

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



**Estudio de instalaciones de
abastecimiento de agua y luz en una
escuela de Gambia**

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

AGRADECIMIENTOS.

Me gustaría expresar mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que han contribuido de una manera u otra a la realización de este Trabajo de Fin de Grado.

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis padres y mi hermana por la paciencia, consejos y apoyo incondicional que me han brindado durante todos estos años y que me han hecho llegar hasta este momento; sin olvidarme de todos aquellos familiares con los que tengo la suerte de contar a mi alrededor.

También, me gustaría agradecer a todos aquellos compañeros que me han acompañado durante toda la etapa universitaria, pero no sólo a aquellos con los que he estado en la Universidad de la Laguna; sino también a todos aquellos que fueron parte de aquel maravilloso viaje durante 4 meses por Maribor.

A mis tutoras del proyecto y tutores de prácticas externas, por todo el conocimiento y ayuda que me han ofrecido durante estos meses, y sin los cuáles no hubiese sido posible el desarrollo de este trabajo.

Y por último, al Vicerrectorado de Cooperación e Internalización, por financiar proyectos de cooperación como estos, ofreciéndonos la oportunidad de ir Gambia mediante una beca de cooperación

A todos, muchas gracias.

ÍNDICE GENERAL.

MEMORIA

0	HOJA DE IDENTIFICACIÓN.....	1
1	OBJETO.	2
2	ALCANCE.	3
3	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.	4
4	ANTECEDENTES.....	7
5	NORMAS Y REFERENCIAS.....	8
5.1	Disposiciones legales.	8
5.2	Programas de cálculo.	9
5.3	Bibliografía.	9
6	REQUISITOS DE DISEÑO.	13
7	ANÁLISIS DE SOLUCIONES.	15
7.1	Instalación fotovoltaica para el colegio	15
7.2	Instalación de la bomba solar para pozo.	16
8	RESULTADOS FINALES.....	17
8.1	Instalación fotovoltaica escuela	17
8.2	Instalación de bomba solar	22
9	DIAGRAMA DE GANTT.....	25
10	ORDEN DE PRIORIDAD.....	26

ANEXO I: CÁLCULOS FOTOVOLTAICA.

1	DIMENSIONADO DEL SISTEMA.	31
1.1	Introducción.	31
1.2	Datos climáticos y atmosféricos.....	31
1.2.1	Temperatura.	31
1.2.2	Nubes.....	33
1.2.3	Horas de sol.....	34
1.3	Estimaciones de consumo.	35
2	ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN.....	37
2.1.1	Estudio de paneles fotovoltaicos.	37
2.1.2	Cálculo de pérdidas adicionales.	54
2.2	Inversor.	59

2.3	Disposición de los paneles solares.....	61
2.3.1	Módulos en serie.....	64
2.3.2	Módulos en paralelo.....	66
2.4	Acumulador.....	66
3	ESTRUCTURA.....	70
3.1	Estructuras fijas sobre cubiertas.....	70
3.2	Simulaciones de estructuras.....	71
3.2.1	Modelo K2 Systems.....	71
3.2.2	Propuesta personal.....	72
4	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	86
4.1	Secciones corrientes continua.....	87
4.1.1	Método intensidad.....	87
4.1.2	Caída de tensión en lado de CC.....	91
4.1.3	Conclusión.....	92
4.2	Secciones corrientes alterna.....	93
4.2.1	Método intensidad.....	93
4.2.2	Método caída de tensión.....	94
4.2.3	Conclusión.....	95
4.3	Batería.....	95
4.4	Criterio de cortocircuito.....	95
4.5	Resumen secciones.....	96
4.6	Toma de tierra.....	97
4.7	Canalizaciones.....	98
4.8	Protecciones.....	101
4.8.1	Corriente continua.....	101
4.8.2	Corriente alterna.....	104

ANEXO II: DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE OBTENCIÓN DE AGUA

1	CAUDAL DE EXTRACCIÓN NECESARIO.....	111
2	ELECCIÓN BOMBA.....	112
2.1	Consumo energético estimado.....	114
3	PANELES FOTOVOLTAICOS.....	116
4	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	120
4.1	Secciones.....	120
4.1.1	Método de la intensidad.....	120
4.1.2	Método caída de tensión.....	120

4.2	Canalizaciones.....	121
4.3	Elemento de protección	122
5	ESTRUCTURA.....	124
5.1	Propuesta personal.....	124
5.1.1	Determinación de cargas y esfuerzos.....	124
5.1.2	Identificación de soluciones y piezas necesarias	125

ANEXO III: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.

1	DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS.....	133
1.1	Paneles solares.	133
1.2	Inversor	135
1.3	Batería Huawei.	137
1.4	Adaptador back – up.....	139
1.5	Perfil G1	140
1.6	Unión para perfil G1.....	141
1.7	Fijación para anclaje directo a chapa en el lateral de la greca.....	142
1.8	Presor lateral regulable para fijar paneles en inicio y final.	143
1.9	Presor central para fijar paneles uno con otro.....	144
1.10	Embellecedor para perfil G1.	145
1.11	Conector MC4.....	146
1.12	Cable CC.	147
1.13	Cable CA.....	149
1.14	Canalización exterior PVC.....	153
1.15	Porta fusible.....	154
1.16	Fusible	156
1.17	Caja protección CA.....	163
1.18	Seccionador de corte.....	165
1.19	Protector de sobretensiones.....	170
1.20	Diferencial.....	172
1.21	Magnetotérmico.....	176
1.22	Bomba solar.....	179

1.23	Elemento controlador bomba	180
2	DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES PROPUESTOS.....	182
2.1	Panel solar Hi - MO.....	183
2.2	Panel solar 200 W.....	185
2.3	Inversor Tensite.	186
2.4	Inversor MIN.	188
3	ESTUDIO ESTRUCTURA K2 SYSTEMS	190
4	DOCUMENTACIÓN COMPLEMENTARIA	206
4.1	Carta del director de la escuela	206

PLANOS

1	PLANO DE SITUACIÓN.....	210
2	PLANO DE EMPLAZAMIENTO.....	211
3	PLANO INSTALACIÓN FINAL.....	212
4	PLANO INSTALCIÓN ELÉCTRICA.....	213
5	PLANO DISPOSICIÓN VENTILADORES.....	214
6	PLANO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	215
7	PLANO PUNTOS DE LUZ.....	216
8	PLANO DE FUERZA.....	217
9	PLANO SOPORTE ESTRUCTURA CUBIERTA.....	218
10	PLANO ESTRUCTURA PANELES BOMBA SOLAR.....	219
11	PLANO PERFIL G1.....	220
12	ESQUEMA UNIFILAR ESCUELA.....	221
13	ESQUEMA UNIFILAR BOMBA SOLAR.....	222

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1	INTRODUCCIÓN.....	227
1.1	OBJETO DEL DOCUMENTO.	227
2	MEMORIA DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	229
2.1	Datos generales e identificativos de la obra	229
2.1.2	Topografía y entorno de la obra / edificación:	229
2.1.3	Subsuelo e instalaciones subterráneas:	229
2.1.4	Instalación proyectada.	229
2.1.5	Presupuesto de ejecución material de la obra.....	230
2.1.6	Duración de la obra y máximo número de trabajadores.	230
2.2	Consideración general de riesgos.	230
2.2.1	Situación de la edificación.	230
2.2.2	Topografía y entorno.....	230

2.2.3	Edificación proyectada.....	230
2.2.4	Materiales previstos en la construcción, peligrosidad y toxicidad de estos.....	230
3	NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES EN LA OBRA.....	231
4	ANÁLISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGO EN LAS FASES DE OBRA ...	232
5	PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS TÉCNICOS PARA UTILIZAR	234
5.1	Instalaciones	234
6	NORMAS GENERALES DE SEGURIDAD Y SALUD. DISPOSICIONES MÍNIMAS.....	235
6.1	Consideraciones generales aplicables durante la ejecución de la obra ...	235
6.2	Disposiciones mínimas generales de seguridad y salud a aplicar en las obras	235
6.2.1	Primeros auxilios.....	235
6.2.2	Caídas de altura.....	236
7	CUBIERTAS.....	237
7.1	Análisis de riesgos y su evaluación.....	237
8	INSTALACIONES.....	240
8.1	Instalación eléctrica en baja tensión, definición:.....	240
8.2	Prevención y ejecución segura de la instalación eléctrica en baja tensión.	243
8.3	Elementos auxiliares.....	244
8.4	Relación de equipos de protección individual.....	245

PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

1	CONDICIONES GENERALES LEGALES.....	250
1.1	Arbitrio y jurisdicción.....	250
1.2	Responsabilidades legales del contratista.....	250
1.2.1	Responsabilidad en la ejecución de las obras.....	250
1.2.2	Legislación social.....	250
1.2.3	Medidas de seguridad.....	251
1.2.4	Daños a terceros.....	251
1.2.5	Seguro de la obra.	252
1.3	Causas de rescisión del contrato.....	252
2	CONDICIONES FACULTATIVAS.....	254
2.1	Condiciones de seguridad y salud.....	254
2.1.1	Contratista.....	254

2.1.2	Trabajadores.....	254
3	CONDICIONES TÉCNICAS.....	256
3.1	Condiciones generales	256
3.1.1	Objeto.....	256
3.1.2	Calidad de los materiales.....	256
3.1.3	Pruebas y ensayos de materiales.....	256
3.1.4	Materiales no consignados en proyecto.....	256
3.1.5	Condiciones generales de ejecución.....	256
3.2	Condiciones que han de cumplir los materiales. Ejecución de las unidades de obra.....	257
3.2.1	Estructura metálica.....	257
3.3	Instalación eléctrica.....	257
3.3.1	Alcance del suministro.....	257
3.4	Características generales y calidad de los materiales.....	258
3.4.1	Condiciones generales de los materiales eléctricos.....	258
3.4.2	Identificación de conductores.....	259
3.4.3	Cuadros de mando y protección.....	259
3.4.4	Aparamenta eléctrica.....	259
3.4.5	Luminarias.....	260
3.4.6	Lámparas.....	260
3.5	Condiciones de ejecución y montaje.....	260
3.5.1	Condiciones generales de ejecución.....	261

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

1	OBJETO	266
2	CAMPO DE APLICACIÓN	267
3	NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	268
4	CARACTERÍSTICAS, COMPONENTES, CALIDADES Y CONDICIONES GENERALES DE LOS MATERIALES ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN.....	271
4.1	Definición y clasificación de instalaciones eléctricas.....	271
4.2	Componentes y productos constituyentes de la instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica.....	271
4.2.1	Generalidades.....	271
4.3.	Generador fotovoltaico.....	272
4.2.2	Células solares o fotovoltaicas	272
4.2.3	Módulos fotovoltaicos.....	273

4.3	Inversor	276
4.4	Tipos de inversores.....	278
4.4.1	Inversores de conmutación forzada o auto conmutados	278
4.5	Conductores.....	280
4.6	Estructura de soporte.....	282
4.7	Sistema o conjunto de protecciones	283
4.7.1	Toma de tierra.....	284
4.7.2	Protecciones contra contactos directos	284
4.7.3	Diferenciales.	284
4.7.4	Protecciones contra contactos indirectos.	285
4.7.5	Conductores eléctricos.	286
4.7.6	Conductores de protección.	286
4.7.7	Identificación de conductores.	288
4.7.8	Tubos protectores.	288
4.7.9	Canal protectora.	290
4.8	Control y aceptación de los elementos y equipos que conforman la instalación fotovoltaica aislada a red.	290
5	EJECUCIÓN O MONTAJE DE LA INSTALACIÓN	294
5.1	Consideraciones generales.	294
5.2	Comprobaciones iniciales.	295
5.3	Montaje de los elementos	295
5.4	Instalación de módulos fotovoltaicos	296
5.5	Condiciones que satisfacer en cuanto a la orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico.....	298
5.6	Instalación de inversores.	299
5.7	Instalación de equipos de medida.	300
5.8	Señalización.....	300
6	ACABADOS, CONTROL Y ACEPTACIÓN, MEDICIÓN Y ABONO	301
6.1	Acabados.	301
6.2	Control y aceptación.	301
6.3	Medición y abono.....	302
7	RECONOCIMIENTOS, PRUEBAS Y ENSAYOS.....	303
7.1	Reconocimiento de las obras.....	303
7.2	Pruebas y ensayo.	303
8	CONDICIONES DE MANTENIMIENTO Y USO	306

8.1	Condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones de energía solar fotovoltaica.....	307
8.2	Reparación y reposición.	309
9	INSPECCIONES PERIÓDICAS	311
9.1	Certificados de inspecciones periódicas.....	311
9.2	Protocolo genérico de inspección periódica.	312
9.3	Responsabilidad de las inspecciones periódicas.	312
9.4	Inspecciones periódicas de las instalaciones de producción de energía eléctrica.....	312
9.5	Inspecciones periódicas del resto de instalaciones eléctricas.....	312
9.6	Gravedad de los defectos detectados en las inspecciones de las instalaciones y de las obligaciones del titular y de la empresa instaladora.	313

PLAN DE MANTENIMIENTO

1	INTRODUCCIÓN.....	318
2	ELEMENTOS.....	319
2.1	Módulos fotovoltaicos	319
2.2	Conexiones y cableado.....	319
2.3	Inversor.	319
2.4	Estructuras.....	320
2.5	Elementos de la Instalación eléctrica.....	320
2.6	Infraestructuras y obra civil.	320
2.7	Elementos protección.	320
2.7.1	Fusibles.....	320
2.7.2	Diferencial.	321
2.7.3	Magnetotérmico	321
2.7.4	Seccionador de corte.	321
2.7.5	Protector de sobretensiones.	321
2.8	Bomba solar.....	321
3	FICHA PLAN DE MANTENIMIENTO.....	322
3.1	Ficha módulos fotovoltaicos.....	325
3.2	Ficha inversor y soportes.....	326
3.3	Ficha canalizaciones y elementos de protección.	327

3.4	Ficha bomba solar.	328
3.5	Plan de mantenimiento en francés.	329

PRESUPUESTO

1	INTRODUCCIÓN	333
2	PRESUPUESTOS PARCIALES.....	333
3	RESUMEN DEL PRESUPUESTO POR CAPÍTULOS.....	346

RESUMEN.

Este proyecto trata sobre el diseño de dos instalaciones fotovoltaicas independientes para suministrar agua y electricidad a un colegio situado en Gambia, aislado de la red eléctrica.

Para realizar este diseño se han evaluado las condiciones climáticas de la zona para conocer las necesidades que puede generar, con el propósito de sumarlo al cálculo del consumo diario que tendrá la escuela. Una vez realizado el estudio, se ha calculado el consumo diario del colegio, la potencia a generar por los paneles y cuantos de estos son necesarios.

Algo similar se ha hecho con el sistema de bombeo solar. En primer lugar se ha calculado la demanda diaria de agua, y se ha seleccionado la bomba para conocer el consumo diario de la bomba, y a partir de ahí poder proyectar la instalación fotovoltaica.

A continuación se han seleccionado todos los elementos que son necesarios para el funcionamiento de la instalación como cables, inversor eléctrico, elementos de protección.

Además, el proyecto cuenta con todos los planos necesarios para una mejor comprensión del tema; como poder ubicar donde está el colegio, la distribución de los aparatos eléctricos, la instalación eléctrica y estructuras de los paneles solares.

También, se ha realizado un plan de mantenimiento propio para el correcto funcionamiento de todos los elementos de instalación y finalmente, un presupuesto del coste total de ejecución del proyecto.

ABSTRACT

This project deals with the evaluation of two independent photovoltaic installations to supply water and electricity to a school located in Gambia, isolated from the electrical grid.

To carry out this design, the weather conditions of the area had been evaluated to know the needs that it can generate, with the purpose of add it to the calculation of the daily consumption that the school will have. Once the study has been carried out,

the daily consumption of the school, the power to be generated by the panels and the number of these have been calculated.

Something similar has been done with the solar pump system. First, the daily water demand has been calculated, and the pump has been selected to know the daily consumption of the pump, and from there, be able to project the photovoltaic installation.

Next, all the elements that are necessary for the operation of the installation such as cables, electric inverter, protection elements have been selected.

In addition, the project has all the necessary blueprints for a better understanding of the topic, such as being able to locate where the school is, the distribution of the electrical devices, the electrical installation and structures of the solar panels.

Also, there is the creation of an own maintenance plan for the correct operation for all the elements of installation and finally, a budget for the total execution cost of the project.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



MEMORIA

Estudio de instalaciones de abastecimiento de agua y luz en una escuela de Gambia

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

ÍNDICE MEMORIA

0	HOJA DE IDENTIFICACIÓN.....	1
1	OBJETO.....	2
2	ALCANCE.....	3
3	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....	4
4	ANTECEDENTES.....	7
5	NORMAS Y REFERENCIAS.....	8
5.1	Disposiciones legales.....	8
5.2	Programas de cálculo.....	9
5.3	Bibliografía.....	9
6	REQUISITOS DE DISEÑO.....	13
7	ANÁLISIS DE SOLUCIONES.....	15
7.1	Instalación fotovoltaica para el colegio.....	15
7.2	Instalación de la bomba solar para pozo.....	16
8	RESULTADOS FINALES.....	17
8.1	Instalación fotovoltaica escuela.....	17
8.2	Instalación de bomba solar.....	22
9	DIAGRAMA DE GANTT.....	25
10	ORDEN DE PRIORIDAD.....	26

MEMORIA.

0 HOJA DE IDENTIFICACIÓN.

PROYECTO	
Título:	Estudio de instalaciones de abastecimiento de agua y luz en una aldea de Gambia
Emplazamiento:	Garawolt Kuta, Gambia.
PETICIONARIO	
Nombre	Universidad de la Laguna.
Dirección	Cam. San Francisco de Paula, 19, 38203 La Laguna, Santa Cruz de Tenerife
AUTOR	
Nombre:	ALU:
Manuel López Dorta	au0101328409@ull.edu.es

Tabla 1. Hoja de identificación.

1 OBJETO.

El objeto de este proyecto es la planificación de una instalación aislada de la red, con el fin de abastecer con agua y electricidad una escuela situada al este de Gambia. Esto se ha llevado a cabo mediante dos instalaciones fotovoltaicas independientes.

La primera, generará la corriente eléctrica necesaria para abastecer el consumo requerido por el colegio y aula anexa a este; mientras que la segunda, alimentará la bomba que se encuentra sumergida en el pozo para la obtención de agua.

Dichas instalaciones se han planificado para poder autoabastecer de dos necesidades básicas para el desarrollo de la vida; como el caso de agua y electricidad, en un emplazamiento donde la red eléctrica es inexistente y el agua un recurso escaso para la población; debido a la falta de infraestructura tanto para su obtención, como su distribución.

En Gambia, alrededor del 60 % de la electricidad es generada por un buque aportado por la empresa turca Karadeniz Powership, que operan en un total de una doce de países, generalmente depauperados. Esto produce numerosas caídas en la red eléctrica del país en reiteradas ocasiones a lo largo de los días, y que a los lugares más alejados no llegue. Por lo tanto, con esta instalación, el colegio podrá ver sus necesidades eléctricas completamente abastecidas.

El proyecto surge a partir de la propuesta del director de colegio, solicitando la instalación de estos sistemas en el colegio con el fin de un generar un desarrollo en la calidad de la escuela, a través de una carta que se adjunta en el *Anexo III, apartado 4.1.*

2 ALCANCE.

Este proyecto constará de la información necesaria para la completa realización; así como el estudio de la producción de energía. Esto comprende:

- El desarrollo de los cálculos necesarios para dimensionar la instalación según la normativa vigente.
- El estudio y justificación de la disposición optimizada de los paneles en la cubierta: orientación de paneles, inclinación, pérdidas por sombras ...
- Realización de los planos necesarios de la instalación para su correcta ejecución.
- Justificación económica del proyecto mediante la realización de mediciones y presupuesto de ejecución material.
- Cálculos justificativos de la elección de cada componente, así como los correspondientes a la instalación eléctrica en corriente continua y alterna.

Quedando excluido:

- Detalles constructivos propios de la realización de un pozo, así como las excavaciones necesarias.
- Guía sobre el montaje de los paneles solares, así como de los distintos elementos de instalación.

3 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.

La escuela se encuentra situada en Garawolt Kuta, un pueblo situado al este de Gambia, a escasos metros de la frontera con Senegal; concretamente en las coordenadas $13^{\circ}23'03.7''N$ $13^{\circ}48'06.8''W$.

A continuación, se presentarán algunas imágenes referentes a la localización y elementos que se encuentran en los alrededores de la escuela.



Figura 1. Emplazamiento colegio desde vista aérea junto a Senegal.



Figura 2. Área colegio.

En la Figura anterior se presenta la vista aérea del colegio, el cual cuenta con una parcela de un total de 2650 m^2 . En la parte inferior izquierda de la Figura 2, se

encuentra zona de las clases. Esta, está dividida en tres habitaciones distintas; 2 con uso directo para la docencia y otra que corresponde a la sala de profesores. Además, a su derecha se encuentra un cuarto en el que los alumnos pueden estudiar, leer... y, por último, bajo una cubierta verde, la casa donde residen los maestros.

Aunque en la Figura 1 se pueda apreciar que el colegio se encuentra rodeado de abundante vegetación, esto se debe a la época del año en la que fueron tomadas las fotografías; ya que la vegetación a lo largo del año suele ser más escasa. Además, en sus alrededores, se aprecian hogares pertenecientes a los vecinos de la zona.

El pozo sobre en el que se encontrará sumergida se encuentra situado a aproximadamente a 40 metros del colegio.

A continuación, se mostrarán algunas imágenes del exterior del colegio, para así determinar el emplazamiento en el que se está trabajando



Figura 3. Colegio desde el exterior.



Figura 4. Entrada colegio.

En la figura anterior, se puede observar el exterior del colegio; así como la cubierta inclinada de chapa trapezoidal por la que está formada. Un detalle a tener en cuenta son las amplias aberturas al exterior en las paredes, las cuales permiten la entrada de luz durante el día.

El colegio se encuentra orientado en la dirección norte, Figura 5. La dirección norte vendrá determinada por la aguja roja; mientras que la sur la determinará la aguja blanca. Como resultado, la entrada del colegio se encuentra orientada en la dirección norte.



Figura 5. Orientación colegio.

4 ANTECEDENTES.

Actualmente, la escuela sobre la que se está realizando el proyecto cuenta con 151 alumnos, 63 niños y 88 niñas. Además, cuenta con el precedente de encontrarse en un emplazamiento aislado de la red eléctrica del país; por lo que todas aquellas labores que requieran el uso de corriente eléctrica no pueden ser llevadas a cabo. Es por ello, que el director de la escuela, el 16 de octubre de 2023, solicitó a través de una carta, la instalación de dos sistemas independientes de generación de electricidad, para así poder cubrir las necesidades de corriente.

Respecto al sistema de obtención de agua, la escuela cuenta actualmente con un pozo que fue construido años atrás, pero en el cuál la bomba de agua solar que se encontraba ha tenido que ser sustituida debido a un fallo.

Proyectos similares a este han sido desarrollados en la zona con la instalación de bombas solares para pozos y paneles, con el fin de suministrar electricidad a colegios y centros de salud de la zona principalmente.

El presente proyecto ha sido solicitado en cooperación con la ONG MamanAfrica (Organización No Gubernamental) y la Universidad de La Laguna (ULL). Este, se encuentra dentro de los proyectos de cooperación internacional impulsados por la universidad, cuya misión principal es promover el liderazgo, empoderamiento y estudios, mediante la financiación y realización de distintas actividades con la finalidad de una mejora en la calidad de vida con de las poblaciones con las que trabajan; por norma, poblaciones no pertenecientes a la Unión Europea.

Además, sirven para sensibilizar y dar a conocer la realidad y necesidades de los países con los que se trabajan, ofreciéndonos la oportunidad de reflexionar sobre el impacto tan positivo que se puede llegar a generar en estas poblaciones, gracias a los estudios y proyectos desarrollados en múltiples ámbitos.

5 NORMAS Y REFERENCIAS.

5.1 Disposiciones legales.

En referencia a las disposiciones legales y normativas aplicadas para la realización de cálculos, diseño, planos... necesario para la redacción y desarrollo del proyecto se ha llevado a cabo con el uso de la normativa española y europea, para así asegurar un correcto funcionamiento de la instalación. Hay que destacar que todos los elementos que forman la instalación son materiales de primeras calidades y certificados bajo el sello de la normativa correspondiente.

- [1] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas a red del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE, febrero de 2009.
- [2] Departamento de Expresión Gráfica de la Escuela de Ingenierías Industriales: Cajetín para planos de proyectos de Oficina Técnica
- [3] UNE-HD 60364-7-712:2017 *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV)*. AENOR.
- [4] UNE 50-132-94: *Documentación. Numeración de las divisiones y subdivisiones en los documentos escritos*, AENOR.
- [5] UNE-HD 60364-5-52:2022 *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones*.
- [6] UNE 20003:1954 *Cobre-tipo recocido e industrial, para aplicaciones eléctricas*. AENOR.
- [7] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, *por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, siendo de utilidad los apartados ITC-BT-40 referente a la puesta a tierra en instalaciones y la ICT-BT-40 referente a instalaciones generadoras de baja tensión*.
- [8] *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*, Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, B.O.E. N.º 224 publicado el 18/9/2002.
- [9] UNE 82100 - 0 a 13: *Magnitudes y unidades*, AENOR. .

5.2 Programas de cálculo.

Para la realización de los cálculos necesarios, así como simulaciones y otras tareas necesarias para el desarrollo del proyecto, se ha optado por la utilización de los siguientes recursos para trabajar con la mayor calidad y presión posible.

AutoCAD: su utilización ha sido en referencia a la realización de planos necesarios para el desarrollo del proyecto.

SolidWorks: su utilización ha sido en referencia a la realización de comprobaciones de las estructuras planteadas.

Microsoft Excel: su utilización ha sido en referencia a la realización de cálculos, tablas y gráficos.

Microsoft Word: su utilización ha sido en referencia a la redacción del proyecto.

Google Maps: su utilización ha sido en referencia a la localización y conocimiento de la zona de realización del proyecto.

K2 Systems: utilizado para la estructura de los paneles.

5.3 Bibliografía.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red (2009). *[Recurso electrónico]*. <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de>

Boletín Oficial del Estado, Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC. (2023). *[Recurso electrónico]*. https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo

Weather Spark. (2024). Temperatura en Song Kunda. *[Recurso electrónico]*. <https://es.weatherspark.com/y/31793/Clima-promedio-en-Sun-Kunda-Gambia-durante-todo-el-a%C3%B1o>

Geographical Information System,(2014).*[Recurso electrónico]*.https://re.jrc.ec.europa.eu./pvg_tools/es/

Monedero Andrés, J. (2017). *Fundamentos de energía solar. Sistemas fotovoltaicos*

Universidad de Sevilla. (2024). Memoria de cálculo. *[Recurso electrónico]*.
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4928/fichero/2.+MEMORIA+DE+C%C3%81LCULOS%252F2.+MEMORIA+DE+C%C3%81LCULOS.pdf>

Linde Material Handling. (2024). ¿Baterías de Litio-Ion o Baterías de Plomo-Ácido?
[Recurso electrónico].

<https://www.lindemh.es/es/AcercadeLinde/Blog/diferenciasbaterialitiobateriaplomo/#:~:text=Las%20bater%C3%ADas%20de%20plomo%20%C3%A1cido,no%20es%20necesario%20su%20cambio>

Auto Solar. (2024). Inversores Híbridos. *[Recurso electrónico]*. <https://autosolar.es/inversores-hibridos>.

CPI Store. (2024). Elementos de protección líneas eléctricas. *[Recurso electrónico]*.

<https://www.cpi.com.ar/notas/elementos-de-proteccion-de-instalaciones-electricas-stahl/>

Damia Solar. (2024). Kit bombeo solar. *[Recurso electrónico]*.
<https://www.damiasolar.com/kits-bombeo-solar/>

Generador de precios España. (2024). Coste mano de obra. *[Recurso electrónico]*.

https://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Solar_fotovoltaica.html#gsc.tab=0

Sitios web de fabricantes y distribuidores:

- Selección de paneles solar. <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios>
- Selección inversor. <https://autosolar.es/inversores-24v>
- Selección de baterías y módulo back- up. <https://solar.huawei.com/es/>
- Selección líneas eléctricas. <https://es.prysmian.com/>

- Selección línea eléctrica tramo corriente continua.

<https://coelectrix.com/producto/cable-solar-h1z2z2-k-4mm2>.

- Selección cuadro protección CA.

https://elalmacenfotovoltaico.com/es/cuadros-y-protecciones/730-cuadro-estanco-superficie-4-modulos-ip65-ide.html?_gl=1*1n24cgn*_up*MQ..&gclid=CjwKCAjwgpCzBhBhEiwAOSQWQTxeTMT4ImmMnfdZg2PN1eCRooU2JCjvhvAqJDtp4qx6crlHnJk5RBhoC3ggQAvD_BwE

- Selección interruptor diferencial.

<https://www.automation24.es/interruptor-diferencial-siemens-5sv3314-6>

- Selección interruptor magnetotérmico.

<https://www.se.com/es/es/product/A9K17216/acti9-ik60n-interruptor-magnetot%C3%A9rmico-2p-16a-curva-c-6ka/>

- Selección canalización instalación escuela.

<https://madridramossierra.es/material-de-instalacion/tubos-accesorios/tubo-eco-revi-libre-de-halogenos-m-20-gris-rollo-100m>

- Selección canalización cable tierra instalación escuela.

<https://leonesaindustrial.com/producto/vehiculoindustrial/faycom/fayc-2ffa200202-2dadr>.

- Selección elementos estructura.

<https://carlosalcaraz.com/>

<https://www.leroymerlin.es/>

https://elalmacenfotovoltaico.com/es/?gclid=CjwKCAjwgpCzBhBhEiwAOSQWQV3d7F3BzKHP9_yaX5WBZ5sJ9pKhvWz4rB9NyrNwKAnQutF3HstnKBoCwwQQAvD_BwE

- Selección bomba solar. <https://solarbex.com/comprar/bomba-solar-sumergible-2110-ebosun/>

- Selección luminaria clase. https://www.lighting.philips.es/prof/luminarias-de-interior/colgante/colgante-lineal/keyline-suspendida/LP_CF_SM350C_EU/family

- Selección luminaria sala profesores. https://www.lighting.philips.es/prof/luminarias-de-interior/colgante/colgante-de-fuente-puntual/customcreate/LP_CF_PT520T_EU/family

- Selección conector MC4.

<https://www.leroymerlin.es/productos/energias-renovables/energia-solar/soportes-cables-y-protecciones/conectores-macho-y-hembra-para-cable-solar/conectores-mc4-paneles-solares-89896702.html>

- Selección ventilador <https://www.leroymerlin.es/productos/calefaccion-y-climatizacion/ventiladores/ventiladores-de-pie-industriales-y-de-pared/ventilador-de-pared-bastilipo-con-mando-a-distancia-45-w-blanco-clase-de-eficiencia-energetica-b-86154711.html>

- Selección impresora. <https://www.brother.es/impresoras/impresoras-inyeccion-tinta/mfc-j6940dw>

- Selección cocina eléctrica. <https://www.thulos.com/es/th-ce1582-cocina-electrica-portatil-2-quemadores-1000w-1000w-thulos-th-ce1582>

- Selección frigorífico. <https://www.worten.es/productos/frigorifico-1-puerta-mini-bar-candy-cctos-542xhn-f-estatico-85-cm-109-l-inox-7400348>

6 REQUISITOS DE DISEÑO.

La dimensión del proyecto vendrá determinada por las necesidades a cubrir y el número de personas a las que va dirigido.

En primer lugar, nos encontramos con una escuela en la cual se imparte docencia para aproximadamente 150 alumnos, por lo que se deberá seleccionar la luminaria y elementos eléctricos necesarios acorde a las necesidades que se puedan generar. También se deberá atender a factores ambientales como la temperatura, horas de sol...que puedan influir en el número de elementos y sus horas de uso; para así poder realizar una estimación de consumo diario más precisa. Además, se deberá de añadir y estudiar los elementos necesarios para el correcto funcionamiento de un sistema aislado de la red.

Todas las cubiertas están formadas por planchas metálicas trapezoidal con una inclinación de 18° , sobre las cuales irán anclados los paneles junto a los soportes; sin embargo, los paneles referentes a la bomba solar irán colocados en el suelo, rodeado por un vallado metálico como elemento de protección, debido a que al encontrarse en el suelo pueden llegar a sufrir daños y resultan de fácil manipulación.

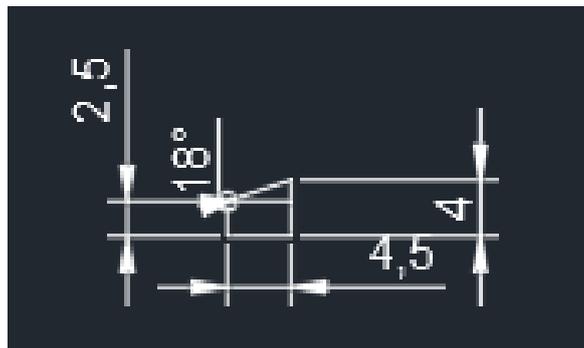


Figura 6. Grado inclinación cubierta.

Respecto al sistema de obtención de agua a través de una bomba solar, lo primero que se deberá calcular para el dimensionado del sistema es una estimación del consumo diario de agua por persona y a cuántas de estas va dirigido, aproximadamente 400 personas.

Una vez obtenido este resultado, se debe seleccionar la bomba solar que más se adecúe a los requerimientos, para el posterior dimensionado de la instalación de paneles solares encargados de la energía requerida por la bomba.

La bomba estará en funcionamiento durante 8 horas, por lo que se deberá proyectar la extracción de agua para ese intervalo de tiempo.

7 ANÁLISIS DE SOLUCIONES.

Tal y como se nombró en el apartado de *Objeto*, la finalidad del proyecto será el diseño de dos instalaciones generadoras de corriente, aisladas a la red. Por lo tanto, el proyecto contará con dos instalaciones fotovoltaicas totalmente independientes una de la otra.

La primera generará la corriente necesaria para cubrir la demanda de energía de escuela; mientras que la segunda, alimentará la bomba solar.

A continuación, se enumerarán los elementos que forman estas instalaciones y la función que desempeñan.

7.1 Instalación fotovoltaica para el colegio

La instalación fotovoltaica para el colegio estará formada por:

- Paneles solares.
- Inversor
- Batería

PANELES SOLARES.

Los paneles solares son el principal elemento de la instalación. Son dispositivos capaces de captar la radiación solar, transformándola en corriente continua. El elemento captador de la radiación solar es la célula fotovoltaica de los paneles.

Una vez las células de los paneles han producido la corriente continua, esta es transportada a través del sistema de línea eléctrica hasta el inversor.

INVERSOR.

El inversor es el elemento encargado de transformar dicha corriente continua, en corriente alterna, que será transportada hasta el cuadro de protección, para posteriormente ser repartida por los distintos elementos que la requieran. Cabe destacar que hay casos en los que a las instalaciones se les añade baterías, como en esta; por lo que el inversor además se encargará de cubrir la demanda de la instalación con el llenado de las baterías.

BATERÍA.

Al tratarse de una instalación aislada de la red, se deberán instalar baterías. Estas serán las encargadas almacenar el excedente de energía producida por los paneles solares, con el fin de ser utilizarla posteriormente durante las horas que no hay luz solar y la instalación fotovoltaica no produce energía, o cuando la demanda resulta mayor que la capacidad de producción y se necesita un apoyo.

7.2 Instalación de la bomba solar para pozo.

La instalación de la bomba solar contará con:

- Paneles fotovoltaicos.
- Bomba de agua solar.
- Elemento de control.

A diferencia de la instalación para la escuela, la producción de energía de los paneles irá directamente a la alimentación de la bomba solar de agua.

BOMBA SUMERGIBLE.

En este caso, será necesaria la instalación de una bomba solar sumergible. A este grupo pertenecen todas aquellas bombas cuya instalación es en una determinada altura bajo el nivel del suelo. Además, resultan ser las más utilizadas para la extracción de agua en pozos, gracias a su capacidad de extracción de agua en poco tiempo.

ELEMENTO DE CONTROL.

La controladora aportará todos los datos de funcionamiento necesarios sobre el funcionamiento de la instalación. Aquí se podrán apreciar los valores referentes al consumo de la bomba, caudal extraído en tiempo real, indicador de depósito lleno / depósito vacío y poder apagar y encender la bomba cuando sea necesario.

8 RESULTADOS FINALES.

8.1 Instalación fotovoltaica escuela

Para poder abastecer todas las necesidades planteadas en los apartados anteriores, se presentarán a continuación los distintos elementos seleccionados para el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

En primer lugar, la instalación fotovoltaica de la escuela estará formada por 5 paneles solares del modelo JA Solar JAM 72S20 de 460 Wp (potencia pico), con el fin de abastecer un consumo diario de 8,841 (kWh/día). Los paneles se encontrarán fijados a la cubierta mediante una estructura de soporte formada por perfiles G1, con sus correspondientes anclajes en la cresta de la chapa trapezoidal, y sujeciones entre los paneles. Además, la cubierta cuenta con una inclinación de 18° y se encuentra orientada en dirección sur.

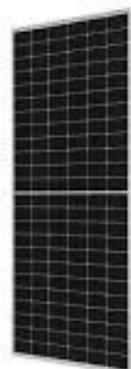


Figura 7. Panel JA Solar JAM 72S20 460 Wp.

Los paneles solares JA Solar JAM 72S20 de 460 Wp cuentan con los siguientes valores de trabajo.

Datos paneles solares		
		Valor nominal
Potencia nominal	W_p	460
Tensión en circuito abierto	V_{OC}	50,01
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	11,45
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{MPP}	42,13
Corriente en el punto máxima potencia	I_{pm}	10,92
NOCT	h_m	45
Coefficiente de temperatura – tensión en circuito abierto	βV_{OC}	-0,272
Coefficiente de temperatura / corriente de cortocircuito	αI_{SC}	+0,044
Coefficiente de temperatura potencia	γP_m	-0,350

Tabla 2. Datos paneles.

Una vez las células de los paneles han generado la corriente eléctrica esta es transportada mediante el cable PRYSUN 1x 4 mm^2 , para cada uno de los conductores, hasta el inversor híbrido Huawei SUN2000L-3.68KTL. Este dispositivo es el encargado de transformar la corriente continua procedente de los paneles, en corriente alterna para su posterior distribución por toda la escuela. Al mismo tiempo, cuenta con la característica de ser regulador de corriente, lo que permitirá que el excedente de corriente generado se almacene en la batería.



Figura 8. Cables PRYSUN tramo continua 1x 4 mm².



Figura 9. Inversor híbrido Huawei SUN2000L-3.68KTL.

Este inversor presenta los siguientes parámetros de funcionamiento:

Datos del inversor		
		Valor nominal
Potencia nominal CC (kW)		3,680
Potencia fotovoltaica máxima recomendada (kWp)	P_{pv}	5,520
Rango de tensión CC, MPP (V)	V_{dc}	90-560
Tensión de CC máx. admisible (V)	$V_{dc,max}$	600

Corriente en el punto máxima potencia	$I_{dc,max}$	12,5
Factor de distorsión de la tensión fotovoltaica	U_{pp}	<3%

Tabla 3. Datos del inversor.

Aquella corriente que ha sido generado por lo paneles y no es demandada en ese instante por la instalación eléctrica de la escuela, será dirigida a las baterías. Este, será el dispositivo encargado del almacenamiento de corriente, sirviendo de apoyo en la instalación en aquellas situaciones que la generación sea inferior a demanda. Concretamente se ha optado por el modelo LUNA2000-5-S0, del propio fabricante Huawei, con una capacidad de almacenamiento de 5 kW. Además, deberá llevar incorporado el módulo back – up, ya que se trata de una instalación aislada de la red eléctrica.



Figura 10. Batería Huawei LUNA2000-5-S0.



Figura 11. Módulo back up.

Para el tramo de línea eléctrica del inversor a batería se utilizará al mismo cable desde los paneles hasta el inversor; ya que sigue tratándose de corriente continua; mientras que del inversor al cuadro general de protección se optará por el cable AFUMEX CLASS 3G4 de 4 mm^2 ; ya que en este tramo ya se trata de corriente alterna, siendo la sección de cable de tierra a su vez 4 mm^2 para ambos tramos de corriente.



Figura 12. Cable Afumex 3G4 tramo alterna con sección $3 \times 4 \text{ mm}^2$.

Todos los cables se encuentran dentro de canalizaciones de PVC, fijadas a cubierta y pared, con un diámetro de 20 mm; mientras que el cable de tierra irá canalizado de forma independiente a través de un tubo con diámetro de 12 mm

En cuanto a las protecciones de los circuitos, se ha optado por dividirlos en las correspondientes a corriente continua y alterna.

En el tramo de corriente continua será únicamente necesario la instalación del fusible, con su correspondiente porta fusible; mientras que el tramo de corriente alterna será necesaria la instalación del interruptor diferencial y magnetotérmico. Cabe destacar que no será necesaria la instalación del seccionador de corte, ni del protector de sobretensiones, debido a que ya los trae integrados el propio inversor.



Figura 13. Fusible y porta fusible para el tramo de corriente continua.



Figura 14. Interruptor diferencial.



Figura 16. Interruptor magnetotérmico.

8.2 Instalación de bomba solar

Para el caso de la instalación de la bomba solar para la extracción se agua del pozo, se ha optado por el modelo de bomba solar sumergible 2.110, de la empresa Ebosun; ya que cumple con las características mínimas de diseño, como el caso del caudal de extracción mínimo ($2,5 \text{ m}^3/h$), y la altura hasta la que debe de ser elevado. Esta bomba estará dirigida por la Controladora Q200 del propio fabricante Ebosun, donde se podrán observar todos los parámetros de funcionamiento.



Figura 16. Bomba sumergible Ebosun 2.100.



Figura 17. Elemento controlador bomba.

La corriente que permita el funcionamiento de la bomba procederá de una nueva instalación formada por 7 paneles solares independientes a la instalación de la de la escuela; aunque se trabajará con el mismo modelo de panel. Para este caso no será necesario la instalación del inversor; ya que, al tratarse de una bomba híbrida, puede trabajar tanto con corriente continua como alterna.

Las secciones de las líneas eléctricas corresponderán al cable PRYSUN 1x 4 mm^2 para cada uno de los conductores y todo el tramo de continua. Estos cables irán canalizados a de un tubo de PVC de 40 mm que irá enterrado por el suelo; siendo la sección de cable de tierra a su vez 4 mm^2 .

Con respecto a las protecciones, se instalará un fusible con su portafusibles correspondiente, un seccionador de corte y un protector de sobretensiones.



Figura 18. Protector de sobretensiones.



Figura 19. Seccionador de corte.

Los paneles se encontrarán bajo una estructura de soporte formada por perfiles G1, y distintos elementos de anclaje y sujeción, como el caso de presores centrales y laterales para asegurar una correcta sujeción de los paneles. Además, la estructura se encontrará anclada a unos lastres de hormigón que se encuentran en el suelo.

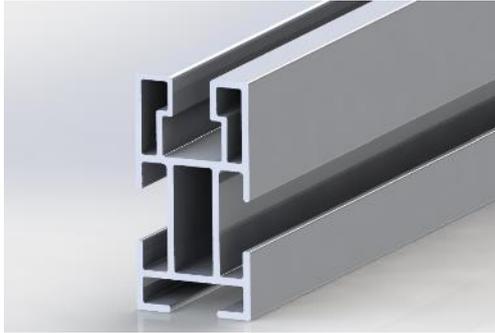


Figura 20. Perfil G1



Figura 21. Estructura de paneles anclados al suelo.

Para cada una de las instalaciones, se ha diseñado un plan de mantenimiento en el que se establecen las labores a realizar, así como su periodicidad, con el fin de mantener ambas instalaciones en su óptimo punto de trabajo y asegurar que todos los elementos que las forman funcionan correctamente

Todo lo nombrado anteriormente presenta unos gastos de ejecución material de 10.237,12 €. A los que, sumándole los gastos generales, presupuesto de seguridad y salud, impuestos y beneficio industrial deriva en un precio final de **13.717,80 €**.

9 DIAGRAMA DE GANTT.

A continuación, se presentará un diagrama de Gantt, en el que vendrán detallados los plazos de montaje de cada una de las dos instalaciones realizadas en el proyecto.

La duración total será de 7 días; siendo necesarios 3 para llevar a cabo la instalación fotovoltaica de la escuela, y 4 para la instalación de la bomba solar.

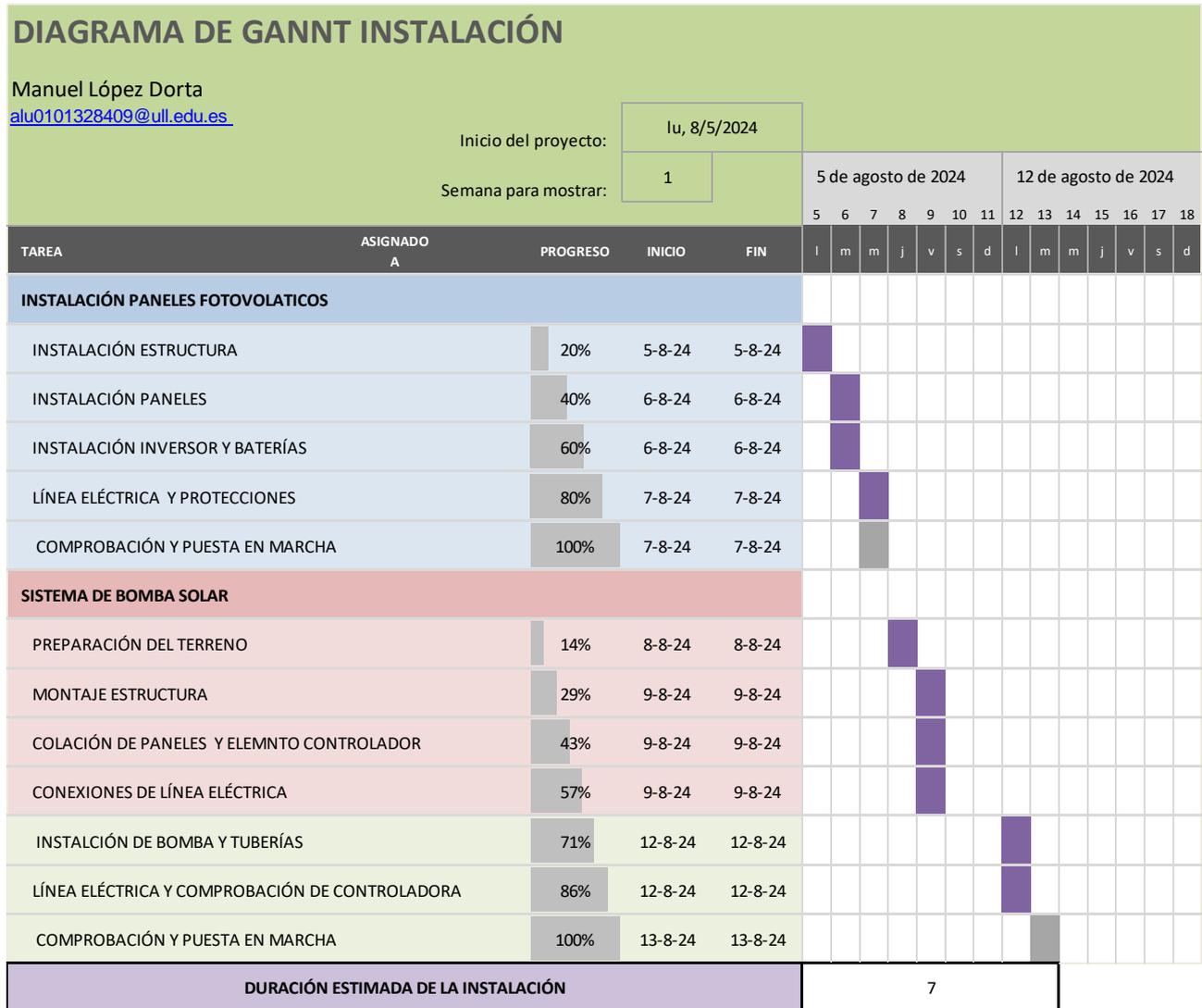


Figura 22. Diagrama de Gantt.

10 ORDEN DE PRIORIDAD.

El orden de prioridad de los documentos a seguir en el proyecto será el siguiente:

1. Planos.
2. Pliego de condiciones.
3. Presupuesto.
4. Memoria.

Quedando así, como el orden asignado en caso de alguna contradicción o duda a la hora de iniciar el montaje de ambas instalaciones.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



ANEXO I: CÁLCULOS FOTOVOLTAICA

Estudio de instalaciones de abastecimiento de agua y luz en una escuela de Gambia

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

ANEXO I: CÁLCULOS FOTOVOLTAICA

1	DIMENSIONADO DEL SISTEMA.	31
1.1	Introducción.	31
1.2	Datos climáticos y atmosféricos.	31
1.2.1	Temperatura.	31
1.2.2	Nubes.	33
1.2.3	Horas de sol.	34
1.3	Estimaciones de consumo.	35
2	ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN.	37
2.1.1	Estudio de paneles fotovoltaicos.	37
2.1.2	Cálculo de pérdidas adicionales.	54
2.2	Inversor.	59
2.3	Disposición de los paneles solares.	61
2.3.1	Módulos en serie.	64
2.3.2	Módulos en paralelo.	66
2.4	Acumulador.	66
3	ESTRUCTURA.	70
3.1	Estructuras fijas sobre cubiertas.	70
3.2	Simulaciones de estructuras.	71
3.2.1	Modelo K2 Systems.	71
3.2.2	Propuesta personal.	72
4	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.	86
4.1	Secciones corrientes continua.	87
4.1.1	Método intensidad.	87
4.1.2	Caída de tensión en lado de CC.	91
4.1.3	Conclusión.	92
4.2	Secciones corrientes alterna.	93
4.2.1	Método intensidad.	93
4.2.2	Método caída de tensión.	94
4.2.3	Conclusión.	95
4.3	Batería.	95
4.4	Criterio de cortocircuito.	95
4.5	Resumen secciones.	96
4.6	Toma de tierra.	97
4.7	Canalizaciones.	98
4.8	Protecciones.	101

4.8.1	Corriente continua.....	101
4.8.2	Corriente alterna.	104

ANEXOS I: CÁLCULOS FOTOVOLTAICA

1 DIMENSIONADO DEL SISTEMA.

1.1 Introducción.

En este apartado, se procederá a realizar el dimensionado del sistema fotovoltaico para la escuela; si bien, primero se expondrán algunos factores ambientales a tener en cuenta en el dimensionado del sistema.

1.2 Datos climáticos y atmosféricos.

Los siguientes apartados vienen definidos para la zona de Song Kunda, región en la que se encuentra el colegio.

1.2.1 Temperatura.

Gambia cuenta con un clima tropical de la sabana, que se caracteriza por calor durante todo el año, independientemente de que se trate de la estación húmeda o seca. Este estudio también resultará útil para así poder hacer las estimaciones de la potencia media diaria consumida por el colegio teniendo en cuenta los dispositivos con los que cuenta, su consumo y horas de actividad.

Como ya se nombró anteriormente, está zona se caracteriza por un clima con temperaturas generalmente altas en las que destacar que la temporada cálida, tiene una duración de 2,6 meses; iniciando el 10 de marzo, y finalizando el 29 de mayo. La temperatura máxima promedio diaria para estas fechas es más de 38 °C. El mes más cálido del año es mayo, con una temperatura máxima promedio de 39 °C y mínima de 27 °C.

La temporada de temperaturas más bajas dura 2,5 meses, del 9 de julio al 26 de septiembre, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 33 °C. El mes más frío del año es diciembre, con una temperatura mínima promedio de 19 °C y máxima de 34 °C.

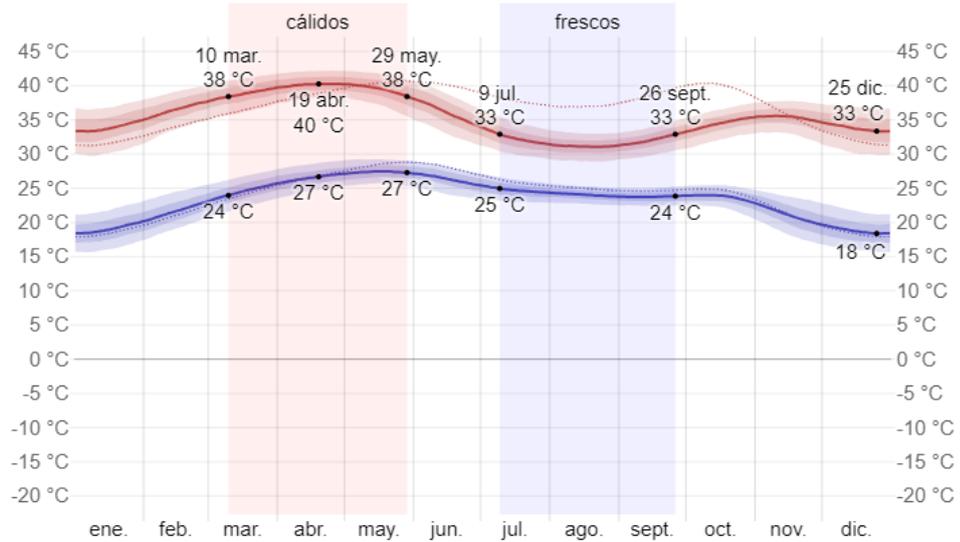


Figura 1. Temperaturas medias anuales.

Como se puede apreciar en la siguiente Figura, la temperatura media a lo largo del año resulta ser superior a 25° C.

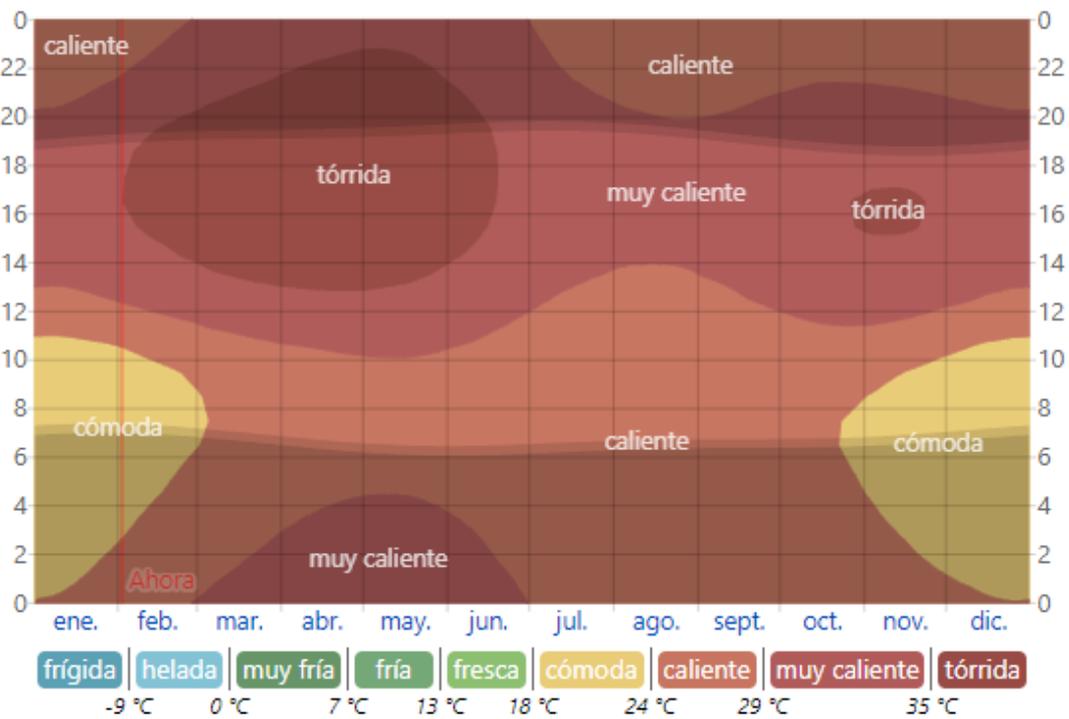


Figura 2. Temperatura anual.

1.2.2 Nubes.

Con respecto a las nubes, se puede apreciar que el porcentaje de cielo cubierto varía bastante a lo largo del año, esto será un factor determinante a la hora de dimensionar la instalación, ya que la irradiancia dependerá directamente de esto, en gran parte.

La parte más despejada del año en comienza aproximadamente el 13 de noviembre; dura 7,3 meses y se termina aproximadamente el 21 de junio.

El mes más despejado del año es marzo, durante el cual en promedio el cielo está despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 61 % del tiempo.

La parte más nublada del año comienza aproximadamente el 21 de junio; dura 4,7 meses y se termina aproximadamente el 13 de noviembre.

El mes más nublado del año es septiembre, durante el cual en promedio el cielo está nublado o mayormente nublado el 75 % del tiempo. Se podría pensar que para los meses más nublados no sería del todo conveniente la instalación de paneles fotovoltaicos; pero esto realmente no influirá demasiado, ya que, aunque los rayos del sol no incidan completamente sobre el panel, que haya luminosidad los paneles seguirán generando energía, eso sí, la irradiancia será menor.

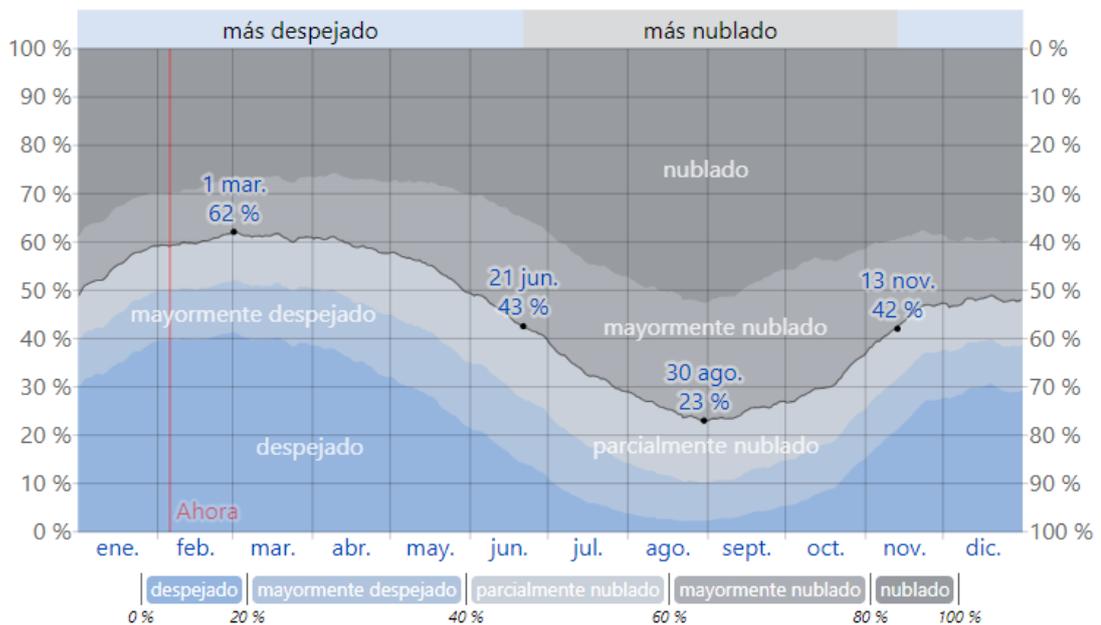


Figura 3. Nubes.

1.2.3 Horas de sol.

La duración del día varía durante el año. En 2024, el día más corto es el 21 de diciembre, con 11 horas y 20 minutos de luz natural; el día más largo es el 20 de junio, con 12 horas y 55 minutos de luz natural.

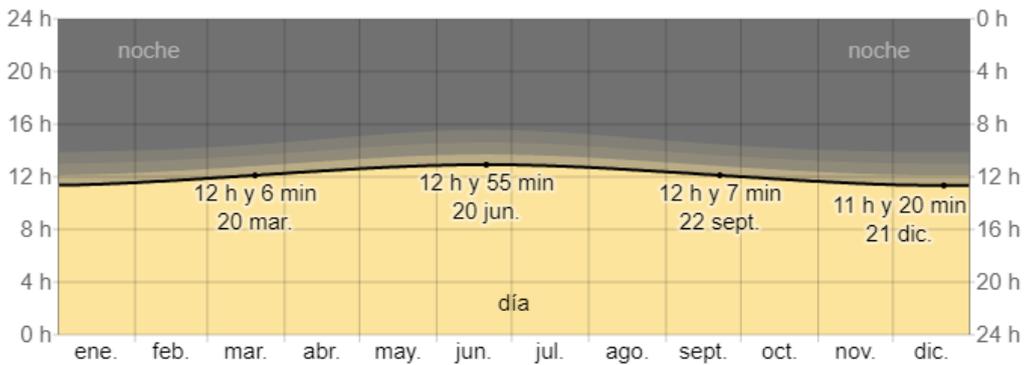


Figura 4. Horas medias solares.

La salida del sol más temprana es a las 6:27 el 2 de junio, y la salida del sol más tardía es 55 minutos más tarde a las 7:22 el 24 de enero. La puesta del sol más temprana es a las 18:25 el 20 de noviembre, y la puesta del sol más tardía es 1 hora y 2 minutos más tarde a las 19:26 el 9 de julio.

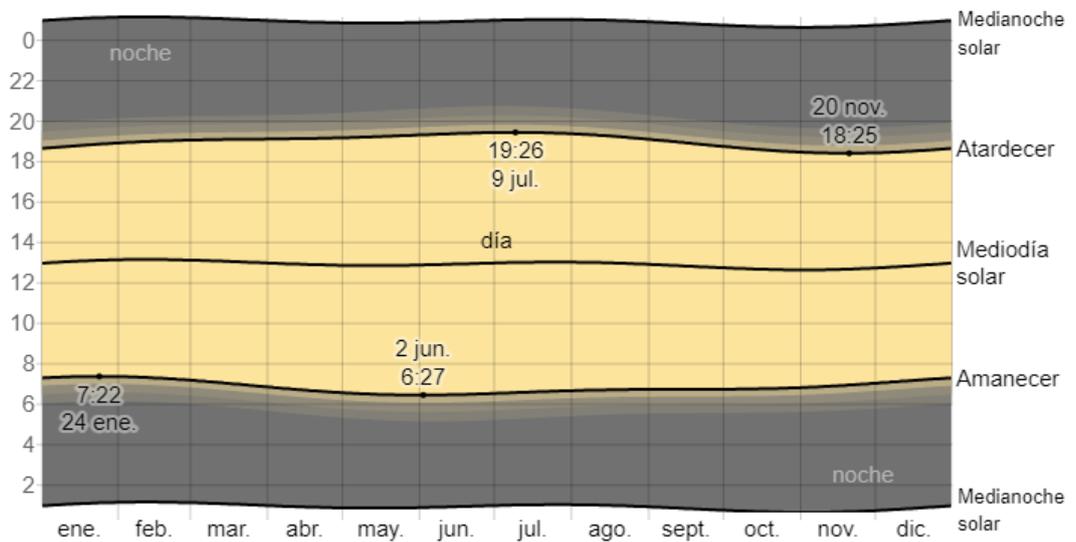


Figura 5. Salida/ puesta de sol.

Tras la obtención de estos datos se ha podido determinar que se trata de un emplazamiento con unas características totalmente adecuadas para la colocación

de los paneles, viéndose en gran parte reflejado por las numerosas horas de luz que se tienen durante el transcurso del año.

1.3 Estimaciones de consumo.

Una vez conocidos los factores ambientales de la zona y las necesidades que pueden generar, se calculará el consumo de potencia media diaria consumida en el colegio, a partir de los datos de consumo de cada uno de los elementos que la forman.

El primer cálculo por realizar será la estimación de consumo diario, representado como ED (estimado diario) (W / día). Para este, se tendrán en cuenta los valores de consumo de cada uno de los dispositivos que se centran el colegio, como es el caso de: impresora, ventiladores, ordenador, bombillas LED.... y las horas de funcionamiento aproximadas de cada uno de estos.

Un detalle a tener en cuenta en la figura (Figura 3), es que las clases cuentan con bastante espacio abierto al exterior. Si a esto se le suman las numerosas horas de luz diarias que se tienen en el colegio durante el transcurso del horario lectivo, las horas de actividad del alumbrado no resultarán elevadas. Todo lo contrario, sucede con los ventiladores, los cuáles debido a las altas temperaturas a lo largo del año, estarán en funcionamiento la gran parte de las horas lectivas.

A continuación, se mostrará una tabla con los datos de consumo de cada elemento, así como sus horas de funcionamiento. Esta tabla mostrará el consumo aproximado de la instalación en un día; pero cabe destacar que el consumo real diario será menor que el proyectado, ya que las horas de consumo reales de algunos elementos resultarán menores.

Elemento	Potencia(W)	Nº. elementos	Total (W)	Horas de uso	Potencia diaria
PHILIPS Keyline suspendida	19	12	228	6	1368
PHILIPS Customs Create	40	1	40	6	240
Ventilador	45	13	585	7	4095
Ordenador	300	1	300	2	600
Impresora	29	1	29	0.5	14.5
Impresora en reposo	9	1	9	7.5	67.5
Cocina eléctrica	2000	1	2000	1	2000
Frigorífico	19		19	24	456
TOTAL (W)			3210	TOTAL(Wh/día)	8841

Tabla 1. Estimación de consumo diario

Como resultado final se ha obtenido una energía media consumida por la instalación (ED) de 8,841 kWh/día.

2 ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN.

2.1.1 Estudio de paneles fotovoltaicos.

Una vez conocido el consumo medio diario por parte de la escuela, se procederá al cálculo del número de paneles necesario para abastecer dicho consumo.

A continuación, se mostrarán algunos de los paneles estudiados para su posible instalación en la escuela. Esto se ha hecho analizando los distintos modelos que este ofrece, dependiendo de su capacidad de producción, voltaje, intensidad, precio... con el fin de encontrar el que mejor se adapte a las necesidades planteadas.

Modelo	Potencia pico(Wp)	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Precio(€)
Longi Hi-Mo	540-560	49.50-50.10	13.85-14.10	200-210
JA Solar JAM 72S20	445-470	49.56- 50.31	11.32-11.53	110-140
Solar ERA	200	44.5	5.81	130

Tabla 2. Características paneles.

Una vez estudiados los parámetros de trabajo de los paneles, se llevará a cabo un análisis de sus características con el fin de seleccionar el más adecuado para la instalación.

En primer lugar, se analizará la capacidad de producción de cada uno. El modelo Longi Hi-Mo, tiene una capacidad de producción de 540- 560 Wp, siendo esta la mayor de todas; frente a los 445-470 Wp del modelo JA Solar JAM 72S20 y 200 Wp del modelo Solar Era. Este último, será el primero en descartarse ya que su capacidad de producción resulta bastante inferior a la de los otros dos modelos planteados, y su precio es muy similar al del modelo JA Solar; por lo que no resultaría del todo económica su instalación.

De forma similar, con el modelo Longi Hi-Mo se obtienen las mismas conclusiones; ya que su precio resulta claramente superior al de JA Solar. Esto se debe principalmente, a que su potencia pico es superior, lo que puede llegar a generar el ahorro de 1 panel a la hora de dimensionar instalación; sin embargo, al ser la diferencia de precio entre uno y tan notable, no resultará más económico.

Por lo tanto, modelo seleccionado es el JA Solar JAM 72S20 con capacidad de producción de 460 Wp y unas dimensiones de 2112 x 1052 x 35 35mm

Para conocer el número de paneles necesarios para abastecer la instalación, el principal requerimiento será el cálculo de la energía media consumida en la instalación, como ya se hizo previamente. Una vez obtenida, se seguirá el modelo tal y como se muestra en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.

En primer lugar, se acudirá a la página web PVGIS, de la cual se obtendrán valores como el ángulo óptimo de inclinación de los paneles dependiendo de su emplazamiento y el ángulo de azimut. También se podrán obtener los datos de irradiancia media que serán indispensables para su cálculo.

Antes de comenzar con los cálculos, se definirán algunos términos nombrados como el caso del ángulo de inclinación y azimut:

- Ángulo de inclinación β : ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

- Ángulo de azimut α : ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

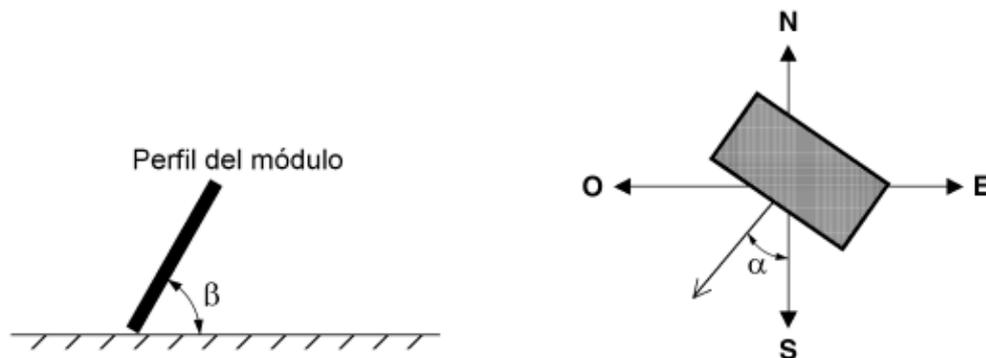


Figura 6. Representación de ángulos de inclinación y azimut.

A continuación, se pasará a mostrar los resultados obtenidos según el PVGIS sobre la inclinación óptima de los paneles, así como la irradiancia media mensual.

	Ángulo de inclinación (β)	Ángulo de azimut (α)
--	-----------------------------------	-------------------------------

PVGIS	16	3
Colegio	18	0

Tabla 3. Comparación inclinaciones óptimas y reales.

	Horizontal	18 °
Enero	174.188125	204.86
Febrero	180.376875	200.765
Marzo	217.77	225.936875
Abril	220.559375	212.804375
Mayo	215.87625	197.525
Junio	191.22375	172.338125
Julio	177.750625	162.941875
Agosto	165.9975	158.293125
Septiembre	168.61	169.4225
Octubre	182.565625	196.50875
Noviembre	170.845	197.088125
Diciembre	169.603125	203.06875

Tabla 4. Valores de irradiancia sobre plano horizontal y ángulo de 18°.

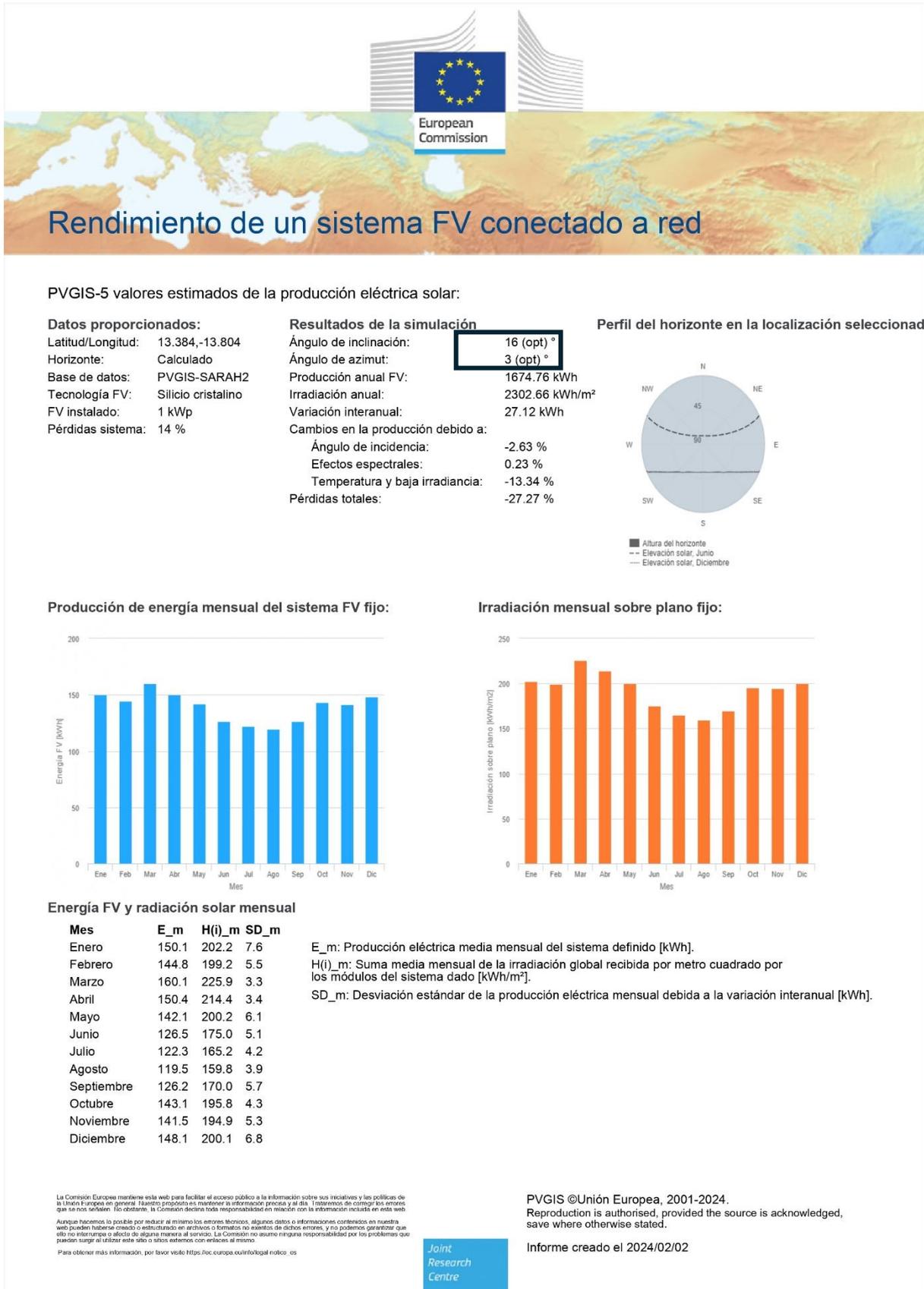


Figura 7. Datos de inclinación y azimut óptimos.

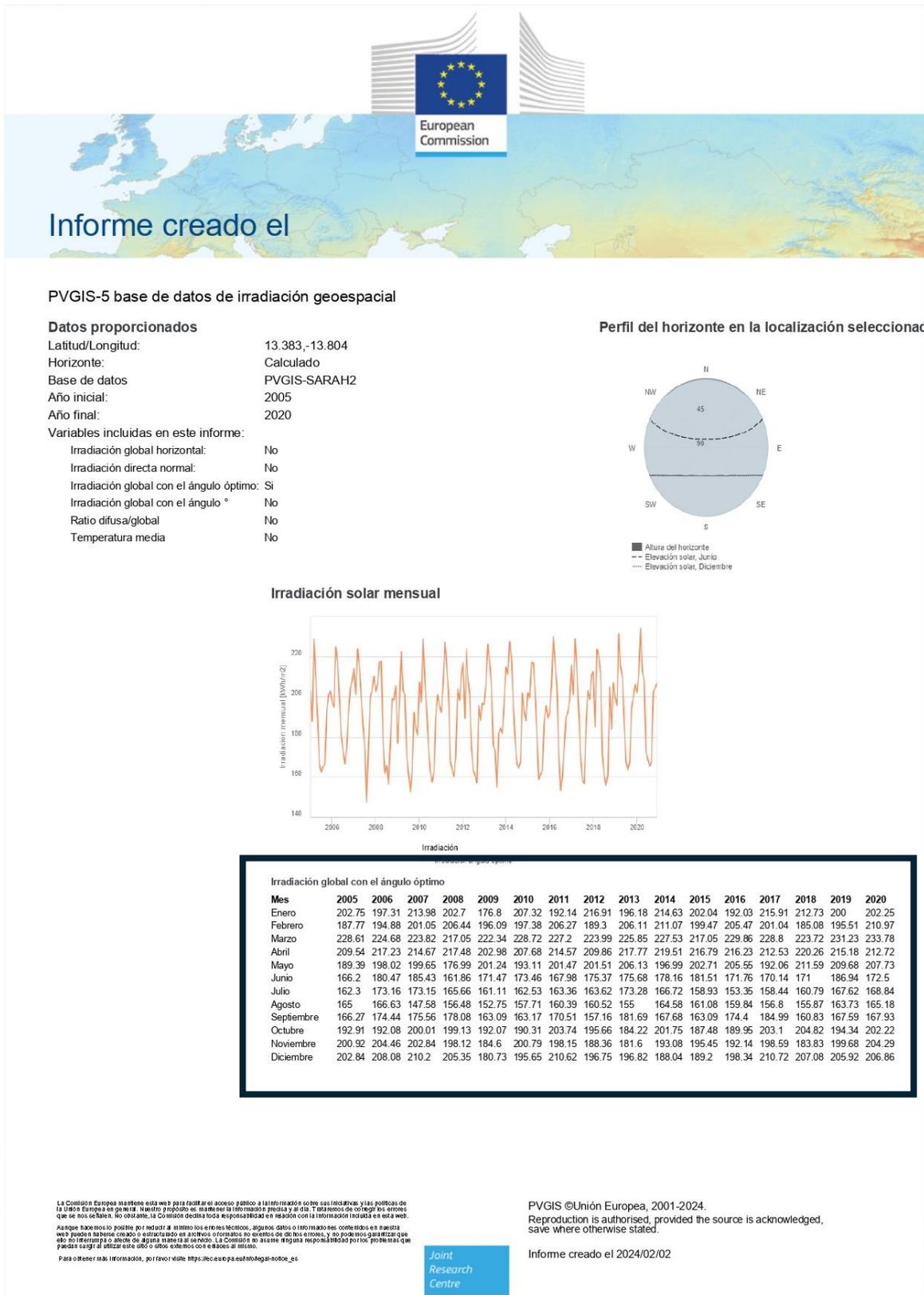


Figura 8. Datos de irradiancia mensual en el plano horizontal.

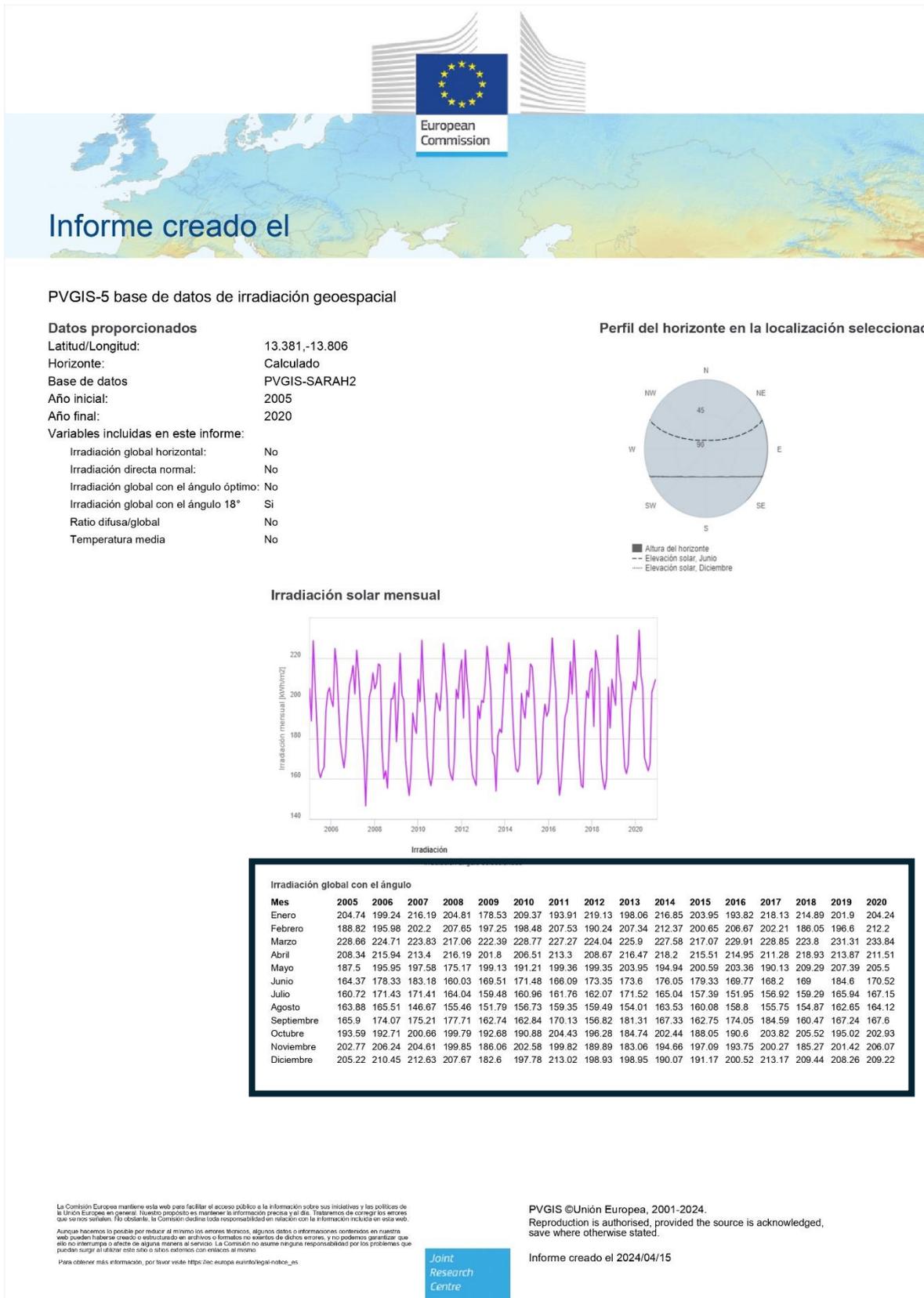


Figura 9. Datos de irradiancia mensual para irradiancia 18°.

Una vez obtenidos los datos en PVGIS, se puede apreciar que el mes con los valores más bajos de irradiancia media es agosto. Esto justamente coincide con la imagen referente a las nubes mostrada en el apartado de requisitos de diseño, en el que se comentó que agosto era el mes con mayor porcentaje día de nubes, por lo que además se puede verificar que, aunque haya nubes, se sigue recibiendo potencia del Sol. Por lo tanto, se desarrollarán los cálculos con los valores de irradiancia obtenida en agosto, para así asegurar que siempre se cumple la demanda de energía necesaria.

Para el dimensionado del sistema. se emplearán dos métodos. El primero es el desarrollado por el IDAE(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía); y el segundo, un procedimiento alternativo en el que se tomarán los valores pertenecientes a los elementos seleccionados.

A continuación, se expondrán los dos métodos de diseño.

2.1.1.1 Procedimiento IDAE.

Antes de pasar a los cálculos se definirán algunos conceptos que deberán de ser utilizados posteriormente tal y como vienen definidos en el IDAE

Según se establece en el pliego de condiciones, todos los cálculos que se desarrollarán a continuación son con el fin de obtener la potencia mínima del generador. Esta potencia corresponde a lo mínimo que deberán ser capaces de producir los paneles solares de la instalación para poder abastecer el consumo necesario.

Potencia mínima del generador ($P_{mp,min}$)

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR} \quad (1.1)$$

Donde:

- $G_{CEM} = 1 \text{ kWh/ m}^2$.
- $E_D =$ consumo expresado en kWh/ día.

Para la obtención de la potencia mínima del generador, se deberán obtener primero los valores de $G_{dm}(\alpha, \beta)$, (irradiancia media diaria sobre el plano del generador) y el valor de PR (rendimiento energético de la instalación). A continuación, se presentarán las definiciones de los valores necesarios

$G_{dm}(0)$: Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/ (m^2 día).

$G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$: Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$): en kWh/ (m^2 día). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/ (m^2 día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado y inclinación.

Factor de irradiación (FI): porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha=0^\circ, \beta_{opt}$). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por: $FI = 1[1,2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]$, en aquellos casos en los que $\beta > 15$.

Factor de sombreado (FS): porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$. En el caso de esta instalación al no tener ningún elemento que le produzca sobre, dicho coeficiente resultará 1.

Rendimiento energético de la instalación (PR): nos da la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño; viene dado por la ecuación (1.2). Los valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR = 0,7$ y, con inversor y batería, $PR = 0,6$. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor $PR = 0,7$ y con inversor y batería $PR = 0,6$.

$$PR = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp}} \quad (1.2)$$

Este factor considera las pérdidas energéticas debidas a:

- La temperatura.
- Líneas de corriente.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética de elementos como el regulador, baterías...
- La eficiencia del inversor.

Consumo estimado diario (E_D).

A continuación, se mostrará una tabla con todos los valores correspondientes a las definiciones anteriores. El estudio se llevará a cabo teniendo en cuenta los valores del mes de agosto; debido a que resulta ser el mes en el que las condiciones son las más desfavorables.

Cálculo de potencia mínima del generador.			
Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
Localidad		Garawolt Kuta	
Latitud		13°23'03.8"N	
Longitud		13°48'06.8"W	
E_D	kWh/ día	8, 841	Consumo diario estimado.
Periodo de diseño	Agosto		Mes con menor irradiancia media diaria.
α_{opt}	°	3	Dato óptimo según PVGIS.
β_{opt}	°	16	Dato óptimo según PVGIS.
α	°	180	Dato orientación cubierta.

β	°	18	Dato de inclinación cubierta.
$G_{dm}(0)$	kWh/ (m ² mes).	165,99	Valor de irradiación media horizontal.
$G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		158,29	Valor de irradiación con ángulo óptimo.
FI		0,99	$FI = 1 * [1,2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]$
FS		1	
PR		0,6	Valor estimado de inversor + batería.
K		0,95	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} = \frac{158,29}{165,99}$
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/ (m ² mes).	156,11	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * FI * FS * K$
$P_{mp,min}$	kWp	2,92	$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR}$

Tabla 5. Cálculo potencia mínima del generador.

Una vez obtenida potencia mínima del generador (2,91 kWp) se procederá al cálculo del número de paneles necesarios. Este cálculo se realizará a partir del dato de la potencia de producción de los paneles JA Solar JAM72S20 (460 W).

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
$P_{mp,min}$	kWp	2,92	
$P_p panel$	Wp	460	
N.º de paneles		6,36	$N^{\circ} = P_{mp,min} / P_p panel$

Tabla 6. Cálculo nº paneles necesarios.

Por lo tanto, el resultado obtenido es de 6,36 paneles; en cambio, para asegurar de que se llega a la demanda de consumo, se considerarán 7 paneles.

2.1.1.2 Método alternativo.

El proceso anterior se ha hecho siguiendo los datos aportados por el IDAE en su pliego de condiciones; en cambio, analizando lo redactado, se ha podido observar que hay algunas cuestiones de este pliego que con el paso del tiempo se han ido quedando en desuso, o han ido mejorando y evolucionado con el paso del tiempo.

Un ejemplo claro de esto es el caso de los acumuladores, con los que se entrará en profundidad más adelante, pero para los que el IDAE recomienda el uso de plomo-ácido, y eso es algo que hoy en día es difícil de encontrar en nuevas instalaciones. Otro punto escaso de la eficiencia del sistema (PR), para la que se nos recomienda un valor promedio de 0.6. Este coeficiente que se queda un tanto bajo con respecto a las mejoras en paneles e inversores

En este apartado se planteará el cálculo del PR real de la instalación, atendiendo a los valores aportados por los fabricantes de los sistemas seleccionados y el cálculo de los parámetros calculados con anterioridad, así como una comparativa entre ambas eficiencias. Empezaremos con la presentación de la fórmula la cual nos debería de dar un resultado final de PR entre 0,9 -0,8 para sistemas actuales. Todos los valores que se mostrarán a continuación sobre los parámetros de trabajo de los paneles se encuentran recogidos en el apartado de ficha técnica.

$$PR = PR_{TEMP} * PR_{FRE} * PR_{CC} * PR_{DIS} * PR_{INV} \quad (1.3)$$

Donde:

PR_{TEMP} : coeficiente de rendimiento con la temperatura. Los módulos fotovoltaicos disminuyen su potencia según aumenta su temperatura. Las pérdidas por temperatura típicas de un módulo convencional están en torno a un 0,45%/°C, es decir, por cada grado centígrado que aumenta la temperatura de un módulo fotovoltaico, se pierde un 0,45% de su potencia. Este coeficiente se calcula según:

$$PR_{TEMP} = 1 - (T_{pm} - 25)C_{TEMP} \quad (1.4)$$

Sabiendo que:

- $C_{TEMP} = 0,0043^{\circ}C^{-1}$ y
- $T_{pm} = \left(\frac{Gd}{h}\right)(NOCT - 20)/800 + T_{md}$

El valor de NOCT lo aporta el propio fabricante de paneles y corresponde a la temperatura de operación normal de los módulos, 45°C. Gd corresponde a la irradiancia en dicho mes, h a la duración media del día en el mes de estudio, y Tmd a la temperatura media diurna. Por lo tanto, conocidos todos estos valores obtenemos que:

$$T_{pm} = \left(\frac{147,55}{12,5}\right)(45 - 20)/800 + 28 = 28,368 \quad (1.5)$$

Entonces:

$$PR_{TEMP} = 1 - (28,368 - 25) * 0,0043^{\circ}C^{-1} = 0,985$$

PR_{FRE} : coeficiente de rendimiento por pérdidas de Fresnel.

Las pérdidas Fresnel son las producidas por reflexiones oblicuas en el vidrio del panel fotovoltaico y en las células. Estas pérdidas cambian durante el día según el ángulo de inclinación del sol y son mayores en sistemas fijos que en sistemas con seguimiento. Como este dato cambia durante el día y dependiendo del tipo de seguimiento solar, se utilizan tablas con valores medio. Transmitancia normalizada de un módulo fotovoltaico en función del ángulo de incidencia de la radiación:

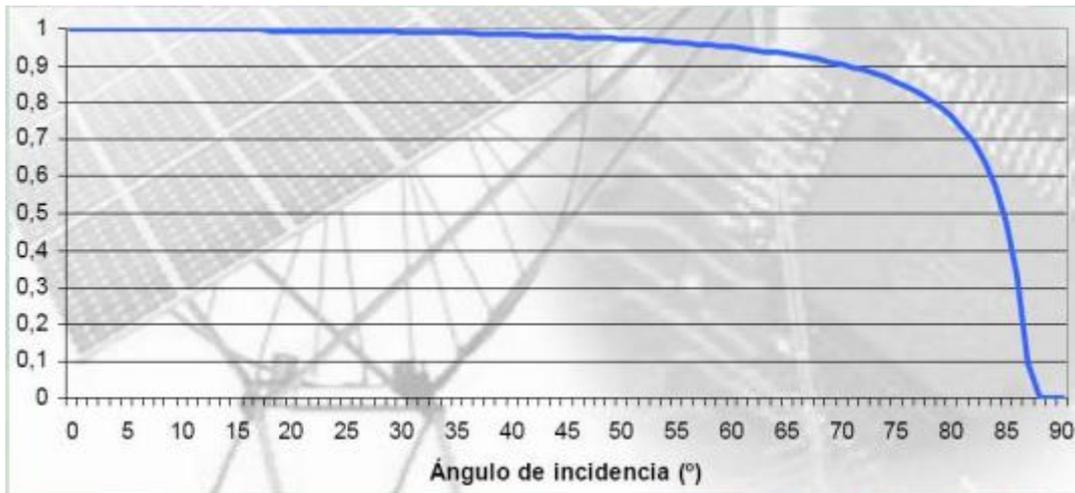


Figura 9. Tabla coeficiente Fresnel.

Como el ángulo de incidencia en los paneles es de 18 °, obtenemos un valor aproximado de 0,99

PR_{CC} : coeficiente de rendimiento por pérdidas de sistema en serie. Corresponde a las pérdidas por efecto Joule en el cableado, así como en las conexiones, fusibles y caídas de tensión en los diodos. Un valor aproximado para una instalación fotovoltaica bien diseñada es estimar estas pérdidas en torno al 2,5% ($PR_{CC} = 0.975$)

PR_{DIS} : coeficiente de rendimiento por pérdidas de dispersión. Las pérdidas por dispersión son aquellas debidas a las diferencias en la energía producida entre los módulos fotovoltaicos de una instalación. Estas diferencias son ocasionadas por falta de homología, distintos grados de suciedad, dispersión de temperatura, etc. entre los módulos de la instalación. Un valor aproximado es estimar estas pérdidas en torno al 2% ($PR_{DIS} = 0,98$) si se ha realizado clasificación previa de los módulos por corriente o hasta del 4% si no se ha hecho ($PR_{DIS} = 0,96$).

PR_{INV} : coeficiente de rendimiento por pérdidas de inversor (conversión CC/CA). Las pérdidas por transformación de corriente continua a corriente alternan, dependen de la curva de eficiencia del inversor utilizado en la instalación y del patrón de generación eléctrica de los módulos fotovoltaicos. Una curva típica es (eficiencia frente a Potencia AC/Potencia CC):

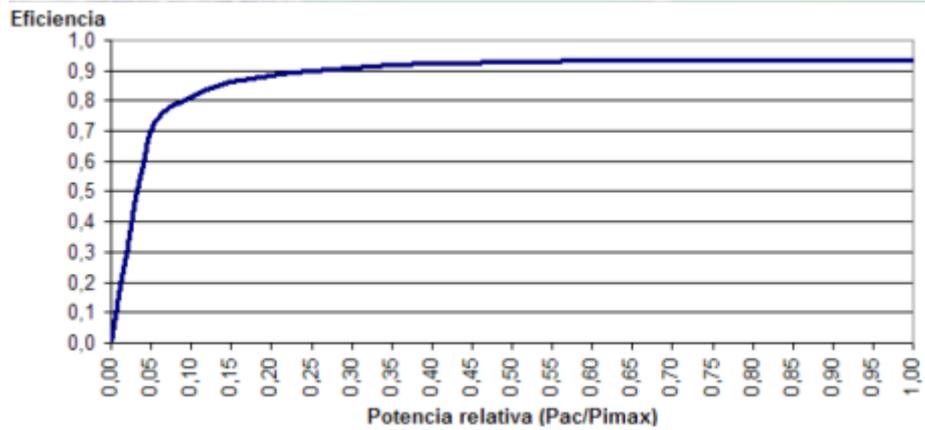


Figura 10. Coeficiente inversor.

Se deberá de calcular la relación de la potencia de entrada y salida del inversor, estos datos se encuentran en su ficha técnica. Conociendo la entrada de CC máxima recomendada (5520 Wp), y la de salida en alterna (3680 W) obtenemos un cociente igual a 0,6666. Se buscará dicho valor en la figura, y se obtiene una eficiencia de 0,93 aproximadamente.

Por lo tanto, se obtiene que:

$$PR = 0,985 * 0,99 * 0,975 * 0,96 * 0,93 = 0,86 \tag{1.6}$$

Una vez obtenidos todos los valores anteriores, y calculados en su correspondiente fórmula, se obtiene un resultado final de 0,86. Este resultado se encuentra dentro de los valores esperados de PR (0,8 – 0,9), por lo tanto, se procederá a seguir con los cálculos necesarios para obtener el número de paneles de la instalación.

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
Localidad		Garawolt Kuta	
Latitud		13°23'03.8"N	

Longitud		13°48'06.8"W	
E_D	kWh/ día	8, 841	Consumo diario estimado.
Periodo de diseño	Agosto		Esto se debe a que es el mes con menor irradiación según PVGIS.
α_{opt}	°	3	Dato óptimo según PVGIS.
β_{opt}	°	16	Dato óptimo según PVGIS.
α	°	0	Dato orientación cubierta
β	°	18	Dato de inclinación cubierta
$G_{dm}(0)$	kWh/ (m ² mes).	158,29	Valor de irradiación media horizontal
$G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$	kWh/ (m ² mes).	158,29	
FI		0,976	$FI = 1 * [1,2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]$
FS		1	

PR		0,86	Valor calculado recientemente.
K		0,95	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} = \frac{158,29}{165,99}$
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	(°C):	156,11	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * FI * FS * K$
$P_{mp,min}$	kWp	2,03	$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR}$

Tabla 7. Cálculo potencia mínima del generador.

Y con los datos de funcionamiento de los paneles:

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
$P_{mp,min}$	kWp	2,03	
$P_p panel$	Wp	460	
Nº de paneles		4,43	$N^{\circ} = P_{mp,min} / P_p panel$

Tabla 8. Cálculo nº paneles necesarios.

Se ha podido comprobar que, con el cálculo del PR alternativo, la instalación necesitará 5 paneles; dos menos de los calculados la primera vez. A continuación,

se planteará de forma gráfica una comparación entre el consumo medio mensual del colegio, y la potencia mensual que se produce con los 5 paneles con un PR de 0,86 frente a la que se hubiese producido si usáramos los 7 paneles con dicho PR.

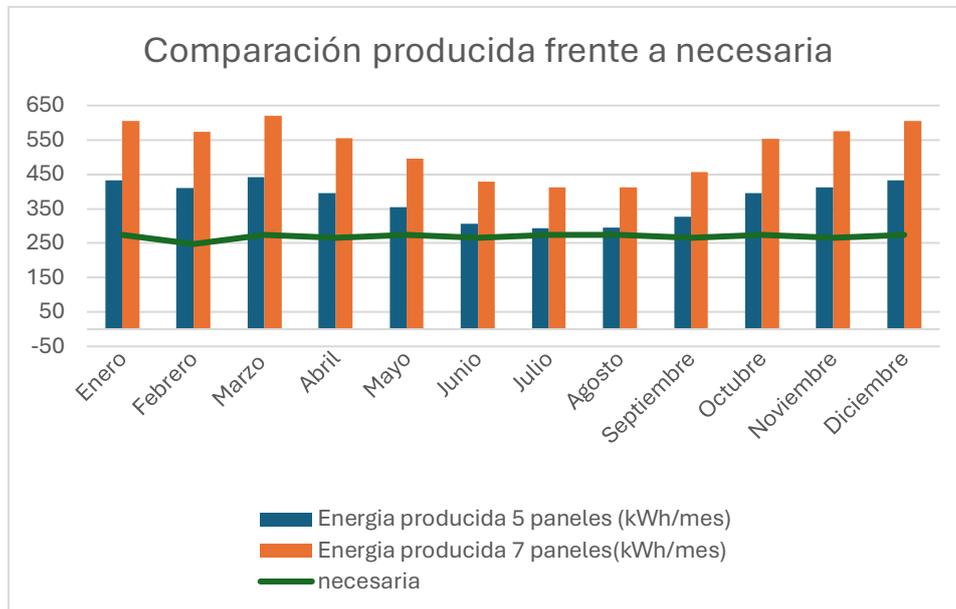


Figura 11. Comparación generación por ambos métodos con PR real.

Tras analizar la gráfica, se puede corroborar que el cálculo de nuevo PR es adecuado realizarlo; ya que con la eficiencia 0,6 la instalación quedaría sobredimensionada hasta el punto de que, en los meses de octubre a mayo, el valor de energía producida llegará a duplicar la producción la energía requerida.

A continuación, se plantea la comparativa de producción entre ambos métodos, en la que se podrá comprobar que para ambos casos de estudio cumple, siendo más económica y ajustada a la actualidad la que trabaja con eficiencia de 0,86.

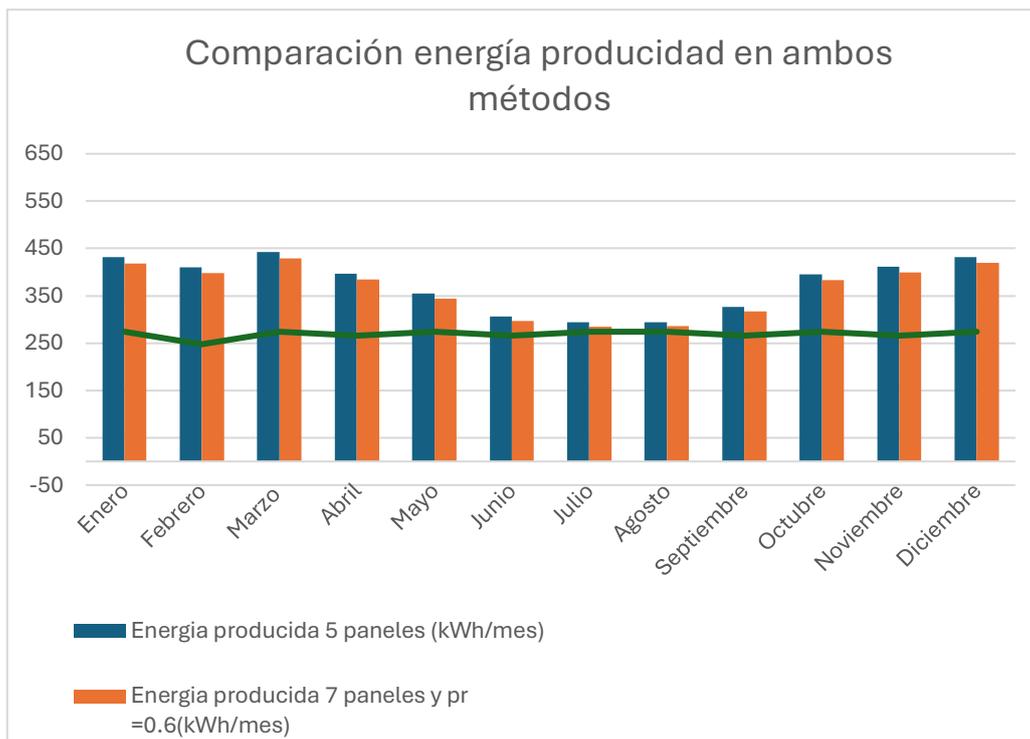


Figura 12. Comparación producción con distinto PR.

2.1.2 Cálculo de pérdidas adicionales.

En los sistemas generadores fotovoltaicos de energía, no solo se tienen pérdidas únicamente debidas a la eficiencia del sistema (PR); sino que también hay otros factores que pueden influir en estas que serán determinantes en el valor de producción final del sistema.

A continuación, se cuantificarán otras pérdidas que surgen en la instalación debido a su orientación, sombras, disponibilidad...

2.1.2.1 Pérdidas por orientación e inclinación.

De acuerdo con el procedimiento descrito en el PCT (Pliego de Condiciones Técnicas), se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo con las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para esto, el diagrama de pérdidas por inclinación, que realmente está hecho para una latitud de, de 41° N, por lo que con la siguiente fórmula se procederá a hacer una corrección de las inclinaciones máximas y mínimas para nuestros paneles

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \tag{1.7}$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \tag{1.8}$$

Para el caso general, las pérdidas máximas son del 10 %, para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %, Por tanto, nuestro límite de pérdidas estará comprendido en la región del 90%-95%.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut $\alpha = 0^\circ$, nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima, esto se obtendrá a partir de la siguiente imagen:

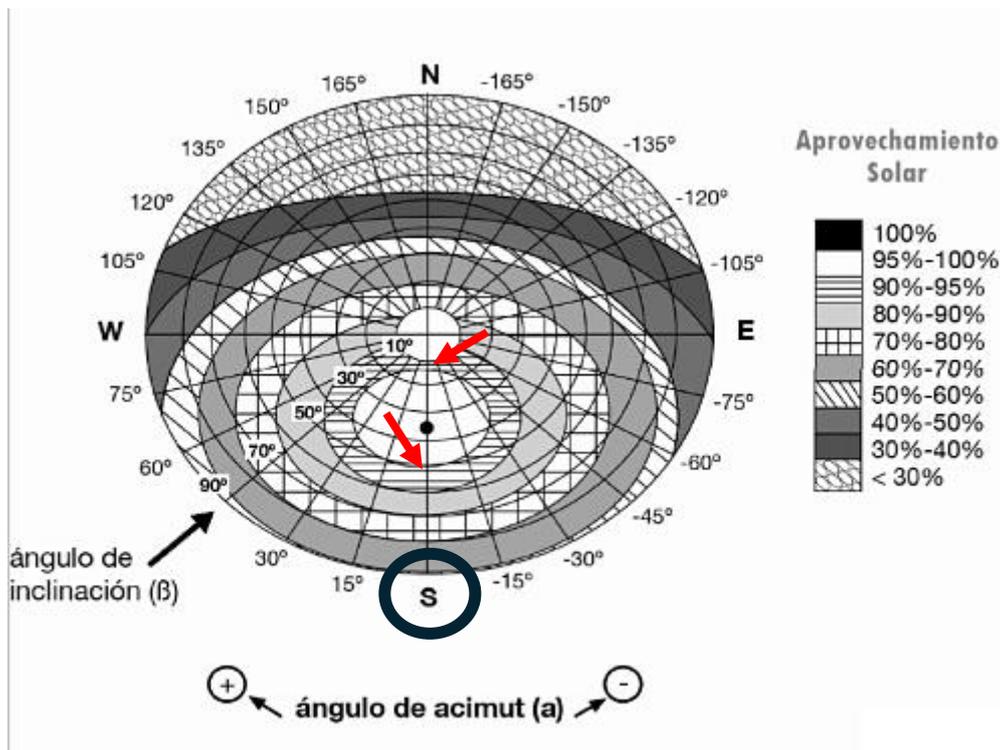


Figura 13. Diagrama pérdidas por orientación e inclinación

La forma de utilización de este diagrama es la siguiente, los valores que se encuentran rodeando el círculo son los grados del azimut, mientras que los ángulos de inclinación vienen dados por los pequeños círculos del interior. Para nuestro caso, se ha marcado el ángulo de azimut como 180° o 0° sobre la dirección sur. Podemos observar que nuestro ángulo de inclinación (18°), se encuentra dentro de la zona recomendada de un 95-100%, que como se nombró anteriormente entrará en los valores óptimos para inclinación por lo que ahora calcularemos los valores máximos y mínimos para que las pérdidas no sean mayores al 5% en la instalación. Se deberá hacer mediante la siguiente fórmula, que hace la corrección para la latitud deseada, ya que este diagrama está hecho para una latitud de 41° .

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 13) = 33^\circ \quad (1.9)$$

Inclinación mínima = $15^\circ - (41^\circ - 13) =$ el resultado sale negativo, por lo que se toma 0° como valor mínimo.

Por tanto, podemos afirmar que las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta a la óptima son menores al 10%.

Como se indica en el pliego, las pérdidas se podrán cuantificar para casos donde la inclinación es la misma durante todo el año como:

$$\text{Pérdidas (\%)} = FI = 100 * [1,2 * 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] = 2,7 \%$$

Como resultado final se ha obtenido que las pérdidas debido a la inclinación de los paneles resultan de un 2,7 %.

A continuación, se aportará una tabla con las pérdidas cuantificadas para dependiendo de la producción mensual de la instalación

Mes	Energía producida 5 paneles (kWh/mes)	Pérdidas inclinación (kWh/mes)
Enero	408.4170904	11.02726144
Febrero	399.883727	10.79686063
Marzo	450.1769641	12.15477803
Abril	423.9616441	11.44696439
Mayo	393.5665873	10.62629786
Junio	343.4612662	9.273454188
Julio	324.7724864	8.768857133
Agosto	315.5795057	8.520646655
Septiembre	337.7285057	9.118669655
Octubre	391.6773103	10.57528738
Noviembre	392.8774393	10.60769086
Diciembre	404.7992769	10.92958048
Total		123.8463487

Tabla 9. Pérdidas mensuales por inclinación.

2.1.2.2 Pérdidas por sombras.

Con respecto a las pérdidas por sombra, en el Anexo III del PCT del IDAE “Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras” se describe el método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debida a sombras. Dichas pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

Dado que la instalación se encuentra en una cubierta sin ningún elemento como pueda ser un árbol o estructuras a su alrededor que pueda producir sombras. Estas afectan de forma significativa a la instalación reduciendo la cantidad de energía que pueden producir entre un 20 y 80 %.

Otra contra de las sombras es que pueden generar puntos calientes, esto ocurre cuando una célula recibe menos radiación solar, llegando incluso a no poder producir, generando que las de su alrededor produzcan más energía para compensar la que no produce, provocando su sobrecarga y el consecuente sobrecalentamiento.

2.1.2.3 Pérdidas por disponibilidad.

La disponibilidad de la instalación: considera pérdidas por caídas de la red debidos a fallos en la red de distribución provocados por múltiples causas (caída de árboles, tormentas, manipulaciones...), labores de mantenimiento de la planta, fallos en el inversor, etc. Para la instalación se estima un valor de disponibilidad de un 99%, debido a que en algún momento puede para por necesidad de llevar a cabo labores de mantenimiento, siendo esta la única causa justificada de parada en la instalación.

Mes	Energía producida 5 paneles (kWh/mes)	Pérdidas disponibilidad (kWh/mes)
Enero	408.4170904	4.084170904
Febrero	399.883727	3.99883727
Marzo	450.1769641	4.501769641
Abril	423.9616441	4.239616441
Mayo	393.5665873	3.935665873
Junio	343.4612662	3.434612662
Julio	324.7724864	3.247724864
Agosto	315.5795057	3.155795057
Septiembre	337.7285057	3.377285057
Octubre	391.6773103	3.916773103
Noviembre	392.8774393	3.928774393
Diciembre	404.7992769	4.047992769
Total		45.86901803

Tabla 10. Pérdidas mensuales por disponibilidad.

2.1.2.4 Pérdidas por polvo y suciedad.

Dependen del emplazamiento de la instalación y de las condiciones meteorológicas.

Disminuyen la energía solar captada y por lo tanto la energía generada. Los valores típicos anuales son de aproximadamente un 4% para superficies con un grado de suciedad alto.

Para la instalación se estima unas pérdidas por polvo y suciedad del 3%, debido a que se trata de una zona de terreno arenoso en su mayoría.

Mes	Energía producida 5 paneles (kWh/mes)	Pérdidas suciedad (kWh/mes)
Enero	408.4170904	12.25251271
Febrero	399.883727	11.99651181
Marzo	450.1769641	13.50530892
Abril	423.9616441	12.71884932
Mayo	393.5665873	11.80699762
Junio	343.4612662	10.30383799
Julio	324.7724864	9.743174592
Agosto	315.5795057	9.467385172
Septiembre	337.7285057	10.13185517
Octubre	391.6773103	11.75031931
Noviembre	392.8774393	11.78632318
Diciembre	404.7992769	12.14397831
Total		137.6070541

Tabla 11. Pérdidas mensuales por polvo y suciedad.

2.1.2.5 Pérdidas totales.

Mes	Energía producida 5 paneles (kWh/mes)	TOTAL
Enero	408.4170904	27.36394506
Febrero	399.883727	26.79220971
Marzo	450.1769641	30.16185659
Abril	423.9616441	28.40543016
Mayo	393.5665873	26.36896135
Junio	343.4612662	23.01190484
Julio	324.7724864	21.75975659
Agosto	315.5795057	21.14382688
Septiembre	337.7285057	22.62780988
Octubre	391.6773103	26.24237979
Noviembre	392.8774393	26.32278843
Diciembre	404.7992769	27.12155155
Total		307.3224208

Tabla 12. Pérdidas totales.

A continuación, se presentará un gráfico en el que se puede apreciar la demanda, la energía producida por lo paneles sin pérdidas, y la producción total contando con estas.

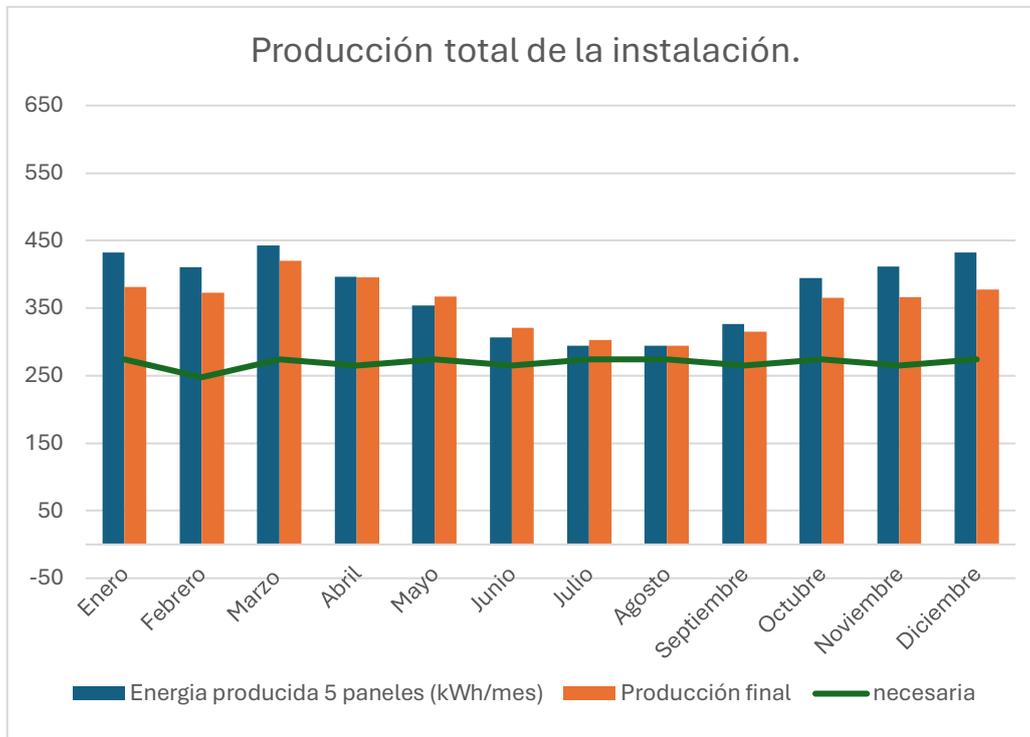


Figura 14. Representación demanda/ producción.

2.2 Inversor.

El inversor es un elemento encargado de transformar la corriente continua procedente de los paneles, en corriente alterna que será transportada hasta el cuadro de protección para posteriormente ser repartida por los distintos elementos que la requieran.

La elección del inversor se hace en base a un producto de 1,5 de la potencia pico de generación diaria proyectada en los cálculos (2,03 kWp), por lo tanto, con un inversor de 3500Wp de potencia, la instalación funcionaría perfectamente y con total seguridad.

Para el caso de los inversores, también se ha seguido un proceso de selección y comparación con distintos inversores que se encuentran en el mercado. A continuación, se enumerarán algunos de estos para una posterior selección.

Modelo	Híbrido	Módulo Back- up
Huawei SUN2000L	Sí	Sí
Inversor Cargador Tensite	No	No
Growatt MIN 6000TL-XH	Sí	Sí

Tabla 13. Propuesta inversores.

Estos tres modelos han sido los estudiados para su posible instalación. Se ha establecido la condición de que sean inversores híbridos y el posible acoplamiento de un módulo back up.

Los inversores híbridos entran dentro del grupo de inversores fotovoltaicos para instalaciones con baterías, y cuentan con un regulador de carga que permite conectar los paneles solares con las baterías y el propio consumo; mientras que el acople del módulo back up, permite el suministro de energía cuando no hay red eléctrica en el exterior o cuando esta es inestable (baja frecuencia, picos de voltaje altos, etc.). Es un equipo pensado para autoconsumo, es decir, pensado para ahorrar energía consumida de la red mediante la producción de la propia energía fotovoltaica. Además, cuando hay un problema en la red eléctrica facilitará electricidad y permitirá que se pueda continuar con la actividad cotidiana, por lo que en un emplazamiento como en el que se está trabajando, resulta realmente útil debido al débil funcionamiento de la red eléctrica.

Finalmente, el modelo elegido es Inversor Huawei Híbrido SUN2000L-3.68KTL, de 3600Wp, con una eficiencia de un 98,4 %, siendo superior eficiencia europea, marcada en 97,8%. Se ha optado por este inversor debido a su alta fiabilidad, así como uso y recomendación en el mercado.



Figura 15. Inversor Huawei SUN2000L.

Los datos correspondientes al inversor se encuentran en el apartado de fichas técnicas.

2.3 Disposición de los paneles solares.

Conocidas las características de los módulos fotovoltaicos e inversor, se procederá a dimensionar la disposición del generador fotovoltaico. Se deberá calcular los grupos de módulos conectados en serie y en paralelo para suministrar la potencia deseada y no sobrepasar los límites del generador.

Como se podrá ver con posterioridad, el campo fotovoltaico puede formado por un determinado número de grupos en paralelos ($N.^{\circ}$ Paralelo), los cuales, a su vez, están constituidos por un determinado número de módulos en serie ($N.^{\circ}$ Serie).

La temperatura es una condición que se debe evaluar para el perfecto funcionamiento de los paneles. Para dicho estudio se tomarán las temperaturas que el propio fabricante de los paneles aporta como máxima y mínima a la que pueden trabajar los paneles.

Para que el inversor pueda funcionar con los generadores fotovoltaicos, debe ser capaz de alcanzar una tensión mínima con la que entrar al inversor, que a su vez no debe sobrepasar los valores límites de tensión e intensidad de entrada a este. Por lo tanto, para dicho cálculo se deberá conocer las características eléctricas de los módulos y de la entrada al inversor.

Para poder determinar (N.º Paralelo) y (N.º Series), es necesario conocer las características eléctricas de los módulos, los valores de entrada del inversor, y los valores extremos de temperatura de la zona. Los datos de los paneles e inversor que se adjuntan a continuación se encuentran en el apartado de ficha técnica correspondiente.

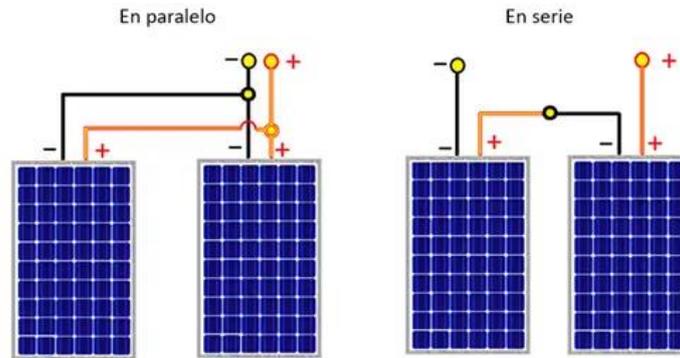


Figura 16. Disposiciones paneles solares.

Datos paneles solares		
		Valor nominal
Potencia nominal	W_p	460
Tensión en circuito abierto	V_{OC}	50,01
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	11,45
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{MPP}	42,13
Corriente en el punto máxima potencia	I_{pm}	10,92
NOCT	h_m	45
Coefficiente de temperatura – tensión en circuito abierto	βV_{OC}	-0,272
Coefficiente de temperatura /	αI_{SC}	+0,044

corriente de cortocircuito		
Coeficiente de temperatura potencia	γP_m	-0,350

Tabla 14. Datos paneles.

Datos del inversor		
		Valor nominal
Potencia nominal CC (kW)		3,680
Potencia fotovoltaica máxima recomendada (kWp)	P_{pv}	5,520
Rango de tensión CC, MPP (V)	V_{dc}	90-560
Tensión de CC máx. admisible (V)	$V_{dc,max}$	600
Corriente en el punto máxima potencia	$I_{dc,max}$	12,5
Factor de distorsión de la tensión fotovoltaica	U_{pp}	<3%

Tabla 15. Datos inversores.

- Valores máximos de temperatura

Valores temperaturas de trabajo	
$T_{m\acute{a}x} = T_1$	85°
$T_{m\acute{i}n} = T_2$	-40°
T_{OP}	25°

Tabla 16. Temperaturas máximas de trabajo paneles.

2.3.1 Módulos en serie.

Los módulos en serie son aquellos que se encuentran todos en el mismo string. Los paneles se conectan en serie si lo que se busca es aumentar el voltaje del sistema. En las conexiones en serie se conecta el cable positivo con el negativo del otro panel, para así incrementar la tensión hasta llegar al inversor.

Para la comprobación del número máximo y mínimo de módulos en serie se deberá primero de calcular algunos parámetros

- **Temperatura del módulo:**

$$T_m = T_{amb} + \frac{(NOCT-20)}{800} XI \quad (1.10)$$

Dónde, I corresponde a la irradiancia media diaria.

- **Tensión en el punto de máxima potencia en función de la temperatura**

$$V_{pm(T)} = V_{mpp} + (T_1 - T_{op}) * \left(\frac{coef(\beta) * V_{mpp}}{100} \right) \quad (1.11)$$

- **Tensión a circuito abierto en función de la temperatura:**

$$V_{OC(T)} = V_{OC} + (T_2 - T_{op}) * \left(\frac{coef(\beta) * V_{OC}}{100} \right) \quad (1.12)$$

A continuación, realizaremos una tabla con los valores obtenidos en los cálculos, para así facilitar su uso más adelante:

$T_{min} = T_2$	-40°	$T_{máx} = T_1$	85°
$V_{pm(Tm.min)}$	49,57 V	$V_{pm(Tm.max)}$	35,25 V
$V_{oc(Tm.min)}$	58,86 V	$V_{oc(Tm.max)}$	41,83V

Tabla 17. Resultados obtenidos.

Una vez obtenidos todos los valores, se procederá al cálculo del número máximo de módulos en serie. Para este cálculo se tomará la opción más desfavorable por seguridad. La fórmula para el cálculo del máximo número de módulo en serie es:

$$\frac{V_{DC,superior}}{V_{pm(Tmin)}} = \frac{560 V}{49,57 V} = 11,29 \quad (1.13)$$

y teniendo en cuenta que el valor máximo admisible de tensión en continua es 600V, obtenemos:

$$\frac{V_{DC,max}}{V_{OC(Tm,min)}} = \frac{600 V}{58,86 V} = 10,19 \quad (1.14)$$

Tomando el valor mínimo por seguridad, obtenemos que el máximo número de módulo que podemos colocar en la instalación es 10.

Como en este caso los 5 módulos se pretenden colocar en serie, no resultaría ningún problema; eso sí, se deberá de comprobar el mínimo de paneles que admite para alcanzar dicho voltaje. Este cálculo se realiza por comprobación.

$$N^{\circ}mín = \frac{90 V}{35,25 V} = 2,55 \text{ paneles} \quad (1.15)$$

Por lo tanto, se puede confirmar que la disposición planteada cumple con los parámetros de voltaje de entrada al inversor.

A continuación, se deberá de comprobar la intensidad máxima. Esto se hace para corroborar que la intensidad de salida de los paneles cumple con la intensidad máxima de entrada al inversor, que viene dada por la expresión:

$$I_{SCmax} = I_{SC} + (T1 - T_{op}) * \left(\frac{coef(\alpha) * I_{SC}}{100} \right) \quad (1.16)$$

Por lo tanto, se obtiene:

$$I_{SCmax} = 11,45 + (85 - 25) * \left(\frac{0,044 * 11,45}{100} \right) = 11,75 A \quad (1.17)$$

Como resultado; ya que $11,75 A < 12,5 A$, la distribución planteada para esta instalación con un string de entrada de 5 paneles en serie es correcta.

2.3.2 Módulos en paralelo.

La conexión de los módulos en paralelo se hace conectando el cable positivo con el positivo, y el negativo con el negativo. Para saber el número máximo de strings usaremos la fórmula:

$$N^{\circ}máx. \parallel = I_{máx,entradainversor} / I_{sc,módulos} \quad (1.18)$$

$$N^{\circ}máx. \parallel = \frac{12,5 A}{11,45 A} = 1.09módulos. \quad (1.19)$$

Se ha obtenido 1,09 módulos, por lo tanto, no podríamos tener una disposición en paralelo para esta instalación. Una alternativa para tener en cuenta en caso de tener demasiados módulos, principalmente para ahorrar espacio, es dividir la distribución en dos strings que trabajen en serie de forma independiente. Esto es posible ya que el inversor posee 2 entradas MTTP.

2.4 Acumulador.

Para el acumulador o también denominadas baterías, se recomienda el uso de baterías de plomo ácido, además de no permitirse baterías de arranque. Esto se encuentra recogido en el IDAE, además de otras cuestiones que se nombrarán a continuación:

- Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.
- La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que éstas sobre descargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.
- Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.
- La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

- La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

- La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

- El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente: – El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido. – Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

- Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información: tensión nominal (V), polaridad de los terminales, capacidad nominal (Ah), fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

- Por último, como norma general se establece que se debe proyectar la instalación de tal forma que la autonomía mínima de las baterías sea de tres días; en cambio para la instalación es algo exagerado, ya que lo único que hará será encarecer el precio de la instalación, debido a que al tratarse de un colegio el uso de energía que se hará por la noche y como se pudo ver en el apartado de requisitos de diseño de la instalación las horas de sol durante el transcurso del día son altas, por lo que se proyectarán los acumuladores para una autonomía de 1 día. Una alternativa al uso de baterías es el uso de mini aerogeneradores de 1-1,5 kW para la noche, pero sería algo arriesgado en el caso de que no se alcanzase la velocidad mínima de viento para producir dicha demanda.

Para este caso se podrían usar tanto baterías de 12V, como de 24V; independientemente de que los paneles sean de 24V. Esto es gracias al regulador MPPT que tenemos en el inversor, ya que al regulador le da igual la tensión de entrada: siempre que sea superior a su voltaje mínimo de arranque, como se vio anteriormente. En cambio, un panel de 12V, no se podría conectar a una batería de 24V, ya que el regulador no es capaz de elevar el voltaje.

Con respecto al tipo de baterías a usar, en el Pliego de Condiciones del IDAE, se recomienda el uso de acumuladores de plomo ácido, algo que en el momento de redacción del pliego era lo comúnmente usado; sin embargo, hoy en día es un tipo de baterías que se encuentran en desuso en las instalaciones debido al frecuente mantenimiento que requieren.

Alguno de los puntos en contra de las baterías de plomo ácido es que contienen elementos tóxicos que son perjudiciales para el medioambiente. Además, añadir que la vida útil por lo general suele ser de 1500 ciclos, frente a los 2500 mínimo que alcanzan las de litio, que requieren mucho menos mantenimiento. Otro punto en contra es que no se cargan al 100 % de su capacidad y en la descarga no se puede llegar al 0% tampoco, sino que trabaja en rangos de 80-20, debido a que si los sobrepasan se va dañando; en cambio las de litio pueden llegar tanto al 100% como al 0% de su capacidad. Por último, al no emitir gases, no se necesita tanta inversión adicional en sistema de ventilación.

Por lo tanto, se optará por las baterías de litio, que, aunque puedan llegar a resultar un poco más costosas, acabarán siendo una opción más que correcta a futuro debido a su larga durabilidad y eficiencia; siendo las de litio las propias que nos recomienda el Huawei, el fabricante del inversor en su ficha técnica.

El dimensionado de la batería se hará en base a la potencia que se quiera acumular, como se nombró anteriormente, se dará autonomía para unas 10 horas aproximadamente, dada las condiciones ambientales de la zona. Esto será de aproximadamente 4 – 4,5 kW, por lo que optaremos por la elección de un único módulo. Es cierto que se podría dimensionar para 9-10 kW, pero estamos sobredimensionando mucho las baterías y en este caso un buen diseño de instalación con batería es aquel se hace con el llenado y vaciado de baterías todos los días, no dejando una a media carga o inutilizada.

Tras analizar las dos opciones aportadas por el fabricante del inversor, se ha optado por la LUNA2000-5-S0, del propio fabricante Huawei. Esta elección se ha hecho en base a que dicho módulo cumple con las especificaciones requeridas para esta instalación. La principal ventaja frente a la opción de LG es que estas baterías tienen el modo back-up, permite el suministro de energía cuando no hay red eléctrica en el exterior o cuando esta es inestable, debido es un equipo pensado para el autoconsumo.



Figura 17. Batería Luna 2000 5-S0.



Figura 18. Módulo Back- up.

Esta batería Huawei Luna está compuesta por un módulo de control BMS y otro módulo que actúa como acumulador. El módulo BMS es el encargado del control y gestión del sistema de almacenamiento; además de recopilar, procesar y almacenar la información de funcionamiento, enviándola a los dispositivos externos con los que se encuentra conectados.

El modelo de baterías Luna 2000 5-S0, trabaja con almacenamientos desde 5 kWh hasta 15, pudiendo llegar a 30 si se instalan módulos adicionales en paralelo. Además, cuentan con una vida útil de alrededor de 5000 ciclos siempre y cuando estén bajo revisiones periódicas de mantenimiento y bien refrigeradas. Por último, se ha optado por colocarlas en el suelo, evitando así cualquier riesgo de caída o accidente.

Para el funcionamiento de dicha tecnología se le deberá de añadir un módulo back up del propio fabricante Huawei.

3 ESTRUCTURA.

Una vez definidas las dimensiones del panel y componentes necesarios para la instalación, se deberá realizar un análisis de las diferentes superficies sobre la que se instalarán los paneles, para así asegurar un anclaje correcto y seguro a la estructura.

La función principal de la estructura será de soporte y fijación de los módulos solares, pudiendo aportar la inclinación óptima si fuese lo proyectado.

Con respecto al lugar de colocación de la estructura encontramos dos grandes grupos: sobre suelo y sobre cubierta. Como se nombró anteriormente, la instalación está proyectada para cubierta; así que se desarrollará mediante este método.

3.1 Estructuras fijas sobre cubiertas.

Debido a la creciente demanda para la realización de instalaciones solares fotovoltaicas sobre las cubiertas orientadas al autoconsumo de su producción, estas, se han convertido en las superficies de instalación predominantes en el sector, entre las que podemos encontrar diferentes formas constructivas, así como tipos de cerramientos que condicionan el método de anclaje de la estructura portante de placas solares. A continuación, se nombrarán algunos de los tipos de cubiertas más frecuentes:

- Teja cerámica.
- Panel sándwich.
- Chapa metálica perfilada.

Siendo esta última la que se encuentra en el emplazamiento, más concretamente chapa metálica trapezoidal.



Figura 19. Chapa metálica trapezoidal.

3.2 Simulaciones de estructuras.

El estudio de la estructura se ha hecho mediante dos métodos. El primero se ha llevado a cabo un estudio desarrollado por el fabricante K2 Systems, y el segundo desarrollado por el propio alumno mediante el programa SolidWorks.

3.2.1 Modelo K2 Systems.

Los documentos aportados por la empresa K2 Systems, se encuentran adjuntados en el Anexo III Documentación Técnica, apartado 3 Modelo K2 Systems.

Esta estructura se basa en la instalación de perfiles solar flat, un modelo de perfil muy utilizado en estructuras de paneles solares, con la propia propuesta de instalación de elementos de sujeción en los extremos y sujeción entre paneles.

Además, en los propios documentos sobre el estudio de la estructura se puede apreciar las dimensiones de los paneles, el peso, y acciones que actúan sobre la estructura, como es el caso del viento.



Figura 20. Perfil solar flat.

A continuación, se mostrará una imagen del resultado final de la instalación de los paneles y estructura sobre la cubierta del colegio.



Figura 21. Resultado final de los paneles sobre cubierta.

3.2.2 Propuesta personal.

A continuación, se realizará la propuesta de estructura realizada por el alumno.

Para llevar a cabo estas simulaciones se ha usado el programa SolidWorks. Primero se identificarán las piezas requeridas por la estructura y la selección final de estas.

3.2.2.1 Identificación de soluciones y piezas seleccionadas.

En este apartado se enumerarán los distintos componentes que conforman la estructura. Hay que destacar que la simulación en SolidWorks únicamente se realizará para la comprobación de los perfiles utilizados, sin entrar en un profundo detalle de los anclajes y tornillería necesaria, ya que estas están diseñadas para aguantar cargas de viento muy superiores las que se encuentran en dicho emplazamiento, pudiendo llegar a soportar velocidades superiores a los 200 km/h.

Perfil.

El perfil es uno de los elementos determinantes para el anclaje de la estructura de los paneles solares sobre la estructura donde se requiere realizar la instalación.

Existe una gran cantidad de perfiles fabricados en diferentes materiales, generalmente de acero Inoxidable o en aluminio anodizado debido a que presentan una alta resistencia mecánica y una considerable ligereza sumado a un comportamiento excelente frente a la corrosión.

Los perfiles seleccionados serán los perfiles G1, se ha optado por estos perfiles debido a que en lo referente a estructuras de módulos su uso es bastante elevado y recomendable para aquellos casos en los que se quiere el raíl continuo. Cabe destacar que realmente la gran mayoría de perfiles solares están diseñados para ser capaces de soportar el peso propio de los paneles, cargas de viento y nieve, por lo tanto, el resultado a esperar debería ser que cumple.

El material de los perfiles G1 es aluminio AW 6005a T6, y cuentan con un límite elástico de 70 MPa. El límite elástico, es la tensión máxima que un material elástico puede soportar sin sufrir deformaciones permanentes; por lo tanto, si se aplicaran tensiones superiores a este límite, el material experimenta deformaciones permanentes y no recupera su forma original al retirar las cargas.

Las dimensiones del perfil se encontrarán en el apartado *Planos*.

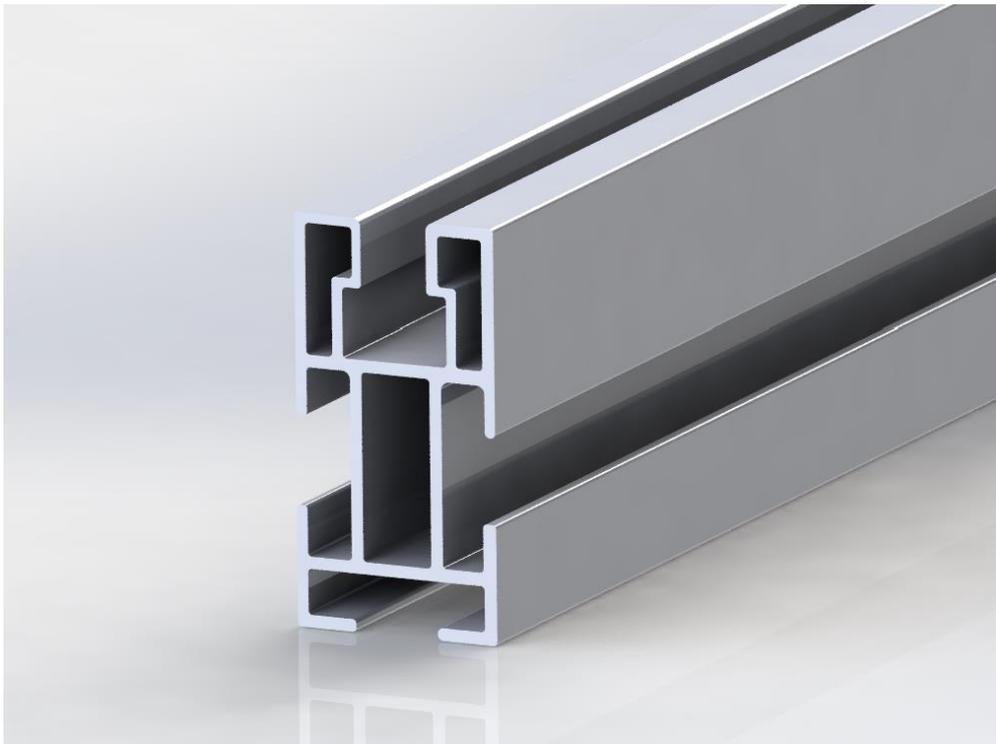


Figura 22. Diseño del perfil G1.

Apoyos.

Los apoyos son elementos necesarios para la instalación de los perfiles en cubierta en las que la orientación de la nave presenta una inclinación, permitiendo a los paneles y perfiles utilizar esta misma quedando todos completamente alineados.

Para los casos en los que se realiza la instalación en una cubierta de chapa trapezoidal, encontramos distintos elementos de anclaje para sujetar la estructura. Algunos de estos pueden ser el caso de salva grecas o soportes.

A continuación, se plantearán dos opciones de anclajes para la estructura.

- **Salva greca.**



Figura 23. Salva greca en cresta de chapa trapezoidal.

Todos estos elementos de anclaje presentan la característica de estar colocadas en la cresta de la chapa, pudiendo llegar a ser este el lugar en el que se fija como en la Figura ...

- **Soporte lateral.**

Es elemento seleccionado para esta estructura. Resulta ser el anclaje directo a chapa, en el lateral de la cresta, recomendado por el mismo fabricante que el del perfil Sunfer.



Figura 24. Soporte lateral.

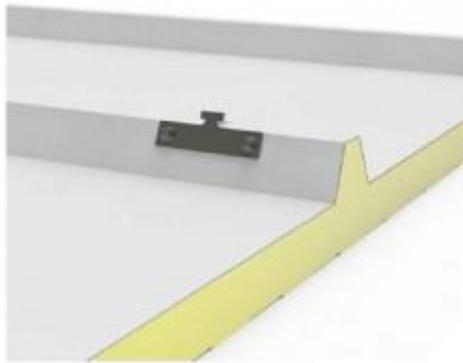


Figura 25. Colocación del soporte lateral sobre chapa.

A la hora de simularlo se establecerán como apoyos fijos articulados, impidiendo en movimiento tanto en el eje X como Y.

Uniones de perfiles.

Estos elementos permiten la unión de los perfiles de tal forma que se pueda llegar a obtener la longitud deseada en los casos en los que las que estas no son suficientes para cubrir todos los paneles.



Figura 26. Elemento de unión de perfiles.

Presor lateral regulable para fijar paneles en inicio y final.

Esta pieza permite la sujeción de las placas solares sobre la estructura de soporte o al carril del perfil de anclaje. Generalmente, suele disponer de un sistema de regulación en altura para fijación de paneles.



Figura 27. Presor lateral regulable para fijar paneles en inicio y final.

Presor central para fijar paneles contiguos.

Al igual que el elemento anterior, este permite fijar los paneles solares que se encuentran contiguos, evitando así su posible desplazamiento por la acción del viento. Además, la separación entre paneles deberá de ser de 2 cm para una correcta sujeción de la pieza.



Figura 28. Presor central para fijar paneles contiguos.

3.2.2.2 Determinación cargas y esfuerzos.

A continuación, se establecerán las acciones que actúan sobre las estructuras, para así para garantizar la seguridad y dotar a los paneles de los requisitos óptimos de diseño. Dichas acciones son:

Acciones permanentes.

Se trata de todas aquellas acciones que actúan de forma continuada y percedera en el tiempo. Como acción principal constante en magnitud y punto de aplicación se puede identificar el peso propio de la estructura, considerando el peso de todos los elementos que configuran el sistema modular de anclaje.

Teniendo en cuenta lo nombrado anteriormente respecto a las acciones permanentes y el peso propio, se procederá al cálculo de las acciones permanentes debido al peso de los paneles:

$$\frac{\text{Peso panel}}{\text{Superficie del panel}} = \frac{24,7 \text{ kg} * 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}}{2,112 \text{ m} * 1,052 \text{ m}} = 109,84 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \quad (2.1)$$

Peso propio.

El peso propio de toda la estructura se determinará en función de los volúmenes de las piezas y materiales empleados en cada una de las piezas, y resultará un factor variable en función de cada instalación.

Acciones variables.

A estas corresponden aquellas cargas que pueden actuar de forma directa o indirecta sobre la estructura. Según el Documento Básico de SE-AE, se deben considerar las acciones de viento y nieve dentro de este grupo; sin embargo y como se puede ver en los requisitos de diseño, debido al emplazamiento se despreciará la nieve; en cambio sí se calculará el viento.

La acción del viento se determinará por tanto en función de la orientación y el diseño de la estructura. En este caso, las placas solares se dispondrán totalmente orientadas al sur y presentarán generalmente una inclinación de 18°, siguiendo con la inclinación que posee la cubierta. Además, se podrá comprobar que, a mayor presión ejercida por el viento, mayor será la fuerza generada por los apoyos.

La carga de viento resultante será la correspondiente a la superficie del panel en función del ángulo de inclinación. En consecuencia, cuanto mayor sea dicha inclinación, mayor resistencia se opondrá al paso del viento y mayor presión se ejercerá sobre el sistema de anclaje.

A continuación, se procederá al cálculo de la carga debida al viento siguiendo el procedimiento del CTE DB SE-AE.

Tal y como se comentó anteriormente, esta carga es función directa del ángulo de inclinación de la placa.; ya que cuanto mayor sea la inclinación, mayor superficie de exposición a la acción del viento.

La acción del viento se puede descomponer de modo que una resulta como la carga perpendicular sobre el panel que incide perpendicularmente sobre la superficie del módulo solar fotovoltaico, y la otra la que desliza sobre dicha superficie.

Según vienen establecido en el CTE DB SE-AE, “la acción del viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto o presión estática puede expresarse como”:

$$q_e = q_b * C_e * C_p \quad (2.2)$$

Donde:

- q_b : presión dinámica del viento.
- C_e : coeficiente de exposición.
- C_p : coeficiente eólico o presión.

Presión dinámica del viento.

Según el documento, la presión dinámica del viento en todo el territorio español corresponde a $0,5 \frac{kN}{m^2}$, pudiendo ser determinado también por la ecuación:

$$q_b = 0,5 * \delta * v_b \quad (2.3)$$

Donde:

- δ : densidad del aire. ($1,25 \frac{kg}{m^3}$)
- v_b : velocidad del viento.

Coeficiente de exposición.

“El coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción”, se determina de acuerdo con la tabla 3.4. Valores del coeficiente de exposición, del CTE DB SE-AE:

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Figura 29. Coeficiente de exposición.

Por lo tanto, a la nuestra instalación se adoptará un coeficiente de exposición correspondiente al grado de aspereza III y altura media de 4 metros; obtenemos un coeficiente de 2.

Coeficiente eólico o presión

“El coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión.”

En la determinación del coeficiente eólico, se diferencia entre edificios de pisos y naves o construcciones diáfanas, resultando el más desfavorable para este último debido a que presentan mayor exposición. Se adopta como valor positivo, carga a presión, y un valor negativo correspondiente a succión tendiendo a levantar el panel.

Para este caso, se puede obtener el coeficiente a partir de la tabla D.10 de CTE DB SE-AE, siendo la forma de marquesina a un agua la forma más similar a la de la estructura.

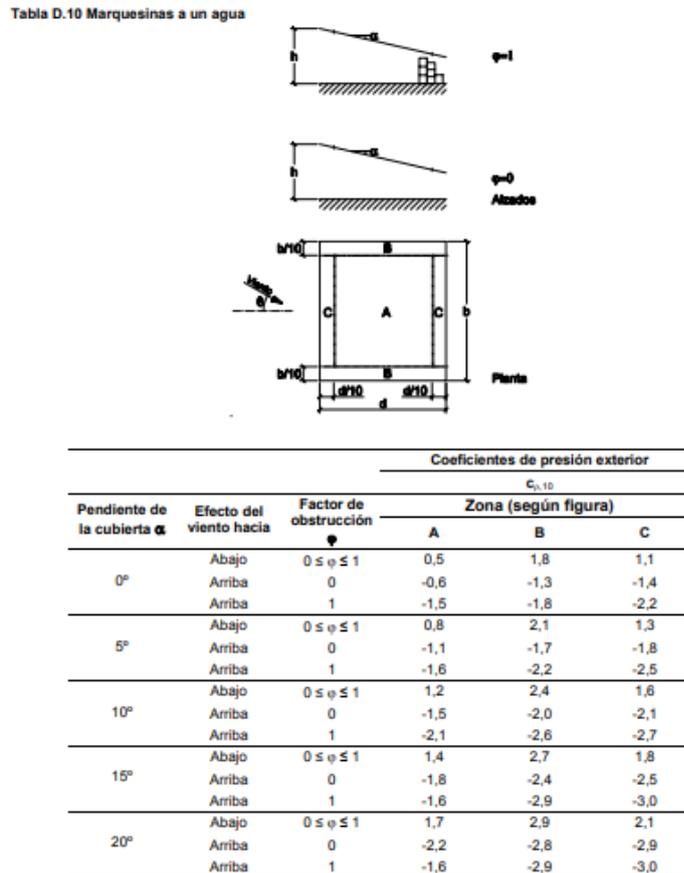


Figura 30. Coeficiente marquesinas a un agua.

Considerando el caso más desfavorable en 20°, que resulta viento desde abajo hacia arriba y con factor de obstrucción 0, se obtiene un $C_p = -2.2$.

Siendo la carga final de la acción del viento en succión:

$$q_e = 0,5 \frac{kN}{m^2} * 2 * -2,2 = 2200 \frac{N}{m^2} \tag{2.4}$$

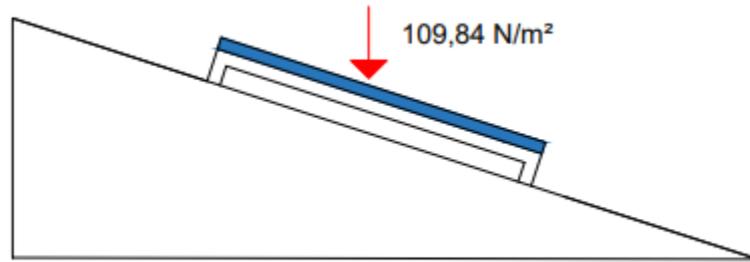


Figura 31. Acción del peso propio del panel sobre la estructura.

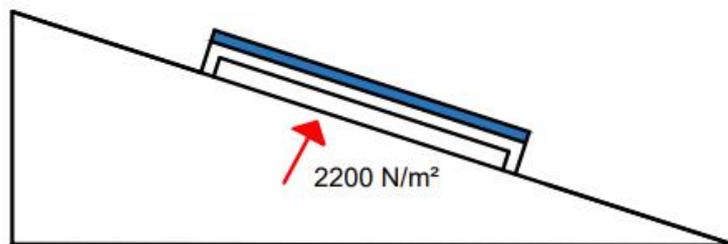


Figura 32. Acción de la carga de viento sobre la estructura.

3.2.2.3 Detalles de la simulación.

A continuación, se procederá a presentar los resultados obtenidos en SolidWorks.

Al tratarse de una instalación de 5 paneles con unas dimensiones de 1,052 m; se obtiene una distancia total de 5,262 m.

En las fichas técnicas, se pueden apreciar las medidas de longitud de estos perfiles.

La medida a utilizar será de 3,6 metros, siendo necesario cortar cada uno de estos hasta una medida de 2,76 metros, alcanzando una longitud total de 5,44 metros. Este aumento de 18 cm frente a la longitud total de los paneles se debe a que; en primer lugar, se dejará 5 cm por cada extremo del perfil, debido a que, si se cortase el perfil al acabar la serie de paneles, con el fin de obtener un diseño más estético, el presor de los extremos podría llegar a saltar debido a los esfuerzos a los que está sometido y que estos 5 cm absorben. Mientras que los 8 cm restantes se deben a la

separación necesaria de 2 cm entre cada uno de los paneles, para que así la pieza de unión pueda efectuar una correcta sujeción

La distancia entre los perfiles superiores e inferiores será de 1,6 metros. Esto viene definido por el propio fabricante de paneles en las fichas técnicas, como la distancia a la que se encuentran los agujeros de anclaje para el montaje de estructuras.

Con respecto a las fijaciones en cubierta de los perfiles, tal y como se nombró con anterioridad, se verán representadas en el SolidWorks mediante apoyos fijos articulados. Se recomienda colocar uno en cada extremo del perfil; sin embargo, debido a las grandes longitudes de este, se añadirán otros dos a en la mitad de los perfiles aproximadamente para que así haya una mejor repartición de las cargas.

Por último, en la simulación únicamente se colocarán los perfiles, fijaciones el peso de los paneles que recae sobre los perfiles

3.2.2.4 Resultados.

Tras llevar a cabo la simulación se han obtenido los siguientes resultados:

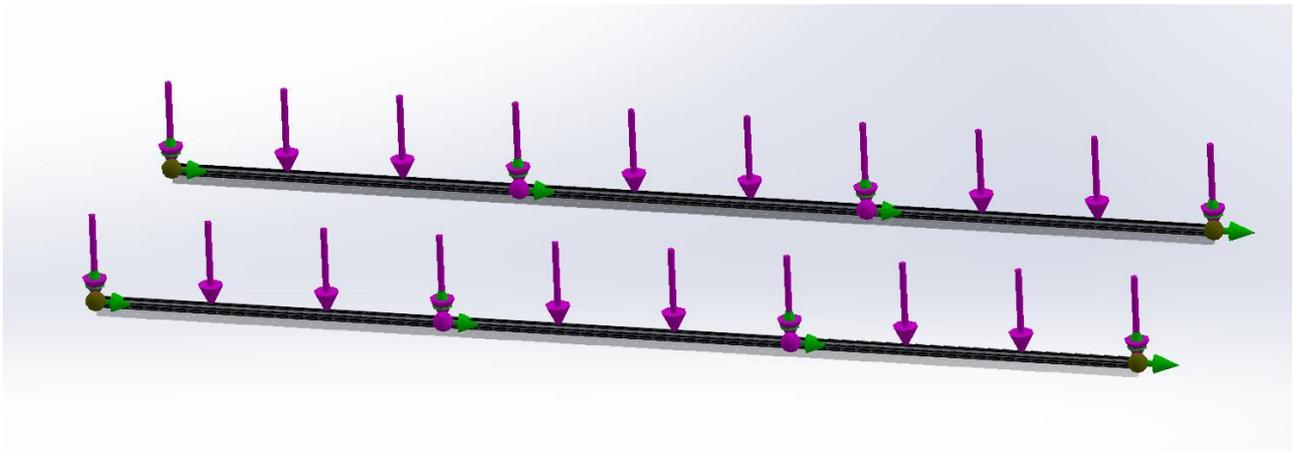


Figura 33. Carga de peso de paneles aplicada sobre perfiles.

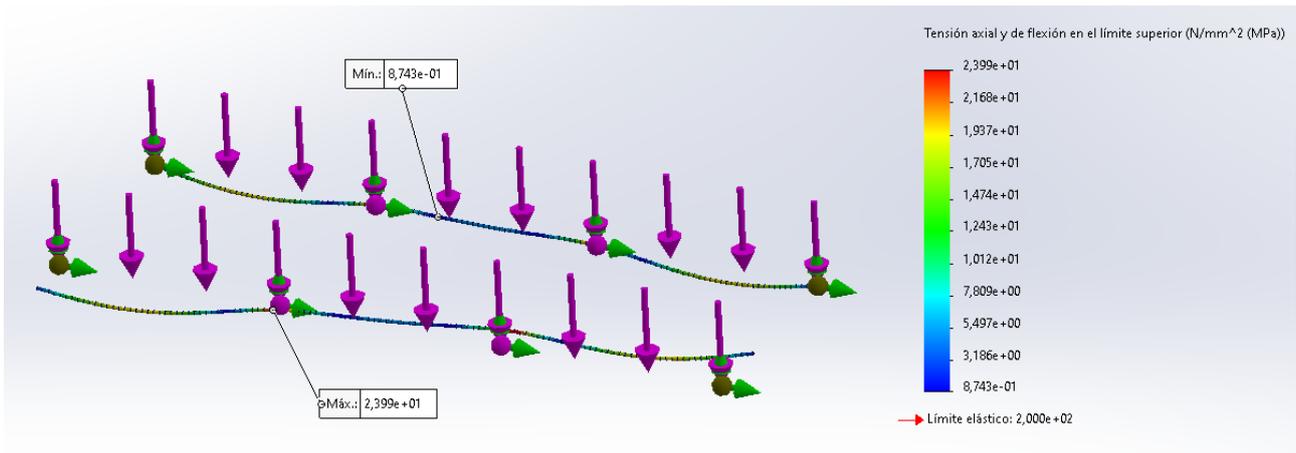


Figura 34. Tensión axial que actúa sobre los perfiles.

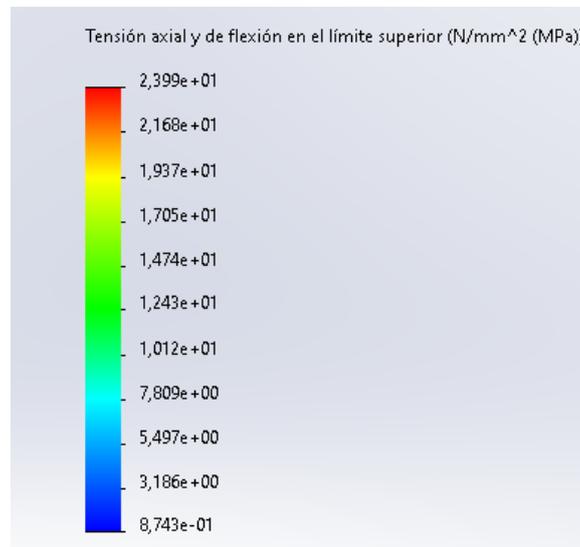


Figura 35. Valores de tensión axial que actúa sobre los perfiles.

A continuación, se realizará un análisis de los resultados obtenidos:

La tensión máxima que actuará sobre los perfiles será de 21,6 MPa. Esta, se alcanza en los puntos más cercanos a los soportes de los perfiles exteriores, es decir a 1,62 metros de los extremos; mientras que el perfil intermedio se encontrará sometida a una tensión máxima de 7,81 MPa.

Por lo tanto, se puede determinar que los perfiles G1 serán capaces de soportar el peso de los paneles, y las acciones a las que están sometidos; debido a que en ninguno de los tramos se supera el límite elástico de 70 MPa.

3.2.2.5 Diferencia entre los métodos planteados.

Una vez obtenidos las dos estructuras, se ha podido apreciar que los elementos que forman ambos sistemas de estructuras resultan muy similares.

La principal diferencia que se puede encontrar son los perfiles; ya que K2 Systems utiliza perfiles tipo solar flat; mientras que en la propuesta personal se ha utilizado el perfil G1. Ambos perfiles son muy utilizados para instalaciones en cubiertas de chapa trapezoidal debido a su fácil ajuste y su alta resistencia.

Otras diferencias que se pueden apreciar resultan en los presores, tanto de los extremos, como ente los paneles. Al igual que en el caso de los perfiles, esta diferencia se debe al uso de distintos modelos que ofrece el mercado, siendo el presor de cada uno de los casos el recomendable para cada tipo de perfil.

En conclusión, ambos sistemas de estructuras podrían ser instalados en la cubierta ya que cumplen con todas las exigencias necesarias para un correcto soporte de los paneles. Sin embargo, se optará por la propuesta alternativa realizada, debido principalmente, a que la empresa K2 Systems trabaja con sede en Alemania y desde el punto de vista económico, el desplazamiento para su posterior instalación significaría un incremento del precio final de la estructura.

A continuación, se presentará una tabla con las imágenes de los distintos elementos propuestos en cada uno de los métodos.

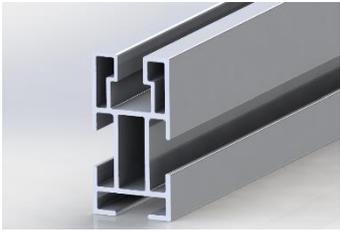
Comparación de elementos propuestos,		
	Diseño propio	K2 Systems
Perfil		
Anclaje		
Presor lateral		
Presor central		

Tabla 17. Comparación entre elementos propuestos.

4 CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

A continuación, se procederá al cálculo de todos los parámetros eléctricos del sistema.

En este apartado se realizarán los cálculos correspondientes a las secciones de las líneas eléctricas que transporta la corriente a lo largo de la instalación, así como la justificación de la elección de cada uno de estas.

Los cálculos se harán siguiendo los criterios establecidos tanto en el IDAE, normas UNE y la ITC-BT(Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).

Para la obtener la sección mínima de los conductores eléctricos, se deberá realizar el cálculo de estas mediante el método de la intensidad y de caída de tensión; siendo la sección más desfavorable la elegida

El tramo de corriente continua consta únicamente de 1 línea eléctrica; en cambio, al encontrarse parte de esta en el exterior en la cubierta, y otra en el interior de la escuela, se realizará el cálculo de la sección mínima para cada uno de estos tramos, siendo la mayor de todas, la seleccionada.

Como se ha hecho anteriormente, se presentarán los valores de trabajo de los paneles:

Valores paneles		
		Valor nominal
Potencia nominal		460 (Wp)
Intensidad en punto de máxima potencia	I_{MP}	10,92 A
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	11,45 A
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{MP}	42,13 V
Tensión string	5 paneles *42,13 V	210,65 V

Intensidad de string		11,45 A
Potencia sistema	5*460	2300 Wp

Tabla 18. Valores paneles.

4.1 Secciones corrientes continua.

A este tramo corresponden todas aquellas líneas eléctricas que transportan la corriente desde los paneles solares hasta el inversor, contando además con el tramo desde el inversor hasta la batería.

El cable para usar para el tramo de corriente continua es PRYSUN H1Z2Z2-K, con clase de reacción al fuego según el reglamento de productos de construcción, siguiendo un estándar europeo según la norma EN 50618. Esta norma, es la de referencia para instalaciones fotovoltaicas que no sean solo para vertido en red, como el caso de la UNE HD 6030364-7-712. Aunque no sea de obligado cumplimiento, esta norma viene citada en la guía ITC-BT-40, por lo que cumple perfectamente con todos los estándares necesario para sistemas generadores de baja tensión. Además, el cable supera ensayos mecánicos, eléctricos, químicos y fuego, con doble aislamiento y un conductor de cobre estañado para así evitar corrosiones.

4.1.1 Método intensidad.

Para el tramo de corriente continua, se realizará el cálculo de la intensidad tanto para el tramo exterior de la instalación como el interior.

4.1.1.1 Secciones tramo exterior.

Para el tramo exterior se usarán cables en canal protectora aislante, tal y como viene nombrado en el ITC BT-30, en la que se asimilan las intemperies como locales mojados; por lo que lo adecuado es la instalación un tubo protector aislante, correspondiente al sistema B2.

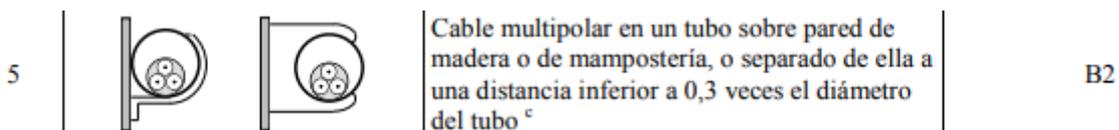


Figura 36. Tipo sección según UNE -HD 60364-5-52.

La norma UNE HD 60364-5-52, aportará el coeficiente necesario para temperaturas a la intemperie, que en este emplazamiento tomaremos como 45°C a la sombra.

Además, al encontrarse dicha instalación en el exterior y recibiendo una irradiación constante, se le deberá aplicar un coeficiente de corrección no superior a 0,9, por la acción solar directa, tal y como viene indicado en la norma UNE 20435, PTO. 3.1.2.1.4. Cabe destacar que esta norma está anulada, pero es cierto que es la única que aporta coeficientes de corrección para este tipo de instalaciones, mayorando así el valor de la intensidad y aportando una mayor seguridad en la elección de la sección.

Por lo tanto, recurriendo a la norma anteriormente nombrada (UNE HD 60364-5-52), obtenemos un coeficiente de 0,87 correspondiente a una temperatura de 45° y aislamiento tipo XLPE.

Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire

Temperatura ambiente * °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral ^a	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

Figura 37. Factor de corrección en función de la temperatura.

El siguiente coeficiente que se deberá de obtener es el referente a grupos de varios circuitos por agrupamiento; en este caso sólo se tiene 1 string, por lo que el coeficiente resultará 1.

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Figura 38. Coeficiente en función de la disposición.

Por último, se aplicará el coeficiente por instalación generadora fotovoltaica como indica la ICT BT-40;1,25.

En definitiva, los coeficientes de corrección exteriores resultarán:

- Por acción solar directa (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4): 0,9
- Por temperatura de 45°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla B.52.14): 0,87
- Por agrupamiento de 1 circuitos de 1 strings (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 1.
- Por instalación fotovoltaica generadora (ITC BT-40): 1,25

Una vez obtenidos todos los factores de corrección, podemos calcular la intensidad con la que acudiremos a la tabla para determinar a sección del cable.

Para este cálculo se utilizará la intensidad de cortocircuito en condiciones STC (Standard Test Conditions), ya que así se obtendrá la sección mínima por intensidad admisible y por intensidad de cortocircuito en un solo cálculo.

Obteniendo como resultado final una intensidad:

$$I_{ext} = 11,45 * 1,25 / (0,87 * 0,9 * 1) = 18,27A \quad (3.1)$$

A continuación, calcularemos la intensidad para la línea interior; siendo finalmente la más desfavorable, la seleccionada.

4.1.1.2 Secciones interiores.

Como se hizo con anterioridad, se volverán a obtener los factores de corrección correspondientes, siendo 1 el resultante para el número de circuitos por agrupamiento de strings y 1,25 al tratarse de una instalación fotovoltaica.

Los coeficientes utilizados anteriormente (0,9 y 0,87) ya no serán necesarios para el cálculo debido a que la instalación ya no se encuentra expuesta a la radiación solar, ni condiciones del exterior. Por lo tanto:

$$I_{int} = 11,45 * 1,25 * 1 = 14,31 A \quad (3.2)$$

Tras obtener las dos intensidades calculadas, se ha podido comprobar que la más desfavorable resulta ser la del tramo exterior. Por lo tanto, se procederá a obtener la sección mínima a partir de ese valor de intensidad.

Tabla C.52.1 bis – Corrientes admisibles en amperios – Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	A1	PVC3	PVC2				XLPE 3		XLPE 2									
A2	PVC3	PVC2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC3		PVC2					XLPE 3		XLPE 2					
B2			PVC3	PVC2				XLPE 3		XLPE 2								
C						PVC3			PVC2		XLPE 3		XLPE 2					
E							PVC3			PVC2		XLPE 3	XLPE 2					
F									PVC3			PVC2	XLPE 3	XLPE 2				
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm ² Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Figura 39. Sección en función de la intensidad que circula por el conductor.

La sección obtenida es de 2,5 mm². Por lo tanto, se puede determinar que la sección mínima para el tramo de corriente continua tras la realización del cálculo a partir del método de la intensidad será la obtenida para el tramo exterior; es decir, 2,5 mm².

A continuación, se calculará por el método de caída de tensión.

4.1.2 Caída de tensión en lado de CC.

Para el cálculo de la caída de tensión, la ITC BT 40 asigna una caída de tensión de 1,5% desde los paneles hasta la red pública. Sin embargo, el IDAE recomienda usar dicha caída de tensión entre el tramo del inversor y el cuadro general de protección (tramo de alterna), derivando otro 1,5 % de caída de tensión para el tramo de corriente continua; es decir entre los paneles e inversor.

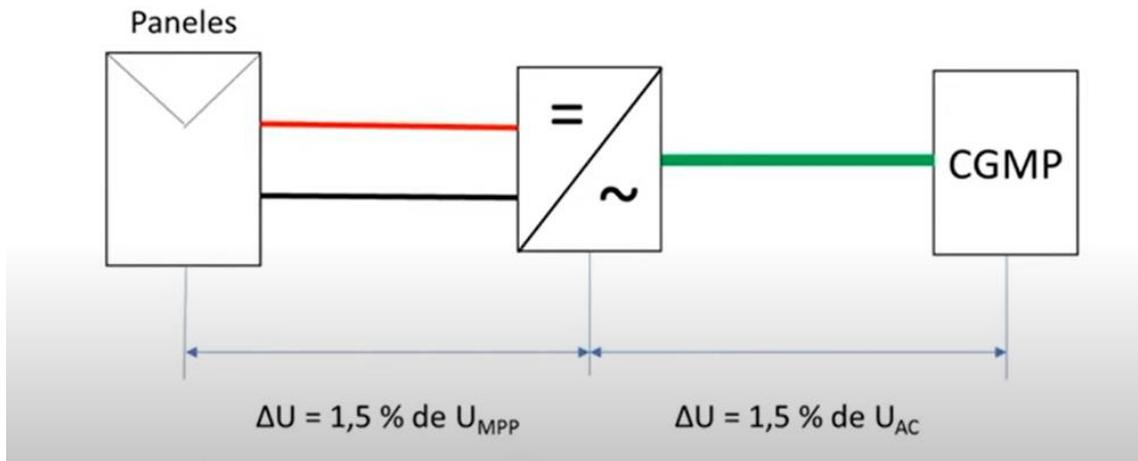


Figura 40. Caídas de tensión según la ITC-BT-40.

Para el cálculo de la caída de tensión, se indica que esta debe ser calculada con la intensidad nominal; en este caso, $I_{MPP} = 10,92A$.

La tensión de máxima potencia del string será de $U_{MPP} = 5 * 35,25 = 176,25 V$, con su caída de tensión correspondiente al 1,5 %, $\Delta U_{MPP} = 0,015 * 176,25V = 2,64V$.

A continuación, se aplicará la fórmula para el cálculo de la sección en el tramo de corriente continua, siendo la conductividad tomada para el cobre ($\gamma = 45,5 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$), tomándola como el valor para el caso más desfavorable, y la longitud del cable exterior de 10 m obtenemos:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{2 \cdot 10 \text{ m} \cdot 10,92 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega\text{mm}^2} \cdot 2,64 \text{ V}} = 1,81 \text{ mm}^2 \quad (3.3)$$

El valor obtenido, no corresponde a una sección comercial; siendo el más próximo $2,5 \text{ mm}^2$.

Por lo tanto, en ambos casos la sección mínima requerida para el tramo de continua es de $2,5 \text{ mm}^2$.

4.1.3 Conclusión.

Mirar las secciones al detalle, ajustándolas al valor más pequeño no es algo muy recomendable. Es cierto que se puede llegar a reducir costes en el presupuesto final; sin embargo, puede aparecer el efecto Joule, el cual es muy importante tenerlo en cuenta las secciones pequeñas, ya que estas, tienen una densidad de corriente muy superior a las secciones grandes. Un ejemplo podría ser un cable de 240 mm^2 , que

puede estar en torno a una intensidad de 500 - 600 A; mientras que un cable de 1,5 mm² en torno a 20 A, es decir 6 veces más densidad de corriente. Esto hace que el efecto Joule sea todavía más notable en secciones pequeñas por lo que puede llegar a ser recomendable el uso secciones un tanto mayores.

Además, es recomendable el uso de secciones de 4 o 6 mm². Esto se debe a su facilidad de desconectorización, ya que normalmente las entradas de los paneles están hechas para cables con estas secciones. Por lo tanto, utilizaremos una el cable PRYSUN de 1 x 4mm² en el lado de corriente continua para cada uno de los conductores de este tramo.

Asimismo, se ha seleccionado la sección de 4mm², debido a que en cada uno de los paneles se instalarán conectores MC4 para así asegurar una mejor conexión de los conductores a los paneles solares.

4.2 Secciones corrientes alterna.

Para el cable de conexión entre el inversor y el CGMP (alterna) utilizaremos el cable de alta seguridad AFUMEX class 1000V, con la clase de reacción al fuego C_a – s1b, d1,1 a.

4.2.1 Método intensidad.

En este caso tenemos un corriente de salida del inversor de 230V nominal, y la intensidad de salida de 15 A, con una longitud de cable de 5m.



Figura 41. Voltaje entre inversor y CGMP

5			Cable multipolar en un tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo ^c	B2
---	--	--	---	----

Figura 42. Tipo de canal.

El sistema de instalación en este caso es B2, con cable multipolar grapado a la pared por lo que obtendremos una intensidad de:

$$I_{ext} = 15 * 1,25 = 18,75A. \tag{3.4}$$

Con la que acudiendo a la tabla anteriormente usada obtenemos una sección mínima de $2,5 \text{ mm}^2$

Tabla C.52.1 bis – Corrientes admisibles en amperios – Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	A1	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2											
A2	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2												
B1			PVC3	PVC2						XLPE 3			XLPE 2					
B2			PVC3	PVC2				XLPE 3	XLPE 2									
C					PVC3			PVC2			XLPE 3		XLPE 2					
E							PVC3			PVC2		XLPE 3	XLPE 2					
F								PVC3			PVC2		XLPE 3	XLPE 2				
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm ² Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Figura 43. Sección en función de la intensidad que circula por el conductor.

4.2.2 Método caída de tensión.

Para el cálculo de la caída de tensión será necesaria la intensidad nominal máxima a la salida del inversor; 15 A.

$$\Delta U_{MPP} = 0,015 * 230V = 3,45V \tag{3.5}$$

Obteniendo una sección de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{2 \cdot 5m \cdot 15 A \cdot 1}{45,5 \frac{m}{\Omega mm^2} \cdot 3,45 V} = 0,95 mm^2 \quad (3.6)$$

4.2.3 Conclusión.

Aunque se haya obtenido una sección mínima de $2,5 mm^2$, se utilizará una sección de línea eléctrica de $4 mm^2$, por el mismo motivo que se comentó anteriormente. Como resultado, se instalará el cable Afumex Class 1000 V (AS) de 3G4.

4.3 Batería.

La línea de corriente perteneciente al tramo desde el inversor a la batería será la misma que la correspondiente al tramo interior de corriente continua. Esto se debe a que por dicho tramo circula corriente continua, por lo tanto, le corresponderá el cable PRYSUN de $1 \times 4 mm^2$.

4.4 Criterio de cortocircuito.

El inversor nos va a limitar el cortocircuito máximo, lo que no nos dará problemas; el problema real puede ser producto de la corriente que recibamos del exterior en los bornes del inversor. Por lo tanto, calcularemos dicho criterio para evitar esto, en cualquier caso. Seguiremos los pasos de la GUIA-BT-ANEXO-3, que nos menciona que la tensión en caso de cortocircuito baja un 20%, dividido entre la impedancia del bucle (esta corresponde a una impedancia de fuente medida entre la tierra de protección y la línea).

Es cierto, que se trata de una instalación aislada de la red, pero se dejará la comprobación realizada, debido a que en un futuro la red eléctrica llegue a este emplazamiento, y se decida conectarse.

Para el cálculo, tomaremos una temperatura del bucle de 145° , como se indica en la guía BT-22 y obtenemos una resistividad del cobre:

$$\rho_{CuT} = \frac{1}{58 \cdot (1 + 0,00393) \cdot (145 - 20)} = 0,0275 \frac{mm^2 \Omega}{m} \quad (3.7)$$

Por lo tanto, la impedancia del bucle resulta:

$$Z = R = \frac{p \cdot L}{s} = \frac{0,0275 \cdot 5 \cdot 2}{2,5} = 0,1028 \Omega \quad (3.8)$$

Siendo la intensidad de cortocircuito mínima:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_{m\acute{a}x}} \quad (3.9)$$

$$I_{ccmin} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,1028} = 1789 A \quad (3.10)$$

Ecuación. Cálculo intensidad cortocircuito.

Cumpléndose así el criterio de $I_{cc} \text{ min} > 10$ Intensidad nominal; que se encuentra redactado en la GUÍA BT-22, pto.1.1).

4.5 Resumen secciones.

Para concluir, se adjuntará a continuación una tabla con las secciones de línea eléctrica y modelo de cables seleccionados.

TRAMO	SECCIÓN DE LÍNEA ELECTRICA
CORRIENTE CONTINUA (PANELES- INVERSOR)	PRYSUN de 1 x 4mm ²
CORRIENTE CONTINUA (INVERSOR – BATERÍAS)	PRYSUN de 1 x 4mm ²
CORRIENTE ALTERNA (INVERSOR- CUANDRO DE PROTECCIÓN GENERAL)	AFUMEX CLASS 1000 V (AS) de 3G4

Tabla 20. Resumen de las secciones seleccionadas.

4.6 Toma de tierra.

La puesta a tierra se establece principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Mediante su instalación, se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

A la toma de tierra se conectará toda masa metálica existente y las masas metálicas accesibles de los aparatos receptores, cuando su clase de aislamiento o condiciones de instalación así lo exijan, las partes metálicas de los depósitos de gasóleo, de las instalaciones de agua y de las antenas de radio y televisión.

Las picas verticales estarán constituidas por barras de acero de 14 mm de diámetro como mínimo, estando recubiertas de una capa protectora exterior de cobre de espesor apropiado. La longitud mínima de estos electrodos no será inferior a 2 metros.

No se utilizarán como conductores de tierra las tuberías de agua, gas, calefacción, desagües, conductos de evacuación de humos o basuras, ni las cubiertas metálicas de los cables, tanto de la instalación eléctrica como de teléfonos o de cualquier otro servicio similar, ni las partes conductoras de los sistemas de conducción de los cables, tubos, canales y bandejas.

Las secciones de los conductores de protección se han calculado según lo establecido en la ITC-BT 18.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Si la aplicación de la tabla conduce a valores no normalizados, se han de utilizar conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima.

Los valores de la tabla 2 solo son válidos en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos; de no ser así, las secciones de los conductores de protección se determinarán de forma que presenten una conductividad equivalente a la que resulta aplicando la tabla 2.

En todos los casos los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm², si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm², si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.

Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de fase.

Como conductores de protección pueden utilizarse:

- conductores en los cables multiconductores, o
- conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, o
- conductores separados desnudos o aislados.

Figura 44. Secciones que utilizar según el ITC-BT-18.

Por lo tanto, tras analizar la tabla se ha determinado que la sección de la tierra resultará la misma que la del resto de líneas eléctricas; es decir 4 mm²

4.7 Canalizaciones.

En este apartado se realizará un estudio del tipo de canalización más adecuada para el sistema fotovoltaico. Lo haremos siguiendo la ITC-BT-21, en la que se encuentra una normalización de los tubos y canales tanto para los tramos exteriores e interiores; para así poder proporcionar a la instalación la máxima seguridad antes cualquier riesgo, además de asegurar que los conductores queden totalmente holgados sin sufrir deformaciones por curvas, atrapamientos...

Para la instalación será necesario acudir a la tabla 1 del apartado 1.2.1, referente a las características mínimas de los tubos en canalizaciones fijas en superficie; que ha sido el método utilizado para esta instalación tanto para el tramo exterior como el interior

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Figura 45. Características mínimas canalizaciones.

El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en las normas UNE-EN 50.086 -2-1, para tubos rígidos y UNE-EN 50.086 -2-2, para tubos curvables. Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la tabla 2 figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Por lo tanto, siguiendo las instrucciones de la ITC-BT-21, los diámetros a utilizar serán:

Tabla 2. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Figura 46. Secciones nominales de canalizaciones.

Con respecto a cómo se llevará a cabo la canalización, en el primer tramo correspondiente a las conexiones de los paneles, no será necesario la canalización de los cables, ya que se usará la propia estructura para guiar los conductores, asegurándolos con bridas.

Una vez salga el perímetro de los paneles, ya será necesaria la de la canalización.

En el tramo de continua hay que destacar que se debe minimizar lo máximo posible su exposición al sol o daños mecánicos. Sobre los materiales a utilizar se puede elegir entre dos; metal o plástico, cada uno con sus ventajas y desventajas.

Las canalizaciones metálicas fabricadas de acero recubierto de una capa protectora contra la oxidación de galvanizado en caliente, y por lo que una de las tareas en el mantenimiento preventivo será la detección de posibles puntos de oxidación que puedan dañar la canalización con el paso del tiempo por la acción de factores ambientales. Además, cuentan con la particularidad de la polarización completa de éstas a tierra, para así asegurar una continuidad eléctrica de la propia estructura y garantizar la seguridad de las personas. Por lo tanto, se deberá verificar la correcta puesta a tierra de todas las partes metálicas que componen las canalizaciones eléctricas. Otro punto que se debe verificar y asegurar es el aislamiento galvánico entre partes metálicas con distinta composición. Esto debido a la posibilidad de aparición de corrosión por el efecto de par galvánico entre materiales metálicos de distinta composición, como puede ser el aluminio y el acero galvanizado.

Por otro lado, las plásticas, generalmente de PVC, no tienen los inconvenientes mencionados anteriormente para las metálicas, pero uno de los mayores posibles problemas es la integridad y durabilidad, debido a los agentes meteorológicos y, sobre todo, los rayos solares. La mayoría de las bandejas porta cables de PVC que se fabrican en la actualidad, soportan temperaturas inferiores a 60°C, por lo que en determinadas zonas geográficas pueden producirse problemas de deformación causados por temperaturas más altas.

En definitiva, al encontrarse la instalación alejada de cualquier contacto con agua salada podrá ser de gran utilidad utilizar la canalización metálica en el exterior; en cambio no es al ser este el más usado actualmente, optaremos por el uso de PVC, dada su alta efectividad y recomendación en el sector. Por lo tanto, el tubo a utilizar será el ECO-REVI, adecuado para el montaje empotrado en paredes, techos para la protección de los conductores eléctricos y exento de materiales halógenos; con un diámetro exterior de 16 para el tramo de corriente continua, y un 20 mm de diámetro exterior para el tramo de alterna; sin embargo, se utilizará el tubo de PVC con diámetro de 20 mm para ambos tramos con el fin de reducir costes.

El cable de tierra se llevará por una canalización independiente; por lo tanto, le corresponderá un diámetro de 12 mm, con una longitud de 15 metros desde los paneles solares hasta la pica de toma de. Esta longitud ha sido tomada en los planos. Además, irá anclada a la cubierta mediante tornillos de junta, para así garantizar una correcta impermeabilización

4.8 Protecciones.

Como corresponde a todas las instalaciones eléctricas, los sistemas de paneles solares fotovoltaicos deberán estar equipados con los automatismos necesarios para preservar la salud de las personas que lo utilizan, así como el propio sistema.

En estos casos, se debe de tener especial cuidado, ya que estamos trabajando con sistemas generadores de corriente continua, que posteriormente es convertida a alterna.

Todos los elementos de protección se encontrarán en el interior de la caja de protección seleccionada para cada tramo, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación y protegerla frente a cortocircuitos, sobrecargas o averías.

A continuación, pasaremos a nombrar aquellos que son necesarios para nuestro sistema, que se separarán en corriente continua y alterna.

4.8.1 Corriente continua.

Dentro de los elementos de protección para DC encontramos:

- **Fusible:** protegen contra las sobreintensidades que puedan darse. Deben ser elegidos en función del tipo de corriente que se tenga y a la tensión del sistema. En instalaciones en las que no hay strings en paralelo, no es estrictamente necesario poner fusibles, dado que del panel solar nunca puede llegar una corriente superior a su corriente de cortocircuito
- **Seccionado de corte:** permiten abrir el circuito DC cuando se necesidad de ello, semejante al uso de un interruptor realmente. Es muy importante que sean específicos para DC y no necesitan que sean de salto automático, dado que del panel nunca llegará una intensidad mayor a su corriente de cortocircuito.
- **Protector de sobretensiones:** derivan a tierra las sobretensiones derivadas por fenómenos atmosféricos, como por ejemplo el impacto de los rayos. Son aparatos encargados de la protección, tanto de los paneles solares como del inversor

Por lo tanto, los elementos de protección nombrados con anterioridad deberían ser los utilizados en la instalación; en cambio, algunos de estos ya los trae incorporados el propio inversor, por lo que no será necesaria su instalación. Los elementos a los que se hace referencia son el protector de sobretensiones y el seccionador de corte.

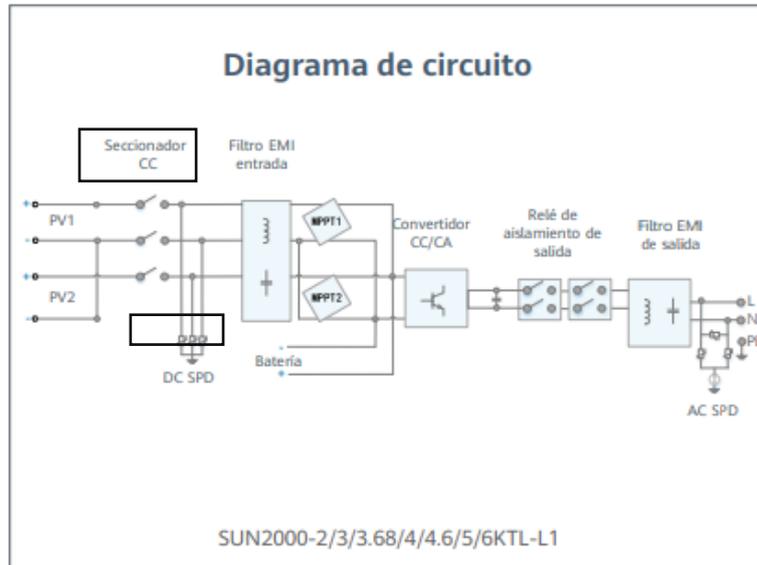


Figura 47. Circuito eléctrico del inversor.

Como se nombró anteriormente, para instalaciones cuyos strings son únicamente en serie, la intensidad será siempre la misma, y nunca superior a la de cortocircuito; en cambio se hará el cálculo y elección del fusible necesario por si en un futuro la se añaden más paneles a la instalación. Además, quedan los valores calculados en caso de que el inversor final instalado no tenga los componentes nombrados anteriormente.

Para poder realizar la elección del elemento de protección, se deberá realizar primero el cálculo de tensión e intensidad a soportar. En ambos casos se aplicará coeficientes de seguridad necesarios.

$$Tensión_{m\acute{a}x.} = V_{OC} * N^{\circ} \text{ paneles en serie} * 1,25 = 50,01 * 5 * 1,20 = 375,6 V \quad (3.11)$$

$$Instensidad_{m\acute{a}x.} = I_{SC} * 1,25 = 11,45 * 1,25 = 14,31 A \quad (3.12)$$

4.8.1.1 Fusible.

Para la elección del conjunto fusible- portafusibles, se deberá de buscar una combinación con capacidad de resistencia inferior 14,31 A.

La opción planteada es PORTAFUSIBLES DC 1000V 15A BR-30 IEC de la marca Beny, la cual cumple con todas las especificaciones de seguridad, además de adecuarse a la instalación.



Figura 48. Portafusibles seleccionado.

4.8.1.2 Seccionador de corte.

Para la elección del seccionador de corte, se deberá de buscar una combinación con capacidad de resistencia superior a 375,6 V y 14,6 A.

La opción planteada AISLADOR CC 1000V 32A IP66 BYH-32 IEC Y AS de la marca Beny, la cual cumple con todas las especificaciones de seguridad, además de adecuarse a la instalación, aunque como se nombró con anterioridad, el inversor ya lo trae integrado por lo que no será necesaria su instalación.

4.8.1.3 Protector de sobretensiones.

Para la elección del protector de sobretensiones, se deberá de buscar una combinación con capacidad de resistencia superior a 375,6V.

La opción planteada es DC SPD TIPO2 600V BUD-40/2 IEC, de la marca Beny, la cual cumple con todas las especificaciones de seguridad, además de adecuarse a la instalación, aunque como se nombró con anterioridad, el inversor ya lo trae integrado por lo que no será necesaria su instalación.

4.8.2 Corriente alterna.

Para el caso de la corriente alterna de salida del inversor, será necesaria la instalación de un interruptor diferencial. Este se usa para proteger a los habitantes de la vivienda (personas y animales) frente a contactos indirectos o corrientes de fuga que pueda generar la instalación fotovoltaica, así como para proteger la instalación ante derivaciones o cortocircuitos. Además de la instalación de un magnetotérmico, el cuál sirve para proteger una instalación eléctrica frente a sobrecargas o cortocircuitos.

Como se indica en la ITC-BT-40, para sistemas generadores de BT, la protección diferencial de los circuitos de generación será de 30 mA y de tipo A; por lo que buscaremos el interruptor diferencial en base a estas normas.

El interruptor diferencial seleccionado es el Siemens 5SV3314-6.



Figura 49. Interruptor diferencial seleccionado.

El Interruptor magnetotérmico, Acti9 iK60, 2P, 16A, Curva C, 6kA, es el seleccionado para el lado de alterna.



Figura 50. Interruptor magnetotérmico seleccionado.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



**ANEXO II: Dimensionado sistema de
obtención de agua**

**Estudio de instalaciones de
abastecimiento de agua y luz en una
escuela de Gambia**

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

ANEXO II: Dimensionado sistema de obtención de agua

1	CAUDAL DE EXTRACCIÓN NECESARIO.....	111
2	ELECCIÓN BOMBA	112
2.1	Consumo energético estimado	114
3	PANELES FOTOVOLTAICOS	116
4	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	120
4.1	Secciones	120
4.1.1	Método de la intensidad.....	120
4.1.2	Método caída de tensión.....	120
4.2	Canalizaciones.....	121
4.3	Elemento de protección	122
5	ESTRUCTURA.	124
5.1.1	Propuesta personal.....	124

ANEXO II: Dimensionado sistema de obtención de agua

El sistema de obtención de agua se llevará a partir de un pozo, que actualmente se encuentra construido; por lo que el trabajo en este apartado será el diseño de un sistema de bomba solar alimentado por paneles fotovoltaicos.

El sistema de bomba solar es aquel en el que los paneles fotovoltaicos son los encargados de la generación de corriente eléctrica, para posteriormente suministrarla a la bomba.



Figura 1. Esquema de funcionamiento sistema de bomba solar.

Dentro de las bombas solares, hay dos tipos: las de superficie y las sumergibles; como en este caso.

La gran ventaja que presenta este sistema es su funcionamiento a partir de una fuente de energía renovable, lo cual permite su instalación en zonas aisladas de la red. Además, su mantenimiento es sencillo y resultan ser rentables y de rápida amortización.

El sistema de bomba solar estará compuesto por:

- Paneles solares.
- Controlador solar encargado del funcionamiento de la bomba.
- Bomba de agua.
- Tuberías y depósitos de almacenamiento de agua; esto es opcional, pero como en esta instalación ya se encontraba, resultará útil.

1 CAUDAL DE EXTRACCIÓN NECESARIO

Lo primero que se deberá calcular es la cantidad de agua que hay que extraer diariamente, para así poder realizar un estudio de la bomba necesaria.

Se estima que se tiene que extraer una cantidad de agua para al menos unos 150 alumnos; en cambio, se proyectará para 400 personas, ya que es el número aproximadamente de habitantes que se encuentran en los alrededores de la escuela.

Según estudios realizado por organismos como la fundación Aque, el consumo medio diario en los hogares españoles ronda los 140-150 litros por persona; frente a los 20 que se gastan en África. Organizaciones como la OMS(Organización Mundial de la Salud), establecen que la cantidad adecuada de agua para consumo humano (beber, cocinar, higiene personal y limpieza del hogar) es de 50 litros/habitante/día; por lo tanto, esta será la cantidad de agua que se temará para calcular una media de la cantidad de agua diaria que se debe extraer del pozo.

$$\text{Cantidad de agua diaria} = 400 \text{ personas} * 50 \frac{\text{litros}}{\text{persona}} = 20000 \text{ litros diarios} \quad (1.1)$$

2 ELECCIÓN BOMBA

Tras realizar el cálculo de la cantidad de agua necesaria, se procederá a la búsqueda de los elementos para la instalación. En este caso, se tomará como referencia algunos kits de bombas solares realizados por empresas especialistas en el sector; para así poder conocer mejor los elementos necesarios para el diseño del sistema.

Tras realizar la búsqueda de distintas bombas para la instalación, se puede comprobar que en la gran mayoría catálogos de bombas solares, el caudal de agua a extraer viene especificado en l / min o l / h; por lo tanto, se deberá dividir el caudal de extracción diario entre las horas diarias de funcionamiento de la bomba; 8 tal y como recomienda el fabricante.

$$\text{Caudal} \left(\frac{l}{h} \right) = \frac{20000 \text{ litros}}{8 \text{ horas de trabajo}} = 2500 \frac{l}{h} = 2,5 (m^3 / h) \quad (2.1)$$

Una vez obtenido el caudal necesario, y la altura a superar, (85 metros aproximadamente). Se ha tomado esta altura en base a que en Gambia los pozos se perforan hasta unos 80 metros aproximadamente. Además, se ha añadido al total 5 metros, debido a la altura a la que se encuentra el depósito acumulador, y las pérdidas de carga que pueden surgir debido al ascenso del agua.

A continuación, se mostrarán algunas de las bombas estudiadas para su posible instalación.

Modelo	CAUDAL HORA MAX	Rango óptimo de trabajo (altura)
SQF 3A-10	4.500 L / h.	Desde 25 hasta 70 m
Ebosun 2.110	5.400 L/h.	Desde 10 hasta 120m
EBO P-15.120	4.000 L/h.	Desde 20 hasta 140 m

Tabla 1. Comparaciones bombas planteada.

Tras llevar a cabo el estudio de mercado, la mayor dificultad ha sido encontrar una bomba capaz de elevar 2500 l/h a 85 metros. Con esta limitación, el modelo SQF 3A-10 quedaría descartado; así como la EBO P-15.120. Esto se debe a que, tras revisar la ficha técnica de la bomba, el máximo caudal que esta es capaz de elevar 80 metros es 2000l / h; por lo tanto, queda también descartada.

Finalmente, el modelo seccionado ha sido el Ebosun 2.110. Esta bomba cumple con las exigencias planteadas de poder bombear el caudal necesario hasta la altura determinada. Además, para conocer los distintos elementos necesarios para un correcto funcionamiento la instalación, utilizaremos a modo de guía un kit realizado con este modelo de bomba por la empresa Solarbex.



Figura 2. Bomba Ebosun 2.110.

Dicho kit contiene:

- 1 x Bomba Solar Ebosun 2.110
- Placas solares de 450Wp
- 1 x Controladora Automática Ebosun Q-200
- 120 m de cable 3x4mm para bomba.
- 20 m de cable 1x6mm Rojo y Negro con conector MC4 panel solar.
- 25 m de cable 2x1mm para la sonda.
- Empalme sumergible y conexión de cables de bomba con Termo- retráctil Vulcanizado.
- Caja de protecciones precableada.

Algunas características adicionales de esta bomba son: el sistema de Stop- Flow, que sirve principalmente para proteger la bomba, pasándola a modo de parada

cuando el pozo se encuentra seco o sin agua suficiente. Sistema de entrada MPPT, para optimizar la entrada de corriente y, por último, al estar dotada con un motor híbrido, permite trabajar tanto con corriente continua como alterna, esto significa que no se requerirá inversor para esta instalación

2.1 Consumo energético estimado

En este apartado se procederá al cálculo del consumo energético de la bomba dependiendo de la altura a bombear y caudal necesario mediante la curva de funcionamiento de la bomba.

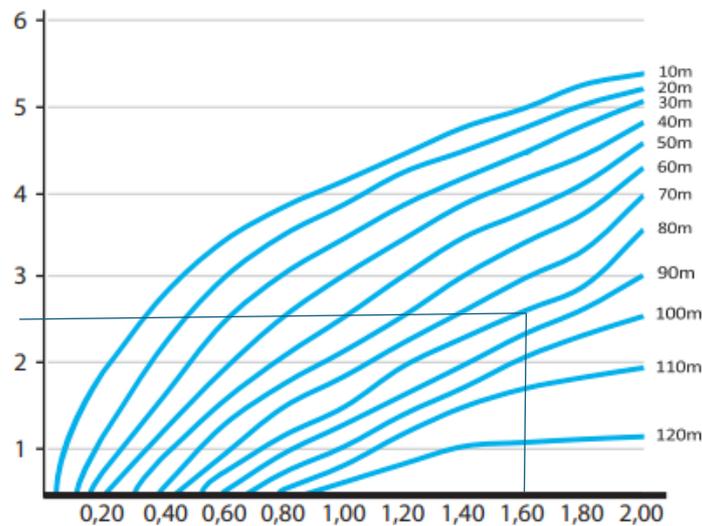


Figura 3. Curva de funcionamiento de la bomba.

Por lo tanto,

Consumo energético estimado diario de la bomba	
Q (m ³ / h)	2,5
H (m)	86
Consumo estimado en 1 hora	1600 W
Horas de bombeo	8
Consumo estimado total	12800 W

Tabla 2. Resultados

Una vez analizados los resultados, se ha observado un consumo bastante elevado por parte de la bomba. Esto se debe al alto caudal que debe de impulsar hasta 85 metros. Además, hay que añadir que, para 85 metros de altura, se podría llegar a alcanzar un caudal de extracción de aproximadamente 3,2-3,3 (m^3/h), con la exigencia de un consumo de 2 kWh.

3 PANELES FOTOVOLTAICOS

En este apartado se realizarán los cálculos correspondientes al número de paneles solares necesarios para alcanzar el consumo de 1,6 kW requeridos por la bomba para su correcto funcionamiento.

El proceso desarrollado será el utilizado en el apartado 1.3 Análisis de datos del Anexo I, con la diferencia de que, al estar los paneles colocados en el suelo, podrán tener la orientación e inclinación óptima.

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
E_D	kWh/ día	12,8	Consumo diario estimado
Periodo de diseño	Agosto		Esto se debe a que es el mes con menor irradiación según PVGIS
α_{opt}	°	3	Dato óptimo según PVGIS
β_{opt}	°	15	Dato óptimo según PVGIS
$G_{dm}(0)$	kWh/ (m^2 mes).	165,99	Valor de irradiación media horizontal
PR		1	La instalación no contiene inversor
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/ (m^2 mes).	165,99	Valor de irradiancia media mensual

$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/ (m^2 día)	5,35	Valor de irradiancia media diaria
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	Wh/ (m^2)	446,2	Valor de irradiancia media horaria
$P_{mp,min}$	kWp	3,58	$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta)}$

Tabla 3. Cálculo generación bomba solar.

Para el caso del cálculo de la potencia pico mínima necesaria a generar, no se ha tomado la irradiancia media diaria, ya que se sabe que la bomba estará trabajando durante 8 horas al día; por lo tanto, conociendo la irradiancia media diaria 5,35 kWh/ (m^2 día) y que en este emplazamiento cuenta con una media de 12 horas de luz aproximadamente durante el mes de agosto, se ha obtenido una irradiancia media horaria de 446,2 Wh/ (m^2).

Por lo tanto, para el cálculo de la potencia pico se han introducido los siguientes valores:

$$P_{mp,min} = \frac{12800 \text{ W} * 1 \text{ kWh}/(m^2)}{\frac{446,2 \text{ Wh}}{(m^2)} * 8 \text{ horas}} = 3,58 \quad (3.1)$$

Esto se ha hecho ya que, si se seleccionase la irradiancia media diaria, el valor de potencia pico obtenido será menor, quedando minimizado y desencadenando que el número de paneles también resultase menor; por lo tanto, no se alcanzaría la potencia pico mínima.

Una vez conocida la potencia pico necesaria a generar por los paneles, se realizará el cálculo de los paneles necesarios:

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
$P_{mp,min}$	kWp	3,58	
$P_p panel$	Wp	460	
N.º de paneles		7,78	$N^{\circ} = P_{mp,min}/P_p panel$

Tabla 4. Datos paneles bomba solar.

Por lo tanto, se ha obtenido como resultado que para poder extraer 2,5 (m^3/h) desde una profundidad de 85 metros, será necesaria la instalación de 8 paneles

Adicionalmente se añadirán a la instalación complementos como:

La controladora automática Ebosun Q-200, la cual permite la realización de maniobras sobre la bomba, ofreciendo la posibilidad de conectar la bomba red eléctrica o paneles solares, pudiendo elegir desde cual de estos queremos que esté alimentado; por paneles en este caso, pudiéndolo configurar de forma automática o manual. Además, permite la posibilidad de conectar una sonda en el depósito, para así poder conocer su nivel de llenado; mientras que en el display se podrán observar parámetros como el consumo de la bomba, su modo de alimentación y maniobra de depósito.



Figura 4. Controladora automática Ebosun Q-200.

Una sonda, que irá colocada en el depósito para así conocer su nivel de llenado.

A continuación, se procederá al cálculo de secciones, elementos de protección y estructura.

Para los apartados de cálculo de secciones, elemento de protección y canalizaciones, se realizará únicamente el estudio para el tramo de los paneles hasta la controladora Ebosun; ya que los elementos pertenecientes al tramo de la controladora hasta la bomba los aporta el propio fabricante.

4 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

4.1 Secciones

Con respecto a las secciones, se volverán a realizar los cálculos correspondientes para la obtención de la sección mínima de la línea eléctrica, para el tramo de corriente continua. Por lo tanto, se deberá realizar el cálculo por el método de intensidad y caída de tensión

4.1.1 Método de la intensidad.

En este caso, al encontrarse los paneles conectados en serie, y tratarse del mismo modelo de paneles solares; la intensidad seguirá siendo la misma. Además, se ha optado por seleccionar el mismo valor de intensidad obtenido para el tramo exterior (18,27 A); ya que, con los coeficientes aplicados para cableado en el exterior, nos aseguramos de que cumpla bajo todas las condiciones posibles.

Por lo tanto, la sección mínima según el método de la intensidad resultará $2,5 \text{ mm}^2$.

A continuación, se procederá al cálculo a partir de la caída de tensión

4.1.2 Método caída de tensión

Siguiendo lo redactado en la ITC BT-40, se seleccionará el valor de intensidad nominal ($I_{MPP} = 10,92 \text{ A}$).

La tensión de máxima potencia para el string es de $U_{MPP} = 8 * 35,25 = 282 \text{ V}$, con su caída de tensión correspondiente al 1,5 %, $\Delta U_{MPP} = 0,015 * 282 \text{ V} = 4,23 \text{ V}$.

A continuación, aplicamos la fórmula para el cálculo de la sección para continua, siendo la conductividad tomada para el cobre ($\gamma = 45,5 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$), tomándola como el valor para el caso más desfavorable, y la longitud del cable en este tramo será de 7,5 metros, obteniendo un resultado final de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{2 \cdot 7,5 \text{ m} \cdot 10,92 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 4,23 \text{ V}} = 0,95 \text{ mm}^2 \quad (3.3)$$

El valor obtenido, no corresponde a una sección comercial; siendo el más próximo $1,5 \text{ mm}^2$. Por lo tanto, se seleccionará la sección mínima obtenida a partir del método de la intensidad. Sin embargo, al igual que el caso de la instalación fotovoltaica de

la escuela, se usará una sección de línea eléctrica de 4 mm^2 ; debido a que es la mínima recomendada en instalaciones fotovoltaicas, con los correspondientes conectores MC4.

4.2 Canalizaciones.

Para el caso de las canalizaciones, se cuenta con la particularidad de que, en este caso, esta no se encontrará en contacto directo con el exterior; sino que se realizará subterránea. Por lo tanto, los tubos protectores serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4 y sus características mínimas serán, para las instalaciones ordinarias las indicadas en la tabla 8 de la ITC-BT-21.

Para la canalización de los cables se volverá a utilizar el tubo de PVC, debido a que es uno de los materiales más comunes utilizados en la canalización de cableado eléctrico subterráneo, además de ser liviano, duradero y se poder ser utilizado en casi todos los emplazamientos.

Tabla 8. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada
Notas: NA : No aplicable (*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal		

Figura 5. Características mínimas tubos en canalizaciones subterráneas.

Siguiendo los valores de sección obtenidos en el apartado anterior de 4 mm^2 , se acudirá a la siguiente tabla para obtener el diámetro mínimo exterior del tubo de PVC.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Figura 6. Diámetro exterior de los tubos.

Por lo tanto, se utilizará un diámetro mínimo exterior de 40 mm.

La canalización del cable de tierra le corresponderá un diámetro de 40 mm, con una longitud de 45 metros. Estas longitudes han sido tomadas en los planos.

4.3 Elemento de protección

Esta bomba solar, tal y como se ha nombrado anteriormente, funcionará directamente con la corriente continua generada por los paneles; por lo tanto, los elementos de protección necesarios para el tramo de los paneles a la controladora serán:

- Fusible
- Seccionado de corte
- Protector de sobretensiones.

Para poder realizar la elección del elemento de protección, se deberá realizar primero el cálculo de tensión e intensidad a soportar. En ambos casos se aplicará coeficientes de seguridad necesarios.

$$Tensión_{m\acute{a}x.} = V_{OC} * N^{\circ} \text{ paneles en serie} * 1,25 = 50,01 * 8 * 1,20 = 600,1 V \quad (3.2)$$

$$Instensidad_{m\acute{a}x.} = I_{SC} * 1,25 = 11,45 * 1,25 = 14,31 A \quad (3.3)$$

En este caso, el voltaje que deberán soportar los elementos de protección resultará mayor al caso anterior, debido a que en esta instalación se tienen 8 paneles en serie en comparación a los 5 de la instalación de la escuela. Sin embargo, la gran mayoría de los seleccionados anteriormente se volverán a usar debido a que el voltaje máximo que eran capaces de soportar era de 1000V.

4.3.1.1 Fusible.

Para la elección del conjunto fusible- portafusibles, se deberá de buscar una combinación con capacidad de resistencia superior a 600,1 V y 14,6 A.

La opción planteada vuelve a ser el PORTAFUSIBLES DC 1000V 15A BR-30 IEC de la marca Beny, la cual cumple con todas las especificaciones de seguridad, además de adecuarse a la instalación.

4.3.1.2 Seccionador de corte.

Para la elección del seccionador de corte, se deberá de buscar una combinación con capacidad de resistencia superior a 600,1 V y 14,6 A.

La opción planteada vuelve a ser el AISLADOR CC 1000V 32A IP66 BYH-32 IEC Y AS de la marca Beny, la cual cumple con todas las especificaciones de seguridad, además de adecuarse a la instalación, aunque como se nombró con anterioridad, el inversor ya lo trae integrado por lo que no será necesaria su instalación

4.3.1.3 Protector de sobretensiones.

Para la elección del protector de sobretensiones, se deberá de buscar una combinación con capacidad de resistencia superior a 600,1 V.

La opción planteada para este caso es DC SPD TIPO2 1000V BUD-40/2 IEC, de la marca Beny, la cual cumple con todas las especificaciones de seguridad, además de adecuarse a la instalación, aunque como se nombró con anterioridad, el inversor ya lo trae integrado por lo que no será necesaria su instalación.

5 ESTRUCTURA.

La estructura de ese sistema a diferencia de la anterior, no se encontrará anclada a ninguna cubierta ni tejado. Para este caso en concreto tratará de una estructura fija en el suelo.

Este tipo de soportes consisten en instalaciones que permiten la colocación de paneles solares fotovoltaicos encima de una determinada estructura. Para llevar a cabo dicha instalación, se requiere de un análisis previo de esfuerzos y tensiones a las que va a ser sometida por la acción de diferentes agentes meteorológicos, con o se hizo con anterioridad, así como la superficie sobre la cual se instalará la estructura.

Para esta instalación, se realizará la estructura sobre el propio terreno; sin embargo, al tratarse de un terreno arenoso cuya fijación directa a este puede llegar a ser complicada, se instalarán previamente unos lastres de hormigón que irán anclados al suelo.

A continuación, se mostrará una propuesta realizada para la estructura.

5.1 Propuesta personal.

Para el desarrollo de esta simulación se recuperarán todas las fórmulas y definiciones anteriores; por lo que únicamente se comentarán aquellos valores o elementos que varíen o se añadan.

5.1.1 Determinación de cargas y esfuerzos.

Para el caso de la determinación de cargas y esfuerzos, los valores resultantes serán los mismos que los calculados anteriormente.

El valor que realmente si se puede ver alterado es el derivado del peso de los paneles; ya que se nos indica que el kit incluye paneles de 450 Wp, pero no el modelo concreto; por lo que se diseñará seleccionando el mismo panel que para la instalación anterior. Esto no conlleva mucho error, ya que los paneles capaces de generar ese rango de potencias, por lo general suelen rondar esas dimensiones y por consecuencia ese peso, siendo la variación de este mínimo.

Por lo tanto, las cargas estimadas resultantes serán:

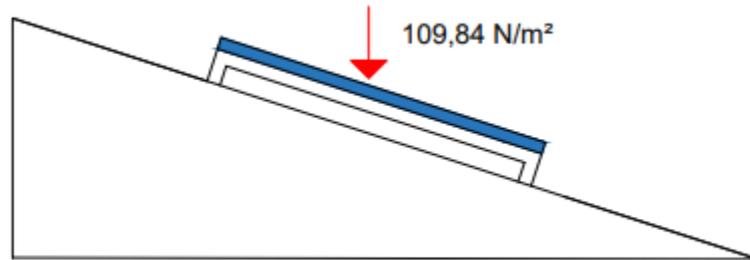


Figura 7. Acción del peso propio del panel sobre la estructura.

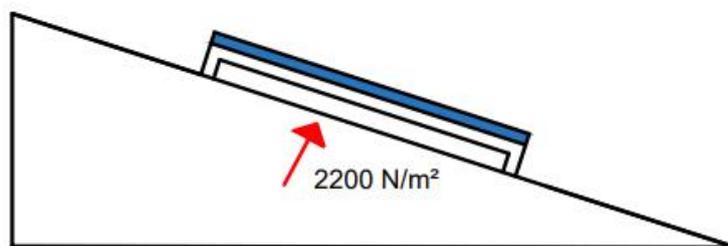


Figura 8. Acción de la carga de viento sobre la estructura.

5.1.2 Identificación de soluciones y piezas necesarias

Respecto a las piezas necesarias para el desarrollo de la estructura, se mantendrá un planteamiento similar a la proyectada en cubierta. Se mantendrán las siguientes piezas: perfiles G1, presores laterales de los extremos, así como los centrales para los paneles y las uniones de perfiles.

Al tratarse de una estructura que se realiza en el suelo, se le deberán añadir algunos elementos para aportar la inclinación necesaria (15°), por lo que se deberá de añadir a la estructura el triángulo para soporte.

Triángulo para soporte

Este elemento será el que le aporte a la estructura la inclinación óptima dependiendo de cuál sea su inclinación. Además, es el elemento que servirá como anclaje a los lastres de hormigón.

Se colocarán un total de 6 triángulos de soporte, para así asegurar una perfecta resistencia de nuestra estructura frente a los esfuerzos que se ve sometida.



Figura 9. Triángulo de soporte.

Arriostramiento para soportes.

El arriostramiento para soportes es un perfil que se añade a la estructura con el fin de conectar distintas partes de esta, y que se produzca una mejor distribución de las cargas; por lo tanto, se añade por seguridad. carga de forma más equilibrada.

La instalación de estos perfiles se hace entre la parte superior de una pata vertical con la parte inferior de su contigua. A continuación, se mostrará algunas imágenes sobre cómo se deberán de colocar los arriostramientos para una correcta distribución de las cargas en función del número de triángulos de soporte.

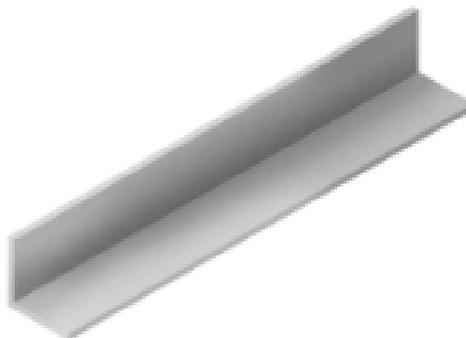


Figura 11. Viga riostra.



Figura 12. Colocación de arriostramientos entre triángulos.

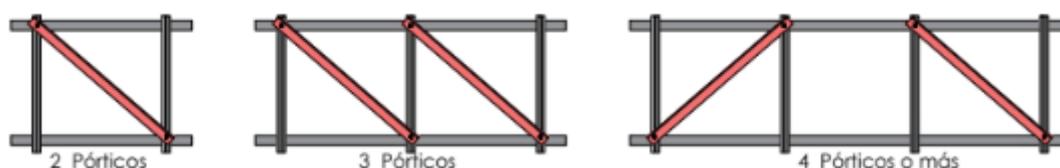


Figura 13. Colocación de arriostramientos dependiendo del número de triángulos.

5.1.3 Detalles de la instalación

A continuación, se procederá a comentar algunos detalles con respecto a la instalación.

Al tratarse de una instalación de 8 paneles con unas dimensiones de 1,052 m; se obtiene una distancia total de 8,42 m.

En las fichas técnicas se pueden comprobar las medidas de longitud de estos perfiles. La medida a utilizar en este caso será de 3,6 metros, siendo necesario cortar cada uno hasta una medida de 2,86 metros, para una longitud total de 8,66 metros. Este aumento de 24 cm se debe a tal y como se comentó en el caso del sistema fotovoltaico para la escuela, se dejarán 5 cm por lo extremos para asegurar un correcto funcionamiento del presor, y los 14 cm restantes a la separación entre cada panel es de 2 cm para asegurar su correcto anclaje. Además, se deberá de poner una unión de perfiles para cada uno de los casos.

La distancia entre los perfiles volverá a resultar de 1,6 metros; ya que en lo correspondiente a la estructura que soporta los paneles mediante los perfiles G1, se

mantiene igual, variando únicamente la longitud de estos debido a la adición de un panel.

Para este tipo de estructuras realizadas sobre el suelo, el principal elemento diferenciador con respecto a las colocadas en cubierta es en triángulo de soporte. Tal y como se nombró en la presentación de este elemento, se colocarán cuatro triángulos con el fin de asegurar una mejor repartición de las cargas. Los triángulos referentes a los perfiles de los extremos se colocarán a una distancia de 20 cm desde los extremos del perfil, siendo la distancia entre triángulos de 1,65 metros. Todas estas distancias se podrán ver con más detalle en los planos referentes a esta estructura.

El resto de los elementos de la estructura, como el caso de presores exteriores e interiores y anclajes resultarán igual que en el caso anterior.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



ANEXO III: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

Estudio de instalaciones de abastecimiento de agua y luz en una escuela de Gambia

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

ANEXO III: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

1	DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS.....	133
1.1	Paneles solares.	133
1.2	Inversor	135
1.3	Batería Huawei.	137
1.4	Adaptador back – up.....	139
1.5	Perfil G1	140
1.6	Unión para perfil G1.....	141
1.7	Fijación para anclaje directo a chapa en el lateral de la greca.....	142
1.8	Presor lateral regulable para fijar paneles en inicio y final.	143
1.9	Presor central para fijar paneles uno con otro.....	144
1.10	Embelledor para perfil G1.	145
1.11	Conector MC4.....	146
1.12	Cable CC.	147
1.13	Cable CA.....	149
1.14	Canalización exterior PVC.....	153
1.15	Porta fusible.	154
1.16	Fusible	156
1.17	Caja protección CA.	163
1.18	Seccionador de corte.....	165
1.19	Protector de sobretensiones.	170
1.20	Diferencial.	172
1.21	Magnetotérmico.	176
1.22	Bomba solar.....	179
1.23	Elemento controlador bomba.....	180
2	DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES PROPUESTOS.....	182
2.1	Panel solar Hi - MO.....	183

2.2	Panel solar 200 W.....	185
2.3	Inversor Tensite.	186
2.4	Inversor MIN.	188
3	ESTUDIO ESTRUCTURA K2 SYSTEMS	190
4	DOCUMENTACIÓN COMPLEMENTARIA	206
4.1	Carta del director de la escuela	206

1 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS.

1.1 Paneles solares.

Harvest the Sunshine

Mono 470W MBB Half-Cell Module
JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction
Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

- Higher output power
- Lower LCOE
- Less shading and lower resistive loss
- Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Year	New linear power warranty (%)	Standard module linear power warranty (%)
5	81.8%	81.2%
25	83.1%	77.2%

■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

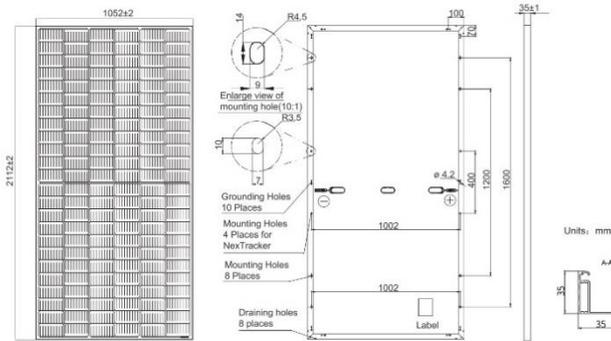
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

www.jasolar.com
Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

Figura 1. Panel solar.

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

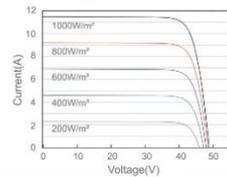
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

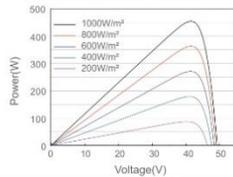
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C →+85 C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR

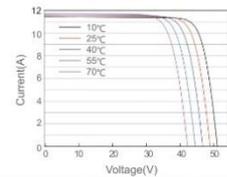


Figura 2. Panel solar.

1.2 Inversor

Smart Energy Center



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos active con tecnología de IA



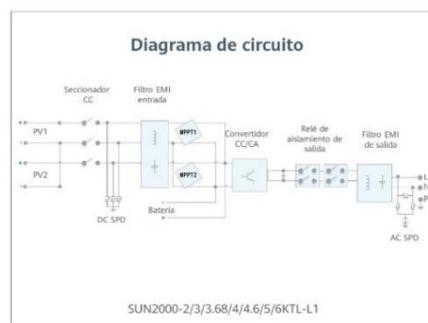
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más
5kW de Carga en Baterías



Version No.03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Figura 3. Inversor.

SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V ³						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V - 560 V ³						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh - 30kWh ¹						
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W ⁴						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	4,600 VA ⁶	5,000 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 ¹)						
Protección & Características							
Protección anti-isla	Sí						
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí						
Monitorización de aislamiento	Sí						
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	Sí						
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí						
Protección contra cortocircuito de CA	Sí						
Protección contra sobretensión de CA	Sí						
Protección contra sobrecalentamiento	Sí						
Protección de falla de arco	Sí						
Carga inversa de la batería desde la red	Sí						
Datos generales							
Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH - 100 %RH						
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2,5 W						
Compatibilidad con optimizadores							
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P						
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)							
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

¹ 1 Disponible en Q3 del 2020.

² 2 La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10,000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

³ 3 El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con la batería LG.

⁴ 4 2,200 W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh.

⁵ 5 AS4777.2-4.991W * 6. VDE-AR-N 4105-4.600VA / AS4777.2-4.999VA * 7. AS4777.2-4.999VA / C10/11-5,000VA * 8. AS4777.2-21.7A.

Figura 4. Inversor.

1.3 Batería Huawei.

Sistema inteligente de almacenamiento de energía en string



Módulo de potencia

Módulo de batería (Optimizador de energía incluido)

Optimización de la energía
100% de profundidad de descarga (DoD)
Optimización de energía a nivel de módulo

Inversión flexible
Diseño modular de 5kWh
Escalable de 5 a 30 kWh

Segura y confiable
Celda de litio-ferrofosfato (LFP)

Fácil instalación
Módulo de potencia de 12 kg
Módulo de batería de 50 kg

Puesta en marcha rápida
Detección automática en la APP

Compatibilidad perfecta
Compatible con ambos inversores monofásicos y trifásicos residenciales

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Figura 5. Batería.

LUNA2000-5/10/15-S0
Especificaciones técnicas



Características			
Módulo de potencia	LUNA2000-5KW-C0		
Número de módulos de potencia	1		
Módulo de batería	LUNA2000-5-E0		
Energía por módulo de batería	5 kWh		
Número de módulos de batería	1	2	3
Energía útil de la batería ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh
Potencia máxima de salida	2.5 kW	5 kW	5 kW
Potencia pico de salida	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s
Tensión nominal (sistema monofásico)	360 V		
Rango de tensión de operación (sistema monofásico)	350 – 560 V		
Tensión nominal (sistema trifásico)	600 V		
Rango de tensión de operación (Sistema trifásico)	600 – 980 V		

Comunicación	
Display	Indicador del estado SOC, indicador LED
Comunicación	RS485 / CAN (solo para funcionamiento en paralelo)

Especificaciones generales			
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Dimensión del módulo de potencia (AxDxA)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Peso del módulo de potencia	12 kg (26.5 lb)		
Dimensión del módulo de batería (AxDxA)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Peso del módulo de batería	50 kg (110.2 lb) ²		
Instalación	Soporte de suelo (estándar), montaje en pared (opcional)		
Rango de temperatura en operación	-20°C ~ +55°C (-4°F ~ 131°F) ³		
Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating por encima de 2,000 m)		
Medio ambiente	Exterior ⁴ (*Consulte el manual de usuario para las condiciones de instalación)		
Humedad relativa	5% - 95%		
Ventilación	Convección natural		
Grado de protección	IP 66		
Emisión de sonidos	<29 dB		
Tecnología de célula	Litio-ferrofosfato (LiFePO4)		
Garantía	10 años ³		
Escalabilidad	Max. 2 sistemas funcionando en paralelo		
Compatibilidad con inversores	SUN2000-2/3/3.6/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁵ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Cumplimiento de normas (más disponibles a pedido)	
Certificados	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Pedido y pieza entregable	
Product ordering model ⁶	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket

¹1. condiciones del est profundidad del 100% de la descarga (DoD), carga y descarga de la tarifa 0.2C 25°C, en el comienzo de la vida. Si no se instalan módulos fotovoltaicos o el sistema no ha detectado la luz solar durante al menos 24 horas, el final mínimo de descarga SOC es 15%.

²2. El peso del módulo de la batería está sujeto al producto real, con una tolerancia del ±3%.

³3. Consulte la carta de garantía de la batería para la aplicación condicional.

⁴4. La instalación inadecuada del sistema de almacenamiento puede comprometer la garantía del producto y la seguridad de la operación. Por favor, siga el manual del usuario durante la instalación, uso y mantenimiento del sistema de almacenamiento.

⁵5. Póngase en contacto con el ingeniero local para la compatibilidad entre el SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 con el LUNA2000.

⁶6. El Sistema de almacenamiento se solicitará y enviará para módulos de potencia y módulos de batería por separado con sus respectivas cantidades.
SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Figura 6. Batería.

1.4 Adaptador back – up.

Backup Box



Simple

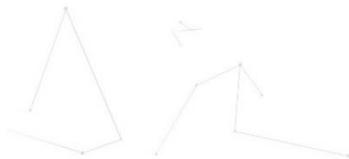
Automatic detection & switchover



Reliable

Provide Reliable backup power

Technical Specification	Backup Box-B0	Backup Box-B1
AC Output (On grid)		
Grid connection	Single Phase	Three Phase
Rated voltage	220 V / 230 V	380 V / 400 V
AC frequency	50Hz / 60Hz	
AC output voltage range	198 V ~ 253 V	342 V ~ 440 V
AC Output (Backup)		
Load connection	Single Phase	Single Phase
Rated voltage	220 V / 230 V	220 V / 230 V
AC frequency	50Hz / 60Hz	
Maximum apparent power	5,000 VA	3,300 VA
Maximum output current	22.7 A	15.2 A
Switchover time	< 3 s	
AC Input (Inverter)		
Rated voltage	220 V / 230 V	380 V / 400 V
AC frequency	50Hz / 60Hz	
Compatible inverter	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1	SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1
General Specification		
Operating temperature range	-20 °C to +45 °C (-4 °F to 113 °F)	
Relative humidity range	0 %RH ~ 100 %RH	
Dimensions (W * H * D)	400 x 350 x 130 mm (15.8 x 13.8 x 5.1 inch)	
Weight	11 kg	
Degree of protection	IP 65	



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

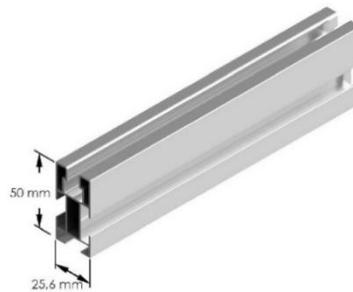
Figura 7. Módulo Back-up.

1.5 Perfil G1



Soportes compatibles con Perfil G1:

Coplanares	Inclinados
01V - 01H	08V
02V	09V - 09H
02.1V	10V
02.2V	11V - 11H
02.3V	12V
01.1V - 01.1H	13V
03V - 03H	40V
04V - 04H	42V



Accesorios compatibles con Perfil G1:



Longitudes:

- 1230 mm
- 2200 mm
- 2350 mm
- 2400 mm
- 3600 mm
- 4400 mm
- 4800 mm

Fijaciones y triángulos compatibles con Perfil G1:



Unión guía UG1



Seguridad:



Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6



Marcado ES19/86524 CE

Sujeto a modificaciones. Las ilustraciones del producto son ejemplos y pueden diferir del original.

Figura 8. Perfil G1.

1.6 Unión para perfil G1.



Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Longitud: 150 mm

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Seguridad:

Deslizar los perfiles G1 al interior de la unión UG1 hasta que se toquen y centrar la unión, quedando la misma distancia de cada perfil en su interior.

Para perfil guía

Para bloquear la unión, fijar con 4 tornillos de bloqueo a la altura de la ranura lateral, 2 a cada lado del perfil, ligeramente desplazados para no coincidir en el mismo eje.

Par de apriete: Tornillo M4.2/M4.8Hexagonal 6 Nm

Marcado: ES19/86524

100% Reciclable

Figura 9. Unión perfil.

1.7 Fijación para anclaje directo a chapa en el lateral de la greca.

R2-04/22

S04

Ficha técnica

Fijación para anclaje directo a chapa, en el lateral de la greca

Ilustración con perfil G1

Paso 1: Introducir verticalmente el soporte en la ranura del perfil.

Paso 2: Una vez dentro, inclinar el soporte.

Paso 3: Por último, girar el soporte 90°

SUNFER

Junta de estanqueidad

S04

Fijación para todo tipo de cubiertas metálicas.
Anclaje al lateral de la greca.

Material Magnelis®
Incluye tornillos zincados con arandelas de sellado.
Incluye junta de estanqueidad EPDM.

Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.

Herramientas necesarias:

Seguridad:

Perfil compatible G6

Perfil compatible G1

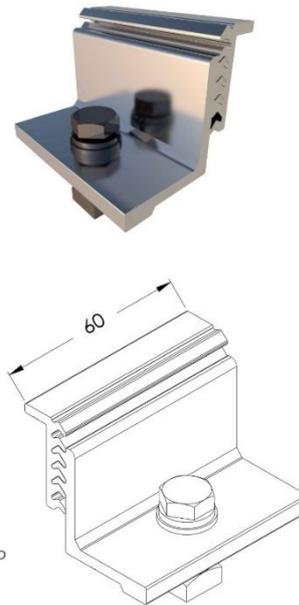
Par de apriete:
Tornillo 6,3 Hexagonal 10 Nm

100% Reciclable

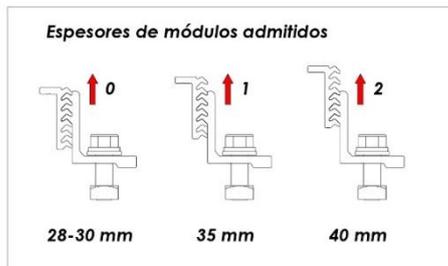
Figura 10. Anclaje.

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

1.8 Presor lateral regulable para fijar paneles en inicio y final.



Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.



Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



Par de apriete:
Tornillo presor 7 Nm

Seguridad:



Marcado
ES19/86524 CE

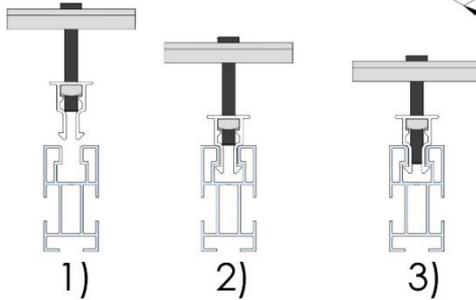
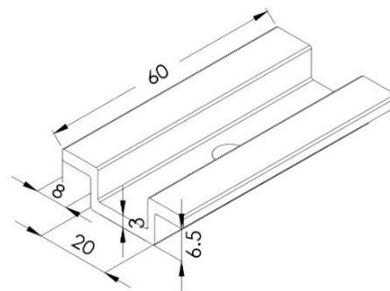
Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Figura 11. Presor lateral.

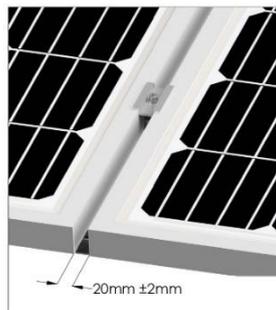
1.9 Presor central para fijar paneles uno con otro.



SUNFER



- 1) Alinear presor con el perfil
- 2) bajar hasta hacer clic
- 3) roscar el tornillo.



Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



Par de apriete:
Tornillo Presor / Nm

Seguridad:



100% Reciclable

Marcado
ES19/86524 CE

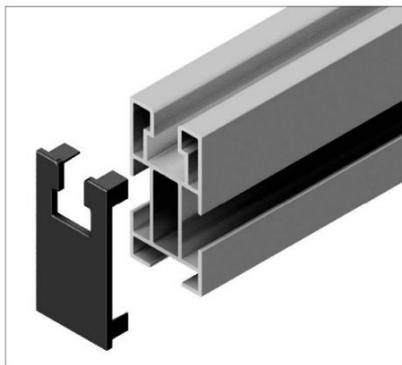
Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Figura 12. Presor central.

1.10 Embellecedor para perfil G1.



Perfil compatible:



Introducir los salientes de la tapa en los orificios del perfil G1



Materiales: PP copolmero

Seguridad:



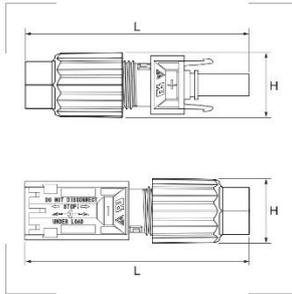
Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Figura 13. Embellecedor.

1.11 Conector MC4



Conectores fotovoltaicos



Descripción

Conectores fotovoltaicos diseñados para su uso en exteriores (IP67). Están contruidos con materiales libres de halógenos y resistentes a altas tensiones mecánicas, impactos y aplastamientos. Además, son resistentes a los rayos UV. Conexión mediante crimpado.

FICHA TÉCNICA
Diciembre 2022



Grado de protección
Polvo/agua: IP67.
Inflamabilidad: UL94-V0.

Materiales
Polipropileno y poliamida.
Bornes de cobre estañado.

Color
Negro

Certificados y normas aplicables



Temperatura de trabajo
-40°C a +85°C.

CFV-AM | CFV-AH



CFV-CM | CFV-CH



CFV-AM15.30 | CFV-AH15.30



CFV-AM15.45 | CFV-AH15.45



Referencia	Descripción	Sección mm ²	Tensión Vdc	Corriente A	L mm	mm	Embalaje unidades
CCFV-AM	Macho. Aéreo	2,5 - 6	1000	30	55,0	19,5	50
CFV-AH	Hembra. Aéreo.				57,0	19,5	50
CFV-CM	Macho. Para caja.	6	1500	30	47,7	19,0	50
CFV-CH	Hembra. Para caja.				50,7	19,0	50
CFV-AM15.30	Macho. Aéreo	6	1500	30	69,2	20,7	50
CFV-AH15.30	Hembra. Aéreo.				71,3	20,7	50
CFV-AM15.45	Macho. Aéreo	10	1500	45	62,2	18,8	50
CFV-AH15.45	Hembra. Aéreo.				66,5	18,8	50

Nota: GAESTOPAS certifica que los datos aquí expuestos son una fiel reproducción de los datos facilitados por el fabricante.

Figura 14. Conector MC4.

1.12 Cable CC.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS BAJA TENSIÓN

PRYSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS
HALOGEN FREE
IEC 60754-1 Anexo B
EN 50525-1 Anexo B



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmiankub.es/cpr/qc/DoP



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS GOLPES

ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN	
Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
T ⁺ máxima de conductor	90°C (120°C 20 000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 para IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 para EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 Anexo B y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C (N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide) para IEC 60811-404; EN 60811-404
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-503; EN 50618 Tab.2 para EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN-60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40°C según IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 para EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C para IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C para EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLE/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.



V-2019.06.17

Figura 15. Cable CC.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS BAJA TENSIÓN

PRYSUN
H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR
Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C por 20 000 h)
Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO
Material: Compuesto reticulado según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.
CUBIERTA
Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.
Colores: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE: T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

- (1) Valores aproximados.
(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).



V-2019_06.17

Figura 16. Cable CC.

1.13 Cable CA.

Afumex
Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)





C_{ca}-s1b,d1,a1



N° DoP 1003875



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



No propagación de incendio
UNE-EN 50399
UNE-EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2
UNE-EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2
NFC 20454; I1=1
DEF-STAN 02-713



Baja emisión de humos
UNE-EN 50399



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



Baja emisión de calor
UNE-EN 50399



Reducido Desprendimiento de gotas / partículas inflamadas
UNE-EN 50399



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Alta seguridad

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **C_{ca}-s1b,d1,a1**.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:

- UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio:
UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos:
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1;
 IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 60754-2; NFC 20454; DEF-STAN 02-713.
- Baja emisión de humos:
UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor:
UNE-EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas:
EN 50399.



A brand of
Prysmian Group

Figura 17. Cable CA.

149

Afumex
Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)




- ✓ **Máxima pelabilidad**
 Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.
- ✓ **Limpio y ecológico**
 La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

Construcción

- 1. Conductor**
Material: cobre recocido.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.
- 2. Aislamiento**
Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.
Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1. Unipolares color natural.
- 3. Elemento separador**
 Capa especial antiadherente.
- 4. Relleno (si aplica)**
Material: mezcla LSOH libre de halógenos.
- 5. Cubierta**
Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.
Color: verde.

Aplicaciones

Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.

En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings y túneles de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.

En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). -Derivaciones individuales ITC-BT 15) -Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). -Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). -Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). -Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. -Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

NOTA: para túneles ferroviarios consultar a Prysmian. La normativa europea exige clase B2_{ca} -s1a, d1, a1.




Figura 18. Cable CA.

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 KV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3G1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3G2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3G4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3G6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3G10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3G16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3x70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	225	170	0,6	0,56
3x95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18.../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
 → XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
 → XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
 → XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.
 → XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
 → XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Prysmian

A brand of
 Prysmian Group

Figura 19. Cable CA.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
.../...3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	356	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1,0	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	356	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1,0	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
 → XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
 → XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
 → XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.
 → XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
 → XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



Figura 20. Cable CA.

1.14 Canalización exterior PVC.



Tubo Tubos y accesorios libre halógeno
ECO-REVI

revi@grupo-revi.com
+34 988 215 454
grupo-revi.com



Tubos corrugados de poliolefina ignifugada exento de materiales halogenados.

Aplicaciones

Adecuados para el montaje empotrado en paredes, techos para la protección de los conductores eléctricos. Especialmente recomendados donde se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

Características

Comportamiento fuego	 No propagador de la llama	Resistencia a la compresión	 320N
Dimensiones	 UNE-EN 60423	Resistencia al curvado	 Curvable/Transversalmente elástico
Embalaje	 Rollos de 100m para 16 y 20, 75m para 25, 50m para 32 y 25m para 40	Resistencia al impacto	 1J
Norma	 UNE-EN 61386-22	Temperatura máxima	 90°C
Propiedades eléctricas	 Aislante	Temperatura mínima	 -5°C

Datos técnicos

Diámetro nominal	Diámetro exterior mm	Tolerancias	Diámetro interior aproximado mm
16	16	+0/-0,3	10,7
20	20	+0/-0,3	14,1
25	25	+0/-0,4	18,3
32	32	+0/-0,4	25,3
40	40	+0/-0,4	31,2
50	50	+0/-0,5	39,6

Figura 21. PVC exterior.

1.15 Porta fusible.

BR-30 PV DC Fuse Holder



- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Rated Current
- 4 Rated Voltage
- 5 Fuse Size
- 6 Electrical Diagram
- 7 Status Indicator

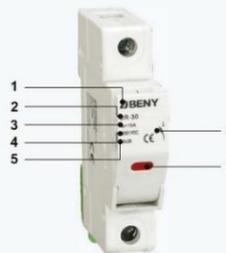
- Photovoltaic Applications
- Max Breaking Capacity up to 20KA, Effective Protection
- The Innovation Replacing Fuse Link Touch-safe
- Led Indicator, Reminding Fuse Link Replacement
- Be Suit for 10x38mm Fuse Size
- Comply with IEC6094-3



Application

ZBENY PV DC BR-30 Fuse Holder was designed and manufactured, complying with the standard IEC60947-3. The Rated Current up to 30A, rated voltage up to 1000V DC. It applied for PV DC combiner box, inverter etc, with the main function of over-current protection and effective disconnection.

Appearance Introduction



Type Instruction



Parameter

PV DC BR-30 Fuse Holder		
Pole		1P
According to		IEC 60947-3
Electrical Characteristics		
Rated Working Voltage	Ue	1000V DC
Rated Current	In	1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 8A, 10A, 12A, 15A, 20A, 25A, 30A
Breaking Capacity		20KA
Max Power Dissipation		3W
Control and Indication		
Operating State/Fault Indication		Indicator Light OFF/Indicator Light ON
Connection and Installation		
Wire		2.5mm ² ~25mm ²
Terminal Screws		M5
Torque	Nm	2.5
Degree of Protection		IP20
Installation Environment		
Fuse Size		10x38 mm
Operating Temperature Range	TU	-40°C ~ +85°C
For Mounting On		TH35-7.5/DIN35
Pollution Degree		3
Relative Humidity		+20°C≤95%, +40°C≤50%
Weight		0.07kg Per pole
Installation Class		III

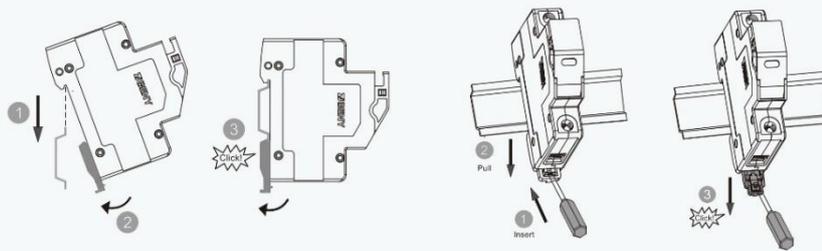
ZBENY PV SOLUTIONS 01

Figura 22. Porta fusible.

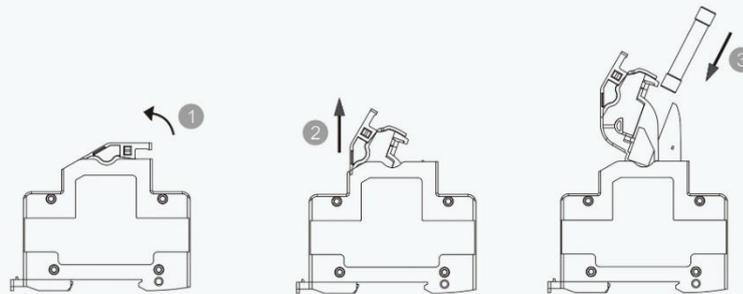


BR-30 PV DC Fuse Holder

Installation



Replacement Fuse



Dimensions(mm)

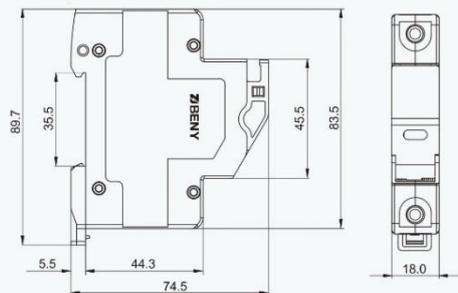


Figura 23. Porta fusible.

1.16 Fusible

POWR-GARD® Fuse Datasheet



Expertise Applied | Answers Delivered

SPF SERIES SOLAR FUSES

1000 VDC • 1-30 Amperes



Description

The SPF Solar Protection Fuse series has been specifically designed for the protection of photovoltaic (PV) systems. This family of Midget style fuses (10 x 38 mm) can safely protect PV modules and conductors from reverse-overcurrent conditions.

As PV systems have grown in size, so have the corresponding voltage requirements. This increase in system voltage has typically been intended to minimize power loss associated with long conductor runs. Standard circuit protection devices are not designed to completely protect photovoltaic panels. However, the SPF series is UL Listed to safely interrupt faulted circuits up to this demanding voltage level.

Littelfuse offers 13 ampere ratings to match specific requirements in a variety of applications.

Features/Benefits

- Designed to both UL and IEC photovoltaic specifications
- UL 2579 Listed 1000 VDC maximum
- 1-30 A ratings available
- 20,000 A Interrupting Rating
- Both PCB mount and dead-front holder options available

Recommended Fuseholders

LPHV Series

Applications

- Combiner boxes
- Inverters
- Battery charge controllers

Specifications

Voltage Rating: 1000 VDC
Amperage Rating: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30
Max. Interrupting Rating: 20 kA; Time Constant less than 2ms
Min. Interrupting Rating: 1.35x Current Rating
Material: Body: Melamine
 Caps: Copper Alloy
Operating Temperature: See Rating Curve
Approvals: UL 2579 Listed (File No. E339112)
 1-25 A IEC 60269-6
 (VDE Approved to Certification No. 40033098)
Environmental: RoHS Compliant
Country of Origin: Mexico

Ordering Information

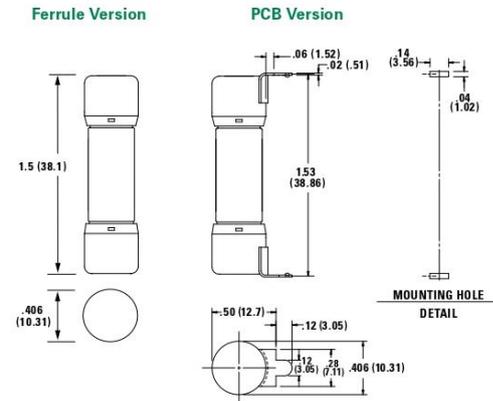
AMPERAGE	CATALOG NUMBER	SYSTEM NUMBER
2	SPF002	SPF002.T
8	SPF008	SPF008.T
30	SPF030	SPF030.T
30 (WITH PCB TABS)	SPF030R	SPF030.HXR

Web Resources

Downloadable CAD drawings and other technical information: www.littelfuse.com/spf

For a comprehensive overview of solar market solutions, please visit: www.littelfuse.com/solar

Dimensions in inches (mm)



Look for this logo to indicate products that are used in solar applications. Visit our website www.littelfuse.com/solar for the latest updates on approvals, certifications, codes and standards.

Figura 24. Fusible.

POWR-GARD® Fuse Datasheet  **Littelfuse®**
Expertise Applied | Answers Delivered

SPF SERIES SOLAR FUSES

Electrical Specifications 10 x 38 mm Solar Midget Fuses

Ferrule Version

ORDERING NUMBER	AMP RATING	DC-RATED VOLTAGE		INTERRUPTING RATING		UPC	NOM COLD RESISTANCE (Ohm)	WATTS LOSS AT 100% RATED CURRENT (W)	WATTS LOSS AT 80% RATED CURRENT (W)	TOTAL CLEARING I ² T (A ² SEC) 10 kA	TOTAL CLEARING I ² T (A ² SEC) 20 kA	AGENCY APPROVALS			
		DC	AC	DC	AC							DC	CE	CCC	
OSPF001.T	1	1000	-	20 kA	-	07945816907	0.645	1.059	0.699	0.289	3.420	•	•	•	•*
OSPF002.T	2	1000	-	20 kA	-	07945816910	0.237	1.586	0.851	1.175	4.755	•	•	•	•*
OSPF003.T	3	1000	-	20 kA	-	07945816913	0.11	1.504	0.824	5.007	7.882	•	•	•	•*
OSPF004.T	4	1000	-	20 kA	-	07945816916	0.06127	1.491	0.839	23.031	23.031	•	•	•	•*
OSPF005.T	5	1000	-	20 kA	-	07945816919	0.04086	1.465	0.859	42.600	42.600	•	•	•	•*
OSPF006.T	6	1000	-	20 kA	-	07945816922	0.0281	1.348	0.769	76.270	80.254	•	•	•	•*
OSPF008.T	8	1000	-	20 kA	-	07945816925	0.0178	1.610	0.914	193.323	198.960	•	•	•	•*
OSPF010.T	10	1000	-	20 kA	-	07945816928	0.0125	1.760	1.000	395.556	401.208	•	•	•	•*
OSPF012.T	12	1000	-	20 kA	-	07945816931	0.00993	1.965	1.109	599.198	641.940	•	•	•	•*
OSPF015.T	15	1000	-	20 kA	-	07945816934	0.00799	2.282	1.382	457.740	504.770	•	•	•	•*
OSPF020.T	20	1000	-	20 kA	-	07945816937	0.0045	2.810	1.574	1173.990	1312.850	•	•	•	•*
OSPF025.T	25	1000	-	20 kA	-	07945817595	0.00353	2.981	1.745	1937.430	2371.140	•	•	•	•*
OSPF030.T	30	1000	-	20 kA	-	07945817598	0.00284	3.923	2.125	2209.480	2678.750	•	•	•	•*

*In Approval Process.

PCB Version

ORDERING NUMBER	AMP RATING	DC-RATED VOLTAGE		INTERRUPTING RATING		UPC	NOM COLD RESISTANCE (Ohm)	WATTS LOSS AT 100% RATED CURRENT (W)	WATTS LOSS AT 80% RATED CURRENT (W)	TOTAL CLEARING I ² T (A ² SEC) 10 kA	TOTAL CLEARING I ² T (A ² SEC) 20 kA	AGENCY APPROVALS			
		DC	AC	DC	AC							DC	CE	CCC	
OSPF001.HXR	1	1000	-	20 kA	-	07945816909	0.645	1.059	0.699	0.289	3.420	•	•	•	•*
OSPF002.HXR	2	1000	-	20 kA	-	07945816912	0.237	1.586	0.851	1.175	4.755	•	•	•	•*
OSPF003.HXR	3	1000	-	20 kA	-	07945816915	0.11	1.504	0.824	5.007	7.882	•	•	•	•*
OSPF004.HXR	4	1000	-	20 kA	-	07945816918	0.06127	1.491	0.839	23.031	23.031	•	•	•	•*
OSPF005.HXR	5	1000	-	20 kA	-	07945816921	0.04086	1.465	0.859	42.600	42.600	•	•	•	•*
OSPF006.HXR	6	1000	-	20 kA	-	07945816924	0.0281	1.348	0.769	76.270	80.254	•	•	•	•*
OSPF008.HXR	8	1000	-	20 kA	-	07945816927	0.0178	1.610	0.914	193.323	198.960	•	•	•	•*
OSPF010.HXR	10	1000	-	20 kA	-	07945816930	0.0125	1.760	1.000	395.556	401.208	•	•	•	•*
OSPF012.HXR	12	1000	-	20 kA	-	07945816933	0.00993	1.965	1.109	599.198	641.940	•	•	•	•*
OSPF015.HXR	15	1000	-	20 kA	-	07945816936	0.00799	2.282	1.382	457.740	504.770	•	•	•	•*
OSPF020.HXR	20	1000	-	20 kA	-	07945817594	0.0045	2.810	1.574	1173.990	1312.850	•	•	•	•*
OSPF025.HXR	25	1000	-	20 kA	-	07945817597	0.00353	2.981	1.745	1937.430	2371.140	•	•	•	•*
OSPF030.HXR	30	1000	-	20 kA	-	07945817600	0.00284	3.923	2.125	2209.480	2678.750	•	•	•	•*

*In Approval Process.

Figura 25. Fusible.

POWR-GARD® Fuse Datasheet



SPF SERIES SOLAR FUSES

Electrical Characteristics for Series

% OF AMP RATING	AMP RATING	OPENING TIME (MINUTES)	PER
100%	1-30 A	60 Min	UL
113%	1-30 A	60 Min	IEC
135%	1-30 A	60 Max	UL
145%	1-30 A	60 Max	IEC
200%	1-30 A	4 Max	UL

Temperature Derating Curve

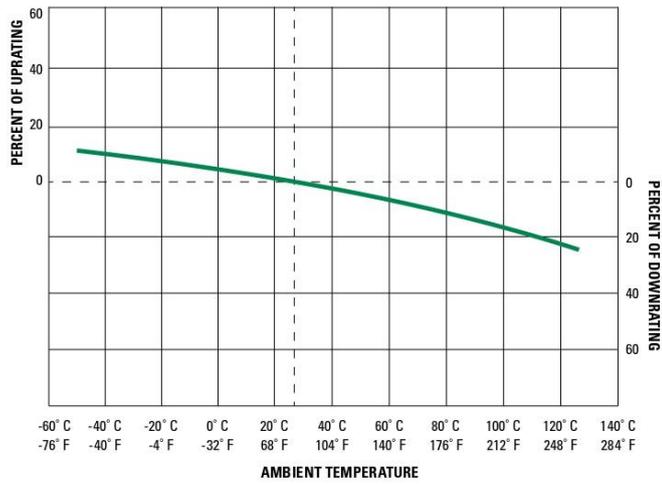
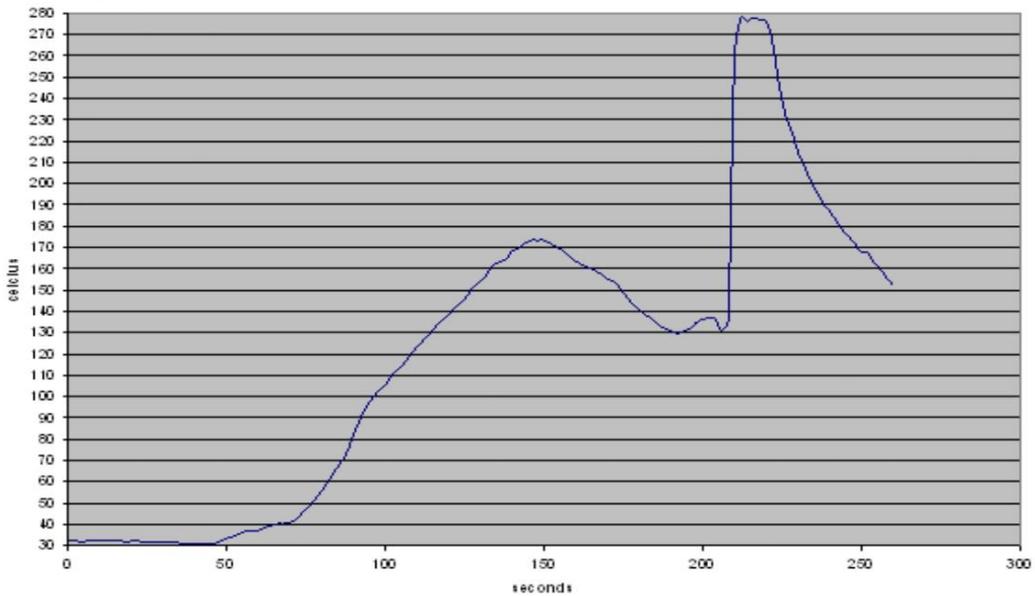


Figura 26. Fusible.

SPF SERIES SOLAR FUSES

Soldering Parameters



Recommended Process Parameters

WAVE PARAMETER	LEAD FREE RECOMMENDATION
PREHEAT:	(Typical Industry Recommendation)
TEMPERATURE MINIMUM:	130° C
TEMPERATURE MAXIMUM:	
PRE-HEAT TIME	75 Seconds Maximum
SOLDER POT TEMPERATURE	280° C Maximum
SOLDER DWELL TIME	270° C for 8 Seconds Maximum
COMPLETE CYCLE TIME	250 Seconds Maximum

Figura 27. Fusible.

SPF SERIES SOLAR FUSES

Time Current Curve

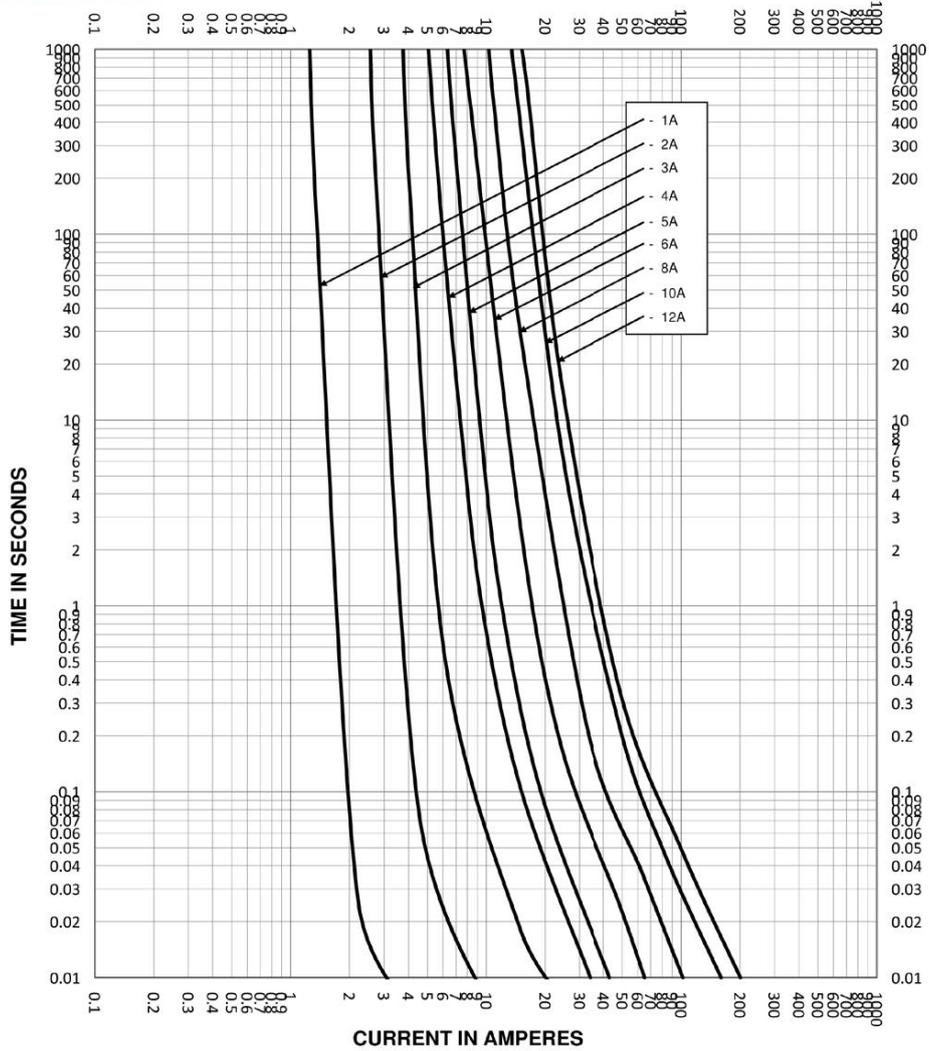


Figura 28. Fusible.

SPF SERIES SOLAR FUSES

Time Current Curve

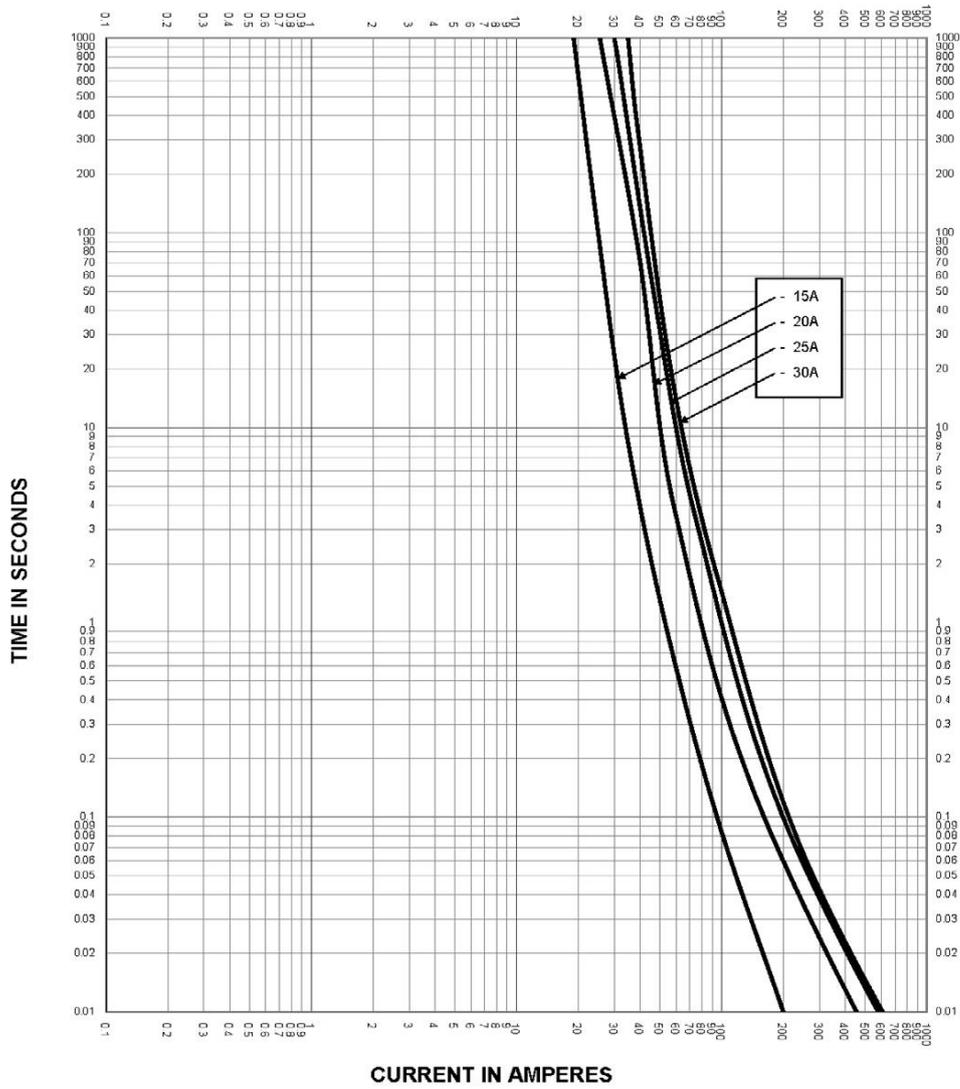


Figura 29. Fusible.

POWR-GARD® Fuse Datasheet



Littelfuse®
Expertise Applied | Answers Delivered

SPF SERIES SOLAR FUSES

Time Current Curve Data Points

AMP	TIME IN SECONDS	CURRENT	AMP	TIME IN SECONDS	CURRENT	AMP	TIME IN SECONDS	CURRENT
1 A	1000.000	1.260	6 A	1000.000	7.750	15 A	1000.000	19.100
	100.000	1.380		100.000	9.850		100.000	25.200
	10.000	1.540		10.000	12.750		10.000	34.000
	1.000	1.720		1.000	17.300		1.000	53.000
	0.100	1.980		0.100	28.500		0.100	95.000
	0.010	3.070		0.010	65.000		0.010	200.000
2 A	1000.000	2.550	8 A	1000.000	10.400	20 A	1000.000	25.500
	100.000	2.850		100.000	12.800		100.000	38.000
	10.000	3.200		10.000	17.450		10.000	50.000
	1.000	3.650		1.000	24.800		1.000	79.500
	0.100	4.400		0.100	40.800		0.100	162.000
	0.010	8.800		0.010	102.000		0.010	477.000
3 A	1000.000	3.750	10 A	1000.000	13.600	25 A	1000.000	30.250
	100.000	4.200		100.000	17.400		100.000	41.750
	10.000	4.800		10.000	23.100		10.000	60.000
	1.000	5.700		1.000	34.750		1.000	100.000
	0.100	8.700		0.100	61.400		0.100	199.000
	0.010	20.000		0.010	158.000		0.010	580.000
4 A	1000.000	5.050	12 A	1000.000	15.303	30 A	1000.000	35.250
	100.000	6.000		100.000	19.400		100.000	45.300
	10.000	7.400		10.000	26.050		10.000	63.750
	1.000	9.550		1.000	38.700		1.000	110.000
	0.100	15.250		0.100	74.000		0.100	214.000
	0.010	33.750		0.010	201.000		0.010	606.000
5 A	1000.000	6.350						
	100.000	7.550						
	10.000	9.300						
	1.000	12.000						
	0.100	19.000						
	0.010	42.750						

Figura 30. Fusible.

1.17 Caja protección CA.



1de2//FICHA DE PRODUCTO

Ed. 3-21

ECOLOGY

COFRETS DE DISTRIBUCIÓN IP65

Descripción: COFRET IP65 2x12 (24) MOD. SUP. PT. ABS

Referencia:
CDN24PT

Características:

Tipo de producto:	Cofret de distribución IP65 ABS. (Precintable)
Dim. exteriores (Alto x Ancho x Prof.):	436x310x148 mm
Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):	-
Nº Módulos:	2x12 (24) raíl DIN
Instalación:	Superficie
Color:	RAL 7035
Tipo de ventana:	Transparente
Peso (kg):	2,37
Entrada cables:	Sup.: 8xM20 - 2xM25 - 2xM32 - 1xM40 - Inf.: 6xM20 - 2xM25 - 2xM32 - 1xM40 - Int.: 4xM25 - Oblongo tras.: 2xOB 25/32/25
Componentes:	-
Materiales:	Materiales plásticos libres de halógenos. Marco y base: ABS. Protección UV según norma ISO 4892-2, Método A: 500h
Material de la tapa-ventana-puerta:	PC fumé, con protección UV

Datos técnicos:

Grado de protección:	IP65
Resistencia al impacto:	IK08
Resistencia al hilo incandescente:	650 °C
Presión de bola:	70 °C
Rango de temperatura ambiente:	-25 °C / +40 °C
Tensión máxima de empleo:	1000 V AC / 1500 V DC
Intensidad máxima admisible:	
Doble aislamiento:	Clase II

Certificados y normas:

Directiva baja tensión:	2014/35/EU
Normas:	UNE-EN 62208, UNE-EN 61439-1
Certificados:	



Codificaciones:

Cod. EAN:	8431044129884
Cod. Arancelario:	85.38.10.00
ETIM 8.0:	EC000214

IDE ELECTRIC, S.L. Leonardo da Vinci, 2. Pol.Ind. Los Huertos. 50800 Zuera (Zaragoza). SPAIN · +34 976451080 · ide@ide.es · www.ide.es

Figura 31. Caja protección CA.

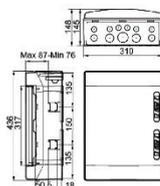


ECOLOGY

COFRETS DE DISTRIBUCIÓN IP65

Descripción: COFRET IP65 2x12 (24) MOD. SUP. PT. ABS

Referencia: CDN24PT



Plano detallado:

-  <http://www.ide.es/downloads/planos/pdf/CDN24PT.pdf>
-  <http://www.ide.es/downloads/planos/dxf/CDN24PT.dxf>
-  <http://www.ide.es/downloads/planos/stp/CDN24PT.stp>

Dimensiones exteriores (Alto x Ancho x Prof.):

436x310x148 mm

Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):

-

Sostenibilidad:

RoHS - REACH

Suministro:

Suministrado en embalaje individual de cartón. Los embalajes múltiples se conforman enfajando con film transparente los embalajes individuales.

Unidades de embalaje: 4

Fin de vida del producto:

No necesita operaciones de reciclaje específicas

Aplicaciones recomendadas:

Entornos industriales y exteriores. Industrias, sector fotovoltaico, almacenes, garajes, allí donde se requiere un alto grado de protección frente al polvo, salpicaduras e impactos.

IDE ELECTRIC, S.L. Leonardo da Vinci, 2. Pol.Ind. Los Huertos. 50800 Zuera (Zaragoza). SPAIN · +34 976451080 · ide@ide.es · www.ide.es

Figura 32. Caja protección CA.

1.18 Seccionador de corte.

BYH Series Non-polarity DC Isolator Switches

4P 1000V 32A



DC Isolator Switches



- 1 Waterproof Plug
- 2 IP66 Ingress Protection
- 3 Sealed Plug
- 4 OFF
- 5 LOCK
- 6 Standard
- 7 Brand
- 8 Type
- 9 ON
- 10 Knob



Application

ZBENY BYH-32 true DC isolator switch in IP66 enclosure is developed for solar residential and commercial PV rooftop systems, should be installed between solar panels and inverter for DC power isolation. The first DC isolator complies with DC-PV2 AS60947.3 2018 standard. The patent arc-extinguish chamber and quality material ensure the DC isolator's reliable and long working life. Breather valve is attached on the enclosure bottom. Max voltage up to 1000V.

Feature

- IP66, UV Resistance
- Arcing Time < 3ms
- Earth Terminal
- IEC60947-3, AS60947.3
- 2 Poles, 4 Poles Available(Single | Double String)
- DC-PV2 / DC-21B: 32A up to 1000VDC

Appearance Introduction



Parameter

Electrical Characteristics	
Type	BYH-32, BYH-32M1, BYH-32M2
Function	Isolator, Control
Standard	IEC60947-3, AS60947.3
Utilization category	DC-PV2 / DC-21B
Pole	4P
Rated frequency	DC
Rated operational voltage (U_n)	500V, 600V, 800V, 1000V
Rated operational current (I_n)	See the next page
Rated insulation voltage (U_i)	1200V
Conventional free air thermal current (I_{th})	//
Conventional enclosed thermal current (I_{th})	Same as I_n
Rated short-time withstand current (I_{sc})	1kA, 1s (4,4B); 1.7kA, 1s (2H)
Rated short-time making capacity (I_{sm})	1.7kA(4,4B); 3kA(2H)
Rated conditional short-circuit current (I_{cs})	3kA
Rated impulsive withstand voltage (U_{imp})	8.0kV
Overvoltage category	II
Suitability for isolation	Yes
Polarity	No polarity, "+" and "-" polarities could be interchanged.
Service Life/Cycle Operation	
Mechanical	15000
Electrical	1000
Installation Environment	
Ingress Protection	Enclosure IP66 Switch body IP20
Storage Temperature	-50°C ~ +90°C
Operation Temperature	-40°C ~ +85°C
Mounting Type	Vertically or horizontally
Pollution degree	3
Suitable environment	Outdoor / Indoor

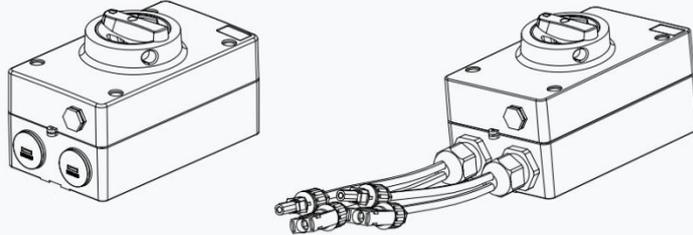
ZBENY PV SOLUTIONS 02

Figura 33. Seccionador de corte.



BYH Series Non-polarity DC Isolator Switches

Breathing Valve



Remarks:
ZIBENY DC Isolator has a breathing valve already, to avoid the condensation issue.

Identification		Rating data		
Switch, unenclosed - catalogue number (with DC-PV2 rating)		BYH.1-32, BYH.2-32		
Specific dedicated individual enclosure - catalogue number (with minimum IP66NW rating)		BYH-32 IP66NW		
Assembly of switch and specific dedicated individual enclosure - catalogue number		/		
I_{th} rated thermal current, unenclosed, at 40°C shade ambient air temperature		32 amps		
I_{th} rated thermal current, indoors, at 40°C shade ambient air temperature, in a specific dedicated enclosure		32 amps		
I_{th} rated thermal current outdoors at 40°C shade ambient air temperature <u>without solar effects</u> in a specific dedicated enclosure rated IP66NW		32 amps		
I_{th} solar current value outdoors at 60°C shade ambient air temperature (see D.8.3.11, table D3), with solar effects in a specific dedicated enclosure rated IP66NW		29 amps		
		U_n rated operational voltage DC Volts	I_n ; DC-PV2 rated operational current Amps	I_{max} and $I_{th(max)}$ DC-PV2 $4 \times I_n$ Amps
4-pole 2 pole in series 4	(1/2/—)	300	32	128
		500	32	128
		600	13	52
		800	9	36
		1000	9	36
2-pole 4 pole in series 4B	(1/2/3/4/—)	300	32	128
		500	32	128
		600	32	128
		800	32	128
		1000	32	128

03 ZIBENY PV SOLUTIONS

Figura 34. Seccionador de corte.

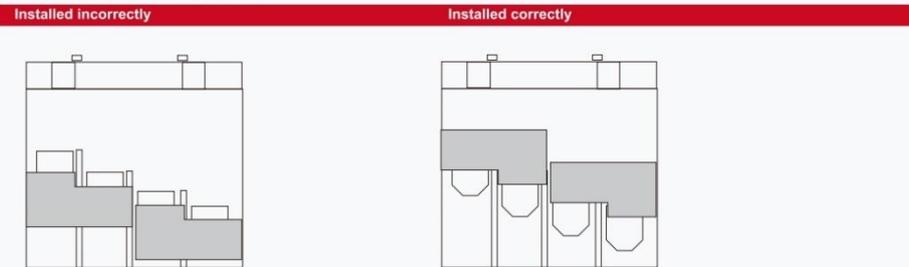
Wiring Diagram for Rated operational voltage U_e (V) & Rated operational current I_e (A)

Contacts wiring diagram	300V	500V	600V	800V	1000V	Poles in series	Number of Strings	Type Number
	32A	32A	13A	9A	9A	2	2	4
	40A	40A	/	/	/	4	1	2H
	32A	32A	32A	32A	32A	4	1	4B
	32A	32A	32A	32A	32A	4	1	4S

Switching Configurations

Type	4-pole	2-pole 4 Paralleled Poles	4-pole with Input and Output bottom	4-pole with Input on top Output bottom
/	4	2H	4B	4S
Contacts Wiring graph				
Switching example				

Bridging links installation



* Warning: Verify that all connections (including bridging link connections) are suitable for the rated current, prepared to ensure only conductive parts are clamped and tightened to the manufacturers required torque before energization.

Figura 35. Seccionador de corte.

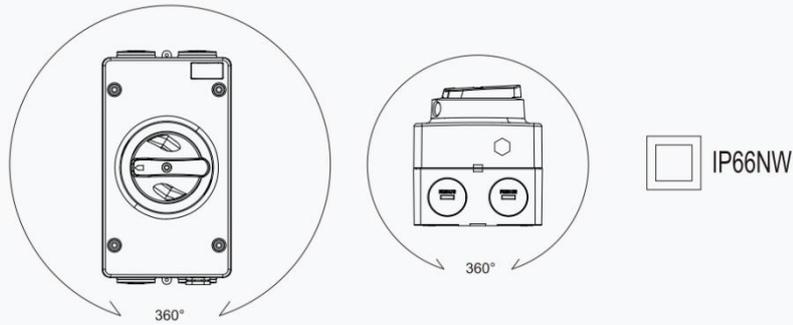


BYH Series Non-polarity DC Isolator Switches

Terminals / connection

Type	BYH-32, BYH-32M1, BYH-32M2
Number of poles	4-pole
Terminal designation, main circuit	1; 3; 5; 2; 4; 6; 7; 8
Type of terminal, main circuit	Screw terminal
Rated cross section area, main circuit	4.0-16mm ²
Type of Conductor	4-16mm ² (Rigid: Solid or Stranded) 4-10mm ² (Flexible)
Number of conductors per terminal	1
Required preparation of the conductor	Yes
Stripping length (mm), main circuit	8mm
Tightening torque (M4), main circuit	Min: 1.2Nm Max: 1.8Nm

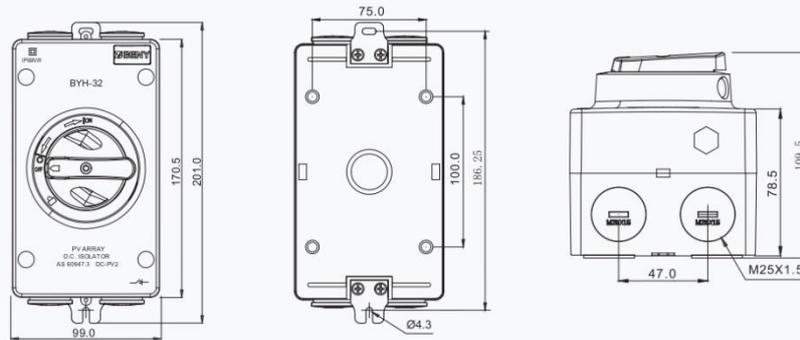
IP Rating



Remarks:

ZBENY DC Isolator can be installed in any direction, but must do well performance for waterproof.

Dimensions(mm)



05 ZBENY PV SOLUTIONS

Figura 36. Seccionador de corte.

Data according to AS60947-3:2018

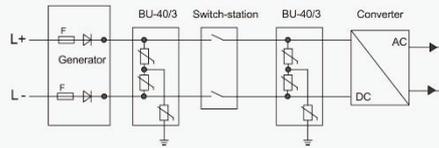
Main Contacts	Type	BYH-32	Appendix B5
Rated thermal current I_{th}	A	32	Making &
Rated insulation voltage U_i	V	1000	Breaking
Distance of contacts (per pole)	mm	8	5x
Rated operational current I_e (DC-PV2)			operations
1 pole 1 1/	300V	A	100
	400V	A	40
	500V	A	32
	600V	A	32
	800V	A	12
	1000V	A	8
4-pole 2 pole in series 4 1/ 2/ _	500V	A	128
	600V	A	52
	700V	A	36
	800V	A	36
	900V	A	36
2-pole 4 parallel poles 2H 1/ 2/ 3/ 4/]	500V	A	160
	600V	A	/
	700V	A	/
	800V	A	/
	900V	A	/
2-pole 4 pole in series 4B 1/ 2/ 3/ 4/ _	500V	A	128
	600V	A	128
	700V	A	128
	800V	A	128
	900V	A	128
1000V	A	128	

Figura 37. Seccionador de corte.

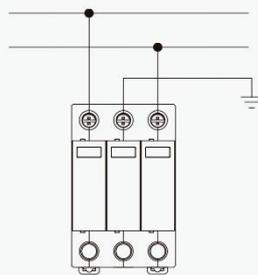
1.19 Protector de sobretensiones.

BUD-40/3
PV DC Surge
Protection Device

Principal Drawing



Wiring Method



Dimensions(mm)

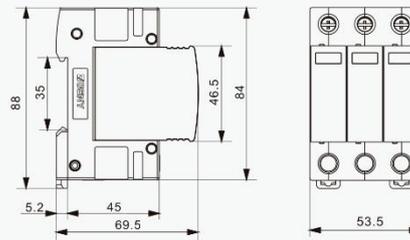


Figura 38. Protector de sobretensiones.

BUD-40/3
PV DC Surge
Protection Device



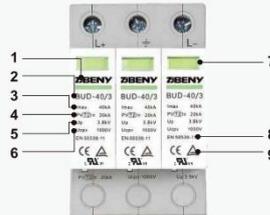
- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Max. Discharge Current I_{max}
- 4 Nominal Discharge Current I_n
- 5 Voltage Protection Level U_p
- 6 Max. Continuous Operating Voltage U_{cvo}
- 7 Indicator
- 8 Standard Code
- 9 Certificate Symbol

- Suitable For Use in All Photovoltaic Systems
- Prewired Modular Complete Unit, Consisting of A Base Part and Plug-in Protection Modules
- Plug-in Protection Module, Easily Installation and Maintainance
- High Energy Varistor, Response Time Less Than 25 Nanosecond
- Optional Remote Signalling Contact(FM) for Monitoring Device (Floating Changeover Contact)
- Din Rail Mounting TH35-7.5/DIN35
- Comply with :EN 50539-11

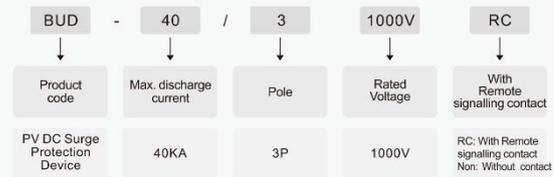
Application

ZBENY PV DC BUD-40/3 Surge Protection Device was designed and manufactured, complying the PV standard EN50539-11. It widely used in PV DC combiner box, inverter, controller and PV DC cabinet. Rated voltage 1000V DC, Maximum discharge current 40KA, High Energy Varistor, high effective for lightning protection.

Appearance Introduction



Type Instruction



Parameter

PV DC BUD-40/3 Surge Protection Device		
Pole		3P
Standard		EN 50539-11
Electrical Characteristics		
Category IEC/EN		IEC II/EN2
Open Voltage	U_{oc} Max	1000V DC
Max Continuous Operational Voltage	U_c	1000V DC
Nominal Discharge Current	$I_n(8/20)\mu s$	20KA
Maximum Discharge Current	$I_{max}(8/20)\mu s$	40KA
Voltage Protection Level	U_p	$\leq 3.8KV$
Response Time		$< 25ns$
Control and Indication		
Operating State/fault Indication		Green/Red
Plug-in Protection Module		■
Remote Signalling Contact(Optional)	Max. Working Voltage(V)	30V DC
	Max. Working Current	1A
Connection and Installation		
Wire	Hard cable mm^2	4~25
	Flexible cable mm^2	4~16
Terminal Screws		M5
Torque(Nm)	Main Circuit	2.5
	Remote Contact	0.25
Degree of Protection		IP20
Installation Environment		
Operating Temperature Range (TU)		$-40^{\circ}C \sim +85^{\circ}C$
For Mounting on		TH35-7.5/DIN35
Relative Humidity		30%~90%
Weight kg		0.36

Figura 39. Protector de sobretensiones.

1.20 Diferencial.

SIEMENS

Hoja de datos

5SV3314-6



interruptor diferencial, 2 polos, Tipo A, Entrada: 40 A, 30 mA, Un AC: 230 V

La versión	
nombre comercial del producto	SENTRON
designación del producto	Interruptor diferencial
tipo de producto	Sin retardo
Datos técnicos generales	
número de polos	2
tamaño para aparatos modulares / según DIN 43880	1
vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico	10 000
corriente de cortocircuito / del fusible aguas arriba / máxima admisible	63 A
resistencia a cortocircuitos	10 kA
función de maniobra / retardo breve	No
categoría de sobretensión	III
La tensión de alimentación	
intensidad de empleo / con AC / valor asignado	40 A
tensión de alimentación	
• con AC / valor asignado	230 V
• para equipo de prueba / mín.	195 V
frecuencia de empleo	50 Hz
frecuencia de la tensión de alimentación / valor asignado	50 Hz
Clase de protección	
grado de protección IP	IP20, para montaje en distribuidor, con conductores conectados
Capacidad de conmutación	
poder de corte, corriente	
• según EN 60898 / valor asignado	0,5 kA
• según IEC 61008-1 / valor asignado	0,5 kA
Disipación	
pérdidas [W]	
• con valor asignado de la intensidad / con AC / en estado operativo caliente / por polo	2,6 W
• máx.	5,2 W
Electricidad	
corriente diferencial de disparo / valor asignado	30 mA
tipo de corriente de defecto	A
intensidad de paso / admisible	5 200 kA
valor I ² t / admisible	58 000 A ² ·s
resistencia a corriente de choque / valor asignado	1 kA

Figura 40. Interruptor diferencial.

intensidad de empleo			
<ul style="list-style-type: none"> • con 40 °C / valor asignado • con 45 °C / valor asignado • con 50 °C / valor asignado • con 55 °C / valor asignado • con 60 °C / valor asignado • con 65 °C / valor asignado • con 70 °C / valor asignado 	40 A 38,1 A 35,59 A 32,29 A 28,19 A 23,3 A 17,62 A		
Detalles del producto			
propiedad del producto / sin silicona	Si		
ampliación del producto / incorporable / dispositivos complementarios	Si		
Conexiones			
sección de conductor conectable / monofilar			
<ul style="list-style-type: none"> • mín. • máx. 	0,75 mm ² 35 mm ²		
sección de conductor conectable / multifilar			
<ul style="list-style-type: none"> • mín. • máx. 	0,75 mm ² 35 mm ²		
par de apriete / con bornes de tornillo			
<ul style="list-style-type: none"> • mín. • máx. 	2,5 N·m 3 N·m		
posición / del cable de conexión a red	Arriba o abajo		
Diseño Mecánico			
altura	90 mm		
anchura	36 mm		
profundidad	70 mm		
profundidad de montaje	70 mm		
número de módulos de anchura	2		
tipo de fijación	Perfil DIN (REG)		
posición de montaje	según las necesidades del usuario		
peso neto	208 g		
Condiciones ambientales			
temperatura ambiente / durante el funcionamiento			
<ul style="list-style-type: none"> • mín. • máx. 	-25 °C 45 °C		
temperatura ambiente / durante el almacenamiento			
<ul style="list-style-type: none"> • mínima admisible • máxima admisible 	-40 °C 75 °C		
número de ciclos de test / para ensayo ambiental / según IEC 60068-2-30	28		
Certificados			
designaciones de referencia			
<ul style="list-style-type: none"> • según EN 61346-2 • según IEC 81346-2:2009 	F F		
General Product Approval			
    Miscellaneous 			
EMC	Declaration of Conformity	other	Railway

Figura 41. Interruptor diferencial.



Miscellaneous

Confirmation

Vibration and Shock

Más información

Information- and Downloadcenter (Catálogos, Folletos,...)

<http://www.siemens.com/lowvoltage/catalogs>

Industry Mall (sistema de pedido online)

<https://mall.industry.siemens.com/mall/es/es/Catalog/product?mlfb=5SV3314-6>

Service&Support (Manuales, certificados, características, FAQ,...)

<https://support.industry.siemens.com/cs/ww/es/ps/5SV3314-6>

Base de datos de imágenes (fotos de producto, dibujos acotados 2D, modelos 3D, esquemas de conexiones, ...)

http://www.automation.siemens.com/bilddb/cax_en.aspx?mlfb=5SV3314-6

Tender specifications

<http://www.siemens.com/specifications>

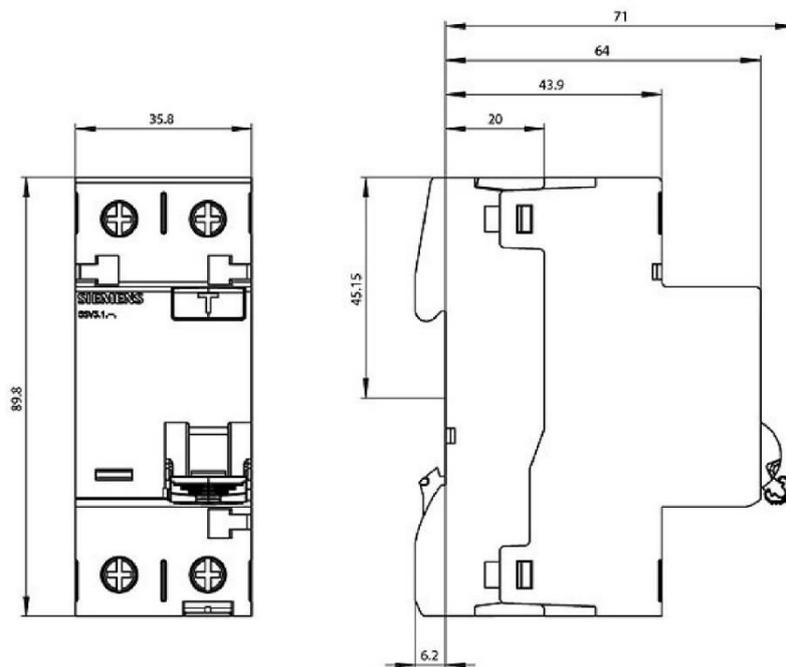
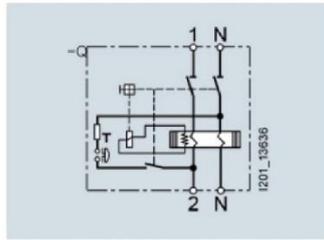


Figura 42. Interrupor diferencial.



-CB

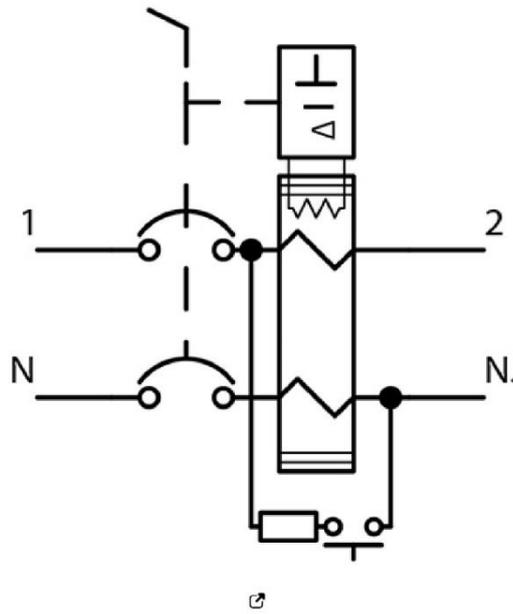


Figura 43. Interruptor diferencial.

1.21 Magnetotérmico.

Hoja de características del producto

Especificaciones



Acti9 iK60N - Interruptor magnetotérmico - 2P - 16A - Curva C - 6kA

A9K17216

Principal

Función	Para corriente > 0,1 A
Gama	Acti 9
Nombre Del Producto	Acti 9 iKQ
Tipo De Producto O Componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre Abreviado Del Equipo	iK60N
Número De Polos	2P
Número De Polos Protegidos	2
[In] Corriente Nominal	16 A en 30 °C
Tipo De Red	AC
Tecnología De Unidad De Disparo	Térmico-magnético
Código De Curva	C
Capacidad De Corte	6000 A Icn en 230 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
Poder De Seccionamiento	Sí acorde a EN/IEC 60898-1
Normas	EN/IEC 60898-1
Certificaciones De Producto	Aenor

Complementario

Frecuencia De Red	50/60 Hz
Límite De Enlace Magnético	5...10 x In
[Ics] Poder De Corte En Servicio	6000 A 100 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230 V AC 50/60 Hz
Clase De Limitación	3 acorde a EN/IEC 60898-1
[Ui] Tensión Nominal De Aislamiento	440 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
[Uimp] Resistencia A Picos De Tensión	4 kV acorde a EN/IEC 60898-1
Tipo De Control	Maneta
Señalizaciones En Local	Indicación de encendido/apagado
Tipo De Montaje	Ajustable en clip
Soporte De Montaje	Carril DIN
Pasos De 9 Mm	4
Altura	85 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	78,5 mm

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

15 abr 2024

Life Is On | Schneider Electric

1

Figura 44. Interruptor magnetotérmico.

Peso Del Producto	200 g
Color	Blanco
Durabilidad Mecánica	20000 ciclos
Durabilidad Eléctrica	10000 ciclos
Descripción De Las Opciones De Bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - Terminales	Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm ² rígido Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...16 mm ² flexible
Longitud De Cable Pelado Para Conectar Bornas	14 mm for arriba o abajo connection
Par De Apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección Contra Fugas A Tierra	Sin

Entorno

Grado De Protección Ip	IP20 acorde a IEC 60529
Grado De Contaminación	2 acorde a EN/IEC 60898-1
Categoría De Sobretensión	III
Temperatura Ambiente De Funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura Ambiente De Almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo De Unidad De Paquete 1	PCE
Número De Unidades En El Paquete 1	1
Paquete 1 Altura	3,600 cm
Paquete 1 Ancho	7,500 cm
Paquete 1 Longitud	9,400 cm
Paquete 1 Peso	194,000 g
Tipo De Unidad De Paquete 2	BB1
Número De Unidades En El Paquete 2	6
Paquete 2 Altura	10,000 cm
Paquete 2 Ancho	10,000 cm
Paquete 2 Longitud	23,000 cm
Paquete 2 Peso	1,221 kg
Tipo De Unidad De Paquete 3	S03
Número De Unidades En El Paquete 3	66
Paquete 3 Altura	30,000 cm
Paquete 3 Ancho	30,000 cm
Paquete 3 Longitud	40,000 cm
Paquete 3 Peso	13,872 kg

Información Logística

Pais De Origen	ES
----------------	----



Figura 45. Interruptor magnetotérmico.

Sostenibilidad

La etiqueta **Green Premium™** es el compromiso de Schneider Electric para ofrecer productos con el mejor desempeño ambiental. Green Premium promete cumplir con las regulaciones más recientes, transparencia en cuanto al impacto ambiental, así como productos circulares y de bajo CO₂.

La **guía para evaluar la sostenibilidad de los productos** es un white paper que aclara los estándares globales de etiqueta ecológica y cómo interpretar las declaraciones ambientales.

[Obtenga más información sobre Green Premium >](#)

[Guía para evaluar la sostenibilidad del producto >](#)



Transparencia RoHS/REACH

Rendimiento de la sostenibilidad

Conforme Con Reach Sin Svhc

Sin Metales Pesados Tóxicos

Sin Mercurio

Información Sobre Exenciones De RoHS [Sí](#)

Certificaciones y estándares

Reglamento Reach	Declaración de REACH
Directiva Rohs Ue	Conforme Declaración RoHS UE
Normativa De Rohs China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación Ambiental	Perfil ambiental del producto
Raee	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Perfil De Circularidad	No se necesitan operaciones de reciclaje específicas

Figura 46. Interruptor magnetotérmico.

1.22 Bomba solar.

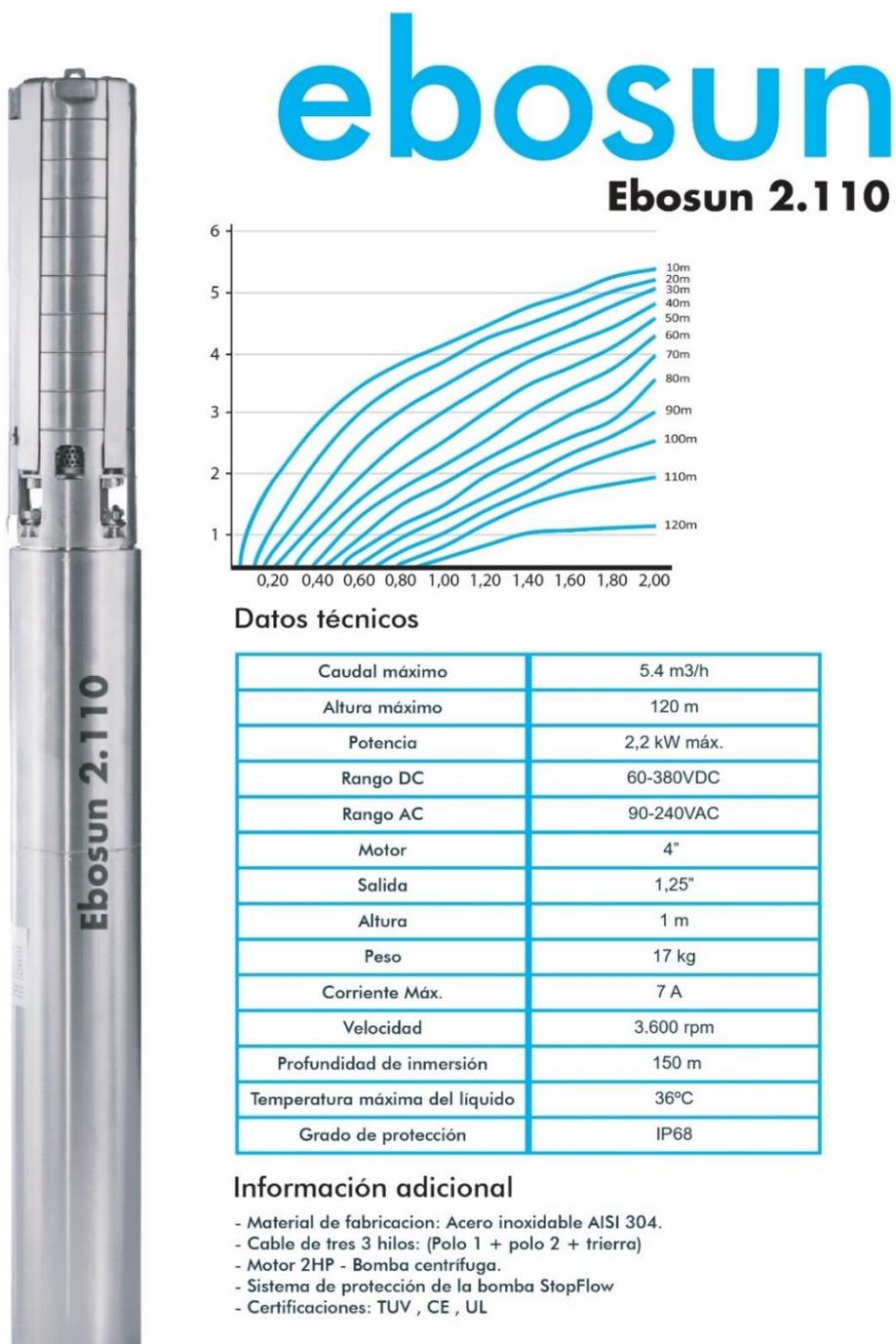


Figura 47. Bomba solar.

1.23 Elemento controlador bomba

Controladora Q200

La controladora Q200 es un accesorio del sistema de bombeo, que aporta funciones y protecciones para que el sistema de bombeo sea más cómodo e inteligente.

Por ejemplo: conmutación inteligente de la fuente de alimentación AC/DC; pantalla de potencia y monitorización entre otros.

La controladora Q200 es apto para su instalación en exteriores y es resistente a la intemperie, sin embargo, debe evitarse su ubicación/colocación frente a la luz solar directa.

Funciones y Características

La Controladora Q200 es capaz de realizar las siguientes funciones:

1. Pantalla de la potencia de entrada AC / DC;
2. Indicación de depósito lleno / depósito vacío;
3. Modo de alimentación (se pueden elegir tres modos);
 - AC, Corriente Alterna con Generador o Red Eléctrica monofásica 230Vac
 - DC, Corriente Continua de los paneles solares
 - AUTOMODE, Conmutación inteligente entre AC y DC, "primero la DC"
4. Control manual de la bomba ON / OFF
5. Protección de pozo seco / sin flujo (con interruptor de flujo)
6. Protección contra rayos
7. Protección contra sobretensiones
8. Arranque y parada automática del generador

La controladora Q200 incorpora las siguientes características:

- La controladora Q200 puede recibir señales para activar el funcionamiento, Flotador de depósito, Sensor de pozo, Programador de riego o señal de funcionamiento programado.
- TWL - Señal NC - (TANK FULL) Contacto libre de potencial normalmente cerrado
- WWL - Señal NO - (TANK EMPTY) Contacto libre de potencial normalmente abierto

*Ambas señales tienen un tiempo de retardo de 2 min, permanece encendida y la pantalla comienza la cuenta atrás de "120" a "0." La cuenta atrás termina y el indicador "TANK FULL" se apaga y el sistema de bombeo se reinicia.

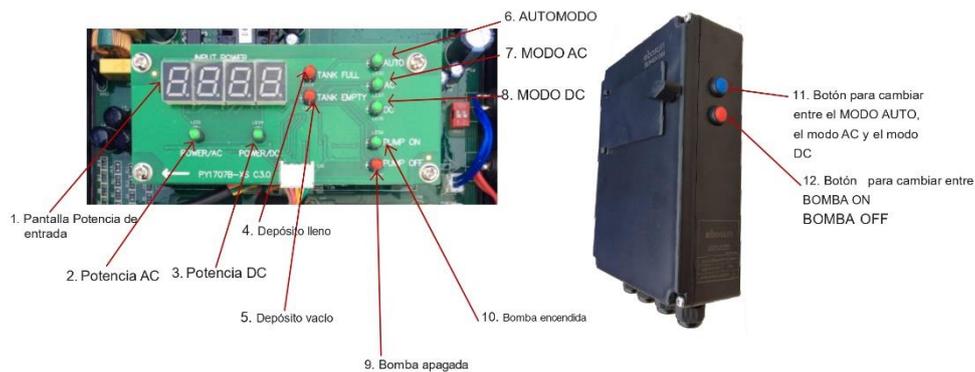
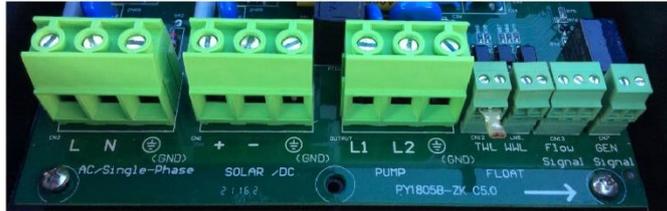


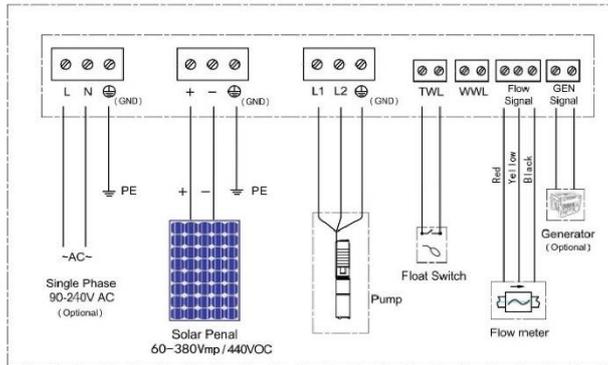
Figura 48. Elemento controlador bomba.

Conexiones de la Controladora Q200

En la bornera de conexiones se conectan los diferentes equipos del sistema de bombeo solar como: generador/red, paneles solares, bomba, sondas de nivel, señal de flujo o señal GEN.



Esquema de conexión con un interruptor de flotador



Medidor de caudal

La altura y el caudal de la bomba solar cambian con el cambio de la luz solar. Cuando la luz solar es débil y la potencia es insuficiente, puede parecer que la bomba está en funcionamiento continuo, pero el agua no puede ser enviada a la salida de la tubería. En este momento, la temperatura del agua en la bomba y la tubería aumentará, y reducirá la vida útil del sistema. Lo llamamos "cabeza muerta". La instalación de caudalímetros proporciona un método de protección. Cuando no hay flujo de agua en el medidor de flujo, el monitor se detendrá para la protección. Reanudará el funcionamiento automático después de un tiempo.(10 min)

Medidor caudal



Terminal del caudalímetro

La secuencia de cableado del caudalímetro es rojo \ amarillo \ negro. Un cableado incorrecto puede causar un trabajo anormal del sistema.

Terminal caudalímetro



Generador

En el sistema de bomba solar, podemos utilizar el generador. El monitor proporciona un método para arrancar y parar automáticamente el generador según el cambio de luz solar. Cuando el Voltaje DC baja de los 60 Vdc la Señal GEN se activa para arrancar el Generador.

Posición DIPS:

DIP 1:

"ON" medidor de flujo conectado
"OFF" medidor de flujo desconectado

DIP 2:

"ON", para activar la función de arranque y parada automática del generador;
"OFF", para desactivar la función de arranque y parada automática del generador.

DIPS



Figura 49. Elemento controlador bomba.

2 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES PROPUESTOS.

2.1 Panel solar Hi - MO.



Hi-MO 5_m
(G2)

LR5-72HPH
540~560M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001: 2015: ISO Environment Management System
ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI

TUV SUD CB US CE

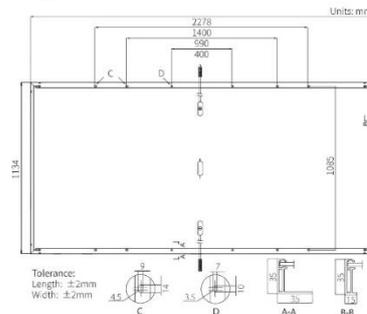
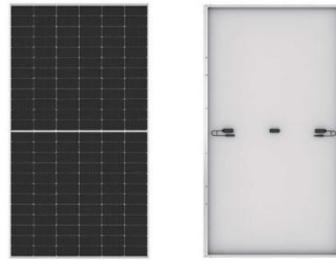
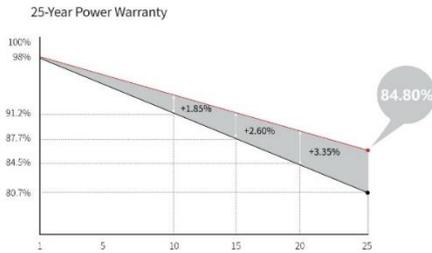
Figura 50. Panel solar propuesto.

Hi-MO 5_m

LR5-72HPH 540~560M

21.7% MAX MODULE EFFICIENCY	0~3% POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	-----------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGI LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%	
	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M	LR5-72HPH-555M	LR5-72HPH-560M	LR5-72HPH-560M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56
Module Efficiency(%)	20.9	21.1	21.3	21.5	21.7	21.7

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C



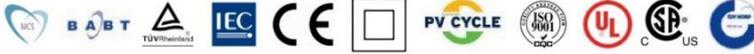
Floor 19, Lujiazui Financial Plaza, Century Avenue
826, Pudong Shanghai, China
Tel: +86-21-80162606
Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20220410V15) G2

Figura 51. Panel solar propuesto.

2.2 Panel solar 200 W.

Panel Solar 200W 24V



Especificaciones

Tamaño del módulo	1332 x 992 x 35 mm
Tipo de célula	Policristalina 104 x 156 mm
Número de células	72 (6x12)
Potencia máxima (Wp)	200W
Tolerancia de potencia (%)	±3%
Voltaje en circuito abierto (Voc)	44.5V
Intensidad en cortocircuito (Isc)	5.81A
Voltaje a máxima potencia (Vm)	36.5V
Intensidad a máxima potencia (Im)	5.48A
Fusible máximo Serie	10A
Número de diodos	3
Longitud y tipo cable	90cm, 4mm ²
Condiciones del test	1000W/m ² , 25°C, AM 1.5
Voltaje máximo sistema	1000Vdc
Coefficiente temperatura – Isc	+0.08558%/°C
Coefficiente temperatura – Uoc	-0.29506%/°C
Coefficiente temperatura – Pmpp	-0.38001%/°C
Temperatura normal trabajo célula	45°C
Eficiencia del módulo	15.1%
Certificados de producto	TUV(IEC 61215, IEC 61730), CE, ROHS
Certificados de la empresa	ISO9001, ISO14001, ISO18001
Peso	14.2Kg

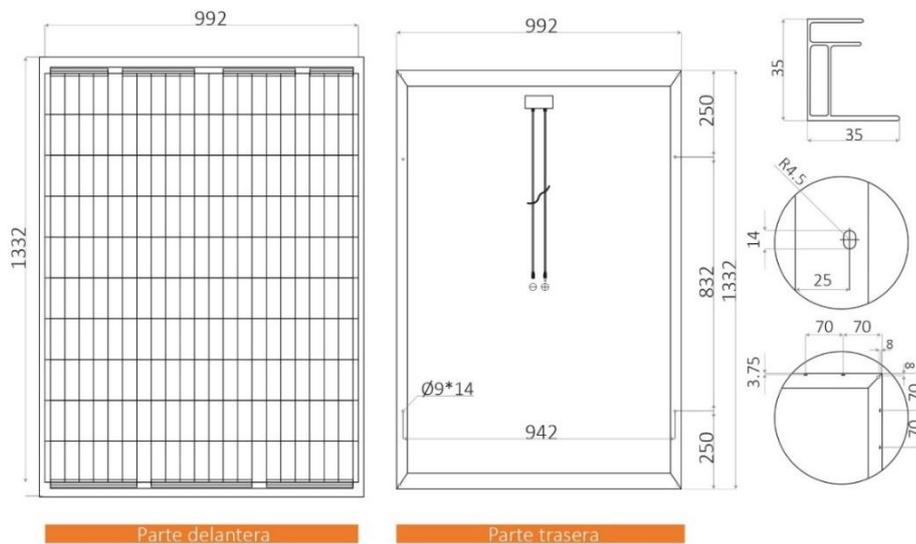


Figura 52. Panel solar propuesto.

2.3 Inversor Tensite.



Tensite 5200W 48V MPPT

Tensite

- Fácil instalación
- Confiable
- Fácil de usar
- 3 Años de garantía del producto

DIMENSIONES

309 mm

147 mm

505 mm

Tensite
info@tensite-energy.com
www.tensite-energy.com

V-ES-1
Patrocinador oficial de



Figura 53. Inversor propuesto.



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Salida del Inversor	Tensión nominal del sistema de la batería	48 VDC
	Potencia nominal	5200 VA / 5200W
	Pico de potencia máxima	10400 W
	Forma de onda	Onda senoidal pura
	Voltaje de CA (modo Batería)	230 VAC ± 5%
	Eficiencia del inversor	90%
	Tiempo de transferencia	10ms (UPS / VDE 4105) / 20ms (APL)
Entrada CA	Tensión	230 VAC ± 5%
	Rango de tensión ajustable	170~280 VAC (UPS) / 90~280 VAC (APL) / 184~253 VAC (VED4105)
	Rango de frecuencia	50 Hz / 60 Hz (detección automática)
Batería	Tensión nominal	48 VDC
	Tensión de carga en flotación	54.8 VDC
	Protección de sobrecarga	60 VDC
Cargador Solar & Cargador de CA	Tensión máxima de circuito abierto del conjunto fotovoltaico	450 VDC
	Algoritmo de carga	3 Etapas de carga (Batería Plomo-Ácido abierto, AGM/GEL/PLOMO), 4 Etapas de carga (Li)
	Potencia máxima del conjunto fotovoltaico	6000 W
	Corriente máxima de la entrada fotovoltaica	27 A
	Rango de tensión MPPT del conjunto fotovoltaico	150 ~ 430 VDC
	Corriente máxima de carga solar	100 A
	Corriente máxima de carga de CA	80 A
Corriente de carga máxima	100 A	
Características Mecánicas	Dimensiones del equipo (An/AI/Pr) (mm)	309 / 505 / 147
	Dimensiones del embalaje (An/AI/Pr) (mm)	375 / 655 / 269
	Peso neto (kg)	14 kg
	Peso bruto (kg)	16.4 kg
Otros	Humedad	5% a 95% Humedad relativa (Sin condensación)
	Temperatura de funcionamiento	0°C ~ 50°C
	Temperatura de almacenaje	-15°C ~ 60°C
	Conexión en paralelo	Si admite



Figura 54. Inversor propuesto.

2.4 Inversor MIN.

MIN 2500~6000TL-XH

- Max. efficiency 98.4%
- Dual MPP trackers
- Type II SPD on DC side
- Battery ready, future proof
- 24h self-consumption monitoring

Growatt

www.ginverter.com

POWER
- I N G
T O M O -
R R O W

Figura 55. Inversor propuesto.

Datasheet	MIN 2500TL-XH	MIN 3000TL-XH	MIN 3600TL-XH	MIN 4200TL-XH	MIN 4600TL-XH	MIN 5000TL-XH	MIN 6000TL-XH
Input data (DC)							
Max. recommended PV power (for module STC)	5000W	6000W	7200W	8400W	9200W	10000W	10000W
Max. DC voltage	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Start voltage	100V						
Nominal voltage	360V						
MPP voltage range	70V-500V	70V-500V	70V-550V	70V-550V	70V-550V	70V-550V	70V-550V
No. of MPP trackers/strings per MPP tracker	2/1						
Max. input current per MPP tracker	13.5A						
Max. short-circuit current per MPP trackers	16.9A						
Input data (DC battery)							
Compatible battery	ARK XH Battery System (5.12kWh~17.9kWh)						
Operating voltage range	360-500V			360-550V			
Max. operating current	17A						
Max. charge power	6000W						
Max. discharge power	2500W	3000W	3600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Output data (AC)							
AC nominal power	2500W	3000W	3600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Max. AC apparent power	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Nominal AC voltage(range*)	230V (180-280V)						
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	11.3A	13.6A	16A	19A	20.9A	22.7A	27.2A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging						
THDi	<3%						
AC grid connection type	Single phase						
Output data (Backup*)							
Max. apparent power	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Nominal AC voltage	230V						
AC grid frequency	50/60Hz						
Efficiency							
Max. efficiency	98.2%	98.2%	98.2%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European efficiency	97.1%	97.1%	97.2%	97.2%	97.5%	97.5%	97.5%
MPP efficiency	99.9%						
Protection devices							
DC reverse polarity protection	Yes						
DC switch	Yes						
DC/AC surge protection	Type II/Type III						
Insulation resistance monitoring	Yes						
AC short-circuit protection	Yes						
Ground fault monitoring	Yes						
Grid monitoring	Yes						
Anti-islanding protection	Yes						
Residual-current monitoring unit	Yes						
AFCI protection	Optional						
General data							
Dimensions (W / H / D)	375/350/160mm						
Weight	10.8kg						
Operating temperature range	-25°C ... +60°C						
Altitude	4000m						
Self-Consumption night	< 10W						
Topology	Transformerless						
Cooling	Natural convection						
Protection degree	IP65						
Relative humidity	0%~100%						
DC connection	H4/MC4(Optional)						
AC connection	Connector						
Display	OLED+LED/WIFI+APP						
Interfaces: RS485 / USB/W-F / GPRS / RF/LAN	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional /Optional						
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional						
CE, IEC62109, AS/NZS 4777.2, CEBI 0-21, VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712-1, EN 50549, IEC 62116, IEC 61727, G98/G99							
* The AC voltage and frequency range may vary depending on specific country grid standard. All specifications are subject to change without notice.							
* Backup power function need a Backup Box accessory.							
GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co.,LTD A: No.28 Guangming Road, Longfeng Community, Shiyao, Baoan District, Shenzhen, P.R.China. T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com							

Figura 56. Inversor propuesto.

3 ESTUDIO ESTRUCTURA K2 SYSTEMS



| Connecting Strength

Informe Base K2

Instalación fotovoltaica

Fecha de instalación prevista	01/08/2024
dirección del proyecto	95MX+P6 Song Kunda, Gambia
Compañía	la laguna
Autor	Manuel López Dorta
Fecha de emisión y versión	04/05/2024 K2 Base Versión 3.1.126.1

Figura 57.Estudio K2 Systems.



Contenido

Resumen del proyecto	4
Tejado 1	6
Plan de montaje	8
Resultados	10
Informe de análisis estructural	12
Lista de artículos	16

Figura 58.Estudio K2 Systems.



Sobre nosotros

K2 Systems. Sistema de montaje innovador de un equipo fuerte.

Desde 2004, desarrollamos soluciones de sistemas de montaje pioneras y altamente funcionales para instalaciones fotovoltaicas en todo el mundo. Nuestros sistemas están diseñados en nuestro propio departamento de desarrollo de productos, donde continuamente optimizamos y adaptamos los sistemas de montaje al mercado en constante cambio.

Un equipo conocedor y amigable

Al igual que un equipo de montañismo, K2 Systems se basa en la confianza mutua. Esto se aplica tanto a nuestro servicio al cliente como dentro de la propia empresa, porque creemos que una asociación de confianza conduce a proyectos fotovoltaicos exitosos.

Nuestros empleados se centran totalmente en las necesidades y deseos de nuestros clientes. Esto es así en todos los departamentos de la empresa.

10 ubicaciones y red de ventas en todo el mundo

En nuestro equipo internacional, todos trabajan juntos para brindar a los clientes un servicio competente, completo y totalmente personalizado.

Esto es especialmente cierto en la capacitación constante que reciben nuestros empleados con respecto a la optimización del producto, el control de calidad o las innovaciones en las técnicas de construcción.

Gestión de calidad y certificados

K2 Systems es sinónimo de uniones seguras, máxima calidad y componentes personalizados y de precisión. Nuestros clientes y socios comerciales aprecian profundamente todos estos factores. Tres autoridades independientes han probado, confirmado y certificado nuestras habilidades y componentes. Las autoridades externas no son las únicas que han puesto a prueba a K2 Systems. Nuestro control de calidad interno garantiza que todos nuestros productos se someten a un proceso de revisión constante.

Todas estas medidas garantizan los extraordinarios estándares de calidad que ejemplifican los productos de K2 Systems, y que mantenemos a través de prácticas en gran medida exclusivas "Made in Germany" o "Made in Europe".



Garantía del producto

K2 Systems ofrece una garantía de producto de 12 años en todos los productos de su gama integrada. El uso de materiales de alta calidad y una inspección de calidad de tres niveles garantizan estos estándares.

En una palabra

Como especialistas en techos, ofrecemos soluciones efectivas y económicas para techos en todo el mundo y brindamos soporte profesional, rápido y confiable para nuestros clientes en la industria solar.

El informe estático no incluye la verificación del módulo ni del edificio.

Figura 59. Estudio K2 Systems.



Resumen del proyecto

Tejados

Tejado	Sistema	Módulo	Altura	Número de piezas	Rendimiento global
Tejado 1  Trapezoidal	K2 BasicRail	JAM72S20-460/MR (1500V) 2.112×1.052×35 mm 460 Wp	4,00 m	5	2.3 kWp
Total				5	2,30 kWp

Información del proyecto

Dirección	95MX+P6 Song Kunda, Gambia
Fecha de instalación prevista	01/08/2024
Autor	Manuel López Dorta

Cargar ajustes

Código de Diseño	Eurocode
Categoría de daños	CC1
Vida útil	25 años
Categoría de terreno	II - Llanura con obstáculos dispersos
Entorno	Terreno abierto
Velocidad de viento	4,3 m/s
Carga de nieve en suelo	0,00 kN/m ²

Valores materiales

Aluminio EM-AW 6063 (EP, ET, ER/B) T66

módulo elástico	E = 70.000 N/mm ²
Módulo de corte	G = 26.923 N/mm ²
Densidad	g = 2.700 kg/m ³
Coefficiente térmico	$\alpha_T = 2.3e^{-5}$
Fuerza de cedencia	$f_{o,k} = 200 \text{ N/mm}^2$
Fuerza final	$f_{u,k} = 245 \text{ N/mm}^2$



EL PROYECTO ESTÁ VERIFICADO.

El sistema de montaje elegido se puede construir según lo planeado. Gracias por elegir un sistema de montaje K2.

Figura 60.Estudio K2 Systems.



Instalación fotovoltaica



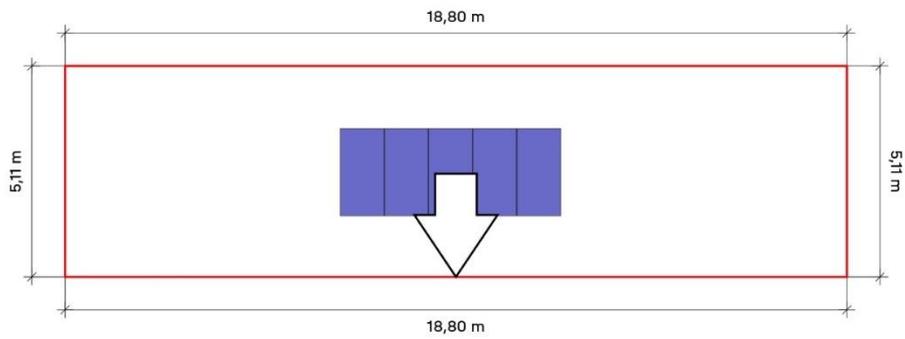
Información del proyecto

Dirección	95MX+P6 Song Kunda, Gambia
Fecha de instalación prevista	01/08/2024
Autor	Manuel López Dorta

Figura 61.Estudio K2 Systems.



Tejados | Tejado 1



Tejado	Sistema	Módulo	Altura	Número de piezas	Rendimiento global
Tejado 1 Trapezoidal	K2 BasicRail	JAM72S20-460/MR (1500V) 2.112×1.052×35 mm 460 Wp	4,00 m	5	2.3 kWp

Figura 62. Estudio K2 Systems.



Tejados | Tejado 1 | Plan de montaje

Guía de base

Tipo	Guías completas			Corte de la guía			
	Longitud total	Cantidad 4,40 m	Cantidad 4,80 m	Cantidad 3,30 m	Parte del ferrocarril / Resto	Longitud	Resto
2*A	5,310 m			1*3,30 m	3,300	2,010 de 3,300	1,280

1 cm se considera "perdido" por cada corte.

Los números rojos son rieles sobrantes que ya no se utilizarán

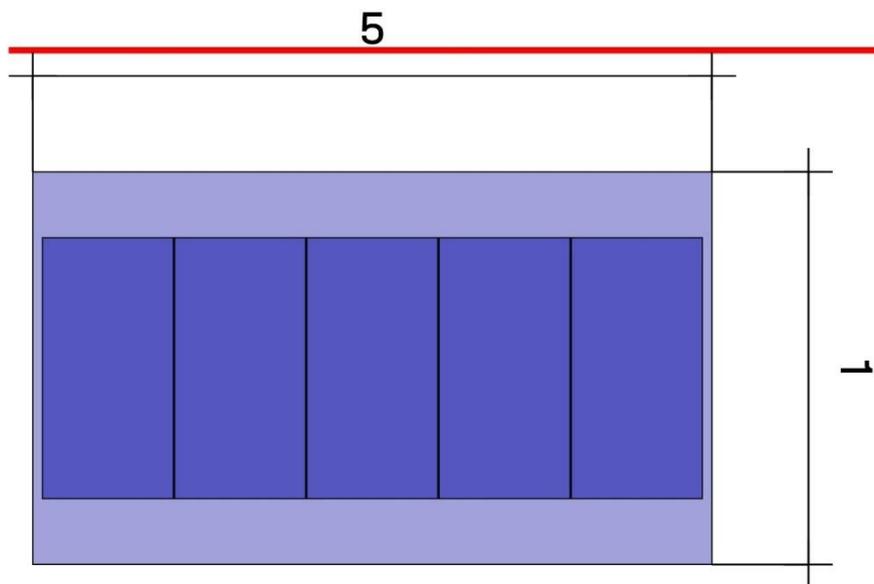
Campos de módulos

Campo de módulos	Ancho[m]	Longitud[m]	Anchura en módulos	Largo en módulos
1	5,30	2,11	5	1

Figura 63.Estudio K2 Systems.



Tejados | Tejado 1 | Campo de módulos 1



Tejado ① Campo de módulos ①

Sistema de montaje

[K2 BasicRail](#)

Módulo

5(2.3 kWp) x
JAM72S20-460/MR
(1500V)

Distancia entre filas

2,12 m

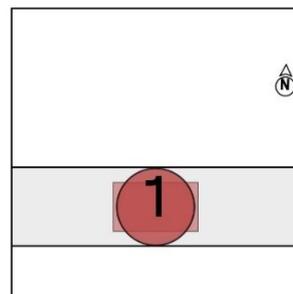
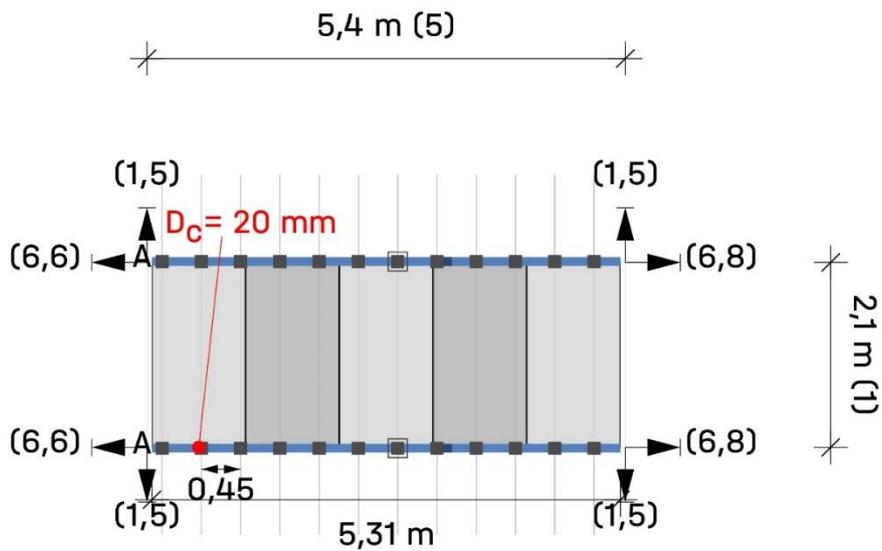


Figura 64. Estudio K2 Systems.



- Tejado ① Campo de módulos ① Campo de módulos ①
- Módulos 5 × 1 = 5
- Leyenda
- Fijación
 - BasicLocks
 - Carril de montaje: K2 BasicRail 22
 - Distancia al borde del techo [m]
 - D_c Distancia de sujeción entre módulos
 - D_m Distancia entre módulos

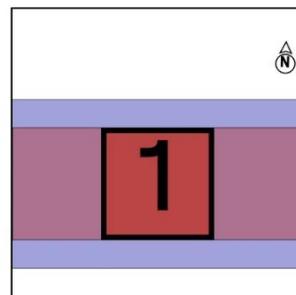


Figura 65. Estudio K2 Systems.



Resultados | Tejado 1

Tejado	Sistema	Módulo	Altura	Número de piezas	Rendimiento global
Tejado 1  Trapezoidal	K2 BasicRail	JAM72S20-460/MR (1500V) 2.112×1.052×35 mm 460 Wp	4,00 m	5	2.3 kWp

Módulo

Nombre	JAM72S20-460/MR (1500V)
Fabricante	Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd.
Rendimiento	460 Wp
Dimensiones	2.112×1.052×35 mm
Peso	24,7 kg

Componentes

Fijación	K2 BasicClip
Guías de base	K2 BasicRail 22
Tornillo	Thread-forming metal screw 6.0×38

Cargas en los módulos (dimensionamiento de módulos)

Zona	A-TrA [m ²]	Verificación de seguridad estructural [Pa]				Verificación de idoneidad de uso [Pa]			
		Presión		Elevación		Presión		Elevación	
		⊥		⊥		⊥		⊥	
Area de campo	2,22	139,5	43,4	83,4	35,7	114,6	35,7	89,1	35,7

Resultado de la utilización

No.	Zonas del tejado	Capacidad de carga			IdoU	Distancias		Valores máximos		
		Pr	CL	Fst		Pr	Fst	BR	CL	Fst
		σ[%]	σ[%]	F[%]		f[%]	[m]	[m]	L _{max} [m]	Fst D _{max} [m]
1	Area de campo	3,4	7,7	4,8	1,5	0,445	---	0,445	0,850	

Pr	Perfil	Fst D _{max}	Distancia máxima entre anclajes
Fst	Fijación	BR	Guía base
σ	Tensión	Usab.	Idoneidad de uso
f	Flexión	CL	Voladizo
F	Fuerza		
CL/L _{max}	Longitud máxima del voladizo		

Figura 66. Estudio K2 Systems.



Resultados | Tejado 1

Notas

- La cantidad de K2 BasicRail BasicClips se ha calculado de tal manera que, según la instrucción de montaje, se pueda instalar un BasicClip a la derecha y uno a la izquierda de cada conector de guías.
- La estructura fue verificada estáticamente de acuerdo con el Eurocódigo 9: Diseño de estructuras de aluminio (prEN 1999-1-1:2021) y ofrece suficiente capacidad de carga y estabilidad para las cargas especificadas en el capítulo 'Acciones máximas sobre los componentes'.
- El factor de ajuste para la carga de viento con respecto al período de vida útil, f_W , es según DIN EN 1991-1-4/ NA, NDP para 4,2 (2P) nota 5, tabla 3
- El factor de ajuste para la carga de nieve con respecto al período de vida útil, f_S , es según DIN EN 1991-1-3/anexo D, tabla 4
- Las reglas de medición cumplen con el Eurocódigo EN 1990: Bases del diseño estructural.
- La vida útil fue determinada conforme a la norma DIN EN 1991: Acciones en estructuras, cargas de nieve, y la norma DIN EN 1991: Acciones en estructuras, acciones de viento.
- La categoría de daños fue determinada conforme a la norma DIN EN 1990: Bases del diseño estructural.
- Los datos y resultados tienen que ser verificados in situ en cuanto a las condiciones y comprobados por una persona con la cualificación técnica suficiente. Por favor, tenga en cuenta nuestras <http://k2-systems.com/es/base-cgu> condiciones generales de uso (CGU) disponibles, especialmente el Art. 2 ("Condiciones técnicas y profesionales en las instalaciones del cliente"), Art. 7 ("Exclusión de garantías") y Art. 8 ("Exclusión de responsabilidad").

Figura 67. Estudio K2 Systems.



Informe de análisis estructural | Tejado 1

Información general

Nombre	Instalación fotovoltaica
Sistema de montaje	K2 BasicRail
Autor	Manuel López Dorta

Información sobre la ubicación

Dirección	95MX+P6 Song Kunda, Gambia
Elevación de terreno	56,21 m

Información del techo

Altura de edificio	4,00 m
Tipo de tejado	Tejado a un agua
Pendiente de la cubierta	18°
Cubierta	Trapezoidal
Distancia mínima al borde	0,00 m
Distancia entre crestas	445,0 mm
Anchura de la cresta	22,0 mm
Altura de la cresta	40,0 mm
Material de la lámina	Aluminio
Calidad de la chapa	165 N/mm ²
Grosor de la lámina	0,500 mm

Cargas

Código de Diseño	Eurocode
Categoría de daños	CC1
Vida útil	25 años
Categoría de terreno	II - Llanura con obstáculos dispersos

Carga de viento

Velocidad de viento	$v_b = 4,3 \text{ m/s}$
Presión de velocidad, 50	$q_{p,50} = 0,021 \text{ kN/m}^2$
Factor de ajuste de la vida útil	$f_w = 0,921$
Presión de velocidad, 25	$q_{p,25} = 0,019 \text{ kN/m}^2$

Zonas del tejado

Zona	Superficie de carga [m ²]	$C_{pe} \bar{m}_{x_{10m}}$	$C_{pe} \bar{m}_{10m}$	Presión del viento [kN/m ²]	Succión viento [kN/m ²]
Area de campo	10,00	0,240	-0,880	0,005	-0,017

Figura 68. Estudio K2 Systems.



Informe de análisis estructural | Tejado 1

Carga de nieve

Entorno	Terreno abierto
Rejilla de nieve	No
Carga de nieve en suelo	$s_k = 0,000 \text{ kN/m}^2$
Coefficiente de forma para nieve	$\mu_1 = 0,800$
Factor de inclinación del tejado	$d_i = 0,951$
Carga de nieve en el tejado, 50	$s_{i,50} = 0,000 \text{ kN/m}^2$
Factor de ajuste de la vida útil	$f_s = 0,929$
Carga de nieve en el tejado, 25	$s_{i,25} = 0,000 \text{ kN/m}^2$

Carga neta

Peso del módulo	$G_M = 24,7 \text{ kg}$
Peso del sistema de montaje por módulo	$= 1,5 \text{ kg}$
Superficie de módulo	$A_M = 2,22 \text{ m}^2$
Peso muerto del módulo por m^2	$= 11,12 \text{ kg/m}^2$
Peso propio del sistema de montaje por m^2	$= 0,68 \text{ kg/m}^2$
Carga muerta total (sin lastre) por m^2	$= 0,12 \text{ kN/m}^2$

Combinaciones de carga

Capacidad de carga

Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente desfavorable (STR)	$V_{G,sup} = 1,35$
Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente favorable (STR)	$V_{G,int} = 1,00$
Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente desestabilizadora (EQU)	$V_{G,dst} = 1,10$
Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente estabilizadora (EQU)	$V_{G,stab} = 0,90$
Coefficiente parcial de seguridad para n cargas variables	$V_Q = 1,50$
Coefficiente de combinación para viento	$\psi_{0,W} = 0,60$
Coefficiente de combinación para viento (otras acciones variables)	$\psi_{1,W} = 0,20$
Coefficiente de combinación para nieve	$\psi_{0,S} = 0,50$
Factor de importancia permanente	$K_{Fl,G} = 0,90$
Factor de importancia variable	$K_{Fl,Q} = 0,85$
Peso muerto característico	G_k
Carga de nieve característica en el techo	$S_{i,n}$
Carga de viento característica	W_k

Combinación de caso de carga 01	$LCC\ 01_{uls} = V_{G,sup} * K_{Fl,G} * G_k + V_Q * K_{Fl,Q} * S_{i,n}$
Combinación de caso de carga 02	$LCC\ 02_{uls} = V_{G,sup} * K_{Fl,G} * G_k + V_Q * K_{Fl,Q} * W_{k,Pressure}$

Figura 69. Estudio K2 Systems.



Informe de análisis estructural | Tejado 1

Combinación de caso de carga 03 $LCC\ 03_uls = Y_{G,sup} * K_{FLG} * G_k + Y_0 * K_{FLO} * (W_{k,Pressure} + \psi_{0,S} * S_{i,n})$
 Combinación de caso de carga 04 $LCC\ 04_uls = Y_{G,sup} * K_{FLG} * G_k + Y_0 * K_{FLO} * (S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Pressure})$
 Combinación de caso de carga 06 $LCC\ 06_uls = Y_{G,inf} * G_k + Y_0 * K_{FLO} * W_{k,Suction}$

Idoneidad de uso

Coefficiente de combinación para viento $\psi_{0,W} = 0,60$
 Coeficiente de combinación para nieve $\psi_{0,S} = 0,50$

Combinación de caso de carga 01 $LCC\ 01_sls = G_k + S_{i,n}$
 Combinación de caso de carga 02 $LCC\ 02_sls = G_k + W_{k,Pressure}$
 Combinación de caso de carga 03 $LCC\ 03_sls = G_k + W_{k,Pressure} + \psi_{0,S} * S_{i,n}$
 Combinación de caso de carga 04 $LCC\ 04_sls = G_k + S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Pressure}$
 Combinación de caso de carga 06 $LCC\ 06_sls = G_k + W_{k,Suction}$

Carga máxima sobre los módulos (Dimensionado del sistema de montaje)

Zona	A-TrA [m²]	Verificación de seguridad estructural [kN/m²]				Verificación de idoneidad de uso [kN/m²]			
		Presión ⊥	Presión	Elevación ⊥	Elevación	Presión ⊥	Presión	Elevación ⊥	Elevación
Area de campo	10,00	0,139	0,043	0,088	0,036	0,115	0,036	0,093	0,036

Acciones máximas por fijación

Zona	A-TrA [m²]	Verificación de seguridad estructural [kN]				Verificación de idoneidad de uso [kN]			
		Presión ⊥	Presión	Elevación ⊥	Elevación	Presión ⊥	Presión	Elevación ⊥	Elevación
Area de campo	10,00	0,146	0,045	0,092	0,037	0,120	0,037	0,097	0,037

Valores de resistencia de los componentes

Guía de base

Guía de base	A [cm²]	I _y [cm ⁴]	I _z [cm ⁴]	W _y [cm ³]	W _z [cm ³]
K2 BasicRail 22	2,380	1,52	7,74	1,08	2,46

Figura 70. Estudio K2 Systems.



Informe de análisis estructural | Tejado 1

Fijación

Fijación	$R_{D, Elevación, Perpendicular}$ [kN]	$R_{D, Presión, Perpendicular}$ [kN]	$R_{D, Presión, Paralelo}$ [kN]
K2 BasicClip	0,49	-	1,31
Thread-forming metal screw 6.0×38	0,29	-	0,47

Resultado de la utilización

No.	Zonas del tejado	Capacidad de carga			IdoU	Distancias		Valores máximos	
		Pr	CL	Fst		Pr	Fst	BR	CL
		σ [%]	σ [%]	F[%]	f[%]	[m]	[m]	L_{max} [m]	$Fst D_{max}$ [m]
1	Area de campo	3,4	7,7	4,8	1,5	0,445	---	0,445	0,850

Pr	Perfil	Fst D_{max}	Distancia máxima entre anclajes
Fst	Fijación	BR	Guía base
σ	Tensión	Usab.	Idoneidad de uso
f	Flexión	CL	Voladizo
F	Fuerza		
CL/ L_{max}	Longitud máxima del voladizo		

Figura 71. Estudio K2 Systems.



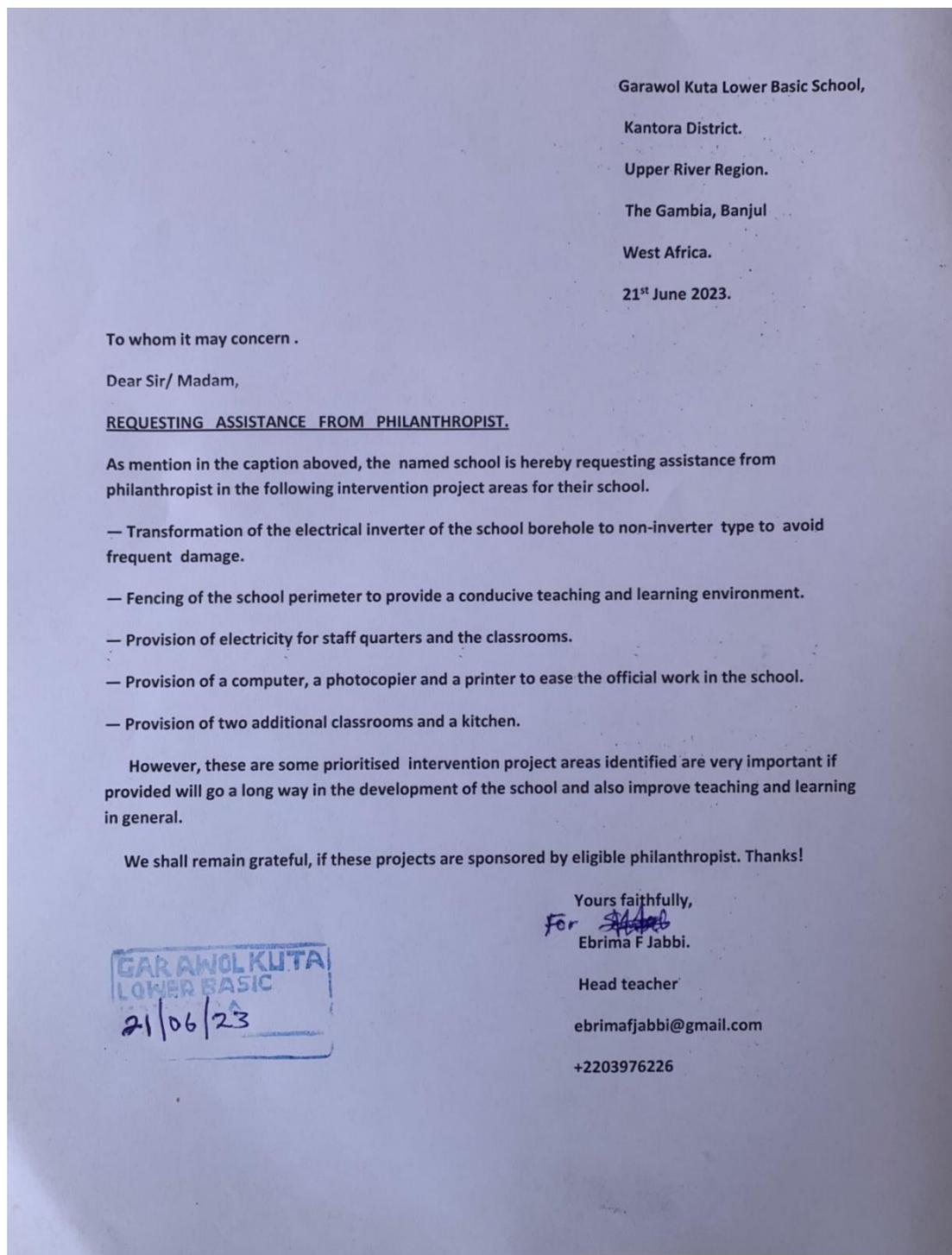
Lista de artículos

Posición	No. de artículo	Descripción del artículo	Cantidad	Peso
1	1001164	K2 BasicClip	500	15,0 kg
2	1005193	Thread-forming metal screw 6.0×38	500	3,5 kg
3	1004414	EndClamp 34-36 Solo	500	15,5 kg
4	1005530	AddOn 22	20	0,4 kg
5	1001643	MK2	250	4,4 kg
6	2001728	Socket Head Bolt serrated M8×35	200	3,4 kg
7	2003239	K2 BasicRail 22; 3.30 m	20	42,4 kg
8	1003571	K2 BasicRail BasicConnector Set	10	0,5 kg
9	1003558	K2 BasicRail BasicLock 22 Set	10	0,5 kg
10	2002870	K2 Solar Cable Manager	100	0,3 kg
11	2004057	K2 StairPlate Set	25	3,3 kg
Total				89,1 kg

Figura 72. Estudio K2 Systems.

4 DOCUMENTACIÓN COMPLEMENTARIA

4.1 Carta del director de la escuela



Scanned with CamScanner

Figura 73. Carta del director de la escuela.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



PLANOS

Estudio de instalaciones de abastecimiento de agua y luz en una escuela de Gambia

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

PLANOS

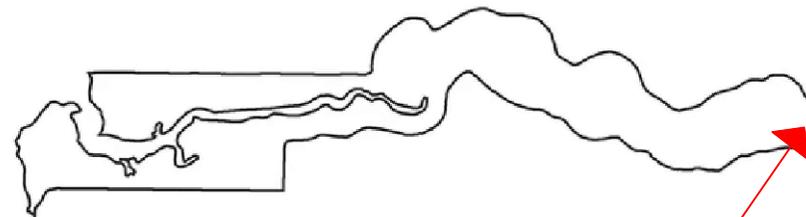
1	PLANO DE SITUACIÓN.....	210
2	PLANO DE EMPLAZAMIENTO.....	211
3	PLANO INSTALACIÓN FINAL.....	212
4	PLANO INSTALCIÓN ELÉCTRICA.....	213
5	PLANO DISPOSICIÓN VENTILADORES.....	214
6	PLANO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	215
7	PLANO PUNTOS DE LUZ.....	216
8	PLANO DE FUERZA.....	217
9	PLANO SOPORTE ESTRUCTURA CUBIERTA.....	218
10	PLANO ESTRUCTURA PANELES BOMBA SOLAR.....	219
11	PLANO PERFIL G1.....	220
12	ESQUEMA UNIFILAR ESCUELA.....	221
13	ESQUEMA UNIFILAR BOMBA SOLAR.....	222

ÁFRICA



Gambia

GAMBIA



Garawolt Kuta, Kantora
13°23'03.7"N 13°48'06.8"W

ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA

Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA

Id. s. normas:



Universidad
de La Laguna

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Grado Ingeniería Mecánica

Universidad de La Laguna

Comprobado: JUNIO DE 2024

UNE-EN-DIN

ESCALA:
S.E

PLANO DE SITUACIÓN

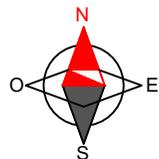
Nº PLANO:1



AQUI ESCRIBE TITULO DEL PROYECTO			
Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN	 Universidad de La Laguna	ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Comprobado: JUNIO 2024	ESCALA: 1:5000		Nº PLANO: 2
PLANO DE EMPLAZAMIENTO			



	CABLE TIERRA
	CABLES CONTINUA
	BOMBA SOLAR
	PANEL



ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA

Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA

Id. s. normas:



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Grado Ingeniería Mecánica

Universidad de La Laguna

UNE-EN-DIN

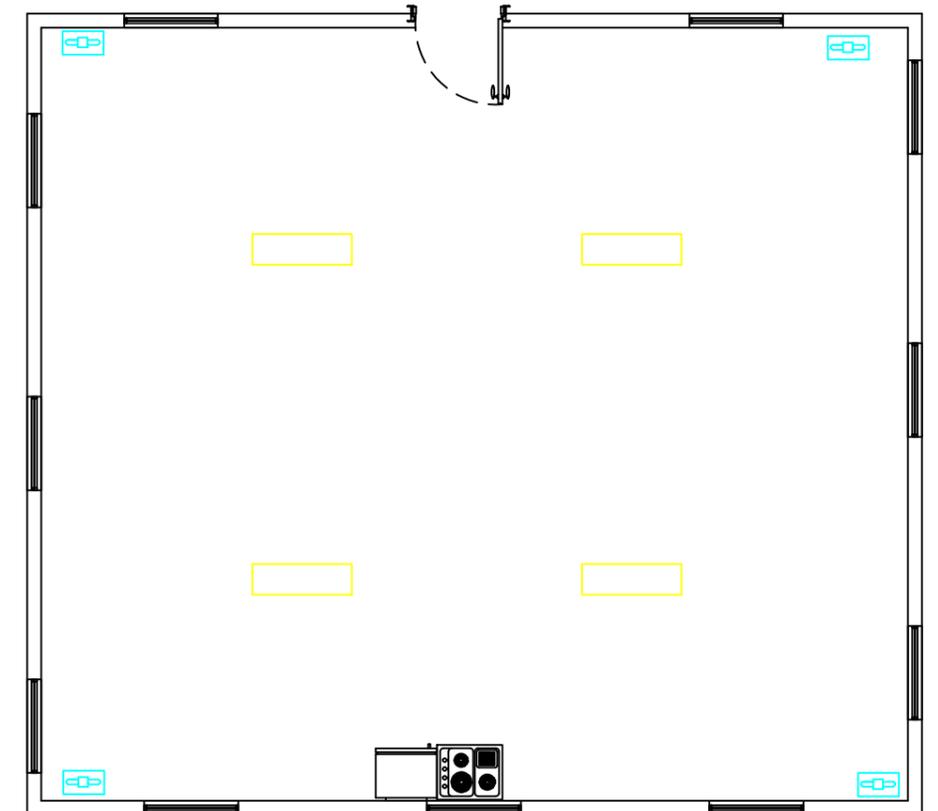
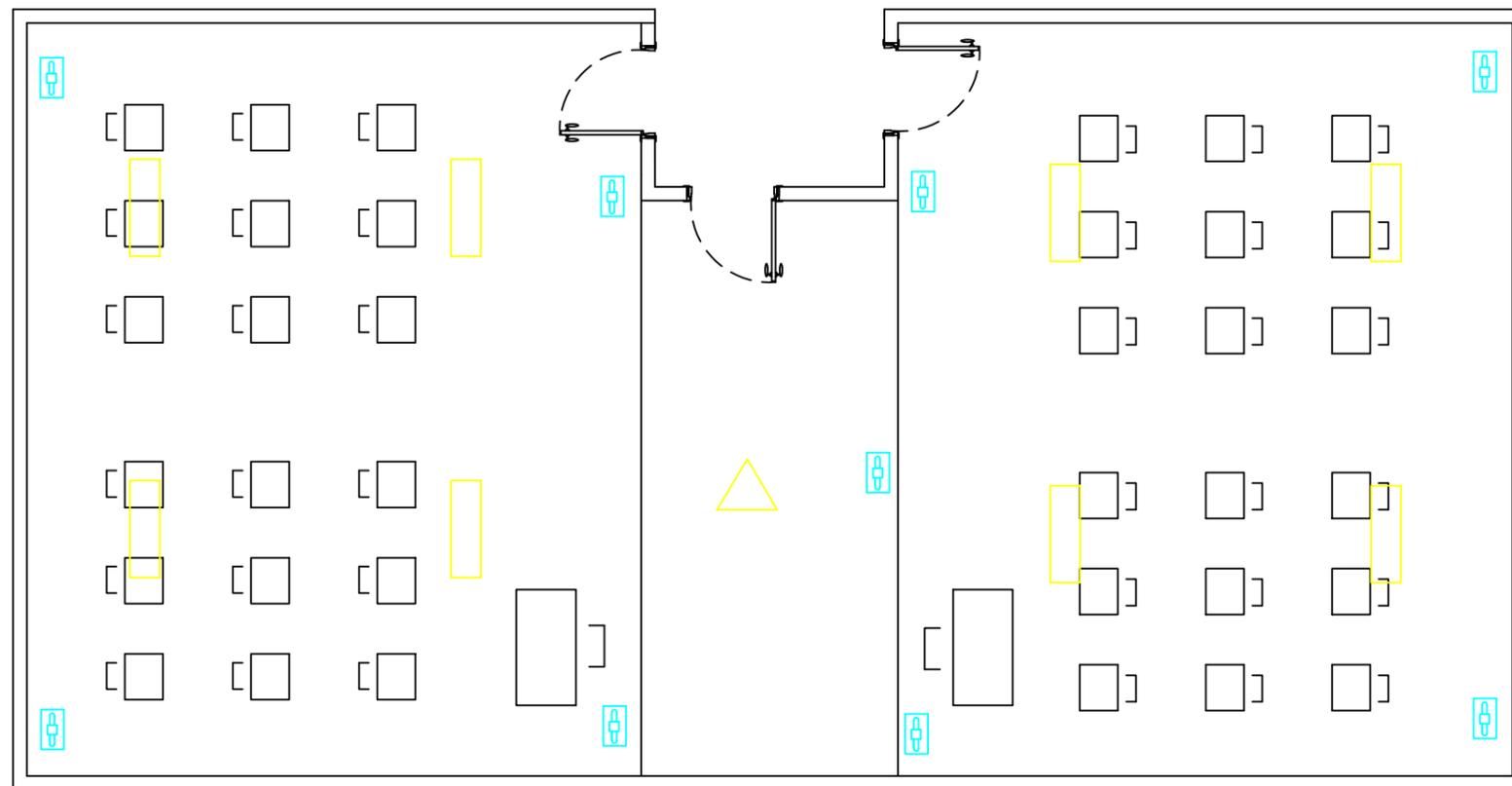
Universidad
de La Laguna

Comprobado: JUNIO 2022

ESCALA:
1:250

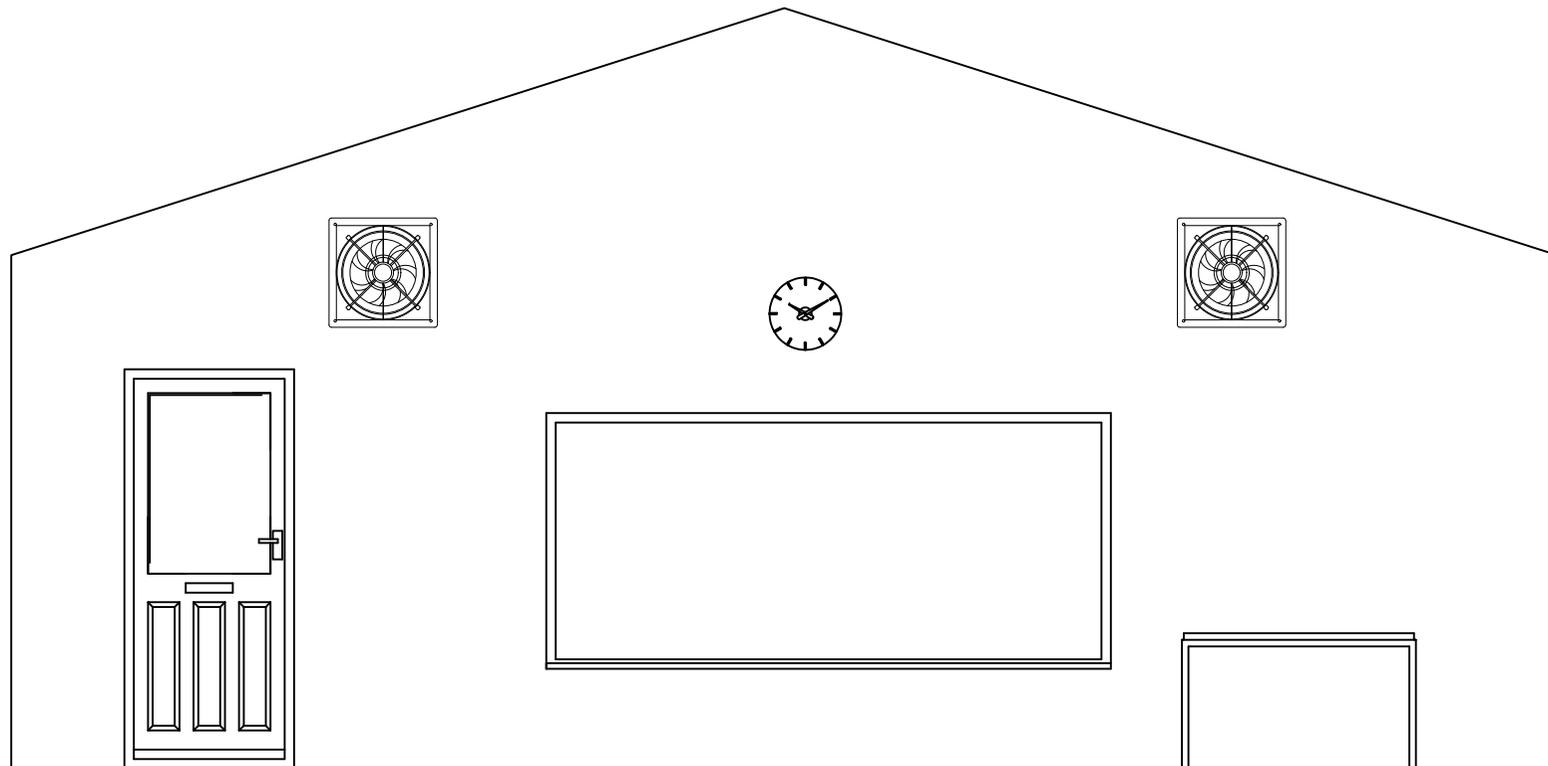
PLANO INSTALACIONES FINALES

Nº PLANO: 3

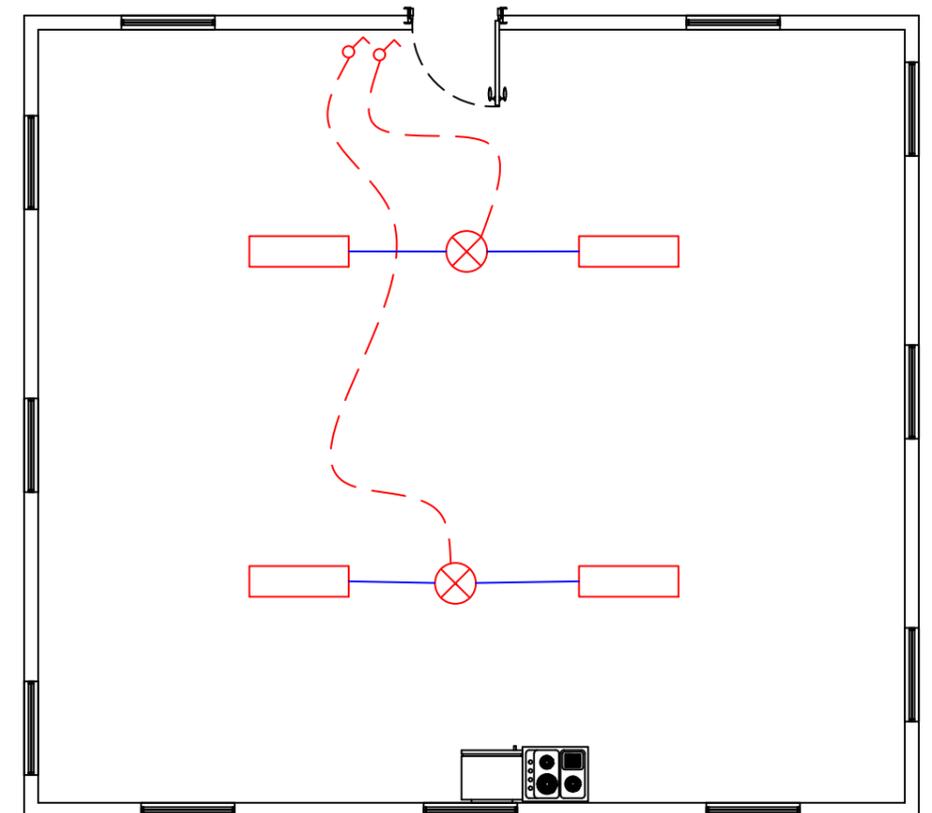
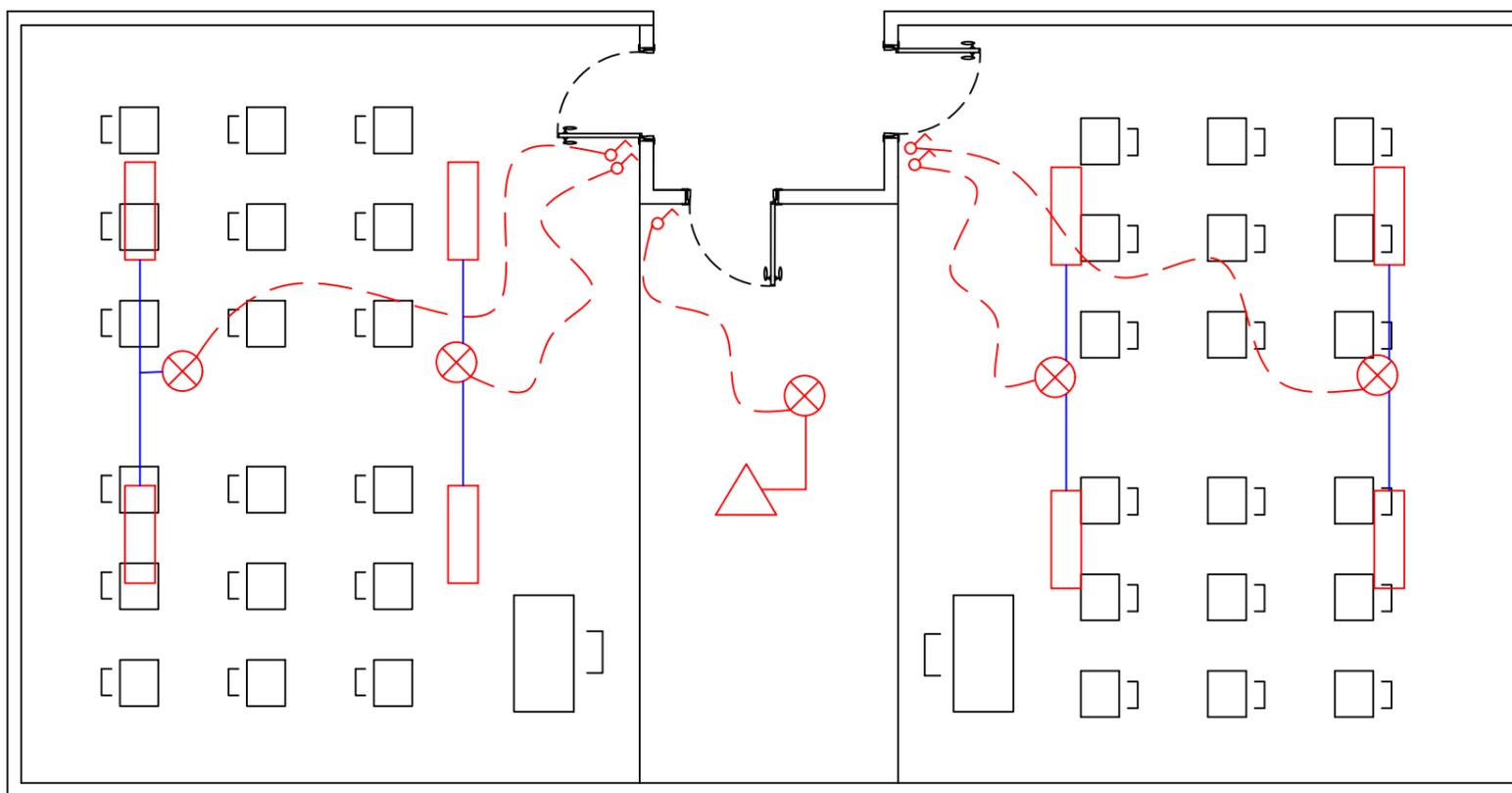


	VENTILADOR
	PHILIPS KEYLINE SUSPENDIDA
	PHILIPS CUSTOMS CREATE
	COCINA EÉCTRICA
	NEVERA

ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA			
Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
Comprobado: JUNIO 2024		Universidad de La Laguna	Grado Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
ESCALA: 1:75	PLANO INSTALACIÓN ELÉCTRICA		Nº PLANO: 4

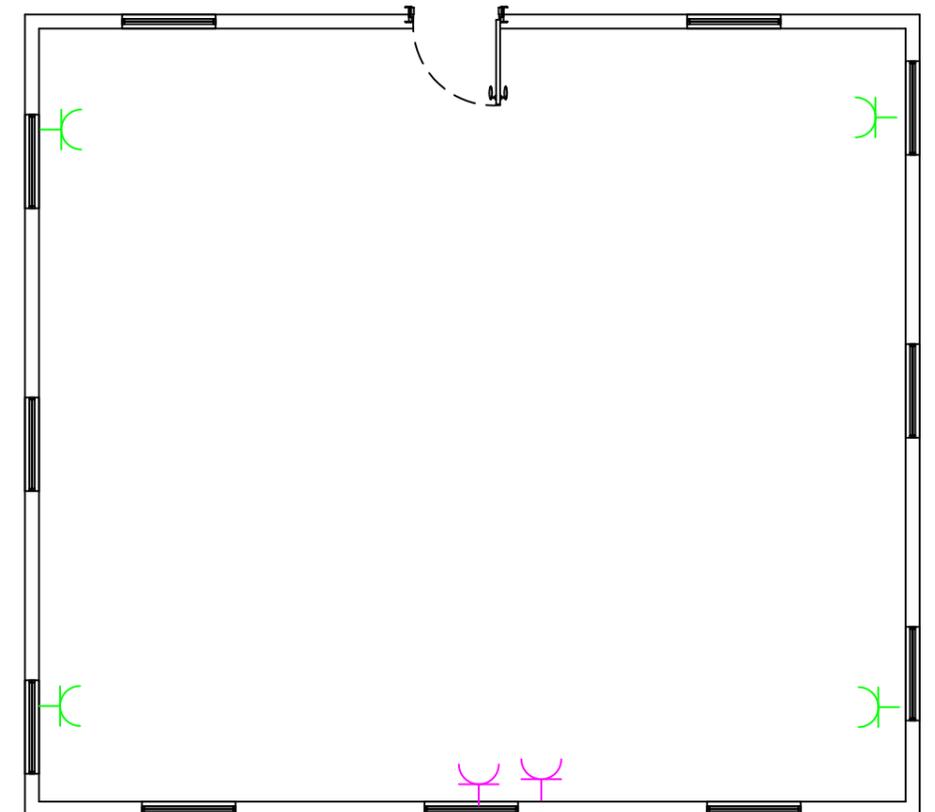
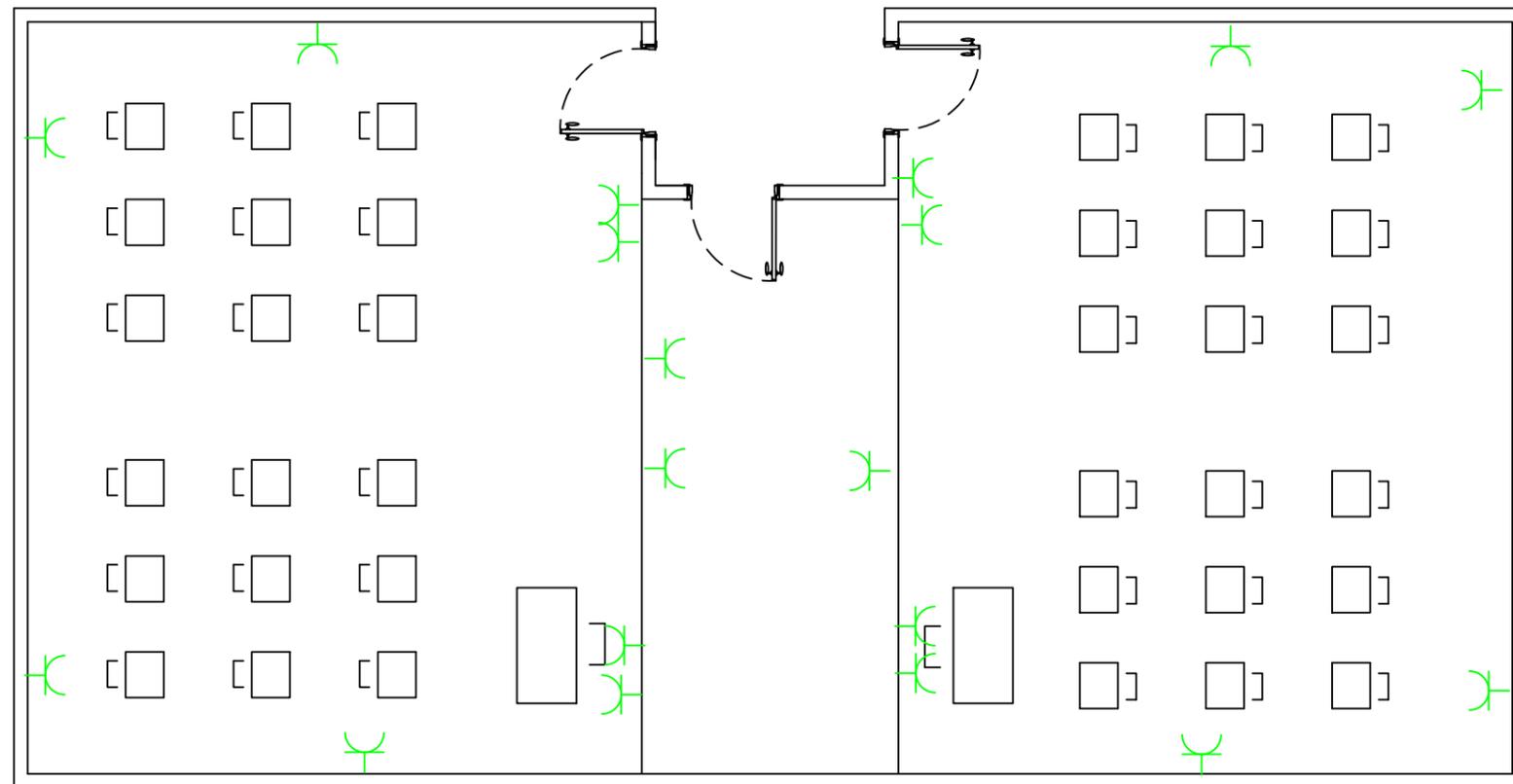


AQUI ESCRIBE TITULO DEL PROYECTO			
Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN	 Universidad de La Laguna	ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Comprobado: mes y año	DISPOSICIÓN DE VENTILADORES ALZADO		Nº PLANO: 5
ESCALA: 1:40			



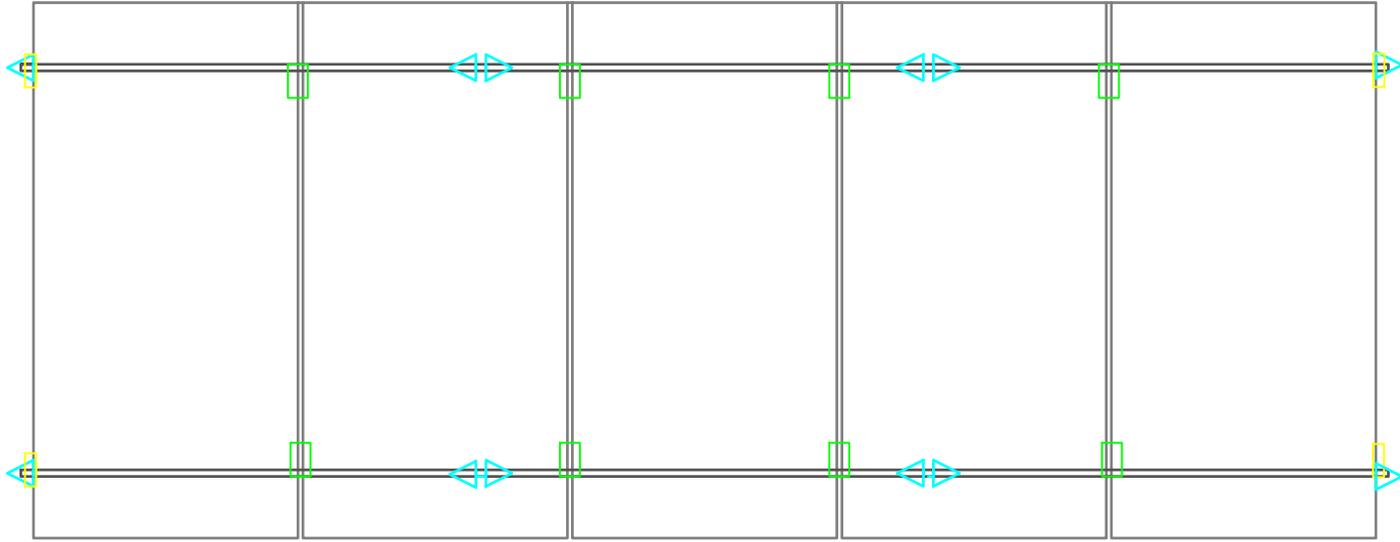
	PUNTO DE LUZ
	PHILPS CUSTOMS CREATE
	PHILPS KEYLINE SUSPENDIDA
	INTERRUPTOR

ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA			
Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
Comprobado: JUNIO 2024		Universidad de La Laguna	Grado Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
ESCALA: 1:75	PLANO ELECTRICIDAD		Nº PLANO: 7



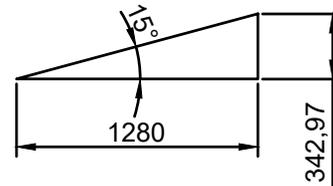
	TOMAS USO GENERAL
	TOMAS COCINA

ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA			
Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN	 Universidad de La Laguna	ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Comprobado: JUNIO 2024	PLANO DE FUERZA		Nº PLANO: 8
ESCALA: 1:75			

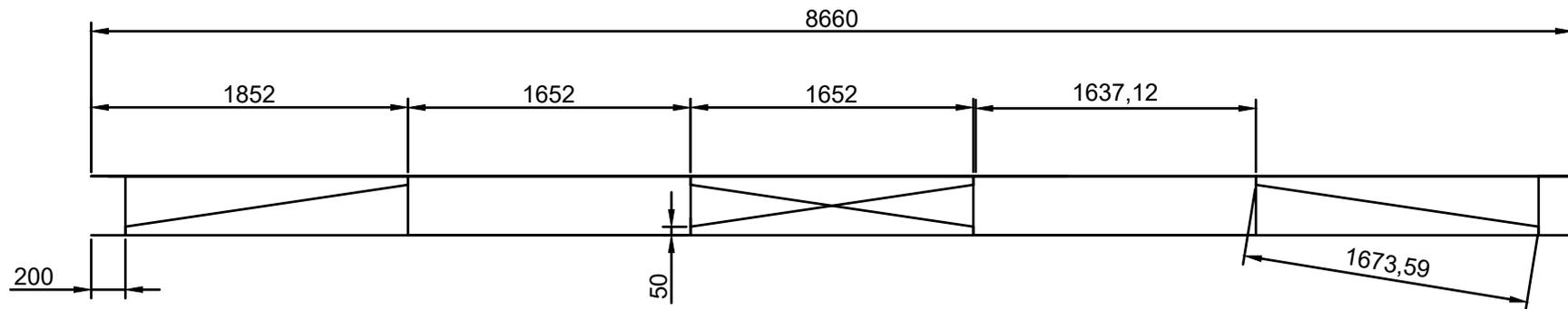


	ANCLAJE
	PRESOR LATERAL
	PRESOR PANELES
	PERFIL G1

AQUI ESCRIBE TITULO DEL PROYECTO			
Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN	 Universidad de La Laguna	ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Comprobado: JUNIO 2024	ESTRUCTURA PANELES		Nº PLANO: 9
ESCALA: 1:20			



VISTA LATERAL DE LA ESTRUCTURA



VISTA TRASERA DE LA ESTRUCTURA

ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA

Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA

Id. s. normas:



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Grado Ingeniería Mecánica

Universidad de La Laguna

Comprobado: JUNIO 2024

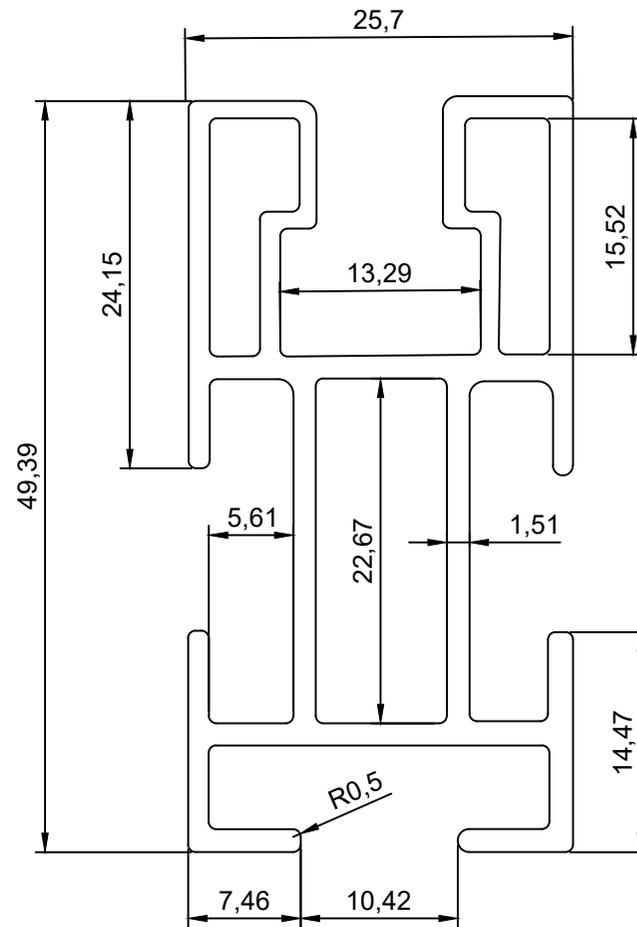
UNE-EN-DIN

Universidad
de La Laguna

ESCALA:
1:40

ESTRUCTURA DE SOPORTE BOMBA

Nº PLANO: 10



ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA

Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA

Id. s. normas:
UNE-EN-DIN



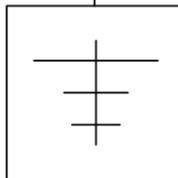
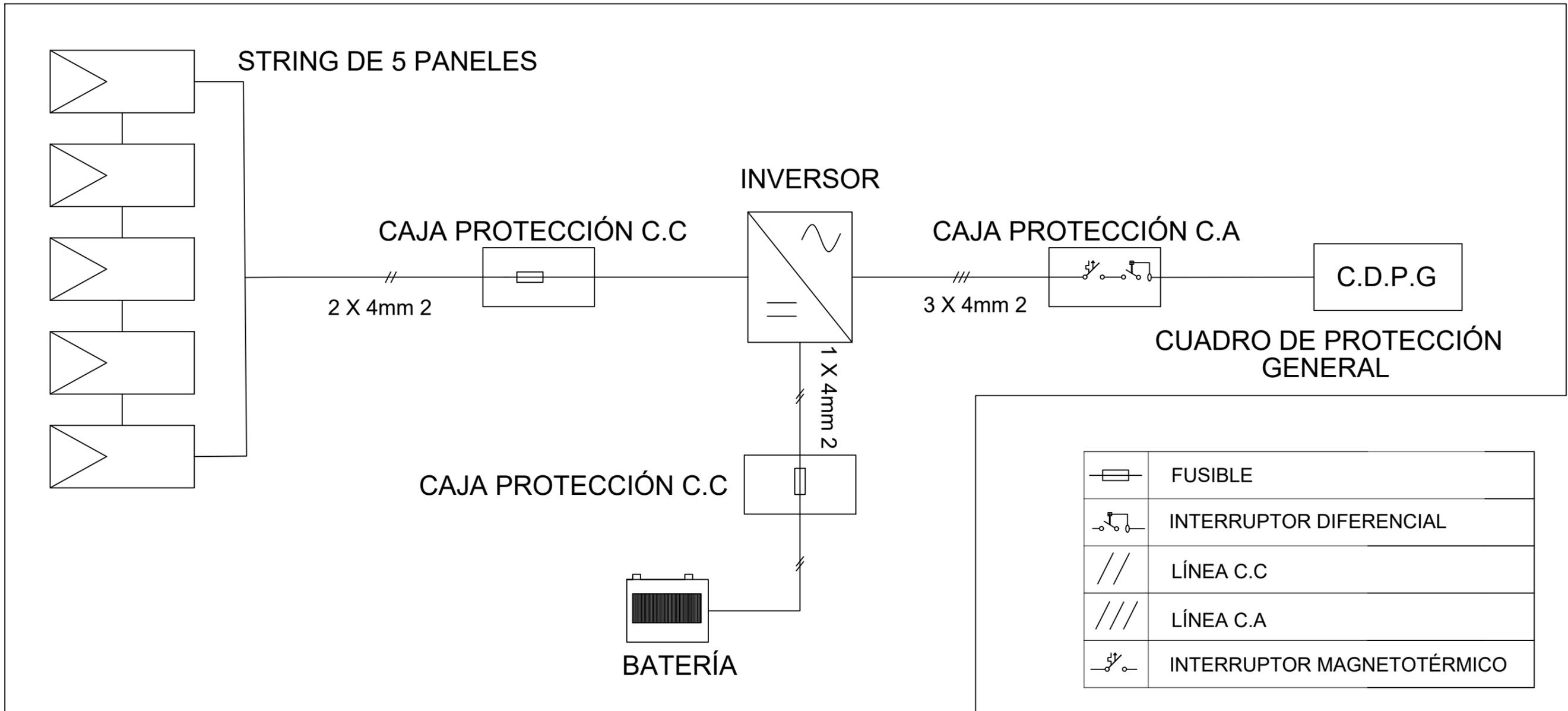
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
Grado Ingeniería Mecánica
Universidad de La Laguna

Comprobado: JUNIO 2024

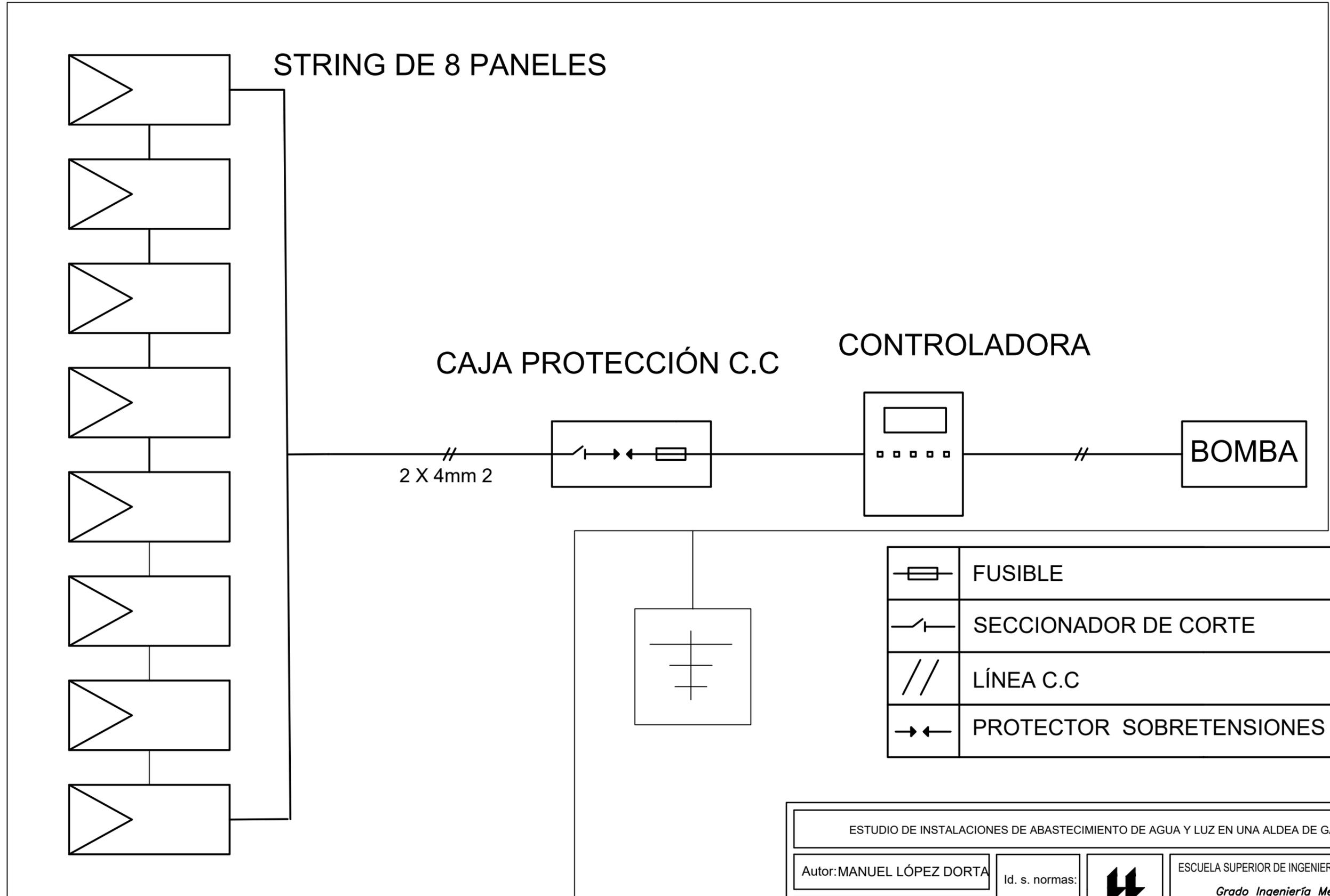
ESCALA:
2:1

PERFIL G1

Nº PLANO: 11



ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIADEL PROYECTO			
Nombre: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN	 Universidad de La Laguna	ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
Comprobado: JUNIO 2024			Grado Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
ESCALA: S.E	ESQUEMA UNIFILIAR ESCUELA		Nº PLANO: 12



	FUSIBLE
	SECCIONADOR DE CORTE
	LÍNEA C.C
	PROTECTOR SOBRETENSIONES

ESTUDIO DE INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y LUZ EN UNA ALDEA DE GAMBIA			
Autor: MANUEL LÓPEZ DORTA	Id. s. normas: UNE-EN-DIN		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
Comprobado: JUNIO 2024		Universidad de La Laguna	Grado Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
ESCALA: S.E	ESQUEMA UNIFILAR BOMBA		Nº PLANO: 13

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD Y SALUD

Estudio de instalaciones de abastecimiento de agua y luz en una escuela de Gambia

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD Y SALUD

1	INTRODUCCIÓN.....	227
1.1	OBJETO DEL DOCUMENTO.....	227
2	MEMORIA DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	229
2.1	Datos generales e identificativos de la obra.....	229
2.1.2	Topografía y entorno de la obra / edificación:.....	229
2.1.3	Subsuelo e instalaciones subterráneas:.....	229
2.1.4	Instalación proyectada.....	229
2.1.5	Presupuesto de ejecución material de la obra.....	230
2.1.6	Duración de la obra y máximo número de trabajadores.....	230
2.2	Consideración general de riesgos.....	230
2.2.1	Situación de la edificación.....	230
2.2.2	Topografía y entorno.....	230
2.2.3	Edificación proyectada.....	230
2.2.4	Materiales previstos en la construcción, peligrosidad y toxicidad de estos.....	230
3	NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES EN LA OBRA.....	231
4	ANÁLISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGO EN LAS FASES DE OBRA ...	232
5	PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS TÉCNICOS PARA UTILIZAR.....	234
5.1	Instalaciones.....	234
6	NORMAS GENERALES DE SEGURIDAD Y SALUD. DISPOSICIONES MÍNIMAS.....	235
6.1	Consideraciones generales aplicables durante la ejecución de la obra ...	235
6.2	Disposiciones mínimas generales de seguridad y salud a aplicar en las obras.....	235
6.2.1	Primeros auxilios.....	235
6.2.2	Caídas de altura.....	236
7	CUBIERTAS.....	237
7.1	Análisis de riesgos y su evaluación.....	237
8	INSTALACIONES.....	240
8.1	Instalación eléctrica en baja tensión, definición:.....	240
8.2	Prevención y ejecución segura de la instalación eléctrica en baja tensión.....	243
8.3	Elementos auxiliares.....	244

8.4 Relación de equipos de protección individual.....245

1 INTRODUCCIÓN.

1.1 OBJETO DEL DOCUMENTO.

El Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, normativa de carácter reglamentaria, fija y concreta los aspectos técnicos de las medidas preventivas para garantizar la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores del sector de la construcción.

El presente documento tiene por finalidad generar el Estudio Básico de Seguridad y Salud del proyecto técnico de ejecución de una instalación fotovoltaica para abastecer el consumo de un colegio y bomba solar, en el cual se establecen las previsiones con respecto a los posibles riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, aplicando para ello las normas de seguridad y salud en la obra proyectada. A tal efecto, contempla la identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, detallándose los procedimientos, equipos técnicos y medios auxiliares que hayan de utilizarse o que se prevea su utilización, estableciéndose las medidas preventivas necesarias en los trabajos de instalación, montaje, reparación, conservación y mantenimiento, así como indicando las pautas a seguir para la realización de las instalaciones preceptivas de los servicios sanitarios y comunes durante la construcción de la obra y según el número de trabajadores que vayan a utilizarlos, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relacionando los riesgos laborales que no puedan evitarse conforme a lo señalado anteriormente y especificando las medidas preventivas y las protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas. En su caso, tiene además en cuenta cualquier otro tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma, y contiene aquellas medidas específicas relativas a los trabajos incluidos.

En el presente Estudio Básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores, siempre dentro del marco de la Ley 31/1.995 de prevención de Riesgos Laborables.

En definitiva, servirá para marcar las directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en materia de prevención de riesgos profesionales, bajo el control de la figura del Coordinador de Seguridad y Salud, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1627/1997, del 24 de octubre por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

Se trata de un Estudio Básico de Seguridad y salud, ya que no se da ninguno de los 4 supuestos redactados en la ley que obligue a la realización de un estudio completo.

Estos casos son:

1. Presupuesto de ejecución por contrata igual o superior a 450.759,07 €.
2. Duración estimada superior a 30 días laborables, con empleo simultáneo de 20 o más trabajadores.
3. Volumen de mano de obra estimada superior a 500 días de trabajo.
4. Obra de túneles, galerías o presas.

Se deberá de formar a todo el personal que trabaje en la obra sobre las medidas de seguridad contenidas en el presente estudio, así como de las contenidas en el posterior Plan de Seguridad y Salud antes de su puesta en marcha.

2 MEMORIA DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

2.1 Datos generales e identificativos de la obra

2.1.1.1 Situación o emplazamiento de la obra

Situación del terreno, parcela o solar: Colegio situado al este de Gambia, con coordenadas 13.384242, -13.802063.

- Descripción de los accesos: PK -12, Gambia.
- Climatología de la zona: Temperaturas altas a lo largo del año.
- Distancia al hospital, ambulatorio o centro de salud más cercano: 18,3 kilómetros.
- Distancia de los Servicios de bomberos y policía más cercanos:

2.1.2 Topografía y entorno de la obra / edificación:

- Descripción de la parcela, solar o terreno y su entorno (calles y accesos):
PK-12, Gambia.
- Descripción de la intensidad de circulación de vehículos: Intensidad baja.

2.1.3 Subsuelo e instalaciones subterráneas:

El estudio geológico del suelo indica que el subsuelo está formado por tierras arcillosas.

2.1.4 Instalación proyectada.

La instalación está proyectada para estar sujeta bajo unas estructuras metálicas, compuestos de perfiles G1, según los siguientes datos:

- Altura de la instalación:

Se encuentra sobre una cubierta de 4,5 metros de altura, teniendo los paneles un largo total de 2,11 m y un ancho de 5,26 m

2.1.5 Presupuesto de ejecución material de la obra.

Importe del Presupuesto de ejecución material (euros): 10.237,12 €.

2.1.6 Duración de la obra y máximo número de trabajadores.

La previsión de duración de la obra es de 7 días.

El número de trabajadores en la obra asciende a 3.

2.2 Consideración general de riesgos.

2.2.1 Situación de la edificación.

Por la situación, NO se generan riesgos.

2.2.2 Topografía y entorno.

El nivel de riesgo BAJO condicionantes de riesgo aparentes, tanto para la circulación de vehículos como para la programación de los trabajos relacionados con el entorno y sobre el solar.

2.2.3 Edificación proyectada.

EXISTE Riesgo BAJO y normal en todos los componentes de la edificación proyectada, tanto por las dimensiones de los elementos constructivos como por la altura de la edificación.

2.2.4 Materiales previstos en la construcción, peligrosidad y toxicidad de estos.

Todos los materiales componentes de la son perfectamente conocidos y no suponen ningún riesgo adicional, tanto por su composición como por sus dimensiones y formas. En cuanto a materiales auxiliares en la construcción, o productos, no se prevén otros que los conocidos y no tóxicos.

3 NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES EN LA OBRA.

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994)

Así como las disposiciones legales de carácter obligatorio que recoge el Pliego de Condiciones.

4 ANÁLISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGO EN LAS FASES DE OBRA

Se expondrán en primer lugar los procedimientos y equipos técnicos a utilizar para posteriormente identificar los factores y posibles riesgos de accidente de trabajo y/o de enfermedad profesional derivados de los mismos, procediendo a su posterior evaluación de manera que sirva de base al diseño e implantación posterior de aquellas medidas preventivas adecuadas y necesarias,

En su evaluación se consideran los aspectos constructivos del proyecto de ejecución material de la obra o edificación, definiéndose como “probabilidad” a la posibilidad de que se materialice el riesgo, y “gravedad” (severidad) como la consecuencia, normalmente esperada, de la materialización del propio riesgo

Se han establecido cinco niveles de grado de riesgo de las diferentes combinaciones de la probabilidad y severidad, las cuales se indican en la tabla siguiente:

GRADO DE RIESGO		GRAVEDAD O SEVERIDAD		
		ALTA	MEDIA	BAJA
PROBABILIDAD	ALTA	<i>MUY ALTO</i>	<i>ALTO</i>	<i>MODERADO</i>
	MEDIA	<i>ALTO</i>	<i>MODERADO</i>	<i>BAJO</i>
	BAJA	<i>MODERADO</i>	<i>BAJO</i>	<i>MUY BAJO</i>

Tabla 1. Grado de riesgo.

La probabilidad se valora teniendo en cuenta las medidas de prevención existentes y su adecuación a los requisitos legales, a las normas técnicas y a los objetos sobre prácticas correctas.

La severidad se valora en base a las más probables consecuencias de accidente o enfermedad profesional.

Los niveles bajo, medio y alto de severidad pueden asemejarse a la clasificación A, B y C de los peligros, muy utilizada en las inspecciones generales:

- (Alto) Peligro Clase A: condición o práctica capaz de causar incapacidad

permanente, pérdida de la vida y/o una pérdida material muy grave.

- (Medio) Peligro Clase B: condición o práctica capaz de causar incapacidades transitorias y/o pérdida material grave.
- (Bajo) Peligro Clase C: condición o práctica capaz de causar lesiones leves no incapacitantes, y/o una pérdida material leve.
- Alta: Cuando la frecuencia posible estimada del daño es elevada.
- Media: Cuando la frecuencia posible estimada es ocasional.

5 PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS TÉCNICOS PARA UTILIZAR

5.1 Instalaciones

- Instalación fotovoltaica.
- Instalación bomba solar.
- Instalación eléctrica en Baja Tensión

INSTALACIÓN DE SUMINISTRO PROVISIONAL Y REPARTO DE ENERGÍA

La instalación eléctrica de los lugares de trabajo en las obras deberá ajustarse a lo dispuesto en su normativa vigente. (REBT).

Las instalaciones deberán proyectarse, realizarse y utilizarse de manera que no entrañen peligro de incendio ni explosión y de modo que las personas estén debidamente protegidas contra los riesgos de electrocución por contacto.

El proyecto, la realización y la elección de material, así como de los dispositivos de protección, deberán tener en cuenta el tipo y la potencia de la energía suministrada, las condiciones de los factores externos y la competencia de las personas que tengan acceso a partes de la instalación.

6 NORMAS GENERALES DE SEGURIDAD Y SALUD. DISPOSICIONES MÍNIMAS.

6.1 Consideraciones generales aplicables durante la ejecución de la obra

- El mantenimiento de la obra en buenas condiciones de orden y limpieza.
- La correcta elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en marcha y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.

6.2 Disposiciones mínimas generales de seguridad y salud a aplicar en las obras

6.2.1 Primeros auxilios.

Será de responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello. Asimismo, deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, a los trabajadores afectados o accidentados por una indisposición repentina.

En todos los lugares en los que las condiciones de trabajo lo requieran se deberá disponer también de material de primeros auxilios, debidamente señalizado y de fácil acceso.

6.2.2 Caídas de altura.

Las plataformas, andamios y pasarelas, así como los desniveles, huecos y aberturas existentes en los pisos de las obras, que supongan para los trabajadores un riesgo de caídas de altura superior a 2 m de altura, se protegerán mediante barandillas, redes u otro sistema de protección colectiva de seguridad equivalente.

Los trabajos en altura sólo podrán efectuarse, en principio, con la ayuda de equipos concebidos para tal fin o utilizando dispositivos de protección colectiva, tales como barandillas, plataformas o redes de seguridad. Si por la naturaleza del trabajo no fuera posible, deberá disponerse de medios de acceso seguros y utilizarse cinturones de seguridad con anclaje u otros medios de protección equivalente.

La estabilidad y solidez de los elementos de soporte y el buen estado de los medios de protección deberán verificarse previamente a su uso, posteriormente de forma periódica y cada vez que sus condiciones de seguridad puedan resultar afectadas por una modificación, período de no utilización o cualquier otra circunstancia.

7 CUBIERTAS.

Definición: Conjunto constructivo formado por una serie de elementos que, colocados en la parte exterior de un edificio lo cubren y lo protegen de las inclemencias del tiempo.

Tipos de cubiertas:

- Cubiertas planas: transitables y no transitables.
- Cubiertas inclinadas: de fibrocemento, galvanizadas, aleaciones ligeras, pizarra, materiales sintéticos, teja y chapas.

7.1 Análisis de riesgos y su evaluación.

EVALUACIÓN DE RIESGOS			
Actividad: CUBIERTAS // CUBIERTAS PLANAS			
Centro de trabajo:		Evaluación nº:	
Sección:			
Puesto de Trabajo:		Fecha:	
Evaluación:		Periódica	Hoja nº:
		Inicial	

Riesgos	Probabilidad				Severidad			Evaluación
	A	M	B	N/P	A	M	B	
01.- Caídas de personas a distinto nivel		X				X		MODERADO
02.- Caídas de personas al mismo nivel		X				X		MODERADO
03.- Caídas de objetos por desplome o derrumbamiento	X				X			GRAVE
04.- Caídas de objetos en manipulación (1)		X					X	BAJO

05.- Caídas de objetos desprendidos		X			X			GRAVE
06.- Pisadas sobre objetos		X			X			MODERADO
07.- Choque contra objetos inmóviles	X						x	MODERADO
08.- Choque contra objetos móviles (de máquinas)(2)				X		X		BAJO
09.- Golpes por objetos y herramientas (2)			X				X	BAJO
10.- Proyección de fragmentos o partículas				X			x	MUY BAJO
11.- Atrapamiento por o entre objetos			X				X	BAJO
12.- Atrapamiento vuelco de tractores o vehículos.				X				NO PROCEDE
13.- Sobreesfuerzos			X			X		BAJO
14.- Exposición a temperaturas ambientales extremas			X				X	MODERADO
15.- Contactos térmicos				X				NO PROCEDE
16.- Exposición a contactos eléctricos		X			X			GRAVE
17.- Exposición a sustancias nocivas				X				NO PROCEDE
18.- Contactos sustancias cáusticas y/o corrosivas		X					X	BAJO
19.- Exposición a radiaciones				X				NO PROCEDE
20.- Explosiones				X				NO PROCEDE
21.- Incendios				X				NO

								PROCEDE
22.- Accidentes causados por seres vivos				X				NO PROCEDE
23.- Atropello o golpes con vehículos				X				NO PROCEDE
24.- E.P. producida por agentes químicos				X				NO PROCEDE
25.- E.P. infecciosa o parasitaria				X				NO PROCEDE
26.- E.P. producida por agentes físicos (3)			X				X	BAJO
27.- Enfermedad sistemática				X				NO PROCEDE
28.- Otros: Manipulación materiales abrasivos	x						X	MODERADO

Nº de trabajadores especialmente sensibles	Maternidad			FIRMA
	Menor de edad			
	Sensibilidad Especial			
		SI	NO	

Tabla 3. Evaluación de riesgos

- (1) Riesgo específico con encofrados de madera.
- (2) Riesgo debido al bombeo de hormigón “golpe de ariete” y al uso de la sierra circular.
- (3) Riesgo debido a vibraciones del dúmper.

8 INSTALACIONES.

Definición: Suministro, colocación y montaje del conjunto de aparatos, equipos, conducciones y sus accesorios, etc., destinados a proporcionar distintos servicios a los usuarios de las edificaciones.

8.1 Instalación eléctrica en baja tensión, definición:

Instalación eléctrica en Baja Tensión: Conjunto de mecanismos y utillajes destinados a la distribución de energía eléctrica, en Baja Tensión a 220/380 V., desde el final de la acometida de la compañía suministradora hasta cada punto de utilización de la edificación.

Equipo humano:

- Responsable técnico a pie de obra.
- Mando intermedio.
- Oficiales electricista y peones electricistas.
- Ayudas de albañilería.

Herramientas:

- Herramientas eléctricas portátiles: esmeriladora radial, taladradora, martillo picador eléctrico, multímetro o comprobador de tensión, chequeador portátil de la instalación.
- Herramientas de combustión: pistola fijadora de clavos, equipo de soldadura de propano o butano.
- Herramientas manuales: pistola fija-clavos cuchilla, tijera, destornilladores, martillos, pelacables, cizalla cortacables, sierra de arco para metales, caja completa de herramientas dieléctricas homologadas, reglas, escuadras, nivel.

EVALUACIÓN DE RIESGOS
Actividad: INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

Centro de trabajo:		Evaluación nº:	
Sección:			
Puesto de Trabajo:		Fecha:	
Evaluación:		Periódica	Hoja nº:
		Inicial	

Riesgos	Probabilidad				Severidad			Evaluación
	A	M	B	N/P	A	M	B	G. Riesgo
01.- Caídas de personas a distinto nivel		X				X		MODERADO
02.- Caídas de personas al mismo nivel		X				X		MODERADO
03.- Caídas de objetos por desplome o Derrumbamiento	X				X			GRAVE
04.- Caídas de objetos en manipulación (1)		X					X	BAJO
05.- Caídas de objetos desprendidos		X			X			GRAVE
06.- Pisadas sobre objetos		X			X			MODERADO
07.- Choque contra objetos inmóviles	X						x	MODERADO
08.- Choque contra objetos móviles (de máquinas)(2)				X		X		BAJO
09.- Golpes por objetos y herramientas (2)			X				X	BAJO
10.- Proyección de fragmentos o partículas				X			x	MUY BAJO
11.- Atrapamiento por o entre objetos			X				X	BAJO
12.- Atrapamiento vuelco de máquinas tractores o vehículos.				X				NO PROCEDE
13.- Sobreesfuerzos			X			X		BAJO
14.- Exposición a temperaturas ambientales								MODERADO

Extremas		X		X		
15.- Contactos térmicos			X			NO PROCEDE
16.- Exposición a contactos eléctricos	X			X		GRAVE
17.- Exposición a sustancias nocivas			X			N O PROCEDE
18.- Contactos sustancias cáusticas y/o Corrosivas	X				X	BAJO
19.- Exposición a radiaciones			X			NO PROCEDE
20.- Explosiones			X			NO PROCEDE
21.- Incendios			X			NO PROCEDE
22.- Accidentes causados por seres vivos			X			NO PROCEDE
23.- Atropello o golpes con vehículos			X			NO PROCEDE
24.- E.P. producida por agentes químicos			X			NO PROCEDE
25.- E.P. infecciosa o parasitaria			X			NO PROCEDE
26.- E.P. producida por agentes físicos (3)		X			X	BAJO
27.- Enfermedad sistemática			X			NO PROCEDE

- g) Sobreesfuerzos por posturas forzadas.
- h) Quemaduras por mecheros durante operaciones de calentamiento del macarrón protector.
- i) Otros

Riesgos más frecuentes durante las pruebas de conexonado y puesta en servicio de la instalación.

- a) Electrocutión o quemaduras por mala protección de cuadros eléctricos.
- b) Electrocutión o quemaduras por maniobras incorrectas en las líneas.
- c) Electrocutión o quemaduras por uso de herramienta sin aislamiento.
- d) Electrocutión o quemaduras por puenteo de los mecanismos de protección.
- e) Electrocutión o quemaduras por conexonados directos sin clavijas macho-hembra.
- f) Incendio por incorrecta instalación de la red eléctrica.
- g) Otros.

Normas de carácter General:

-Serán aquellas que afectan al uso y manejo de:

-Uso seguro de las Herramientas Eléctricas Portátiles:

-Uso seguro de las Herramientas Eléctrica Manuales:

-Uso seguro de las lámparas eléctricas portátiles: que se encuentran descritas en el correspondiente apartado del Pliego de Condiciones.

8.3 Elementos auxiliares.

Los elementos auxiliares a utilizar en la ejecución de los trabajos de esta actividad son los siguientes:

- Escaleras de mano.
- Manipulación de sustancias químicas.
- Trabajos de soldadura oxiacetilénica y corte.
- Manejo de herramientas manuales.
- Manejo de herramientas punzantes.
- Pistolas fija clavos.
- Manejo de herramientas de percusión.
- Manejo de cargas sin medios mecánicos.
- Máquinas eléctricas portátiles.
- Montacargas.
- Andamios de borriqueta.
- Protecciones y resguardos de máquinas.
- Albañilería (Ayudas)., que se encuentran descritos en el correspondiente apartado del Pliego de Condiciones.

8.4 Relación de equipos de protección individual.

Los Equipos de Protección Individual serán, para los trabajos a desarrollar, serán los siguientes:

Trabajos de transporte:

- Cascos de seguridad.
- Guantes de cuero y lona (tipo americano).
- Botas de seguridad.

-Mono de trabajo.

Para los trabajos de instalación (Baja Tensión y audiovisuales):

-Casco de seguridad.

-Guantes de cuero y lona (tipo americano).

-Guantes aislantes, en caso de que se precise.

-Mono de trabajo.

-Botas de cuero de seguridad.

-Cinturón Para los trabajos de soldadura eléctrica:

-Casco de seguridad.

-Pantalla con cristal inactínico.

-Guantes de cuero.

-Mandil de cuero.

-Mono de trabajo.

-Botas de cuero con polainas. Sus características y condiciones de uso quedan definidas en el apartado correspondiente del Pliego de Condiciones. de seguridad, si lo precisarán.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



PLIEGO CONDICIONES GENERALES

**Estudio de instalaciones de
abastecimiento de agua y luz en una
escuela de Gambia**

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

1	CONDICIONES GENERALES LEGALES.....	250
1.1	Arbitrio y jurisdicción.....	250
1.2	Responsabilidades legales del contratista.....	250
1.2.1	Responsabilidad en la ejecución de las obras.....	250
1.2.2	Legislación social.....	250
1.2.3	Medidas de seguridad.....	251
1.2.4	Daños a terceros.....	251
1.2.5	Seguro de la obra.	252
1.3	Causas de rescisión del contrato.....	252
2	CONDICIONES FACULTATIVAS.....	254
2.1	Condiciones de seguridad y salud.....	254
2.1.1	Contratista.....	254
2.1.2	Trabajadores.....	254
3	CONDICIONES TÉCNICAS.....	256
3.1	Condiciones generales.....	256
3.1.1	Objeto.....	256
3.1.2	Calidad de los materiales.....	256
3.1.3	Pruebas y ensayos de materiales.....	256
3.1.4	Materiales no consignados en proyecto.....	256
3.1.5	Condiciones generales de ejecución.....	256
3.2	Condiciones que han de cumplir los materiales. Ejecución de las unidades de obra.....	257
3.2.1	Estructura metálica.....	257
3.3	Instalación eléctrica.....	257
3.3.1	Alcance del suministro.....	257
3.4	Características generales y calidad de los materiales.....	258
3.4.1	Condiciones generales de los materiales eléctricos.....	258
3.4.2	Identificación de conductores.....	259
3.4.3	Cuadros de mando y protección.....	259
3.4.4	Aparamenta eléctrica.....	259
3.4.5	Luminarias.....	260
3.4.6	Lámparas.....	260
3.5	Condiciones de ejecución y montaje.....	260
3.5.1	Condiciones generales de ejecución.....	261

1 CONDICIONES GENERALES LEGALES.

1.1 Arbitrio y jurisdicción.

Formalización del contrato.

Los Contratos se formalizarán mediante documentos privados, que podrán elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes y con arreglo a las disposiciones vigentes. Este documento contendrá una cláusula en las que se expresa terminantemente que el Contratista se obliga al cumplimiento exacto del Contrato, conforme a lo previsto en el Pliego General de Condiciones. El Contratista antes de firmar la escritura habrá firmado también su conformidad al pie del Pliego de Condiciones Particulares que ha de regir la obra, en los planos, cuadros de precios y presupuesto general.

Serán de cuenta del Adjudicatario todos los gastos que ocasione la extensión del documento en que se consigne la contrata.

1.2 Responsabilidades legales del contratista.

1.2.1 Responsabilidad en la ejecución de las obras.

El Contratista es responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el Contrato y en los documentos que componen el Proyecto. Como consecuencia de ello, vendrá obligado a la demolición y reconstrucción de todo lo mal ejecutado, sin que pueda servir de excusa el que la Dirección Facultativa haya examinado o reconocido la construcción durante las obras, ni el que hayan sido abonadas las liquidaciones parciales.

1.2.2 Legislación social.

Habrà de tenerse en cuenta por parte del Contratista la Reglamentación de Trabajo, así como las demás disposiciones que regulan las relaciones entre patronos y obreros, contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio Familiar y de Vejez, los Accidentes de Trabajo, Seguridad e Higiene en el Trabajo y demás con carácter social urgentes durante la ejecución de las obras. El Contratista ha de cumplir lo reglamentado sobre seguridad e higiene en el trabajo, así como la legislación actual

en el momento de ejecución de las obras en relación sobre protección a la industria nacional y fomento del consumo de artículos nacionales

1.2.3 Medidas de seguridad.

En caso de accidentes ocurridos a los operarios con motivo de ejercicios en los trabajos para la ejecución de las obras, el Contratista se atenderá a lo dispuesto a estos respectos vigentes en la legislación, siendo en todo caso único responsable de su incumplimiento y sin que por ningún concepto pueda quedar afectada la Propiedad, por responsabilidad en cualquier aspecto.

De los accidentes y perjuicios de todo género que por cumplir el Contratista lo legislado sobre la materia, pudiera recaer o sobrevenir, será este el único responsable, o sus representantes en la obra, ya se considera que los precios contratados están incluidos todos los gastos precisos para cumplimentar debidamente, dichas disposiciones legales, será preceptivo que el tablón de anuncios de la obra presente artículos del Pliego de Condiciones Generales de índole general, sometido previamente a la firma de la Dirección Facultativa.

El Contratista está obligado a adoptar todas las medidas de seguridad que las disposiciones vigentes perpetúen para evitar en lo posible accidentes a los obreros y a los andantes no sólo en los andamios, sino en todos los lugares peligrosos de la obra.

Se exigirán con especial atención la observación de lo regulado por la ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

1.2.4 Daños a terceros.

El Contratista será responsable de todos los accidentes que por inexperiencia o descuido sobreviniese en la edificación donde se efectúan las obras.

Como en las contiguas será, por tanto, de sus cuentas el abono de las indemnizaciones a quien corresponda y cuando ello hubiera lugar, de todos los daños y perjuicios que puedan causarse en las operaciones de ejecución de las obras.

El Contratista cumplirá los requisitos que prescriben las disposiciones vigentes sobre la materia, debiendo exhibir cuando a ello fuese requerido, el justificante de tal cumplimiento.

1.2.5 Seguro de la obra.

Deberá contarse con Seguros de Responsabilidad Civil y de otros Riesgos que cubran tanto los daños causados a terceras personas por accidentes imputables a las mismas o a las personas de las que deben responder, como los daños propios de su actividad como Constructoras.

El Contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva, la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados.

El importe abonado por la sociedad aseguradora se ingresará en cuenta a nombre del Propietario, para que, con cargo a él, se abone la obra que se construye y a medida que esta se vaya realizando. El reintegro de dicha cantidad al Contratista se efectuará por certificaciones como el resto de los trabajos.

En las obras de reparación o reforma, se fijará la porción de la obra que debe ser asegurada y su cuantía, y si nada se previene, se entenderá que el seguro ha de comprender toda la parte de la obra afectada por la obra.

Los riesgos asegurados y las condiciones que figuren en la póliza de seguros, las pondrá el Contratista antes de contratadas, en conocimiento del Propietario, al objeto de recabar de éste su previa conformidad o reparos.

1.3 Causas de rescisión del contrato.

Se consideran causas suficientes de rescisión de Contrato las que a continuación se señalan':

- La muerte o incapacidad del contratista.
- La quiebra del contratista.

En los casos anteriores, si los herederos o síndico se ofrecieran a llevar a cabo las obras bajo las mismas condiciones estipuladas en el Contrato, el Propietario puede admitir o rechazar el ofrecimiento, sin que este último caso tenga derecho a indemnización alguna.

Las alteraciones del Contrato por las causas siguientes:

- La modificación del Proyecto en forma tal, que representan alteraciones fundamentales del mismo a juicio de la Dirección Facultativa y, en cualquier caso, siempre que la variación del presupuesto de ejecución, como consecuencia de estas modificaciones, representen más o menos un 25 % como mínimo del importe de aquel.
- La modificación de las unidades de obra siempre que estas modificaciones representen variaciones, más o menos del 40 % como mínimo de alguna de las unidades que figuren en las modificaciones del Proyecto, o más de un 50 % de unidades del Proyecto modificadas.
- La suspensión de la obra comenzada y en todo caso siempre que por causas ajenas a la contrata no se dé comienzo de la obra adjudicada dentro del plazo de tres meses a partir de la adjudicación; en este caso la devolución de la fianza será automática.
- La suspensión de la obra comenzada, siempre que el plazo de suspensión haya excedido de un año.
- El no dar comienzo de la contrata a los trabajos dentro de los plazos señalados en las condiciones particulares del Proyecto.
- Incumplimiento de las condiciones del Contrato cuando implique descuido o mala fe, con perjuicio de los intereses de las obras. La mala fe de la ejecución de los trabajos.

2 CONDICIONES FACULTATIVAS.

2.1 Condiciones de seguridad y salud.

En este apartado se definirán las obligaciones de cada una de las partes

2.1.1 Contratista.

La Empresa Constructora viene obligada a cumplir las directrices contenidas en el Plan de Seguridad y Salud coherente con los sistemas de ejecución que se van a emplear.

El Plan de Seguridad e Higiene ha de contar con aprobación de la Dirección Facultativa o el Coordinador de Seguridad y Salud y será previo al comienzo de la obra.

El Plan de seguridad y salud de la obra se atenderá en lo posible al contenido del presente Estudio de Seguridad y Salud. Los medios de protección personal estarán homologados por el organismo competente. En caso de no existir éstos en el mercado, se emplearán los más adecuados bajo el criterio del Comité de Seguridad e Higiene, con el visto bueno de Dirección Facultativa o Coordinador de Seguridad y Salud.

La Empresa Constructora cumplirá las estipulaciones preceptivas del Estudio de Seguridad y Salud y del Plan de Seguridad y Salud, respondiendo solidariamente de los daños que se deriven de la infracción de este por su parte, o de los posibles subcontratistas y empleados.

2.1.2 Trabajadores.

De acuerdo con el artículo 29 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, los trabajadores tendrán las obligaciones siguientes, en materia de prevención de riesgos:

- Corresponde a cada trabajador velar, según sus posibilidades y mediante el cumplimiento de las medidas de prevención que en cada caso sean adoptadas, por su propia seguridad y salud en el trabajo y por la de aquellas otras personas a las que pueda afectar su actividad profesional, a causa de sus actos y omisiones en el trabajo, de conformidad con su formación y las instrucciones del empresario.

- Los trabajadores, con arreglo a su formación y siguiendo las instrucciones del empresario, deberán en particular:

a) Usar adecuadamente, de acuerdo con la naturaleza de los riesgos previsibles, las máquinas, aparatos herramientas, sustancias peligrosas, equipos de transporte y, en general, cualesquiera otros medios con los que desarrollen su actividad.

b) Utilizar correctamente los medios y equipos de protección facilitados por el empresario, de acuerdo con las instrucciones recibidas de éste.

c) No poner fuera de funcionamiento y utilizar correctamente los dispositivos de seguridad existentes o que se instalen en los medios relacionados con su actividad o en los lugares de trabajo en los que ésta tenga lugar.

d) Informar de inmediato a su superior jerárquico directo, y a los trabajadores asignados para realizar actividades de protección y de prevención o, en su caso, al servicio de prevención, acerca de cualquier situación que, a su juicio, entrañe, por motivos razonables, un riesgo para la seguridad y salud de los trabajadores.

e) Contribuir al cumplimiento de las obligaciones establecidas por la autoridad competente con el fin de proteger la seguridad y salud de los trabajadores en el trabajo.

f) Cooperar con el empresario para que éste pueda garantizar unas condiciones de trabajo que sean seguras y no entrañen riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores.

- El incumplimiento por los trabajadores de las obligaciones en materia de prevención de riesgos a que se refieren los apartados anteriores tendrá la consideración de incumplimiento laboral a los efectos previstos en el artículo 58.1 del Estatuto de los Trabajadores o de falta, en su caso, conforme a lo establecido en la correspondiente normativa sobre régimen disciplinario de los funcionarios públicos y del personal estatutario al servicio de la: Administraciones Publicas. Lo dispuesto en este apartado será igualmente aplicable a los socios de las cooperativas cuya actividad consista en la prestación de su trabajo, con las precisiones que se establezcan en sus Reglamentos de Régimen Interno.

3 CONDICIONES TÉCNICAS.

3.1 Condiciones generales

3.1.1 Objeto.

El objeto del presente pliego de condiciones técnicas es definir las pautas y normas a seguir en el desarrollo de la ejecución de todas las obras que se fijan en el proyecto. El presente pliego contiene las condiciones técnicas particulares referentes a los materiales y equipos, el modo de ejecución, medición de las unidades de obra y, en general, cuantos aspectos han de regir en las obras comprendidas en el presente proyecto.

3.1.2 Calidad de los materiales.

Todos los materiales por emplear en la presente obra serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el presente pliego, demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

3.1.3 Pruebas y ensayos de materiales.

Todos los materiales a que este capítulo se refiere podrán ser sometidos a los análisis o pruebas, por cuenta de la contrata, que se crean necesarios para acreditar su calidad.

Cualquier otro que haya sido especificado y sea necesario emplear deberá ser aprobado por la contrata, bien entendido que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la construcción.

3.1.4 Materiales no consignados en proyecto.

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de ambas partes, no teniendo el contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

3.1.5 Condiciones generales de ejecución.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de la construcción.

3.2 Condiciones que han de cumplir los materiales. Ejecución de las unidades de obra.

3.2.1 Estructura metálica.

El trabajo comprendido en la presente Sección del Pliego de Condiciones consiste en el suministro de toda la mano de obra, instalación de equipo, accesorios y materiales, así como en la ejecución de todas las operaciones relacionadas con el diseño, fabricación y montaje de acero para estructuras, de estricto acuerdo con esta Sección del Pliego de Condiciones y Planos aplicables, y sujeto a los términos y condiciones del Contrato.

Todos los trabajos relacionados con las estructuras metálicas tendrán que atenerse obligatoriamente a lo especificado en las siguientes Normas:

- Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación DB SE-AE.
- Estructuras de acero en la edificación NBE-EA-95.

3.3 Instalación eléctrica.

El trabajo a que se refiere esta Sección del Pliego de Condiciones comprende el suministro de todo el equipo, la mano de obra y materiales, así como la ejecución de todas las operaciones relacionadas con la instalación eléctrica, según se indica en los planos y se especifica en la presente Sección del Pliego de Condiciones.

3.3.1 Alcance del suministro.

Comprende el suministro de equipos, materiales, servicios, mano de obra y las ejecuciones necesarias para dotar a la nave de las instalaciones eléctricas y especiales que se describen en los planos y demás documentos de este proyecto de acuerdo con los reglamentos y prescripciones vigentes y en concreto los trabajos que se relacionan a continuación:

- Líneas generales.
- Cuadro generales de baja tensión.
- Líneas secundarias.

- Cuadros secundarios.
- Distribución de fuerza y alumbrado.
- Aparatos de alumbrado.
- Mecanismos.
- Unión a red general de tierras existente.
- Suministro y colocación de herrajes, cuelgues, accesorios, y demás materiales para la perfecta terminación de las instalaciones.

3.4 Características generales y calidad de los materiales.

3.4.1 Condiciones generales de los materiales eléctricos.

Todos los equipos y materiales que se empleen en la instalación cumplirán lo siguiente: Estarán fabricados de acuerdo con las normas vigentes.

- Serán de la mejor calidad.
- Serán de fabricación normalizada y comercializados en el mercado nacional.
- Tendrán las capacidades que se especifican en la memoria.
- Se montarán siguiendo las especificaciones y recomendaciones de cada fabricante siempre que no contradigan las de estos documentos.
- Estarán instalados donde se indica, de forma que se pueda realizar el mantenimiento o reparación sin emplear tiempos y medios especiales. Todos los elementos tienen que ser fácilmente accesibles y desmontables, previendo el instalador el espacio necesario para ello, aunque no esté especificado.

La Dirección Facultativa podrá exigir muestras de los materiales a emplear y certificados de calidad de estos y rechazará todos aquellos que, a su juicio, no cumplan los requisitos para ella exigidos.

3.4.2 Identificación de conductores.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificados, especialmente por lo que respecta a los conductores neutros y de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos o por inscripciones sobre el mismo, cuando se utilicen aislamientos no susceptibles de coloración. El conductor neutro se identificará por el color azul y el conductor de protección por el doble color amarillo-verde. Los conductores de fase se identificarán por los colores marrón o negro. Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, podrá utilizarse el color gris para la tercera.

3.4.3 Cuadros de mando y protección.

Como cuadros de mando y protección se emplearán los descritos en la Memoria y en el Presupuesto y estarán contruidos con materiales adecuados no inflamables.

3.4.4 Aparata eléctrica.

Todos los aparatos de maniobra, protección y medida serán procedentes de firmas de reconocida referencia, no debiendo ser instalados sin haber sido reconocidos previamente por la Dirección Facultativa, quien podrá rechazarlos, si a su juicio no reúnen las debidas condiciones de calidad sin que el contratista tenga por ello derecho a indemnización alguna.

Interruptores automáticos.

Los interruptores tendrán las características que se fijan en los cálculos y en los esquemas unifilares, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, lleven impresa la marca de conformidad a Normas UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

En cualquier caso, queda terminantemente prohibida la sustitución de alguna de las protecciones señaladas en los esquemas eléctricos y documentos del proyecto, salvo autorización expresa y por escrito del Ingeniero-director, por no existir un tipo determinado en el mercado.

Los interruptores han de cumplir, al menos, la siguiente condición; deberán ser de corte omnipolar los dispositivos siguientes:

- Los situados en el origen de la instalación.

- Los destinados a aparatos de utilización cuya potencia sea superior a 1000 vatios. Los interruptores automáticos llevarán marcada su intensidad y tensión nominal, el símbolo de naturaleza de corriente en que hayan de emplearse y el símbolo que indique las características de desconexión, de acuerdo con la norma que le corresponda, o en su defecto, irán acompañados de las curvas de desconexión.

Fusibles.

Los fusibles cumplirán la condición de permitir su recambio bajo tensión de la instalación sin peligro alguno. Deberán llevar marcada la intensidad y tensión nominales de trabajo para las que han sido construidos.

Los fusibles se ajustarán a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor, fusión y cortocircuitos exigido a esta clase de material por las normas UNE correspondientes.

3.4.5 Luminarias.

Serán de los tipos señalados en los distintos documentos del proyecto. En cualquier caso, serán adecuadas a la potencia de las lámparas a instalar en ellas.

Las lámparas de descarga tendrán el alojamiento necesario para la reactancia, condensador, cebadores y los accesorios necesarios para su fijación.

3.4.6 Lámparas.

Todas las lámparas llevarán grabadas claramente las siguientes indicaciones:

- Marca de origen.
- Potencia nominal en vatios.

Condiciones de encendido y color aparente.

3.5 Condiciones de ejecución y montaje.

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a lo que establece el presente Pliego de Condiciones particulares y la reglamentación vigente.

3.5.1 Condiciones generales de ejecución.

La ejecución de la instalación eléctrica se ajustará a lo especificado en el REBT y a lo especificado en el presente Pliego de Condiciones Particulares. El Ingeniero-director rechazará todas aquellas partes de la instalación que no cumplan los requisitos para ellas exigidas, obligándose el Contratista a sustituirlas a su cargo.

Durante el proceso de ejecución de la instalación se dejarán las líneas sin tensión y, en su caso, se conectarán a tierra. Deberá garantizarse la ausencia de tensión mediante un comprobador adecuado antes de cualquier manipulación. En los lugares de ejecución se encontrarán presentes, como mínimo dos operarios, que deberán utilizar guantes, alfombras aislantes y demás materiales y herramientas de seguridad.

Los aparatos o herramientas eléctricas que se utilicen estarán dotados de aislamiento de grado II, estarán alimentados a tensión inferior a 50 V, mediante transformador de seguridad. Se cumplirán, además, todas las disposiciones legales que se apliquen en materia de seguridad e higiene en el trabajo.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS
PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS
AISLADAS A LA RED ELÉCTRICA**

**Estudio de instalaciones de
abastecimiento de agua y luz en una
escuela de Gambia**

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

PLIEGO CONDICIONES TÉCNICAS

1	OBJETO	266
2	CAMPO DE APLICACIÓN	267
3	NORMATIVA DE APLICACIÓN	268
4	CARACTERÍSTICAS, COMPONENTES, CALIDADES Y CONDICIONES GENERALES DE LOS MATERIALES ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN.....	271
4.1	Definición y clasificación de instalaciones eléctricas	271
4.2	Componentes y productos constituyentes de la instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica.	271
4.2.1	Generalidades.....	271
4.3.	Generador fotovoltaico.....	272
4.2.2	Células solares o fotovoltaicas	272
4.2.3	Módulos fotovoltaicos.	273
4.3	Inversor	276
4.4	Tipos de inversores.....	278
4.4.1	Inversores de conmutación forzada o auto conmutados	278
4.5	Conductores.....	280
4.6	Estructura de soporte.....	282
4.7	Sistema o conjunto de protecciones	283
4.7.1	Toma de tierra.....	284
4.7.2	Protecciones contra contactos directos	284
4.7.3	Diferenciales.	284
4.7.4	Protecciones contra contactos indirectos.	285
4.7.5	Conductores eléctricos.	286
4.7.6	Conductores de protección.	286
4.7.7	Identificación de conductores.	288
4.7.8	Tubos protectores.	288
4.7.9	Canal protectora.	290
4.8	Control y aceptación de los elementos y equipos que conforman la instalación fotovoltaica aislada a red.	290
5	EJECUCIÓN O MONTAJE DE LA INSTALACIÓN	294
5.1	Consideraciones generales.	294
5.2	Comprobaciones iniciales.	295
5.3	Montaje de los elementos	295

5.4	Instalación de módulos fotovoltaicos	296
5.5	Condiciones que satisfacer en cuanto a la orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico.....	298
5.6	Instalación de inversores.	299
5.7	Instalación de equipos de medida.	300
5.8	Señalización.....	300
6	ACABADOS, CONTROL Y ACEPTACIÓN, MEDICIÓN Y ABONO	301
6.1	Acabados.	301
6.2	Control y aceptación.	301
6.3	Medición y abono.....	302
7	RECONOCIMIENTOS, PRUEBAS Y ENSAYOS.....	303
7.1	Reconocimiento de las obras.....	303
7.2	Pruebas y ensayo.	303
8	CONDICIONES DE MANTENIMIENTO Y USO	306
8.1	Condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones de energía solar fotovoltaica.....	307
8.2	Reparación y reposición.	309
9	INSPECCIONES PERIÓDICAS	311
9.1	Certificados de inspecciones periódicas.....	311
9.2	Protocolo genérico de inspección periódica.	312
9.3	Responsabilidad de las inspecciones periódicas.	312
9.4	Inspecciones periódicas de las instalaciones de producción de energía eléctrica.....	312
9.5	Inspecciones periódicas del resto de instalaciones eléctricas.....	312
9.6	Gravedad de los defectos detectados en las inspecciones de las instalaciones y de las obligaciones del titular y de la empresa instaladora.	313

1 OBJETO

Este Pliego de Condiciones Técnicas Particulares, el cual forma parte de la documentación del presente proyecto de referencia y que regirá las obras para la realización del mismo, determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de Instalación Eléctrica Fotovoltaica aislada a la red, acorde a lo estipulado por el REAL DECRETO 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, el DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias, el REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica), así como la ORDEN de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

En cualquier caso, dichas normas particulares no podrán establecer criterios técnicos contrarios a la normativa vigente contemplada en el presente proyecto, ni exigir marcas comerciales concretas, ni establecer especificaciones técnicas que favorezcan la implantación de un solo fabricante o representen un coste económico desproporcionado para el usuario.

Las dudas que se planteasen en su aplicación o interpretación serán dilucidadas por el Ingeniero-director de la obra. Por el mero hecho de intervenir en la obra, se presupone que la empresa instaladora y las subcontratas conocen y admiten el presente Pliego de Condiciones.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

El presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares se refiere al suministro, instalación, pruebas, ensayos, verificaciones y mantenimiento de materiales necesarios en el montaje de instalaciones eléctricas fotovoltaicas aislada de la red eléctrica en Baja Tensión, extendiéndose a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de esta instalación regulada por el DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre anteriormente enunciado, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, el bienestar social y la protección del medio ambiente, siendo necesario que dichas instalaciones eléctricas fotovoltaicas se proyecten, construyan, mantengan y conserven de tal forma que se satisfagan los fines básicos de la funcionalidad, es decir de la utilización o adecuación al uso, y de la seguridad, concepto que incluye la seguridad estructural, la seguridad en caso de incendio y la seguridad de utilización, de tal forma que el uso normal de la instalación no suponga ningún riesgo de accidente para las personas y cumpla la finalidad para la cual es diseñada y construida.

En determinados supuestos se podrá adoptar, por la propia naturaleza de estos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en el presente Pliego de Condiciones Técnicas, siempre y cuando quede suficientemente justificada su necesidad, sean además aprobadas por el Ingeniero-Director y no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Asimismo, y por aplicación de lo señalado por el CTE-DB-HE-5, se extiende este ámbito a aquellas edificaciones que superen los límites de aplicación establecido en la tabla siguiente, las cuales están obligadas a incorporar sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos:

Para instalaciones conectadas, aún en el caso de que éstas no se realicen en un punto de conexión de la Compañía de distribución, serán de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente.

3 **NORMATIVA DE APLICACIÓN**

Además de las Condiciones Técnicas Particulares contenidas en el presente Pliego, serán de aplicación, a los efectos de garantizar la calidad, funcionalidad, eficiencia y durabilidad de la instalación fotovoltaica aislada a red y se observarán en todo momento durante su ejecución, las siguientes normas y reglamentos:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.
- RESOLUCIÓN de 18 de enero de 1988, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se autoriza el empleo del sistema de instalación con conductores aislados bajo canales protectores de material plástico.
- Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre sobre producción de energía eléctrica para las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.
- Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial.
- Decreto 26/1996, de 9 de febrero, de la Consejería de Industria y Comercio del Gobierno de Canarias por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- 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. (BOE 27-12-2000).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto Ley 2/2003, de 25 de abril, de medidas de reforma económica. Capítulo II – Artículo 13 sobre “Fomento de las Energías Renovables”. y Artículo 14 “Fomento del aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol para autoconsumo”.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. número 121, de 18 de junio de 2007), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones eléctricas de baja tensión.
- 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.

- Colección de Norma UNE del REBT y Normas UNE declaradas de obligado cumplimiento
- Otras normas UNE / EN / ISO / ANSI / DIN de aplicación específica que determine el Ingeniero proyectista.
- Y resto de normas o reglamentación que le sean de aplicación.
- Salvo que se trate de prescripciones cuyo cumplimiento esté obligado por la vigente legislación, en caso de discrepancia entre el contenido de los documentos anteriormente mencionados se aplicará el criterio correspondiente al que tenga una fecha de aplicación posterior. Con idéntica salvedad, será de aplicación preferente, respecto de los anteriores documentos lo expresado en este Pliego de Condiciones Técnicas Particulares.
- Asimismo se recomienda la aplicación de los siguientes documentos:
- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-IDAE-agosto 2005.

4 CARACTERÍSTICAS, COMPONENTES, CALIDADES Y CONDICIONES GENERALES DE LOS MATERIALES ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

4.1 Definición y clasificación de instalaciones eléctricas

Según Art. 3 del Decreto 141/2009, se define como “instalación eléctrica” todo conjunto de aparatos y de circuitos asociados destinados a la producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

Asimismo, y según Art. 3 del Decreto 141/2009 éstas se agrupan y clasifican en:

- Instalación de baja tensión: es aquella instalación eléctrica cuya tensión nominal se encuentra por debajo de 1 kV.
- Instalación de media tensión: es aquella instalación eléctrica cuya tensión nominal es superior o igual a 1 kV e inferior a 66 kV.
- Instalación de alta tensión: es aquella instalación eléctrica cuya tensión nominal es igual o superior a 66 kV.

4.2 Componentes y productos constituyentes de la instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica.

4.2.1 Generalidades

Una instalación solar fotovoltaica conectada a red está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generando energía eléctrica en forma de corriente continua (CC) y adaptarla a las características que la hagan utilizable por los consumidores aislados a la red de distribución de corriente alterna (CA).

Los componentes o sistemas que conforman la instalación solar fotovoltaica aislada a la red básicamente son los siguientes:

- Sistema generador fotovoltaico
- Sistema de Acondicionamiento de potencia o inversor

- Sistema de protecciones, elementos de seguridad, de maniobra, de medida y auxiliares.

El sistema de acondicionamiento de potencia es el encargado de transformar la energía en forma de corriente continua en corriente alterna, el cual cumplirá con todos aquellos requisitos y condiciones de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, estando dotado de las correspondientes funciones de protección.

4.3. Generador fotovoltaico

Genéricamente la instalación contará con un Generador Fotovoltaico constituido por módulos fotovoltaicos (FV) para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún tipo de paso intermedio.

Estos módulos a su vez están conformados por células fotovoltaicas de silicio interconectadas entre sí y debidamente protegidas de los agentes externos

4.2.2 Células solares o fotovoltaicas

Constituidas por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante (p-n), mediante la deposición de varios materiales (boro y fósforo generalmente), y su integración en la estructura de silicio cristalino.

Los tipos más importantes de células solares son los siguientes:

- Silicio Monocristalino: material de silicio caracterizado por una disposición ordenada y periódica de átomo, de forma que solo tiene una orientación cristalina, es decir, todos los átomos están dispuestos simétricamente. Presentan un color azulado oscuro y con un cierto brillo metálico. Alcanzan rendimientos de hasta el 17%.
- Silicio policristalino: silicio depositado sobre otro sustrato, como una capa de 10-30 micrómetros y tamaño de grano entre 1 micrómetro y 1 mm. Las direcciones de alineación van cambiando cada cierto tiempo durante el proceso de deposición. Alcanzan rendimientos de hasta el 12%.
- Silicio amorfo: compuesto hidrogenado de silicio, no cristalino, depositado sobre otra sustancia con un espesor del orden de 1 micrómetro. No existe estructura cristalina ordenada, y el silicio se ha depositado sobre un soporte transparente en forma de una capa fina. Presentan un color marrón y gris oscuro. Su eficiencia es

solo del 6-8%. Son muy adecuadas para confección de módulos semitransparentes empleados en algunas instalaciones integradas en edificios.

Otros tipos:

- Teluro de cadmio: Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%.
- Arseniuro de Galio: Uno de los materiales más eficientes. Presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%.
- Di seleniuro de cobre en indio: Con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%.

Existen también los llamados paneles Tándem que combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos. Debido a que cada tipo de material aprovecha sólo una parte del espectro electromagnético de la radiación solar, mediante la combinación de dos o tres tipos de materiales es posible aprovechar una mayor parte de este. Con este tipo de paneles se ha llegado a lograr rendimientos del 35%.

Los parámetros generales que caracterizan a las células fotovoltaicas universalmente vienen determinados por la irradiancia (Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie, expresada en kW/m²) y la temperatura cuyas condiciones estándar son las siguientes:

- Irradiancia solar: 1000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Asimismo, se define NOCT como Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m². con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

4.2.3 Módulos fotovoltaicos.

También denominada como “placa fotovoltaica” o “panel fotovoltaico” es un conjunto completo, medioambientalmente protegido, de células solares interconectadas y

montadas entre dos láminas de vidrio, que contiene entre 20 y 40 células solares las cuales pueden conectarse entre sí en serie y/o paralelo para obtener el voltaje deseado (12V, 14V, etc.).

Los paneles o módulos fotovoltaicos se caracterizan por el parámetro denominado como "Potencia pico" siendo aquella potencia máxima del panel fotovoltaico expresada en CEM.

Todos los módulos fotovoltaicos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, su diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa de la Dirección Facultativa de la obra. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Todos los módulos deberán satisfacer las Normas UNE para módulos de silicio cristalino o para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Su estructura está conformada por los siguientes elementos:

- Encapsulante, constituido por un material que debe presentar una buena transmisión a la radiación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.
- Cubierta exterior de vidrio templado, que, aparte de facilitar al máximo la transmisión luminosa, debe resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.
- Cubierta posterior, constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre éstas.

- Marco de metal, normalmente de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y que lleva los elementos necesarios para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
- Caja de terminales: incorpora los bornes para la conexión del módulo.
- Diodo de protección: impiden daños por sombras parciales en la superficie del panel.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las siguientes características técnicas:

- Incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Marcos laterales (si existen) serán de aluminio o acero inoxidable
- Potencia máxima y corriente de cortocircuito referidas a condiciones estándar, comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo

La estructura del generador se conectará a tierra.

Los módulos serán Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Tipos de paneles en función de su forma:

Paneles con sistemas de concentración. Mediante una serie de superficies reflectantes concentra la luz sobre los paneles fotovoltaicos

Paneles de formato "teja o baldosa". De pequeño tamaño, concebidos para combinarse en gran número y por tanto cubrir grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.

Paneles bifaciales. Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

Sistemas de Seguimiento solar de los módulos:

En los sistemas solares fotovoltaicos existe la posibilidad de emplear elementos seguidores del movimiento del sol que favorezcan y aumenten la captación de la radiación solar

Existen varios tipos de soporte para los colectores solares:

- Colocación sobre soporte estático. Soporte sencillo sin movimiento. Dependiendo de la latitud de la instalación y de la aplicación que se quiera dar se dotan a los paneles de la inclinación más adecuada para captar la mayor radiación solar posible. Es el sistema más habitual que se encuentra en las instalaciones.

- Sistemas de seguimiento solar de 1 eje. Estos soportes realizan un cierto seguimiento solar. La rotación del soporte se hace por medio de un solo eje, ya sea horizontal, vertical u oblicuo. Este tipo de seguimiento es el más sencillo y el más económico resultando sin embargo incompleto ya que sólo podrá seguir o la inclinación o el azimut del Sol, pero no ambas a la vez.

- Sistemas de seguimiento solar de dos ejes. Con este sistema ya es posible realizar un seguimiento total del sol en altitud y en azimut y siempre se conseguirá que la radiación solar incida perpendicularmente obteniéndose la mayor captación posible. Existen tres sistemas básicos de regulación del seguimiento del sol por dos ejes:

- Sistemas mecánicos- El seguimiento se realiza por medio de un motor y de un sistema de engranajes. Dado que la inclinación del Sol varía a lo largo del año es necesario realizar ajustes periódicos, para adaptar el movimiento del soporte

- Mediante dispositivos de ajuste automático-. El ajuste se realiza por medio de sensores que detectan cuando la radiación no incide perpendicular al panel corrigiéndose la posición por medio de motores.

- Dispositivos sin motor- Sistemas que, mediante la dilatación de determinados gases, su evaporación y el juego de equilibrios logran un seguimiento del Sol

4.3 Inversor

Son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua (CC) en alterna (CA), basándose en el empleo de dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores permitiendo interrumpir las corrientes e invertir su polaridad y, por tanto:

- Utilizar receptores de CA en instalaciones aisladas de la red.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- De tipo auto conmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

Sus parámetros fundamentales vienen determinados por:

- Voltaje y corriente de entrada del inversor, que se debe adaptar a la del generador
- Potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (sinusoidal pura o modificada, etc.).
- Frecuencia de trabajo y la eficiencia, próximas al 85%.
- Voltaje de fase/s en la red
- Potencia reactiva de salida del inversor (para instalaciones mayores de 5 kWp)

Los inversores cumplirán 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 micro cortes, 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 uso.

El inversor 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 de los inversores serán las siguientes:

- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- • Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 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.

4.4 Tipos de inversores.

4.4.1 Inversores de conmutación forzada o auto conmutados

Permiten generar CA mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzados por el sistema de control.

Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (PWM), con la finalidad de obtener salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos.

Con los inversores tipo PWM se consiguen rendimientos por encima del 90%, incluso con bajos niveles de carga.

Sus principales características vienen determinadas por la tensión de entrada del inversor, que se debe adaptar a la del sistema, 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, próxima al 85%

La eficiencia de un inversor no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido. Para regímenes de carga próximos a la potencia nominal, la eficiencia es mayor que para regímenes de carga bajos.

Con respecto a los requisitos técnicos que los inversores deben satisfacer y en cuanto se refiere a los de tipo monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos) serán los descritos a continuación.

- Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobre descargas. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de las cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.

-
- Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

4.5 Conductores

Serán los que se indican en los documentos del presente proyecto y en todo momento cumplirán con las prescripciones generales establecidas en la ICT-BT-19 del REBT.

Estos serán de cobre y serán siempre aislados, excepto cuando vayan montados sobre aisladores, tal y como se indica en la ICT-BT-20 del REBT.

El cobre utilizado en la fabricación de cables o realización de conexiones de cualquier tipo o clase cumplirá las especificaciones contenidas en la Norma UNE

correspondiente y el REBT, siendo de tipo comercial puro, de calidad y resistencia mecánica uniforme y libre de todo defecto mecánico.

No se admite la colocación de conductores que no sean los especificados en los esquemas eléctricos del presente proyecto. De no existir en el mercado un tipo determinado de estos conductores la sustitución por otro habrá de ser autorizada por la Dirección Facultativa.

Los conductores necesarios serán de cobre y tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos, debiendo ser suficiente además para que soporten la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos.

Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener unos valores de sección tales que la caída de tensión en ellos sea inferior a las indicadas a continuación:

- Caída de tensión máxima en la parte de CC, 1,5%
- Caída de tensión máxima en la parte de CA, 1,5%.
- Caídas de tensión máxima entre regulador y batería: 1,5 %
- Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1,5 %

Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE correspondiente.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos fotovoltaicos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

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 conforme a lo indicado en la norma UNE que le es de aplicación.

Se respetará en todo momento el REBT en lo que a conducciones de cable se refiere.

Para alturas con respecto al suelo inferior a 2,5 m, el cableado discurrirá en tubo de acero, que será puesto a la tierra del sistema.

Cuando discurra en zanja, lo hará dentro de tubo y ésta tendrá una profundidad mínima de 60 cm, con aviso 20 cm por encima del cable

4.6 Estructura de soporte.

La estructura soporte de módulos fotovoltaicos deberá resistir, con éstos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE) relativo a Seguridad Estructural.

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 conforme a lo indicado en el Documento Básico DB SE-A "Seguridad Estructural-Acero".

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustarán a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el apartado de “Condiciones a satisfacer en cuanto a la Orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico” del presente Pliego de Condiciones, sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

El cálculo y características de la estructura soporte se obtiene de lo indicado en el Documento Básico DB SE-A “Seguridad Estructural-Acero”

4.7 Sistema o conjunto de protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (Artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Por tanto, la instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

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 particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.

La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 μm y 0,85 μm respectivamente) serán para cada fase.

Asimismo, todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (Artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.7.1 Toma de tierra.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

Las tomas de tierra se establecerán:

Del generador FV: estructura soporte y marco metálico.

De la instalación correspondiente a los consumos de alterna.

4.7.2 Protecciones contra contactos directos

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Salvo indicación contraria, los medios a utilizar son habitualmente:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.

4.7.3 Diferenciales.

Ofrecen una protección eficaz contra los contactos tanto directos como indirectos. Están compuestos por:

- Transformador toroidal

- Relé electromecánico
- Mecanismo de conexión y desconexión
- Circuito auxiliar de prueba.

Cuando la suma vectorial de las intensidades que pasan por el transformador es distinta de cero, en el secundario de este se induce una tensión que provoca la excitación del relé dando lugar a la desconexión del interruptor. Para que se produzca la apertura, la corriente de fuga debe de ser superior a la corriente de sensibilidad del diferencial.

4.7.4 Protecciones contra contactos indirectos.

4.7.4.1 Protección por corte automático de la alimentación.

El corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo está destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo.

Debe existir una adecuada coordinación entre el esquema de conexiones a tierra de la instalación utilizado de entre los descritos en la ITC-BT-08 del REBT y las características de los dispositivos de protección.

El corte automático de la alimentación está prescrito cuando puede producirse un efecto peligroso en las personas o animales domésticos en caso de defecto, debido al valor y duración de la tensión de contacto.

La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales.

Se describen a continuación aquellos aspectos más significativos que deben reunir los sistemas de protección en función de los distintos esquemas de conexión de la instalación, según la ITC-BT-08 y que la norma UNE correspondiente.

Se emplean dispositivos del tipo:

- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles, interruptores automáticos.

- Diferenciales

4.7.4.2 Protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones.

- Sobrecargas, cortocircuitos: fusibles y magnetotérmicos (Pías).
- Sobretensiones red (por tormentas, etc.): varistores (en los paneles)

Los varistores proporcionan una protección fiable y económica contra transitorios de alto voltaje que pueden ser producidos, por ejemplo, por relámpagos, conmutaciones o ruido eléctrico en líneas de potencia de CC o Corriente Alterna.

4.7.5 Conductores eléctricos.

Los conductores y cables tendrán las características que se indican en los documentos del proyecto y en todo momento cumplirán con las prescripciones generales establecidas en la ICT-BT-19 del REBT.

No se admite la colocación de conductores que no sean los especificados en los esquemas eléctricos del presente proyecto. De no existir en el mercado un tipo determinado de estos conductores la sustitución por otro habrá de ser autorizada por La Dirección Facultativa.

Estos serán de cobre y serán siempre aislados. El cobre utilizado en la fabricación de cables o realización de conexiones de cualquier tipo o clase cumplirá las especificaciones contenidas en la Norma UNE correspondiente y el REBT, siendo de tipo comercial puro, de calidad y resistencia mecánica uniforme y libre de todo defecto mecánico.

4.7.6 Conductores de protección.

Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

Su sección vendrá determinada por los valores de la Tabla 2 de la ICT-BT-19.

En su instalación o montaje, se tendrá en cuenta:

- En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección, aquellos conductores que unen las masas: al neutro de la red o a un relé de protección.
- En todos los casos los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de: 2,5 mm² (con protección mecánica) o 4 mm² (sin protección mecánica).
- Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de fase.
- Como conductores de protección pueden utilizarse conductores en los cables multiconductores, conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, o conductores separados desnudos o aislados.

Cuando la instalación consta de partes de envolventes de conjuntos montadas en fábrica o de canalizaciones prefabricadas con envolvente metálica, estas envolventes pueden ser utilizadas como conductores de protección si satisfacen, simultáneamente, las tres condiciones siguientes:

- Su continuidad eléctrica debe ser tal que no resulte afectada por deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos.
- Su conductibilidad debe ser, como mínimo, igual a la que resulta por la aplicación del presente apartado.
- Deben permitir la conexión de otros conductores de protección en toda derivación predeterminada.

La cubierta exterior de los cables con aislamiento mineral puede utilizarse como conductor de protección de los circuitos correspondientes, si satisfacen simultáneamente las condiciones a) y b) anteriores. Otros conductos (agua, gas u otros tipos) o estructuras metálicas, no pueden utilizarse como conductores de protección (CP o CPN).

Los conductores de protección deben estar convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Las conexiones deben ser accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de relleno o en cajas no desmontables con juntas estancas.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección, aunque para los ensayos podrán utilizarse conexiones desmontables mediante útiles adecuados.

4.7.7 Identificación de conductores.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificados, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos o por inscripciones sobre el mismo, cuando se utilicen aislamientos no susceptibles de coloración. El conductor neutro se identificará por el color azul claro y el conductor de protección por el doble color amarillo-verde. Los conductores de fase se identificarán por los colores marrón o negro. Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, podrá utilizarse el color gris para la tercera.

4.7.8 Tubos protectores.

Los tubos y accesorios protectores podrán ser de tipo metálico, no metálico o compuestos y en todo caso estarán fabricados de un material resistente a la corrosión y a los ácidos, y al mismo tiempo no propagador de la llama, acorde a lo estipulado en la ITC-BT-21 del REBT para instalaciones interiores o receptoras.

Los mismos podrán ser rígidos, curvables, flexibles o enterrados, según las Normas UNE que les sean de aplicación.

Con respecto a sus dimensiones y roscas se estará a lo dispuesto en cada una de las Normas UNE que les sean de aplicación.

El diámetro interior mínimo de los tubos vendrá determinado y declarado por el fabricante.

En función del tipo de instalación, los diámetros exteriores mínimos y todas las características mínimas (resistencia a compresión, resistencia al impacto, temperaturas mínima y máxima de instalación y servicio, resistencia a la penetración del agua, resistencia al curvado, resistencia a la corrosión, resistencia a la tracción, resistencia a la propagación de la llama, a cargas suspendidas, etc.) de los tubos en canalizaciones fijas en superficie, tubos en canalizaciones empotradas, canalizaciones aéreas o con tubos al aire y en tubos en canalizaciones enterradas, vendrán definidas por las tablas de la ITC-BT-21 del REBT.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección, deberá cumplir lo indicado a continuación o en su defecto lo prescrito en la Norma UNE que le sea de aplicación y en las ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores. Se dispondrán de registros (los cuales también podrán ser utilizados como cajas de empalme y derivación) en cantidad suficiente, a distancias máximas de 15 m, para permitir una fácil introducción y retirada de los conductores, e irán por rozas.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de las cajas apropiadas, con dimensiones adecuadas, de material aislante y no propagador de la llama. En ningún caso los conductores podrán ser unidos mediante empales o mediante derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí, sino que tendrán que unirse obligatoriamente mediante bornes de conexión o regletas de conexión.

Su trazado se hará siguiendo líneas verticales y horizontales paralelas a las aristas de los paramentos que limitan el local donde se efectúa la instalación.

En los tubos metálicos sin aislamiento interior deberá tenerse en cuenta los posibles efectos de condensación de agua en su interior para lo cual deberá elegirse convenientemente su trazado.

Queda terminantemente prohibida la utilización de los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.

Aquellos tubos metálicos que sean accesibles estarán puestos a tierra y se garantizará en todo momento su continuidad eléctrica. Cuando el montaje se realice con tubos metálicos flexibles, la distancia máxima entre dos puestas a tierra no superará, en ninguna circunstancia, más de 10 m.

Las canalizaciones estarán protegidas del calor mediante pantallas de protección calorífuga o alejando convenientemente la instalación eléctrica de las posibles fuentes de calor o mediante selección de aquella que soporte los efectos nocivos que se puedan presentar.

En cuanto a las condiciones de montaje fijo de tubos en superficie, éstos deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.2 de la ITC-BT-21 del REBT.

Asimismo, y con respecto a las condiciones de montaje fijo de tubos empotrados, éstos deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.3 de la ITC-BT-21 del REBT.

De igual forma las condiciones de montaje al aire quedan establecidas y éstas deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.4 de la ITC-BT-21 del REBT

4.7.9 Canal protectora.

Para garantizar la continuidad de sus características de protección, su montaje se realizará siguiendo las instrucciones facilitadas por el fabricante.

Sus características mínimas, para instalaciones superficiales, serán las establecidas en la tabla 3.2 de la ITC-BT-21 del REBT.

La instalación y puesta en obra de las canales protectoras, deberá cumplir lo indicado a continuación o en su defecto lo prescrito en la Norma UNE que le sea de aplicación y en las ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

Su trazado se hará siguiendo preferentemente los paramentos verticales y horizontales paralelos a las aristas de las paredes que limitan el local donde se ejecuta la instalación eléctrica.

Las canales con conductividad eléctrica serán conectadas a la red de tierra para garantizar su continuidad eléctrica.

Las canales no podrán ser utilizados como conductores de protección o de neutro, salvo en lo dispuesto en la ITC-BT-18 para las de tipo prefabricadas.

4.8 Control y aceptación de los elementos y equipos que conforman la instalación fotovoltaica aislada a red.

La Dirección Facultativa velará porque todos los materiales, productos, sistemas y equipos que formen parte de la instalación eléctrica sean de marcas de calidad (UNE, EN, CEI, CE, AENOR, etc.), y dispongan de la documentación que acredite que sus características mecánicas y eléctricas se ajustan a la normativa vigente, así como de los certificados de conformidad con las normas UNE, EN, CEI, CE u otras que le sean exigibles por normativa o por prescripción del proyectista y por lo especificado en el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares.

La Dirección Facultativa asimismo podrá exigir muestras de los materiales a emplear y sus certificados de calidad, ensayos y pruebas de laboratorios, rechazando, retirando, desmontando o reemplazando dentro de cualquiera de las etapas de la

instalación los productos, elementos o dispositivos que a su parecer perjudiquen en cualquier grado el aspecto, seguridad o bondad de la obra.

Cuando proceda hacer ensayos para la recepción de los productos o verificaciones para el cumplimiento de sus correspondientes exigencias técnicas, según su utilización, estos podrán ser realizadas por muestreo u otro método que indiquen los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, además de la comprobación de la documentación de suministro en todos los casos, debiendo aportarse o incluirse, junto con los equipos y materiales, las indicaciones necesarias para su correcta instalación y uso debiendo marcarse con las siguientes indicaciones mínimas:

- Identificación del fabricante, representante legal o responsable de su comercialización.
- Marca y modelo.
- Tensión y potencia (o intensidad) asignadas.
- Cualquier otra indicación referente al uso específico del material o equipo, asignado por el fabricante.

El contratista o instalador autorizado 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 idioma español para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, etc.) 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.

Concretamente por cada elemento tipo, estas indicaciones para su correcta identificación serán las siguientes:

Generador Fotovoltaico:

- Identificación, según especificaciones de proyecto.
- Distintivo de calidad: Marca de Calidad AENOR homologada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICT), satisfaciendo las especificaciones contempladas en las Normas UNE para módulos de silicio

crystalino, o para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

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

Inversor:

El inversor deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Contadores y equipos:

- Identificación: según especificaciones de proyecto.
- Distintivo de calidad: Tipos homologados por el MICT.

Cuadros generales de distribución:

- Distintivo de calidad: Tipos homologados por el MICT.

Aparatos y pequeño material eléctrico para instalaciones de baja tensión:

- Distintivo de calidad: Marca AENOR homologada por el Ministerio de Industria.

- Cables eléctricos, accesorios para cables, etc.
- Distintivo de calidad: Marca AENOR homologada por el MICT.

El resto de las componentes de la instalación deberán recibirse en obra conforme a: la documentación del fabricante, marcado de calidad, la normativa si la hubiere, especificaciones del proyecto y a las indicaciones de la Dirección Facultativa durante la ejecución de las obras.

Asimismo, aquellos materiales no especificados en el presente proyecto que hayan de ser empleados para la realización de este dispondrán de marca de calidad y no podrán utilizarse sin previo conocimiento y aprobación de la Dirección Facultativa.

5 EJECUCIÓN O MONTAJE DE LA INSTALACIÓN

5.1 Consideraciones generales.

Las instalaciones eléctricas de Baja Tensión serán ejecutadas por instaladores eléctricos autorizados, para el ejercicio de esta actividad, según DECRETO 141/2009 e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC del REBT, y deberán realizarse conforme a lo que establece el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares y a la reglamentación vigente.

La Dirección Facultativa rechazará todas aquellas partes de la instalación que no cumplan los requisitos para ellas exigidas, obligándose la empresa instaladora autorizada o Contratista a sustituirlas a su cargo.

Se cumplirán siempre todas las disposiciones legales que se apliquen en materia de seguridad salud en el trabajo. La instalación fotovoltaica 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.

El transporte, manipulación y empleo de los materiales se hará de forma que no queden alteradas sus características ni sufran deterioro sus formas o dimensiones.

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.

Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes que integran la instalación.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en idioma español.

5.2 Comprobaciones iniciales.

Se comprobará que todos los elementos y componentes de la instalación fotovoltaica coinciden con su desarrollo en el proyecto, y en caso contrario se redefinirá en presencia de la Dirección Facultativa. Se marcará por Instalador autorizado y en presencia de la Dirección Facultativa el lugar de montaje los diversos componentes de la instalación.

Al marcar los tendidos de la instalación se tendrá en cuenta la separación mínima de 30 cm con la instalación de abastecimiento de agua o fontanería.

5.3 Montaje de los elementos

Se regirá de acuerdo con la ITC-BT-40 del REBT.

Replanteo.

Al inicio de la obra, habrá que indicar con los planos del presente proyecto, sobre el terreno, el movimiento de tierras, si fuese necesario, ubicación de las zapatas, losa corrida, estructura soporte, paneles, etc.

Cimentación.

Si fuese necesario, se realizará en primer lugar el movimiento de tierras, la excavación de las zapatas, o losa corrida, en el caso de que los módulos solares fotovoltaicos, vayan colocados sobre estructura soporte en el suelo.

Si la colocación de los módulos es sobre terraza, tejado, o sobre fachadas; no hará falta cimentación y sólo se tendrá que realizar las obras de sujeción de la estructura, previa comprobación, de que el tejado, fachada o terraza, soporte el peso de la estructura. En el caso de estructura sobre el suelo, será necesaria la excavación de las zapatas, colocando a continuación la armadura metálica pertinente. A continuación, se procederá al vertido del hormigón, de las características especificadas por el diseñador de la estructura, procediéndose a continuación, a la colocación de esta.

5.4 Instalación de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se montarán de forma que se maximice la exposición directa a la luz solar y se eliminen o minimicen las sombras, debiendo evitarse instalaciones con ángulos de inclinación reducidos que pudieran provocar la acumulación de suciedad sobre el cristal y los bordes del marco.

Para su fijación se emplearán marcos de soporte o kits de montaje especializados fabricados en aluminio anodizado o en acero inoxidable.

Deberá prestarse especial atención en la fase de montaje para evitar la acumulación de suciedad sobre la superficie del módulo ya que puede provocar que las células solares activas queden en sombra y se reduzca el rendimiento eléctrico.

En el caso de sistemas montados sobre cubiertas y tejados, se deberá respetar un espacio en la parte posterior del módulo para permitir su adecuada ventilación.

A los efectos de dar cabida a la expansión o dilatación térmica de los marcos será necesario, asimismo, dejar un adecuado espacio entre los módulos fotovoltaicos.

Se deberá dejar siempre la superficie posterior del módulo libre de objetos externos o elementos de la estructura que pudieran entrar en contacto con éste, especialmente si el módulo está sometido a carga mecánica.

Deberá asegurarse que los módulos no están expuestos a vientos ni nevadas que superen la carga máxima permitida y que no están sometidos a una fuerza excesiva debido a la dilatación térmica de la estructura de soporte.

El sistema de fijación de los módulos deberá ser de tipo “antivandálico”. La cimentación puede ser tanto horizontal como vertical sin afectar la instalación de los soportes de las estructuras.

Las estructuras de soporte de los módulos podrán ser realizadas con aluminio anodizado de elevada resistencia a los agentes atmosféricos, permitiendo de esta manera una larga duración de los elementos de soporte, aun en ambientes salinos.

Si el módulo dispone de caja de conexiones ésta no deberá utilizarse para sujetar o transportar el módulo. Se deberá prestar especial atención para no subirse ni pisar su superficie.

Se evitará dejar caer el módulo ni golpearlo dejando caer sobre él otros objetos, así como se evitará en todo momento dañar ni arañar la superficie posterior del módulo.

Con la finalidad de mantener las garantías del fabricante, no se podrá desmontar, modificar o adaptar el módulo ni retirar ninguna pieza o etiqueta instalada por el fabricante. Asimismo, se evitará perforar el marco ni el cristal del módulo.

No deberá aplicarse pintura ni adhesivos a la superficie posterior del módulo.

Si se rompiese el cristal o el material posterior de un módulo, éste no podrá repararse ni utilizarse, ya que el contacto con cualquier superficie del módulo o el marco podría producir una descarga eléctrica, debiendo ser sustituido.

Los módulos rotos o dañados deben manipularse con cuidado y eliminarse de forma adecuada. Los cristales rotos pueden presentar filos y producir heridas si no se manipulan con un equipo protector adecuado.

Deberán montarse sólo con tiempo seco y con herramientas secas. No deberán ser manipulados cuando éstos estén húmedos, a no ser que utilice un equipo de protección adecuado.

Para instalaciones en tejados, los módulos deben montarse sobre una cubierta resistente al fuego homologada para este tipo de instalación.

Posteriormente, se procederá al conexionado eléctrico de los módulos, conectando el o los campos fotovoltaicos, mediante canalización eléctrica, al inversor o inversores, para que la transformen en corriente alterna, con tensión y frecuencia de red, para su inyección en la misma. Estas canalizaciones, cumplirán lo requerido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT, en su Instrucción Técnica ITC-BT-07, diseñando las líneas, mediante los criterios de calentamiento y caída de tensión.

Ubicaciones de los módulos:

Éstos podrán instalarse en:

- Integración en fachada.
- En fachada vertical continua.
- En fachada vertical discontinua.
- En fachada inclinada.

- Instalación de módulo inclinado en fachada vertical.
- Integración en cubierta.
- En cubierta inclinada.
- En cubierta plana.
- Estructura inclinada en cubierta plana.
- En "Dientes de Sierra" sobre cubierta plana.
- En cubierta curva.
- Integración en los dispositivos de control solar: Asimismo podrán ser instalados con seguidor o sin seguidor solar.
- Integración en mobiliario urbano.
- Integración colindante en espacio de vías públicas de alta velocidad.
- Integración en otros elementos de mobiliario urbano (pérgolas urbanas).

Cubierta.- La cubierta del edificio, debe ser resistente al peso de la estructura que conforma la instalación de las placas solares. La superficie de la cubierta en la que se ubique la estructura de las placas solares podrá ser plana o inclinada:

5.5 Condiciones que satisfacer en cuanto a la orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas serán inferiores a los límites de la tabla adjunta.

	Orientación e inclinación(OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %

Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 1. Criterios.

Considerándose tres situaciones: a) general, b) superposición de módulos y, c) integración arquitectónica

b) Superposición: se considera a la colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente de la edificación donde se instala sin la doble funcionalidad definida en el siguiente apartado c). En este caso no se aceptarán módulos horizontales.

c) Integración arquitectónica se produce cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales, considerándose.

I. Elementos de sombreado cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado/cubierta o en la fachada de este.

II. Elementos de Revestimiento, cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

III. Elementos de Cerramiento, cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

5.6 Instalación de inversores.

Los inversores se colocarán en el punto de conexión a red, que la empresa distribuidora haya indicado previamente.

Se observarán las siguientes consideraciones antes de proceder a su instalación:

Su emplazamiento deberá estar alejado de la luz solar directa y en un rango de temperatura ambiente comprendido entre 0 y 40°C.

Para su montaje se seleccionará un paramento o superficie sólida vertical con suficiente firmeza para que soporte su peso, necesitando de un espacio adicional de refrigeración adecuado para la dispersión del calor.

Se marcará su posición en el paramento y se realizarán los taladros para su sujeción, colocando y apretando los tornillos.

Se realizará el conexionado de la parte AC y posteriormente con el panel fotovoltaico (parte DC) respetando su polaridad, conectando siempre el polo positivo (+) del panel fotovoltaico al polo DC positivo (+) del inversor, y el polo negativo (-) del panel fotovoltaico al polo DC negativo (-) del inversor.

Seguidamente el inversor se conectará a las correspondientes protecciones, las cuales pueden constar de cortocircuito eléctrico, fusible y terminales de conexión, tanto para el inversor como para la red de suministro.

5.7 Instalación de equipos de medida.

Para su ejecución se realizará de acuerdo con lo establecido en la ITC -BT-16 del REBT.

5.8 Señalización

Toda la instalación eléctrica deberá estar correctamente señalizada y deberán disponerse las advertencias e instrucciones necesarias que impidan los errores de interpretación, maniobras incorrectas y contactos accidentales con los elementos de tensión o cualquier otro tipo de accidentes.

A este fin se tendrá en cuenta que todas las máquinas y aparatos principales, paneles de cuadros y circuitos, deben estar diferenciados entre sí con marcas claramente establecidas, señalizados mediante rótulos de dimensiones y estructura apropiadas para su fácil lectura y comprensión. Particularmente deben estar claramente señalizados todos los elementos de accionamiento de los aparatos de maniobra y de los propios aparatos, incluyendo la identificación de las posiciones de apertura y cierre, salvo en el caso en el que su identificación pueda hacerse a simple vista.

6 ACABADOS, CONTROL Y ACEPTACIÓN, MEDICIÓN Y ABONO

Para la recepción provisional de las obras una vez terminadas, la Dirección Facultativa procederá, en presencia de los representantes del Contratista o empresa instaladora autorizada, a efectuar los reconocimientos y ensayos precisos para comprobar que las obras han sido ejecutadas con sujeción al presente proyecto y cumplen las condiciones técnicas exigidas.

6.1 Acabados.

Terminada la instalación eléctrica fotovoltaica, se protegerán las cajas y cuadros de distribución para evitar que queden tapados por los revestimientos posteriores de los paramentos. Una vez realizados estos trabajos se descubrirán y se colocarán los automatismos eléctricos, embellecedores y tapas.

6.2 Control y aceptación.

Controles durante la ejecución: puntos de observación.

- Punto de conexión de la instalación

Situación con respecto al punto indicado por la Compañía distribuidora

- Estructura soporte

Sistema de fijación

Material y Anclaje

- Paneles fotovoltaicos

Orientación, inclinación, producción de sombras

Estado de los marcos y de la superficie del panel

Interconexión entre paneles

Conexiones con el inversor

Espacio para dilatación térmica

- Inversor

Situación con respecto al punto indicado por la Compañía distribuidora

Anclaje y posición

Conexiones y funcionamiento

- Protecciones

Pruebas de funcionamiento

- Equipos de medida
- Canalizaciones
- Cableado, terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general.
- Cimentación, zanjas y hormigonado (si procede)
- Cajas
- Conservación hasta la recepción de las obras

Se preservarán todos los componentes de la instalación eléctrica de entrar en contacto con materiales agresivos y humedad.

6.3 Medición y abono.

Los conductores se medirán y valorarán por metro lineal de longitud de iguales características, todo ello completamente colocado incluyendo tubo, bandeja o canal de aislamiento y parte proporcional de cajas de derivación y ayudas de albañilería cuando existan.

El resto de los elementos de la instalación, como generador fotovoltaico, inversor, caja general de protección, módulo de contador, mecanismos, etc., por unidad totalmente colocada y comprobada incluyendo todos los accesorios y conexiones necesarios para su correcto funcionamiento.

7 RECONOCIMIENTOS, PRUEBAS Y ENSAYOS

7.1 Reconocimiento de las obras.

Previamente al reconocimiento de las obras, el Contratista habrá retirado todos los materiales sobrantes, restos, embalajes, etc., hasta dejarlas completamente limpias y despejadas.

En este reconocimiento se comprobará que todos los materiales instalados coinciden con los admitidos por la Dirección Facultativa en el control previo efectuado antes de su instalación y que corresponden exactamente a las muestras que tenga en su poder, si las hubiera y, finalmente comprobará que no sufren deterioro alguno ni en su aspecto ni en su funcionamiento.

Análogamente se comprobará que la realización de la instalación eléctrica ha sido llevada a cabo y terminada, rematada correcta y completamente.

En particular, se resalta la comprobación y la verificación de los siguientes puntos:

Ejecución de los terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general.

- Fijación de los distintos aparatos, seccionadores, interruptores y otros colocados.
- Tipo, tensión nominal, intensidad nominal, características y funcionamiento de los aparatos de maniobra y protección.

Todos los cables de baja tensión, así como todos los puntos de luz y las tomas de corrientes serán probados durante 24 horas, de acuerdo con lo que la Dirección Facultativa estime conveniente.

Si los calentamientos producidos en las cajas de derivación, empalmes, terminales, fueran excesivos, a juicio de la Dirección Facultativa, se rechazará el material correspondiente, que será sustituido por otro nuevo por cuenta del Contratista.

7.2 Pruebas y ensayo.

Después de efectuado el reconocimiento, se procederá a realizar las pruebas y ensayos por parte del Contratista que se indican a continuación con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego de Condiciones Técnicas:

- 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.

Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán 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, además de los contemplados en el primer párrafo del presente apartado:

Entrega de toda la documentación requerida en este Pliego de Condiciones Técnicas.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenderse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Asimismo, realizará las siguientes comprobaciones:

- Medida de aislamiento de la instalación: el ensayo de aislamiento se realizará para cada uno de los conductores activos en relación con el neutro puesto a tierra, o entre conductores activos aislados. La medida de aislamiento se efectuará según lo indicado en el artículo 28 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Protecciones contra sobretensiones y cortocircuitos: se comprobará que la intensidad nominal de los diversos interruptores automáticos sea igual o inferior al valor de la intensidad máxima del servicio del conductor protegido.
- Empalmes: se comprobará que las conexiones de los conductores son seguras y que los contactos no se calientan normalmente.
- Medición de los niveles de aislamiento de la instalación de puesta a tierra con un óhmetro previamente calibrado, verificando, el Ingeniero Director, que están dentro de los límites admitidos.

Antes de proceder a la recepción definitiva de las obras, se realizará nuevamente un reconocimiento de estas, con objeto de comprobar el cumplimiento de lo establecido sobre la conservación y reparación de las obras.

8 CONDICIONES DE MANTENIMIENTO Y USO

El titular o la Propiedad de la instalación eléctrica no están autorizados a realizar operaciones de modificación, reparación o mantenimiento. Estas actuaciones deberán ser ejecutadas siempre por una empresa instaladora autorizada.

Durante la vida útil de la instalación, los propietarios y usuarios de las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución, conexión, enlace y receptoras, deberán mantener permanentemente en buen estado de seguridad y funcionamiento sus instalaciones eléctricas, utilizándolas de acuerdo con sus características funcionales.

La Propiedad o titular de la instalación deberá presentar, junto con la solicitud de puesta en servicio de la instalación que requiera mantenimiento, conforme a lo establecido en las "Instrucciones y Guía sobre la Legalización de Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión" (anexo VII del Decreto 141/2009), un contrato de mantenimiento con empresa instaladora autorizada inscrita en el correspondiente registro administrativo, en el que figure expresamente el responsable técnico de mantenimiento.

Los contratos de mantenimiento se formalizarán por períodos anuales, prorrogables por acuerdo de las partes, y en su defecto de manera tácita. Dicho documento consignará los datos identificativos de la instalación afectada, en especial su titular, características eléctricas nominales, localización, descripción de la edificación y todas aquellas otras características especiales dignas de mención.

No obstante, cuando el titular acredite que dispone de medios técnicos y humanos suficientes para efectuar el correcto mantenimiento de sus instalaciones, podrá adquirir la condición de mantenedor de estas. En este supuesto, el cumplimiento de la exigencia reglamentaria de mantenimiento quedará justificado mediante la presentación de un Certificado de auto mantenimiento que identifique al responsable de este. No se permitirá la subcontratación del mantenimiento a través de una tercera empresa intermediaria.

Para aquellas instalaciones nuevas o reformadas, será preceptiva la aportación del contrato de mantenimiento o el certificado de auto mantenimiento junto a la solicitud de puesta en servicio.

Las empresas distribuidoras, transportistas y de generación en régimen ordinario quedan exentas de presentar contratos o certificados de auto mantenimiento.

Las empresas instaladoras autorizadas deberán comunicar al Centro Directivo competente en materia de energía las altas y bajas de contratos de mantenimiento a su cargo, en el plazo de un mes desde su suscripción o rescisión.

Las comprobaciones y chequeos a realizar por los responsables del mantenimiento se efectuarán con la periodicidad acordada, atendiendo al tipo de instalación, su nivel de riesgo y el entorno ambiental, todo ello sin perjuicio de las otras actuaciones que proceda realizar para corrección de anomalías o por exigencia de la reglamentación. Los detalles de las averías o defectos detectados, identificación de los trabajos efectuados, lista de piezas o dispositivos reparados o sustituidos y el resultado de las verificaciones correspondientes deberán quedar registrados en soporte auditable por la Administración.

Las empresas distribuidoras, las transportistas y las de generación en régimen ordinario están obligadas a comunicar al órgano competente en materia de energía la relación de instalaciones sujetas a mantenimiento externo, así como las empresas encargadas del mismo.

Para dicho mantenimiento se tomarán las medidas oportunas para garantizar la seguridad del personal.

Las actuaciones de mantenimiento sobre las instalaciones eléctricas son independientes de las inspecciones periódicas que preceptivamente se tengan que realizar.

Para tener derecho a financiación pública, a través de las ayudas o incentivos dirigidos a mejoras energéticas o productivas de instalaciones o industrias, la persona física o jurídica beneficiaria deberá justificar que se ha realizado la inspección técnica periódica correspondiente de sus instalaciones, conforme a las condiciones que reglamentariamente estén establecidas.

8.1 Condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones de energía solar fotovoltaica.

Se definen diferentes escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación al objeto de asegurar su correcto funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta:

- Plan de vigilancia.

-
- Mantenimiento preventivo.
 - Mantenimiento correctivo.

Plan de vigilancia: El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- Visita a la instalación en el plazo máximo de 1 semana y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma con resolución de esta en el plazo de 15 días.
- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- 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.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general y siempre bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo

El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- a) Comprobación de las protecciones eléctricas.
- b) Comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones.
- c) Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- d) Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Se realizará un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Se registrarán las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa autorizada).

Paneles.

Inspección general 1 o 2 veces al año asegurándose de que las conexiones entre paneles y al regulador están bien ajustadas y libres de corrosión. En la mayoría de los casos, la acción de la lluvia elimina la necesidad de limpieza de los paneles; en caso de ser necesario, simplemente utilizar agua.

8.2 Reparación y reposición.

Siempre que se revisen las instalaciones, se repararán los defectos encontrados y, en el caso que sea necesario, se repondrán las piezas que lo precisen.

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 15 días naturales.

9 INSPECCIONES PERIÓDICAS

Las inspecciones periódicas sobre las instalaciones eléctricas son independientes de las actuaciones de mantenimiento que preceptivamente se tengan que realizar.

Deberán realizarse en los plazos siguientes, en función de su fecha de autorización de puesta en marcha o de su antigüedad, según el caso:

1.1. Instalaciones con puesta en marcha presentada después del 18 de septiembre de 2003: 5 años.

1.2. Instalaciones con puesta en marcha presentada antes del 18 de septiembre de 2003:

1.2.1. Desde la última revisión periódica realizada en cumplimiento de la Orden de 30 de enero de 1996: 5 años.

1.2.2. Resto de las instalaciones sin revisión realizada, contados desde su puesta en marcha: 5 años.

Las sucesivas inspecciones tendrán una periodicidad de 5 años.

En cualquier caso, estas inspecciones serán realizadas por un Organismo de Control Autorizado (O.C.A.), libremente elegido por el titular de la instalación.

9.1 Certificados de inspecciones periódicas.

Los certificados de inspección periódica se presentarán según modelo oficial previsto en el anexo VIII del DECRETO 141/2009 de 10 de noviembre, haciendo mención expresa al grado de cumplimiento de las condiciones reglamentarias, la calificación del resultado de la inspección, la propuesta de las medidas correctoras necesarias y el plazo máximo de corrección de anomalías, según proceda.

Los certificados deberán ser firmados por los autores de la inspección estando visados por el correspondiente Colegio Oficial de profesionales con competencias en la materia, en UN (1) MES desde su realización. Cuando se trate de un técnico adscrito a un OCA, éste estampará su sello oficial.

Los certificados se mantendrán en poder del titular de las instalaciones, quien deberá enviar copia a la Consejería de Empleo, Industria y Comercio del Gobierno de

Canarias o Administración competente en materia de energía durante el mes siguiente al cumplimiento de los plazos máximos establecidos en el párrafo anterior.

9.2 Protocolo genérico de inspección periódica.

El protocolo genérico de inspección que debe seguirse será el aprobado por la Administración competente en materia de energía, si bien la empresa titular de las instalaciones podrá solicitar la aprobación de su propio protocolo específico de revisión.

9.3 Responsabilidad de las inspecciones periódicas.

Los responsables de la inspección no podrán estar vinculados laboralmente al titular o Propietario de la instalación, ni a empresas subcontratadas por el citado titular. Deberán suscribir un seguro de responsabilidad civil acorde con las responsabilidades derivadas de las inspecciones realizadas y disponer de los medios técnicos necesarios para realizar las comprobaciones necesarias.

En el caso de existir otras instalaciones anexas de naturaleza distinta a la eléctrica (por ejemplo de hidrocarburos, aparatos a presión, contra incendios, locales calificados como atmósferas explosivas, etc.) para las que también sea preceptiva la revisión periódica por exigencia de su normativa específica, se procurará la convergencia en la programación de las fechas de revisión con las de los grupos vinculados, si bien prevalecerá la seguridad y el correcto mantenimiento de las mismas frente a otros criterios de oportunidad u organización.

9.4 Inspecciones periódicas de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

Las instalaciones de producción en régimen ordinario, así como las de transporte y distribución de energía eléctrica, serán revisadas periódicamente por un OCA o por un técnico titulado con competencia equivalente a la requerida para la puesta en servicio de la instalación, libremente elegidos por el titular de la instalación.

9.5 Inspecciones periódicas del resto de instalaciones eléctricas.

El titular de la instalación eléctrica estará obligado a encargar a un OCA, libremente elegido por él, la realización de la inspección periódica preceptiva, en la forma y plazos establecidos reglamentariamente.

Las instalaciones eléctricas de Baja Tensión que, de acuerdo con la Instrucción ITC-BT-05 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, estén sometidas a inspecciones periódicas, deberán referenciar los plazos de revisión tomando como fecha inicial la de puesta en servicio o la de antigüedad, según se establece en el anexo VII del Decreto 141/2009.

Las instalaciones de media y alta tensión serán sometidas a una inspección periódica al menos cada tres años.

Los titulares de la instalación están obligados a facilitar el libre acceso a las mismas a los técnicos inspectores de estos Organismos, cuando estén desempeñando sus funciones, previa acreditación y sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos de seguridad laboral preceptivos.

La empresa instaladora que tenga suscrito un contrato de mantenimiento tendrá obligación de comunicar al titular de la instalación, con un (1) mes de antelación y por medio que deje constancia fehaciente, la fecha en que corresponde solicitar la inspección periódica, adjuntando listado de todos los OCA o referenciándolo a la página Web del órgano competente en materia de energía, donde se encuentra dicho listado.

Igualmente comunicará al órgano competente la relación de las instalaciones eléctricas, en las que tiene contratado el mantenimiento que hayan superado en tres meses el plazo de inspección periódica preceptiva.

El titular tendrá la obligación de custodiar toda la documentación técnica y administrativa vinculada a la instalación eléctrica en cuestión, durante su vida útil.

9.6 Gravedad de los defectos detectados en las inspecciones de las instalaciones y de las obligaciones del titular y de la empresa instaladora.

Cuando se detecte, al menos, un defecto clasificado como muy grave, el OCA calificará la inspección como "negativa", haciéndolo constar en el Certificado de Inspección que remitirá, además de al titular de la instalación y a los profesionales presentes en la inspección, a la Administración competente en materia de energía.

Para la puesta en servicio de una instalación con Certificado de Inspección "negativo", será necesaria la emisión de un nuevo Certificado de Inspección sin dicha calificación, por parte del mismo OCA una vez corregidos los defectos que motivaron la calificación anterior. En tanto no se produzca la modificación en la calificación dada por dicho Organismo, la instalación deberá mantenerse fuera de servicio. Con

independencia de las obligaciones que correspondan al titular, el OCA deberá remitir a la Administración competente en materia de energía el certificado donde se haga constar la corrección de las anomalías.

Si en una inspección los defectos técnicos detectados implicasen un riesgo grave, el OCA está obligado a requerir, al titular de la instalación y a la empresa instaladora, que dejen fuera de servicio la parte de la instalación o aparatos afectados, procediendo al precinto total o parcial de la instalación y comunicando tal circunstancia a la Administración competente en materia de energía. La inspección del OCA para poner de nuevo en funcionamiento la instalación se hará dentro de las 24 horas siguientes a la comunicación del titular de que el defecto ha sido subsanado.

Si a pesar del requerimiento realizado el titular no procede a dejar fuera de servicio la parte de la instalación o aparatos afectados, el OCA lo pondrá en conocimiento de la Administración competente en materia de energía, identificando a las personas a las que comunicó tal requerimiento, a fin de que adopte las medidas necesarias.

Si en la inspección se detecta la existencia de, al menos, un defecto grave o un defecto leve procedente de otra inspección anterior, el OCA calificará la inspección como "condicionada", haciéndolo constar en el Certificado de Inspección que entregará al titular de la instalación y a los profesionales presentes en la inspección. Si la instalación es nueva, no podrá ponerse en servicio en tanto no se hayan corregido los defectos indicados y el OCA emita el certificado con la calificación de "favorable". A las instalaciones ya en funcionamiento el OCA fijará un plazo para proceder a su corrección, que no podrá superar los seis meses, en función de la importancia y gravedad de los defectos encontrados. Transcurrido el plazo establecido sin haberse subsanado los defectos, el OCA emitirá el certificado con la calificación de "negativa", procediendo según lo descrito anteriormente.

Si como resultado de la inspección del OCA no se determina la existencia de ningún defecto muy grave o grave en la instalación, la calificación podrá ser "favorable". En el caso de que el OCA observara defectos leves, éstos deberán ser anotados en el Certificado de Inspección para constancia del titular de la instalación, con indicación de que deberá poner los medios para subsanarlos en breve plazo y, en cualquier caso, antes de la próxima visita de inspección.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



PLAN MANTENIMIENTO

**Estudio de instalaciones de
abastecimiento de agua y luz en una
escuela de Gambia**

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

PLAN MANTENIMIENTO

1	INTRODUCCIÓN.....	318
2	ELEMENTOS.....	319
2.1	Módulos fotovoltaicos	319
2.2	Conexiones y cableado.....	319
2.3	Inversor.	319
2.4	Estructuras.....	320
2.5	Elementos de la Instalación eléctrica.....	320
2.6	Infraestructuras y obra civil.	320
2.7	Elementos protección.	320
2.7.1	Fusibles.....	320
2.7.2	Diferencial.	321
2.7.3	Magnetotérmico.	321
2.7.4	Seccionador de corte.	321
2.7.5	Protector de sobretensiones.	321
2.8	Bomba solar.	321
3	FICHA PLAN DE MANTENIMIENTO.....	322
3.1	Ficha módulos fotovoltaicos.....	325
3.2	Ficha inversor y soportes.....	326
3.3	Ficha canalizaciones y elementos de protección.	327
3.4	Ficha bomba solar.	328
3.5	Plan de mantenimiento en francés.	329

1 INTRODUCCIÓN.

Para esta instalación se llevará a cabo un contrato de mantenimiento por parte del instalador de una duración de 3 años. Este periodo es debido a que es la duración media que se suele tener por parte de las empresas instaladoras de sistemas fotovoltaicos en el apartado de mantenimiento. Dicho contrato incluirá todas las labores de mantenimiento aconsejado por los fabricantes de todos los componentes, ya sea el caso de paneles, bomba hidráulica, líneas de corriente, inversor... así como el propuesto a continuación.

Dentro de los mantenimientos llevados a cabo, destacaremos dos tipos:

Mantenimiento correctivo: consiste simplemente en la reparación los equipos cuando se averían. Este tipo de mantenimiento destaca por requerir una acción inmediata o dentro del tiempo evaluado, dependiendo de la gravedad de la avería) y de no estar dentro de las visitas de programadas de mantenimiento e incluyen:

- Visita a la instalación cuando sea requerido por avería grave o que impida el correcto funcionamiento de la instalación.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

Los costes económicos del mantenimiento correctivo con el alcance indicado forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. No estarán incluidas ni la mano de obra ni la reposición de equipos necesarias más allá del período de garantía.

Mantenimiento preventivo: consiste en la inspección periódica de los equipos y en las operaciones de mantenimiento planificadas en intervalos predefinidos. El objetivo de esta estrategia es prolongar la vida útil de los elementos que forman la instalación, previniendo así la aparición de fallos y averías. Para este tipo de mantenimiento, se dispondrá de una hoja que se adjunta a continuación dónde deberá anotar el trabajo llevado a cabo en la visita y la fecha correspondiente a esta. Además, se establece cada punto a trabajar por el operario, así como la periodicidad que requiere dicha inspección.

A continuación, se expondrán las labores de mantenimiento necesaria para cada elemento, así como su periodicidad.

2 ELEMENTOS

2.1 Módulos fotovoltaicos

- *Inspección visual (100 % módulos)*: revisión de presencia de cristales rotos, deformaciones en el marco, inflamación de células, manchas, estanqueidad, alineación y cualquier otra anomalía presente. Anual
- *Termografías (100% módulos)*: realización de termografías y envío de una muestra representativa de fotografías. Anual
- *Limpieza de paneles*: se realizará una limpieza del 100 % de los módulos. Anual
- *Inspección visual conexiones y fijación*: inspecciones visuales y eléctricas de conectores, cableado, tierras, fusibles y fijaciones de módulos fotovoltaicos. 6 meses
- *Cajas de conexiones*: inspección de deformaciones de cajas. Estados de sobrecalentamiento. 6 meses
- *Medición y verificación*: voltajes de módulos fotovoltaicos con defectos e intensidades de módulos fotovoltaicos con defectos. Anual

2.2 Conexiones y cableado

- *Inspección visual*: inspección visual de pletinas, terminales y cableado, inspección visual de puertas, bisagras, cerraduras, gomas y pantallas protectoras de seguridad. 6 meses.
- *Cables y fusibles*: verificación del estado de fusibles, cables y terminales y comprobación visual de sistema de puesta a tierra. 6 meses.
- *Revisiones*: del cuadro CC Líneas de series (si se requiere), cableado CC y del cableado CA.
- *Apriete*: priete de terminales y pletinas. 6 meses.
- *Mediciones*: mediciones de tensión en cada serie. 6 meses.

2.3 Inversor.

- *Inspección visual*: inspección visual de ventilación, terminales, fusibles, portafusibles, cableado y protector sobretensiones. Semanal
- *Inspección eléctrica*: comprobación de correcto funcionamiento, verificación puesta a tierra y protecciones y estado de indicadores y alarmas. 6 meses
- *Limpieza*: control, limpieza de inversor. Semanal
- *Inspección*: inspección con cámara termográfica. 6 meses
- *Mantenimiento*: el recomendado por el fabricante. Según fabricante

2.4 Estructuras.

- *Inspección visual (100% de la estructura)*: comprobación de posibles degradaciones. Anual.
- *Fijaciones (100% de la estructura)*: inspección visual tornillo y uniones. Se controla el par de apriete si es necesario y limpieza y engrase de piezas mecánicas. Anual.
- *Test del sistema de puesta a tierra y las conexiones*: realización de inspección de las conexiones a tierra para detectar posible sulfatación y corrosión, junto con su continuidad. Anual.

2.5 Elementos de la Instalación eléctrica.

Con respecto a la **instalación eléctrica y servicios auxiliares** se encuentra:

- *Red de canalizaciones eléctricas*: inspección visual. 6 meses.

2.6 Infraestructuras y obra civil.

Con respecto a la **infraestructuras y áreas comunes** se encuentra:

- *Vegetación*: control de la vegetación si es requerido. 2 desbroces al año.
- *Obra civil*: supervisión del estado de los elementos de obra. Anual + chequeo mensual
- *Zonas comunes*: mantenimiento de señales de seguridad, luminarias, puerta de acceso, vallado perimetral y edificios. Anual + chequeo mensual
- *Comunicaciones*: supervisión del correcto funcionamiento de las comunicaciones. Mensual

2.7 Elementos protección.

También se deberán hacer comprobaciones de los **elementos de protección**:

2.7.1 Fusibles.

- *Revisión*: comprobación de mecanismos de apertura y cierre
- *Medida*: medida y resistencia interna y de contacto. Anual.

2.7.2 Diferencial.

- *Revisión:* revisión del correcto funcionamiento del interruptor y revisión visual conexiones. Anual.

2.7.3 Magnetotérmico .

- *Revisión:* revisión del correcto funcionamiento del interruptor. Anual.

2.7.4 Seccionador de corte.

- *Revisión:* revisión del correcto funcionamiento del interruptor y revisión visual conexiones. Anual.

2.7.5 Protector de sobretensiones.

- *Revisión:* revisión del correcto funcionamiento del interruptor y revisión visual conexiones. Anual.

2.8 Bomba solar.

Por último, las comprobaciones correspondientes a la **bomba solar**:

- *Supervisión:* supervisión del correcto funcionamiento de la bomba con los valores de funcionamiento en el display.

Además, se harán todas las comprobaciones correspondientes a los paneles solares como se nombró con anterioridad.

3 FICHA PLAN DE MANTENIMIENTO.

A continuación, se mostrará una tabla con todas las comprobaciones necesarias a modo de resumen.

PLAN MANTENIMIENTO MANUEL LÓPEZ DORTA		
	Actividad	Periodicidad
<u>Módulos fotovoltaicos</u>	Inspección visual (100 % módulos)	Anual
	Termografías (100% módulos)	Anual
	Limpieza de paneles	Anual
	Inspección visual conexiones y fijación	6 meses
	Medición y verificación	Anual
<u>Conexiones cableado</u>	Inspección visual	6 meses
	Cables y fusibles	6 meses
	Revisiones	6 meses
	Mediciones	6 meses
<u>Inversor</u>	Inspección visual	Semanal
	Inspección eléctrica	6 meses
	Limpieza	Semanal
	Inspección	6 meses
	Mantenimiento Recomendado por el fabricante	Según fabricante
<u>Estructuras</u>	Inspección visual (100% de la estructura)	Anual
	Fijaciones (100% de la estructura)	Anual
	Test del sistema de puesta a tierra y las conexiones	Anual
INSTALACIÓN ELÉCTRICA GENERAL Y SERVICIOS AUXILIARES		
<u>Red de canalizaciones eléctricas</u>	Inspección visual	Anual
INFRAESTRUCTURAS Y ÁREAS COMUNES		
<u>Vegetación</u>	Control	2 desbroces al año
<u>Zonas comunes</u>	Mantenimiento	Anual + chequeo mensual
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN		
<u>Fusibles</u>	Revisión	Anual
	Medida	Anual
<u>Diferencial</u>	Revisión	Anual
<u>Magnetotérmico</u>	Revisión	Anual
BOMBA SOLAR		
<u>Bomba</u>	Supervisión	Mensual
<u>Módulos fotovoltaicos</u>	Inspección visual (100 % módulos)	Anual
	Termografías (100% módulos)	Anual
	Limpieza de paneles	Anual
	Inspección visual conexiones y fijación	6 meses
	Cajas de conexiones	6 meses
	Medición y verificación	Anual

Figura 1. Ficha de mantenimiento resumida.

Además, en cada elemento se tendrá un cartel con el mantenimiento y periodicidad correspondiente. Por lo tanto, la hoja de la que se dispondrá para el correcto funcionamiento y mantenimiento de la instalación será:

3.1 Ficha módulos fotovoltaicos.

PLAN MANTENIMIENTO MANUEL LÓPEZ DORTA														
Actividad	Periodicidad	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic	
<u>Módulos fotovoltaicos</u>	Inspección visual (100 % módulos)	Anual												
	Revisión de cristales rotos, inflamación de células, manchas o cualquier otra anomalía presente.													
	Termografías (100% módulos)	Anual												
	Realización de termografías y análisis de imágenes													
	Limpieza de paneles	Anual												
	Se realizará una limpieza del 100 % de los módulos .													
	Inspección visual conexiones y fijación	6 meses												
Inspecciones visuales y eléctricas de conectores, cableado, tierras, fusibles y fijaciones de módulos fotovoltaicos.														
<u>Conexiones cableado</u>	Medición y verificación	Anual												
	Medición de voltajes													
	Medición de intensidades													
<u>Conexiones cableado</u>	Inspección visual	6 meses												
	Inspección visual terminales y cableado.													
	Cables y fusibles	6 meses												
	Verificación del estado de fusibles, cables y terminales.													
	Comprobación visual de sistema de puesta a tierra.													
	Revisiones	6 meses												
	Revisión cuadro de protección													
	Revisión del cableado CC													
	Mediciones	6 meses												
	Mediciones de tensión en cada serie													

Figura 2. Ficha de mantenimiento módulos.

3.2 Ficha inversor y soportes.

PLAN MENTENIMIENTO MANUEL LÓPEZ DORTA														
	Actividad	Periodicidad	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic
Inversor	Inspección visual	Semanal												
	Inspección visual de ventilación, terminales, fusibles, portafusibles, cableado y protector sobretensiones													
	Inspección eléctrica	6 meses												
	Comprobación de correcto funcionamiento.													
	Verificación puesta a tierra y protecciones.													
	Limpieza	Semanal												
	Limpieza de inversor y alrededores													
	Inspección	6 meses												
	Inspección con cámara termográfica													
Mantenimiento Recomendado por el fabricante	Según fabricante													
Mantenimiento Recomendado por el fabricante														
Estructuras	Inspección visual (100% de la estructura)	Anual												
	Comprobación de posibles degradaciones													
	Fijaciones (100% de la estructura)	Anual												
	Inspección visual tornillo y uniones. Limpieza y engrase de piezas mecánicas.													
	Test del sistema de puesta a tierra y las conexiones	Anual												
Realización de inspección de las conexiones a tierra para detectar posible sulfatación y corrosión														

Figura 3. Ficha de mantenimiento módulos y soportes.

3.3 Ficha canalizaciones y elementos de protección.

PLAN MANTENIMIENTO MANUEL LÓPEZ DORTA														
	Actividad	Periodicidad	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic
INSTALACIÓN ELÉCTRICA GENERAL Y SERVICIOS AUXILIARES														
Red de canalizaciones eléctricas	Inspección visual	Anual												
INFRAESTRUCTURAS Y ÁREAS COMUNES														
Vegetación	Control Control de la vegetación si es requerido.	2 desbroces al año												
Zonas comunes	Mantenimiento Señales de seguridad, luminarias, puerta de acceso, vallado perimetral y edificios	Anual + chequeo mensual												
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN														
Fusibles	Revisión Comprobación de mecanismos de apertura y cierre	Anual												
	Medida Medida y resistencia interna y de contacto	Anual												
Diferencial	Revisión Revisión del correcto funcionamiento del interruptor	Anual												
	Revisión visual conexiones													
Magnetotérmico	Revisión Revisión del correcto funcionamiento del interruptor	Anual												

Figura 4. Ficha de mantenimiento canalizaciones y elementos de protección.

3.4 Ficha bomba solar.

PLAN MENTENIMIENTO MANUEL LÓPEZ DORTA													
Actividad	Periodicidad	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic
BOMBA SOLAR													
<u>Bomba</u>	Supervisión	Mensual											
	Supervisión del correcto funcionamiento de la bomba con los valores de fioncionamiento en el display												
<u>Módulos fotovoltaicos</u>	Inspección visual (100 % módulos)	Anual											
	Revisión de cristales rotos, , inflamación de células, manchaso cualquier otra anomalía presente.												
	Termografías (100% módulos)	Anual											
	Realización de termografiasy análisis de imágenes												
	Limpieza de paneles	Anual											
	Se realizará una limpieza del 100 % de los módulos .												
	Inspección visual conexiones y fijación	6 meses											
	Inspecciones visuales y eléctricas de conectores, cableado, tierras, fusibles y fijaciones de módulos fotovoltaicos.												
	Medición y verificación	Anual											
Medición de voltajes													
Medición de intensidades													

Figura 5. Ficha de mantenimiento bomba solar.

3.5 Plan de mantenimiento en francés.

Para finalizar se adjuntará el plan de mantenimiento presentado con anterioridad en francés, de la misma manera que se encontraría en la escuela; ya que es el idioma utilizado en esa zona de Gambia.

PLAN D'ENTRETIEN MANUEL LÓPEZ DORTA		
	Activité	Périodicité
<u>Modules photovoltaïques</u>	Inspection visuelle (100% modules)	Annuel
	Thermographie (100% modules)	Annuel
	Nettoyage des panneaux	Annuel
	Inspection visuelle des connexions et de la fixation	6 mois
	Mesure et vérification	Annuel
<u>Connexions, câblage</u>	Inspection visuelle	Annuel
	Câbles et fusibles	6 mois
	Critiques	6 mois
	Mesure	6 mois
<u>Investisseur</u>	Inspection visuelle	Hebdomadaire
	Inspection électrique	6 mois
	Nettoyage	Hebdomadaire
	Inspection	6 mois
	Entretien recommandé par le fabricant	Selon le fabricant
<u>Structures</u>	Inspection visuelle (100% de la structure)	Annuel
	Fixations (100% de la structure)	Annuel
	Test du système de mise à la terre et des connexions	Annuel
INSTALLATION ÉLECTRIQUE GÉNÉRALE ET SERVICES AUXILIAIRES		
<u>Réseau de conduits électriques</u>	Inspection visuelle	Annuel
INFRASTRUCTURES ET ESPACES COMMUNS		
<u>Végétation</u>	Contrôle	2 défrichages par an
<u>Espaces communs</u>	Entretien	Bilan annuel + mensuel
ÉLÉMENTS DE PROTECTION		
<u>Fusibles</u>	Révision	Annuel
	Mesurer	Annuel
<u>Différentiel</u>	Révision	Annuel
<u>Disjoncteur</u>	Révision	Annuel
POMPE SOLAIRE		
<u>Pompe</u>	Supervision	Mensuel
<u>Modules photovoltaïques</u>	Inspection visuelle (100% modules)	Annuel
	Thermographie (100% modules)	Annuel
	Nettoyage des panneaux	Annuel
	Inspection visuelle des connexions et de la fixation	6 mois
	Boîtes de jonction	6 mois
	Mesure et vérification	Annuel

Figura 6. Ficha de mantenimiento en francés.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA



PRESUPUESTO

Estudio de instalaciones de abastecimiento de agua y luz en una escuela de Gambia

TRABAJO FINAL DE GRADO REALIZADO POR:

Manuel López Dorta

TUTORAS:

Isabel Teresa Martín Mateos

Beatriz Trujillo Martín

La Laguna, JUNIO DE 2024

PRESUPUESTO

1	INTRODUCCIÓN	333
2	PRESUPUESTOS PARCIALES.	333
3	RESUMEN DEL PRESUPUESTO POR CAPÍTULOS.....	346

1 INTRODUCCIÓN

Para el estudio del coste económico del proyecto, se ha llevado a cabo una medición y presupuesto de los distintos elementos que confirman las distintas instalaciones. Obteniendo así, como resultado final el presupuesto de ejecución material; siendo incorporados seguidamente los costes de referentes a gastos generales, beneficio industrial e impuestos correspondientes.

2 PRESUPUESTOS PARCIALES.

CAPÍTULO Nº1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ESCUELA.

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<i>1. Módulos Fotovoltaicos</i>				
	Suministro e instalación del panel solar modelo JA SOLAR 460W PERC JAM72S20-460/MR, 24V Monocristalino de 72 células. Cuenta con unas dimensiones de. 2112 x 1052 x 35 mm y potencia máxima 460Wp e irá instalada sobre una estructura anclada a cubierta. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.			
		5,00	138,11	690,55
<i>2. Inversor</i>				
	Suministro e instalación de inversor híbrido modelo Huawei SUN2000-3.6KTL-L1 3600W con una eficiencia del 98,4 %. Al mismo tiempo integra los elementos de protección de seccionador de corte y protector de sobretensiones. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.			
		1,00	665,71	665,71

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
3.	<p><i>Batería</i></p> <p>Suministro e instalación de la batería de litio Huawei Luna2000 5kWh + BMS. Se compone de un sistema BMS en su parte superior y un módulo acumulador de 5kWh que es ampliable hasta 2 unidades más. La batería Huawei Luna dispone de protección IP65, 10 años de garantía y una capacidad de expansión de hasta 30kWh. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.</p>	1,00	3799,69	3799,69
4.	<p><i>Módulo back-up</i></p> <p>Suministro e instalación del Backup Box-B0. Este elemento ofrece un suministro de emergencia cuando la red eléctrica se cae o no generan corriente eléctrica los paneles. Por lo tanto, el Huawei Backup Box B0 suministrará energía de respaldo para aquellas cargas críticas en caso de corte de suministro funcionando en modo isla. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.</p>	1,00	755,36	755,36
5.	<p><i>Componentes CC</i></p> <p>a. Suministro e instalación de caja de Fusibles IP65 a prueba de agua con bloque de terminales. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.</p>	2,00	23,24	46,48
<p>b. Suministro e instalación de conjunto fusible - porta fusible formado por fusible cilíndrico, 15A, 10x38mm, voltaje máximo 1000Vdc y capacidad máxima de ruptura 20 kA. Porta fusible BR -30. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento</p>				

		2,00	11,00	22,00
--	--	------	-------	-------

- c. Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar para instalaciones fotovoltaicas, modelo AR H1Z2Z2-K. Tipo H1Z2Z2-K (AS) 1X4 mm² negro y rojo, conductor de cobre flexible estañado, tensión asignada 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.), clase CPR ECA, diseños/ EN 50618 e IEC 6293. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento

Rojo	12 m	12,00		
Negro	12 m	12,00		

		24,00	4,18	100,32
--	--	-------	------	--------

- d. Suministro e instalación de canalización mediante tubo ECO-REVI 20 mm. Tubos corrugados de poliolefina ignifugada exento de materiales halogenados. No propagador de llama, bajo la norma UNE-EN 61386-22. En este apartado del presupuesto se añadirá el tramo de corriente alterna debido a que en ambos casos se optará por el mismo diámetro exterior en la canalización. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento

		20,00	3,00	60,00
--	--	-------	------	-------

6. Componentes CA

- a. Suministro e instalación de cuadro estanco superficie 4 Módulos IP65. Destinados para uso tanto en interiores como exteriores donde se requieran envolventes con un alto grado de protección y diseño. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.

		1,00	34,50	34,50
--	--	------	-------	-------

- b. Suministro e instalación de Acti9 iK60N - Interruptor magnetotérmico - 2P - 16A - Curva C - 6kA. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento

		1,00	50,93	50,93
--	--	------	-------	-------

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
c.	Suministro e instalación interruptor diferencia Siemens 5SV3314-6 50618. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento	1,00	32,01	32,01
d.	Suministro e instalación de línea monofásica para instalaciones fotovoltaicas, modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS) RZ1-K (AS) 3G4. Tipo H1Z2Z2-K (AS) 3X4 mm ² . Conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS). Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta Afumex. Class CPR Cca-s1b,d1,a1. Diseño según UNE 21123-4. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.	7,00	3,90	27,03
<i>7. Estructura de soporte</i>				
a.	Suministro e instalación del perfil SUNFER G1 con longitud de 3600mm, fabricadas en aluminio AW 6005A de alta resistencia. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman.	2,00	29,80	59,60
b.	Suministro e instalación de uniones para perfil SUNFER G1, fabricadas en aluminio AW 6005A de alta resistencia con tornillería de acero inoxidable A2-70. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman	2,00	2,50	5,00

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
c.	Suministro e instalación anclajes SUNFER entre el perfil G1 lateral con la cresta de la chapa trapezoidal. Incluye tornillos S42.1 en acero cincado con arandelas de sellado EPDM. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman.	12,00	3,10	37,20
d.	Suministro e instalación de presor lateral para perfil SUNFER G1, fabricadas en aluminio AW 6005A de alta resistencia con tornillería de acero inoxidable A2-70. La función del presor lateral regulable es la fijación de paneles al inicio y final. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman.	4,00	2,32	9,28
e.	Suministro e instalación de presor central para fijar paneles. El presor SUNFER S11 permite fijar los paneles solares sobre los perfiles G1 uno con otro. Dispone de un sistema de regulación en altura mediante tornillería M8 para fijación de paneles desde 30 a 50 mm de ancho de marco Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman	8,00	2,70	21,60

CAPÍTULO N°2. BOMBA SOLAR.

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
1.	<i>Módulos Fotovoltaicos</i>			
	Suministro e instalación del panel solar modelo JA SOLAR 460W PERC JAM72S20-460/MR, 24V Monocristalino de 72 células. Cuenta con unas dimensiones de. 2112 x 1052 x 35 mmy potencia máxima 460Wp e irá instalada sobre una estructura anclada a cubierta. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.			
		8,00	138,11	1004,88
2.	<i>Bomba sumergible.</i>			
	Suministro e instalación de la bomba solar sumergible 2.110 de la empresa. La bomba cuenta con la posibilidad de trabajar tanto con corriente continua, como con corriente alterna. Incluye el sistema Stop-Flow, que protege la bomba en caso de pozo seco impidiendo u funcionamiento en vacío. En el precio se incluye kit de descenso y anclaje automático; así como accesorios de la instalación de la bomba y cableado desde la controladora a la bomba. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.			
		1,00	1541,81	1541,81
3.	<i>Controladora</i>			
	Suministro e instalación de la controladora Ebosun Q 200. Permite la configuración manual o automática, Automatización del llenado de depósito, de riego directo, posibilidad de utilizar grupo electrógeno o paneles fotovoltaicos e indicadores led de tanque lleno o vacío. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.			
		1,00	270,00	270,00

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<i>1. Componentes CC</i>				
a.	Suministro e instalación de cuadro estanco superficie 8 Módulos IP65. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.	1,00	42,00	42,00
b.	Suministro e instalación de sobretensiones DC SPD Tipo2 1000v BUD-40/3. Diseñado y fabricado cumpliendo con la norma EN 50539-11, IEC 61643-31. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento	1,00	36,50	36,50
c.	Suministro e instalación de conjunto fusible - porta fusible formado por fusible cilíndrico, 15A, 10x38mm, voltaje máximo 1000Vdc y capacidad máxima de ruptura 20 kA. Porta fusible BR -30. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento	1,00	11,00	11,00
d.	Suministro e instalación de seccionador de corte Beny para paneles fotovoltaicos 32A 2 Polos1000V. Cumple con la norma DC-PVC2 AS60947.3 2018. La cámara de extinción de arcos patentada y el material de calidad garantizan la fiabilidad y la larga vida útil del aislador de CC. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento	1,00	39,50	39,50

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
e.	Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar para instalaciones fotovoltaicas, modelo AR H1Z2Z2-K. Tipo H1Z2Z2-K (AS) 1X4 mm ² negro y rojo, conductor de cobre flexible estañado, tensión asignada 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.), clase CPR ECA, diseños/ EN 50618 e IEC 6293. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento			
	Rojo	9 m	9,00	
	Negro	9 m	9,00	
		18,00	4,18	75,24
f.	Suministro e instalación de canalización mediante tubo corrugado de enterrar LEXMAN 40 mm. Tubos corrugados que protegen los cables de la humedad y la infiltración de agua, lo que contribuye a mantener la integridad de las conexiones eléctricas. El tubo irá enterrado bajo el suelo. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento			
		9,00	4,00	36,00
2. Estructura de soporte				
a.	Suministro e instalación del perfil SUNFER G1 con longitud de 3600mm, fabricadas en aluminio AW 6005A de alta resistencia. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman.			
		3,00	29,80	89,40
b.	Suministro e instalación de uniones para perfil SUNFER G1, fabricadas en aluminio AW 6005A de alta resistencia con tornillería de acero inoxidable A2-70. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman			

3,00 2,50 7,50

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-----	-------------	----------	--------	---------

- c. Suministro e instalación triángulo SUNFER para soporte de perfiles G. Irán anclados a bloques de hormigón colocados anclados al suelo. Tornillería acero inoxidable A2-70 y perfilería de aluminio EN AW 6005A T6. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman.

6,00 34,00 204,00

- d. Suministro e instalación de presor lateral para perfil SUNFER G1, fabricadas en aluminio AW 6005A de alta resistencia con tornillería de acero inoxidable A2-70. La función del presor lateral regulable es la fijación de paneles al inicio y final. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman.

4,00 2,32 9,28

- e. Suministro e instalación de presor central para fijar paneles. El presor SUNFER S11 permite fijar los paneles solares sobre los perfiles G1 uno con otro. Dispone de un sistema de regulación en altura mediante tornillería M8 para fijación de paneles desde 30 a 50 mm de ancho de marco Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman

14,00 2,70 37,80

- f. Suministro e instalación de arriostramiento para soportes inclinados con una longitud de 1900mm, fabricadas en aluminio AW 6005A de alta resistencia. Se garantiza un correcto anclaje de la estructura y todos los elementos que la forman

4,00 5,00 20,00

CAPÍTULO N°3. CABLE TIERRA Y CANALIZACIÓN.

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
1.	<i>Cable tierra.</i>			
	Suministro e instalación de Cable eléctrico LEXMAN H07V-K vd/amarillo 4 mm ² 10 m. Diseñado bajo la normativa CPR (EN 50575). Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.			
		6,00	11,00	66,00
2.	<i>Canalización tramo fotovoltaica escuela.</i>			
	Suministro e instalación de canalización mediante tubo corrugado ignífugo de 12 mm. Tubos corrugados que protegen los cables de la humedad y la infiltración de agua, lo que contribuye a mantener la integridad de las conexiones eléctricas. El tubo irá enterrado bajo el suelo. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento			
		15,00	3,73	55,95
3.	<i>Canalización bomba solar.</i>			
	Suministro e instalación de canalización mediante tubo corrugado de enterrar LEXMAN 40 mm. Tubos corrugados que protegen los cables de la humedad y la infiltración de agua, lo que contribuye a mantener la integridad de las conexiones eléctricas. El tubo irá enterrado bajo el suelo. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.			
		45	3,90	175,50

CAPÍTULO Nº4. CONECTORES MC4.

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
1.	<i>Conectores MC4</i> Suministro e instalación de conectores fotovoltaicos de tipo MC4 compatibles con los paneles solares. Se suministra una pareja, uno para el terminal positivo y otro para el negativo. Son estancos y precisan de una crimpadora para sujetar el cable al terminal. Se garantiza una correcta instalación y puesta en marcha del elemento.	13,00	7,50	97,50

CAPÍTULO N°5. PRESUPUESTO SEGURIDAD Y SALUD. PROTECCIONES INDIVIDUALES Y PRIMEROS AUXILIOS.

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
1.	<i>Casco seguridad SH 6, Würth</i> Casco seguridad SH 6, Würth o equivalente, con marcado CE.	4,00	19,97	79,88
2.	<i>Guantes amarillos, Würth</i> Guantes protección amarillo, Würth o equivalente, con marcado CE	4,00	6,78	27,12
3.	<i>Tapones antruidos, Würth</i> Tapones antruidos, Würth o equivalente, valor medio de protección 36dB, con marcado CE.	4,00	0,77	3,08
4.	<i>Zapatos negros S3, Würth</i> Zapatos negros S3 (par), Würth o equivalente, con puntera y plantilla metálica, con marcado CE.	4,00	88,96	355,84

N.º	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
5.	<i>Gafas de protección antivaho, Würthh</i> Gafas de protección antivaho, Würth			
6.	<i>Mascarilla desechable FFP1 auto filtrante, Würth</i> Mascarilla desechable FFP1 auto filtrante básica, Würth o equivalente, contra partículas sólidas y líquidas nocivas, con marcado CE.	4,00	29,31	117,24
7.	<i>Botiquín metálico tipo maletín, con contenido sanitario</i> Botiquín metálico tipo maletín, preparado para colgar en pared, con contenido sanitario completo según ordenanzas.	4,00	1,74	6,96
		1,00	48,99	48,99

3 RESUMEN DEL PRESUPUESTO POR CAPÍTULOS

CAPÍTULO Nº1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ESCUELA.	6.417,26
CAPÍTULO Nº2. BOMBA SOLAR.	3.424,91
CAPÍTULO Nº3. CABLE TIERRA Y CANALIZACIÓN.	297,45
CAPÍTULO Nº4. CONECTORES MC4.	97,50
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	10.237,12€

El presupuesto de ejecución material asciende a DIEZ MIL DOSCIENTOS TREINTA Y SIETE EUROS CON DOCE CÉNTIMOS.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	10.237,12
13% DE GASTOS GENERALES	1.330,83
6% DE BENEFICIO INDUSTRIAL	614,23
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	12.182,18
7% DE IGIC	852,75
PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD	638,22
7% DE IGIC	44,65
PRESUPUESTO FINAL	13.717,80 €

El presupuesto final asciende a TRECE MIL SETECIENTOS DIECISIETE EUROS CON OCHENTA CÉNTIMOS.

