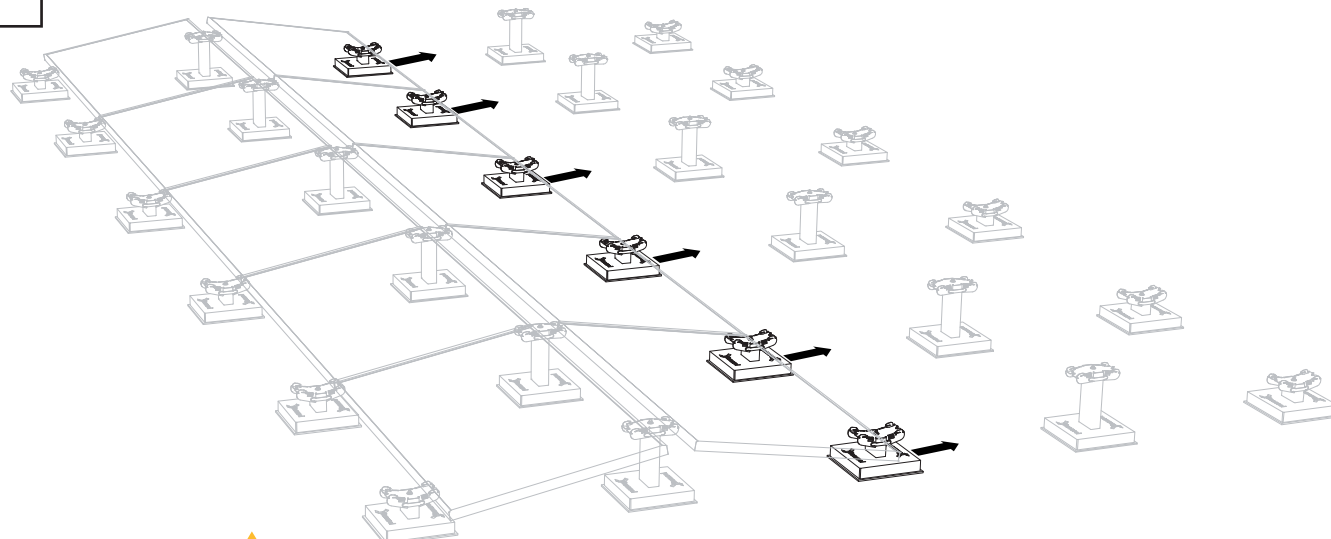
14.



15.

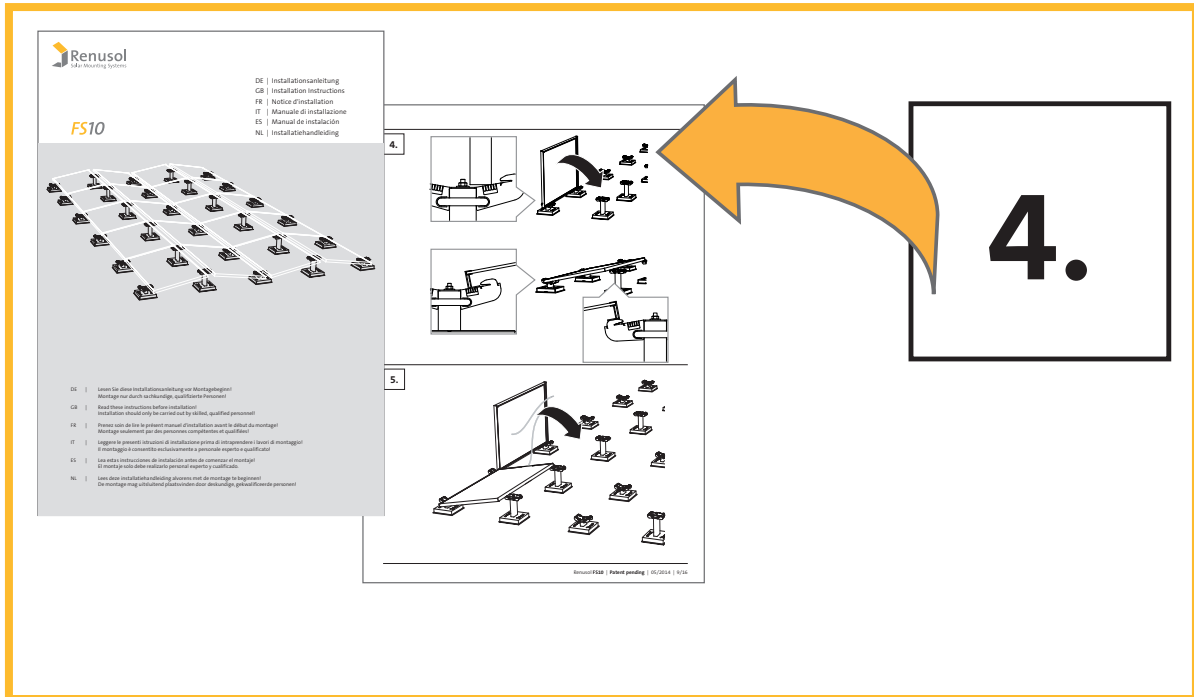
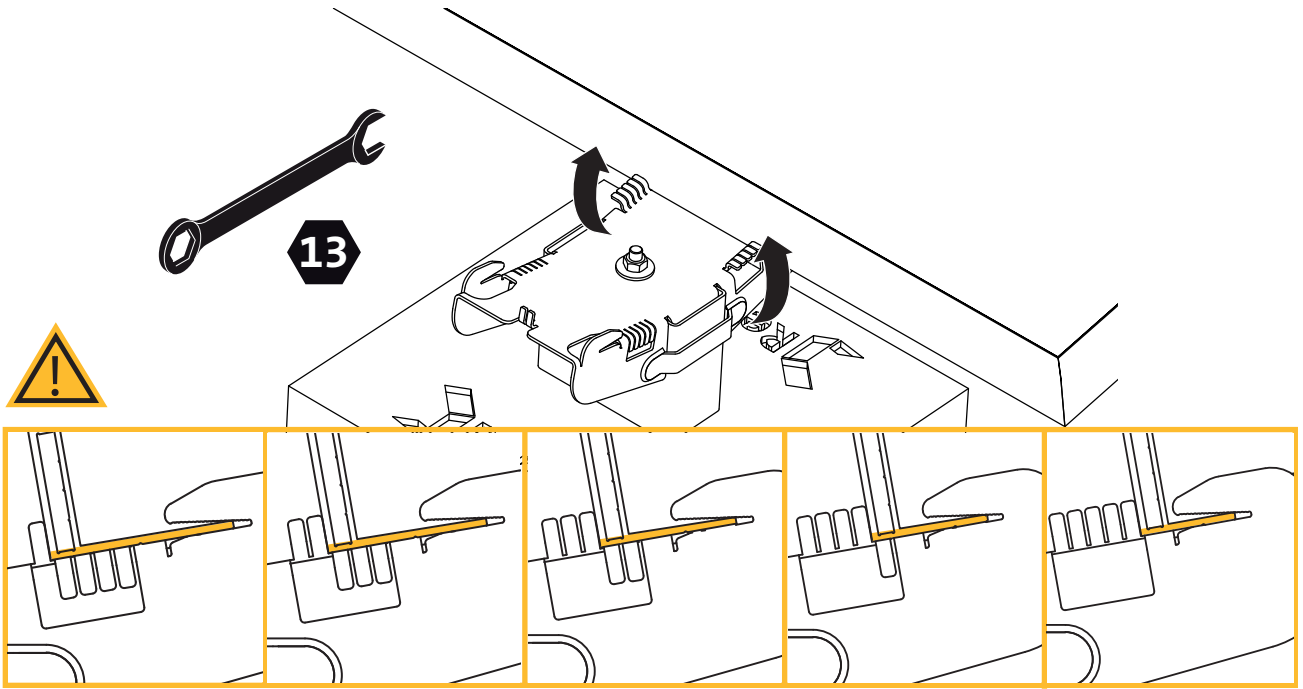


16.





17.





Renusol GmbH  
Piccoloministraße 2  
51063 Köln  
Deutschland  
Telefon: +49 221 78870719  
Telefax: +49 221 78870797  
EMail: [salesupport@renusol.com](mailto:salesupport@renusol.com)  
[www.renusol.com](http://www.renusol.com)

Vertriebsinnendienst  
Telefon: +49 221 78870719  
Telefax: +49 221 78870797  
EMail: [salesupport@renusol.com](mailto:salesupport@renusol.com)

Anwendungstechnik  
Telefon: +49 221 78870729  
Telefax: +49 221 78870798  
EMail: [technicalsupport@renusol.com](mailto:technicalsupport@renusol.com)

Marketingservice  
Telefon: +49 221 78870754  
EMail: [marketing@renusol.com](mailto:marketing@renusol.com)

# Serie HT de SolarMax

La solución perfecta para las instalaciones solares industriales



**20**  
More than  
20 years Swiss Quality  
and Experience

 **SolarMax**<sup>®</sup>  
SWISS QUALITY

# Máxima rentabilidad

En Europa, las instalaciones solares en tejados industriales tienen un gran potencial. La rentabilidad de tales instalaciones está más de relieve que nunca. Se requieren sistemas completos de costes optimizados con una gran disponibilidad y eficiencia. Con este trasfondo, SolarMax ha desarrollado la nueva serie HT para las instalaciones solares comerciales e industriales.

Los tres inversores string HT están disponibles en los modelos con 4 MPP trackers y 30 kW o 32 kW de potencia (30HT4 / 32HT4), así como en una versión con 2 MPP trackers y 32 kW (32HT2) de potencia.

El concepto de Multi-Tracking, el amplio rango de tensiones de entrada y la clase de protección IP65 garantizan una máxima flexibilidad en la planificación de la instalación.



*“SolarMax ofrece una asistencia técnica de primera línea, desde la planificación hasta la puesta en marcha. Cuando la instalación está en funcionamiento, Solar Max sigue estando a nuestro lado para todo de forma rápida y sencilla. Así podemos transmitir seguridad también a nuestros inversores en todo momento.”*



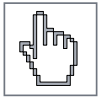
## Multi-Tracking eficiente

Gracias al concepto de Multi-Tracking de los inversores, queda garantizado un óptimo funcionamiento de todos los paneles del campo fotovoltaico, incluso en dimensionamientos complejos y con sombreados parciales. Así, por ejemplo, se pueden reducir las distancias entre las filas de paneles y aumentar los rendimientos de las superficies disponibles.



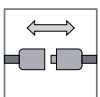
## Montaje con ahorro de espacio

Los inversores HT pueden montarse de forma rápida y sencilla, usando la placa de montaje suministrada. Las dimensiones de los inversores minimizan la superficie necesaria para la instalación, y sus conexiones facilitan el cableado CA y, de este modo, reducen el trabajo de instalación.



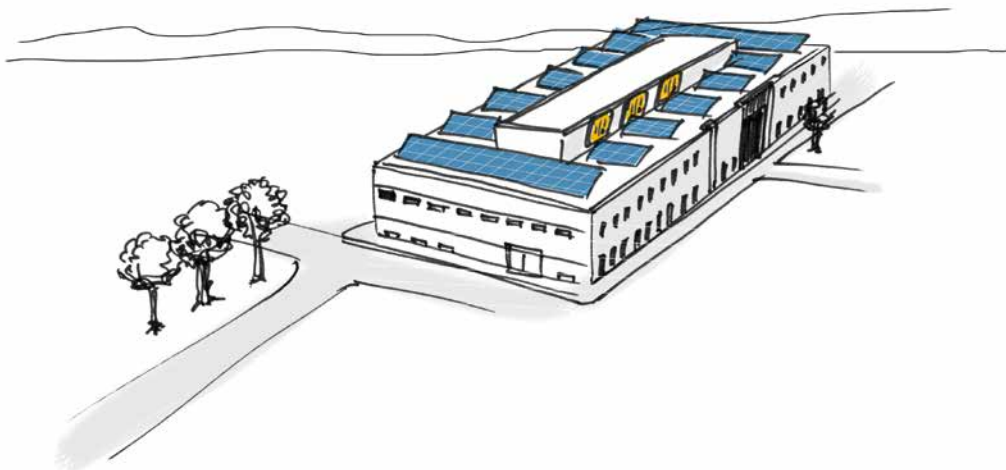
## Manejo y comunicación inteligentes

Toda la información y los parámetros relevantes se muestran en la pantalla gráfica. Un registrador de datos integrado guarda toda la información importante.



## Caja de conexión opcional (32HT2)

Si se requieren otras opciones de instalación externas, la caja de conexión del 32HT2 es una solución con costes optimizados. La caja de conexión contiene los interruptores CC, los descargadores de sobretensión y los fusibles de ramal.







## Un cable directo a Internet

El **MaxView gratuito** permite la supervisión a largo plazo y desde cualquier lugar de la instalación sin registrador de datos externo. Por medio de **Plug&Play** la serie HT se conecta directamente al enrutador convencional de Internet. Así se puede supervisar la instalación in situ o desde cualquier lugar en el momento que desee. Simplemente, registre una vez los inversores y las instalaciones en **maxview.solarmax.com** – y todo listo.

El operador de la instalación podrá echar un vistazo en cualquier momento a los datos de potencia y operación actuales así como a los datos de rendimiento de su instalación.

MaxView puede utilizarse en el ordenador con cualquier navegador web, o bien está disponible de forma gratuita como aplicación para IOS y Android.

## Configuración

El software de comunicación y asistencia técnica **MaxTalk** es la herramienta profesional para parametrizar inversores de SolarMax. Se pueden ajustar de manera individual los parámetros, de acuerdo a las especificaciones de los operadores de red o de las normas específicas de cada país, mediante una interface de usuario muy intuitiva y sencilla de manejar. De manera opcional, un asistente de la instalación puede guiarnos y ayudarnos en el uso de este software. Se puede conectar al inversor de forma sencilla mediante Plug&Play.

## Supervisión profesional de la instalación

La instalación también puede ser supervisada a través del MaxWeb Portal. Para ello es necesario emplear un registrador de datos MaxWeb. Este registra los valores actuales, los datos de rendimiento y los eventos y los transmite al MaxWeb Portal. La funcionalidad MaxRemote permite la reducción de la potencia de manera remota a instancias del operador de la red.



### **Rendimiento máximo**

Los operadores y los dueños de las instalaciones obtienen beneficios de los bajos costes totales del sistema y del alto rendimiento.



### **Comunicación máxima**

A través de las interfaces integradas RS485 y Ethernet es posible diseñar redes de comunicación de forma rápida y sencilla.



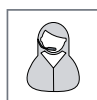
### **Flexibilidad máxima**

Máxima flexibilidad incluso con divisiones asimétricas del generador solar o tipos de módulos diferentes gracias a 4 o 2 trackers MPP, una tensión CC máxima de 1000V y un amplio rango de tensiones de entrada.



### **Garantía máxima**

Con la posibilidad de prolongar la garantía hasta un máximo de 25 años, los operadores de las instalaciones y los inversores minimizan sus riesgos financieros a largo plazo.



### **Servicio posventa competente**

Ante cualquier incidencia en el inversor, nuestro centro de asistencia técnica le ayudará de forma competente y ágil.



### **Swiss Quality**

Nuestros inversores son diseñados, ensamblados y testados, de acuerdo a los más altos estándares de calidad suizos.



# Datos técnicos



		30HT4	32HT4	32HT2
<b>Valores de entrada</b>	Rango de tensión MPP <sup>1)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>	430...850 V <sup>4)</sup>
	Tensión CC mínima	250 V		
	Tensión CC máxima	1000 V		
	Corriente CC máxima	4 x 18 A		2 x 36 A
	Número de MPP trackers	4		2
	Potencia máx. del generador FV por cada tracker MPP <sup>6)</sup>	9'000 W		18.000 W
	Número de conexiones de strings	4 x 2		2 x 4 <sup>2)</sup>
	Tipo de conector	Compatible con MC4		
<b>Valores de salida</b>	Potencia nominal	30'000 W	32'000 W	32'000 W
	Potencia aparente máx.	30'000 VA	32'000 VA	32'000 VA
	Tensión nominal de red	3 x 400 V		
	Corriente CA máxima	3 x 44 A	3 x 47 A	3 x 47 A
	Rango / Frecuencia nominal de red	50Hz / 45Hz...55Hz		
	Factor de potencia cos (φ)	Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado		
	Factor de armónicos a potencia nominal	< 3%		
	Tipo de conector	Borne roscado		
	Conexión de red	Trifásica (L1 / L2 / L3 / N / PE)		
	Consumo de potencia nocturno	0 VA <sup>3)</sup>		
<b>Rendimiento</b>	Rendimiento máx.	98.0%		
	Rendimiento europ.	97.5%		
<b>Condiciones ambiente</b>	Tipo de protección	IP65		
	Rango de temp. ambiente (para potencia nom.)	-20°C...+60°C (+45°C)		
	Humedad relativa del aire	0...100 % (condensación)		
	Altura máx. sobre el nivel del mar	2000m (sin reducción)		
<b>Equipamiento</b>	Pantalla	Display LCD gráfico con iluminación de fondo y LED de estado		
	Forma de conexión	Dos etapas, sin transformador		
	Seccionador CC	Integrado	Integrado	No, 2x en la caja de conexión opcional
	Registrador de datos	Registrador de datos del rendimiento energético, potencias máxima y el tiempo de servicio que abarca los últimos 31 días, 12 meses y 10 años		
	Control de corriente de falta	Interno, sensible CA/CC		
	Carcasa	Aluminio		
	Descargador de sobretensión CC	Clase de requisitos C (VDE 0675-6) y tipo 2 (EN 61643-11)	Clase de requisitos C (VDE 0675-6) y tipo 2 (EN 61643-11) / Descargador de sobretensión tipo 1/2 en la caja de conexión	
	Descargador de sobretensión CA	Clase de requisitos D (VDE 0675-6) y tipo 3 (EN 61643-11)		
<b>Normas &amp; directivas <sup>4)</sup></b>	EMC	EN 61000-3-11 / EN 61000-3-12 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3		
	Conexión de red	VDE-AR-N 4105 / VDE 0126-1-1 A1:2012 / BDEW Directiva MS / G59/3 / CEI 0-21 / CEI 0-16 / PPC Guide / C10/11 / EN 50438		
	Seguridad de aparatos	IEC 62109-1/-2		
<b>Interfaces</b>	Comunicación de datos	RS485 (RJ45 y terminal atornillado) / Ethernet (RJ45)		
	Contacto de señal de estado	Relé de estado abierto/cerrado (tornillo de sujeción)		
	Conexión de monitorización de red externa	Terminal atornillado		
<b>Peso &amp; Dimensiones</b>	Peso	70 kg		70 kg <sup>5)</sup>
	Dimensiones en mm (A x A x F)	580 x 840 x 380		580 x 840 x 380 <sup>5)</sup>
<b>Garantía</b>	Garantía estándar	5 años		
	Prolongación de la garantía	a 10, 15, 20 o 25 años		

<sup>1)</sup> para potencia nominal CA

<sup>2)</sup> Fusibles de string en la caja de conexión

<sup>3)</sup> el filtro CEM está desconectado durante la noche

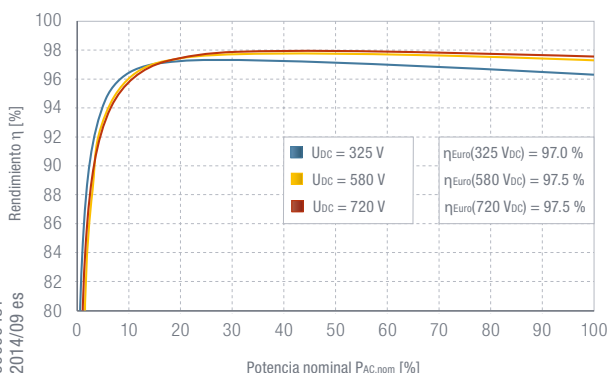
<sup>4)</sup> Máx. 800V en la limitación de la potencia

<sup>5)</sup> sin caja de conexión

<sup>6)</sup> Se permite una potencia de conexión mayor, pero el inversor no la puede utilizar

Todos los derechos reservados. Texto sujeto a modificaciones o errores.

## Curva de eficacia de la serie HT de SolarMax





<b>Descripción:</b>	Información técnica y manual del cuadro STC10 100A
<b>Revisión:</b>	1ª versión

En este documento se explicarán las características técnicas y el manual de uso del cuadro de series pequeño (hasta 10 strings). A lo largo de este informe veremos todo lo necesario para manejar el cuadro con seguridad y conocer sus ventajas.

## **FICHA TECNICA CUADRO STC10 100A**

### **Descripción del cuadro:**

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 10 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 10 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 100A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en armario de poliéster con puerta opaca, 700x500x300mm, IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

### **Elementos del cuadro:**

El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos:

- Armario poliéster 700x500x300mm, IP 55 con placa de montaje aislante
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible.10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 1000Vdc y 100A
- Prensaestopas M16
- Prensaestopas M20



### Tabla de características:

<b>CARACTERISTICAS GLOBALES DEL MONTAJE</b>	
Tensión máxima de uso	1000Vdc
Corriente máxima de uso	100A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si
<b>CARACTERISTICAS DEL INTERRUPTOR</b>	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte	1000Vdc
Corriente máxima de corte	100A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21
Tipo de conexión	Disponible en pletina ó brida
<b>CARACTERISTICAS DEL FUSIBLE</b>	
Marca	DF
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente de fusión de fusible	16A
Tensión de aislamiento (base)	1000Vdc
Corriente máxima de la base	32 A
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
<b>CARACTERISTICAS DEL PROTECTOR</b>	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II
Tensión de uso	1000Vdc
I de descarga	40kA
<b>CARACTERISTICAS DE LA ENVOLVENTE</b>	
Marca	Claved
Dimensiones máximas	700x500x300mm
IP	55
IK	10
Tapa	Transparente
Prensaestopas	Si (M16 y 20)
IP Prensas	66
Placa de montaje	Aislante



## **MANUAL DE USO**

### **Instalación:**

- El cuadro de strings Centraelectric STC10 100A requiere la instalación por personal capacitado.
- El armario puede ir ubicado en interior o a la intemperie.
- El cableado consiste en conectarle las entradas de string a los fusibles, la tierra al protector y la salida de agrupación que llegar al inversor o siguiente cuadro de protecciones de un nivel más alto.
- Prestar especial atención en cablear los polos positivo y negativo en los fusibles y terminales indicados. Nunca mezclarlos.
- Tras esto cerrar las bases portafusibles y el interruptor.

### **Precauciones:**

- El mantenimiento debe realizarse por personal capacitado.
- Se recomienda cerrar firmemente los prensaestopas para garantizar la estanqueidad adecuada al entorno.
- Nunca hay que abrir los fusibles en carga, cortar primero la generación abriendo con el interruptor.
- Vigilar que el protector contra sobretensiones esté Ok, si no es así cambiarlo, previo corte del interruptor.

### **Funcionamiento:**

- Si un string queda en cortocircuito antes de los fusibles, el cuadro protege los cables provenientes del string, mediante los fusibles, de la Icc de las strings que están paralelo con la string en corto.
- La caja permite realizar funciones de mantenimiento con el interruptor de corte en carga que aislará el resto de la instalación del conjunto de strings conectadas al cuadro.
- Ante una sobretensión el cuadro protege la instalación disipando la misma con su protector contra sobretensiones.

### **Con un fusible fundido o en mal estado:**

- Es muy importante cortar el interruptor antes de abrir cualquier fusible. Después abrir el fusible con tranquilidad y sustituirlo, luego volver a cerrar el interruptor

\* Nota: Documento sin validez contractual las marcas pueden variar según la disponibilidad

# EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (PV1-F TÜV)

TENSIÓN: 0,6/1 kV c.a. - 1,8 kV c.c.

 General Cable



## NORMAS

Especificación TÜV 2Pfg 1169

IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama

IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

## CONSTRUCCIÓN

### CONDUCTOR:

Cobre estañado, flexible clase 5

### AISLAMIENTO:

Elastómero reticulado libre de halógenos

### CUBIERTA EXTERIOR:

Elastómero reticulado libre de halógenos

## APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Para conexión entre placas fotovoltaicas y entre placas fotovoltaicas e inversor (sistemas de corriente continua).

Cable de seguridad: no propagador de la llama, libre de halógenos y de reducida opacidad de los humos emitidos.

Resistencia a la intemperie.

Trabajo a temperaturas ambientes extremas, desde -40 °C hasta +90 °C.

Temperatura máxima en el conductor de 120 °C durante 20.000 horas (EN 50168, tabla A.3).

Excelentes prestaciones mecánicas.

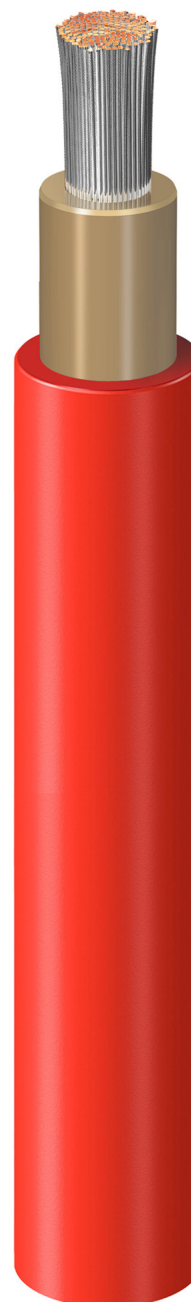
Servicios móviles. No recomendado para instalación enterrada.

Garantía de funcionamiento mínima de 25 años.

Intensidades máximas admisibles con temperatura ambiente de 60 °C y temperatura máxima en el conductor de 120 °C.

Producto no recomendado para instalación subterránea, ya sea entubado o enterrado directamente.

Producto certificado por TÜV - .Cert. No. R.60034574



# EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (PV1-F TÜV)

TENSIÓN: 0,6/1 kV c.a. - 1,8 kV c.c.



						
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	V/A.km
1614107	1x2,5	5,0	50	20	41	22,87
1619108	1x4	5,8	62	23	55	14,18
1619109	1x6	6,6	85	26	70	9,445
1619110	1x10	8,0	135	32	96	5,433
1614111	1x16	8,8	200	35	132	3,455
1614112	1x25	10,5	295	42	176	2,215
1614113	1x35	11,8	395	47	218	1,574

# EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



## NORMAS

UNE 21123-4 - Norma constructiva

IEC 60502-1 - Norma constructiva

UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama

UNE-EN 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

UNE-EN 50267 - Baja acidez y corrosividad de los gases

UNE-EN 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama

IEC 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

## CONSTRUCCIÓN

### CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

### AISLAMIENTO:

Polietileno reticulado (XLPE)

### CUBIERTA EXTERIOR:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos

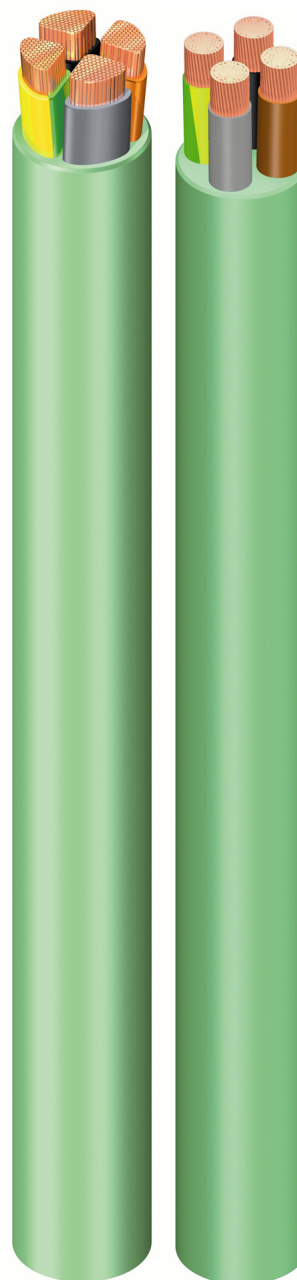
## APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V. Su designación técnica es RZ1-K. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90°C, siendo capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40°C)

A partir de la sección de 50 mm<sup>2</sup> inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama, No Propagadores del Incendio (categoría C para diámetros superiores a 12 mm y categoría D para diámetros inferiores a 12 mm), de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.









Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.



# EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV











								
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5,7	45	25	21	27	23,65	29,37
1992107	1x2.5	6,1	60	25	30	35	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	40	46	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	52	59	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	72	77	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	97	100	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	122	127	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	153	154	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	188	182	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	243	224	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	298	266	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	350	303	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	401	342	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	460	383	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	545	442	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	638	500	0,193	0,142
1992122	1x400	34,8	3930	175	770	570	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	889	660	0,146	0,085
1992206	2x1.5	8,6	100	35	23	27	23,61	29,37
1992207	2x2.5	9,4	130	40	32	35	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	44	46	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	59	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	78	77	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	455	65	104	100	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	135	127	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	168	154	1,057	1,224
1998214	2x50	21,3	1150	85	204	182	0,759	0,852
1998215	2x70	24,7	1590	100	262	224	0,556	0,601
1998216	2x95	27,7	2060	140	320	266	0,438	0,455
1998217	2x120	31,3	2630	160	373	303	0,358	0,356
1998218	2x150	34,5	3245	175	430	342	0,302	0,285
1998219	2x185	37,8	3935	190	493	383	0,262	0,234
1998220	2x240	43,3	5200	220	583	442	0,215	0,177
1992306	3G1.5	9,0	115	40	23	27	23,61	29,37
1992307	3G2.5	9,9	155	40	32	35	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	44	46	8,839	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	57	59	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	78	77	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	104	100	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	91	83	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	115	106	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	143	128	1,057	1,224
1998314	3x50	24,9	1550	100	174	152	0,759	0,852
1998315	3x70	29,2	2160	150	223	187	0,556	0,601
1998316	3x95	32,5	2790	165	271	222	0,438	0,455
1998317	3x120	36,7	3555	185	314	253	0,358	0,356
1998318	3x150	40,6	4405	205	359	286	0,302	0,285
1998319	3x185	44,3	5330	225	409	321	0,262	0,234
1998320	3x240	50,8	7035	305	489	370	0,215	0,177
1992406	4G1.5	9,9	140	40	20	23	23,61	29,37
1992407	4G2.5	10,9	185	45	28	30	14,2	17,62



# EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992408	4G4	12,2	255	50	38	39	8,839	10,93
1992409	4G6	13,5	340	55	49	48	5,919	7,288
1992410	4G10	15,8	525	65	68	64	3,458	4,218
1992411	4G16	18,3	760	75	91	83	2,218	2,672
1992411	4x16	18,3	760	75	91	83	2,218	2,672
1992412	4x25	22,4	1150	90	115	106	1,458	1,723
1992413	4x35	25,6	1600	130	143	128	1,057	1,224
1998414	4x50	27,5	2065	140	174	152	0,759	0,852
1998415	4x70	32,3	2885	165	223	187	0,556	0,601
1998416	4x95	35,9	3735	180	271	222	0,438	0,455
1998417	4x120	40,7	4780	205	314	253	0,358	0,356
1998418	4x150	44,9	5900	225	359	286	0,302	0,285
1998419	4x185	49,4	7195	250	409	321	0,262	0,234
1998420	4x240	56,6	9500	340	489	370	0,215	0,177
1992506	5G1.5	10,8	170	45	20	23	23,61	29,37
1992507	5G2.5	11,9	225	50	28	30	14,2	17,62
1992508	5G4	13,4	310	55	38	39	8,839	10,93
1992509	5G6	14,9	420	60	49	48	5,919	7,288
1992510	5G10	17,5	645	70	68	64	3,458	4,218
1992511	5G16	20,2	925	85	91	83	2,218	2,672
1992512	5G25	24,8	1410	100	115	106	1,458	1,723
1992513	5G35	28,4	1955	145	143	128	1,057	1,224
1992514	5G50	33,1	2730	170	174	152	0,759	0,852
1992515	5G70	39,0	3870	195	223	187	0,556	0,601
1992516	5G95	43,4	4985	220	271	222	0,438	0,455
1992517	5G120	49,4	6375	250	314	253	0,358	0,356
1992518	5G150	54,7	8000	330	359	286	0,302	0,285

MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO	NOTA DE INTERPRETACIÓN TÉCNICA DE LA EQUIVALENCIA DE LA SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES GENERADORAS EN BAJA TENSIÓN	
		Edición: 0 Revisión: R01

## INTRODUCCIÓN

Ante las numerosas consultas recibidas sobre las condiciones de conexión de instalaciones generadoras a las redes de distribución eléctrica en baja tensión, en donde la legislación aplicable establece la necesidad de separación galvánica entre éstas, mediante un transformador o sistema equivalente y ante las dudas técnicas que dicha equivalencia pueda suscitar, el Ministerio de Industria Comercio y Turismo establece la siguiente nota de interpretación, basada en los requisitos técnicos contenidos en la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, RD 842/2002).

## NOTA DE INTERPRETACIÓN

Donde la legislación vigente establezca que la instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico, se entenderá que las funciones que se persiguen utilizando un transformador de aislamiento de baja frecuencia son:

1. Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
2. Proporcionar seguridad personal.
3. Evitar la inyección de corriente continua en la red.

En instalaciones generadoras en las que la transmisión de energía a la red se haga mediante convertidores electrónicos podrán utilizarse transformadores de separación, o no hacerlo, siempre que se cumplan las funciones anteriores.

Para poder establecer las condiciones que deben cumplir las instalaciones que cumplan las funciones citadas es necesario clasificar las instalaciones generadoras en función de su topología de conexión a la red en los siguientes tipos:

- a) Instalaciones aisladas para uso exclusivo de alimentar cargas o circuitos de baja tensión.
- b) Instalaciones generadoras independientes de la red para uso exclusivo de alimentación de cargas o circuitos de baja tensión, que pueden estar alternativamente alimentados por la red o por el generador.
- c) Instalaciones interconectadas
  - c1) Las instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja

MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO	NOTA DE INTERPRETACIÓN TÉCNICA DE LA EQUIVALENCIA DE LA SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES GENERADORAS EN BAJA TENSIÓN	Edición: 0
		Revisión: R01

tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red.

c2) Las instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión, que no tiene otras redes de distribución de baja tensión que alimentan cargas ajenas, conectadas a él. Este esquema, está igualmente incluido en las condiciones del REBT, aunque por su consideración de instalación generadora conectada directamente a la red de AT requiere condiciones especiales de conexión, atendiendo a las reglamentaciones vigentes sobre protecciones y condiciones de conexión en alta tensión.

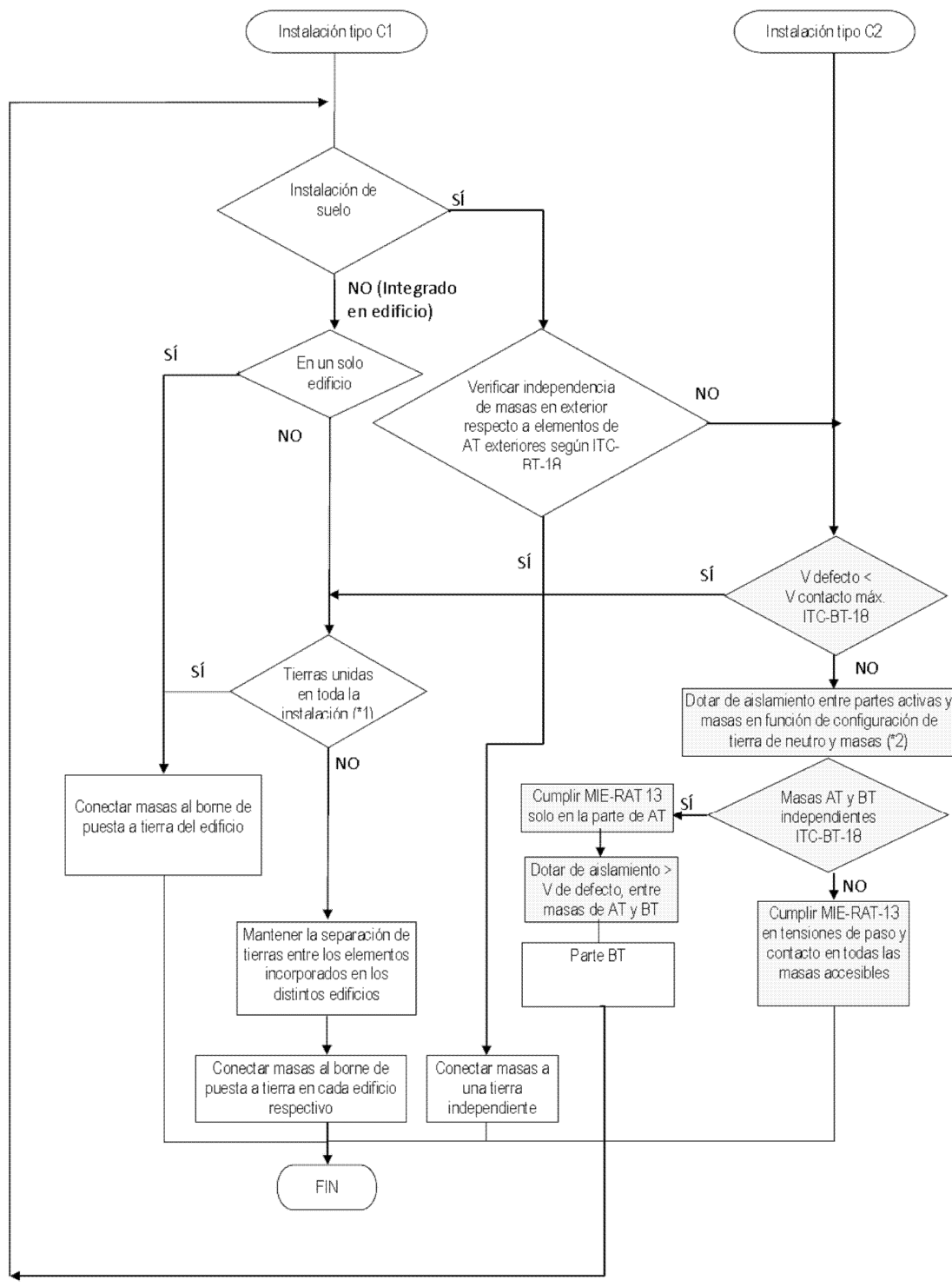
En las instalaciones de tipo c) cuando la red de distribución se desconecta, se pueden alimentar cargas propias siempre que se cumplan las condiciones de desconexión y conexión de la instalación generadora a la red de distribución, requeridas en el capítulo 4 de la ITC-BT-40 del REBT.

Nota: Se entiende por punto de conexión el punto en el que se conecta la instalación generadora a la red de la empresa distribuidora, delimitando la extensión de la instalación generadora. El punto de conexión no necesariamente coincide con el punto en el que se realiza la medida de energía, pero si es el punto en el que se instalan las protecciones generales requeridas en la instalación generadora.

Una vez establecida la clasificación las condiciones a cumplir en cada una de las funciones citadas son:

Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.

La transferencia de defectos entre la red y la instalación generadora se considera resuelta, independientemente del convertidor utilizado, siempre que se cumpla el siguiente esquema aplicado por separado a las distintas partes de la instalación, básicamente convertidor y elementos del generador (por ejemplo, en el caso de generación fotovoltaica, inversores y cada uno de los paneles fotovoltaicos), a menos que estén juntas.



**Figura 1.**

(\*1) La unión equipotencial entre tierras de diferentes edificios está contemplada en el reglamento en la ITC-BT-26 del REBT, apartado 3.1.

(\*2) En caso de poner protectores de sobretensión entre fases y tierra su tensión de funcionamiento continuo será mayor que la tensión asignada al aislamiento.

MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO	NOTA DE INTERPRETACIÓN TÉCNICA DE LA EQUIVALENCIA DE LA SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES GENERADORAS EN BAJA TENSIÓN	Edición: 0
		Revisión: R01

Proporcionar seguridad personal.

Con el fin de **proporcionar seguridad personal** la instalación deberá cumplir lo que establece la ITC-BT-24 del REBT.

Evitar la inyección de corriente continua en la red.

Para **evitar la inyección de corriente continua** se deberá aplicar lo siguiente:

La corriente continua inyectada en la red de distribución por una instalación generadora no será superior al 0,5 % de la corriente nominal de la misma. Cuando se disponga en la instalación de un transformador separador entre el inversor y el punto de conexión de la red de distribución se asumirá que esta cubierto el requisito de limitación de la inyección de corriente continúa.

Si el inversor utilizado es con transformador de alta frecuencia o sin transformador se deberá demostrar que la corriente continua inyectada a red por el inversor no supera el 0,5 % de la corriente nominal. Para ello se realizará el siguiente ensayo:

1. Conectar el inversor a una red cuya componente de tensión continua sea despreciable a los efectos de la medida, por ejemplo separando otras cargas de la red con un transformador separador..
2. Ajustar la potencia de salida del inversor a una potencia de salida comprendida entre el 25 % y el 100% de su potencia nominal.
3. Esperar el tiempo necesario hasta que la temperatura interna del inversor alcance el régimen estacionario (variación de temperatura inferior a de 2 °C en 15 minutos).
4. Medir el valor de la componente continua inyectada por el equipo a la red.

La prueba se determina como válida si la componente de continua, medida en una ventana de al menos 10 segundos, es menor al 0,5 % del valor eficaz de la corriente nominal de salida del inversor.

# RVE-CM / RVE-SL

Sistema multipunto para *parking* con varias tomas



## Descripción

El sistema multipunto de la familia **RVE**, ha sido diseñado para dar una solución inteligente a la recarga de vehículos eléctricos en los *parking* con múltiples tomas.

Esta solución permite gestionar la recarga de un gran número de vehículos eléctricos de forma inteligente, controlando los distintos parámetros de la red eléctrica y los vehículos que a ella se conectan, así como las preferencias del usuario y del gestor del *parking*. El sistema permite cargar en las condiciones más favorables en cuanto a tarifas eléctricas, o de forma inmediata si lo requiere el usuario. Al mismo tiempo el gestor del aparcamiento puede optimizar al máximo su instalación que se encarga de realizar un control de potencia gestionando las cargas de los vehículos eléctricos y la capacidad de la línea con tal de evitar que esta pueda saturarse aprovechándola al máximo. Así mismo el sistema puede detectar anomalías de la red eléctrica de suministro e informar y actuar para prevenirlos.

El sistema también permite la integración con sistemas de pago, así como la exportación de datos eléctricos como consumos totales, parciales, alarmas, históricos de carga, sucesos, etc.

Este sistema está formado por 2 equipos, por un lado disponemos del punto de conexión del vehículo a la red eléctrica **RVE-SL** y por el otro lado del controlador master **RVE-CM20** que aporta la inteligencia al sistema.

Los equipos **RVE-SL** están diseñados para ser instalados junto a la plaza de aparcamiento del vehículo con tal de que este pueda conectarse de forma cómoda y sencilla para realizar la recarga de los vehículos eléctricos. Está formado por una caja robusta diseñada para instalarse en la pared del *parking* y soportar un uso continuo por parte de los usuarios. Esta caja dispone de una toma para la conexión del vehículo eléctrico así como un indicador luminoso de estado para indicar el estado de la carga. Internamente el equipo dispone de sistema de medida con tal de poder conocer el consumo eléctrico del vehículo conectado. Dispone de comunicaciones para conectarse al controlador Master, así como elementos de corte y protecciones eléctricas para realizar la gestión de la energía eléctrica de forma inteligente, así como para proteger la instalación y al usuario.

El equipo **RVE-CM20** es el dispositivo que aporta la inteligencia así como la interfaz de usuario al sistema. Dispone de una pantalla así como un lector de tarjetas RFID para la identificación de usuario. Igualmente, el equipo **RVE-CM20** puede ser integrado con otros lectores como banda magnética o código de barras con tal de realizar una primera integración con los *tickets* del aparcamiento a nivel de identificación de usuario. El equipo está pensado también para ser integrado con otros sistemas de pago en los aparcamientos.

El equipo **RVE-CM20** dispone de conexión IP, así como un protocolo abierto de fácil integración. Cada controlador **RVE-CM20** puede controlar hasta 20 tomas de recarga **RVE-SL**. En caso de ser necesarias más tomas puede ampliarse mediante más unidades **RVE-CM20** formando un único sistema a nivel de operación e integración.

## RVE-CM20

Solución inteligente para *parking* con varias tomas



Las funciones principales del controlador son:

- Selección de toma de corriente recarga
- Captura y gestión de energía
- Control de potencia del conjunto de dispositivos
- Comunicación con elementos de medida de energía eléctrica externos (por ejemplo: Contadores de compañía o filtros de armónicos)
- Comunicar con otros elementos del *parking* (por ejemplo: los sistemas de pago para mandar información de consumos u otras informaciones que puedan ser de interés para el explotador del aparcamiento o comunicar con los sistemas de guiado de plazas de aparcamiento para conocer el estado y localización de los vehículos aparcados en plazas dedicadas a vehículos eléctricos).

### Aplicación

Estos equipos están especialmente diseñados para ser usados en *parking* cubiertos con **múltiples** plazas de aparcamiento para vehículo eléctrico. Un ejemplo de estos pueden ser *parking* públicos interiores, *parking* privados comunitarios, aeropuertos, empresas de alquiler de vehículos, empresas de limpieza, etc.

## RVE-CM20

### Características

Características	
	Cuerpo metálico
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad
	Identificación mediante tarjetas banda magnético o código de barras (opcional)
	Display LCD 15" táctil
	Control de hasta 20 tomas
	Comunicación TCP-IP
	Diseño estético elegante
	Gestión de control de potencia integrado
	Integración con otros sistemas (Sistemas de pago, contadores de compañía eléctrica, sistema de guiado y otros dispositivos de control)
	Gestión de alarmas
	Generación de históricos
Características técnicas	
Tensión de entrada	230 V c.a.
Tolerancia	± 10 %
Frecuencia de entrada	50 ... 60 Hz
Dispositivo de entrada	Pantalla táctil
Interfaz	Pantalla LCD color 15" integrada
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo RFID	13,56 MHz
Potencia recarga máxima	200 W
Comunicaciones	TCP-IP, RS-485, RS-232 y Zigbee
Temperatura ambiente	-20 ... + 50 °C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL 9006
Envoltorio	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP 20
Anclaje	4 puntos para sujeción a pared
Peso	24 kg
Dimensiones	600 mm; 380 mm; 210 mm
Normas	
EN 61851-1 : 2001 parte 1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 60884-1, IEC61010, UNE-EN55011	

## RVE-SL

Solución inteligente para *parking* con varias tomas



## RVE-SL

### Características

Características	
	Cuerpo metálico antivandálico
	Reducidas dimensiones
	Indicación visual de estado de carga
	Comunicaciones con equipo master
	Medida de energía integrada
	Protecciones eléctricas integradas (opcional)
	Sistema de protección frente a intento de hurto de energía
	Diseño estético elegante
Características técnicas	
Tensión de entrada	230 V c.a.
Tolerancia	± 10 %
Frecuencia de entrada	50 ... 60 Hz
Corriente máxima de salida	16 A
Conector	Schuko "CEE 7/4" (Otros bajo pedido)
Medida de corriente	Contador integrado
Potencia recarga máxima	3,6 kW
Diferencial	Si
Magnetotérmico	Si
Temperatura de uso	-20 ... + 50 °C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL 9006
Envoltorio	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP 20
Anclaje	4 puntos para sujeción a pared
Peso	2 kg
Dimensiones	178 mm; 166 mm; 88 mm (107 mm)
Normas	
EN 61851-1 : 2001 parte 1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 60884-1, IEC61010, UNE-EN55011	

### Referencias

	Tipo	Código
Controlador remoto para 20 tomas	RVE - CM20	V22110
Caja parking 1 servicio control remoto	RVE - SL	V22120



# EXZHELLENT XXI H07Z1-K (AS)

TENSIÓN: 450/750 V



## NORMAS

UNE-EN 50525-3-31 (HD 21.15) - Norma constructiva  
UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama  
UNE-EN 60332-3-24 - No propagador del incendio  
UNE-EN 50267 - Baja acidez y corrosividad de los gases  
UNE-EN 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos  
IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama  
IEC 60332-3-24 - No propagador del incendio  
IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases  
IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

## CONSTRUCCIÓN

### CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

### AISLAMIENTO:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos

## APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables EXZHELLENT XXI (AS), está constituida por cables flexibles monopolares de 300/500V en las secciones de 0,5 - 0,75 y 1 mm<sup>2</sup>, correspondiendo su designación a ES05Z1-K y cables de 450/750V para secciones superiores, correspondiendo a la designación H07Z1-K.

La temperatura máxima de servicio del cable es de 70°C, pudiendo asimismo trabajar a muy baja temperatura (-40°C).

Estos cables disponen del CERTIFICADO AENOR DE PRODUCTO.

La serie EXZHELLENT XXI es el producto más deslizante del mercado, igualando e incluso superando las prestaciones ofrecidas por la serie de cables GENLIS. Esta condición, conseguida mediante el innovador proceso de aislamiento Speedy-Skin, le convierte en un producto SUPERDESLIZANTE.

Cables de obligada instalación en las siguientes ITC del Reglamento de Baja Tensión:

ITC-BT-15 Derivaciones Individuales

ITC-BT-28 Locales de Pública Concurrencia



# EXZHELLENT XXI H07Z1-K (AS)

TENSIÓN: 450/750 V

							
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	V/A.km	V/A.km
1656106	1x1.5	2,9	20	20	12	22,16	27,56
1656107	1x2.5	3,5	35	25	17	13,33	16,54
1656108	1x4	4,1	45	25	22	8,302	10,26
1656109	1x6	4,6	65	30	29	5,561	6,839
1656110	1x10	6,0	110	40	40	3,255	3,958
1656111	1x16	7,0	160	45	53	2,09	2,508
1656112	1x25	8,6	245	55	59	1,377	1,616
1656113	1x35	9,7	335	60	86	0,999	1,148
1656114	1x50	11,5	480	70	103	0,72	0,8
1657115	1x70	13,4	665	80	148	0,528	0,564
1657116	1x95	15,4	875	95	180	0,419	0,427
1657117	1x120	17,2	1110	105	207	0,342	0,334
1657118	1x150	19,0	1375	115	236	0,29	0,267
1657119	1x185	20,9	1675	125	268	0,252	0,22
1657120	1x240	24,2	2225	145	315	0,208	0,166