

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y
AUTOMÁTICA INDUSTRIAL



**“DISEÑO Y MODELADO DE NAVE
INDUSTRIAL CON INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO”**

TRABAJO FIN DE GRADO

SEPTIEMBRE - 2020

Tamer
Kayal
Kharrat

Firmado digitalmente por Tamer Kayal Kharrat
Fecha: 2020.09.15
10:55:55 +02'00'

Autor: Tamer Kayal Kharrat

Director: Juan Manuel Sánchez Eugenio

JUAN
MANUEL |
SANCHEZ |
EUGENIO

Firmado digitalmente por JUAN MANUEL | SANCHEZ | EUGENIO
Fecha: 2020.09.15
08:19:34 +02'00'

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
1. METODOLOGÍA BIM	3
1.1. BIM	3
1.2. Partes en el proceso BIM	4
1.3. Contexto internacional y nacional de BIM	4
1.4. Software BIM: Revit	5
2. DISEÑO Y MODELADO DE LA NAVE INDUSTRIAL EN REVIT	6
2.1. Resumen nave industrial en REVIT.....	19
3. CONSUMO ELÉCTRICO	21
3.1. Luminarias	21
3.1.1. Software	21
3.1.2. Lista de luminarias.....	22
3.2. Climatización	22
3.2.1. Lista de unidades de climatización.....	22
3.3. Resumen consumo eléctrico medio.....	23
3.3.1. Estimación consumo eléctrico climatización	24
3.3.2. Estimación consumo eléctrico total.....	30
4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	33
4.1. Consumo eléctrico.....	33
4.2. Origen producción eléctrica en España	33
4.3. Análisis del modelo energético de Alemania	34
4.4. El futuro de la producción eléctrica en España.....	35
4.5. La burbuja de las energías renovables.....	35
4.6. Componentes de una instalación fotovoltaica	36
4.6.1. Panel solar	36
4.6.1.1. El efecto fotovoltaico	37
4.6.2.2. Tipos de paneles solares	40
4.6.2.3. Parámetros característicos	42
4.6.2. Estructura soporte.....	44
4.6.2.1 Tipos de estructuras soporte	44
4.6.3. Inversor solar.....	47
4.6.3.1. Tipos de inversores solares	47

4.6.3.2.	MPPT	50
4.6.4.	Baterías.....	50
4.6.4.1.	Tipos de baterías	51
4.6.5.	Reguladores.....	51
4.6.5.1.	Tipos de reguladores	52
4.7.	Tipos de conexión.....	53
4.7.1.	Instalación aislada de red.....	53
4.7.2.	Instalación conectada a red	53
4.8.	Normativa.....	54
5.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	57
5.1.	Emplazamiento.....	57
5.2.	Hora solar pico (HSP).....	59
5.2.1.	Ángulo de inclinación y orientación	61
5.3.	Estructura soporte.....	63
5.4.	Panel solar	64
5.5.	Inversor	68
5.6.	Cálculo de líneas.....	74
5.6.1.	Cálculo líneas CC.....	75
5.6.2.	Cálculo líneas CA	79
5.7.	Protecciones	81
5.7.1.	Protecciones CC.....	82
5.7.2.	Protecciones CA.....	85
5.8.	Contador de energía y dispositivo antivertido.....	86
6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	87
6.1.	Tarifa eléctrica.....	87
6.2.	Precio consumo eléctrico	88
6.3.	Precio energía generada	92
6.4.	Presupuesto de la instalación	103
6.5.	Estudio económico	105

PLIEGO DE CONDICIONES

PLANOS

Bibliografía

ANEXOS

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto consta de tres partes, inicialmente se diseñará una nave industrial y se realizará el modelado 3D de la misma en Revit. En la segunda parte se calcularán elementos eléctricos como luminarias y equipos de refrigeración entre otros, para realizar una estimación de consumo. Finalmente, se calcularán los distintos componentes de la instalación fotovoltaica y se realizará un estudio económico.





1. METODOLOGÍA BIM

1.1. BIM

BIM (**B**uilding **I**nformation **M**odeling) consiste en una metodología de trabajo, en la que un equipo multidisciplinar participa en la creación de un modelo inteligente en 3D. El objetivo es facilitar la gestión y coordinación del proyecto durante sus distintas etapas, además de crear visualizaciones realistas de la edificación modelada.

BIM es la evolución directa del software de diseño basado en plano como el CAD, en los software BIM se incorpora información en **7D** (geometría 3D, tiempo, costes, ambiental y mantenimiento)

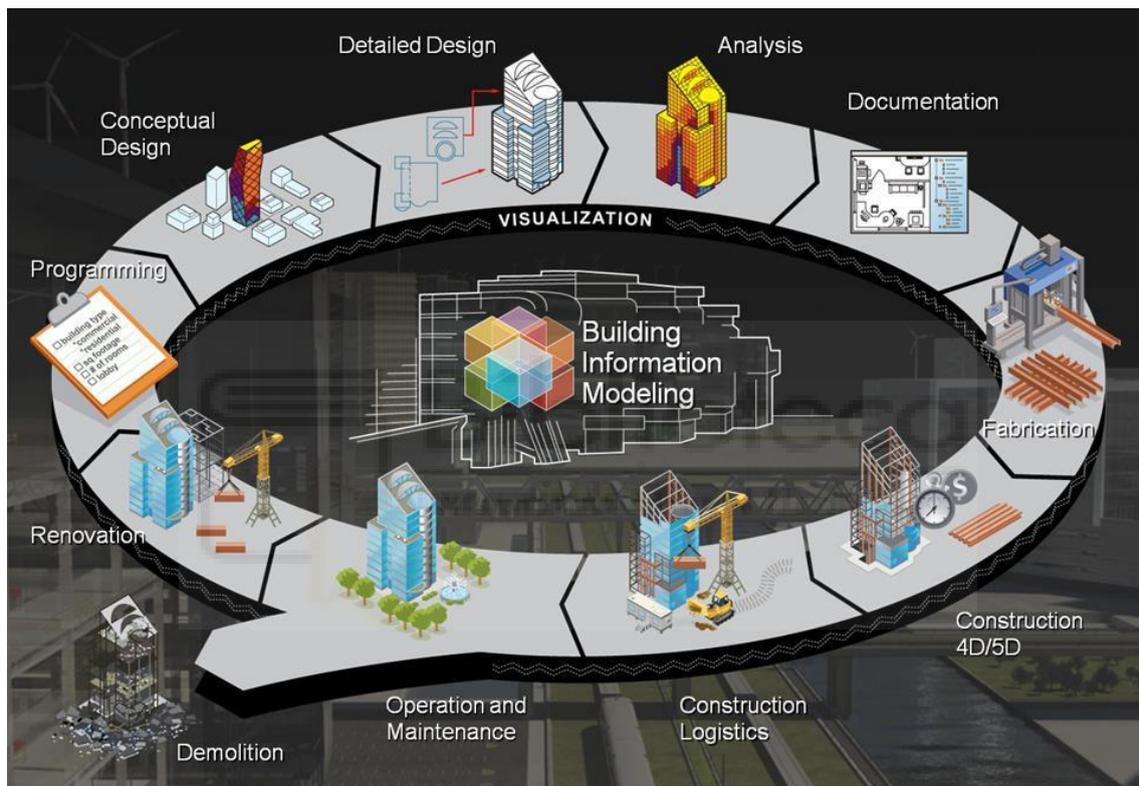
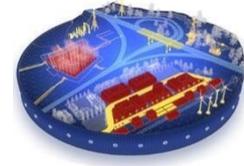
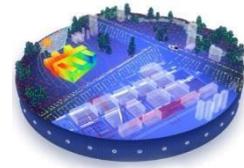


Ilustración 1 - Ciclo de trabajo en BIM [4]

1.2. Partes en el proceso BIM

- **Planificación:** Generación de informes para el equipo de planificación de proyectos mediante combinación de datos del mundo real y herramientas BIM, para generar modelos en contexto de la infraestructura a construir.
- **Diseño:** Durante esta fase tiene lugar el diseño conceptual, análisis, detallado y documentación. En este proceso se empiezan a utilizar datos de BIM para orientar el equipo de logística y programación.
- **Construcción:** Durante esta fase, se comienzan a utilizar las especificaciones de BIM por parte del equipo de fabricación. Los datos logísticos se comparten con contratistas y profesional para garantizar la eficiencia y optimizar plazos.
- **Operaciones:** Los datos de BIM se transfieren al equipo de operaciones y mantenimiento. Además, posteriormente se pueden hacer rehabilitaciones o demoliciones de una construcción eficazmente.



1.3. Contexto internacional y nacional de BIM

A medida que la tecnología avanza y se busca la optimización de los recursos y el tiempo, se exploran formas más eficientes en cuanto al diseño y construcción, además de ofrecer al cliente una experiencia óptima en el proceso del proyecto, ya que será capaz de ver en tiempo real el proceso de modelado del proyecto y la implantación del modelo final en el emplazamiento destinado.

Por otro lado, la metodología BIM supone un ahorro para las empresas, ya que supone una ventaja en cuanto a las operaciones y la logística del proyecto. El equipo de logística y construcción tendrá todos los datos que genera el equipo de diseño en tiempo real, reduciendo así demoras innecesarias.

Durante los últimos años, la metodología BIM está ganando popularidad, en algunos países ya es de uso ampliamente reconocido y en otros se encuentra en proceso de serlo en los próximos años.

En el ámbito nacional, el Ministerio de Fomento creó en 2015 la Comisión Nacional es.BIM, cuya misión principal es la implantación BIM en España, promoviendo su uso en el ámbito profesional y docente para posicionar a España como referente del uso BIM.

A continuación, se muestra la hoja de ruta elaborada por es.BIM para la implantación de la metodología BIM en España.

Hoja de ruta



Ilustración 2 - Hoja de ruta en España [2]



Ilustración 3 - Países que exigen el uso de BIM [1]

1.4. Software BIM: Revit

Autodesk Revit es un software de diseño inteligente de modelado BIM para arquitectura e ingeniería, que facilita las tareas de diseño de proyecto y los procesos de trabajo. Lo más característico de este software es que todo lo que se modela es mediante objetos inteligentes (familias paramétricas) y obtenidos en 3D sobre la marcha a medida que vamos desarrollando el proyecto desde la planta baja hacia las plantas superiores. Revit se basa en BIM: metodología de trabajo colaborativa y usando el modelado paramétrico de objetos y elementos constructivos del edificio.

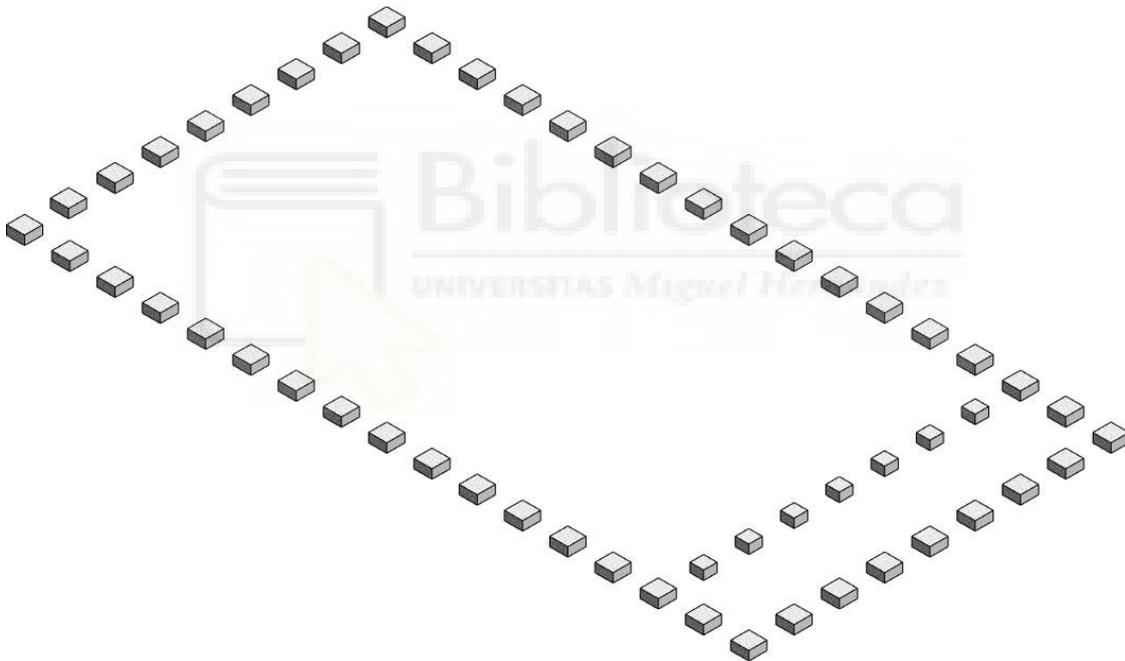
2. DISEÑO Y MODELADO DE LA NAVE INDUSTRIAL EN REVIT

El proceso de diseño en Revit ha sido un proceso dinámico, ya que se ha partido de un boceto inicial y se han ido modificando y añadiendo elementos durante el modelo en Revit, obteniendo finalmente los planos.

Zapatas

Una **zapata** es un elemento estructural que sirve de cimentación a un pilar, muro u otro elemento superficial, transmitiendo los esfuerzos que recibe de este al terreno. La cimentación por zapatas es un tipo de cimentación superficial. Las Cimentaciones Superficiales reparten la fuerza que le transmite la estructura a través de sus elementos de apoyo sobre una superficie de terreno bastante grande que admite esas cargas[6].

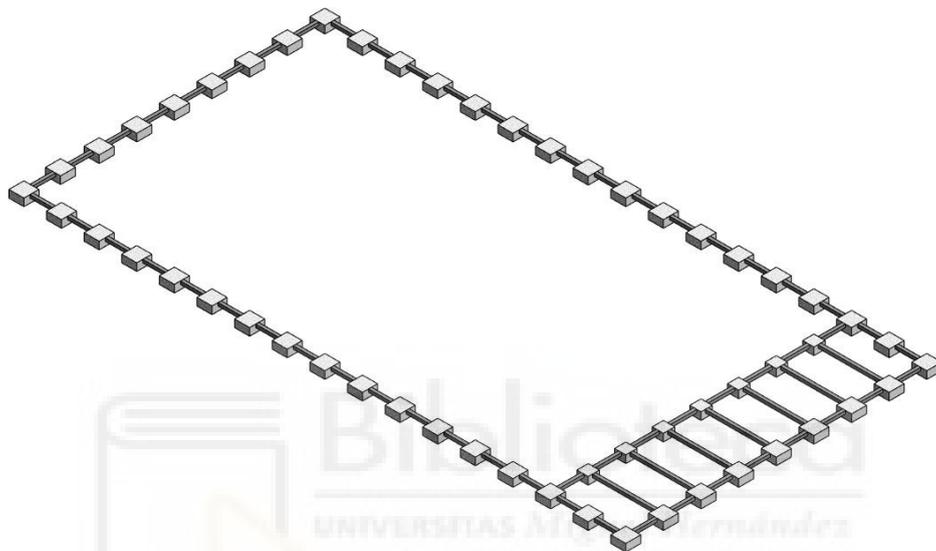
Se usarán zapatas exteriores de 2000x2000x1000 mm y zapatas interiores de 1500x1500x1000 mm.



Vigas de atado de cimentación

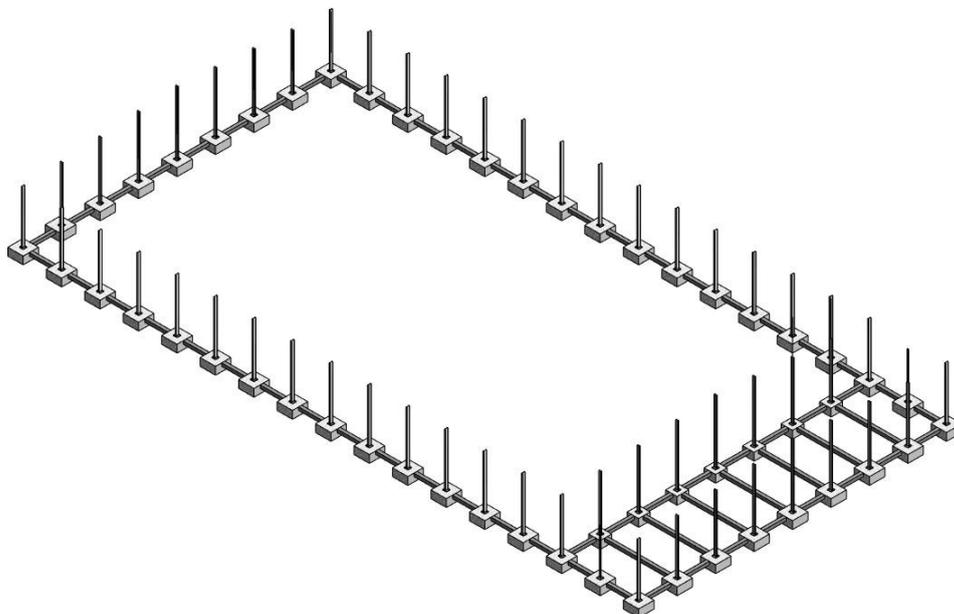
Las **vigas riostras o de atado** son el elemento de la cimentación generalmente de hormigón armado o cualquier elemento que pueda resistir tracciones, que une las zapatas aisladas entre si consiguiendo que la cimentación sea más estable. Su función es absorber las posibles cargas horizontales que pueden recibir los cimientos de la estructura o del propio terreno, evitando de esta forma el desplazamiento relativo entre zapatas. Por su posición, frecuentemente, se usan también para apoyar sobre ellas muros o elementos de cerramientos[7].

Se usarán vigas rectangulares de hormigón de 400x400 mm.



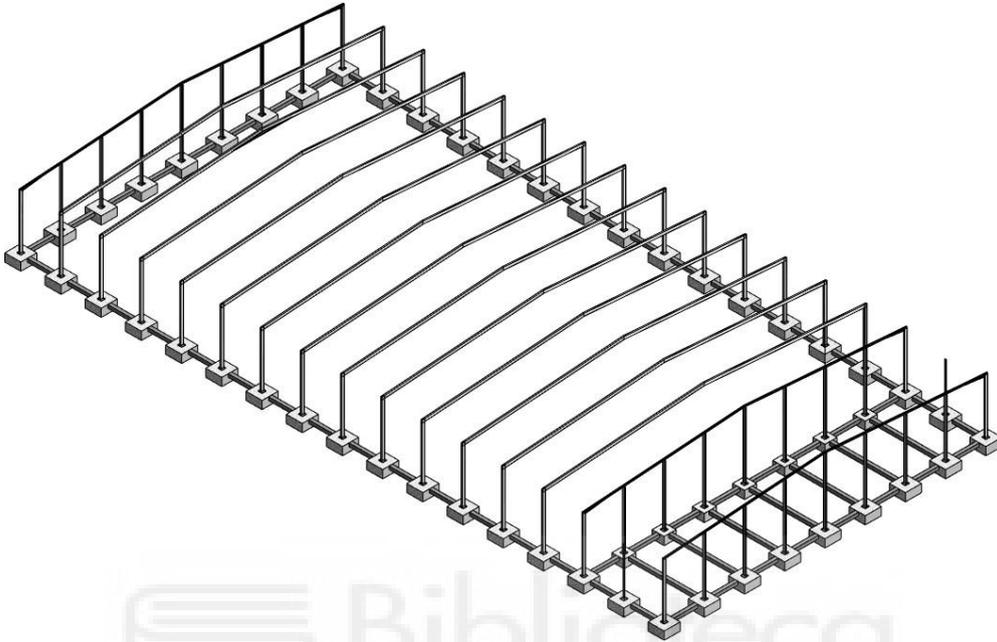
Pilares

Un **pilar** es un elemento estructural vertical y recto que soporta una carga y transmite los esfuerzos hacia elementos inferiores[8]. La estructura metálica de la nave está formada por pilares de perfil IPE330, IPE300, IPE270 e IPE140.



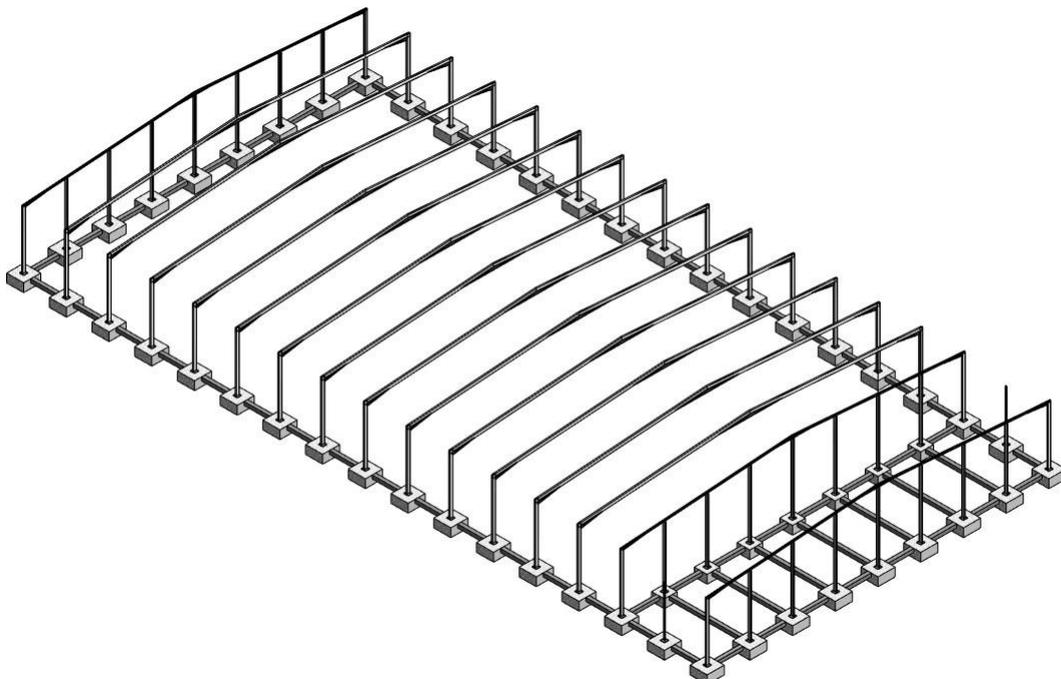
Pórticos

El **pórtico** es la parte de una estructura que consta de un conjunto de elementos estructurales (pilares y vigas) unidos directamente para resistir la carga conjuntamente [9]. El pórtico estará formado por vigas de perfil IPE330 para los pórticos *interiores* e IPE180 para los pórticos *hastiales* y los pilares anteriormente mencionados.



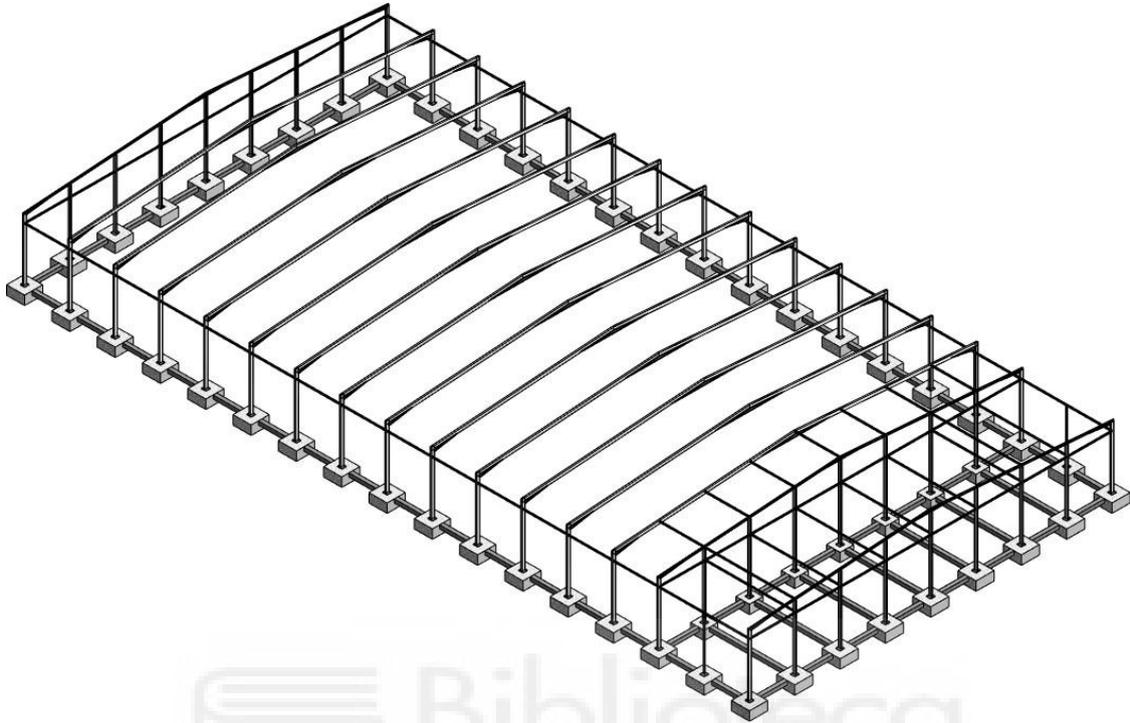
Cartelas de refuerzo

Las **cartelas** son piezas de chapa metálica o acero con forma triangular que soldada a una superficie o barra se utiliza para reforzar la unión de ésta con otras barras, formando un ángulo recto [10]. Se soldarán cartelas de unión pilar-viga y cartelas de unión viga-viga.



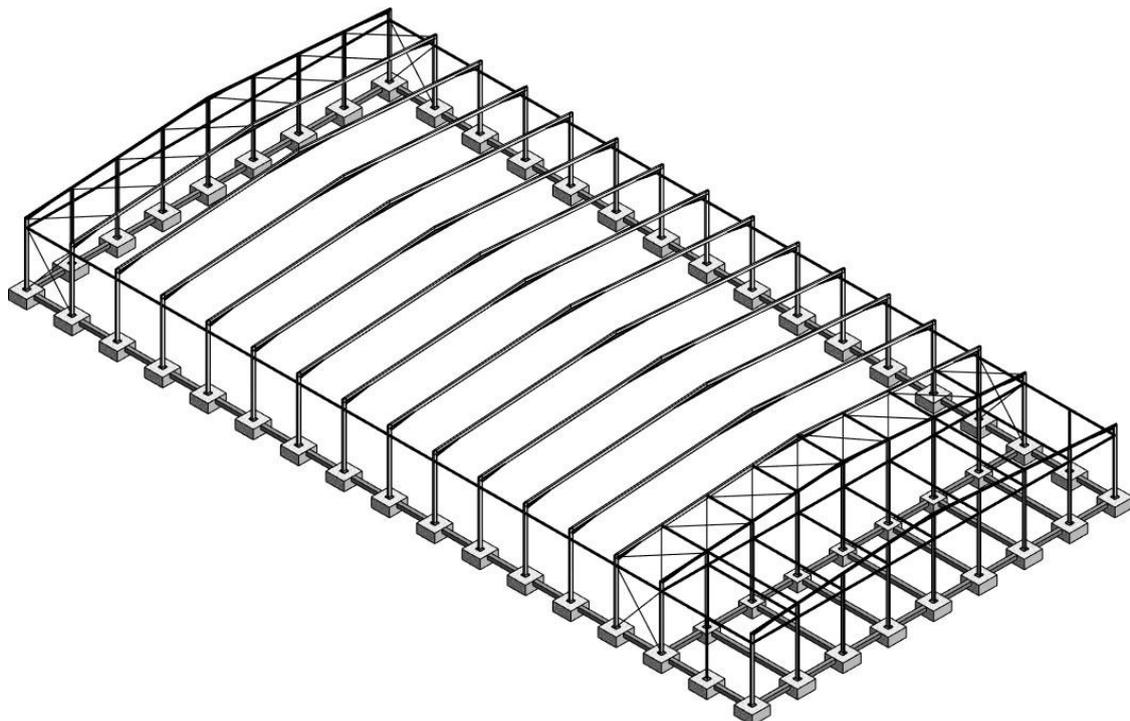
Vigas de atado de pórticos

Vigas de atado perpendiculares a los pórticos. Rigidizan el edificio en dirección Z y limitan longitud de pandeo de postes[11]. Las vigas de atado son de perfil IPE140.



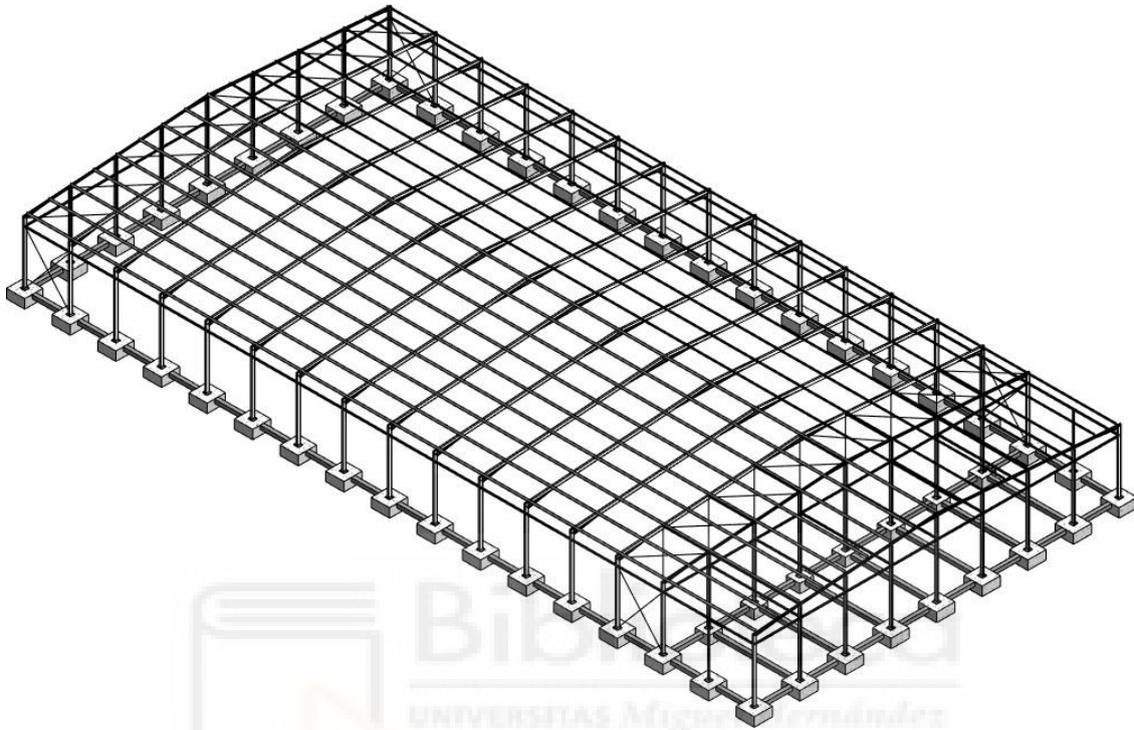
Cruces de San Andrés

La **cruz de San Andrés** es un elemento estructural metálico en forma de cruz, soldada a una estructura metálica, con el objeto de ofrecer una mayor resistencia y sujeción de esta[12].



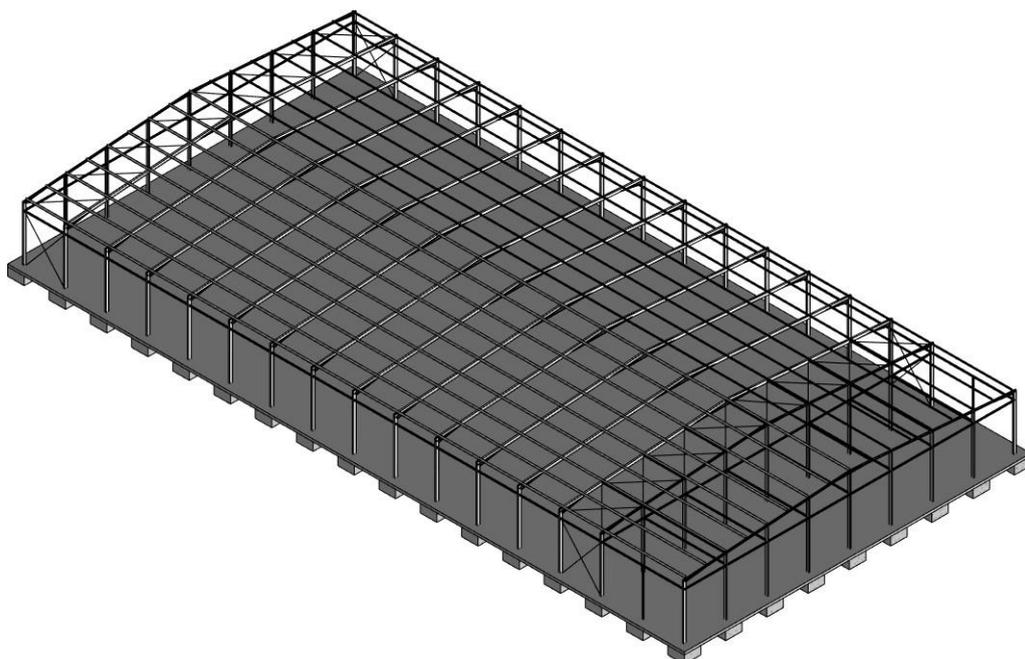
Correas

Las **correas** son vigas en dirección perpendicular al pórtico principal. Situadas en cubierta y fachadas. Reciben las cargas de los cerramientos y las transmiten a los pórticos, celosías principales o postes[11]. Las correas serán vigas de calibre delgado en Z del tipo 172 Z 23.

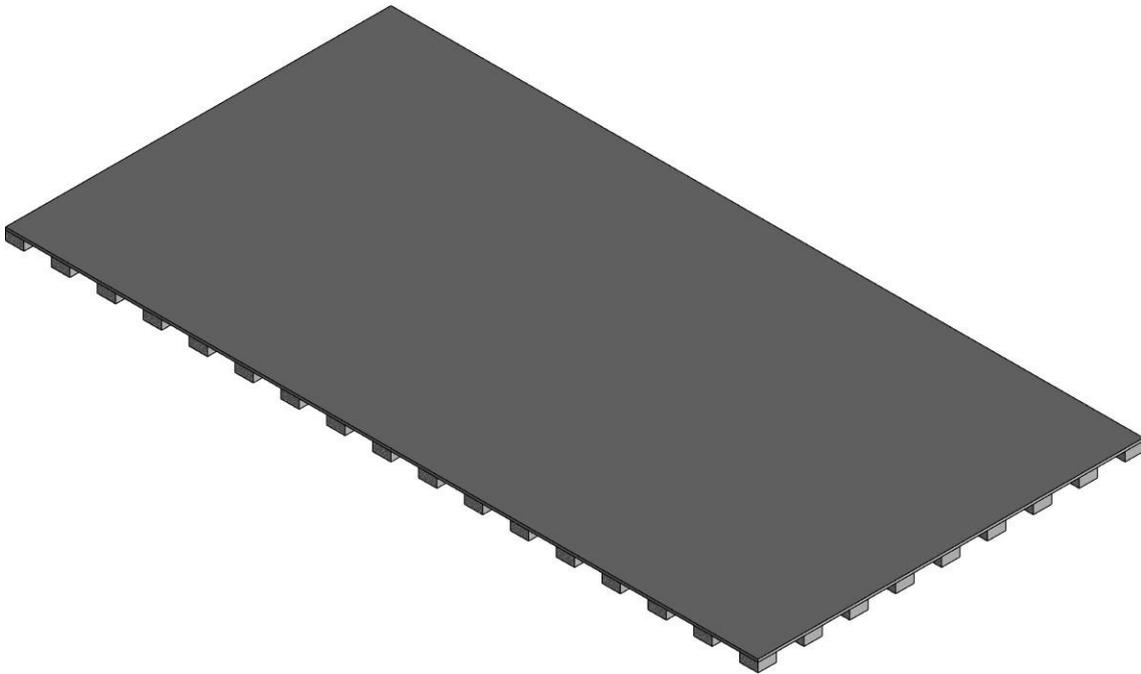


Solera interior planta baja

El **suelo** de la planta baja de la nave industrial estará formado por una solera de hormigón.

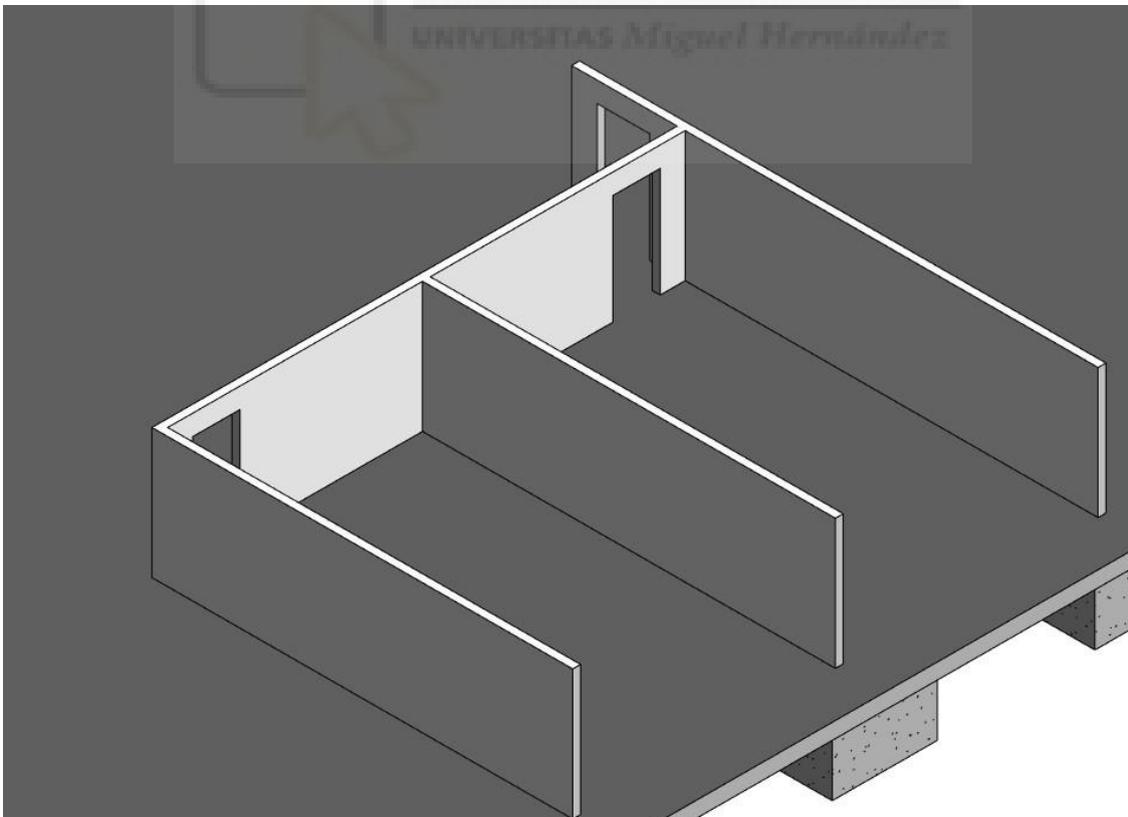


A continuación, se omite la estructura metálica a fin de que sean más visibles los elementos interiores.



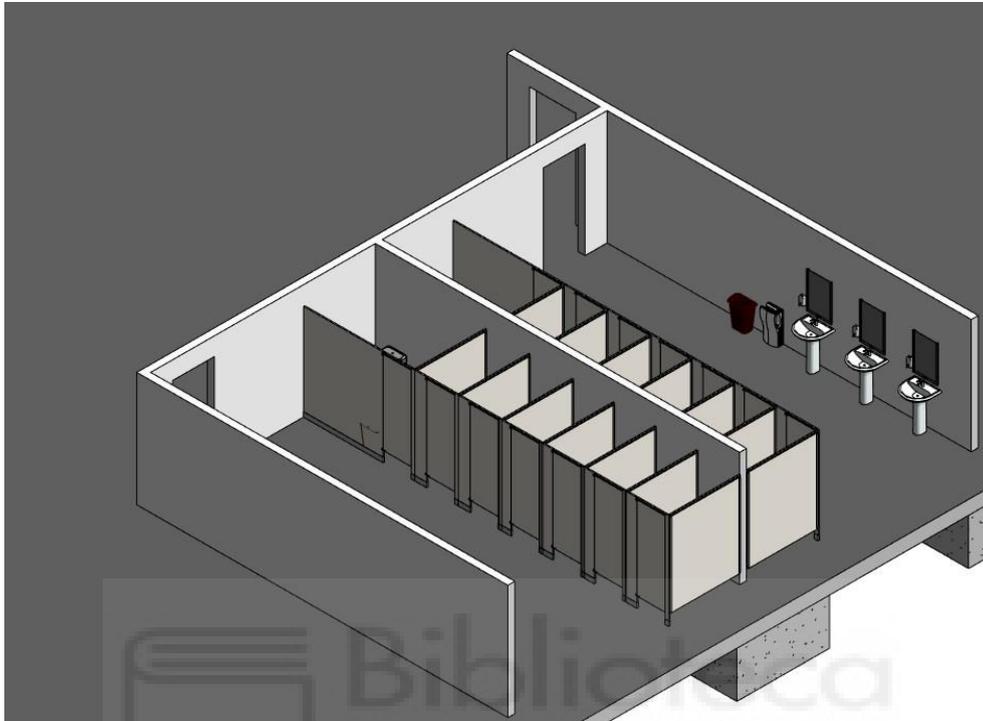
Particiones baños

Las particiones se forman con muro básico de ladrillo hueco con recubrimiento de yeso.



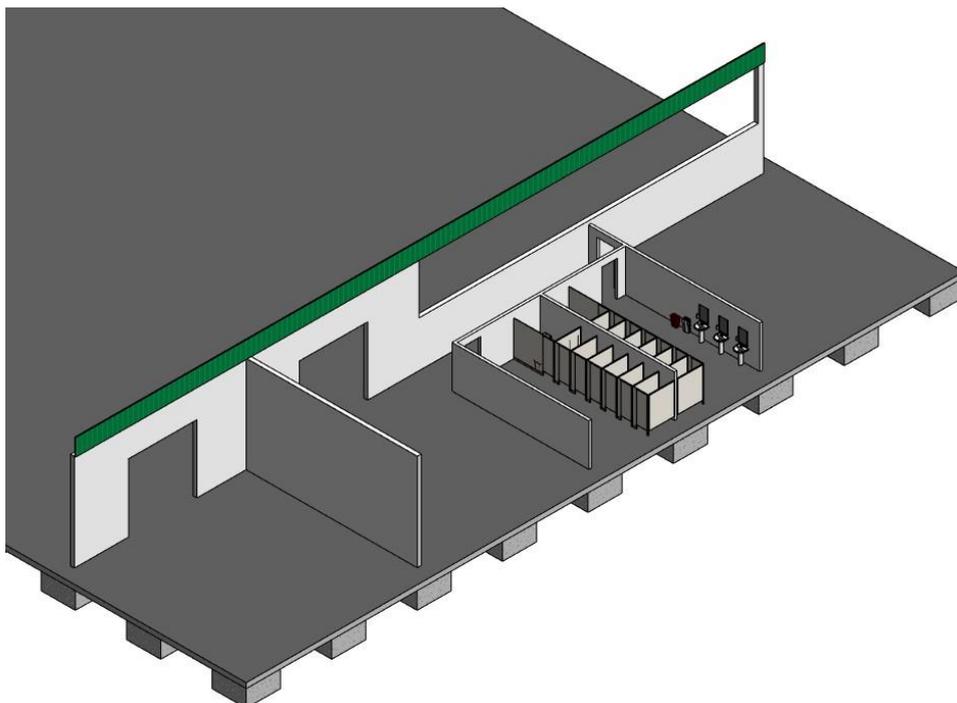
Equipamiento baños

El equipamiento consta de, división de inodoros, inodoros con mochila, inodoros adaptados con barandillas, rollo de papel, lavabo de pie, espejo, dispensador de jabón, secador de manos y papelera.



Particiones interiores

Las particiones se forman con muros de hormigón con recubrimiento de yeso.



Puertas, portones y escaleras

Las puertas interiores son puertas básicas de 1 hoja, las escaleras son ensambladas de acero y vidrio, los portones son industriales enrollables.



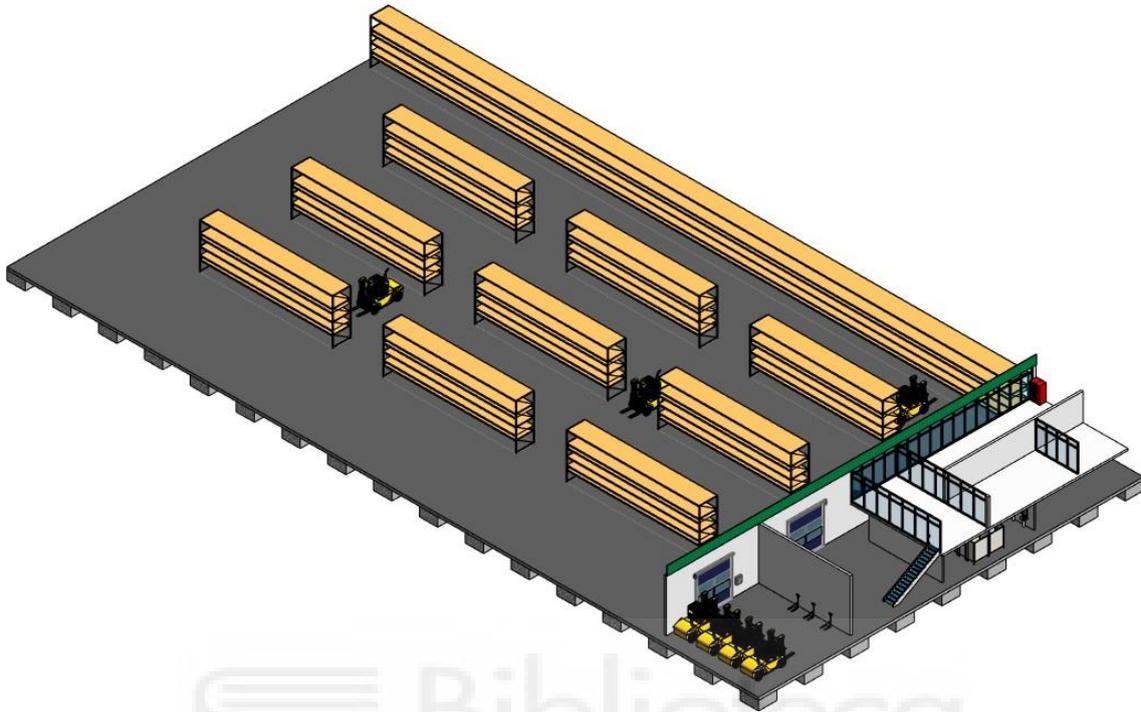
Planta alta

El suelo es de hormigón con chapa grecada, los muros de tipo cortina y una partición interior de bloque de hormigón con recubrimiento de yeso, además de una máquina de vending.



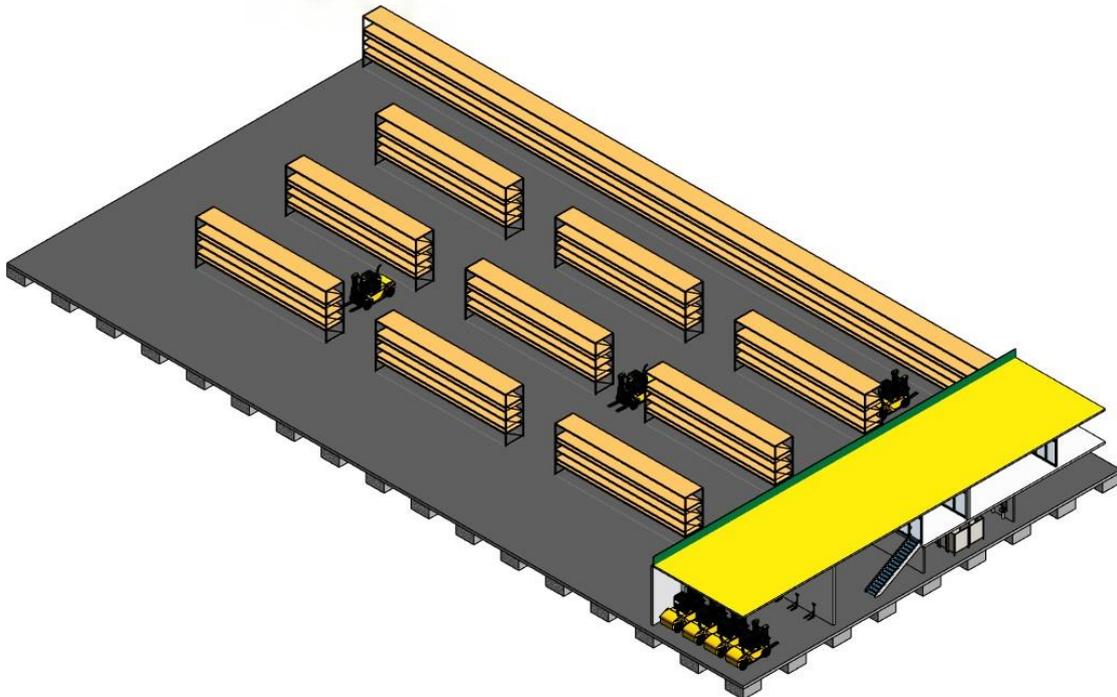
Equipamiento logístico

El equipamiento está formado por estanterías industriales para paletización, carretillas elevadoras y transpaletas manuales para palets.



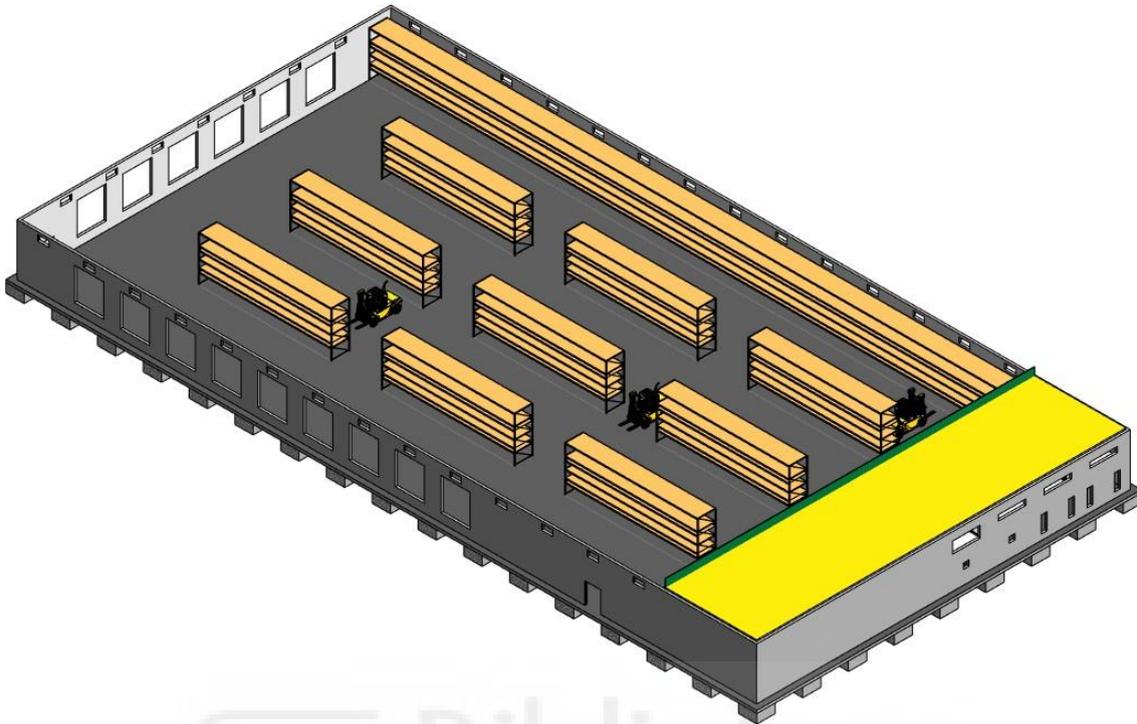
Cubierta plana

La cubierta plana sobre la planta alta es de tipo deck, formada por una lámina impermeable, aislamiento térmico y chapado metálico.

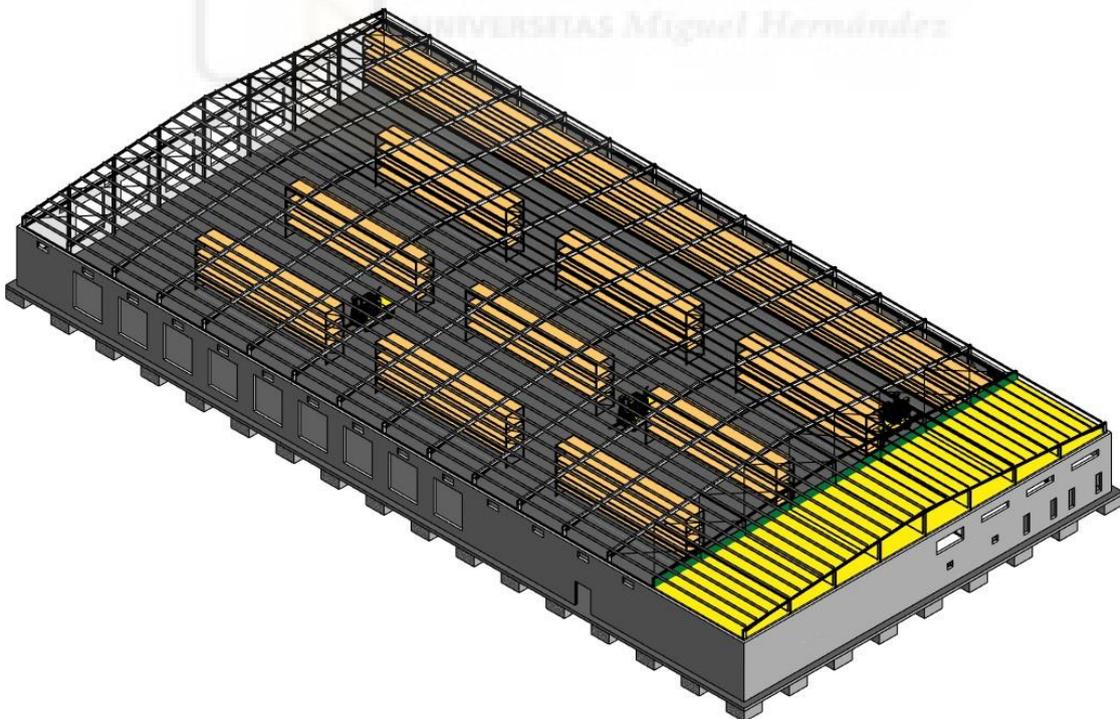


Muro exterior

Muro de hormigón con recubrimiento de yeso.

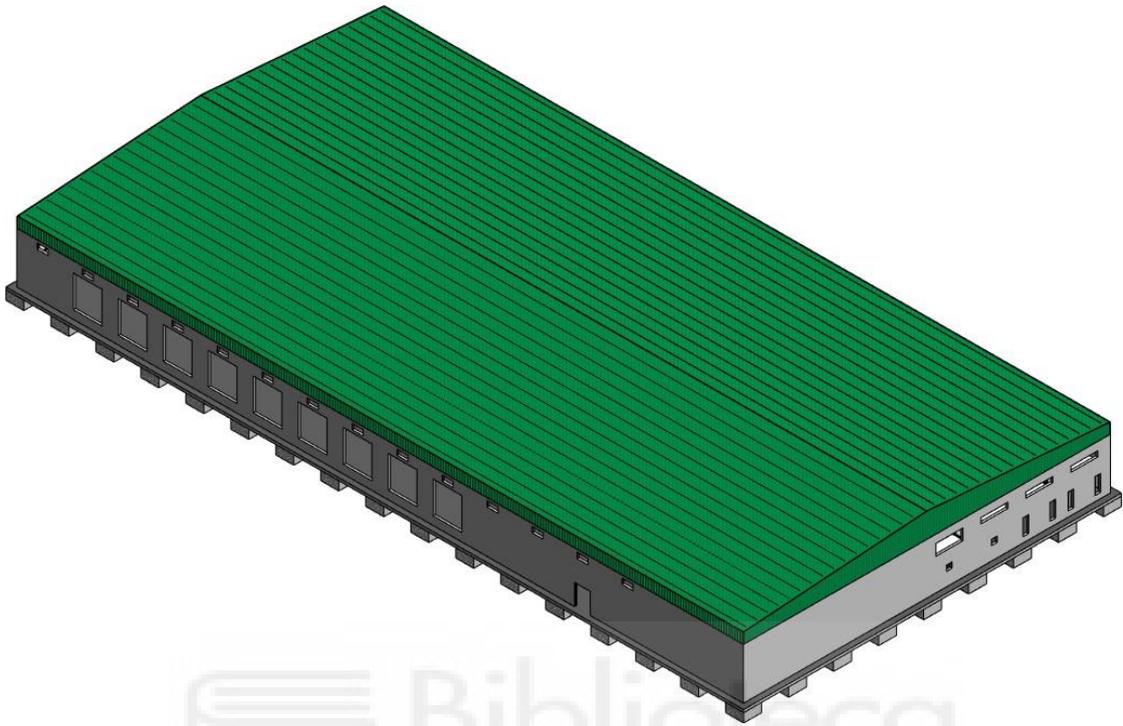


Se recupera la estructura anteriormente descrita.



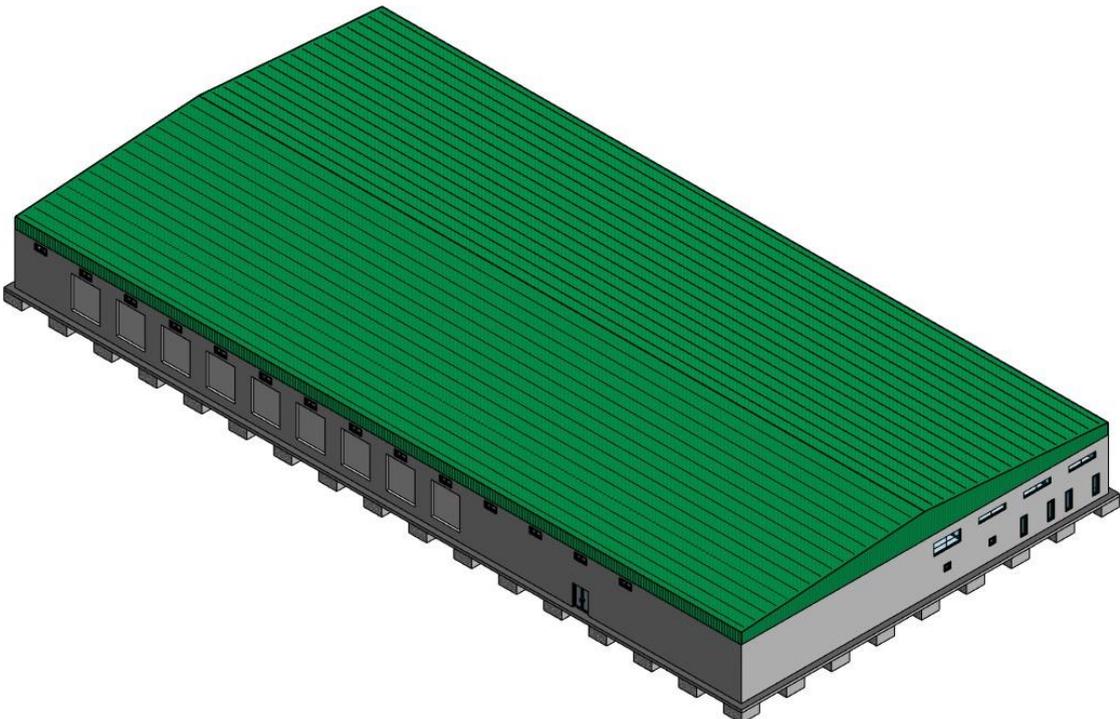
Cubierta

Cubierta básica a dos aguas de panel sándwich, formada por chapa metálica y aislamiento térmico.



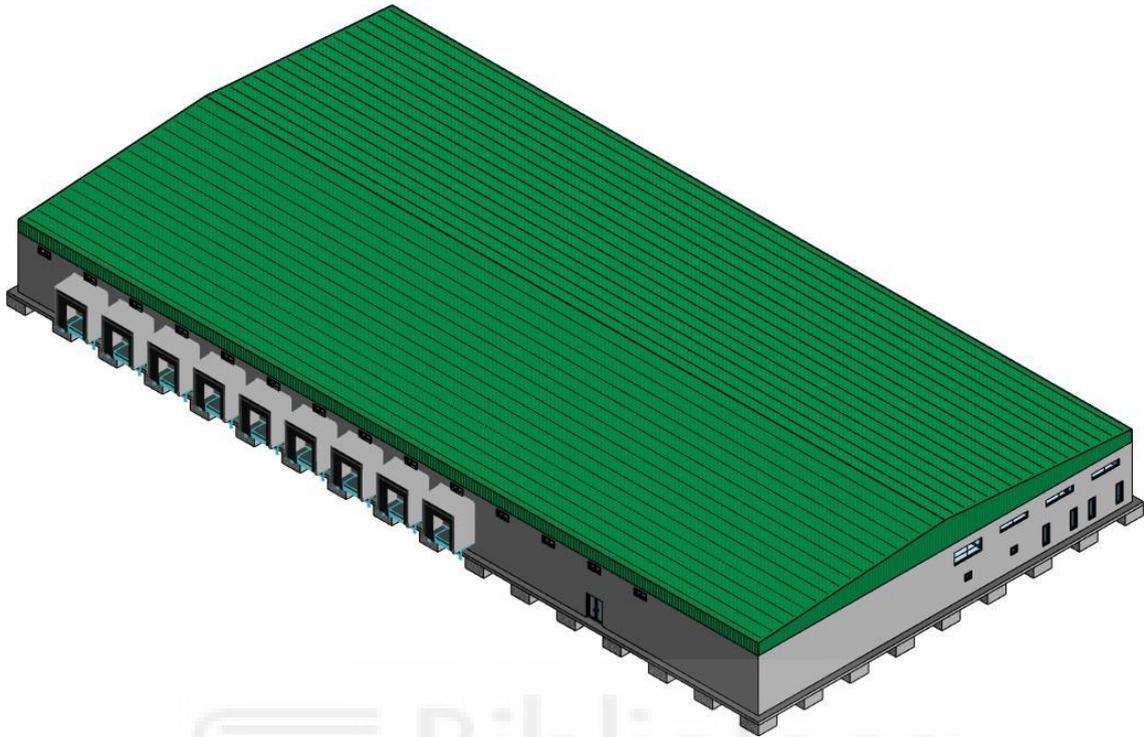
Puertas exteriores y ventanas

Puertas exteriores de dos hojas de aluminio, ventanas de almacén de tipo corredera de dos hojas, ventanas de planta baja de tipo proyectable simple y ventanas de planta alta de tipo muro cortina.



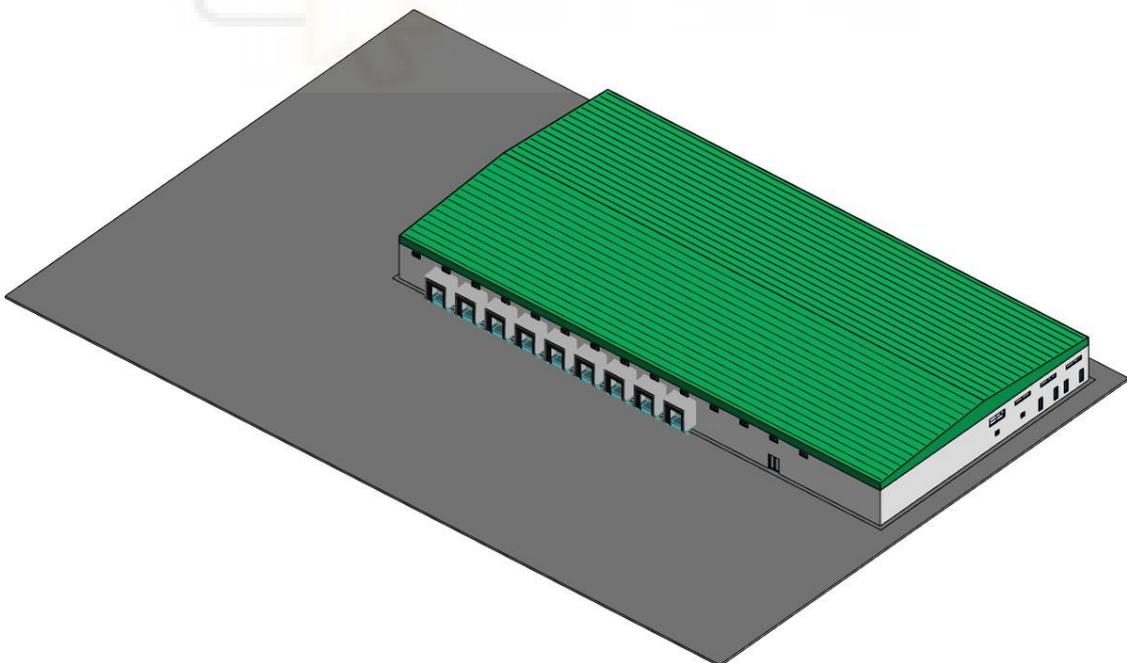
Muelle de carga

Sistema de muelle de carga y descarga formado por abrigos retractiles.



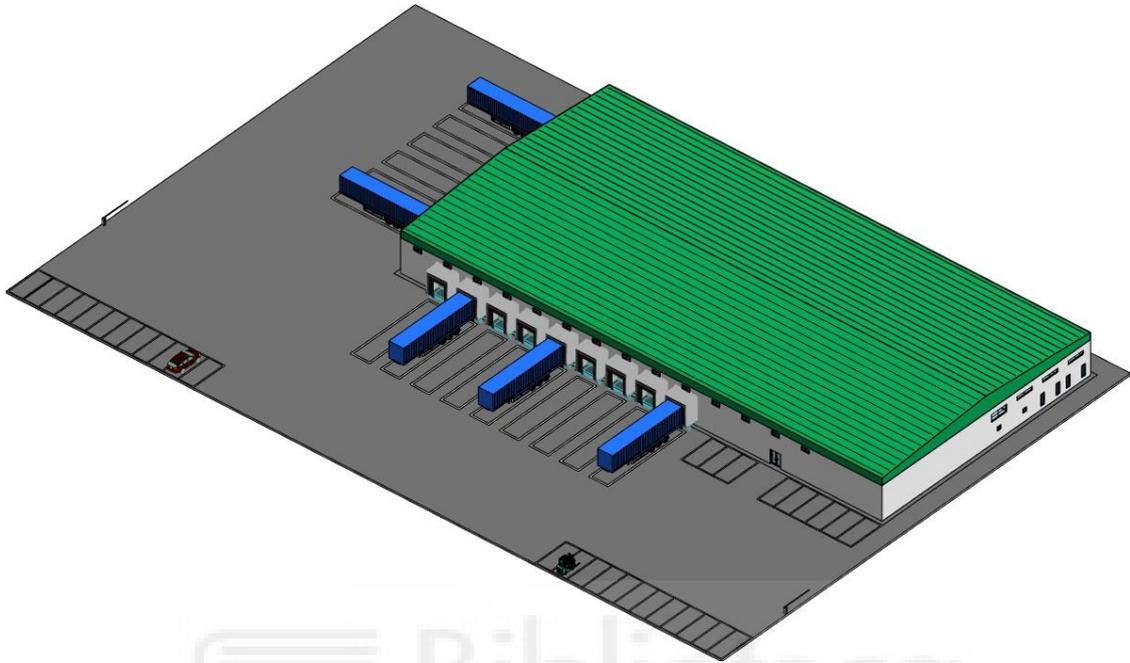
Solera exterior

El suelo exterior estará formado por una solera de hormigón.



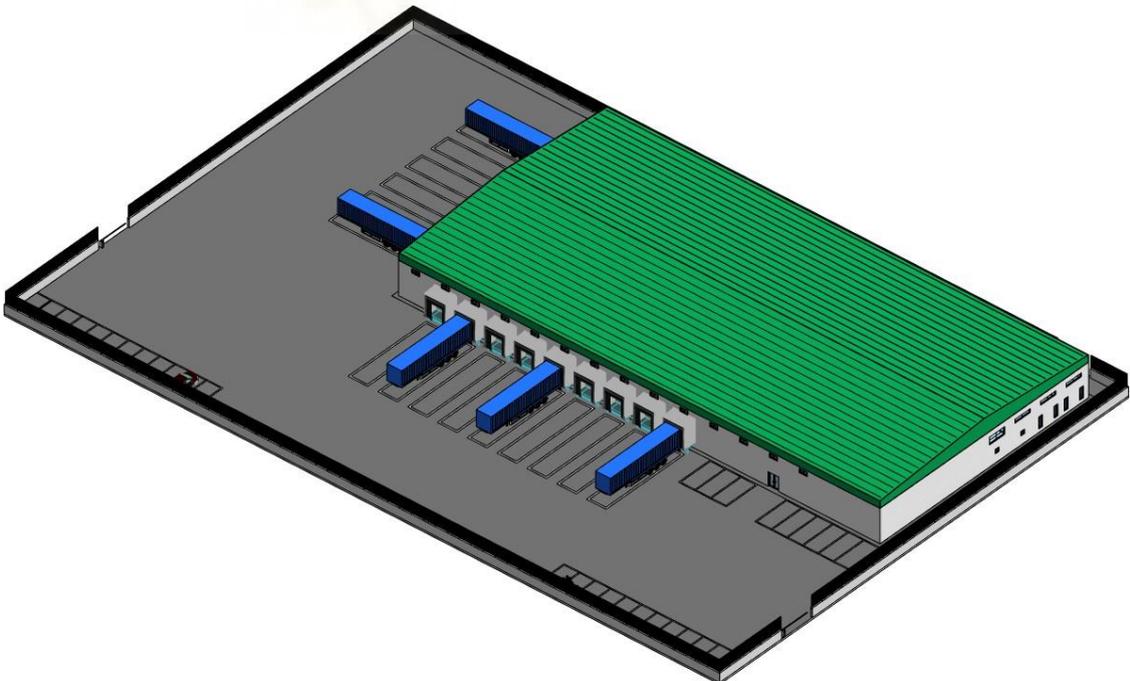
Parking

Plazas de aparcamiento para automóviles y maquinaria del almacén y plazas de aparcamiento para camiones frente a los muelles de carga. Además de barreras de control entrada y salida.



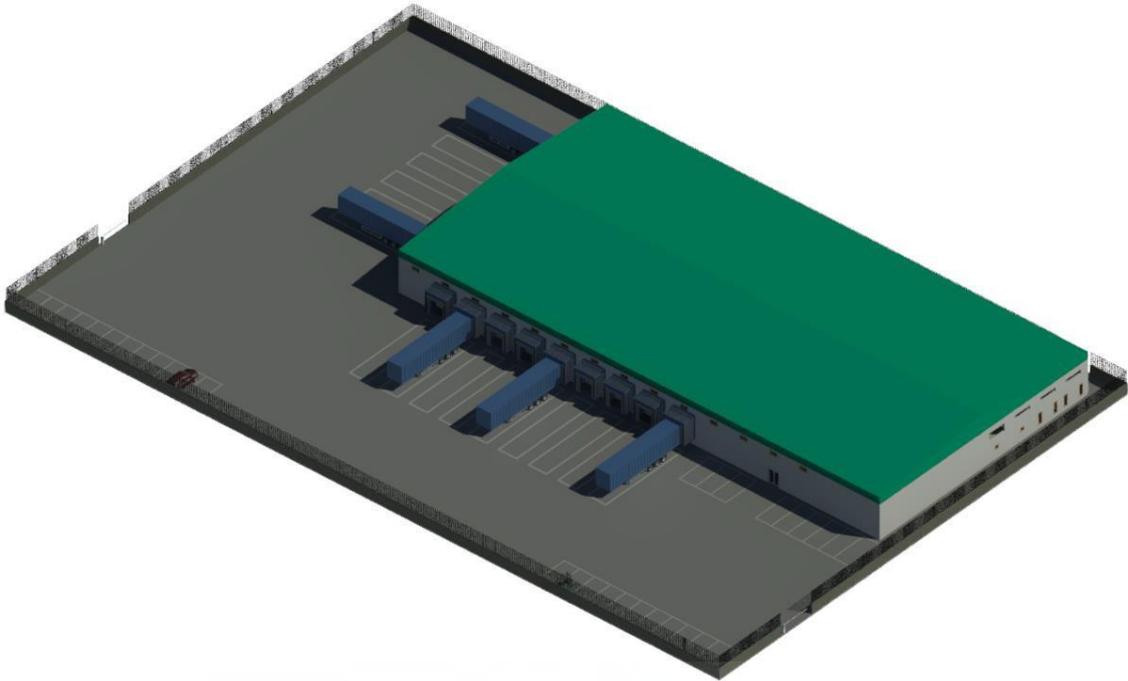
Vallado

Vallado perimetral excepto entrada principal, compuesto por valla sobre muro de hormigón.



Renderizado

Finalmente, se renderiza el modelado final obteniendo el siguiente resultado:



2.1. Resumen nave industrial en REVIT

Aunque la finalidad del presente trabajo de fin de grado no es el cálculo de una nave industrial, se ha tenido el máximo rigor en el proceso de diseño de los elementos que la componen. Para el diseño se ha utilizado como base los apuntes de la asignatura “Diseño de Estructuras” del Máster en Ingeniería Industrial de la Escuela de Ingenieros de la Universidad de Navarra.

La finalidad del diseño de la nave industrial en Revit es, realizar todo el proceso de cálculo de una instalación fotovoltaica desde el diseño de la cubierta, aunque en la realidad lo más común es que la cubierta ya haya sido construida anteriormente. De este modo se ha calculado la nave para un emplazamiento determinado en el Parque Industrial de Elche, que posteriormente se explicará con mayor detalle.

A continuación, se realizará el cálculo de luminarias y climatización con el fin de realizar una estimación del consumo eléctrico de la nave industrial.



3. CONSUMO ELÉCTRICO

En este capítulo se calculará una estimación del posible consumo eléctrico que puede tener la nave industrial diseñada. Para ello se realizarán cálculos lumínicos y de climatización ya que, al ser una nave industrial diseñada para logística, el principal consumo eléctrico será por estos elementos.

Al no tener maquinaria industrial de gran consumo eléctrico intermitente, obtendremos una curva de consumo más simple, teniendo picos de consumo en las horas de más calor debido a la climatización, siendo estas horas cuando mayor será la producción fotovoltaica, por lo que la instalación podrá ser calculada con mayor efectividad. Para evitar esta curva de consumo imposible, se ha modelado una curva de consumo de climatización con el fin de obtener una curva lo más realista posible.

3.1. Luminarias

Normativa

Las luminarias han sido calculadas cumpliendo la normativa **SU 4 – Seguridad frente al riesgo derivado de iluminación inadecuada**, la normativa **HE3 – Eficiencia energética en instalaciones de iluminación**, la norma europea **UNE 12464.1 – Norma europea sobre la iluminación para interiores**. Además, se han seguido las recomendaciones del fabricante Philips que basa sus recomendaciones en el código técnico de la edificación y otras normas relacionadas con el alumbrado.

3.1.1. Software

Para el cálculo de luminarias se ha utilizado el software de diseño de iluminación profesional **DIALux**, que permite planificar, calcular y visualizar la luz para áreas interiores y exteriores, desde edificios completos y habitaciones individuales hasta alumbrado público.

Aunque incorpora luminarias de distintos fabricantes, para este proyecto se han utilizado las luminarias del fabricante Philips, por su gran variedad y reducido consumo eléctrico.

Se detallan los cálculos y la distribución de las luminarias realizadas en DIALux en el **Anexo A – Luminarias**.

3.1.2. Lista de luminarias

Luminarias utilizadas:

8 x PHILIPS BCS460 W22L 124 1x LED24/830 MLO-PC, 1900 lm, 21.5W

100 x PHILIPS BY470X 1x GRN130S/840MB GC, 13000 lm, 97W

30 x PHILIPS DN130B D165 1x LED10S/830, 1150 lm, 11.6W

42 x PHILIPS RC362B SRD W62L62 1x LED34S/940, 3400 lm, 27W

15 x PHILIPS SM400C POE W30L 120 1x LED28S/830, 2800 lm, 24.5W

27 x PHILIPS SM400C POE W30L 120 1x LED36S/830, 3600 lm, 32W

El objetivo principal del cálculo de luminarias es el de obtener una estimación del consumo eléctrico de la nave industrial para el posterior diseño de la instalación fotovoltaica, por ello es irrelevante su disposición en la nave, aunque se ha detallado en el Anexo A.

3.2. Climatización

Normativa

Las unidades interiores y exteriores han sido calculadas cumpliendo la norma tecnológica de la edificación de instalaciones de climatización individuales NTE-ICI.

Se detallan los cálculos en **el Anexo B – Cargas frigoríficas**.

3.2.1. Lista de unidades de climatización

Unidades interiores:

1 x ARNU48GTMC4, 30W

1 x ARNU36GTNC4, 30W

1 x ARNU24GTPC4, 30W

2 x ARNU15GTQC4, 43W

2 x ARNU12GTRC4, 43W

Unidades exteriores:

1 x ARUN180LTE4, 10930W

El objetivo principal del cálculo de cargas frigoríficas es el de obtener una estimación del consumo eléctrico de la nave industrial para el posterior diseño de la instalación fotovoltaica, por ello es irrelevante su disposición en la nave, ya que se trata de una estimación de consumo.

3.3. Resumen consumo eléctrico medio

Categoría	Descripción	P (W)	Unidades	Consumo (Wh)
LUMINARIAS	PHILIPS BY470	97	100	9700
	PHILIPS SM400C	32	27	864
	PHILIPS RC362B	27	42	1134
	PHILIPS SM400C	24,5	15	367,5
	PHILIPS BCS460	21,5	8	172
	PHILIPS DN130B	11,6	30	348
UNIDADES INTERIORES	ARNU48GTMC4	30	1	30
	ARNU36GTNC4	30	1	30
	ARNU24GTTC4	30	1	30
	ARNU15GTQC4	43	2	86
	ARNU12GTRC4	43	2	86
EXTERIORES	ARUN180LTE4	10550	1	10550
			TOTAL	23397,5

Finalmente, se obtiene una estimación consumo eléctrico medio de 23,4 kWh. Se debe tener en cuenta que el consumo de las luminarias será constante, sin embargo, en el caso de la climatización dependerá de la temperatura por lo que será variable. Esta tabla de consumos se trata de una primera estimación por lo que no será utilizada para el cálculo de la instalación fotovoltaica, ya que no se ha tenido en cuenta el consumo eléctrico de la climatización respecto a la potencia, para ello se realizará un cálculo detallado a continuación.

Se considera que las luminarias y las unidades interiores tendrán un consumo constante de 12,84 kWh.

3.3.1. Estimación consumo eléctrico climatización

A continuación, se muestra el consumo eléctrico de la unidad exterior, en modo refrigeración y calefacción, así como las condiciones en las que se dan dichos consumos:

UNIDADES EXTERIORES		
Modelo	Consumo eléctrico (kW)	
	Refrigeración	Calefacción
ARUN180LTE4	9,85	11,25

Consumos eléctricos nominales basados en las siguientes condiciones:

Refrigeración: Temperatura interior 19°C / Temperatura exterior 24 °C

Calefacción: Temperatura interior 15°C / Temperatura exterior 6 °C

Nota: El consumo eléctrico nominal en refrigeración se da cuando $\Delta T = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, y en calefacción cuando $\Delta T = 9 \text{ }^\circ\text{C}$.

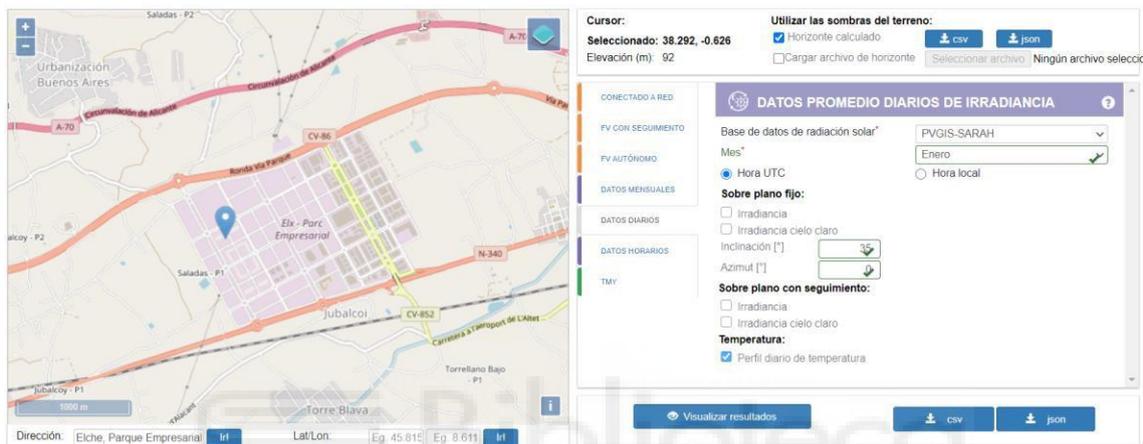
Una vez se ha obtenido el consumo eléctrico real de la unidad de climatización respecto a la temperatura, se procede a calcular el consumo en cada mes del año, para ello se obtendrá la temperatura media de cada mes usando a la herramienta **PVGIS**.

El Sistema de información geográfica fotovoltaica o en ingles **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**, es un servicio desarrollado por la Unión Europea que permite principalmente calcular la producción fotovoltaica en una zona, para ello cuenta con bases de datos de irradiancia y temperatura, entre muchas otras. En este apartado utilizaremos la base de datos de temperaturas para obtener la **temperatura media** de cada mes en la ubicación donde se desarrolla el presente proyecto.

PVGIS: Datos temperatura media

Para extraer los datos de temperatura, introducimos la ubicación del proyecto y usando la base de datos **PVGIS-SARAH**(base de datos está basada en el algoritmo desarrollado por CM SAF para Europa, África, Asia y partes de América del Sur) e indicando el mes obtenemos **temperatura horaria media** para cada hora de un día del mes seleccionado, siendo este valor promedio la media de todos los días de dicho mes dentro una serie temporal de varios años, es decir, obtenemos la temperatura en un día medio en el mes seleccionado.

Nota: Hora de España en invierno: UTC + 1, verano: UTC + 2



Cursor: **Seleccionado: 38.292, -0.626**
 Elevación (m): 92

Utilizar las sombras del terreno:
 Horizonte calculado
 Cargar archivo de horizonte

DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA

Base de datos de radiación solar: PVGIS-SARAH
 Mes: Enero
 Hora UTC
 Hora local

Sobre plano fijo:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro
 Inclinación [°]:
 Azimut [°]:

Sobre plano con seguimiento:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro

Temperatura:
 Perfil diario de temperatura

Ilustración 4 - Datos promedios de temperatura[13]

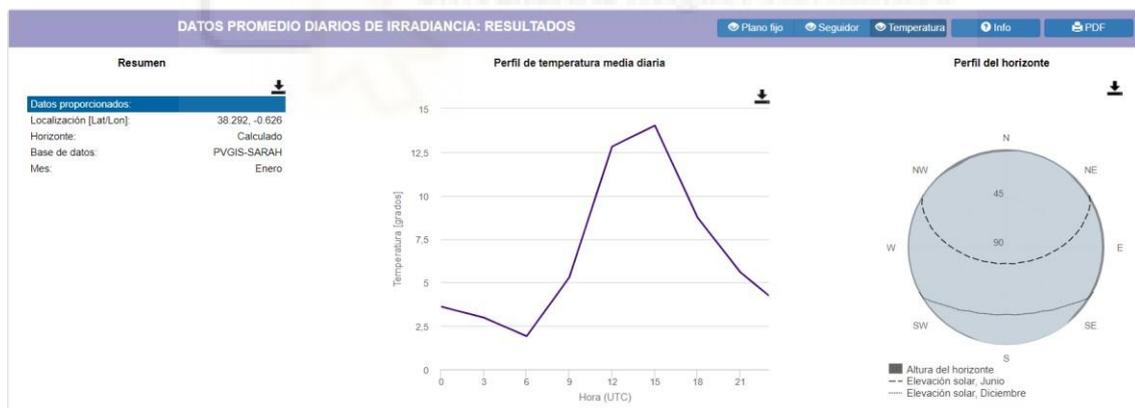


Ilustración 5 - Resultados para Enero[13]

Una vez extraídos los datos de temperatura, trabajaremos exclusivamente con el rango de horas en el que habrá actividad en la nave industrial, es decir, cuando la climatización estará encendida, se considera que el horario de trabajo es de **8:00 a 20:00**.

Considerar que el cambio de horario de invierno a verano se realiza el último domingo de Marzo (UTC + 1 → UTC + 2) y que el cambio de horario de verano a invierno se realiza el último domingo de Octubre (UTC + 2 → UTC + 1), para los cálculos se considera que el cambio de hora de verano e invierno se realiza el **1 de Abril** y el **1 de Noviembre**, respectivamente.

Extrayendo los datos de cada mes y seleccionado el rango indicado, obtenemos los siguientes datos:

Temperatura mensual horaria media de los meses con horario de invierno:

		Temperatura (°C)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	7,84	3,51	3,04	4,33	7,27
8:00	9:00	9,5	4,72	4,17	5,9	9,66
9:00	10:00	11,16	5,93	5,3	7,47	12,05
10:00	11:00	12,99	8,28	7,81	9,58	13,8
11:00	12:00	14,82	10,63	10,32	11,7	15,54
12:00	13:00	16,65	12,97	12,82	13,81	17,28
13:00	14:00	16,81	13,31	13,23	14,14	17,58
14:00	15:00	16,98	13,64	13,63	14,47	17,87
15:00	16:00	17,15	13,97	14,03	14,79	18,17
16:00	17:00	15,5	12,16	12,27	13,2	16,84
17:00	18:00	13,86	10,35	10,5	11,6	15,52
18:00	19:00	12,21	8,54	8,73	10	14,2
19:00	20:00	11,35	7,62	7,69	8,89	12,77
Temperatura media:		13,60	9,66	9,50	10,76	14,50

Temperatura mensual horaria media de los meses con horario de verano:

		Temperatura (°C)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
6:00	8:00	8,99	13,38	18,14	20,76	20,06	15,82	11,85
7:00	9:00	11,61	15,99	20,66	23,2	22,37	18,09	13,97
8:00	10:00	14,24	18,6	23,18	25,64	24,68	20,35	16,08
9:00	11:00	16,87	21,22	25,7	28,08	26,99	22,62	18,2
10:00	12:00	18,27	22,43	26,89	29,37	28,33	24,01	19,73
11:00	13:00	19,68	23,64	28,08	30,66	29,68	25,4	21,26
12:00	14:00	21,09	24,86	29,27	31,94	31,03	26,79	22,79
13:00	15:00	21,2	24,99	29,48	32,26	31,32	27,07	22,89
14:00	16:00	21,32	25,13	29,7	32,58	31,61	27,36	22,99
15:00	17:00	21,43	25,27	29,91	32,9	31,9	27,64	23,09
16:00	18:00	20,32	24,27	28,98	31,91	30,86	26,37	21,58
17:00	19:00	19,21	23,28	28,05	30,92	29,83	25,09	20,07
18:00	20:00	18,1	22,29	27,12	29,93	28,79	23,82	18,56
Temperatura media:		17,87	21,95	26,55	29,24	28,27	23,88	19,47

A continuación, fijaremos la temperatura de climatización a 20 °C durante todo el año para calcular el consumo eléctrico de la unidad de refrigeración/calefacción.

A continuación, se calcula la **temperatura que se debe compensar** en cada hora y cada mes:

		Temperatura (°C)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	12,16	16,49	16,96	15,67	12,73
8:00	9:00	10,5	15,28	15,83	14,1	10,34
9:00	10:00	8,84	14,07	14,7	12,53	7,95
10:00	11:00	7,01	11,72	12,19	10,42	6,2
11:00	12:00	5,18	9,37	9,68	8,3	4,46
12:00	13:00	3,35	7,03	7,18	6,19	2,72
13:00	14:00	3,19	6,69	6,77	5,86	2,42
14:00	15:00	3,02	6,36	6,37	5,53	2,13
15:00	16:00	2,85	6,03	5,97	5,21	1,83
16:00	17:00	4,5	7,84	7,73	6,8	3,16
17:00	18:00	6,14	9,65	9,5	8,4	4,48
18:00	19:00	7,79	11,46	11,27	10	5,8
19:00	20:00	8,65	12,38	12,31	11,11	7,23
Temperatura media:		6,40	10,34	10,50	9,24	5,50

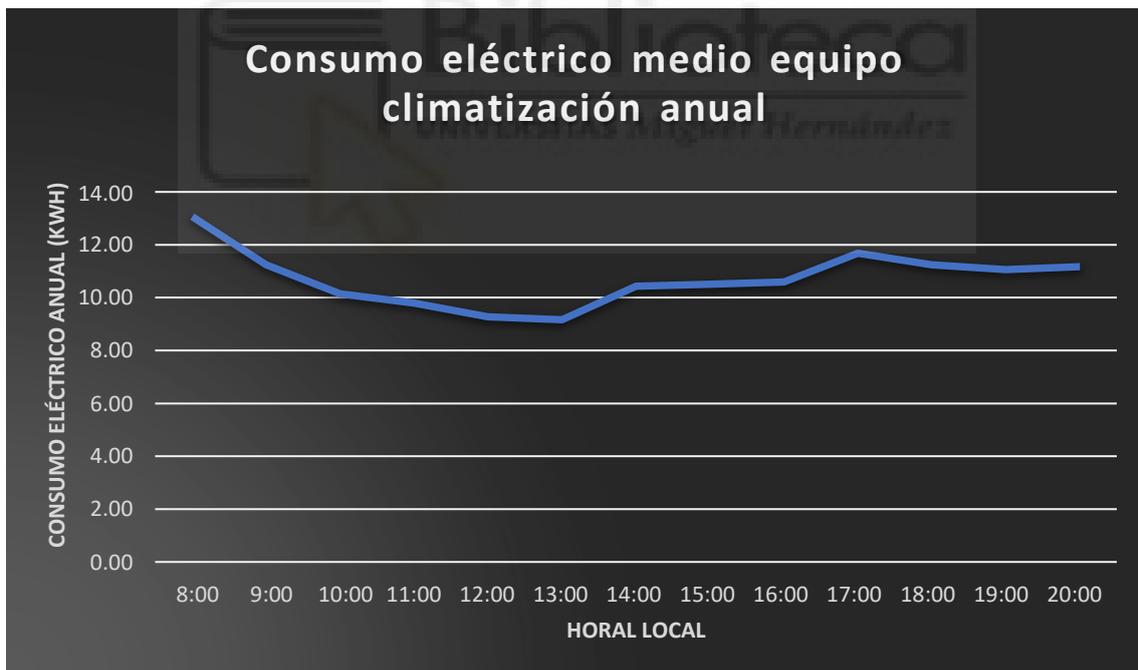
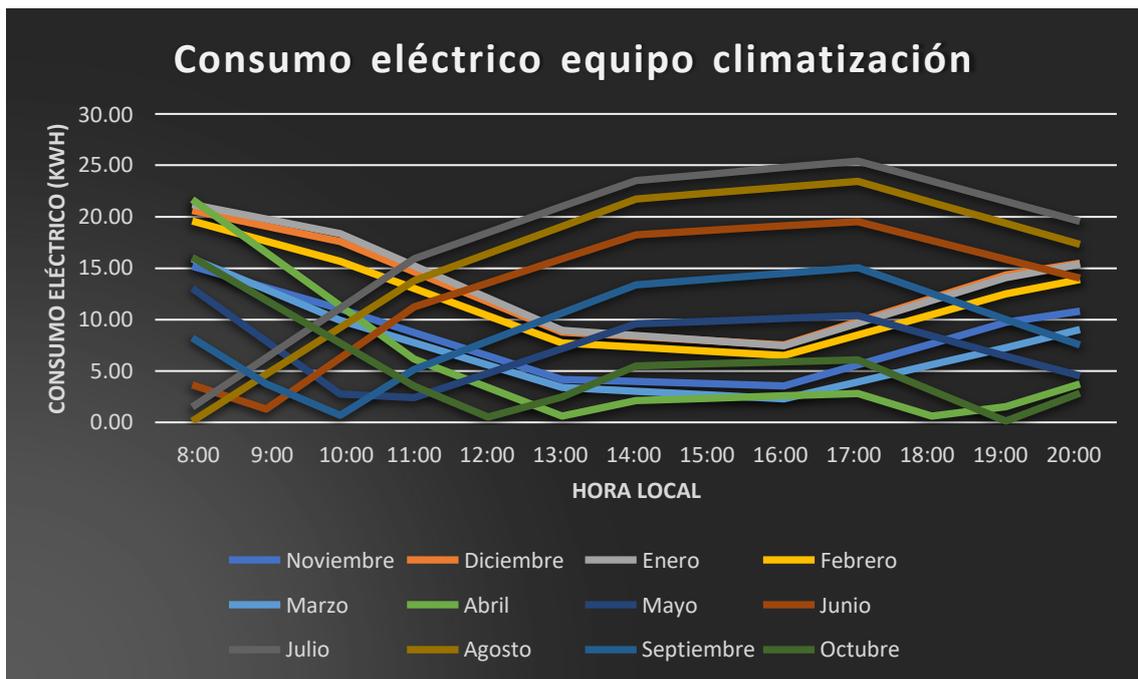
		Temperatura (°C)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
6:00	8:00	11,01	6,62	1,86	0,76	0,06	4,18	8,15
7:00	9:00	8,39	4,01	0,66	3,2	2,37	1,91	6,03
8:00	10:00	5,76	1,4	3,18	5,64	4,68	0,35	3,92
9:00	11:00	3,13	1,22	5,7	8,08	6,99	2,62	1,8
10:00	12:00	1,73	2,43	6,89	9,37	8,33	4,01	0,27
11:00	13:00	0,32	3,64	8,08	10,66	9,68	5,4	1,26
12:00	14:00	1,09	4,86	9,27	11,94	11,03	6,79	2,79
13:00	15:00	1,2	4,99	9,48	12,26	11,32	7,07	2,89
14:00	16:00	1,32	5,13	9,7	12,58	11,61	7,36	2,99
15:00	17:00	1,43	5,27	9,91	12,9	11,9	7,64	3,09
16:00	18:00	0,32	4,27	8,98	11,91	10,86	6,37	1,58
17:00	19:00	0,79	3,28	8,05	10,92	9,83	5,09	0,07
18:00	20:00	1,9	2,29	7,12	9,93	8,79	3,82	1,44
Temperatura media:		2,95	3,80	6,84	9,24	8,27	4,82	2,79

Finalmente, una vez se tienen los datos detallados del clima en cada hora y cada mes y la temperatura a compensar, se procede a calcular el **consumo eléctrico horario diario** de cada mes del equipo de climatización.

		Consumo eléctrico (kWh)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	15,20	20,61	21,20	19,59	15,91
8:00	9:00	13,13	19,10	19,79	17,63	12,93
9:00	10:00	11,05	17,59	18,38	15,66	9,94
10:00	11:00	8,76	14,65	15,24	13,03	7,75
11:00	12:00	6,48	11,71	12,10	10,38	5,58
12:00	13:00	4,19	8,79	8,98	7,74	3,40
13:00	14:00	3,99	8,36	8,46	7,33	3,03
14:00	15:00	3,78	7,95	7,96	6,91	2,66
15:00	16:00	3,56	7,54	7,46	6,51	2,29
16:00	17:00	5,63	9,80	9,66	8,50	3,95
17:00	18:00	7,68	12,06	11,88	10,50	5,60
18:00	19:00	9,74	14,33	14,09	12,50	7,25
19:00	20:00	10,81	15,48	15,39	13,89	9,04
Consumo medio:		8,00	12,92	13,12	11,55	6,87

		Consumo eléctrico (kWh)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
6:00	8:00	21,69	13,04	3,66	1,50	0,12	8,23	16,06
7:00	9:00	16,53	7,90	1,30	6,30	4,67	3,76	11,88
8:00	10:00	11,35	2,76	6,26	11,11	9,22	0,69	7,72
9:00	11:00	6,17	2,40	11,23	15,92	13,77	5,16	3,55
10:00	12:00	3,41	4,79	13,57	18,46	16,41	7,90	0,53
11:00	13:00	0,63	7,17	15,92	21,00	19,07	10,64	2,48
12:00	14:00	2,15	9,57	18,26	23,52	21,73	13,38	5,50
13:00	15:00	2,36	9,83	18,68	24,15	22,30	13,93	5,69
14:00	16:00	2,60	10,11	19,11	24,78	22,87	14,50	5,89
15:00	17:00	2,82	10,38	19,52	25,41	23,44	15,05	6,09
16:00	18:00	0,63	8,41	17,69	23,46	21,39	12,55	3,11
17:00	19:00	1,56	6,46	15,86	21,51	19,37	10,03	0,14
18:00	20:00	3,74	4,51	14,03	19,56	17,32	7,53	2,84
Consumo medio:		5,82	7,49	13,47	18,21	16,28	9,49	5,50

Gráfica de las tablas anteriores con los datos de consumo eléctrico:



Una vez hemos obtenido el consumo eléctrico de climatización,, se añade el consumo de luminarias y uni, de este modo obtendremos la estimación final del consumo eléctrico de la nave industrial.

3.3.2. Estimación consumo eléctrico total

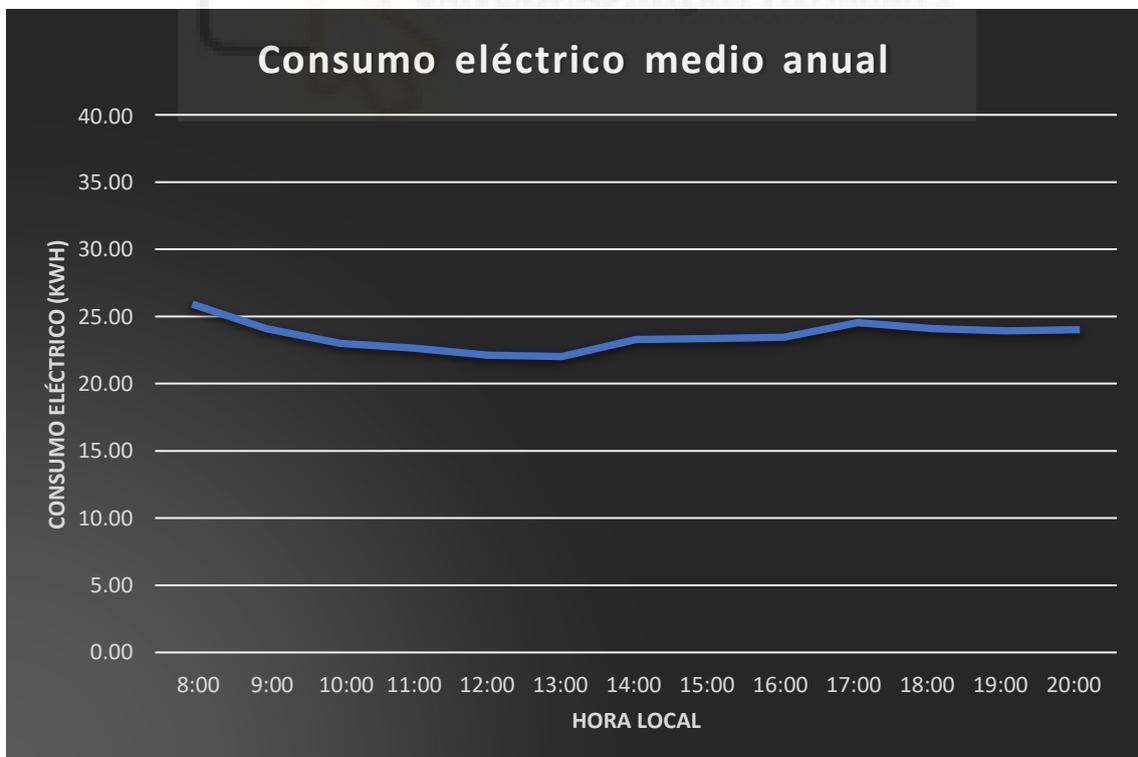
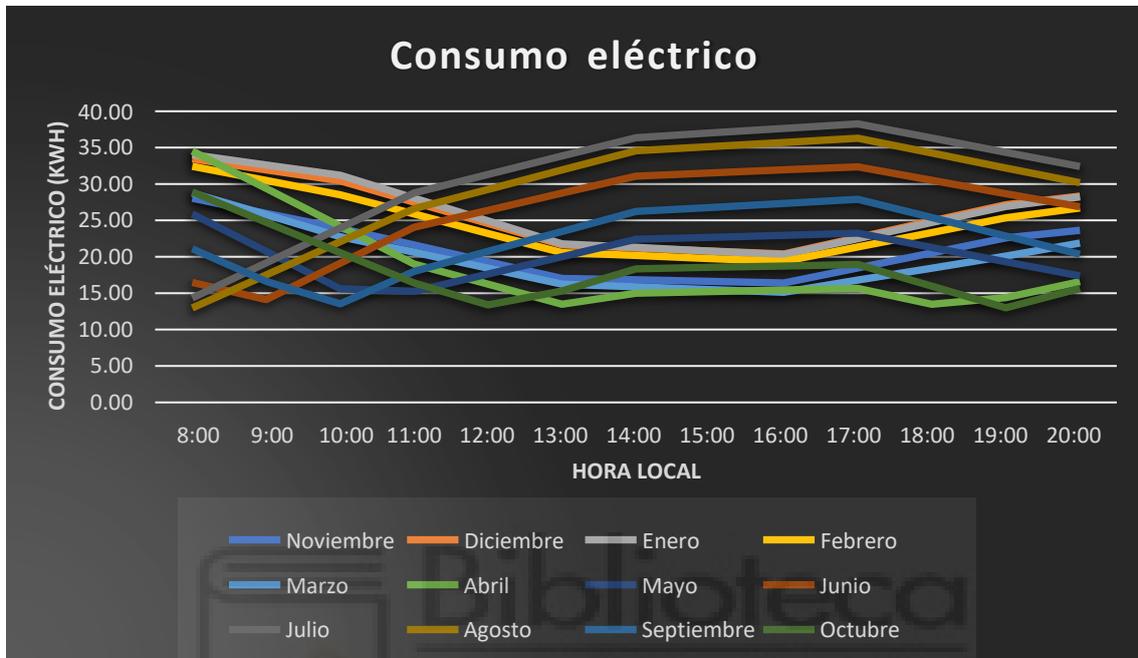
Finalmente, se obtienen los **consumos eléctricos totales** de la nave industrial (climatización + luminarias + unidades interiores):

		Consumo eléctrico (kWh)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	28,05	33,46	34,05	32,44	28,76
8:00	9:00	25,97	31,95	32,64	30,47	25,77
9:00	10:00	23,90	30,44	31,22	28,51	22,79
10:00	11:00	21,61	27,50	28,09	25,87	20,60
11:00	12:00	19,32	24,56	24,95	23,22	18,42
12:00	13:00	17,04	21,64	21,82	20,59	16,25
13:00	14:00	16,84	21,21	21,31	20,17	15,87
14:00	15:00	16,62	20,80	20,81	19,76	15,51
15:00	16:00	16,41	20,39	20,31	19,36	15,14
16:00	17:00	18,47	22,65	22,51	21,35	16,80
17:00	18:00	20,52	24,91	24,72	23,35	18,45
18:00	19:00	22,59	27,17	26,94	25,35	20,10
19:00	20:00	23,66	28,32	28,24	26,74	21,89
Consumo medio		20,85	25,77	25,97	24,40	19,72
Consumo diario		270,99	334,98	337,59	317,17	256,33
Consumo mensual		8129,78	10384,38	10465,37	8880,69	7946,23

		Consumo eléctrico (kWh)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
6:00	8:00	34,54	25,89	16,51	14,34	12,97	21,08	28,90
7:00	9:00	29,38	20,75	14,15	19,15	17,52	16,61	24,73
8:00	10:00	24,19	15,61	19,11	23,96	22,07	13,54	20,57
9:00	11:00	19,01	15,25	24,08	28,77	26,62	18,01	16,39
10:00	12:00	16,26	17,63	26,42	31,31	29,26	20,75	13,38
11:00	13:00	13,48	20,02	28,77	33,85	31,92	23,49	15,33
12:00	14:00	14,99	22,42	31,11	36,37	34,58	26,22	18,34
13:00	15:00	15,21	22,68	31,52	37,00	35,15	26,78	18,54
14:00	16:00	15,45	22,95	31,96	37,63	35,72	27,35	18,74
15:00	17:00	15,66	23,23	32,37	38,26	36,29	27,90	18,93
16:00	18:00	13,48	21,26	30,54	36,31	34,24	25,40	15,96
17:00	19:00	14,40	19,31	28,71	34,36	32,21	22,87	12,99
18:00	20:00	16,59	17,36	26,87	32,41	30,16	20,37	15,68

Consumo medio	18,67	20,34	26,32	31,05	29,13	22,34	18,35
Consumo diario	242,65	264,36	342,11	403,71	378,69	290,36	238,49
Consumo mensual	7279,37	8195,01	10263,33	12515,10	11739,51	8710,78	7393,16

Gráfica de las tablas anteriores con los datos de consumo eléctrico:



Estos serán los datos de partida para el diseño de la instalación fotovoltaica.



4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.1. Consumo eléctrico

El consumo eléctrico mundial aumenta año a año y por el momento no se espera que esta tendencia cambie, no solo se consume más energía eléctrica debido al aumento de la población, sino que la misma población cada vez consume más. Esto se debe a que hoy en día estamos rodeados de aparatos eléctricos, las empresas invierten en grandes proyectos de automatización de plantas industriales para poder competir en un mundo globalizado, todo ello acarrea un consumo eléctrico mayor.

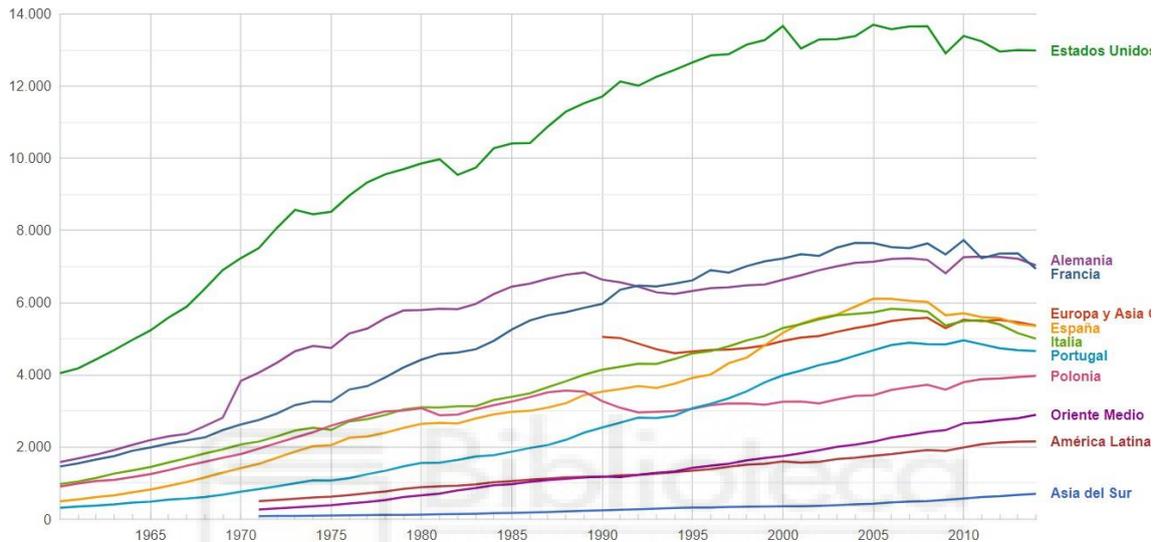


Ilustración 6 - Consumo eléctrico per cápita[14]

4.2. Origen producción eléctrica en España

Actualmente, el origen de la producción eléctrica en España proviene de distintas fuentes. Los porcentajes de energías renovables varían mes a mes, y este es el principal inconveniente de estas energías.

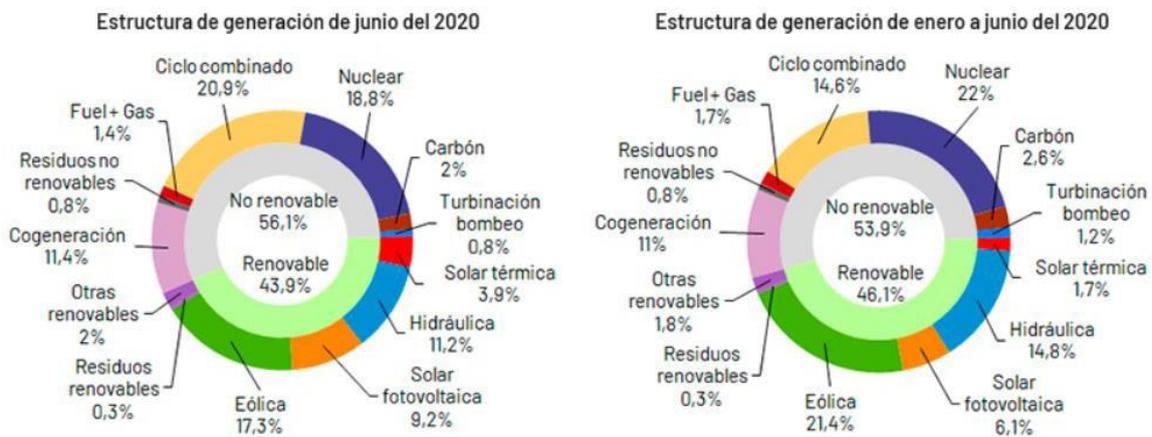


Ilustración 7 - Origen producción energía eléctrica en España[15]

4.3. Análisis del modelo energético de Alemania

Un ejemplo de ello es **Alemania**, que parece ser el modelo energético al que nos dirigimos, donde gran parte de la producción eléctrica de renovables proviene de la energía solar fotovoltaica, sin embargo, en los meses de poca irradiación se deben reabrir plantas de carbón para compensar la falta de estabilidad de la producción de energía eléctrica de las energías renovables. Alemania ha aumentado de 120 GW de energía verde en 2002 a alrededor de 200 GW en 2020.

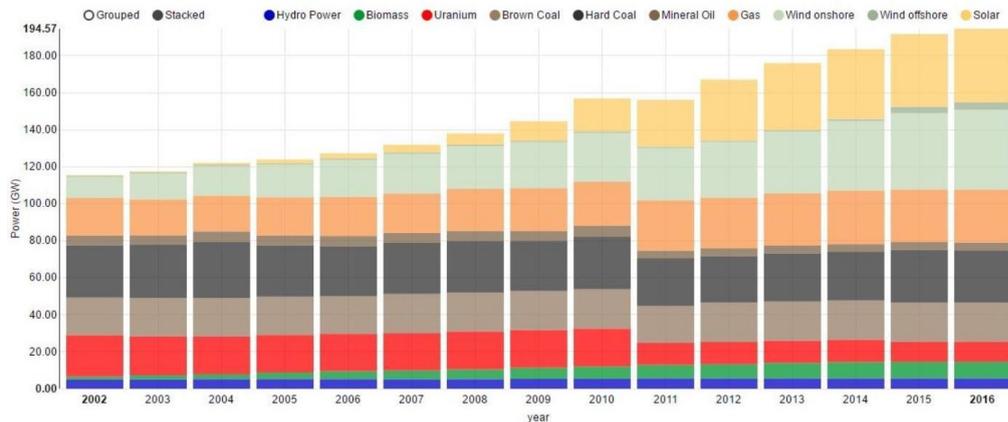


Ilustración 8 - Origen producción energía eléctrica en Alemania

Sin embargo, la potencia instalada procedente del carbón, petróleo y derivados no ha disminuido durante este periodo, sino que incluso ha aumentado debido al cierre de centrales nucleares. El principal problema es que el sol y el viento producen energía eléctrica sin importar la demanda en ese momento, en cambio las centrales eléctricas son capaces de ajustar la producción a la demanda. Como consecuencia, el precio de la energía eléctrica en Alemania ha aumentado y además las emisiones de CO₂ no han descendido considerablemente.

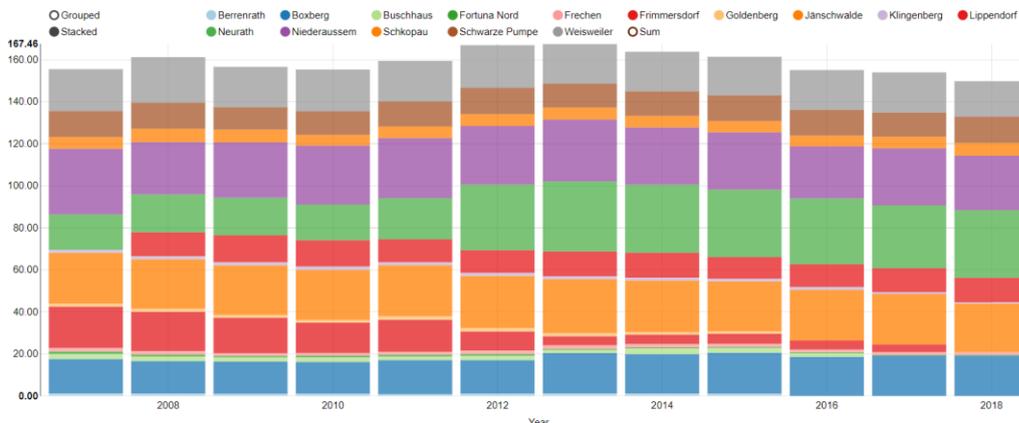


Ilustración 9 – Evolución Emisiones CO₂ en Alemania

4.4. El futuro de la producción eléctrica en España

A largo plazo, todo apunta a que el modelo de producción de energía eléctrica mas sostenible será una combinación de energías renovables y energía nuclear, se observa en la ilustración 8 la gran estabilidad que aportan las centrales nucleares en cuanto a producción de electricidad.

Sin embargo, no significa que las energías renovables al no tener estabilidad a lo largo del año no sean interesantes. España es un país soleado en todo el territorio y a día de hoy falta trabajo para poder abandonar la producción de energía eléctrica contaminante, ya que a corto plazo no se estudia la construcción de centrales nucleares por lo que se está invirtiendo principalmente en energías renovables, siguiendo los pasos de Alemania. Sin embargo, debemos tener en cuenta en qué ha hecho Alemania y cómo ha acabado, por lo que debemos de tener en cuenta que el futuro de la producción de electricidad no será tan “simple” como instalar paneles solares y parques eólicos.

4.5. La burbuja de las energías renovables

El año 2020 es prometedor, aunque algunos expertos apuntan que podemos estar ante una burbuja de las energías renovables. Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), plan encargado de definir los objetivos y directrices de reducción de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética, en el 2030 el 70% de la producción de energía eléctrica deberá ser de fuentes renovables, esto supone instalar 50 GW más de energías renovables, una cifra que a priori parece alta pero en los últimos años han aparecido cientos de empresas interesadas en contribuir a este proyecto.

Según datos de Red Eléctrica de España, más de 100 GW de nuevas instalaciones de energías renovables ya cuentan con los permisos necesarios, 76 GW de energía solar fotovoltaica y 24 GW de energía eólica, además se han rechazado proyectos que en total sumarían alrededor de 70 GW más.

Con todos estos datos y previsiones, se estima que, a lo largo de esta década, se reducirá drásticamente el precio de la electricidad, peligrando beneficios y rentabilidades de fuertes inversiones en proyectos actuales y consecuentemente, empleos.

Ante esto, solo se puede esperar el desarrollo de sistemas de almacenamiento rentables, que permitan aprovechar la generación renovable en aquellos momentos de baja producción y alta demanda.

4.6. Componentes de una instalación fotovoltaica

En el presente subcapítulo se explicará detalladamente todos los elementos que forman una instalación fotovoltaica, aunque dependiendo del tipo de conexión los elementos que forman la instalación cambiarán levemente.

4.6.1. Panel solar

La energía solar fotovoltaica se genera a través de **placas solares** fotovoltaicas, módulos solares o paneles fotovoltaicos.



Ilustración 10 - Panel solar[16]

Un sistema de energía solar aprovecha la radiación del sol para generar energía gracias al **efecto fotovoltaico**. Puede ser mediante **captadores térmicos** o con **células fotovoltaicas** en función de si el sol se dedica a calentar agua(colectores solares) o bien convertir la radiación en energía eléctrica mediante células solares(paneles fotovoltaicos), nos centraremos en los últimos.

4.6.1.1. El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es el **efecto fotoeléctrico** que consiste en transformar radiación solar en energía eléctrica por medio de las células fotovoltaicas

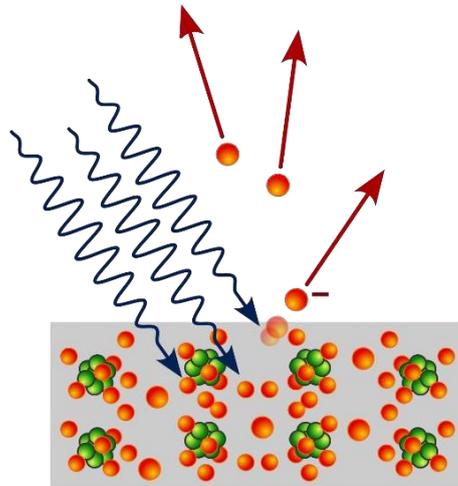


Ilustración 11 - El efecto fotoeléctrico[17]

Los materiales **semiconductores** (como el silicio) tienen la particularidad de presentar un comportamiento diferente ante la electricidad, depende de si una fuente energética externa (radiación solar) los excita o no. En las células solares, el campo eléctrico se forma gracias a una unión P-N, es decir, una zona del material tiene exceso de electrones (carga negativa), mientras que la otra tiene carencia de ellos (carga positiva).

Las **células fotovoltaicas** son unos dispositivos semiconductores elaborados a base de **silicio** puro con adición de impurezas de ciertos elementos químicos. Las células generan electricidad en corriente continua cuando son excitadas por la radiación solar.

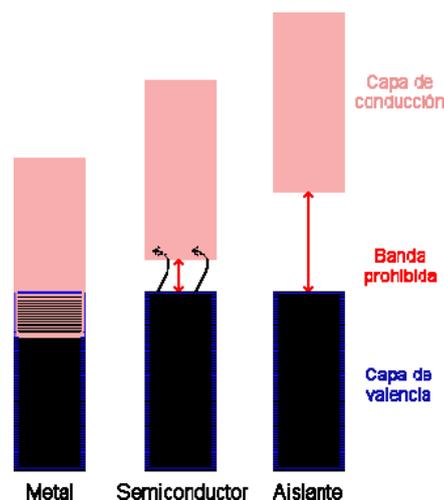


Ilustración 12- Teoría de bandas

El efecto fotovoltaico se inicia en el momento en el que un **fotón**(partícula de luz radiante) impacta con un electrón de la última órbita de un átomo de silicio. Éste último electrón se llama **electrón de valencia** y recibe la energía con la que viajaba el fotón.

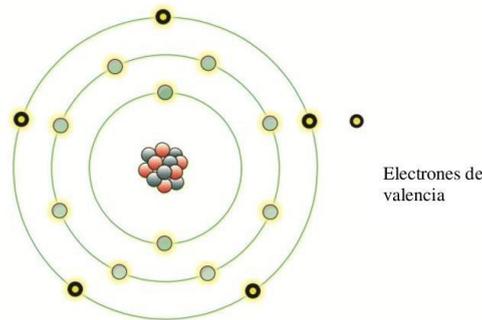


Ilustración 13- Electrones de valencia en el Silicio

Si la energía que adquiere el electrón supera la fuerza de atracción del núcleo (**energía de valencia**), este sale de su órbita y queda libre del átomo y, por tanto, puede viajar a través del material. En este momento, diríamos que el silicio se ha hecho conductor (**banda de conducción**). Cada material semiconductor tiene una energía mínima que permite liberar electrones de sus átomos.

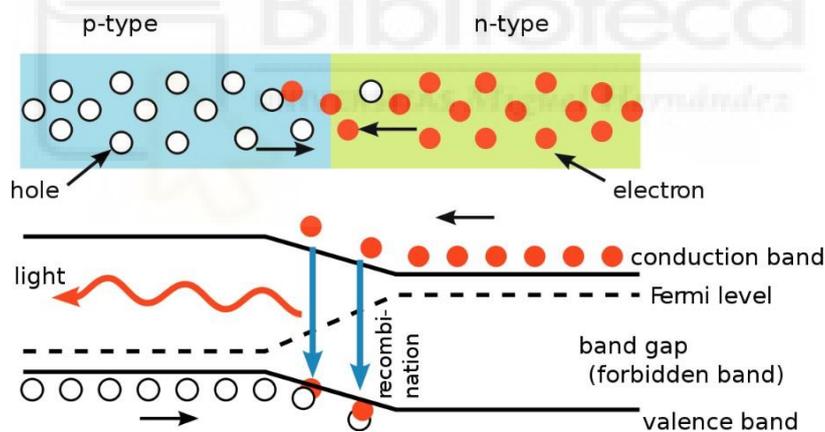


Ilustración 14- Diagrama de bandas en la unión P-N[19]

Cada electrón liberado deja un hueco, hasta que lo ocupe un electrón que ha saltado de otro átomo. Estos movimientos de los electrones liberados o de los espacios que dejan atrás es lo que se llaman **cargas eléctricas**.

Esta corriente de cargas puede alcanzar los contactos y salir del material con el fin de realizar un trabajo útil. Para que esto suceda de manera constante, es necesario que exista la presencia de un **campo eléctrico de polaridad constante**, que se encargará de polarizar las partículas, impulsando los electrones en un sentido y los huecos en el opuesto.

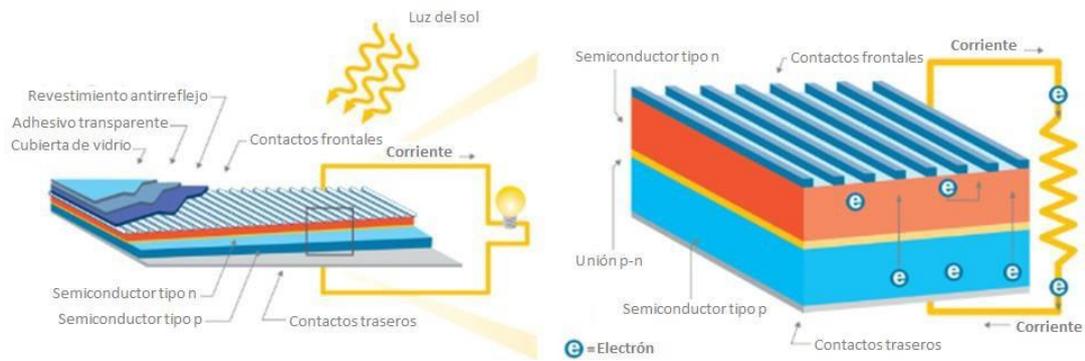


Ilustración 15 - Esquema interno de las uniones P-N[18]

No todos los fotones alcanzan el objetivo de separar electrones, esto se debe a que atravesar el material implica siempre una cierta pérdida energética. Esta pérdida energética implica que en el momento de la colisión algunos fotones ya han perdido la energía para desplazar un electrón, estas pérdidas dependen de las propiedades del material y son inevitables. Sólo se consigue la generación de un **par electrón-hueco** por cada fotón con energía cinética superior a la mínima energía (gap) que logre penetrar en el material y tope con un electrón de valencia.

Las células se montan en serie sobre **paneles fotovoltaicos** o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la célula). El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente.

4.6.2.2. Tipos de paneles solares

Tipos de paneles por tecnología

Los tipos más comunes están formados por silicio y se clasifican en **monocristalinos**, **policristalinos** y **amorfos**.



Ilustración 16 - Tipos de paneles solares[20]

La principal diferencia entre los diferentes tipos de placas fotovoltaicas es la **pureza** del silicio utilizado. Cuanto más puro es el silicio, mejor alineadas están sus moléculas, y mejor convierte la energía solar en electricidad. Existe una relación directa entre la pureza del silicio y la **eficiencia** de los paneles solares. Por el contrario, el aumento de la pureza del silicio implica procesos más caros.

Monocristalinos

En los paneles solares **monocristalinos** las celdas solares de silicio monocristalino (mono-Si), son bastante fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio.

Son los más caros y los más eficientes (18-20%).

Policristalinos

Los paneles solares **policristalinos** son la unión de varios cristales de silicio.

Se estima que en los paneles que incluyen estas celdas el ratio de eficiencia es de aproximadamente del 16-18%, fundamentalmente por la menor cantidad de silicio que incorporan.

Diferencias monocristalinos y policristalinos

La particularidad del color de los paneles solares no es al azar, si no que determinan a simple vista si un panel es policristalino o monocristalino. Aquellos paneles solares con células de color azul oscuro son paneles solares policristalinos, mientras que aquellos que tienen las células negras son paneles solar monocristalinos.

Otra forma de diferenciar entre los paneles monocristalinos de los paneles solares policristalinos es que estos últimos tienen los cantos son completamente rectangulares, formando ángulos de 90°.

Amorfos

La tecnología del silicio amorfo a-Si tiene una eficiencia considerablemente menor que las basadas en silicio cristalino, debido principalmente a la **mala calidad** del silicio utilizado, cuya estructura interna dificulta la recolección de los portadores fotogenerados. Sin embargo, son especialmente adecuadas para uso en interiores, en atmósferas con mucho polvo, etc.

Tipos de paneles por número de células

Paneles solares de 36 células: es el panel fotovoltaico más compacto. Cuenta con 36 células solares para obtener una tensión de salida de 12 V, recomendables en instalaciones aisladas pequeñas.

Paneles solares de 60 células: la opción más versátil del mercado. Ideal en instalaciones conectadas a la red de todos los tamaños. Utiliza 60 células solares para obtener una tensión de salida superior a 24 V.

Paneles solares de 72 células: su mayor tamaño permite optimizar los costes totales de la instalación solar. Este tipo de paneles fotovoltaicos conecta 72 células solares para obtener una tensión de salida de 24 V. Se utilizan mayoritariamente en instalaciones de conexión a la red, aunque también es frecuente verlas en instalaciones aisladas de gran tamaño.

4.6.2.3. Parámetros característicos

Todos los parámetros están indicados en la ficha técnica del panel fotovoltaico.

Potencia nominal (P_{nom}): Es la máxima potencia pico que puede entregar el panel en condiciones óptimas de temperatura y radiación.

Tolerancia de potencia: Generalmente expresada en Wattios o en %, es la potencia pico real que puede llegar a tener el panel.

Eficiencia del panel: Relación entre la potencia eléctrica entregada por el panel solar y la potencia de la radiación que incide sobre él.

Tensión de máxima potencia (V_{MPP}): Es la tensión, en voltios, que proporcionará el panel cuando esté su punto de máxima potencia (P_{MPP})

Corriente de máxima potencia (I_{MPP}): Es la corriente, en amperios, que proporcionará el panel cuando esté su punto de máxima potencia (P_{MPP})

Punto de máxima potencia (P_{MPP}): Es el producto del valor de tensión máxima V_{MPP} e intensidad máxima I_{MPP} para los que la potencia entregada a una carga es máxima.

Tensión de circuito abierto (V_{OC}): Es la mayor tensión que se puede obtener de la placa cuando trabaja como generador.

Corriente de corto circuito (I_{SC}): Es el valor de la corriente que circula cuando la tensión en los terminales de la placa es nula, $V = 0$. Además de esto, es la máxima corriente que se podría llegar a obtener (en un caso ideal) de la placa cuando trabaja como generador.

Curva característica I-V : Representa pares de valores de tensión e intensidad en los que puede encontrarse funcionando la célula.

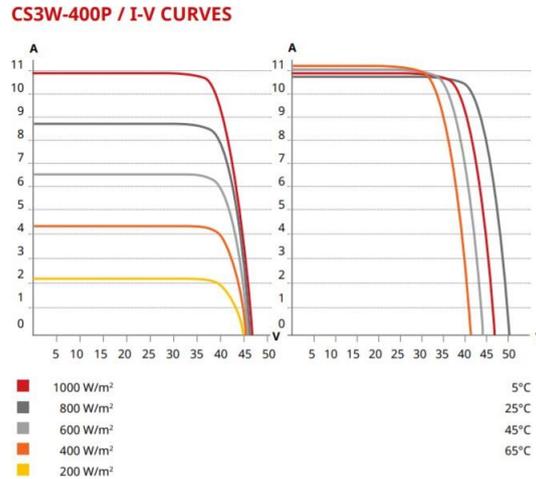


Ilustración 17 - Curva característica I-V CanadianSolar[21]

Factor de forma (FF) : Se define como el cociente de potencia máxima P_{MPP} que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto V_{OC} y la intensidad de cortocircuito I_{SC} . Oscila entre 0,7-0,8.

Coefficiente de temperatura : Es el % de pérdida de potencia que tiene el panel por cada $^{\circ}C$ por encima de los $25^{\circ}C$ de temperatura a la que se encuentra el panel.

Temperatura de operación nominal de la célula (TONC) : Se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se someten a las siguientes condiciones: Irradiancia = 800 W/m^2 , Temperatura ambiente = $20^{\circ}C$, Velocidad del viento = 1 m/s

ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m^2 , spectrum AM 1.5 and cell temperature of $25^{\circ}C$.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	297 W	301 W	305 W	308 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.1 V	36.3 V	36.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m^2 spectrum AM 1.5, ambient temperature $20^{\circ}C$, wind speed 1 m/s .

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / $^{\circ}C$
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / $^{\circ}C$
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / $^{\circ}C$
Nominal Module Operating Temperature	$42 \pm 3^{\circ}C$

Ilustración 18 - Ejemplo ficha técnica CanadianSolar[21]

4.6.2. Estructura soporte

El buen rendimiento de una instalación fotovoltaica está directamente relacionado con la orientación de los paneles solares, y de esto se encargan las estructuras de paneles solares.

Funciones

Maximizar la radiación : La orientación de los paneles fotovoltaicos es vital para asegurar la mayor producción y rendimiento posible de la instalación. Para orientar los paneles se debe calcular la inclinación más recomendable para la ubicación y características de la instalación.

Soportan las más duras condiciones : Los soportes solares están pensados para resistir en escenarios meteorológicos adversos.

4.6.2.1 Tipos de estructuras soporte

Tejados inclinados

Los tejados o cubiertas inclinadas necesitan soportes especiales capaces de sujetar los paneles aprovechando la inclinación del propio. Las estructuras coplanares no permiten orientar los paneles para obtener la máxima radiación solar por lo que la orientación dependerá íntegramente del tejado. Sin embargo, también existen sistemas inclinados para cubiertas inclinadas, aunque su coste es mayor.



Ilustración 19 - Estructura soporte cubierta inclinada[23]

Suelo

El tipo de soporte cambia cuando hay que anclar las placas solares en cubiertas planas o en el suelo. En este caso pueden elegirse soportes más robustos, duraderos y pesados.

Soporte “tipo B” y “tipo H”: adecuado para colocar los paneles solares en columnas. Con estos soportes los paneles quedan en posición vertical.

Soporte “tipo V”: destinado a superficies completamente planas.

Soporte “tipo A”: diseñado para soportar placas solares de gran tamaño.

Soporte “tipo S”: ancla el panel y lo orienta en la dirección deseada



Ilustración 20 - Estructura soporte suelo[22]

Parámetros característicos

Inclinación

Una inclinación correcta es aquella que optimiza la eficiencia de las placas fotovoltaicas en las **horas sol pico** de la instalación fotovoltaica porque los paneles están situados de tal forma que se obtiene la máxima energía fotovoltaica posible. Para ello se deben calcular dos ángulos, el ángulo de inclinación del panel y el ángulo de azimut.

El azimut es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

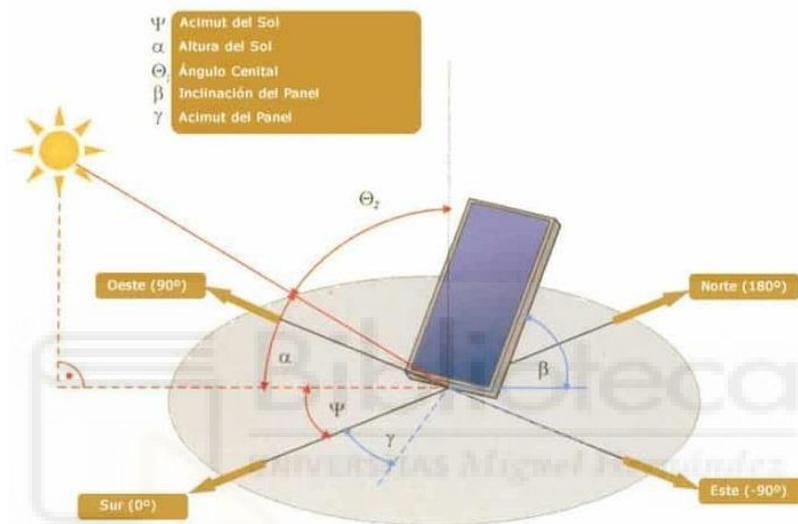
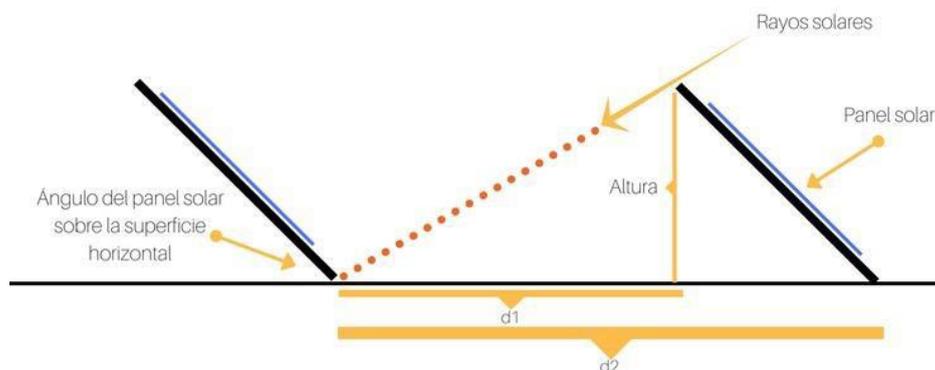


Ilustración 21 - Ángulos de un panel solar[24]

Separación entre paneles

Entre paneles se debe de calcular una separación para que los paneles no provoquen sombras que afecten directamente a otros paneles, ya que las sombras provocan una pérdida de rendimiento del panel fotovoltaico afectado.



- d1 mínima: Distancia desde el final del 1º panel hasta el principio del segundo panel
- d2 mínima: Distancia desde el principio del 1º panel hasta hasta el principio del 2º panel
- d1 recomendable: Distancia d1 recomendada ($d1 + 25\%$)
- d2 recomendable: Distancia d2 recomendada ($d2 + 25\%$)

Ilustración 22 - Separación entre paneles solares[21]

4.6.3. Inversor solar

El inversor solar o inversor fotovoltaico es el dispositivo encargado de convertir la corriente continua procedente de las baterías o de los paneles solares en corriente alterna.

Los inversores para instalaciones aisladas oscilan entre 12-48 V. Sin embargo, para instalaciones conectadas a red esta tensión es mucho mayor, ya que se prioriza un aumento la tensión para que circule una menor corriente y así reducir las pérdidas por cableado.

4.6.3.1. Tipos de inversores solares

Instalación aislada

Los **inversores solares para instalaciones aisladas** están conectados a las baterías, con una tensión de entrada admisible acorde a la tensión nominal que llegan a alcanzar dichas baterías.

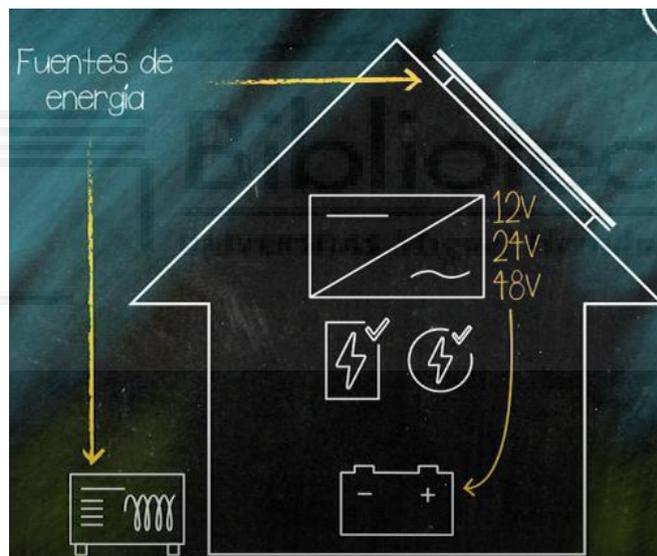


Ilustración 23 - Inversor conexión aislada[21]

Se clasifican en:

- **Onda senoidal pura:** son inversores que generan una energía eléctrica siempre sinusoidal o senoidal pura, de la misma calidad que genera la red eléctrica.
- **Híbridos** o de **onda cuadrada modulada:** son inversores que solo deben ser utilizados en determinadas aplicaciones especiales, ya que al no generar una onda senoidal puede dañar los receptores. Puede ser utilizado para instalaciones aisladas y conectadas.

- **Cargadores:** son inversores que tienen la función adicional de regular la carga de las baterías, es decir, el regulador de carga necesario para controlar la carga de las baterías lo lleva incorporado el mismo inversor. Se le conoce como inversor-regulador.

Conexión a red

- Inversores de **conexión a red:** son inversores que transforman la corriente continua generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna para alimentar las cargas. En caso de que los módulos no generen la energía necesaria, las cargas consumirán energía de la red eléctrica.
- **Microinversores:** funcionan como un inversor de cadena (inversor convencional), pero situado de manera individual en cada panel, transformando la corriente continua de cada panel en corriente alterna individualmente.

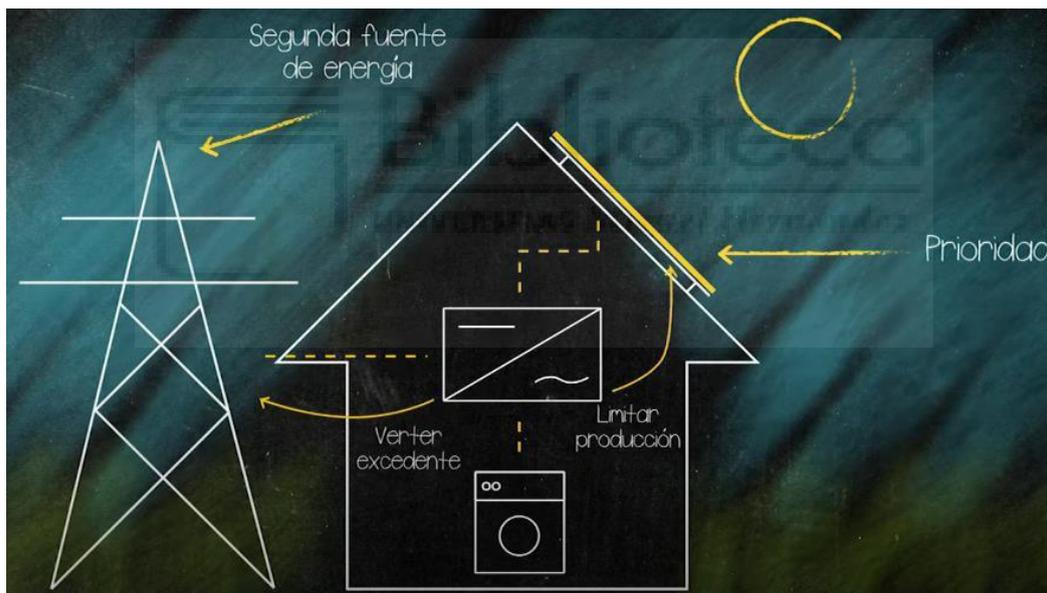


Ilustración 24 - Inversor conexión a red[21]

Otros inversores

- **Monofásicos / trifásicos:** Depende de si la instalación a la que hay que darle servicio eléctrico tiene consumos monofásicos o trifásicos.
- **“Todo en uno”:** Se combina la función de inversor, cargador de baterías y regulador de carga en un sólo dispositivo. Se les conoce como inversor-cargador-regulador.

Parámetros característicos

- **Potencia nominal:** Se trata de la potencia constante que puede entregar el inversor a la salida. Se puede encontrar en vatios [W] y voltio-amperios [VA].
- **Potencia máxima:** Es la potencia máxima que puede alcanzar el inversor durante un breve periodo de tiempo, es útil para suplir los picos de consumo en el arranque de motores.
- **Temperatura:** La potencia y diversos parámetros están limitados para unas condiciones determinadas. Un aumento de la temperatura puede suponer pérdidas de eficiencia en el inversor, suponiendo una disminución del rendimiento de la instalación.
- **Tensión:** En el caso de las instalaciones aisladas, la tensión del inversor dependerá directamente de las baterías instaladas. Sin embargo, en el caso de instalaciones conectadas a red se encuentra un amplio rango de tensiones de entrada, que dependerá principalmente de la potencia del inversor. En cuanto al voltaje de salida, dependerá de si el inversor es monofásico o trifásico.
- **Corriente:** La corriente de entrada limitará el número de ramas de módulos fotovoltaico, por otro lado, la corriente de salida dependerá del tipo de inversor.
- **Tipo de onda:** actualmente, los inversores deben cumplir la normativa vigente, que especifica que los inversores deben generar una corriente alterna de onda sinusoidal pura.
- **Eficiencia energética o rendimiento:** Se trata de la capacidad del inversor de transformar la corriente continua en alterna sin sufrir pérdidas en el proceso.
- **Consumo en Standby:** Es el consumo mínimo del inversor cuando no se encuentra operativo(noche), está directamente relacionado con la potencia del inversor.
- **Ubicación y similitud de los paneles solares:** Algunos seguidores incorporan varios seguir del punto de potencia máxima, parámetro especialmente útil cuando la orientación y ubicación de los módulos no es similar.

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)			12 A / 12 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP_1/MPP_2)			18 A / 18 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)			80 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)			80 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc\ r}$)			710 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)			1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			2 + 2		
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	4,5 kW _{pmo}	5,3 kW _{pmo}	5,5 kW _{pmo}	6,0 kW _{pmo}	6,9 kW _{pmo}
DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Potencia nominal CA ($P_{ac\ r}$)	3.000 W	3.500 W	3.680 W	4.000 W	4.600 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.500 VA	3.680 VA	4.000 VA	4.600 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	13,0 A	15,2 A	16,0 A	17,4 A	20,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5 %				
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac\ r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.				

Ilustración 25 - Ficha técnica inversor solar[21]

4.6.3.2. MPPT

El **MPPT**(Maximum Power Point Tracking), llamado **seguidor del punto de máxima potencia** es una función que encuentra el máximo de los módulos fotovoltaicos, utiliza sistemas de control que permite extraer la producción óptima en cada momento.

Los paneles fotovoltaicos, tienen una curva característica V-I, en la que en unas determinadas condiciones, hay un punto en el que se logra la máxima potencia, el MPPT es el encargado de mantenerse en dicho punto en todo momento, ya que varía a lo largo del día debido a la radiación e inclinación variable del sol.

4.6.4. Baterías

La batería solar es el dispositivo encargado de almacenar la energía eléctrica que no se consume instantáneamente, de modo que puede ser consumida en otro momento. Este dispositivo es capaz de almacenar energía eléctrica transformándola en energía química, de modo que cuando es necesario, transforma la energía química en eléctrica. A este proceso se le llama ciclo y dependiendo de la batería puede repetirse un determinado número de veces.

Las baterías se utilizan principalmente en conexiones aisladas de red, aunque si se requiere se puede instalar en instalaciones conectadas a red.

4.6.4.1. Tipos de baterías

En cuanto a **voltaje**, las más usadas son baterías de **6V**, baterías de **12V**, baterías de **24V** y baterías de **48V**.

En cuanto a **tecnología** se clasifican en:

Las baterías de **arranque** o baterías **SLI**: para fuentes de ignición, iluminación de vehículos como motor a explosión.

Las baterías **industriales** para el sector de las telecomunicaciones, servicios auxiliares, transformadoras de energía (solar y eólica), iluminación de emergencia y vehículos eléctricos, entre sus usos más frecuentes.



Las baterías industriales se dividen en: **GEL**, **AGM**, **litio** y baterías **estacionarias**: **OPzS**, **OPzV** y **TOPzS**.

Las baterías no se van a desarrollar en profundidad ya que solo son interesantes en conexiones aisladas, en el caso de nuestra nave industrial será una conexión a red.

En las conexiones a red por lo general no son rentables, las baterías aumentan enormemente la inversión por lo que solo se instalan cuando son realmente necesarias.

4.6.5. Reguladores

Los reguladores, también conocidos como controladores de carga de las baterías solares. Es el dispositivo intermedio entre los módulos fotovoltaicos y las baterías, su objetivo es el control del voltaje y corriente que circula de los paneles a las baterías.

Este dispositivo es imprescindible en instalaciones fotovoltaicas que incorporan baterías. Además, son capaces de controlar la carga de las baterías, como desconectándolas si están a plena carga.

Este dispositivo, como se ha visto anteriormente, lo incorporan algunos inversores, por lo que dependiendo del inversor, será necesario o no.

4.6.5.1. Tipos de reguladores

Reguladores PWM

PWM (Pulse Width Modulation o **Ancho de Pulso modulado**) son los reguladores de carga más sencillos. Permiten que los módulos fotovoltaicos trabajen a la tensión de la batería, básicamente funcionan como un interruptor. Tiene dos posiciones, abierto y cerrado, e inician la carga de la batería en función de la tensión que tenga la batería.



Ilustración 26 - Regulador PWM[21]

Reguladores MPPT

MPPT (Maximum Power Point Tracking o **seguidor de punto de máxima potencia**) son los regulares solares más avanzados. Funcionan como un convertidor de corriente continua a corriente continua (DC-DC) variando la tensión. Dan prioridad al amperaje, no al voltaje y tienen un seguidor de alta potencia. Son los más recomendables para sacar el máximo partido a los paneles solares, pero también son los más caros.



Ilustración 27 - Regulador MPPT[21]

4.7. Tipos de conexión

4.7.1. Instalación aislada de red

En las instalaciones aisladas de red, la instalación no está en ningún momento en contacto con la red eléctrica.

Estas instalaciones por lo general cuentan con, paneles solar, inversor, regulador de carga y baterías.

En este tipo de instalaciones, las baterías representan el componente principal, ya que las cargas dependen íntegramente de las baterías, al no poder recurrir a la red eléctrica. Por lo tanto, es importante que en la fase de diseño, se realice una estimación ajustada al consumo, de modo que las baterías siempre puedan suministrar energía.

4.7.2. Instalación conectada a red

En las instalaciones conectadas a red, el funcionamiento es similar a las instalaciones aisladas, pero teniendo en cuenta que en caso de que hubiesen baterías y no les quedase energía o que el campo fotovoltaico no fuese capaz de alimentar las cargas, se puede recurrir a la red eléctrica en caso de ser necesario.

En función del uso que se le dé a la energía producida excedente, se dividen en:

Autoconsumo sin vertido a red

Son instalaciones en las que no se vierte en ningún momento energía a la red, ya sea porque se consume toda la energía producida o en caso de que pueda haber energía excedente, se debe instalar un **dispositivo antivertido**.

Autoconsumo con vertido a red

En este tipo de instalación, en caso de haber energía excedente se puede verter a la red eléctrica. Con la energía vertida se puede optar por **venderla** o por **compensarla**, se verá más detalladamente qué requisitos existen en la normativa.

4.8. Normativa

Inicialmente, la legislación cambia dependiendo del tipo de instalación, conectada a red eléctrica o aislada.

Si la **instalación es aislada** se considera una **instalación generadora de baja tensión**, debido a que los paneles fotovoltaicos no pueden trabajar por encima 1 kV, teniendo en cuenta que el límite para continua se establece en 1,5 kV, siempre estaremos en **baja tensión**.

Las instalaciones aisladas de la red eléctrica se rigen por el **RD 842/2002** (REBT), en concreto, en la **ITC-BT-40**. Según el REBT, para instalaciones de potencia inferior a **10kW** no es necesario un proyecto, sino que será suficiente una **memoria técnica** realizada por un electricista acreditado. Sin embargo, para instalaciones de potencias superiores a 10kW es necesario un **proyecto**, firmado por un técnico, siguiendo la **ITC-BT-04**.

Además de las instalaciones aisladas de red con baterías vistas anteriormente, también se consideran aisladas las **instalaciones de sistemas de bombeo**.

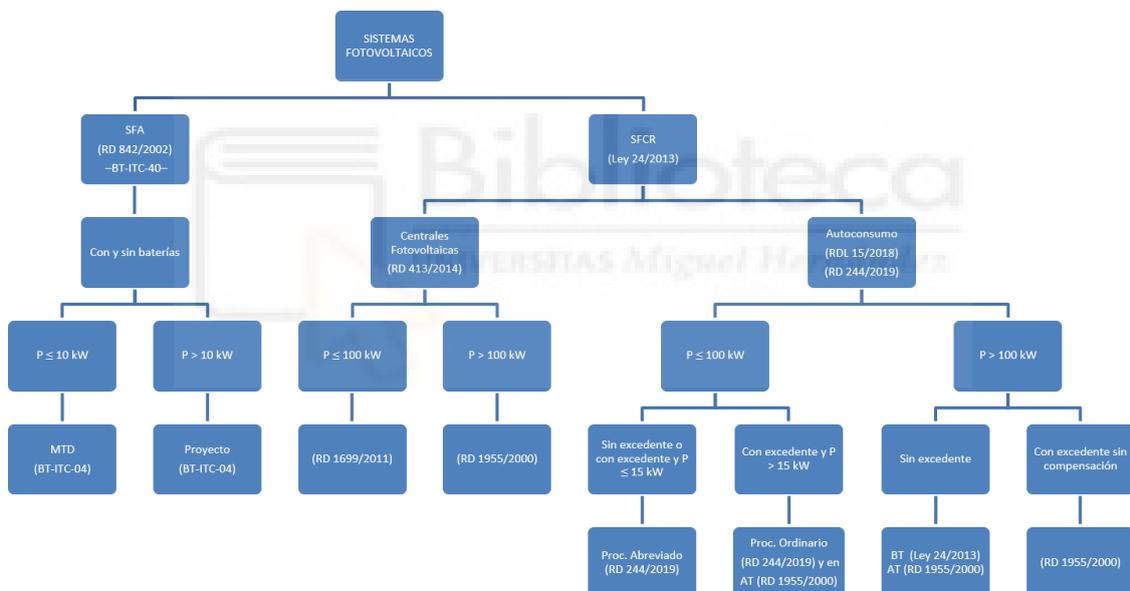


Ilustración 28 - Legislación fotovoltaica en España

En las **instalaciones conectadas a red**, la legislación las clasifica en **autoconsumo**, diseñadas para consumir gran parte de la energía eléctrica generada y verter el excedente y en **centrales fotovoltaicas**, diseñadas para verter toda la energía eléctrica a la red.

En **autoconsumo**, las normas a seguir son el **RDL 15/2018** y el **RD 244/2019**. Estas normas, como se ha mencionado anteriormente, dividen las instalaciones de autoconsumo en, autoconsumo **con excedentes** y **sin excedentes**.

Las **instalaciones sin excedentes** no pueden verter energía a la red, por lo que se debe instalar un dispositivo de **antivertido**.

A su vez, las instalaciones de **autoconsumo con excedentes** se dividen en, **sin derecho a compensación y con derecho a compensación**.

Para tener derecho a compensación la potencia debe ser inferior a **100 kW**, además la instalación debe de estar **próxima** a la red eléctrica. En el caso de que no se cumpla la restricción de potencia, la instalación se registrará por el *RD 1955/2000*.

En las **instalaciones con excedentes con derecho a compensación** se rigen por el *RD 244/2019*, que para la legalización de instalaciones de potencia inferior a **15 kW**, la tramitación es similar a las instalaciones aisladas.

Además de los anteriores RD, las instalaciones de baja tensión deben cumplir el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)*.

En las **instalaciones fotovoltaicas destinadas a la venta de energía (centrales fotovoltaicas)**, se rigen por el *RD 413/2014*, que establece la retribución de la energía generada dependiendo del tipo de instalación.

Las **centrales fotovoltaicas** tienen como objetivo generar la máxima energía eléctrica posible, para así aumentar la rentabilidad. Por lo tanto, la mayoría superan ampliamente los 100 kW, por lo que deben de cumplir el *RD 413/2014* y el *RD 1955/2000*.



Ilustración 29 - Huerto solar

Independientemente del tipo de instalación que se vaya a implantar, se deben conocer las **principales normas de aplicación** de estos sistemas de generación eléctrica renovable:

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Real Decreto 900/2015 de 9 de octubre (derogado), por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Imponía el peaje de respaldo, también llamado impuesto al Sol.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.1. Emplazamiento

La nave industrial estará situada en el Parque industrial de Elche, un polígono industrial en crecimiento que cuenta con grandes empresas de servicios de mensajería, transportes, almacenes y logística en general. El parque industrial se encuentra entre Elche y Torrellano, la parcela seleccionada se encuentra al oeste del parque.

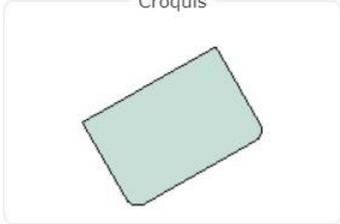


Ilustración 30 - Parque Industrial de Elche

A continuación, se muestra la información de la parcela seleccionada:

PARCELA CATASTRAL 7710101YH0471B

Croquis



Fotografía fachada



FOTOGRAFÍA NO DISPONIBLE

CL JOSEP LLUIS SERT 14
 ELCHE/ELX (ALICANTE)
 9.525 m²

[Más información de la parcela](#) ▼

INFORMACIÓN DE LOS INMUEBLES Excel

7710101YH0471B0001GD CL JOSEP LLUIS SERT 14 Suelo
 Suelo sin edif., obras urbaniz., jardinería, constr. ruinosa | | 100,00% | 0

Ilustración 31 - Información parcela

La parcela cuenta con 9.525 m², sin embargo, la nave industrial no alcanza los 3.200 m², esto se debe a que, al ser una nave industrial diseñada para el almacenamiento, se ha destinado una gran superficie de la parcela a la maniobra de camiones para la carga y descarga de mercancía. Por otro lado, en el interior de la parcela no se encuentran numerosas plazas de aparcamiento, esto se debe a que junto a la parcela hay una parking.



Ilustración 32 - Parcela nave industrial

Finalmente, mencionar que la parcela se encuentra orientada a 28º respecto al eje N-S.



Ilustración 33 - Orientación parcela

5.2. Hora solar pico (HSP)

Radiación solar

El Sol genera energía y la transmite en forma de radiación electromagnética y alcanza la atmósfera terrestre en forma de conjunto de radiaciones o espectro electromagnético con diversas longitudes de onda.

La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad, y otras previsible, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por los movimientos de la Tierra. Para facilitar su estudio, la radiación solar sobre un receptor se clasifica en tres:

Radiación directa: Es la radiación recibida desde el Sol, sin que sufra desviación alguna en su camino a través de la atmósfera.

Radiación difusa: Es la radiación solar que sufre cambios en su dirección, principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera.

Albedo: Radiación directa y difusa que es reflejada por el suelo u otras superficies próximas.

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre de radiación global que es la radiación solar total que recibe la superficie de un receptor y por lo tanto la que nos interesa conocer y cuantificar.

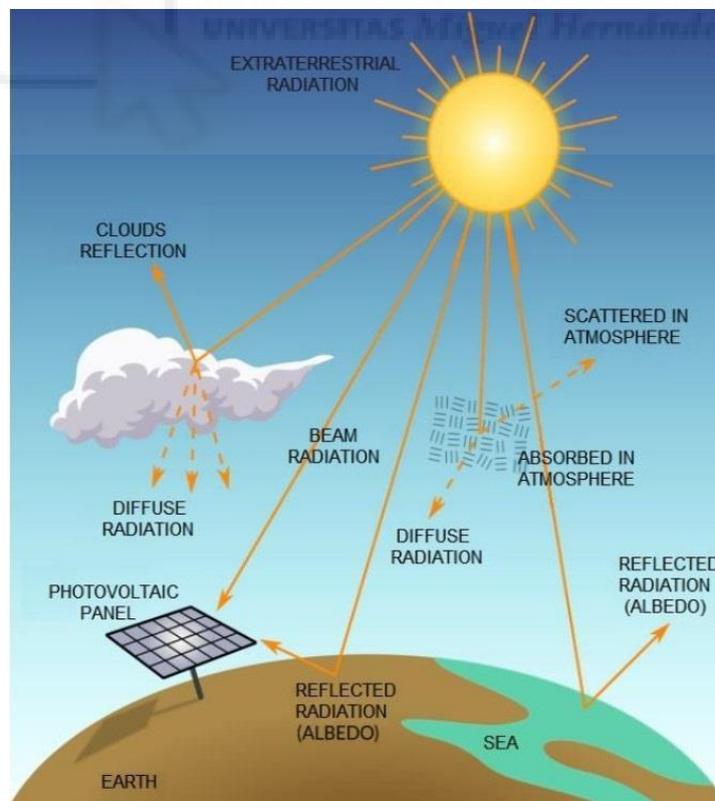


Ilustración 34 - Componentes de la radiación solar[26]

Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie:

Irradiancia: Potencia o radiación incidente por unidad de superficie, indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).

Irradiación: Integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado, es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año).

Hora solar pico

Se define como **hora solar pico** al número de horas con una irradiancia ficticia de $1000 W/m^2$ durante un día en una ubicación determinada. Para calcularlo basta con extraer los datos de irradiación y dividirlos entre $1000 W/m^2$.

Es un concepto importante ya que posteriormente se utilizará para calcular la potencia de paneles fotovoltaicos a instalar.

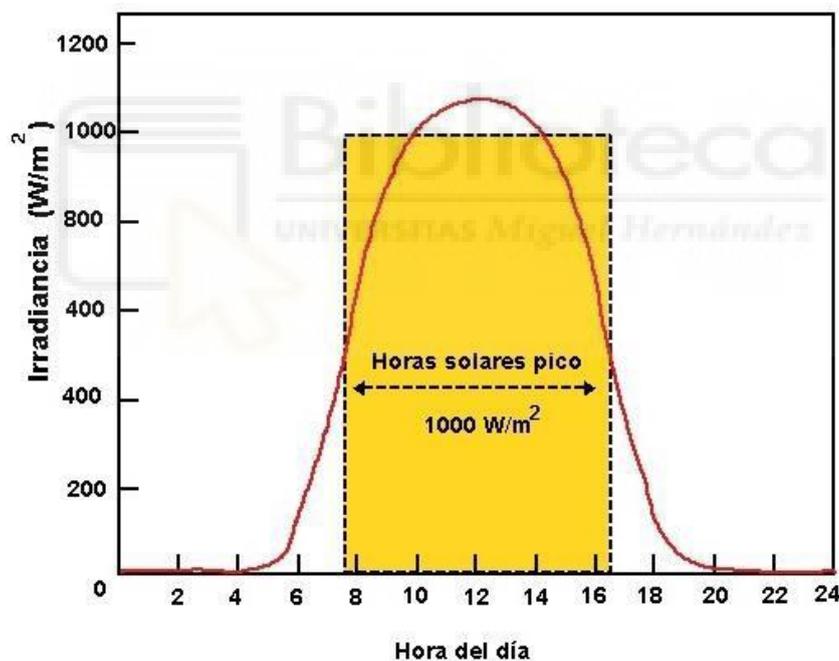


Ilustración 35 - Hora solar pico[25]

5.2.1. Ángulo de inclinación y orientación

Para extraer los datos de irradiación utilizaremos la herramienta PVGIS, anteriormente descrita, para ello necesitamos calcular los ángulos óptimos de inclinación y orientación (acimut) de los paneles solares.

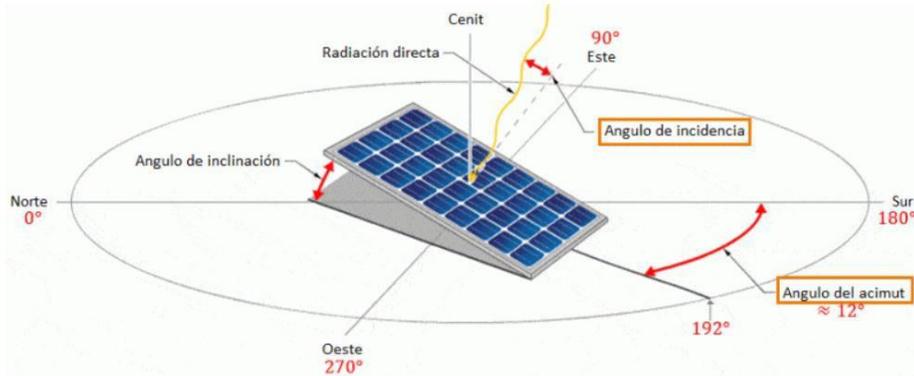


Ilustración 36 - Ángulos panel solar[24]

Lo ideal sería que la radiación incidente en el panel solar sea perpendicular, para ello se debería corregir la inclinación y orientación a todas horas y todos los días, esto resulta en una estructura muy cara por lo que solo es interesante en determinados huertos solares.

Inicialmente, se intentará que el campo fotovoltaico ocupe solo la cara sur de la cubierta, en caso de no disponer de espacio suficiente se utilizarán ambas caras. Hay que tener en cuenta que si se utilizan dos caras se deberá diseñar un inversor con doble seguidor, ya que al no ser una cubierta plana los rayos incidentes serán diferentes.

Para calcular el ángulo de acimut se ha hecho usando AutoCAD, con una imagen del catastro de la parcela donde estará situada la nave industrial:

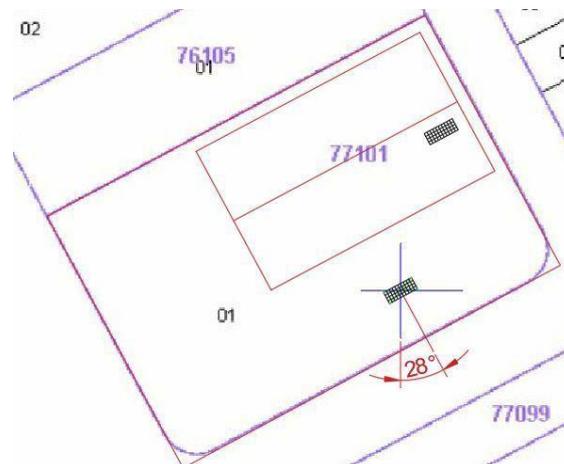


Ilustración 37 - Ángulo de acimut

Sabiendo que el ángulo de azimut $\beta = -28^\circ$ debido a que la nave industrial esta ligeramente orientada hacia el sureste.

Para calcular el ángulo de inclinación primero debemos saber el ángulo de inclinación de la cubierta sur de la nave industrial, para ello haremos uso de los planos de los pórticos.

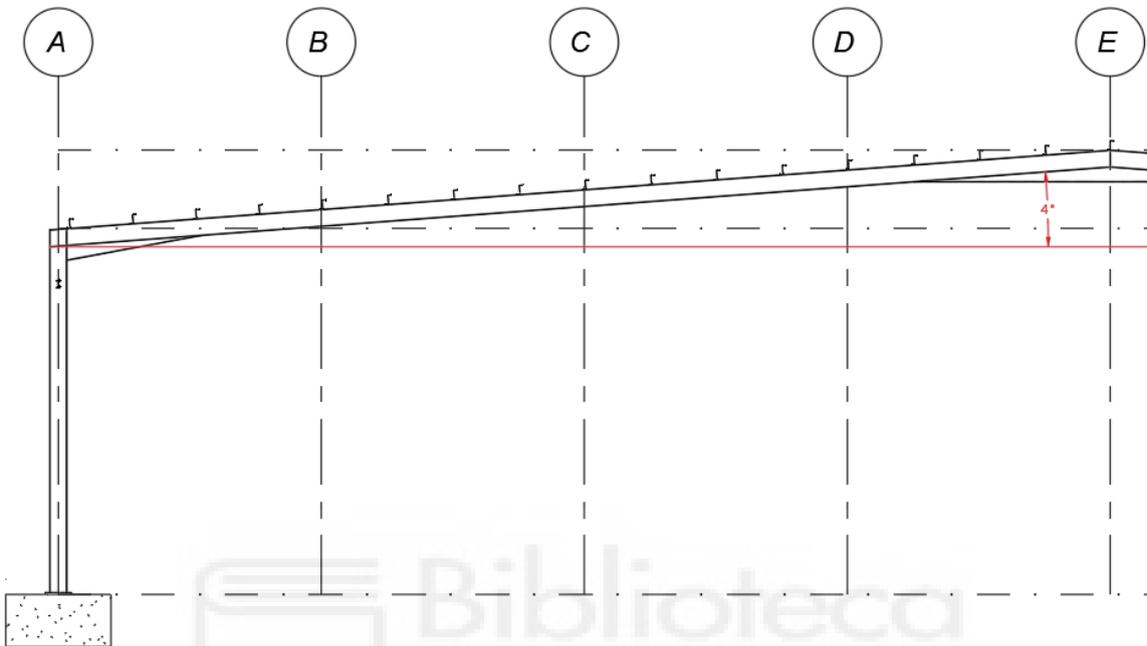


Ilustración 38 - Ángulo de inclinación cubierta

Se obtiene que el ángulo de inclinación de la cubierta es de 4° , sabiendo este dato, pasamos a calcular el ángulo de inclinación óptimo para la ubicación de los paneles.

Para ello consultaremos al PVGIS que calcule el ángulo óptimo para una potencia cualquiera:

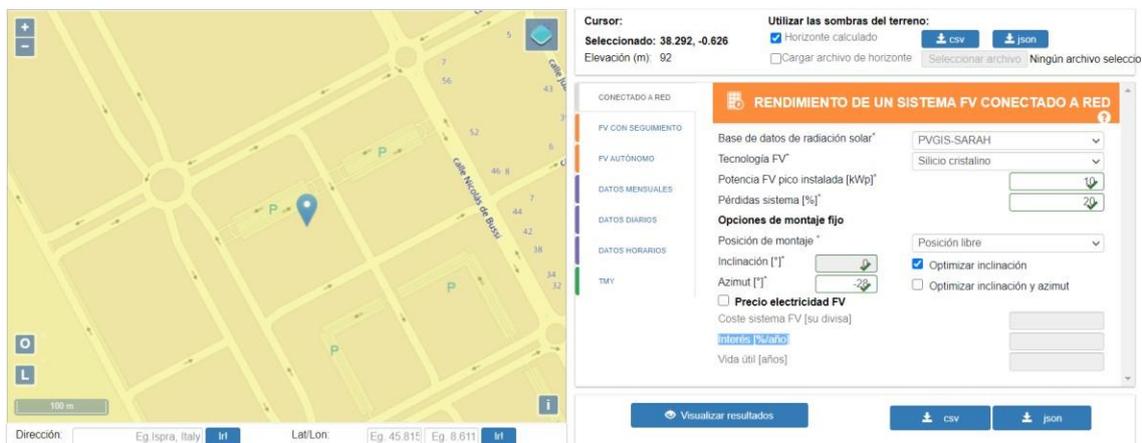


Ilustración 39 - Datos de entrada para cálculo del ángulo de inclinación óptimo

Resumen

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38.292, -0.626
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	10
Pérdidas sistema [%]:	20

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	<u>35 (opt)</u>
Ángulo de azimut [°]:	-28
Producción anual FV [kWh]:	15264.46
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2097.59
Variación interanual [kWh]:	408.05
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.59
Efectos espectrales [%]:	0.52
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.1
Pérdidas totales [%]:	-27.23

Ilustración 40 - Ángulo de inclinación óptimo

Como resultado de la simulación se obtiene, entre otros resultados, que el ángulo de inclinación óptimo es $\alpha = 35^\circ$, se trata del ángulo para el que se va a obtener la mayor producción fotovoltaica anual.

Teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación de la nave es de 4° y el óptimo es de 35° , necesitaremos una estructura que nos proporcione un ángulo de inclinación de $35^\circ - 4^\circ = 31^\circ$.

5.3. Estructura soporte

La estructura de soporte inclinada será fabricada por la empresa “Suports Gonvarri Industries”, Suports es una marca integrada en “Solar Steel”, dicha empresa ofrece diseño y soluciones específicas en cuanto a estructuras para paneles solares, se elige el **Sistema inclinado básico**.

El precio es desconocido, aunque se para el cálculo del presupuesto se realizará una estimación, se adjunta su ficha técnica en el Anexo C – Fichas técnicas.

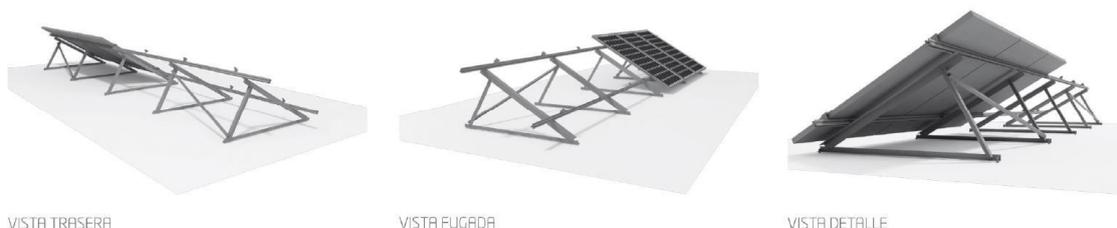
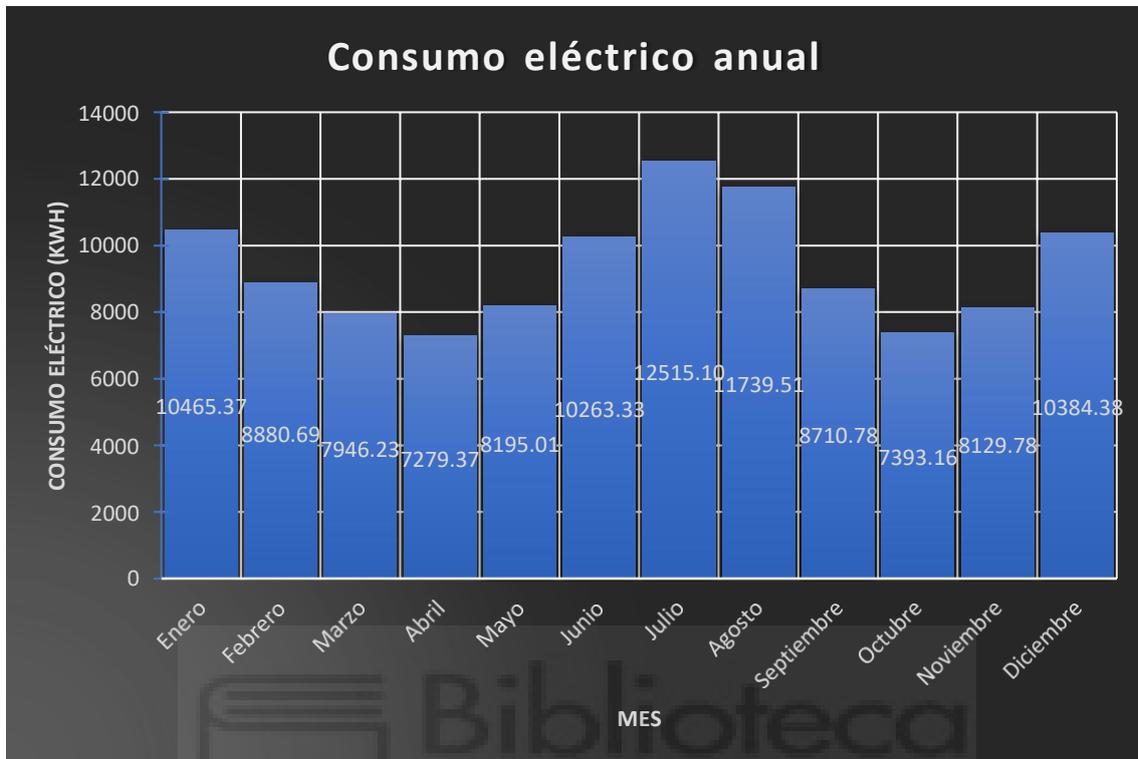


Ilustración 41 - Sistema inclinado básico - Suports

5.4. Panel solar

Inicialmente, debemos saber cuál va a ser la potencia total instalada en paneles fotovoltaicos, para ello se adjunta el gráfico de consumo de cada mes:



En formato de tabla:

Mes	Consumo eléctrico (kWh)
Enero	10465,37
Febrero	8880,69
Marzo	7946,23
Abril	7279,37
Mayo	8195,01
Junio	10263,33
Julio	12515,10
Agosto	11739,51
Septiembre	8710,78
Octubre	7393,16
Noviembre	8129,78
Diciembre	10384,38
Medio	9325,23
Anual	111902,72

Una vez se han obtenido los datos de consumo debemos elegir el criterio que se va a seguir para el cálculo de la potencia instalada. Se va a diseñar una instalación

fotovoltaica en la cual el autoconsumo sea aprovechado el máximo posible, es decir, que el autoconsumo sea del 100%.

Fórmula para el cálculo de potencia en paneles a instalar:

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

P_{mp}	Potencia mínima del campo generador fotovoltaico [kW]
G_{CEM}	Radiación estándar de testeo = 1 kW/m ²
E_D	Energía diaria demandada [kWh]
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	Radiación promedio diaria [kWh/m ²]
PR	Rendimiento energético de la instalación en condiciones reales de trabajo

Ecuación 1 – Apartado 7.2.4 (Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red – IDAE)

Energía diaria demandada E_D

Para ello se diseñará la instalación para el consumo de Abril, ya que es el mes con menor consumo eléctrico. Obtenemos el consumo de un día medio en Abril:

$$E_D = \frac{7279,37 [kWh]}{30 [d]} = 242,65 \frac{kWh}{d}$$

Radiación promedio diaria $G_{dm}(\alpha, \beta)$

A continuación, se extraen los datos de radiación promedio diaria de un mes de Abril para $G_{dm}(35^\circ, -28^\circ)$ con la herramienta PVGIS.

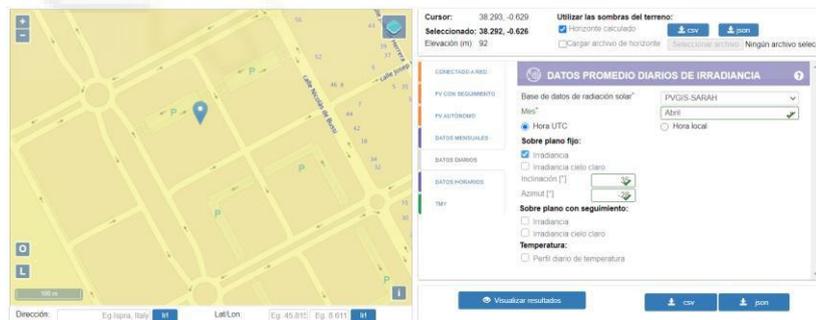


Ilustración 42 - Datos de entrada $G_{dm}(35^\circ, -28^\circ)$

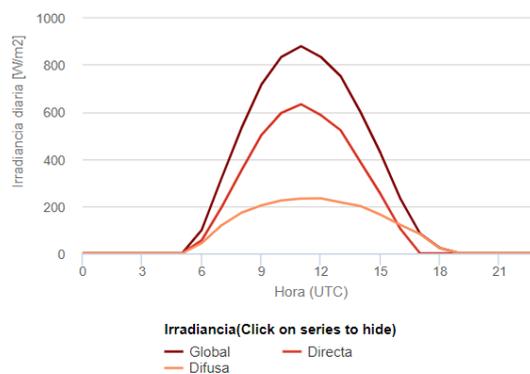


Ilustración 43 - Radiación $G_{dm}(35^\circ, -28^\circ)$ en Abril

Hora		G(i)	Gb(i)	Gd(i)
UTC	Local (UTC + 2)			
5:00	7:00	0	0	0
6:00	8:00	99,74	55,17	43,4
7:00	9:00	319,08	195,49	119,52
8:00	10:00	531,28	351,86	172,21
9:00	11:00	714,69	501,1	203,42
10:00	12:00	831,85	594,92	224,46
11:00	13:00	877,91	631,59	232,46
12:00	14:00	832,53	585,8	232,79
13:00	15:00	750,93	521,36	216,12
14:00	16:00	598,18	385,91	200,56
15:00	17:00	425,66	251,9	164,25
16:00	18:00	232,34	104,4	121,38
17:00	19:00	83,49	0	81,76
18:00	20:00	22,39	0	21,93
19:00	21:00	0	0	0
Total		6320,07		

G(i) Global irradiance on a fixed plane (W/m²)

Gb(i) Direct irradiance on a fixed plane (W/m²)

Gd(i) Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m²)

Finalmente obtenemos que $G_{dm}(\alpha, \beta) = 6320 \text{ W/m}^2 = 6,32 \text{ kW/m}^2$

Rendimiento energético de la instalación PR

El “performance ratio” es la eficiencia en condiciones reales de trabajo, tiene en cuenta:

- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas por cableado.
- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.

Se estima un valor promedio anual entre 0,7 y 0,8. Se considerará un PR = 0,75.

Potencia del campo generador fotovoltaico

$$P_{mp} = \frac{G_{CEM} \times E_D}{G_{dm}(\alpha, \beta) \times PR} = \frac{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right] \times 242,65 \left[\frac{kWh}{d} \right]}{6,32 \left[\frac{kW}{m^2} \right] \times 0,75} = 51,2 \text{ kW}$$

Por lo tanto, se deben instalar un campo fotovoltaico de 51,2 kW como mínimo, a continuación, se selecciona el panel solar y se calcula el número de paneles.

Se selecciona el panel solar **400W_p Perc Mono ERA**, principales características:

- Voltaje a máxima potencia (V_{MP}): 41,7 V
- Corriente a máxima potencia (I_{MP}): 9,6 A
- Voltaje en circuito abierto (V_{OC}): 49,8 V
- Corriente en cortocircuito (I_{SC}): 10,36 A
- Eficiencia del módulo: 20,17%

Se adjunta su ficha técnica completa en el Anexo C – Fichas técnicas.

Normalmente se recomienda el uso de paneles policristalinos para climas cálidos, sin embargo, los paneles monocristalinos de célula PERC disponen de una capa reflectante que ayuda a disipar el calor, mejorando el rendimiento del panel respecto a la temperatura.

El precio del panel 400W_p Perc Monocristalino ERA es de 157,83€ .



Ilustración 44 - Panel solar monocristalino PERC ERA 400W_p[21]

Número de paneles solares

Dado que la potencia a instalar son 51,2 kW y cada panel es de 400W, obtenemos el número de paneles: $N = \frac{51,2 [kW]}{0,4 [kW]} = 128 \text{ paneles solares}$

5.5. Inversor

Para seleccionar un inversor debemos estimar cuál será la potencia contratada, ya que será la potencia que suministrará el inversor

Potencia fija en alterna (luminarias y unidades interiores) 12,85 kW

Potencia variable en trifásica (unidad exterior) 0-25,41 kW, media de 10,73 kW

Potencia máxima simultánea 38,26 kW (12,85 + 24,41) kW

Se debe tener en cuenta que, aunque los consumos calculados alcanzan una potencia simultánea de 38,26 kW como máximo, no se han tenido en cuenta todos los consumos, como pueden ser tomas de corriente, muelle de carga y descarga o portones industriales entre otros. Es por ello que el inversor estará aparentemente sobredimensionado, teniendo que en cuenta que habrán mas cargas y para una posterior ampliación de la potencia fotovoltaica instalada, se buscará un inversor trifásico que entregue una potencia de 50 kW.

Se elige el **Inversor Red Trifásico 50kW RIELLO Sirio TL 50**. Se trata de un inversor de la marca Sirio que dispone de 4 seguidores MPPT, que permite un óptimo seguimiento de punto máximo de potencia en caso de que los paneles tengan distintas orientaciones

Se adjunta su ficha técnica y manual de uso en el Anexo C – Fichas técnicas.



Ilustración 45 - Inversor trifásico 50 kW RIELLO Sirio TL50[21]

El precio del inversor es de 5.877,14€

Conexiones campo fotovoltaico

A continuación, se debe determinar cómo estarán conectados los paneles fotovoltaicos a fin de cumplir las especificaciones de tensión y corrientes del inversor.

Para ello vamos a agrupar los datos necesarios:

Panel solar:

$$V_{MP} = 41,7 \text{ V}$$

$$I_{MP} = 9,6 \text{ A}$$

$$V_{OC} = 49,8 \text{ V}$$

$$I_{SC} = 10,36 \text{ A}$$

$$\alpha_{I_{SC}} = +0,02973 \text{ \%}/^{\circ}\text{K}$$

$$\beta_{V_{OC}} = -0,38038 \text{ \%}/^{\circ}\text{K}$$

Inversor (datos de entrada):

$$V_{MAX} = 1100 \text{ V}$$

$$I_{MAX} = 110(33/33/22/22) \text{ A}$$

$$I_{SC,MAX} = 142(42/42/28/28) \text{ A}$$

$$V_{MIN} = 250\text{V} / 200\text{V}$$

$$V_{MPPT} = 200 - 960 \text{ V}$$

Se deben encontrar una configuración de paneles solares en la que se cumplan los requisitos de tensión y corriente del inversor.

Para ello se calculará la tensión máxima y mínima que alcanzará el panel fotovoltaico:

Se considera que la temperatura mínima alcanzable es de -5°C y máxima de 70°C (**los coeficientes α y β están medidos respecto a una temperatura de 25°C**).

Día más **frío**:

$$\beta_{V_{OC}}(-5^{\circ}\text{C}) = \beta_{V_{OC}} \times V_{OC} = \frac{-0,38038}{100} \left[\frac{1}{\text{K}} \right] \times (268 - 298)[\text{K}] \times 49,8 [\text{V}] = 5,68 \text{ V}$$

$$V_{OC,MAX} = 49,8 \text{ V} + 5,68 \text{ V} = 55,48 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie(string)} \leq \frac{V_{MAX}(\text{inversor})}{V_{OC,MAX}} = \frac{1100 \text{ V}}{55,48 \text{ V}} = 19,82 \text{ módulos}$$

Día más **cálido**:

$$\beta_{V_{OC}}(70^{\circ}\text{C}) = \beta_{V_{OC}} \times V_{MP} = \frac{-0,38038}{100} \left[\frac{1}{\text{K}} \right] \times (343 - 298)[\text{K}] \times 41,7 [\text{V}] = -7,13 \text{ V}$$

$$V_{MP,MIN} = 41,7 \text{ V} - 7,13 \text{ V} = 34,57 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie(string)} \geq \frac{V_{MPPT}(\text{inversor})}{V_{OC,MAX}} = \frac{200 \text{ V}}{34,57 \text{ V}} = 5,78 \text{ módulos}$$

A continuación, se calcula en número de módulos en paralelo:

Día más **frío**:

$$\alpha_{Isc}(-5^{\circ}C) = \alpha_{Isc} \times I_{mp} = \frac{0,02973}{100} \left[\frac{1}{K}\right] \times (268 - 298)[K] \times 9,6[A] = -0,085 A$$

$$I_{MP,MIN} = 9,6 A - 0,085 A = 9,515 A$$

$$N^{\circ} \text{módulos en paralelo} \leq \frac{I_{MAX}(inversor)}{I_{MP,MIN}} = \frac{110 A}{9,515 A} = 11,56 \text{ módulos}$$

Día más **cálido**

$$\alpha_{Isc}(70^{\circ}C) = \alpha_{Isc} \times I_{sc} = \frac{0,02973}{100} \left[\frac{1}{K}\right] \times (343 - 298)[K] \times 10,36[A] = 0,138 A$$

$$I_{SC,MAX} = 10,36 A + 0,138 A = 10,498 A$$

$$N^{\circ} \text{módulos en paralelo} \leq \frac{I_{SC,MAX}(inversor)}{I_{SC,MAX}} = \frac{142 A}{10,498 A} = 13,52 \text{ módulos}$$

En resumen:

$$5,78 \leq N^{\circ} \text{módulos en serie} \leq 19,82$$

$$N^{\circ} \text{módulos en paralelo} \leq 11,56$$

Módulos en serie: 17

Módulos en paralelo: 8

Por lo tanto, el número de paneles fotovoltaicos asciende a 136, por lo que potencia inicial instalada en paneles aumentará de 51,2 kW a 54,4 kW

Especificar que, al tener todos los módulos la misma inclinación y orientación podríamos utilizar un solo seguidor MPPT, sin embargo, el inversor ofrece 4 seguidores MPPT por lo que podríamos usar los 4 o usar 2 y dejar 2 libres en caso de que en una futura ampliación de paneles tengan otra orientación. Dicho criterio queda a especificar por el cliente(se deben cumplir las especificaciones de entrada).

Disposición de los paneles fotovoltaicos

Se debe calcular la posición de los paneles fotovoltaicos en la cubierta a fin de evitar sombras.

El pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red indica que para el cálculo de distancia mínima en cubierta inclinadas, se debe utilizar la ayuda de un programa de sombreados para el cálculo de dicha distancia.

Para ello se usará la calculadora online de Monsolar (proveedor de equipos de energía solar), se muestra a continuación:

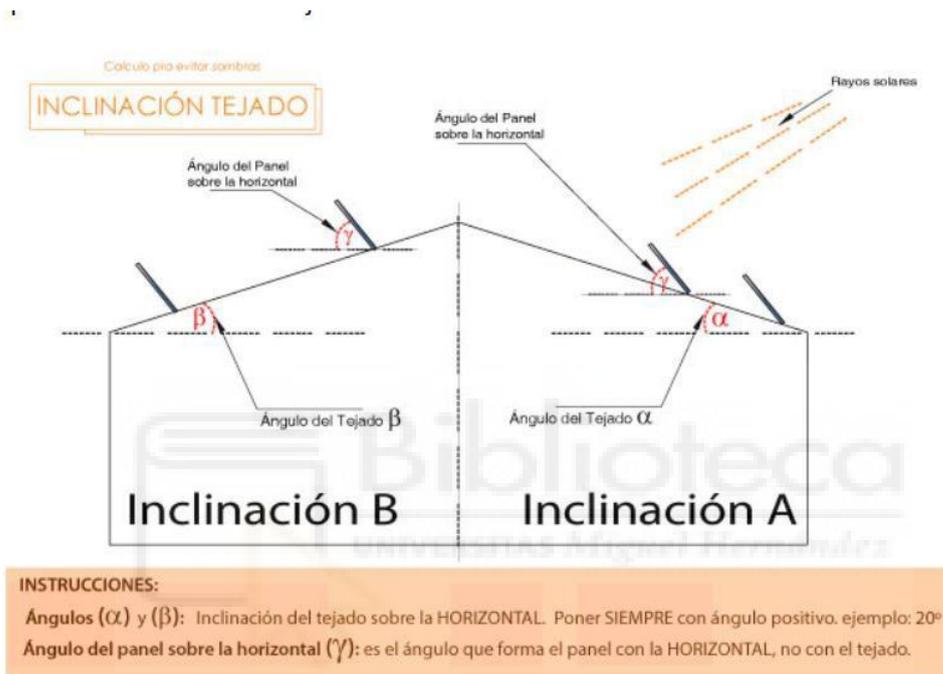


Ilustración 46 - Esquema inclinación tejado[27]

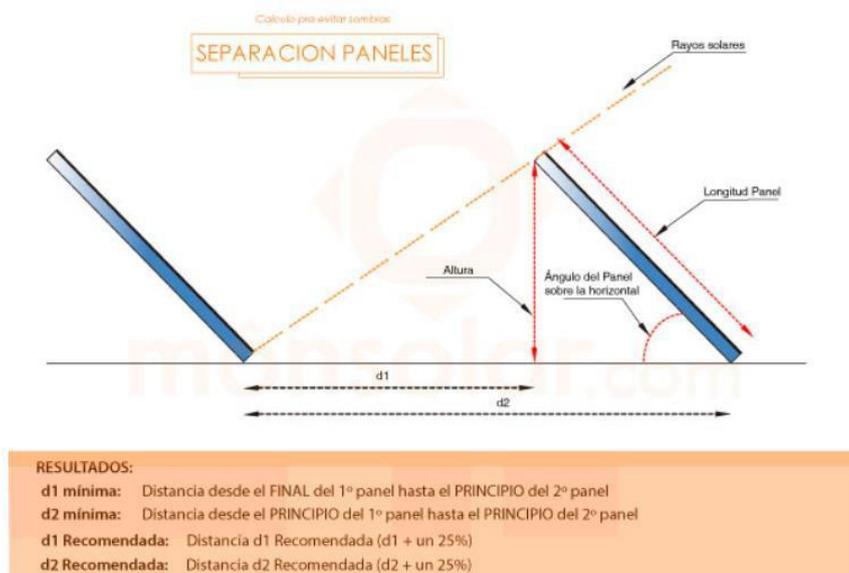


Ilustración 47 - Esquema separación filas de paneles[27]

Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Horizontal	0				0,000	0,000	0,000	0,000
Inclinación A	4	38,29	1,002	35	0,818	1,024	1,675	2,088
Inclinación B	1				0,000	0,000	0,000	0,000

LEYENDA:

Tipo de tejado: Puede ser horizontal, con inclinación tipo A favorable para la separación entre filas de paneles o inclinación tipo B desfavorable para la separación entre filas de paneles. Utilizar el punto como separador decimal.

Inclinación del tejado: Introducir el ángulo de inclinación del tejado. **Horizontal** = 0 grados; **Inclinación A** = ángulo de inclinación del tejado en positivo; **Inclinación B** = ángulo de inclinación del tejado en negativo.

Latitud del lugar: Es la latitud del lugar de la instalación, valor en grados. Utilizar el punto como separador decimal.

Longitud del panel solar: Valor en metros (m). Si el panel está en vertical este valor será la parte larga del panel solar, si el panel está en horizontal este valor será el ancho del panel. Utilizar el punto como separador decimal.

Ángulo del panel sobre la Horizontal: Es el ángulo que forma el panel sobre la Horizontal, no sobre el tejado.

d1 mínima: mínima distancia de separación desde el FINAL del 1º panel hasta el PRINCIPIO del 2º.

d1 recomendada: Es la d1 incrementada en un 25%. Se recomienda utilizar este valor siempre que sea posible.

d2 mínima: mínima distancia de separación desde el PRINCIPIO del 1º panel hasta el PRINCIPIO del 2º.

d2 recomendada: Es la d2 incrementada en un 25%. Se recomienda utilizar este valor siempre que sea posible.

Ilustración 48 - Tabla calculadora de distancias[27]

Por lo tanto, según la calculadora de Monsolar, la distancia requerida entre bases de los paneles debe ser mayor a 2,1m.

Según el pliego de condiciones técnicas conectadas a red, la distancia se calcula con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

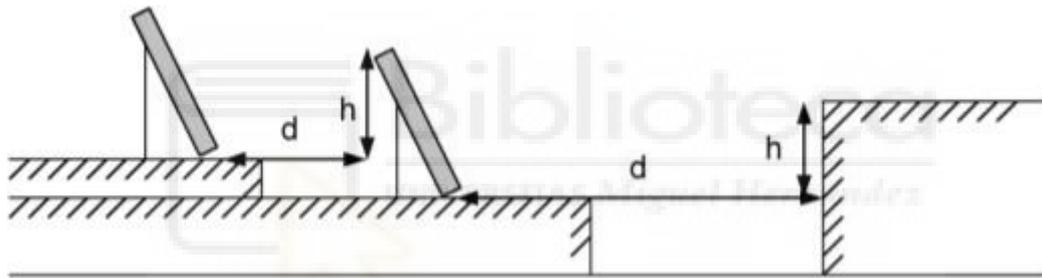


Ilustración 49 - Distancia entre paneles (Pliego de condiciones)

En el supuesto caso de que la cubierta no fuese inclinada, podríamos calcular h como $\text{sen}(35) = \frac{h}{1,002} \rightarrow h = 0,575\text{m}$, por lo que $\rightarrow d = \frac{0,575}{\tan(61-38,29)} = 1,37\text{ m}$

Esta distancia "d" no es la misma que la anterior, para ello debemos calcular la proyección horizontal del panel:

$$\text{cos}(35) = \frac{x}{1,002} \rightarrow x = 0,82\text{m}, \text{ por lo que distancia entre bases sería } \rightarrow d = 2,19\text{ m}$$

Teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación de la cubierta inclinada la nave industrial es ínfimo(4º), se podría tomar esta distancia como válida. Teniendo en cuenta que la cubierta sur dispone de 1.647m², y que se instalarán 136 paneles fotovoltaicos de casi 2m², por lo que solo se ocupará menos del 20% del espacio disponible, se tomará como distancia entre paneles $d = 2,5\text{m}$, debido a que no habrá problemas de espacio y a que es la distancia entre correas, que será donde atornillemos la estructura de soporte.

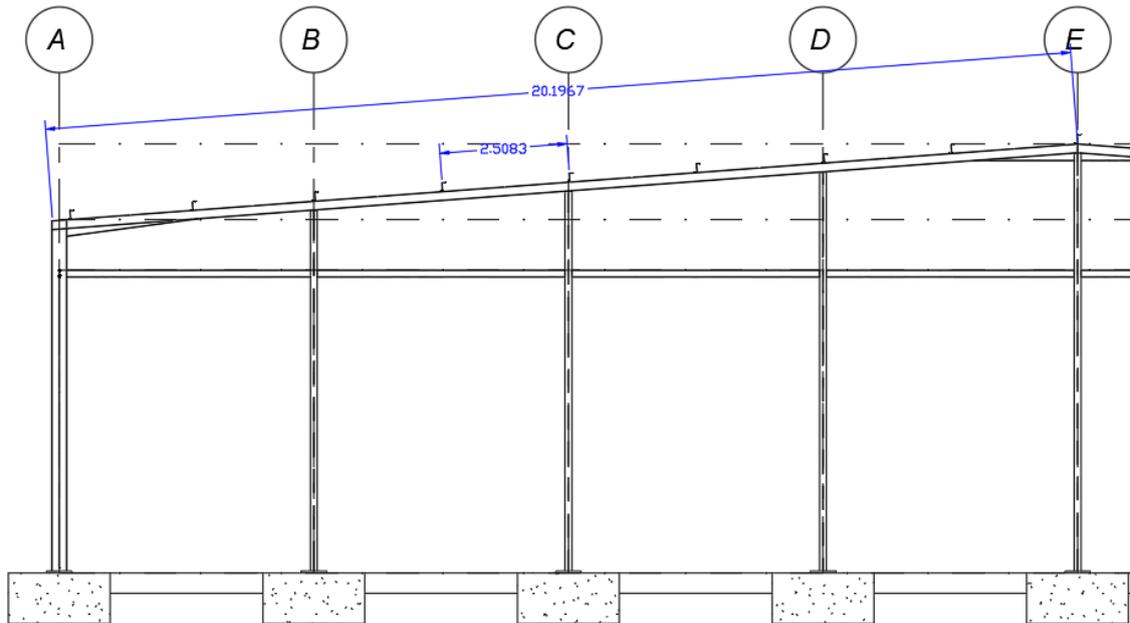


Ilustración 50 - Alzado pórtico (cotas)

La longitud de la cubierta inclinada es de 20,1976m, además se observa que la distancia entre correas es de $\approx 2,5$ m. Por lo tanto, podemos calcular el máximo de filas:

$$N^{\circ} \text{ filas} \leq \frac{20,1967}{2,5} = 8,08 \text{ filas}$$

Por otro lado, en el plano "Nº4 Nave Industrial: Cubierta", obtenemos que la longitud de la cubierta es de 80,65m, teniendo en cuenta que los paneles tienen una longitud de 1,98m, calculamos el máximo de columnas:

$$N^{\circ} \text{ columnas} \leq \frac{80,65 \text{ m}}{1,98 \text{ m}} = 40,73 \text{ columnas}$$

Finalmente obtenemos que se pueden instalar como máximo:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = 8 \text{ filas} \times 40 \text{ columnas} = 320 \text{ paneles}$$

Coincidiendo con la configuración serie/paralelo de los paneles fotovoltaicos, se dispondrán **8 filas y 17 columnas**, ocupando así el 42,5% del espacio disponible de la cubierta Sur.

Teniendo en cuenta que los módulos tienen un tamaño de 1979 x 1002 x 40 mm y que estarán tumbados, es decir, montados horizontalmente sobre la estructura de soporte, uno a continuación de otro, el área total ocupada será:

$$A = L_{\text{módulo}} \times \text{Columnas} \times d_{\text{filas}} \times \text{Filas} = 1,979 \times 17 \times 2,5 \times 8 = 672,86 \text{ m}^2$$

Queda definida de la disposición en cubierta del campo fotovoltaico en el **Plano 10 – Instalación fotovoltaica**.

5.6. Cálculo de líneas

Características generales de la instalación

El cableado será de cobre tal y como especifica el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, la instalación será por canalización (tipo B1), además se seguirán las recomendaciones:

- Positivos y negativos de cada grupo de módulos (Strings) se conducirán por separado.
- Conductores de cobre y sección adecuada siguiendo reglamentos y normativa. Caída de tensión máxima de 1,5% en CC y de 2% en CA.

Se utilizará cableado **Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN"**, tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS) con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), se adjunta su ficha técnica en el Anexo C – Fichas técnicas.

Parámetros de los componentes

La instalación será de 50kW a la salida del inversor con paneles de 400W ($V_{MP} = 41,7$ V y $I_{MP} = 9,6$ A). Habiendo estimado un valor de PR = 0,75 (valor más bajo de lo habitual), la configuración de los módulos es de 8 ramas de 17 paneles.

Las ramas de los módulos fotovoltaicos se agruparán en la caja de conexiones (también llamado caja de nivel), que se encargará del cambio de sección y de las protecciones en CC.

Antes de la caja de conexiones, tendríamos las 8 ramas de 17 paneles, que corresponden a ramas de $17 \times 400 [W] = 6,8$ kW, con un total de: $8 \times 6,8 [kW] = 54,4$ kW

La tensión total generada por el campo fotovoltaico será: $17 \times 41,7 [V] = 708,9$ V.

La caída de tensión admisible en el tramo de CC es de 1,5%, mientras que para el tramo de CA es del 2%.

Criterios de cálculo

Criterio de caída de tensión: Consiste en comprobar que se cumple la caída de tensión máxima admisible.

Criterio térmico: Consiste en comprobar la intensidad máxima admisible de la línea.

5.6.1. Cálculo líneas CC

Tramo 1: Módulos fotovoltaicos → Caja de conexiones CC

Estará comprendiendo desde la salida de cada rama de módulos hasta la caja de conexiones CC, que es donde se juntarán las 8 ramas. La caja de conexiones CC tiene como función proteger cada una de las 8 ramas de 17 módulos fotovoltaicos por separado y además se encarga del cambio de sección, ya que al unir todas las ramas la intensidad aumenta y como consecuencia, se debe aumentar la sección.

La entrada serán en total 16 conductores(8 polos positivos y 8 negativos) y a la salida serán 2 conductores(1 positivo y 1 negativo).

Parámetros del tramo

El cableado estará formado por conductores de tensión asignada 0,6/1 kV de cobre con aislamiento XLPE. El sistema de instalación será por canalización (tipo B1).

La distribución en continua es equivalente a una distribución monofásica, donde la sección se calcula de la siguiente forma:

$$S = \frac{2 \times I \times L}{\gamma \times e}$$

L: Longitud del cable del módulo más alejado hasta el cuadro de conexiones CC = 55m.

I: Intensidad máxima = 10,36 A.

e: Caída de tensión máxima admisible = 1,5% para tramos CC.

γ : Conductividad del cobre a 90°C = $44 \frac{m}{\Omega \times mm^2}$

U: Tensión de la rama(anteriormente calculada) = 708,9 V

Criterio: Caída de tensión

$$S = \frac{2 \times 10,36 [A] \times 55[m]}{44 \left[\frac{m}{\Omega \times mm^2} \right] \times \left(\frac{1,5}{100} \times 708,9 \right) [V]} = 2,44 \text{ mm}^2$$

Siendo la sección 2,5 mm² la sección comercial más próxima. Sin embargo, al quedar tan próxima a la sección mínima, se optará por la siguiente sección comercial: **S = 4mm²**.

Criterio: Térmico(intensidad máxima admisible)

$$I_{sc} = 10,36 A$$

Teniendo la intensidad máxima admisible, siguiendo la tabla C.52.1 que sigue la norma UNE-HD 60364-5-52 para intensidades admisibles en amperios al aire, calculamos la sección mínima. Siendo el método de instalación B1 y cableado termoestable (2 x XLPE). Obtenemos que para una **sección de 4 mm²**, la **intensidad máxima admisible es de 38 A**. Según la ITC-BT-40, al tratarse de una instalación generadora de baja tensión, se debe sobredimensionar un 25%.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la instalación estará sobre la cubierta, podrá alcanzar temperaturas superiores a 40°C, por lo que se le aplica el factor de corrección que indica la ITC-BT-19 para cables no enterrados con temperatura ambiente mayor a 40°C. Considerando que la temperatura puede alcanzar los 50°C, se aplica un factor de corrección de 0,9. Siendo la intensidad máxima admisible: $I_{MAX} = 38 A \times 0,9 = 34,2 A$

$$I_{sc} = 10,36A \times 1,25 = 12,95A < I_{MAX} = 38A \times 0,9 = 34,2A \rightarrow \text{CUMPLE}$$

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																	
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
B1					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)		
B2					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)								
C							PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)				PVC2 (90 °C)	
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E									PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)
F										PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)
Cobre	mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	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	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	

Ilustración 51 - Tabla C.52.1 bis[28]

Nota: 2 x XLPE para CC y 3 x XLPE para CA.

Tramo 2: Caja de conexiones CC → Inversor

Estará comprendiendo entre la salida del cuadro de conexiones CC y el inversor, encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna (trifásica).

La entrada al inversor serán 2 conductores (1 positivo y 1 negativo) y a la salida comienza el tramo de corriente alterna.

Parámetros del tramo

El cableado estará formado por conductores de tensión asignada 0,6/1 kV de cobre con aislamiento XLPE. El sistema de instalación será por canalización (tipo B1).

La distribución en continua es equivalente a una distribución monofásica, donde la sección se calcula de la siguiente forma:

$$S = \frac{2 \times I \times L}{\gamma \times e}$$

L: Longitud del cable del cuadro de conexiones DC hasta el inversor = 20m.

I: Intensidad máxima = 10,36 A x ramas = 10,36 A x 8 = 82,88 A.

e: Caída de tensión máxima admisible = 1,5% para tramos CC.

γ : Conductividad del cobre a 90°C = 44 $\frac{m}{\Omega \times mm^2}$

Criterio: Caída de tensión

$$S = \frac{2 \times I \times L}{\gamma \times e} = \frac{2 \times 82,88[A] \times 20[m]}{44 \left[\frac{m}{\Omega} \right] \times \left(\frac{1,5}{100} \times 708,9 \right) [V]} = 7,08 \text{ mm}^2$$

Siendo la sección **10 mm²** la sección comercial más próxima, con una $I_{MAX} = 68 \text{ A}$.

Criterio: Térmico(intensidad máxima admisible)

$$I_{sc,ramas} = 82,88 A$$

Teniendo la intensidad máxima admisible, siguiendo la tabla C.52.1 que sigue la norma UNE-HD 60364-5-52 para intensidades admisibles en amperios al aire, calculamos la sección mínima. Siendo el método de instalación B1 y cableado termoestable (2 x XLPE). Obtenemos que para una **sección de 10 mm²**, la **intensidad máxima admisible** es de **68 A**. según la ITC-BT-40, al tratarse de una instalación generadora de baja tensión, se debe sobredimensionar un 25%.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la instalación estará sobre la cubierta, podrá alcanzar temperaturas superiores a 40°C, por lo que se le aplica el factor de corrección que indica la ITC-BT-19 para cables no enterrados con temperatura ambiente mayor a 40°C. Considerando que la temperatura puede alcanzar los 50°C, se aplica un factor de corrección de 0,9. Siendo la intensidad máxima admisible: $I_{MAX} = 68 A \times 0,9 = 61,2 A$

$$I_{sc} = 10,36A \times 1,25 \times 8 \text{ ramas} = 103,6A > I_{MAX} = 61,2 A \rightarrow \text{NO CUMPLE}$$

Por lo tanto, habrá que subir la sección a **35 mm²**, que admite una $I_{MAX} = 143 A \times 0,9 = 128,7 A$

$$I_{sc} = 10,36A \times 1,25 \times 8 \text{ ramas} = 103,6A < I_{MAX} = 128,7 A \rightarrow \text{CUMPLE}$$

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																			
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)												
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)													
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)					XLPE2 (90 °C)				
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)								
C							PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)				PVC2 (90 °C)			
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																			
E									PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)		
F												PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)		
Cobre		mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
		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	25	
		2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	26	28	30	32	34
		4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	36	38	40	44	46
		6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59	
		10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82	
		16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110	
		25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
		35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
		50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
		70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	
		95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
		120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458		
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523		
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617		
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713		

5.6.2. Cálculo líneas CA

Tramo 3: Inversor → Cuadro eléctrico

Estará comprendiendo entre la salida del inversor y el cuadro de protección y medida, que es donde se instalará el contador y el dispositivo antivertido.

La entrada serán en total 16 conductores en total (8 polos positivos y 8 negativos) y a la salida serán 2 conductores (1 positivo y 1 negativo).

Parámetros del tramo

El cableado estará formado por conductores de tensión asignada 0,6/1 kV de cobre con aislamiento XLPE. El sistema de instalación será enterrado bajo tubo.

La distribución en continua es equivalente a una distribución monofásica, donde la sección se calcula de la siguiente forma:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times I \times L}{\gamma \times e}$$

L: Longitud del cable desde el inversor hasta el cuadro eléctrico = 20m.

I: Intensidad máxima del inversor = 76A.

e: Caída de tensión máxima admisible = 2% para tramos CA.

γ : Conductividad del cobre a 90°C = $44 \frac{m}{\Omega \times mm^2}$

Criterio: Caída de tensión

La línea CA será desde el inversor hasta el contador, que al ser un único usuario se encontrará en la CPM (Caja de protección y medida).

Para el cálculo de la línea en corriente alterna, se utilizará la fórmula de caída de tensión en función de la potencia para líneas trifásicas, ya que se trata de un inversor trifásico:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times I \times L}{\gamma \times e \times U} = \frac{\sqrt{3} \times 76[A] \times 20[m]}{44 \left[\frac{m}{\Omega} \right] \times \left(\frac{2}{100} \times 400 \right) [V]} = 7,47 \text{ mm}^2$$

Siendo la sección **10 mm²** la sección comercial más próxima.

Criterio: Térmico(intensidad máxima admisible)

$$I_{inversor} = 76 A$$

Teniendo la intensidad máxima admisible, siguiendo la tabla C.52.1 que sigue la norma UNE-HD 60364-5-52 para intensidades admisibles en amperios al aire, calculamos la sección mínima. Siendo el método de instalación B1 y cableado termoestable (2 x XLPE). Obtenemos que para una **sección de 10 mm²**, la **intensidad máxima admisible es de 57 A**. según la ITC-BT-40, al tratarse de una instalación generadora de baja tensión, se debe sobredimensionar un 25%.

$$I_{inversor} = 76A \times 1,25 = 95A < I_{MAX} = 57 A \rightarrow \text{NO CUMPLE}$$

Al no cumplir la intensidad máxima admisible, se optará por la sección comercial:
S = 35mm² (I_{MAX} = 124A)

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																			
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
B1					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)								XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)			
B2					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)								XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)						
C										PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		PVC2 (90 °C)	
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																			
E											PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)	
F															PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)
Cobre	mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13		
	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	25		
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34		
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46		
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59		
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82		
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110		
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146		
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182		
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220		
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282		
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343		
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397		
150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458			
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523			
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617			
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713			

5.7. Protecciones

Se tendrá por un lado protecciones para corriente continua y por otro lado protecciones para corriente alterna. Para su cálculo se seguirá el Pliego de Condiciones y el REBT.

Se debe de tener en cuenta que el inversor ya incluye múltiples protecciones:

- Fuse, 16 A / 1100 V
- Interruptor de entrada de CC
- Entrada para protección para sobrecargas
- Entrada para protección de conexión inversa
- Detección de fallos en el string fotovoltaico
- Detección de resistencia térmica
- Paso de bajo tensión
- Salida para protección de sobrecargas
- Protección DDR
- Protección de CC off sets
- Protección para sobrecalentamiento
- Protección anti-isla
- Protección de sobretensión o baja tensión de CA/CC
- Protección de alta o baja frecuencia de CA
- Pararrayos CC/CA, tipo II, Max: 40kA



5.7.1. Protecciones CC

Las protecciones de continua estarán formadas por protección frente a sobreintensidades y a sobretensiones.

Tramo 1: Módulos fotovoltaicos → Caja de conexiones CC

Se protegerá cada rama de módulos contra sobreintensidad con fusibles.

El REBT establece en la ITC-BT-22 que se deben cumplir las siguientes condiciones:

- 1) $I_b \leq I_n \leq I_z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 \times I_z$

Siendo:

I_b: Corriente para la que se ha diseñado el circuito según previsión de cargas.

I_n: Corriente asignada al dispositivo de protección.

I_z: Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación.

I₂: Corriente que asegura la actuación de la protección para un tiempo *t_c*

En el caso de fusibles, la característica equivalente a la *I₂* es la denominada *I_f* (intensidad de funcionamiento) que para fusibles del tipo gG toma los valores:

$$I_f = 1,60 \times I_n \text{ si } I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1,90 \times I_n \text{ si } 4A < I_n < 16A$$

$$I_f = 2,10 \times I_n \text{ si } I_n \leq 4A$$

$$\text{Tipo gPV: } I_f = 1,35 \times I_n$$

$$I_b = I_{SC\text{módulo}} = 10,36 A$$

$$I_Z = I_{MAX:4mm^2} = 38 A$$

- **Fusible:** Dispositivo encargado de proteger frente a sobrecargas:

A continuación, se comprueban las condiciones para un fusible de corriente nominal $I_n = 16A$.

$$I_b \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 10,36A \leq 16A \leq 38A \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \rightarrow 1,35 \times 16A = 21,6A \leq 1,45 \times 38A = 55,1A \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Por lo tanto, se utilizarán **fusibles** de $I_n = 16A$ para la protección contra sobrecargas de las ramas de módulos fotovoltaicos.

Se selecciona el fusible **491630** de la marca **dfelectric**, fusible especializado para instalaciones fotovoltaicas con tensión nominal 1000V DC, poder de corte 30 kA e $I_n = 16A$.



Ilustración 52 - Fusible dfelectric

Tramo 2: Caja de conexiones CC → Inversor

Este tramo constará de las siguientes protecciones:

- **Descargador:** El campo fotovoltaico ocupará una superficie extensa, por lo que queda expuesto a descargas atmosféricas, por ello se instalará un dispositivo encargado de que descargar a tierra los picos de tensión. Puesto que la tensión máxima del campo fotovoltaico es de 708,9V, se seleccionará un descargador con una tensión nominal superior. El dispositivo seleccionado es el protector contra sobretensiones transitorias PST31PVT de SOLARTEC.



Ilustración 53 - Descargador SOLARTEC

- **Seccionador:** Es un dispositivo encargado de desconectar los módulos fotovoltaicos, para tareas de mantenimiento o limpieza. Se debe tener en cuenta que deberá de ser capaz de trabajar a 708,9V y cortar una intensidad de hasta 82,88 A. Se selecciona el interruptor-seccionador de potencia **SIRCO PV 26PV2010**, capaz de trabajar hasta 1000V y 100 A.



Ilustración 54 - Interruptor seccionador SIRCO

5.7.2. Protecciones CA

Tramo 3: Inversor → Cuadro eléctrico

El tramo de CA constará de las siguientes protecciones:

Interruptor manual general: Es un magnetotérmico similar al anteriormente calculado, pero para corriente alterna.

El cálculo es similar al del fusible, teniendo en cuenta que $I_2 = 1,45I_n$

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L \times \cos(\varphi)} = \frac{50000[W]}{\sqrt{3} \times 400[V] \times 1} = 72,16A$$

Sin embargo, el inversor especifica una intensidad máxima a la salida de 83 A, al ser ésta más restrictiva, será la que se utilice para el cálculo, por lo tanto:

$$I_b = 83 A$$

$$I_z = I_{MAX:25mm^2} = 84,64 A$$

A continuación, se comprueban las condiciones para un magnetotérmico de corriente nominal $I_n = 100A$.

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 83A \leq 100A \leq 143 \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,45 \times 83A = 120,35A \leq 1,45 \times 143 = 207,35A \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Por lo tanto, se seleccionará un **magnetotérmico de 100 A**. Se selecciona el: **Interruptor automático NG160E - TMD - 100 A - 4 polos 4d Schneider**.



Ilustración 55 - Interruptor general Schneider

- Interruptor diferencial: Es el dispositivo encargado de proteger contra contactos directos e indirectos. Según la ITC-BT-24, estos dispositivos deben tener una sensibilidad de 30 mA para viviendas y 300 mA para otros usos. Se selecciona el interruptor diferencial **IID 4P - 100A - 300mA – SI Schneider**.



Ilustración 56- Interruptor diferencial Schneider

Las protecciones de CA anteriormente descritas se situarán en un armario junto al inversor.

5.8. Contador de energía y dispositivo antivertido

Se instalará a la salida del inversor el contador bidireccional medidor de energía que se pueda configurar para controlar dinámicamente la potencia que requiere nuestra instalación y poder elegir si vertemos o no a la red en caso de que produzcamos más energía de la que consumimos. En este caso en concreto nos acogeremos a la modalidad de compensación por excedentes, por lo que no será necesario un dispositivo antivertido.

De este modo el inversor automáticamente ajustará la producción de energía desde paneles en función del consumo instantáneo que tengamos en cada momento en la nave industrial.

Para cumplir esta función se selecciona el **Vatímetro Lovato DMG210 Trifásico**, que además de medir la energía y controlar al inversor, incluye la opción de si se desea o no verter el excedente a la red.



Ilustración 57- Vatímetro Lovato

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1. Tarifa eléctrica

La tarifa eléctrica contratada será la 3.0 A con discriminación horaria, es la tarifa para suministros entre 15 y 100kW.

La tarifa 3.0 A se divide en tres horarios, los precios son de la compañía Ohmia:

Invierno:

- P3: Valle: 00:00 – 8:00 → 0,073030 €/kWh
- P2: Llano: 8:00 – 18:00 y 22:00 – 24:00 → 0,091157 €/kWh
- P1: Punta: 18:00 – 22:00 → 0,107358 €/kWh

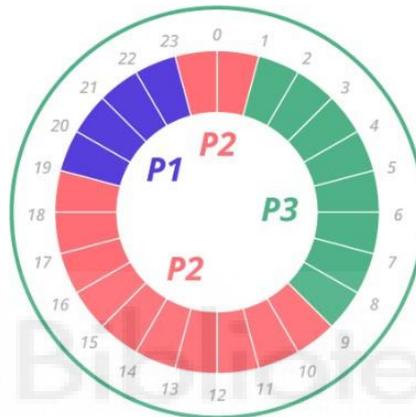


Ilustración 58 - Discriminación horaria 3.0A invierno

Verano:

- P3: Valle: 00:00 – 8:00 → 0,076976 €/kWh
- P2: Llano: 8:00 – 11:00 y 15:00 – 24:00 → 0,099971€/kWh
- P1: Punta: 11:00 – 15:00 → 0,113392€/kWh

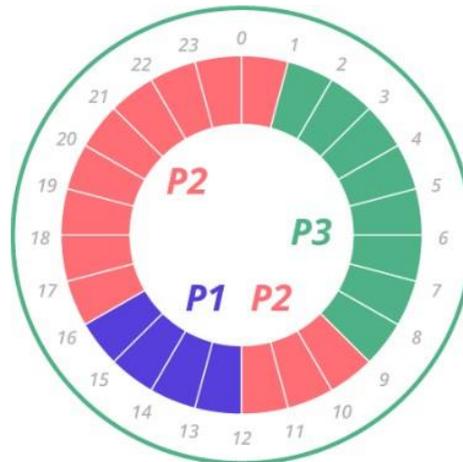


Ilustración 59 - Discriminación horaria 3.0A verano

6.2. Precio consumo eléctrico

Para el cálculo del precio de la factura eléctrica se adjunta el consumo eléctrico, ya calculado anteriormente:

		Consumo eléctrico (kWh)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	28,05	33,46	34,05	32,44	28,76
8:00	9:00	25,97	31,95	32,64	30,47	25,77
9:00	10:00	23,90	30,44	31,22	28,51	22,79
10:00	11:00	21,61	27,50	28,09	25,87	20,60
11:00	12:00	19,32	24,56	24,95	23,22	18,42
12:00	13:00	17,04	21,64	21,82	20,59	16,25
13:00	14:00	16,84	21,21	21,31	20,17	15,87
14:00	15:00	16,62	20,80	20,81	19,76	15,51
15:00	16:00	16,41	20,39	20,31	19,36	15,14
16:00	17:00	18,47	22,65	22,51	21,35	16,80
17:00	18:00	20,52	24,91	24,72	23,35	18,45
18:00	19:00	22,59	27,17	26,94	25,35	20,10
19:00	20:00	23,66	28,32	28,24	26,74	21,89

		Consumo eléctrico (kWh)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
6:00	8:00	34,54	25,89	16,51	14,34	12,97	21,08	28,90
7:00	9:00	29,38	20,75	14,15	19,15	17,52	16,61	24,73
8:00	10:00	24,19	15,61	19,11	23,96	22,07	13,54	20,57
9:00	11:00	19,01	15,25	24,08	28,77	26,62	18,01	16,39
10:00	12:00	16,26	17,63	26,42	31,31	29,26	20,75	13,38
11:00	13:00	13,48	20,02	28,77	33,85	31,92	23,49	15,33
12:00	14:00	14,99	22,42	31,11	36,37	34,58	26,22	18,34
13:00	15:00	15,21	22,68	31,52	37,00	35,15	26,78	18,54
14:00	16:00	15,45	22,95	31,96	37,63	35,72	27,35	18,74
15:00	17:00	15,66	23,23	32,37	38,26	36,29	27,90	18,93
16:00	18:00	13,48	21,26	30,54	36,31	34,24	25,40	15,96
17:00	19:00	14,40	19,31	28,71	34,36	32,21	22,87	12,99
18:00	20:00	16,59	17,36	26,87	32,41	30,16	20,37	15,68

Anteriormente se ha tenido en cuenta que la nave industrial está operativa todos los días, incluidos fines de semana y festivos. En las tablas mostradas el consumo corresponde a un día típico a una hora concreta de cada mes

La discriminación horaria queda de la siguiente manera:

Hora (UTC)	UTC + 1	INVIERNO: NOVIEMBRE - MARZO			
7:00	8:00	P2			
8:00	9:00				
9:00	10:00				
10:00	11:00				
11:00	12:00				
12:00	13:00				
13:00	14:00				
14:00	15:00				
15:00	16:00				
16:00	17:00				
17:00	18:00				
18:00	19:00			P1	
19:00	20:00				
Precio (€/kWh)		P2 0,091157	P1 0,107358		

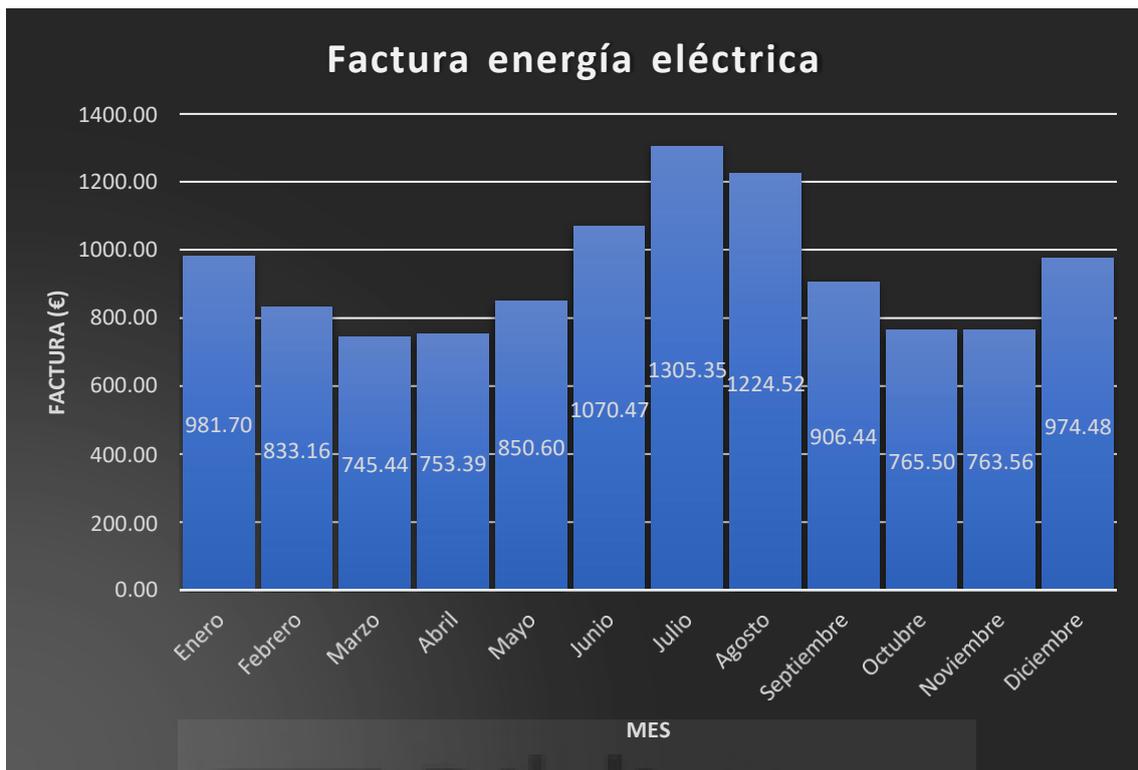
Hora (UTC)	UTC + 2	VERANO: ABRIL - OCTUBRE	
6:00	8:00	P2	
7:00	9:00		
8:00	10:00		
9:00	11:00	P1	
10:00	12:00		
11:00	13:00		
12:00	14:00		
13:00	15:00	P2	
14:00	16:00		
15:00	17:00		
16:00	18:00		
17:00	19:00		
18:00	20:00		
Precio (€/kWh)		P2 0,09997	P1 0,113392

La factura eléctrica queda de la siguiente manera:

		Factura energía eléctrica (€)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	2,56	3,05	3,10	2,96	2,62
8:00	9:00	2,37	2,91	2,97	2,78	2,35
9:00	10:00	2,18	2,77	2,85	2,60	2,08
10:00	11:00	1,97	2,51	2,56	2,36	1,88
11:00	12:00	1,76	2,24	2,27	2,12	1,68
12:00	13:00	1,55	1,97	1,99	1,88	1,48
13:00	14:00	1,53	1,93	1,94	1,84	1,45
14:00	15:00	1,52	1,90	1,90	1,80	1,41
15:00	16:00	1,50	1,86	1,85	1,76	1,38
16:00	17:00	1,68	2,06	2,05	1,95	1,53
17:00	18:00	1,87	2,27	2,25	2,13	1,68
18:00	19:00	2,42	2,92	2,89	2,72	2,16
19:00	20:00	2,54	3,04	3,03	2,87	2,35
Precio medio		1,96	2,42	2,44	2,29	1,85
Precio diario		25,45	31,43	31,67	29,76	24,05
Precio mensual		763,56	974,48	981,70	833,16	745,44

		Factura energía eléctrica (€)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
6:00	8:00	3,45	2,59	1,65	1,43	1,30	2,11	2,89
7:00	9:00	2,94	2,07	1,41	1,91	1,75	1,66	2,47
8:00	10:00	2,42	1,56	1,91	2,40	2,21	1,35	2,06
9:00	11:00	2,16	1,73	2,73	3,26	3,02	2,04	1,86
10:00	12:00	1,84	2,00	3,00	3,55	3,32	2,35	1,52
11:00	13:00	1,53	2,27	3,26	3,84	3,62	2,66	1,74
12:00	14:00	1,70	2,54	3,53	4,12	3,92	2,97	2,08
13:00	15:00	1,52	2,27	3,15	3,70	3,51	2,68	1,85
14:00	16:00	1,54	2,29	3,19	3,76	3,57	2,73	1,87
15:00	17:00	1,57	2,32	3,24	3,82	3,63	2,79	1,89
16:00	18:00	1,35	2,13	3,05	3,63	3,42	2,54	1,60
17:00	19:00	1,44	1,93	2,87	3,43	3,22	2,29	1,30
18:00	20:00	1,66	1,74	2,69	3,24	3,02	2,04	1,57
Precio medio		1,93	2,11	2,74	3,24	3,04	2,32	1,90
Precio diario		25,11	27,44	35,68	42,11	39,50	30,21	24,69
Precio mensual		753,39	850,60	1070,47	1305,35	1224,52	906,44	765,50

Resultando en una factura anual de 11.174,63€:



En formato de tabla:

Mes	Factura energía eléctrica (€)
Enero	981,70
Febrero	833,16
Marzo	745,44
Abril	753,39
Mayo	850,60
Junio	1070,47
Julio	1305,35
Agosto	1224,52
Septiembre	906,44
Octubre	765,50
Noviembre	763,56
Diciembre	974,48
Medio	931,22
Anual	11174,63

6.3. Precio energía generada

Para calcular el precio de la energía eléctrica generada debemos calcular la energía generada por la instalación. Además, tener en cuenta que se van a verter excedentes a la red con derecho a compensación. Para el cálculo de la energía inyectada se hará uso de la fórmula que ofrece el pliego de condiciones técnicas para el cálculo de la producción anual esperada:

$$E_P = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{MP} \times PR}{G_{CEM}}$$

Se trata de la misma fórmula utilizada anteriormente para el cálculo de la potencia fotovoltaica a instalar (P_{MP}), todas las variables son ya conocidas, excepto $G_{dm}(\alpha, \beta)$ que se deberá extraer del PVGIS tal y como se ha hecho anteriormente. Aclarar que, $\frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{G_{CEM}} = HSP$.

Tener en cuenta que el cálculo normalmente se hace sobre la energía consumida a lo largo de un mes o un día, sin tener en cuenta las horas. En el siguiente cálculo, se hará hora a hora de un día medio de cada mes, siendo así un cálculo más fiel a la realidad.

A continuación, se calcula $G_{dm}(\alpha, \beta)$ de cada mes, recordar que $\alpha = 35^\circ, \beta = -28^\circ$.

Siendo:

- G(i) Global irradiance on a fixed plane (W/m²) = $G_{dm}(\alpha, \beta)$
- Gb(i) Direct irradiance on a fixed plane (W/m²)
- Gd(i) Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m²)

Se muestran las tablas de irradiancia, se debe tener en cuenta que los valores que se muestran a continuación corresponden a una media de todos los días del mes, por lo que para calcular la energía generada en un mes habrá que multiplicar la irradiancia media de un día(tablas) por los días del mes:

NOVIEMBRE				
Hora				
UTC	Local (UTC + 1)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	6:00	0	0	0
6:00	7:00	0	0	0
7:00	8:00	82,88	58,72	23,69
8:00	9:00	361,9	250,7	108,28
9:00	10:00	528,25	376,48	146,63
10:00	11:00	649,25	474,18	168,05
11:00	12:00	677,9	492,49	177,43
12:00	13:00	652,87	472,05	172,62
13:00	14:00	561,79	394,6	159,69
14:00	15:00	410,03	272,46	131,7
15:00	16:00	240,42	144,51	92,18
16:00	17:00	64,89	28,29	35,34
17:00	18:00	0	0	0
18:00	19:00	0	0	0
19:00	20:00	0	0	0
Total		4230,18		

DICIEMBRE				
Hora				
UTC	Local (UTC + 1)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	6:00	0	0	0
6:00	7:00	0	0	0
7:00	8:00	0	0	0
8:00	9:00	275,04	196,13	77,23
9:00	10:00	467,55	335,84	127,79
10:00	11:00	597,1	438,28	153,01
11:00	12:00	662,93	493,43	162,41
12:00	13:00	650,28	481,66	161,18
13:00	14:00	562,44	402,99	152,6
14:00	15:00	424,55	297,25	121,9
15:00	16:00	250,49	162,3	84,86
16:00	17:00	65,85	38,55	26,33
17:00	18:00	0	0	0
18:00	19:00	0	0	0
19:00	20:00	0	0	0
Total		3956,23		

ENERO				
Hora				
UTC	Local (UTC + 1)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	6:00	0	0	0
6:00	7:00	0	0	0
7:00	8:00	0	0	0
8:00	9:00	265,03	192,22	71,23
9:00	10:00	498,48	370,38	123,97
10:00	11:00	623,56	468,85	148,6
11:00	12:00	686,16	513,02	165,68
12:00	13:00	693,84	519,67	166,04
13:00	14:00	619,5	464,45	147,38
14:00	15:00	475,79	337,08	132,45
15:00	16:00	315,62	212,14	99,09
16:00	17:00	121,36	69,34	50,16
17:00	18:00	0,33	0	0,32
18:00	19:00	0	0	0
19:00	20:00	0	0	0
Total		4299,67		

FEBRERO				
Hora				
UTC	Local (UTC + 1)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	6:00	0	0	0
6:00	7:00	0	0	0
7:00	8:00	36,21	25,58	10,4
8:00	9:00	330,75	227,26	100,73
9:00	10:00	535,49	378,82	151,24
10:00	11:00	672,79	485,25	179,89
11:00	12:00	741,27	533,02	199,08
12:00	13:00	747,06	539,61	197,64
13:00	14:00	675	475,76	189,76
14:00	15:00	537,7	364,49	165,12
15:00	16:00	373,11	238,74	128,26
16:00	17:00	183,68	98,07	82,07
17:00	18:00	22,88	0	22,4
18:00	19:00	0	0	0
19:00	20:00	0	0	0
Total		4855,94		

MARZO				
Hora				
UTC	Local (UTC + 1)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	6:00	0	0	0
6:00	7:00	0,49	0,16	0,32
7:00	8:00	202,88	128,61	72,39
8:00	9:00	451,81	308,16	138,69
9:00	10:00	658,34	467,41	182,92
10:00	11:00	768,06	552,21	205,73
11:00	12:00	848,2	619,25	217,07
12:00	13:00	801,56	557,14	232,34
13:00	14:00	738,8	519,59	207,44
14:00	15:00	595,74	400,49	184,97
15:00	16:00	408,02	248,07	152,07
16:00	17:00	220,33	106,01	109,15
17:00	18:00	57,76	0	56,57
18:00	19:00	0,74	0	0,73
19:00	20:00	0	0	0
Total		5752,73		

ABRIL				
Hora				
UTC	Local (UTC + 2)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	7:00	0	0	0
6:00	8:00	99,74	55,17	43,4
7:00	9:00	319,08	195,49	119,52
8:00	10:00	531,28	351,86	172,21
9:00	11:00	714,69	501,1	203,42
10:00	12:00	831,85	594,92	224,46
11:00	13:00	877,91	631,59	232,46
12:00	14:00	832,53	585,8	232,79
13:00	15:00	750,93	521,36	216,12
14:00	16:00	598,18	385,91	200,56
15:00	17:00	425,66	251,9	164,25
16:00	18:00	232,34	104,4	121,38
17:00	19:00	83,49	0	81,76
18:00	20:00	22,39	0	21,93
19:00	21:00	0	0	0
Total		6320,07		

MAYO				
Hora				
UTC	Local (UTC + 2)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	7:00	10,9	3,75	6,96
6:00	8:00	173,36	89,73	81,07
7:00	9:00	384,83	235,6	143,51
8:00	10:00	583,11	385,07	189,15
9:00	11:00	747,36	518,76	216,85
10:00	12:00	859,99	616,81	229,16
11:00	13:00	907,79	661,28	231,03
12:00	14:00	880,07	636,76	227,45
13:00	15:00	770,17	540,43	214,83
14:00	16:00	625,07	418,43	193,3
15:00	17:00	431,26	256,27	164,38
16:00	18:00	244,44	108,36	128,37
17:00	19:00	102,61	0	100,49
18:00	20:00	49,03	0	48,01
19:00	21:00	0,2	0	0,19
Total		6770,19		

JUNIO				
Hora				
UTC	Local (UTC + 2)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	7:00	26,06	7,35	18,2
6:00	8:00	195,47	102,82	89,5
7:00	9:00	404,01	251,29	146,35
8:00	10:00	603,95	410,57	183,78
9:00	11:00	768,88	542,42	213,92
10:00	12:00	896,68	668,63	212,98
11:00	13:00	948,19	716,82	214,72
12:00	14:00	921,74	691,24	213,39
13:00	15:00	814,18	598,11	199,81
14:00	16:00	663,24	464,06	184,56
15:00	17:00	470,77	298,79	159,94
16:00	18:00	273,16	138,35	125,73
17:00	19:00	98,99	2,54	91,84
18:00	20:00	67,79	0	66,39
19:00	21:00	6,07	0	5,94
Total		7159,18		

JULIO					
Hora					
UTC	Local (UTC + 2)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	
5:00	7:00	8,55	2,03	6,36	
6:00	8:00	177	95,45	78,83	
7:00	9:00	390,53	248,29	136,31	
8:00	10:00	598,34	410,07	179,01	
9:00	11:00	779,54	567,49	199,7	
10:00	12:00	894,93	671,17	209,04	
11:00	13:00	959,13	739,43	203,23	
12:00	14:00	933,59	716,85	199,79	
13:00	15:00	844,59	637,55	190,56	
14:00	16:00	697,62	511,24	171,35	
15:00	17:00	501,88	344,11	145,19	
16:00	18:00	291,09	162,78	118,85	
17:00	19:00	95,9	10,26	79,58	
18:00	20:00	66,6	0	65,22	
19:00	21:00	5,09	0	4,98	
Total		7244,38			

AGOSTO					
Hora					
UTC	Local (UTC + 2)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	
5:00	7:00	0	0	0	
6:00	8:00	126,03	67,39	57,06	
7:00	9:00	357,72	227,65	125,31	
8:00	10:00	574,03	390,25	175,71	
9:00	11:00	754,63	535,98	207,53	
10:00	12:00	894,77	665,84	215,21	
11:00	13:00	959,47	737,94	206,09	
12:00	14:00	942,18	725,31	200,8	
13:00	15:00	838,39	635,28	187,75	
14:00	16:00	682,03	494,35	173,92	
15:00	17:00	484,89	326,8	146,78	
16:00	18:00	266,07	146,74	111,24	
17:00	19:00	84,08	2,4	78,14	
18:00	20:00	42,15	0	41,28	
19:00	21:00	0	0	0	
Total		7006,44			

SEPTIEMBRE				
Hora				
UTC	Local (UTC + 2)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	7:00	0	0	0
6:00	8:00	54,94	31,76	22,65
7:00	9:00	308,05	195,96	108,71
8:00	10:00	541,4	370,04	164,74
9:00	11:00	700,74	490,22	201,24
10:00	12:00	823,92	592,98	219,37
11:00	13:00	868,7	631,81	223,97
12:00	14:00	840,39	608,84	218,29
13:00	15:00	742,51	536,55	193,43
14:00	16:00	588,34	402,13	175,32
15:00	17:00	401,27	249,24	143,5
16:00	18:00	192,86	88,72	98,8
17:00	19:00	59,32	0	58,1
18:00	20:00	2,19	0	2,14
19:00	21:00	0	0	0
Total		6124,63		

OCTUBRE				
Hora				
UTC	Local (UTC + 2)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
5:00	7:00	0	0	0
6:00	8:00	0	0	0
7:00	9:00	227,93	147,63	78,38
8:00	10:00	476,21	329,01	142,36
9:00	11:00	635,58	445,85	182,39
10:00	12:00	746,23	532,6	204,28
11:00	13:00	745,77	518,63	217,03
12:00	14:00	732,78	511,94	210,36
13:00	15:00	671	478,17	182,68
14:00	16:00	500,3	338,12	153,95
15:00	17:00	309,52	187,96	115,78
16:00	18:00	119,02	50,11	65,94
17:00	19:00	11,06	0	10,83
18:00	20:00	0	0	0
19:00	21:00	0	0	0
Total		5175,4		

A continuación, aplicando la fórmula anterior se obtiene la producción hora a hora de cada mes.

Hora		Energía generada (kWh)						
UTC	Local (UTC + 1)	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo		
7:00	8:00	3,381504	0	0	1,477368	8,277504		
8:00	9:00	14,76552	11,221632	10,813224	13,4946	18,433848		
9:00	10:00	21,5526	19,07604	20,337984	21,847992	26,860272		
10:00	11:00	26,4894	24,36168	25,441248	27,449832	31,336848		
11:00	12:00	27,65832	27,047544	27,995328	30,243816	34,60656		
12:00	13:00	26,637096	26,531424	28,308672	30,480048	32,703648		
13:00	14:00	22,921032	22,947552	25,2756	27,54	30,14304		
14:00	15:00	16,729224	17,32164	19,412232	21,93816	24,306192		
15:00	16:00	9,809136	10,219992	12,877296	15,222888	16,647216		
16:00	17:00	2,647512	2,68668	4,951488	7,494144	8,989464		
17:00	18:00	0	0	0,013464	0,933504	2,356608		
Energía generada/día		172,59134	161,41418	175,42654	198,12235	234,6612		
Energía generada/mes		5177,7403	5003,8397	5438,2226	5547,4259	7274,4972		
Hora		Energía generada (kWh)						
UTC	(UTC + 2)	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
5:00	7:00	0	0,4447	1,0632	0,3488	0	0	0
6:00	8:00	4,06939	7,0731	7,9752	7,2216	5,142	2,241552	0
7:00	9:00	13,0185	15,701	16,484	15,934	14,595	12,56844	9,29954
8:00	10:00	21,6762	23,791	24,641	24,412	23,42	22,08912	19,4294
9:00	11:00	29,1594	30,492	31,37	31,805	30,789	28,590192	25,9317
10:00	12:00	33,9395	35,088	36,585	36,513	36,507	33,615936	30,4462
11:00	13:00	35,8187	37,038	38,686	39,133	39,146	35,44296	30,4274
12:00	14:00	33,9672	35,907	37,607	38,09	38,441	34,287912	29,8974
13:00	15:00	30,6379	31,423	33,219	34,459	34,206	30,294408	27,3768
14:00	16:00	24,4057	25,503	27,06	28,463	27,827	24,004272	20,4122
15:00	17:00	17,3669	17,595	19,207	20,477	19,784	16,371816	12,6284
16:00	18:00	9,47947	9,9732	11,145	11,876	10,856	7,868688	4,85602
17:00	19:00	3,40639	4,1865	4,0388	3,9127	3,4305	2,420256	0,45125
18:00	20:00	0,91351	2,0004	2,7658	2,7173	1,7197	0,089352	0
Energía generada/día		257,859	276,22	291,85	295,36	285,86	249,8849	211,156
Energía generada/mes		7735,77	8562,7	8755,4	9156,3	8861,7	7496,5471	6545,85

Una vez se ha obtenido el consumo y la producción, ya es posible calcular el aprovechamiento de la instalación fotovoltaica (energía generada que se ha consumido):

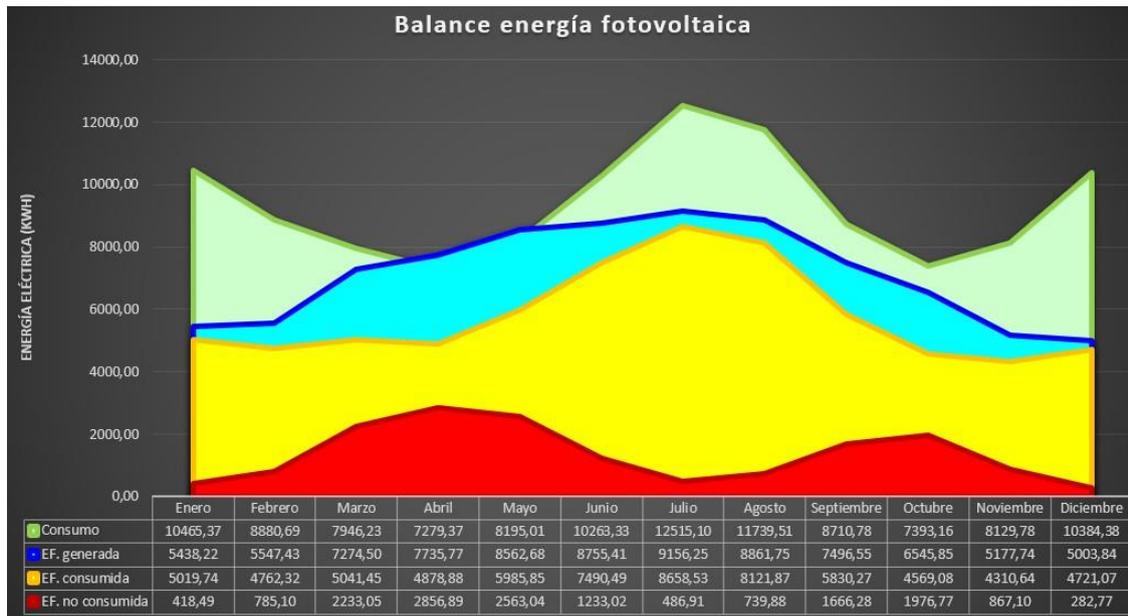
Hora		Energía generada aprovechada (kWh)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	3,38	0,00	0,00	1,48	8,28
8:00	9:00	14,77	11,22	10,81	13,49	18,43
9:00	10:00	21,55	19,08	20,34	21,85	22,79
10:00	11:00	21,61	24,36	25,44	25,87	20,60
11:00	12:00	19,32	24,56	24,95	23,22	18,42
12:00	13:00	17,04	21,64	21,82	20,59	16,25
13:00	14:00	16,84	21,21	21,31	20,17	15,87
14:00	15:00	16,73	17,32	19,41	19,76	15,51
15:00	16:00	9,81	10,22	12,88	15,22	15,14
16:00	17:00	2,65	2,69	4,95	7,49	8,99
17:00	18:00	0,00	0,00	0,01	0,93	2,36
18:00	19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aprovech. medio		11,05	11,71	12,46	13,08	12,51
Aprovech. diario		143,69	152,29	161,93	170,08	162,63
Aprovech. mensual		4310,64	4721,07	5019,74	4762,32	5041,45

Hora		Energía generada aprovechada (kWh)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
5:00	7:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	8:00	4,07	7,07	7,98	7,22	5,14	2,24	0,00
7:00	9:00	13,02	15,70	16,48	15,93	14,59	12,57	9,30
8:00	10:00	21,68	15,61	19,11	23,96	22,07	13,54	19,43
9:00	11:00	19,01	15,25	24,08	28,77	26,62	18,01	16,39
10:00	12:00	16,26	17,63	26,42	31,31	29,26	20,75	13,38
11:00	13:00	13,48	20,02	28,77	33,85	31,92	23,49	15,33
12:00	14:00	14,99	22,42	31,11	36,37	34,58	26,22	18,34
13:00	15:00	15,21	22,68	31,52	34,46	34,21	26,78	18,54
14:00	16:00	15,45	22,95	27,06	28,46	27,83	24,00	18,74
15:00	17:00	15,66	17,60	19,21	20,48	19,78	16,37	12,63
16:00	18:00	9,48	9,97	11,14	11,88	10,86	7,87	4,86
17:00	19:00	3,41	4,19	4,04	3,91	3,43	2,42	0,45
18:00	20:00	0,91	2,00	2,77	2,72	1,72	0,09	0,00
Aprovech. medio		12,51	14,85	19,21	21,49	20,15	14,95	11,34
Aprovech. diario		162,63	193,09	249,68	279,31	262,00	194,34	147,39
Aprovech. mensual		4878,88	5985,85	7490,49	8658,53	8121,87	5830,27	4569,08

Hora		Energía generada no aprovechada (kWh)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,08
10:00	11:00	4,88	0,00	0,00	1,58	10,74
11:00	12:00	8,34	2,49	3,05	7,02	16,18
12:00	13:00	9,60	4,90	6,49	9,90	16,46
13:00	14:00	6,09	1,74	3,97	7,37	14,27
14:00	15:00	0,00	0,00	0,00	2,18	8,80
15:00	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,51
16:00	17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00	18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Excedente medio		2,22	0,70	1,04	2,16	5,54
Excedente diario		28,90	9,12	13,50	28,04	72,03
Excedente mensual		867,10	282,77	418,49	785,10	2233,05

Hora		Energía generada no aprovechada (kWh)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
5:00	7:00	0,00	0,44	1,06	0,35	0,00	0,00	0,00
6:00	8:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	10:00	0,00	8,19	5,53	0,45	1,35	8,55	0,00
9:00	11:00	10,15	15,24	7,29	3,04	4,17	10,58	9,54
10:00	12:00	17,68	17,45	10,16	5,21	7,25	12,87	17,07
11:00	13:00	22,34	17,02	9,92	5,28	7,23	11,96	15,10
12:00	14:00	18,97	13,49	6,50	1,72	3,86	8,06	11,55
13:00	15:00	15,43	8,75	1,70	0,00	0,00	3,52	8,84
14:00	16:00	8,96	2,55	0,00	0,00	0,00	0,00	1,67
15:00	17:00	1,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00	18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00	19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Excedente medio		7,33	6,36	3,16	0,00	1,84	4,27	4,91
Excedente diario		95,23	82,68	41,10	15,71	23,87	55,54	63,77
Excedente mensual		2856,89	2563,04	1233,02	486,91	739,88	1666,28	1976,77

A continuación, se muestran las tablas anteriores en formato de gráficas para una mayor comprensión del resultado:



En resumen:

	Energía eléctrica (kWh)
Consumo	111902,72
EF. Generada	85555,97
EF. Consumida	69390,18
EF. No consumida	16109,30

Por lo tanto, se obtiene que de la energía fotovoltaica generada se consume el **81%**, mientras que el restante se vierte a la red o se activa el dispositivo antivertido, dependiendo del tipo de instalación.

En términos generales, se abastece el **62%** de la energía eléctrica consumida anualmente, en los próximos apartados se estudiará más detalladamente la rentabilidad de la instalación.

6.4. Presupuesto de la instalación

Componente	Descripción	Precio unitario	Uds.	Precio
Panel fotovoltaico	Panel Solar 400W a 24V Monocrystalino PERC	151,98 €	136	20.669,28 €
Inversor	Inversor Red Riello Sirio TL 50kW	5.877,14 €	1	5.877,14 €
Estructura	Sistema Inclinado Básico Suports	31,08 €	136	4.226,88 €
Vatímetro	Vatímetro Lovato DMG210 medidor de energía trifásico	587,71 €	1	587,71 €
Cableado	Módulos -> Caja CC: Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), de 1x4 mm ² de sección con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).	0,56 €	700	392,00 €
Cableado	Caja CC -> Inversor: Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), de 1x35 mm ² de sección con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).	3,51 €	50	175,50 €
Cableado	Inversor -> Cuadro: Cable eléctrico multiconductor, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), de 4x35 mm ² de sección con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).	15,32 €	20	306,40 €
Descargador	Protector contra sobretensiones PST31PVT	236,57 €	1	236,57 €
Seccionador	Interruptor seccionador SIRCO PV	126,00 €	1	126,00 €

Fusible	Fusible 16A gPV	3,33 €	16	53,28 €
Interruptor diferencial	IID 4P - 100A - 300mA AC	795,12 €	1	795,12 €
Interruptor general	NG160E - TMD -100 A - 4 polos 4d Schneider	1.330,07 €	1	1.330,07 €
Total presupuesto				34.775,95 €



6.5. Estudio económico

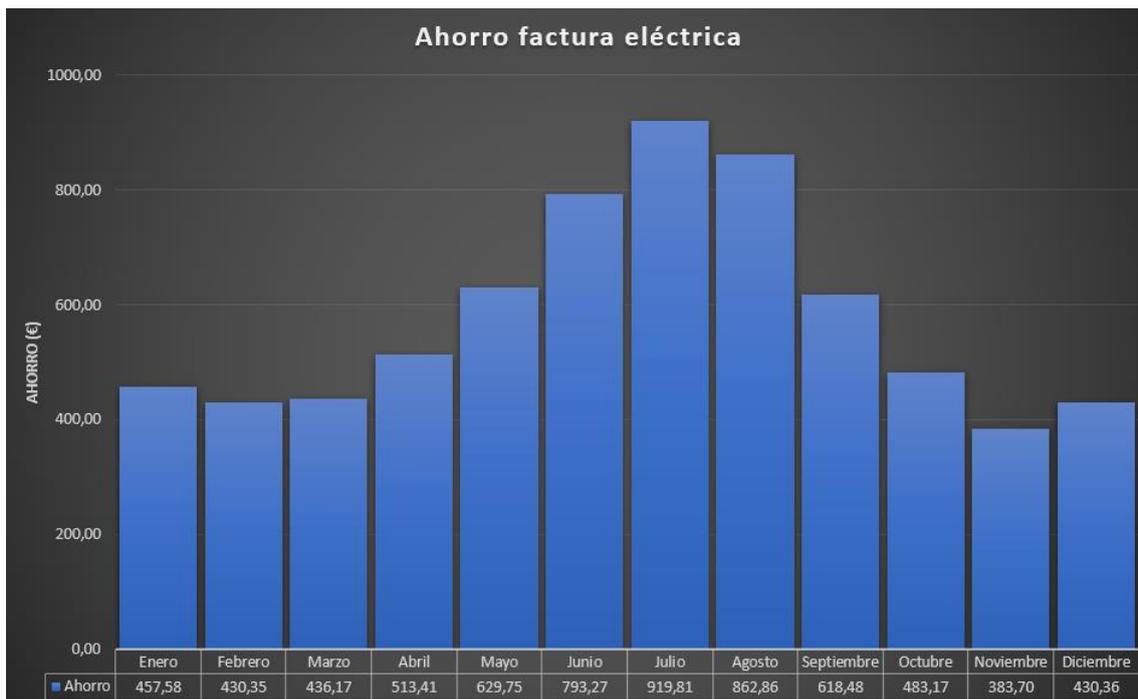
Para el estudio de rentabilidad se va a calcular el precio que tendría la electricidad que de autoconsumo, para ello se tendrá en cuenta la discriminación horaria anteriormente descrita.

Siendo color verde P1(punta) y amarillo P2(llano):

Hora		Energía generada aprovechada (kWh)				
Hora (UTC)	UTC + 1	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
7:00	8:00	3,38	0,00	0,00	1,48	8,28
8:00	9:00	14,77	11,22	10,81	13,49	18,43
9:00	10:00	21,55	19,08	20,34	21,85	22,79
10:00	11:00	21,61	24,36	25,44	25,87	20,60
11:00	12:00	19,32	24,56	24,95	23,22	18,42
12:00	13:00	17,04	21,64	21,82	20,59	16,25
13:00	14:00	16,84	21,21	21,31	20,17	15,87
14:00	15:00	16,73	17,32	19,41	19,76	15,51
15:00	16:00	9,81	10,22	12,88	15,22	15,14
16:00	17:00	2,65	2,69	4,95	7,49	8,99
17:00	18:00	0,00	0,00	0,01	0,93	2,36
18:00	19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Hora		Energía generada aprovechada (kWh)						
Hora (UTC)	UTC + 2	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
6:00	8:00	4,07	7,07	7,98	7,22	5,14	2,24	0,00
7:00	9:00	13,02	15,70	16,48	15,93	14,59	12,57	9,30
8:00	10:00	21,68	15,61	19,11	23,96	22,07	13,54	19,43
9:00	11:00	19,01	15,25	24,08	28,77	26,62	18,01	16,39
10:00	12:00	16,26	17,63	26,42	31,31	29,26	20,75	13,38
11:00	13:00	13,48	20,02	28,77	33,85	31,92	23,49	15,33
12:00	14:00	14,99	22,42	31,11	36,37	34,58	26,22	18,34
13:00	15:00	15,21	22,68	31,52	34,46	34,21	26,78	18,54
14:00	16:00	15,45	22,95	27,06	28,46	27,83	24,00	18,74
15:00	17:00	15,66	17,60	19,21	20,48	19,78	16,37	12,63
16:00	18:00	9,48	9,97	11,14	11,88	10,86	7,87	4,86
17:00	19:00	3,41	4,19	4,04	3,91	3,43	2,42	0,45
18:00	20:00	0,91	2,00	2,77	2,72	1,72	0,09	0,00

Aplicados los precios de la tarifa eléctrica obtenemos:



Suponiendo un ahorro anual de 6.958€.

Además, teniendo en cuenta la instalación al ser menor a 100 kW se puede acoger a la compensación por excedentes, en la que la compañía nos compensa la energía vertida a un precio menor del habitual, se tomará como precio 0,05 €/kWh.

Teniendo en cuenta que se han vertido a lo largo del año 16109,3 kWh, supondrá un ahorro de $16109,3 [kWh] \times 0,05 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right] = 805 \text{ €}$.

Resultado un ahorro anual de $6.958\text{€} + 805\text{€} = 7.763 \text{ €}$

Teniendo en cuenta que la instalación en sin excedentes, la inversión se recupera en:

$$n = \frac{\text{Precio instalación}[\text{€}]}{\text{Ahorro} \left[\frac{\text{€}}{\text{año}} \right]} = \frac{34.775\text{€}}{7.763\text{€}} = 4,5 \text{ años}$$

Es decir, la inversión inicial se recupera en aproximadamente de 4 a 5 años, a partir de ese momento, teniendo en cuenta mano de obra y mantenimiento, a partir del 5 año la instalación supondrá un ahorro en la factura eléctrica de casi 8.000€ anuales. Además, si tenemos en cuenta que no se aprovecha el 100% de la instalación fotovoltaica, se observa que una instalación fotovoltaica para autoconsumo es una inversión segura que a medio-largo plazo supone un gran ahorro.

PLIEGO DE CONDICIONES





Índice

1 Objeto

2 Generalidades

3 Definiciones

3.1 Radiación solar	8
3.2 Instalación.....	8
3.3 Módulos	9
3.4 Integración arquitectónica	10

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico.....	10
4.2 Diseño del sistema de monitorización	11
4.3 Integración arquitectónica	11

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades	12
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos.....	12
5.3 Estructura soporte	14
5.4 Inversores.....	15
5.5 Cableado	16
5.6 Conexión a red.....	17
5.7 Medidas	17
5.8 Protecciones.....	17
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	17
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	17
5.11 Medidas de seguridad	17

6 Recepción y pruebas

7 Cálculo de la producción anual esperada

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades	21
8.2 Programa de mantenimiento.....	21
8.3 Garantías.....	22

Anexo I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

Antecedentes

Esta documentación, elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red editado por primera vez en el año 2002, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.



1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 2.3 En todo caso serán de aplicación todas la normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
 - Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - 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.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 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.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.8 Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 Módulos

3.3.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$

3.3.5 Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 TONC

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/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y la velocidad del viento, de 1 m/s .

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 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 o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 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, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

- 4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.
- 4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.
- 4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

- 4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
 - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
 - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
 - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
 - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.
- 4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispira “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.
- 4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

- 4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 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.
- 5.1.4 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.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 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.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- 5.2.2 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.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 3 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 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.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 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.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3 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.
- 5.3.4 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.
- 5.3.5 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.
- 5.3.6 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.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

- 5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 5.4.3 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 microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 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.
- 5.4.8 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.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

5.8.1 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.

5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

5.9.1 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.

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

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

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.10.1 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.

5.11 Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 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.

6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

- 6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 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 mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.
- 7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
- 7.2.1 $G_{dm}(0)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
- Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2 $G_{dm}(\", \$)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro " representa el azimut y \$ la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\theta = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\phi = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\theta = 0^\circ, \phi = 35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

- 8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2 Programa de mantenimiento

- 8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
- Mantenimiento preventivo.
 - Mantenimiento correctivo.
- 8.2.3 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 la misma.
- 8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
 - 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. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
- Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - 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.
- 8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8 Registro de 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).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

- 8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- 8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.3.2 Plazos

- 8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- 8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

- 8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- 8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- 8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 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.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA



Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. 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.

2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
 - 1 termómetro de temperatura ambiente.
 - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA.
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$ Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

L_{cab} Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.

E Irradiancia solar, en W/m^2 , medida con la CTE calibrada.

g Coeficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$.

T_c Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.

T_{amb} Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.

$TONC$ Temperatura de operación nominal del módulo.

P_o Potencia nominal del generador en CEM, en W.

$R_{to, var}$ Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.

L_{tem} Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol} Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

L_{dis} Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

L_{ref} Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
L_{tem}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm^2 .

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
$TONC$	$^{\circ}C$	45	Obtenido del catálogo
E	W/m^2	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T_{amb}	$^{\circ}C$	22	Temperatura ambiente en sombra
T_c	$^{\circ}C$	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m^2 , 47 $^{\circ}C$)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
$R_{to, var}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{cc, fov}$	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
P_o	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA



Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

- 1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.
- 1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:
 - Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
 - Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

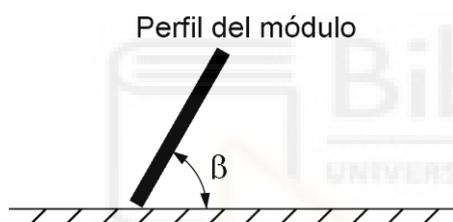


Fig. 1

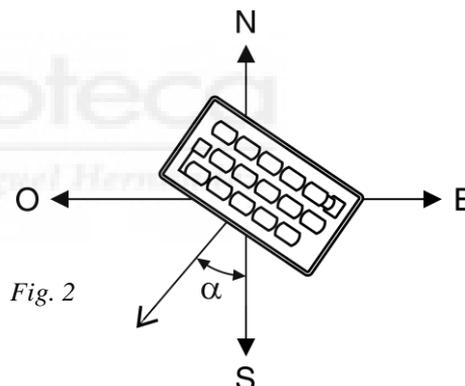


Fig. 2

2 Procedimiento

- 2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, N , de 41° , de la siguiente forma:
 - Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $N = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
 - Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $N = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

- 2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (N = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (N = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

- 2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\$ - N + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \text{"}] \quad \text{para } 15^\circ < \$ < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\$ - N + 10)^2] \quad \text{para } \$ \# 15^\circ$$

[Nota: ", \$, N se expresan en grados, siendo N la latitud del lugar].

3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = $+15^\circ$) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29° .

- 3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es $+15^\circ$, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $N = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 %- 95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

- 3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

- 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

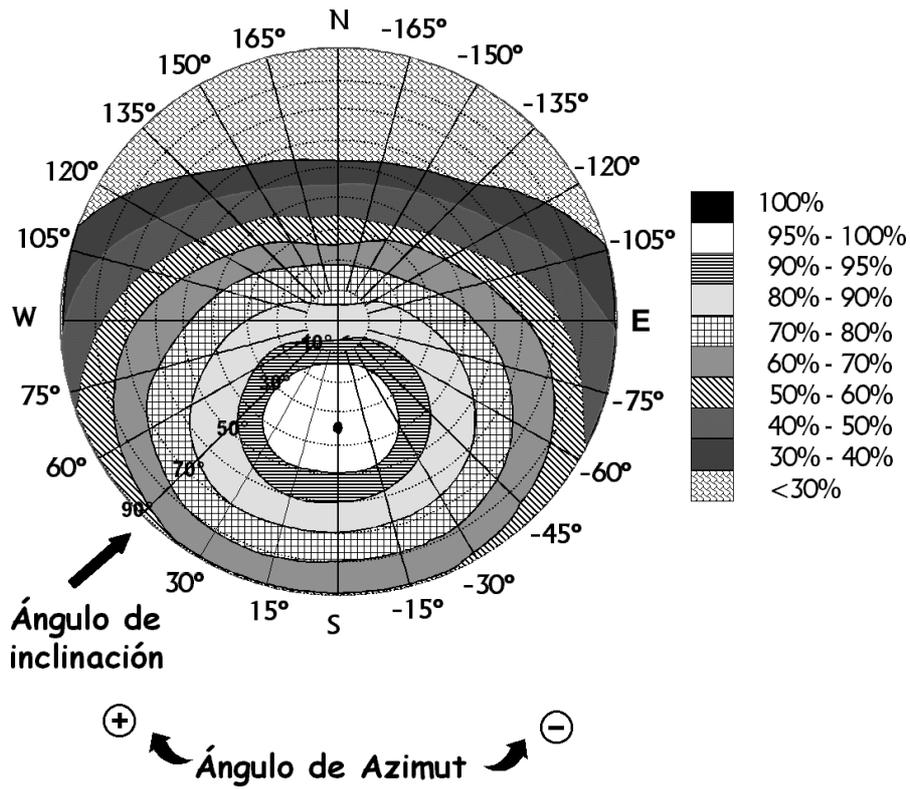


Fig. 3

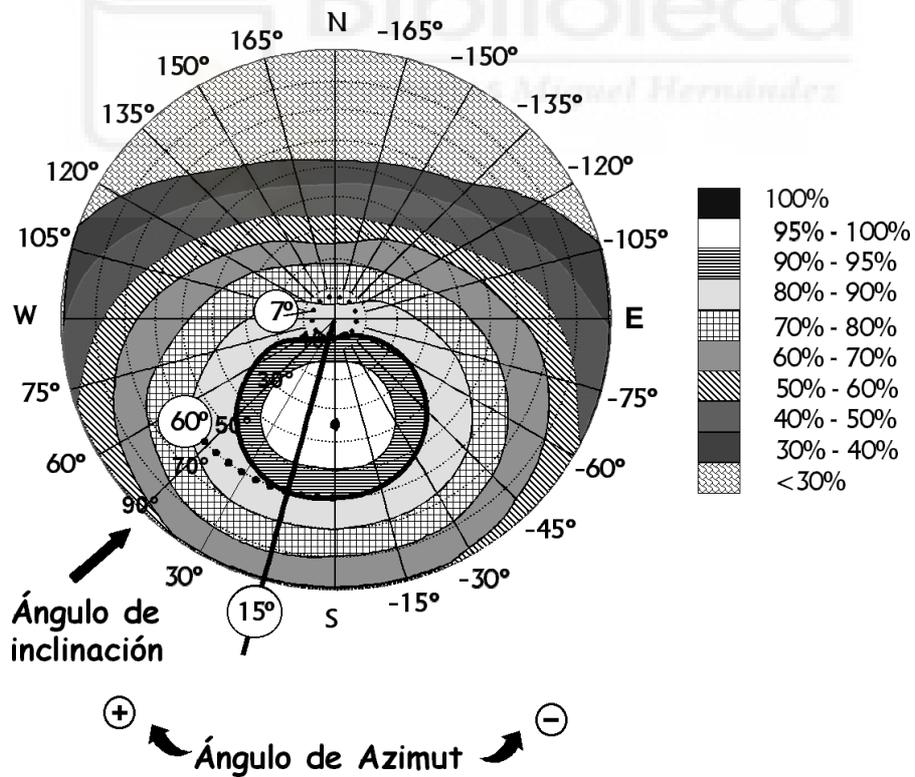


Fig. 4. Resolución del ejemplo.

ANEXO III

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS



Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).

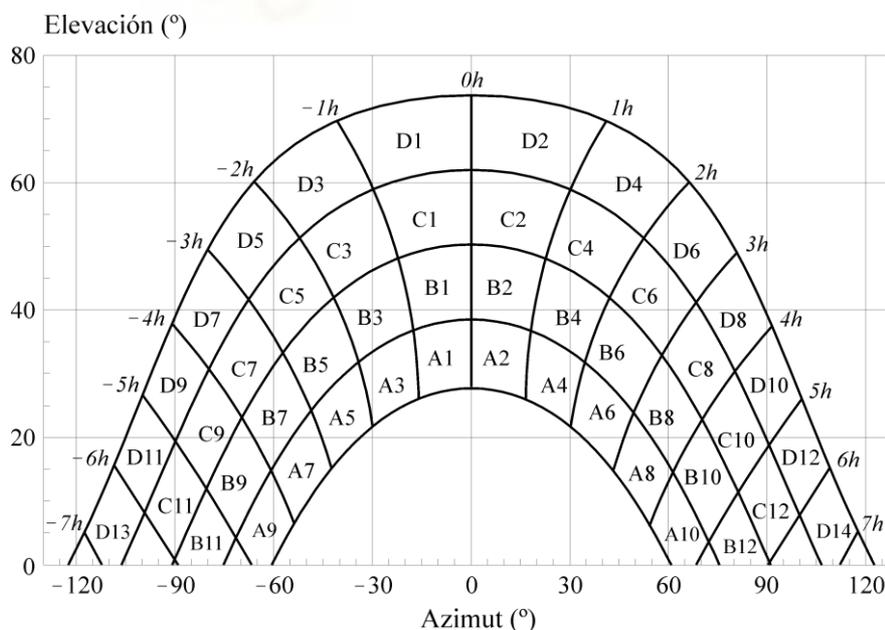


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos.

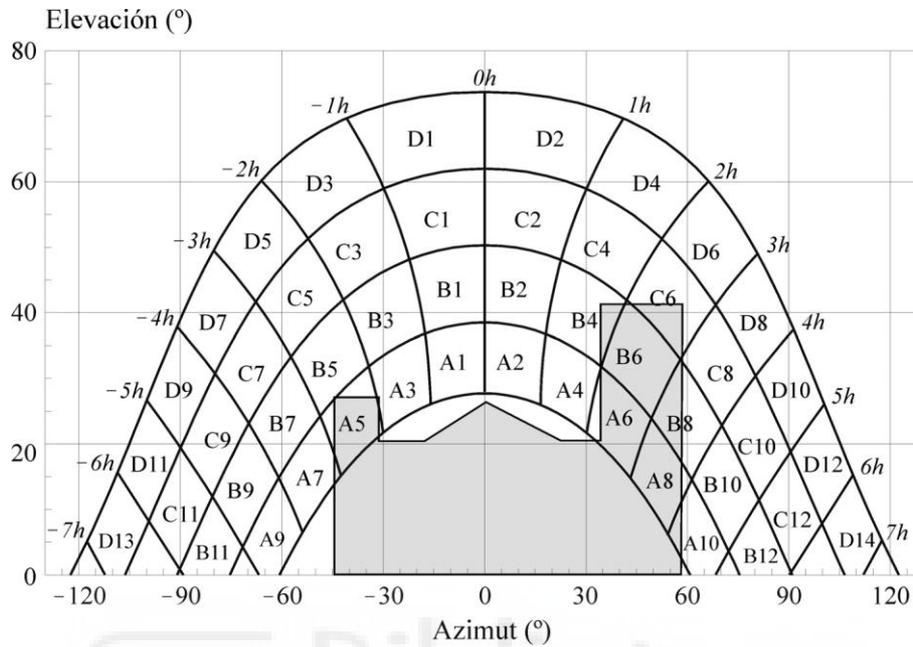


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\delta = 35^\circ$ " $= 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Cálculos:

$$\begin{aligned} & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\ & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\ & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\ & = 6,16 \% \bullet 6 \% \end{aligned}$$

5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a hAk , siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a hAk , siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

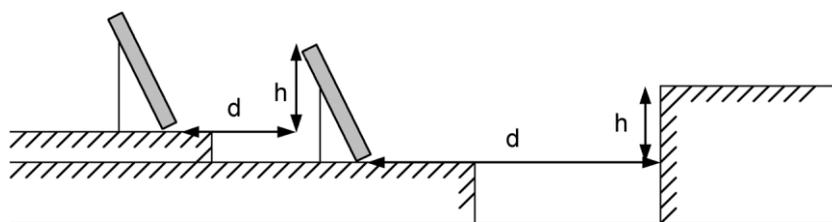


Fig. 7

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

PLANOS





ÍNDICE

Nº 1: Zapatas

Nº 2: Planta Baja

Nº 3: Planta Alta

Nº 4: Cubierta

Nº 5: Planimetría General

Nº 6: Pórticos

Nº 7: Alzado Este

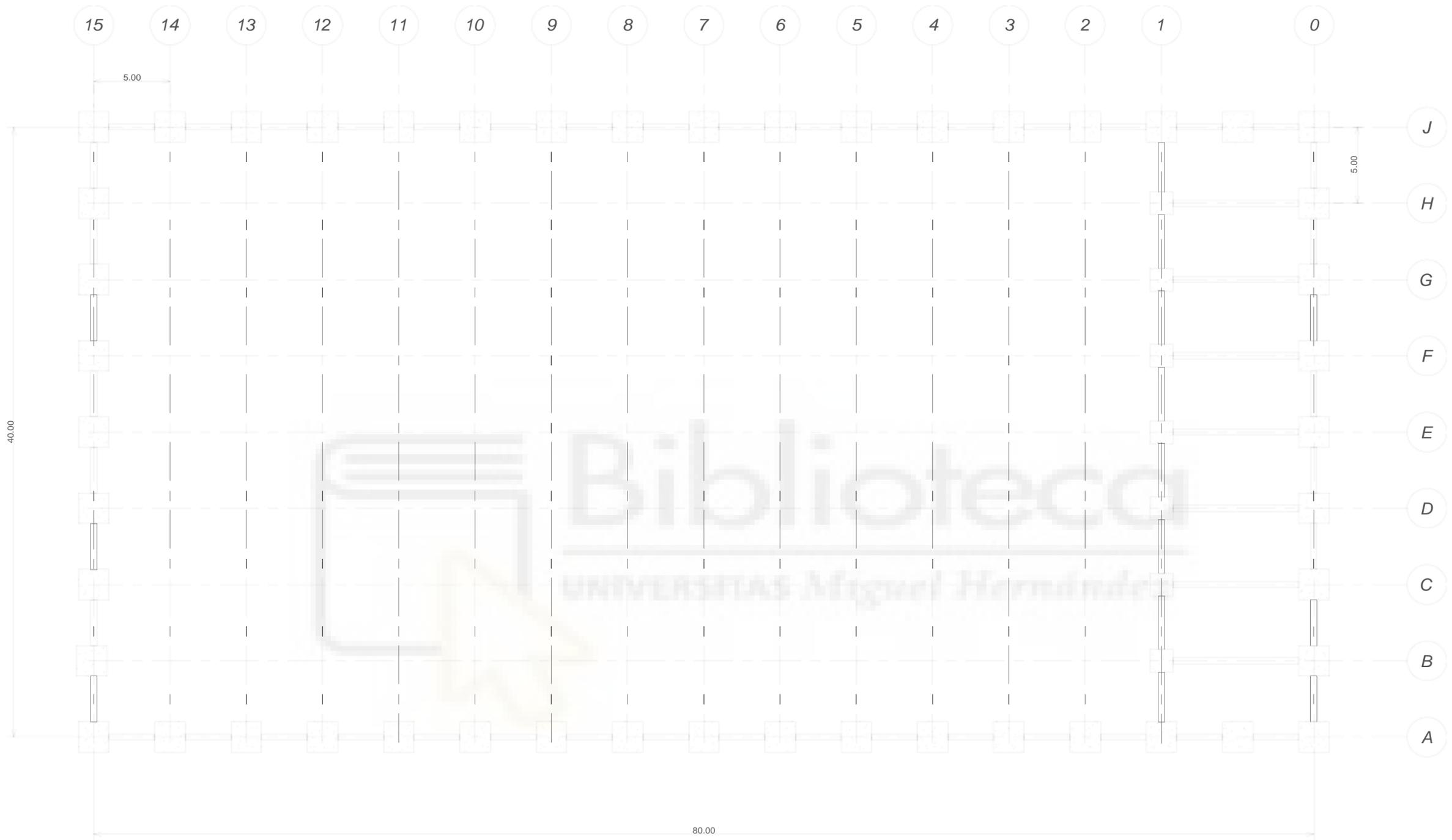
Nº 8: Vista Explosionada

Nº 9: Estructura 3D

Nº 10: Instalación Fotovoltaica

Nº 11: Unifilar

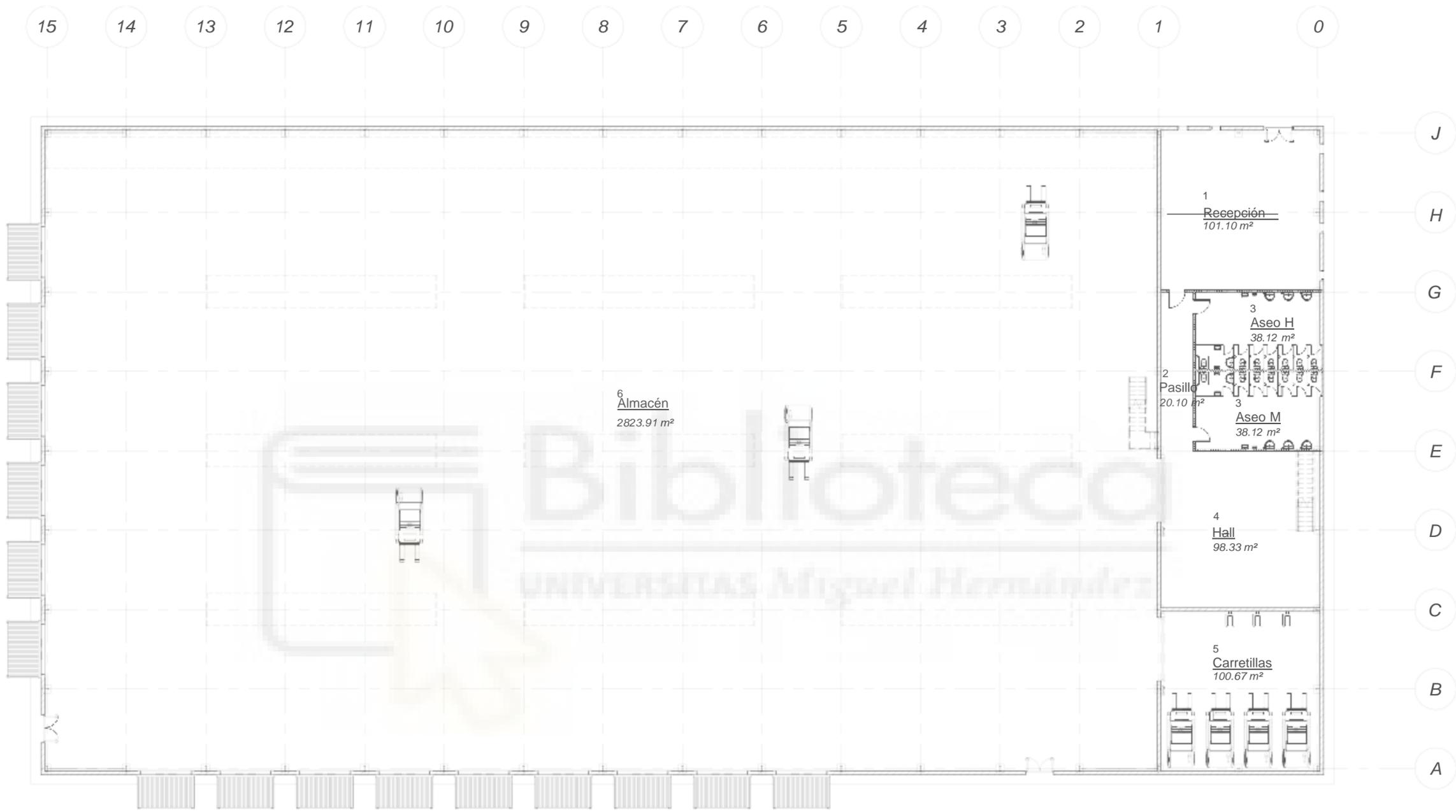




CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

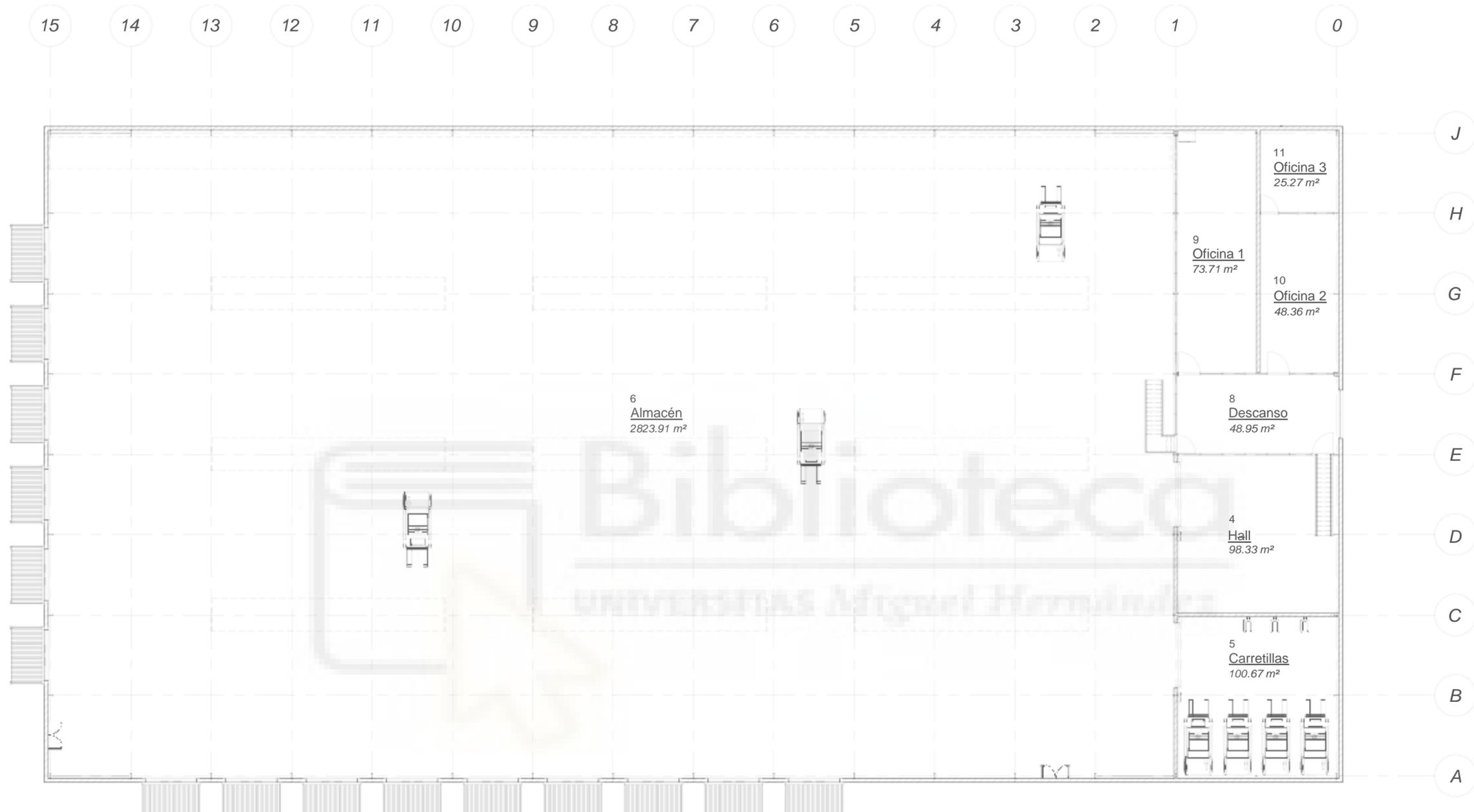
 Universidad Miguel Hernández Escuela Politécnica Superior de Elche	ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo	AUTOR: Tamer Kayal Kharrat
PLANO: Nave Industrial: Zapatas	Nº PLANO: 1 ESCALA: 1:200 FECHA: SEPTIEMBRE 2020



CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

 Universidad Miguel Hernández Escuela Politécnica Superior de Elche	ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo	
PLANO: Nave Industrial: Planta baja	Nº PLANO: 2
ESCALA: 1:200	FECHA: SEPTIEMBRE 2020



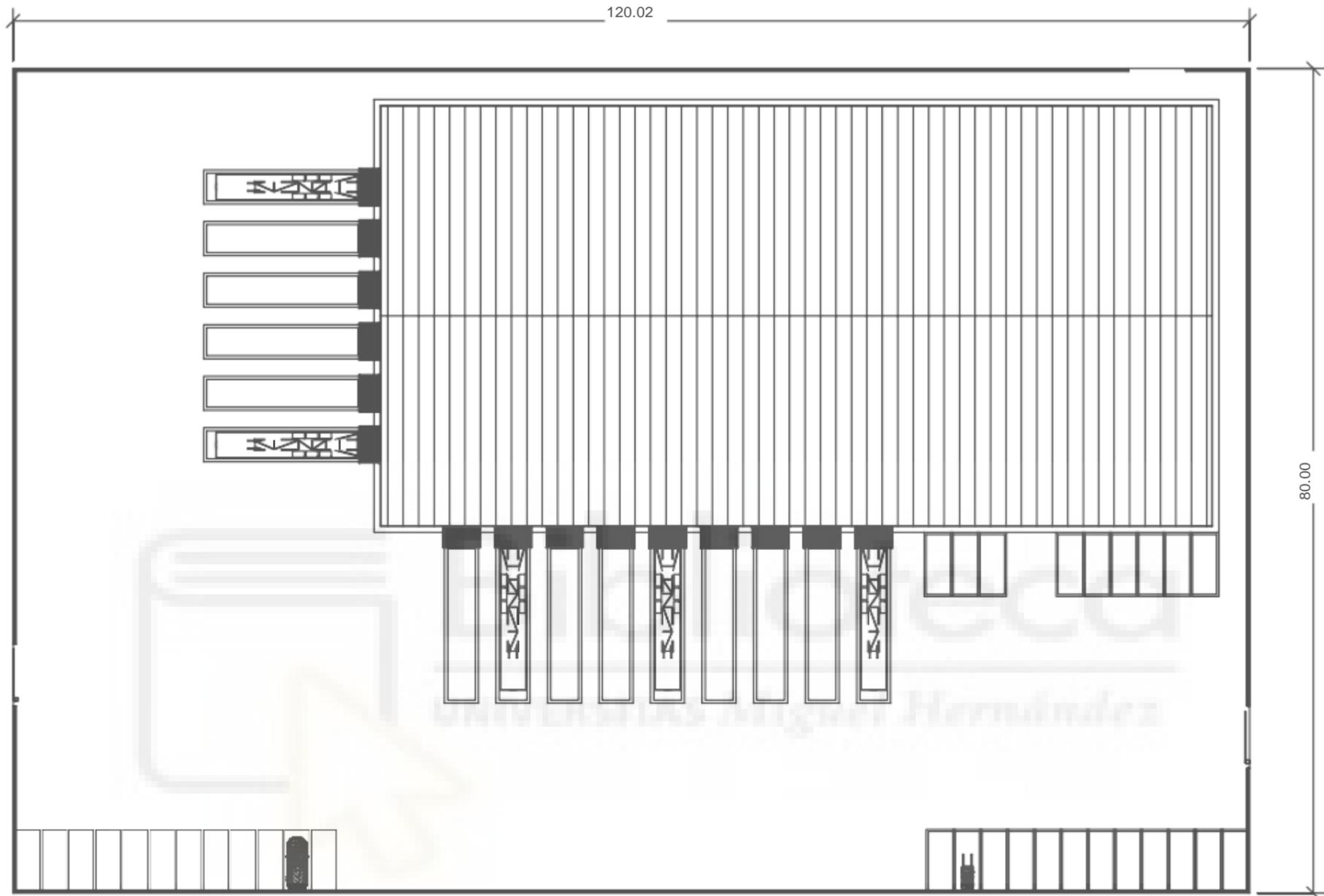
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

 Universidad Miguel Hernández Escuela Politécnica Superior de Elche	GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial	AUTOR: Tamer Kayal Kharrat	ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo		
PLANO: Nave Industrial: Planta alta	Nº PLANO: 3	ESCALA: 1:200	FECHA: SEPTIEMBRE 2020



	Universidad Miguel Hernández		ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	Escuela Politécnica Superior de Elche		
GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial	AUTOR: Tamer Kayal Kharrat		
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo			
PLANO: Nave Industrial: Cubierta	Nº PLANO: 4	ESCALA: 1:200	FECHA: SEPTIEMBRE 2020



Universidad Miguel Hernández
Escuela Politécnica Superior de Elche

ÁREA DE CONOCIMIENTO:
Proyectos de ingeniería

GRADO:
Ingeniería Electrónica y Automática Industrial

AUTOR:
Tamer Kayal Kharrat

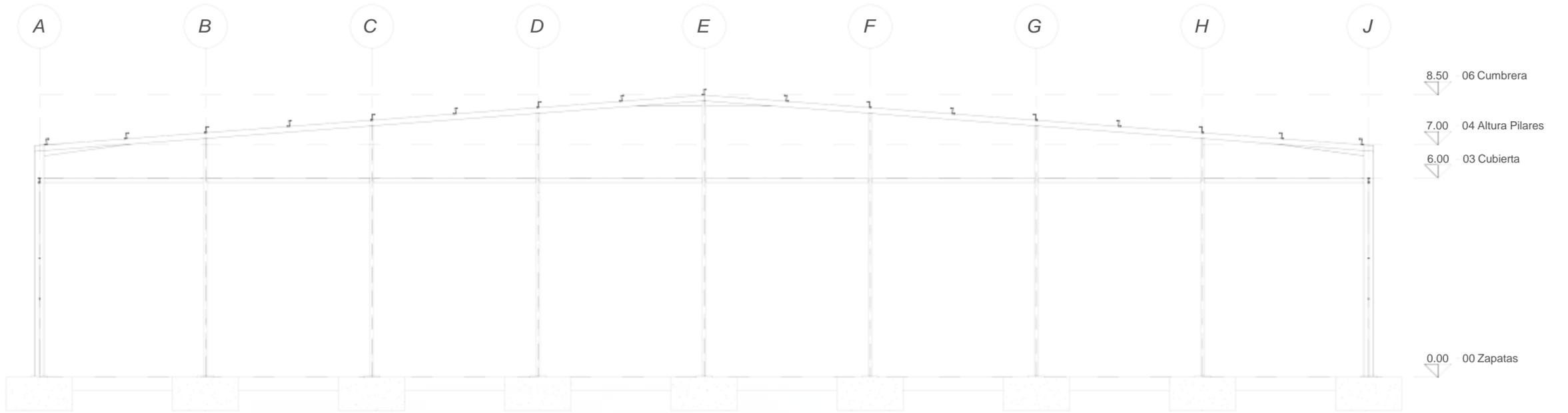
PROYECTO:
Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo

PLANO:
Nave Industrial: Planimetría general

Nº PLANO:
5

ESCALA:
1:500

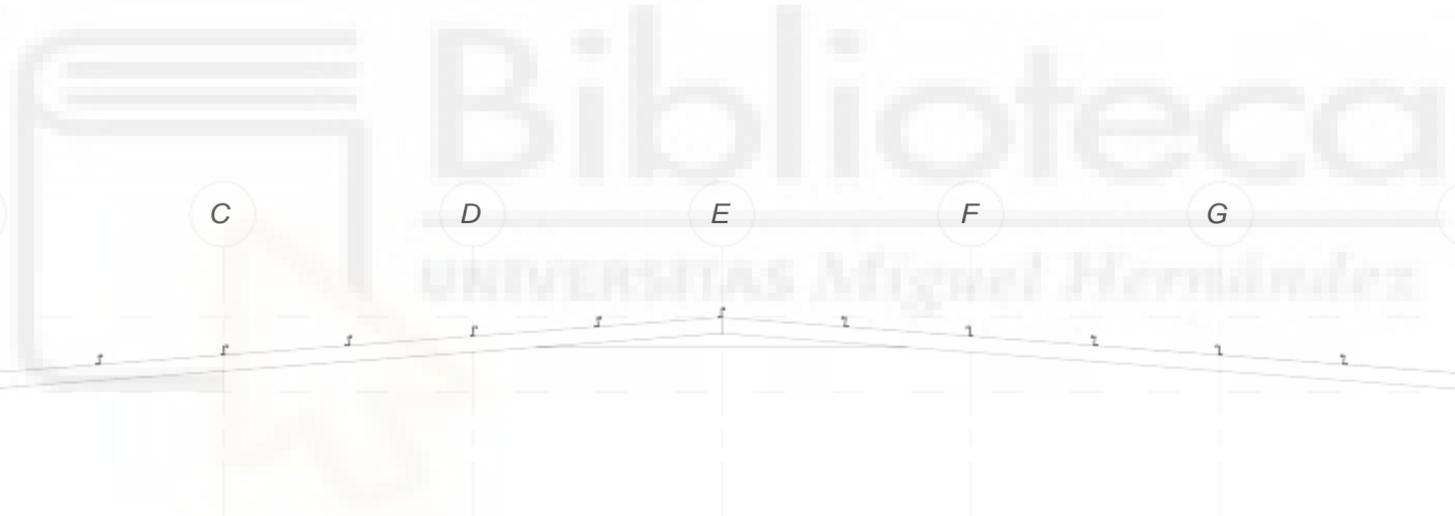
FECHA:
SEPTIEMBRE 2020



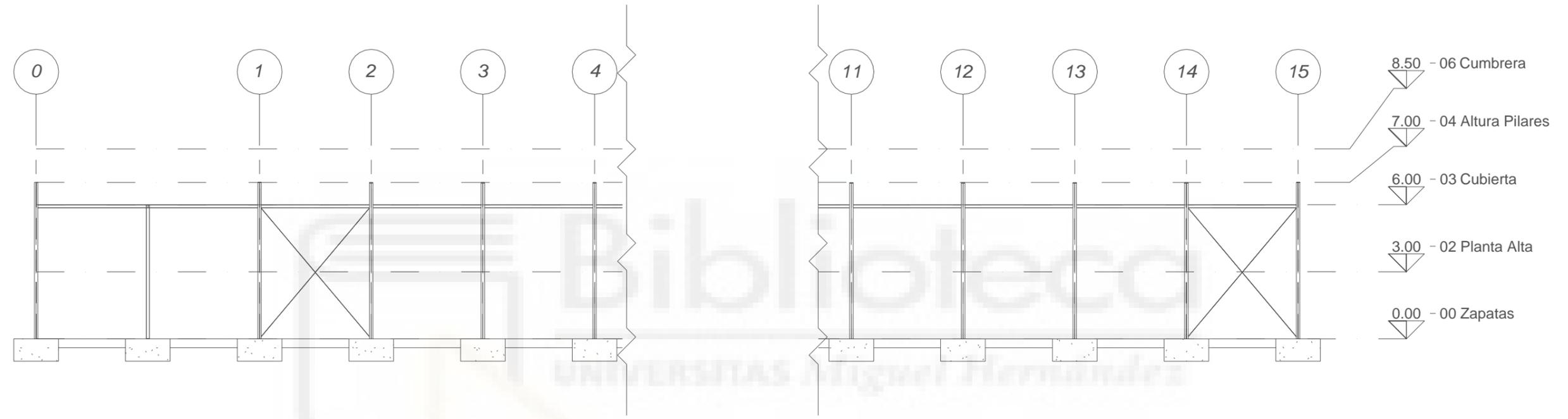
Pórticos Hastiales(0, 1, 15)



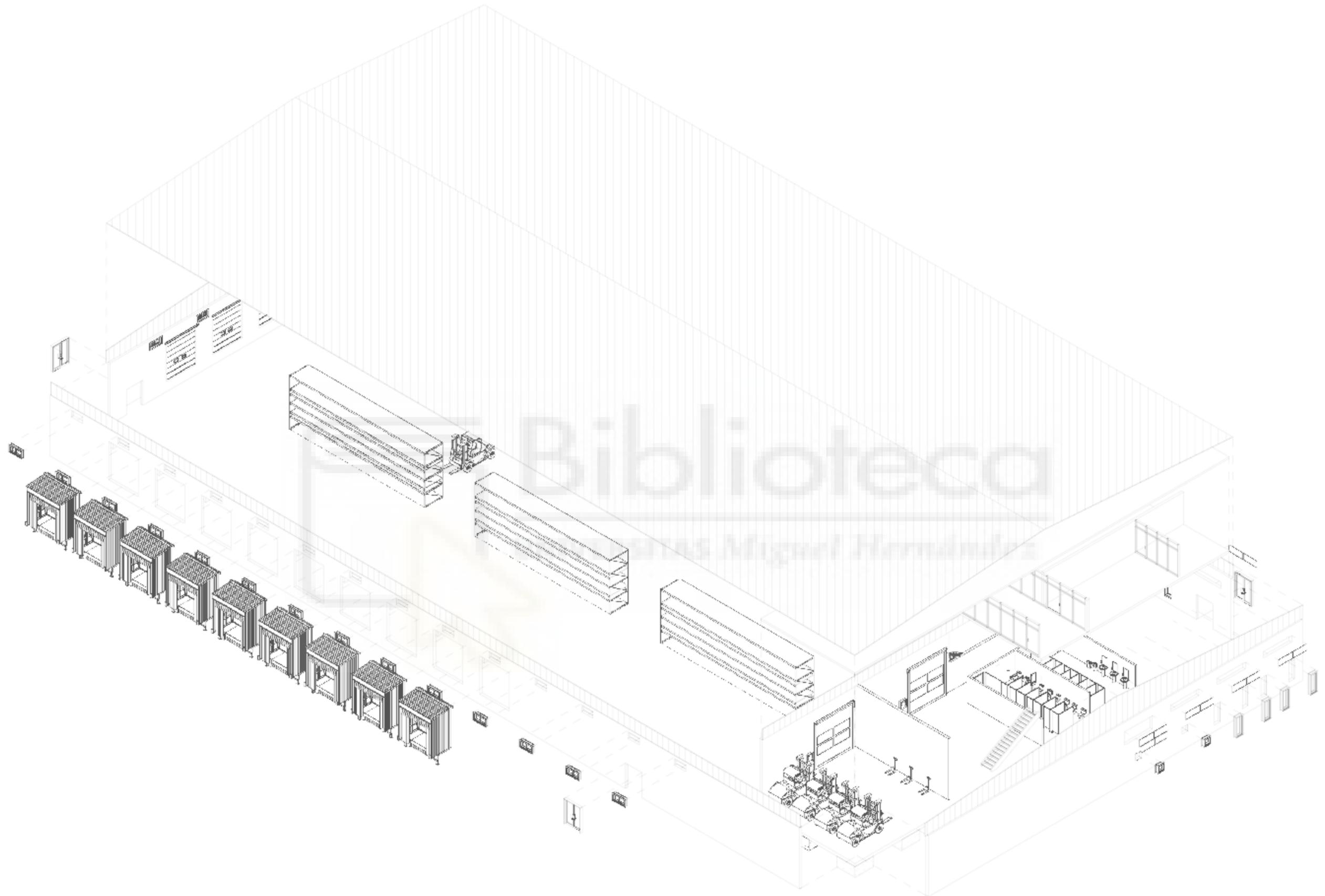
Pórticos Centrales(2-14)



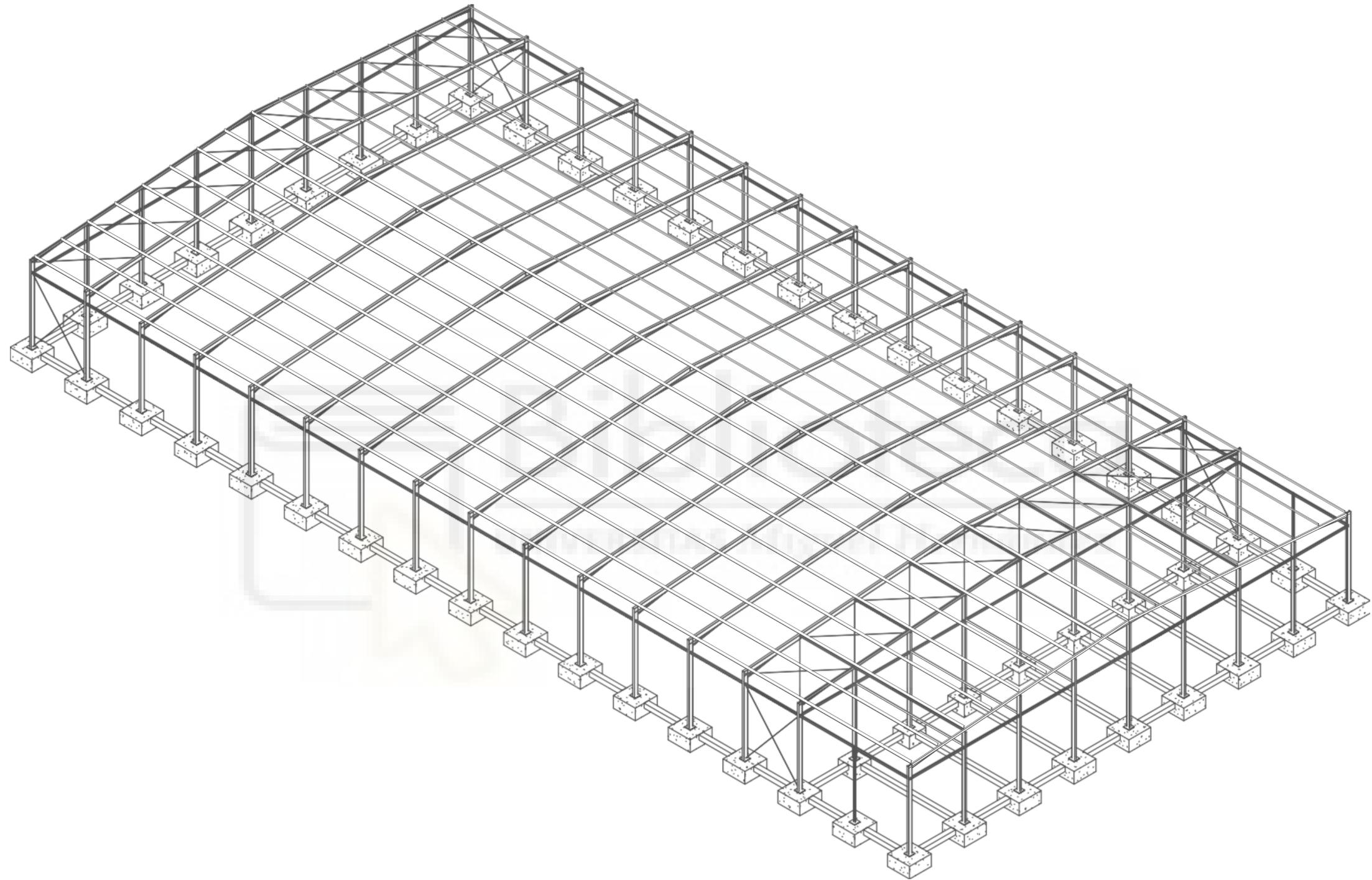
 UNIVERSIDAD Miguel Hernández	Universidad Miguel Hernández Escuela Politécnica Superior de Elche		ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial		AUTOR: Tamer Kayal Kharrat
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo			
PLANO: Nave Industrial: Pórticos	Nº PLANO: 6	ESCALA: 1:100	FECHA: SEPTIEMBRE 2020



 UNIVERSITAS Miguel Hernández	Universidad Miguel Hernández	ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	Escuela Politécnica Superior de Elche	
GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial		AUTOR: Tamer Kayal Kharrat
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo		
PLANO: Nave Industrial: Alzado Este	Nº PLANO: 7	ESCALA: 1:200 FECHA: SEPTIEMBRE 2020



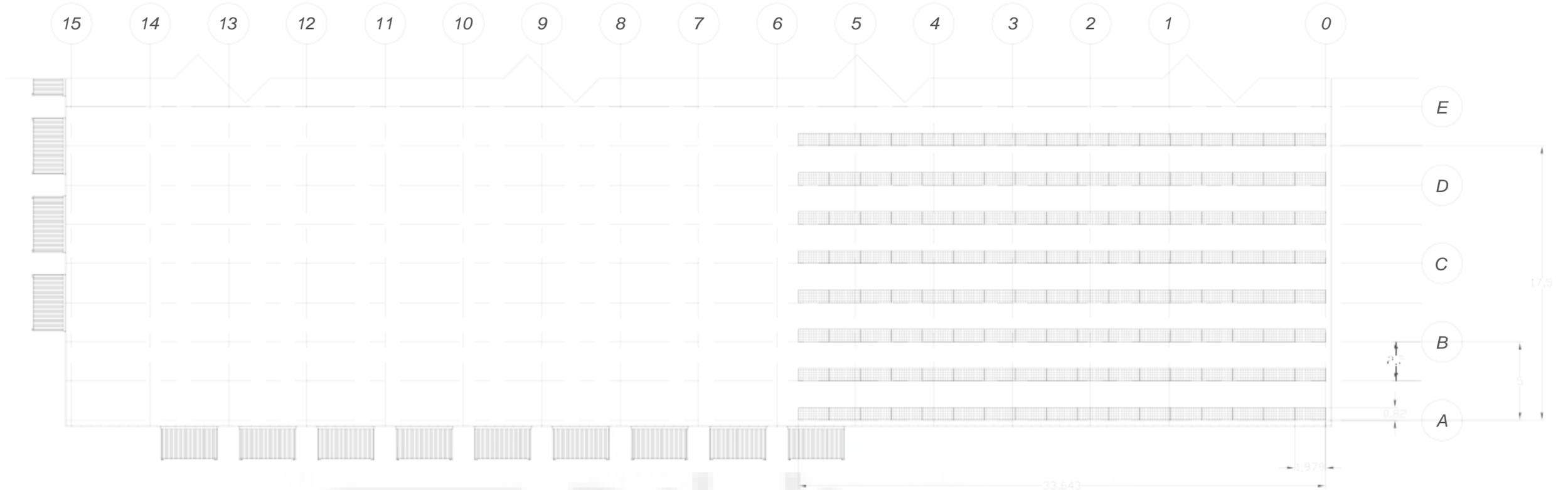
 Universidad Miguel Hernández Escuela Politécnica Superior de Elche	ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería		
	GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial	AUTOR: Tamer Kayal Kharrat	
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo			
PLANO: Nave Industrial: Vista Explosionada	Nº PLANO: 8	ESCALA: 1:200	FECHA: SEPTIEMBRE 2020



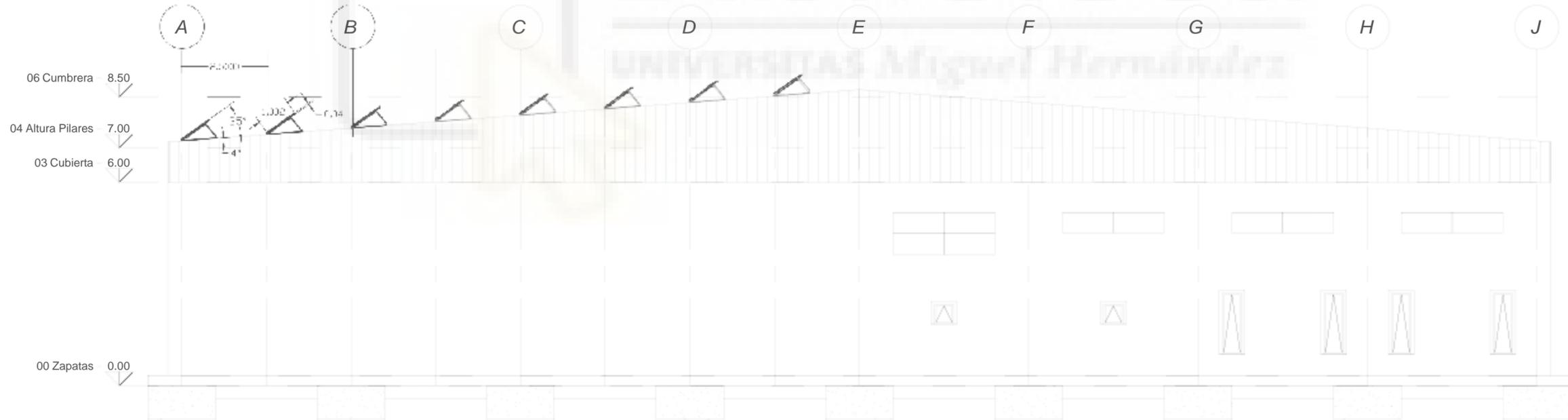
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

 UNIVERSITAT Miguel Hernández	Universidad Miguel Hernández		ÁREA DE CONOCIMIENTO:
	Escuela Politécnica Superior de Elche		Proyectos de ingeniería
GRADO:	Ingeniería Electrónica y Automática Industrial	AUTOR:	Tamer Kayal Kharrat
PROYECTO:	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo		
PLANO:	Nave Industrial: Estructura 3D	Nº PLANO:	9
		ESCALA:	1:200
		FECHA:	SEPTIEMBRE 2020

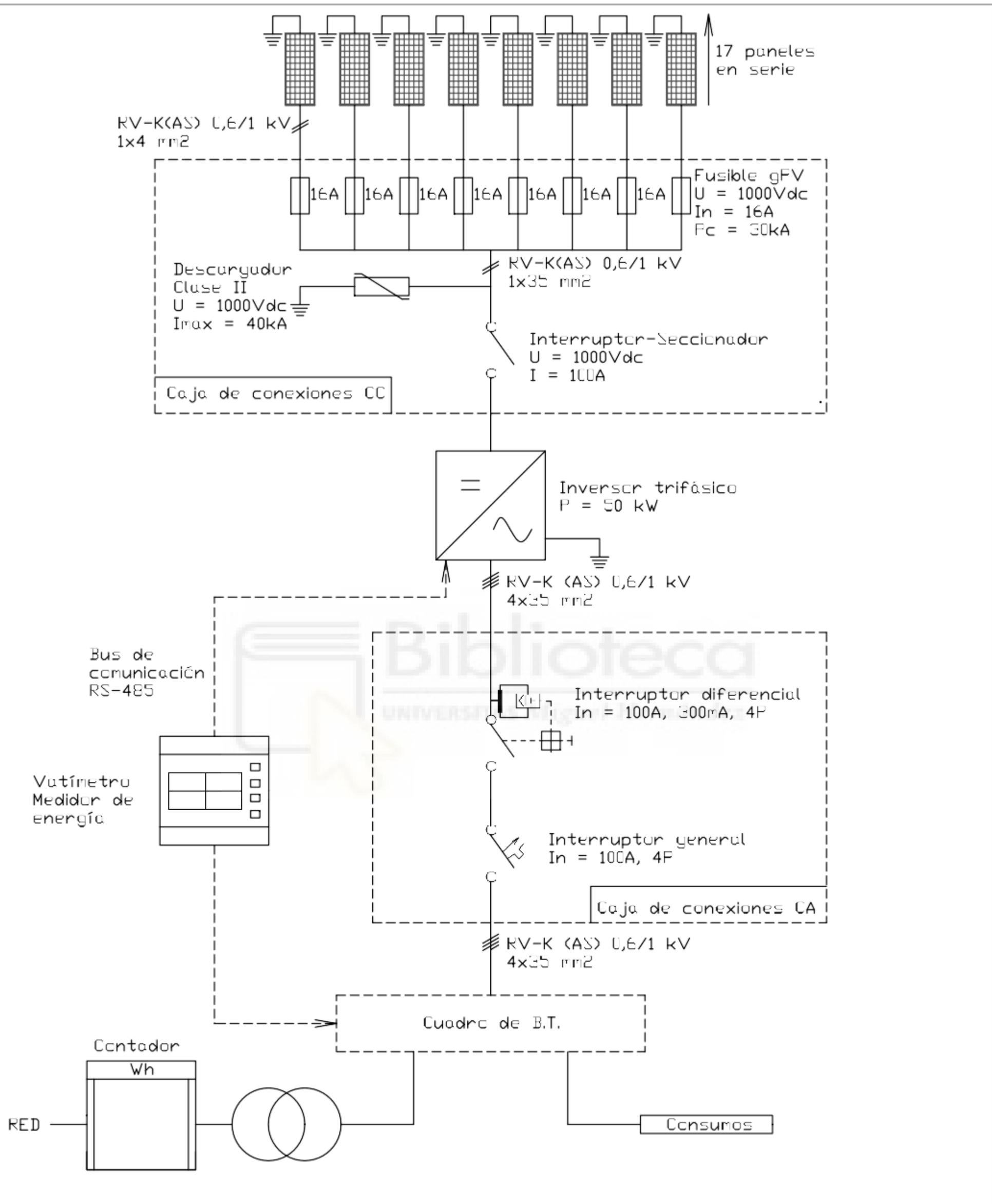


Planta Instalación Fotovoltaica
1 : 200



Perfil Instalación Fotovoltaica
1 : 100

 Universidad Miguel Hernández Escuela Politécnica Superior de Elche	ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo	
PLANO: Instalación fotovoltaica	Nº PLANO: 10
ESCALA: (blank)	FECHA: SEPTIEMBRE 2020



 UNIVERSIDAD Miguel Hernández	Universidad Miguel Hernández Escuela Politécnica Superior de Elche	ÁREA DE CONOCIMIENTO: Proyectos de ingeniería
	GRADO: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial	AUTOR: Tamer Kayal Kharrat
PROYECTO: Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo		
PLANO: Instalación fotovoltaica: Unifilar	Nº PLANO: 11	ESCALA: S/E
		FECHA: SEPTIEMBRE 2020

Bibliografía

1. <https://www.autodesk.es/solutions/bim/benefits-of-bim>
2. <https://www.esbim.es/es-bim/>
3. <https://www.buildingsmart.es/bim/>
4. <https://www.kaizenai.com/bim/que-es-el-bim/>
5. <https://www.rendersfactory.es/que-es-revit-de-autodesk-y-para-que-sirve/>
6. <https://www.construmatica.com/construpedia/Cimentaciones por Zapatas>
7. <https://apuntesingenierocivil.blogspot.com/2012/04/vigas-riostros-o-de-atado-de-cimientos.html>
8. <https://www.construmatica.com/construpedia/Pilar>
9. <http://pronabi.com/wp-content/uploads/2014/04/cap1-REV1.pdf>
10. <https://www.construmatica.com/construpedia/Cartela>
11. <https://dadun.unav.edu/bitstream/10171/57937/1/Dise%C3%B1o%20de%20estructuras%20-%20Tipos%20de%20estructuras%20industriales.pdf3>
12. <http://www.diccionariodelaconstruccion.com/estructuras/otras-estructuras/cruz-de-san-andres#:~:text=Es%20un%20elemento%20estructural%20met%C3%A1lico,y%20sujeci%C3%B3n%20de%20la%20misma.>
13. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
14. <https://www.bancomundial.org/>
15. <https://www.evwind.com/>
16. <https://www.xataka.com/energia/paneles-solares-organicos-se-ponen-muy-dificil-convencionales-baratos-flexibles-cada-vez-eficientes>
17. https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico
18. <https://www.generatuluz.com/generar-electricidad/placas-solares-fotovoltaicas/como-funcionan-placas-solares/>
19. https://es.qwe.wiki/wiki/Band_diagram
20. <https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>
21. <https://autosolar.es/>
22. <https://www.teknosolar.com/componentes-fotovoltaicos/estructuras/>
23. <https://www.archiexpo.es/prod/irfts/product-88822-812452.html>
24. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
25. <http://calculationsolar.com/blog/?cat=3>
26. https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1516-89132019000200213&script=sci_arttext
27. <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>
28. http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_-_GU%C3%8DA-TECNICA_Baja-Tensi%C3%B3n-ilovepdf-compressed.pdf
29. <https://ohmia.es/tarifas-3-0a-y-3-1a/>



ANEXOS

Anexo A – Luminarias

Anexo B – Cargas frigoríficas

Anexo C – Fichas técnicas





ANEXO A

LUMINARIAS



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Índice

Nave_industrial_TFG	
Portada del proyecto	1
Índice	2
Lista de luminarias	4
PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940	
Hoja de datos de luminarias	6
PHILIPS BCS460 W22L124 1xLED24/830 MLO-PC	
Hoja de datos de luminarias	7
PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED36S/830	
Hoja de datos de luminarias	8
PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED28S/830	
Hoja de datos de luminarias	9
PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830	
Hoja de datos de luminarias	10
PHILIPS BY470X 1xGRN130S/840 MB GC	
Hoja de datos de luminarias	11
Almacén	
Resumen	12
Lista de luminarias	13
Planta	14
Luminarias (ubicación)	15
Resultados luminotécnicos	16
Rendering (procesado) en 3D	17
Rendering (procesado) de colores falsos	18
Aseo H	
Resumen	19
Lista de luminarias	20
Planta	21
Luminarias (ubicación)	22
Resultados luminotécnicos	23
Rendering (procesado) en 3D	24
Rendering (procesado) de colores falsos	25
Aseo M	
Resumen	26
Lista de luminarias	27
Planta	28
Luminarias (ubicación)	29
Resultados luminotécnicos	30
Rendering (procesado) en 3D	31
Rendering (procesado) de colores falsos	32
Recepción	
Resumen	33
Lista de luminarias	34
Planta	35
Luminarias (ubicación)	36
Resultados luminotécnicos	37
Rendering (procesado) en 3D	38
Rendering (procesado) de colores falsos	39
Pasillo+ Hall	
Resumen	40
Lista de luminarias	41
Planta	42
Luminarias (ubicación)	43
Resultados luminotécnicos	44



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

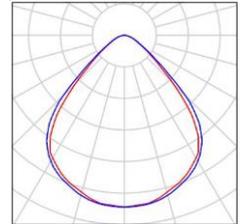
Índice

Rendering (procesado) en 3D	45
Rendering (procesado) de colores falsos	46
Carretillas	
Resumen	47
Lista de luminarias	48
Planta	49
Luminarias (ubicación)	50
Resultados luminotécnicos	51
Rendering (procesado) en 3D	52
Rendering (procesado) de colores falsos	53
Descanso	
Resumen	54
Lista de luminarias	55
Planta	56
Luminarias (ubicación)	57
Resultados luminotécnicos	58
Rendering (procesado) en 3D	59
Rendering (procesado) de colores falsos	60
Oficina 1	
Resumen	61
Lista de luminarias	62
Planta	63
Luminarias (ubicación)	64
Resultados luminotécnicos	65
Rendering (procesado) en 3D	66
Rendering (procesado) de colores falsos	67
Oficina 2	
Resumen	68
Lista de luminarias	69
Planta	70
Luminarias (ubicación)	71
Resultados luminotécnicos	72
Rendering (procesado) en 3D	73
Rendering (procesado) de colores falsos	74
Oficina 3	
Resumen	75
Lista de luminarias	76
Planta	77
Luminarias (ubicación)	78
Resultados luminotécnicos	79
Rendering (procesado) en 3D	80
Rendering (procesado) de colores falsos	81

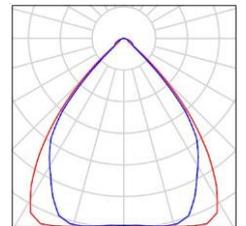
Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Nave_industrial_TFG / Lista de luminarias

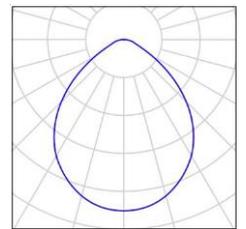
8 Pieza PHILIPS BCS460 W22L124 1xLED24/830 MLO-PC
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 1900 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1900 lm
Potencia de las luminarias: 21.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 70 94 99 100 100
Lámpara: 1 x LED24/830/- (Factor de corrección 1.000).



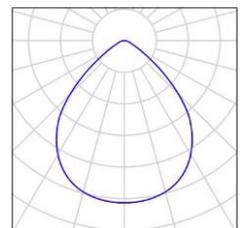
100 Pieza PHILIPS BY470X 1xGRN130S/840 MB GC
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 13000 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 13000 lm
Potencia de las luminarias: 97.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 82 98 100 100 100
Lámpara: 1 x GRN130S/840/- (Factor de corrección 1.000).



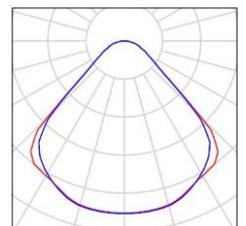
30 Pieza PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 1150 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1250 lm
Potencia de las luminarias: 11.6 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 61 91 98 100 92
Lámpara: 1 x LED10S/830/- (Factor de corrección 1.000).



42 Pieza PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3400 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3400 lm
Potencia de las luminarias: 27.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 67 95 99 100 100
Lámpara: 1 x LED34S/940/- (Factor de corrección 1.000).



15 Pieza PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED28S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 2800 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 2800 lm
Potencia de las luminarias: 24.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 64 90 97 100 100
Lámpara: 1 x LED28S/830/- (Factor de corrección 1.000).

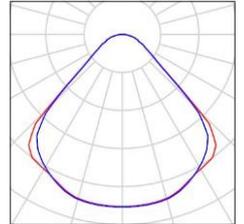




Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Nave_industrial_TFG / Lista de luminarias

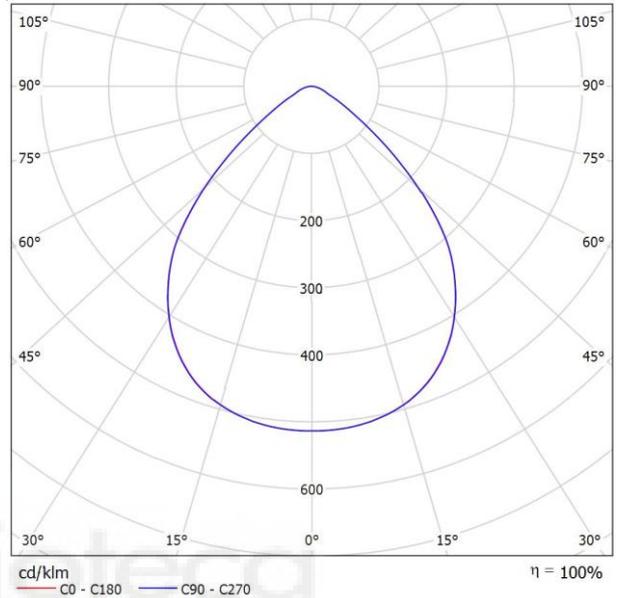
27 Pieza PHILIPS SM400C POE W30L120 1
xLED36S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3600 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3600 lm
Potencia de las luminarias: 32.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 64 90 97 100 100
Lámpara: 1 x LED36S/830/- (Factor de
corrección 1.000).



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940 / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
 Código CIE Flux: 67 95 99 100 100

PowerBalance Generación 2: rendimiento sostenible Cuando se trata de iluminar un espacio de oficina con luminarias LED, la gente normalmente desea invertir en sostenibilidad, siempre que su inversión se amortice. Al mismo tiempo, el sistema debe cumplir las normas de iluminación de oficinas para garantizar un entorno de trabajo cómodo. PowerBalance Generación 2 es la luminaria LED de Philips de mayor eficiencia energética y que cumple las normativas para uso en oficinas. En comparación con la solución T5, ahorra más de la mitad en costes energéticos y la fuente de luz tiene una vida útil mayor. Esto se traduce en costes operativos significativamente inferiores, lo que garantiza una amortización que se ajusta a las necesidades del mercado de especificación. Con esta gama se puede utilizar toda una serie de luminarias semimodulares y modulares muy versátiles. Estas luminarias se pueden montar fácilmente en techos con perfiles vistos y ocultos, así como en techos de escayola.

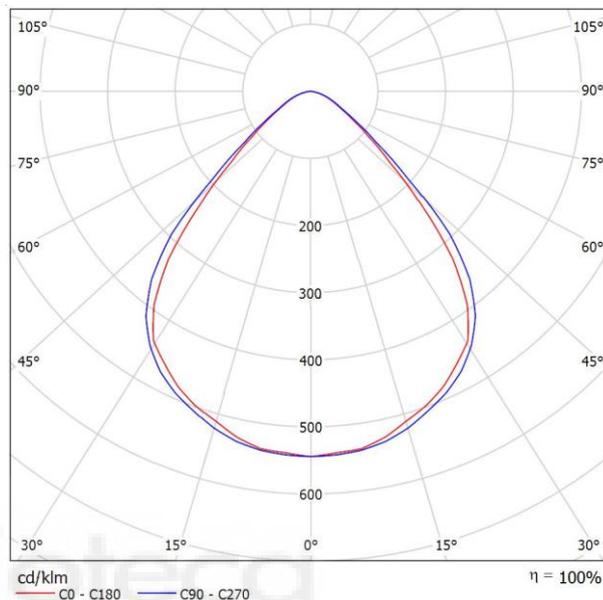
Emisión de luz 1:

Valoración de deslumbramiento según UGR											
p Techo	70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	
p Paredes	50	30	50	30	30	50	30	50	30	30	
p Suelo	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Tamaño del local	X	Y	Mirado en perpendicular al eje de lámpara				Mirado longitudinalmente al eje de lámpara				
2H	2H	18.0	19.0	18.2	19.2	19.4	18.0	19.0	18.3	19.2	19.5
	3H	18.0	18.9	18.3	19.2	19.4	18.0	19.0	18.3	19.2	19.5
	4H	18.0	18.9	18.4	19.2	19.4	18.1	18.9	18.4	19.2	19.5
	6H	18.1	18.9	18.4	19.1	19.4	18.1	18.9	18.4	19.2	19.5
	8H	18.0	18.8	18.4	19.1	19.4	18.1	18.8	18.4	19.1	19.4
12H	18.0	18.8	18.4	19.1	19.4	18.1	18.8	18.4	19.1	19.4	
4H	2H	18.1	18.9	18.4	19.2	19.5	18.1	19.0	18.4	19.2	19.5
	3H	18.2	18.9	18.5	19.2	19.6	18.2	18.9	18.6	19.2	19.6
	4H	18.3	18.9	18.7	19.2	19.6	18.3	18.9	18.7	19.3	19.6
	6H	18.3	18.9	18.7	19.2	19.6	18.3	18.9	18.8	19.3	19.7
	8H	18.3	18.8	18.8	19.2	19.6	18.4	18.9	18.8	19.3	19.7
12H	18.4	18.8	18.8	19.2	19.6	18.4	18.8	18.8	19.2	19.7	
8H	4H	18.2	18.7	18.7	19.1	19.5	18.3	18.8	18.7	19.1	19.5
	6H	18.3	18.7	18.8	19.2	19.6	18.4	18.8	18.8	19.2	19.6
	8H	18.4	18.7	18.9	19.2	19.7	18.4	18.8	18.9	19.2	19.7
	12H	18.4	18.7	18.9	19.2	19.7	18.4	18.7	18.9	19.2	19.7
	12H	18.4	18.7	18.9	19.2	19.7	18.4	18.7	18.9	19.2	19.7
12H	4H	18.2	18.7	18.7	19.1	19.5	18.2	18.7	18.7	19.1	19.5
	6H	18.3	18.7	18.8	19.1	19.6	18.3	18.7	18.8	19.1	19.6
	8H	18.4	18.7	18.9	19.2	19.6	18.4	18.7	18.9	19.2	19.7
Variación de la posición del espectador para separaciones S entre luminarias											
S = 1.0H	+1.1 / -1.8				+1.1 / -1.8						
S = 1.5H	+2.0 / -3.9				+2.0 / -3.8						
S = 2.0H	+3.3 / -4.9				+3.3 / -4.9						
Tabla estándar	BK01				BK01						
Sumando de corrección	0.3				0.4						
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 3400lm Flujo luminoso total											

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

PHILIPS BCS460 W22L124 1xLED24/830 MLO-PC / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
 Código CIE Flux: 70 94 99 100 100

Emisión de luz 1:

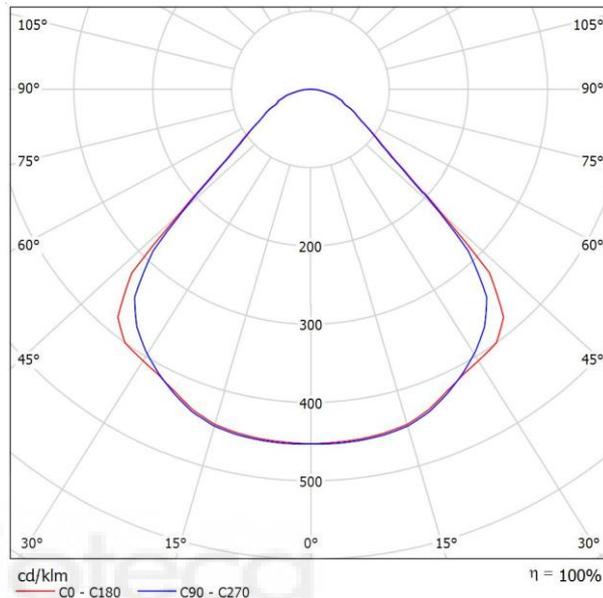
SmartForm – alumbrado de alto rendimiento y diseño atractivo Nos sentimos mejor y rendimos más en un entorno de trabajo agradable y cómodo. Diseñada para un uso mayoritario en oficinas, tiendas y escuelas, la familia de luminarias de montaje suspendido, adosado o aplique de pared SmartForm BCS460 combina la mejor calidad luminotécnica de su categoría con un diseño limpio y atractivo. Estas luminarias ultraplanas están disponibles en versiones rectangulares y cuadradas con las lámparas MASTER TL5 y TL5 ECO, y posibilitan distribuciones de luz directa e indirecta. También pueden utilizarse para formar líneas de luz y estructuras. Gracias a su amplia gama de microópticas y difusores de elevada eficiencia y confort, SmartForm BCS460 permite encontrar la solución perfecta para cada situación. Es posible integrar controles de iluminación en la propia luminaria para un ahorro adicional de energía.

Valoración de deslumbramiento según UGR											
ρ Techo	70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	
ρ Paredes	50	30	50	30	30	50	30	50	30	30	
ρ Suelo	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Tamaño del local X Y	Mirado en perpendicular al eje de lámpara					Mirado longitudinalmente al eje de lámpara					
2H	2H	14.5	15.5	14.7	15.7	15.9	15.0	16.0	15.3	16.2	16.4
	3H	14.7	15.6	15.0	15.8	16.1	15.2	16.1	15.5	16.4	16.6
	4H	14.8	15.6	15.1	15.9	16.2	15.3	16.2	15.6	16.4	16.7
	6H	14.8	15.6	15.2	15.9	16.2	15.3	16.1	15.7	16.4	16.7
	8H	14.8	15.6	15.2	15.9	16.2	15.3	16.1	15.7	16.4	16.7
4H	12H	14.8	15.5	15.2	15.8	16.1	15.3	16.0	15.7	16.3	16.7
	2H	14.6	15.4	14.9	15.7	15.9	15.0	15.9	15.4	16.1	16.4
	3H	14.9	15.6	15.3	15.9	16.3	15.4	16.1	15.7	16.4	16.7
	4H	15.1	15.7	15.5	16.0	16.4	15.5	16.1	15.9	16.5	16.8
	6H	15.2	15.7	15.6	16.1	16.5	15.6	16.2	16.0	16.5	16.9
8H	8H	15.2	15.7	15.6	16.0	16.4	15.6	16.1	16.1	16.5	16.9
	12H	15.2	15.6	15.6	16.0	16.4	15.6	16.0	16.1	16.5	16.9
	4H	15.1	15.6	15.5	16.0	16.4	15.5	16.0	16.0	16.4	16.8
	6H	15.2	15.6	15.7	16.0	16.5	15.7	16.1	16.1	16.5	16.9
	8H	15.3	15.6	15.7	16.0	16.5	15.7	16.0	16.2	16.5	17.0
12H	12H	15.3	15.5	15.7	16.0	16.5	15.7	16.0	16.2	16.4	16.9
	4H	15.1	15.5	15.5	15.9	16.3	15.5	15.9	16.0	16.4	16.8
	6H	15.2	15.6	15.7	16.0	16.5	15.7	16.0	16.1	16.4	16.9
	8H	15.3	15.5	15.7	16.0	16.5	15.7	16.0	16.2	16.4	16.9
	Variación de la posición del espectador para separaciones S entre luminarias										
S = 1.0H	+1.1 / -1.6					+0.9 / -1.6					
S = 1.5H	+2.1 / -2.7					+2.5 / -2.8					
S = 2.0H	+3.7 / -3.4					+4.1 / -3.6					
Tabla estándar	BK02					BK01					
Sumando de corrección	-2.5					-2.5					
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 1900lm Flujo luminoso total											

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED36S/830 / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
 Código CIE Flux: 64 90 97 100 100

SlimBlend Rectangular - Alto rendimiento, control avanzado Actualmente existe una demanda de iluminación de buena calidad que cumpla la normativa para oficinas. Además, también crece la necesidad de efectos que mejoren la comodidad, tales como iluminación difusa e iluminación fundida suavemente con la arquitectura del techo. Por estos motivos, las soluciones de "superficie de luz" cobran especial importancia. No obstante, en paralelo con estas necesidades, también se exige reducir los costes energéticos y de mantenimiento. SlimBlend responde a todas estas necesidades, entre otras. No solamente ofrece comodidad sin deslumbramiento, con un efecto difuso y una estética ordenada gracias a las opciones de control integradas, sino que crea una mezcla especial de luz. Utiliza la luz "atrapada" bajo el ocultamiento para crear un resplandor sutil, con una transición suave hacia el borde que reduce la percepción de luminosidad y fusiona la luz con el techo. SlimBlend también puede formar parte de un sistema de iluminación conectado e integrado en la infraestructura de IT, que permita recopilar datos sobre su utilización para contribuir a reducir los costes energéticos y mejorar aún más la comodidad de los empleados. Además, gracias a su fino diseño, facilita la instalación del equipo técnico. La variedad de formas de montaje permite utilizar esta familia de luminarias en diferentes tipos de techo. SlimBlend se suministra con forma cuadrada o rectangular y puede empotrarse, montarse en superficie o suspenderse. Ofrece un buen equilibrio entre el coste inicial y el retorno de la inversión, lo que la convierte en la opción ideal para proporcionar una excelente calidad de luz y un retorno rápido de la inversión para oficinas.

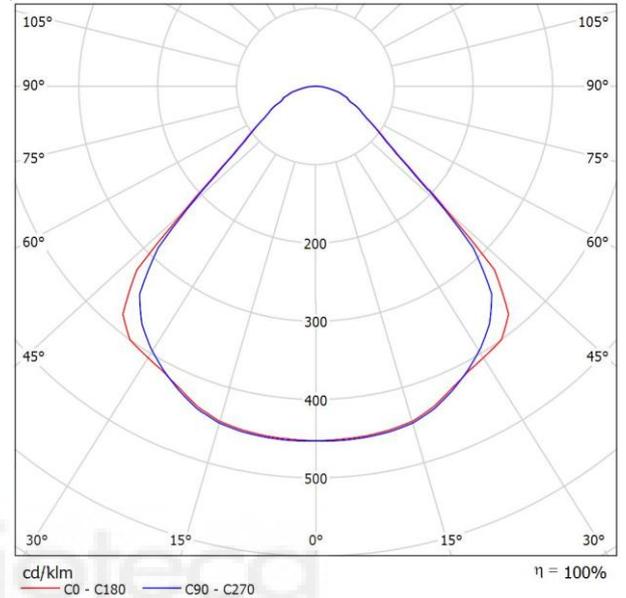
Emisión de luz 1:

Valoración de deslumbramiento según UGR											
		70	70	50	50	30	70	70	50	50	30
p Techo		70	70	50	50	30	70	70	50	50	30
p Paredes		50	30	50	30	30	50	30	50	30	30
p Suelo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Tamaño del local		Mirado en perpendicular al eje de lámpara					Mirado longitudinalmente al eje de lámpara				
X	Y										
2H	2H	14.9	16.0	15.2	16.2	16.4	14.7	15.8	15.0	16.0	16.2
	3H	15.3	16.3	15.7	16.6	16.8	15.2	16.2	15.5	16.4	16.7
	4H	15.6	16.5	15.9	16.8	17.1	15.5	16.4	15.8	16.7	17.0
	6H	15.9	16.8	16.2	17.0	17.3	15.8	16.7	16.1	16.9	17.2
	8H	16.0	16.8	16.4	17.1	17.4	15.9	16.7	16.3	17.0	17.4
12H	16.1	16.9	16.5	17.2	17.5	16.0	16.8	16.4	17.1	17.5	
4H	2H	15.0	16.0	15.4	16.2	16.5	14.8	15.8	15.2	16.0	16.3
	3H	15.7	16.4	16.0	16.8	17.1	15.5	16.3	15.9	16.6	16.9
	4H	16.1	16.8	16.5	17.1	17.4	16.0	16.6	16.4	17.0	17.3
	6H	16.5	17.1	16.9	17.5	17.9	16.5	17.0	16.9	17.4	17.8
	8H	16.7	17.3	17.1	17.6	18.1	16.7	17.2	17.1	17.6	18.0
12H	16.9	17.4	17.3	17.8	18.2	16.9	17.4	17.3	17.8	18.2	
8H	4H	16.3	16.8	16.7	17.2	17.6	16.2	16.7	16.6	17.1	17.5
	6H	16.9	17.3	17.3	17.7	18.2	16.8	17.3	17.3	17.7	18.1
	8H	17.2	17.6	17.7	18.0	18.5	17.2	17.6	17.6	18.0	18.5
	12H	17.5	17.8	18.0	18.3	18.8	17.5	17.8	18.0	18.3	18.8
	12H	16.3	16.8	16.7	17.2	17.6	16.2	16.7	16.6	17.1	17.5
8H	16.9	17.3	17.4	17.8	18.3	16.9	17.3	17.4	17.7	18.2	
8H	17.3	17.7	17.8	18.1	18.6	17.3	17.6	17.8	18.1	18.6	
Variación de la posición del espectador para separaciones S entre luminarias											
S = 1.0H		+0.8 / -0.8					+0.6 / -0.7				
S = 1.5H		+1.6 / -1.3					+1.3 / -1.2				
S = 2.0H		+2.9 / -1.7					+2.5 / -1.6				
Tabla estándar		BK04					BK04				
Sumando de corrección		-0.4					-0.5				
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 3600lm Flujo luminoso total											

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED28S/830 / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
 Código CIE Flux: 64 90 97 100 100

Emisión de luz 1:

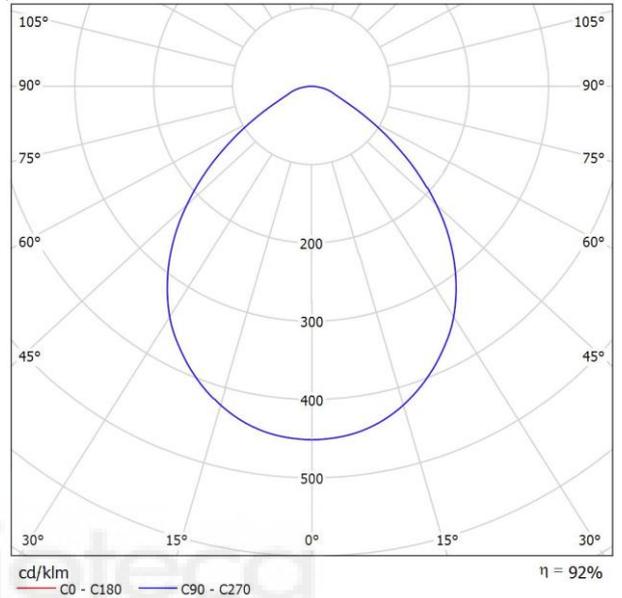
SlimBlend Rectangular - Alto rendimiento, control avanzado Actualmente existe una demanda de iluminación de buena calidad que cumpla la normativa para oficinas. Además, también crece la necesidad de efectos que mejoren la comodidad, tales como iluminación difusa e iluminación fundida suavemente con la arquitectura del techo. Por estos motivos, las soluciones de "superficie de luz" cobran especial importancia. No obstante, en paralelo con estas necesidades, también se exige reducir los costes energéticos y de mantenimiento. SlimBlend responde a todas estas necesidades, entre otras. No solamente ofrece comodidad sin deslumbramiento, con un efecto difuso y una estética ordenada gracias a las opciones de control integradas, sino que crea una mezcla especial de luz. Utiliza la luz "atrapada" bajo el ocultamiento para crear un resplandor sutil, con una transición suave hacia el borde que reduce la percepción de luminosidad y fusiona la luz con el techo. SlimBlend también puede formar parte de un sistema de iluminación conectado e integrado en la infraestructura de IT, que permita recopilar datos sobre su utilización para contribuir a reducir los costes energéticos y mejorar aún más la comodidad de los empleados. Además, gracias a su fino diseño, facilita la instalación del equipo técnico. La variedad de formas de montaje permite utilizar esta familia de luminarias en diferentes tipos de techo. SlimBlend se suministra con forma cuadrada o rectangular y puede empotrarse, montarse en superficie o suspenderse. Ofrece un buen equilibrio entre el coste inicial y el retorno de la inversión, lo que la convierte en la opción ideal para proporcionar una excelente calidad de luz y un retorno rápido de la inversión para oficinas.

Valoración de deslumbramiento según UGR												
		70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	
p Techo		70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	
p Paredes		50	30	50	30	30	50	30	50	30	30	
p Suelo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Tamaño del local	X	Y	Mirado en perpendicular al eje de lámpara				Mirado longitudinalmente al eje de lámpara					
2H	2H	2H	14.0	15.1	14.3	15.3	15.6	13.8	14.9	14.1	15.1	15.3
	3H	3H	14.5	15.5	14.8	15.7	16.0	14.3	15.3	14.6	15.5	15.8
	4H	4H	14.7	15.7	15.1	15.9	16.2	14.6	15.5	14.9	15.8	16.1
	6H	6H	15.0	15.9	15.4	16.2	16.5	14.9	15.8	15.3	16.1	16.4
	8H	8H	15.1	16.0	15.5	16.3	16.6	15.1	15.9	15.4	16.2	16.5
4H	2H	2H	14.2	15.1	14.5	15.4	15.6	14.0	14.9	14.3	15.2	15.4
	3H	3H	14.8	15.6	15.2	15.9	16.2	14.6	15.4	15.0	15.7	16.1
	4H	4H	15.2	15.9	15.6	16.2	16.6	15.1	15.8	15.5	16.1	16.5
	6H	6H	15.6	16.2	16.0	16.6	17.0	15.6	16.2	16.0	16.5	16.9
	8H	8H	15.8	16.4	16.3	16.8	17.2	15.8	16.3	16.2	16.7	17.1
8H	2H	2H	16.0	16.5	16.5	16.9	17.3	16.0	16.5	16.4	16.9	17.3
	4H	4H	15.4	15.9	15.8	16.3	16.7	15.3	15.8	15.7	16.2	16.6
	6H	6H	16.0	16.4	16.5	16.9	17.3	16.0	16.4	16.4	16.8	17.3
	8H	8H	16.3	16.7	16.8	17.2	17.6	16.3	16.7	16.8	17.1	17.6
	12H	12H	16.6	17.0	17.1	17.4	17.9	16.6	17.0	17.1	17.4	17.9
12H	4H	4H	15.4	15.9	15.8	16.3	16.7	15.3	15.8	15.8	16.2	16.6
	6H	6H	16.1	16.5	16.5	16.9	17.4	16.0	16.4	16.5	16.9	17.3
	8H	8H	16.4	16.8	16.9	17.2	17.7	16.4	16.8	16.9	17.2	17.7
Variación de la posición del espectador para separaciones S entre luminarias												
S = 1.0H		+0.8 / -0.8				+0.6 / -0.7						
S = 1.5H		+1.6 / -1.3				+1.3 / -1.2						
S = 2.0H		+2.9 / -1.7				+2.5 / -1.6						
Tabla estándar		BK04				BK04						
Sumando de corrección		-1.2				-1.4						
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 2800lm Flujo luminoso total												

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
 Código CIE Flux: 61 91 98 100 92

Emisión de luz 1:

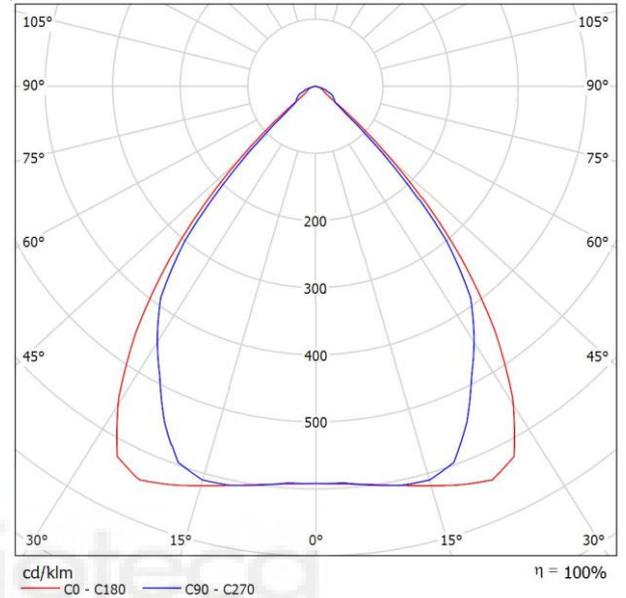
Coreline Downlight G4 La familia CoreLine Downlight se ha diseñado para sustituir los downlights convencionales de fluorescencia compacta. Su atractiva relación calidad precio ayuda a los clientes a realizar el cambio a LED. Estas luminarias crean un efecto de iluminación natural para su uso en aplicaciones de iluminación general. También ofrecen ahorros de energía al instante y tienen una vida útil mucho más prolongada, lo que las hace una solución respetuosa con el medio ambiente. Son fáciles de instalar gracias a su tamaño de corte estándar y conectores push-in.

Valoración de deslumbramiento según UGR											
p Techo	70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	
p Paredes	50	30	50	30	30	50	30	50	30	30	
p Suelo	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Tamaño del local	X	Y	Mirado en perpendicular al eje de lámpara				Mirado longitudinalmente al eje de lámpara				
2H	2H	25.3	26.4	25.6	26.6	26.9	25.3	26.4	25.6	26.6	26.9
	3H	25.7	26.7	26.0	26.9	27.2	25.7	26.7	26.0	26.9	27.2
	4H	25.9	26.8	26.2	27.1	27.4	25.9	26.8	26.2	27.1	27.4
	6H	26.1	26.9	26.4	27.2	27.5	26.1	26.9	26.4	27.2	27.5
	8H	26.1	27.0	26.5	27.3	27.6	26.1	27.0	26.5	27.3	27.6
12H	26.2	27.0	26.6	27.3	27.6	26.2	27.0	26.6	27.3	27.6	
4H	2H	25.5	26.5	25.8	26.7	27.0	25.5	26.5	25.8	26.7	27.0
	3H	26.0	26.8	26.4	27.1	27.5	26.0	26.8	26.4	27.1	27.5
	4H	26.3	27.0	26.7	27.4	27.7	26.3	27.0	26.7	27.4	27.7
	6H	26.6	27.2	27.1	27.6	28.0	26.6	27.2	27.1	27.6	28.0
	8H	26.8	27.3	27.2	27.7	28.1	26.8	27.3	27.2	27.7	28.1
12H	26.9	27.4	27.3	27.8	28.2	26.9	27.4	27.3	27.8	28.2	
8H	4H	26.4	27.0	26.9	27.4	27.8	26.4	27.0	26.9	27.4	27.8
	6H	26.9	27.3	27.3	27.7	28.2	26.9	27.3	27.3	27.7	28.2
	8H	27.1	27.4	27.5	27.9	28.4	27.1	27.4	27.5	27.9	28.4
	12H	27.2	27.5	27.7	28.0	28.5	27.2	27.5	27.7	28.0	28.5
12H	4H	26.4	26.9	26.9	27.3	27.8	26.4	26.9	26.9	27.3	27.8
	6H	26.9	27.3	27.4	27.7	28.2	26.9	27.3	27.4	27.7	28.2
	8H	27.1	27.5	27.6	27.9	28.4	27.1	27.5	27.6	27.9	28.4
Variación de la posición del espectador para separaciones S entre luminarias											
S = 1.0H	+0.4 / -0.5				+0.4 / -0.5						
S = 1.5H	+0.8 / -1.4				+0.8 / -1.4						
S = 2.0H	+1.7 / -2.3				+1.7 / -2.3						
Tabla estándar	BK03				BK03						
Sumando de corrección	9.0				9.0						
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 1250lm Flujo luminoso total											

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

PHILIPS BY470X 1xGRN130S/840 MB GC / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
 Código CIE Flux: 82 98 100 100 100

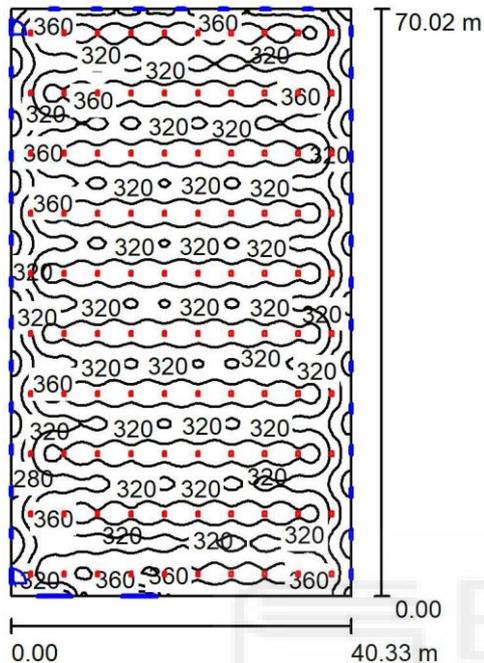
GreenWarehouse: sistema de iluminación inalámbrico que permite controlar el ahorro energético. Este sistema dedicado facilita a los desarrolladores de almacenes y los directores de instalaciones la tarea de obtener los máximos ahorros de energía. Integra a la perfección la iluminación LED más avanzada con una solución de control en red fiable y fácil de usar. Cuando cambia la situación en el lugar de trabajo, los propios usuarios finales pueden modificar ajustes tales como los niveles de regulación y la temporización de manera inalámbrica. Las luminarias se pueden combinar en grupos dentro del diseño y su reagrupación no requiere modificar al hardware, lo que minimiza los costes de servicio. El sistema ofrece ahorros respecto a la eficiencia real de los LED y está preparado para el futuro. El sistema de almacén, fácil de entender, de diseñar y de usar, es pura simplicidad.

Emisión de luz 1:

Valoración de deslumbramiento según UGR												
ρ Techo	70	70	50	50	30	70	70	50	50	30		
ρ Paredes	50	30	50	30	30	50	30	50	30	30		
ρ Suelo	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20		
Tamaño del local	X	Y	Mirado en perpendicular al eje de lámpara				Mirado longitudinalmente al eje de lámpara					
2H	2H	2H	21.5	22.3	21.7	22.5	22.7	21.1	22.0	21.4	22.2	22.4
	3H	2H	21.4	22.2	21.7	22.4	22.7	21.2	21.9	21.5	22.2	22.4
	4H	2H	21.4	22.1	21.7	22.3	22.6	21.2	21.9	21.5	22.1	22.4
	6H	2H	21.3	22.0	21.7	22.3	22.5	21.1	21.8	21.4	22.1	22.3
	8H	2H	21.3	21.9	21.6	22.2	22.5	21.1	21.7	21.4	22.0	22.3
4H	12H	2H	21.3	21.8	21.6	22.2	22.5	21.1	21.6	21.4	22.0	22.3
	2H	3H	21.3	22.0	21.6	22.3	22.6	21.0	21.7	21.3	21.9	22.2
	3H	3H	21.3	21.9	21.6	22.2	22.5	21.0	21.6	21.4	21.9	22.2
	4H	3H	21.2	21.8	21.6	22.1	22.4	21.0	21.5	21.4	21.9	22.2
	6H	3H	21.2	21.6	21.6	22.0	22.4	21.0	21.4	21.4	21.8	22.2
8H	8H	3H	21.2	21.6	21.6	22.0	22.4	21.0	21.4	21.4	21.7	22.1
	12H	3H	21.1	21.5	21.6	21.9	22.3	20.9	21.3	21.4	21.7	22.1
	4H	4H	21.2	21.5	21.6	21.9	22.3	20.9	21.3	21.4	21.7	22.1
	6H	4H	21.1	21.4	21.6	21.8	22.3	20.9	21.2	21.3	21.6	22.1
	8H	4H	21.1	21.3	21.6	21.8	22.3	20.9	21.1	21.3	21.6	22.0
12H	12H	4H	21.0	21.3	21.5	21.7	22.2	20.8	21.0	21.3	21.5	22.0
	4H	6H	21.1	21.5	21.6	21.9	22.3	20.9	21.2	21.3	21.6	22.1
	6H	6H	21.1	21.3	21.5	21.8	22.3	20.9	21.1	21.3	21.6	22.0
	8H	8H	21.0	21.3	21.5	21.7	22.2	20.8	21.0	21.3	21.5	22.0
Variación de la posición del espectador para separaciones S entre luminarias												
S = 1.0H	+2.8 / -7.8				+2.7 / -6.0							
S = 1.5H	+4.7 / -8.4				+3.9 / -6.6							
S = 2.0H	+6.6 / -8.8				+5.8 / -8.0							
Tabla estándar	BK00				BK00							
Sumando de corrección	3.0				2.7							
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 13000lm Flujo luminoso total												

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacén / Resumen



Altura del local: 8.422 m, Altura de montaje: 6.422 m, Factor mantenimiento: 0.50 Valores en Lux, Escala 1:900

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	333	211	384	0.632
Suelo	47	330	207	364	0.626
Techo	80	167	151	190	0.902
Paredes (4)	78	165	103	252	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 128 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	100	PHILIPS BY470X 1xGRN130S/840 MB GC (1.000)	13000	13000	97.0
Total:			1300000	1300000	9700.0

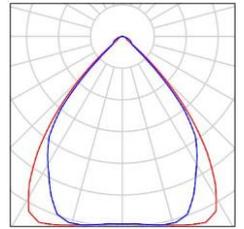
Valor de eficiencia energética: $3.43 \text{ W/m}^2 = 1.03 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 2823.91 m²)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacén / Lista de luminarias

100 Pieza PHILIPS BY470X 1xGRN130S/840 MB GC
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 13000 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 13000 lm
Potencia de las luminarias: 97.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 82 98 100 100 100
Lámpara: 1 x GRN130S/840/- (Factor de corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacén / Planta

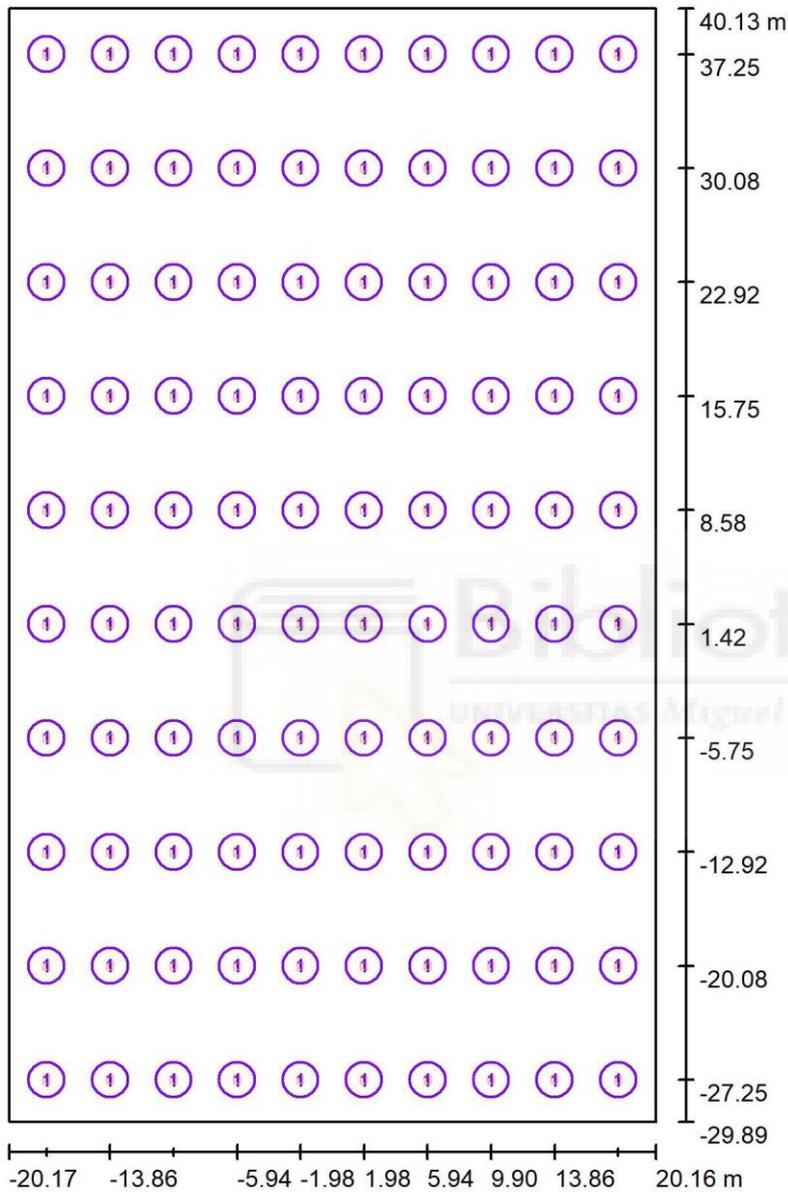


Escala 1 : 474



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Almacén / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 474

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	100	PHILIPS BY470X 1xGRN130S/840 MB GC

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacén / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 1300000 lm
Potencia total: 9700.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	214	119	333	/	/
Suelo	210	120	330	47	49
Techo	0.00	167	167	80	43
Pared 1	37	131	168	78	42
Pared 2	34	132	166	78	41
Pared 3	35	134	170	78	42
Pared 4	34	127	161	78	40

Simetrías en el plano útil

E_{\min} / E_{\max} : 0.632 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.549 (1:2)

Valor de eficiencia energética: $3.43 \text{ W/m}^2 = 1.03 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 2823.91 m²)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

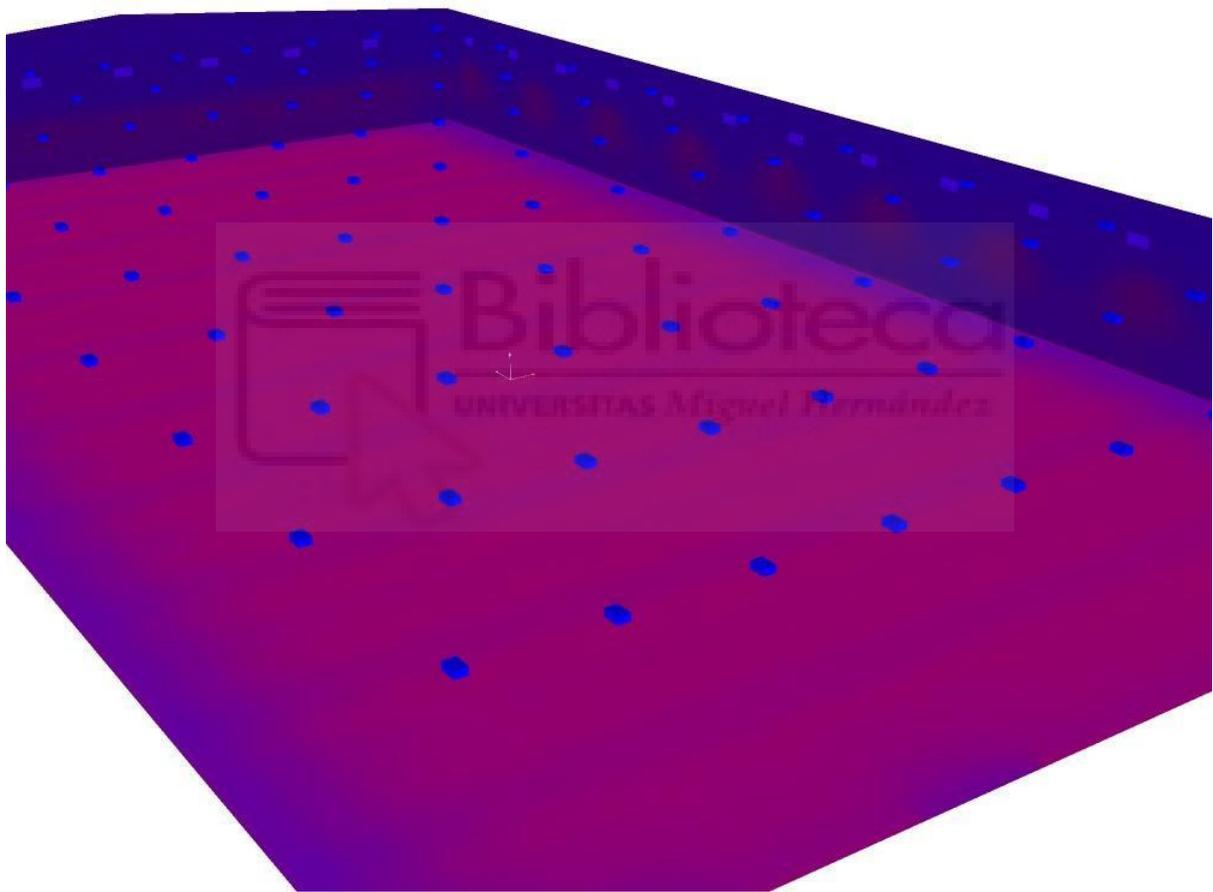
Almacén / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

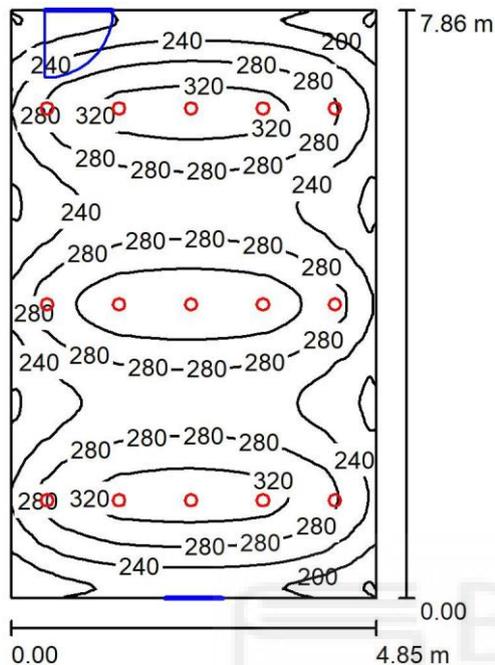
Almacén / Rendering (procesado) de colores falsos



0 75 150 225 300 375 450 525 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo H / Resumen



Altura del local: 2.500 m, Altura de montaje: 2.600 m, Factor mantenimiento: 0.50 Valores en Lux, Escala 1:101

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	268	151	348	0.565
Suelo	47	244	157	292	0.644
Techo	70	117	85	134	0.730
Paredes (4)	78	157	86	345	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	26	26	
Trama:	128 x 128 Puntos	Pared inferior	27	27	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	15	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1150	1250	11.6
			Total: 17250	Total: 18750	174.0

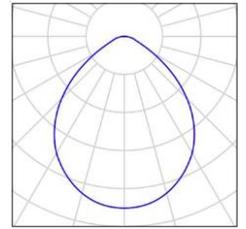
Valor de eficiencia energética: $4.56 \text{ W/m}^2 = 1.70 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 38.12 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo H / Lista de luminarias

15 Pieza PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 1150 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1250 lm
Potencia de las luminarias: 11.6 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 61 91 98 100 92
Lámpara: 1 x LED10S/830/- (Factor de corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo H / Planta



Escala 1 : 54



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Aseo H / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 54

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	15	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo H / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 17250 lm
Potencia total: 174.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	170	98	268	/	/
Suelo	140	104	244	47	37
Techo	0.00	117	117	70	26
Pared 1	44	106	151	78	37
Pared 2	54	106	159	78	40
Pared 3	43	105	148	78	37
Pared 4	57	107	164	78	41

Simetrías en el plano útil

	UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
E_{\min} / E_m : 0.565 (1:2)	Pared izq	26	26	
E_{\min} / E_{\max} : 0.435 (1:2)	Pared inferior	27	27	

(CIE, SHR = 0.25.)

Valor de eficiencia energética: $4.56 \text{ W/m}^2 = 1.70 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 38.12 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo H / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

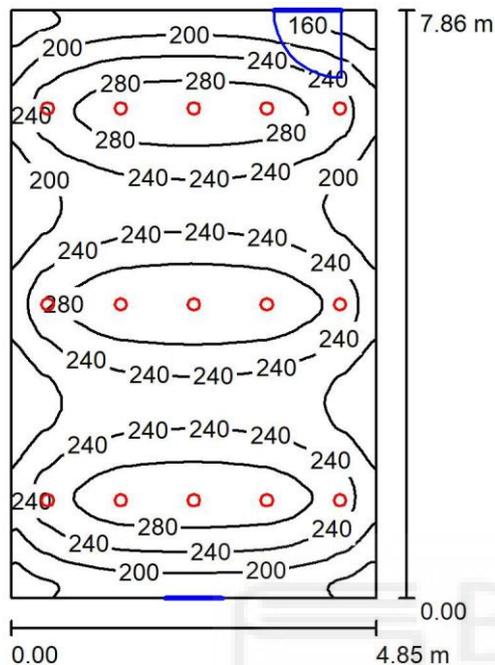
Aseo H / Rendering (procesado) de colores falsos



0 75 150 225 300 375 450 525 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo M / Resumen



Altura del local: 2.500 m, Altura de montaje: 2.600 m, Factor mantenimiento: 0.50 Valores en Lux, Escala 1:101

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	238	124	314	0.522
Suelo	27	214	131	260	0.610
Techo	70	75	54	93	0.715
Paredes (4)	78	121	58	305	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	26	26	
Trama:	128 x 128 Puntos	Pared inferior	27	27	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	15	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1150	1250	11.6
			Total: 17250	Total: 18750	174.0

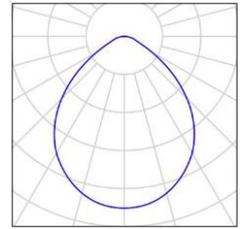
Valor de eficiencia energética: $4.56 \text{ W/m}^2 = 1.91 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 38.12 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo M / Lista de luminarias

15 Pieza PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 1150 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1250 lm
Potencia de las luminarias: 11.6 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 61 91 98 100 92
Lámpara: 1 x LED10S/830/- (Factor de corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo M / Planta

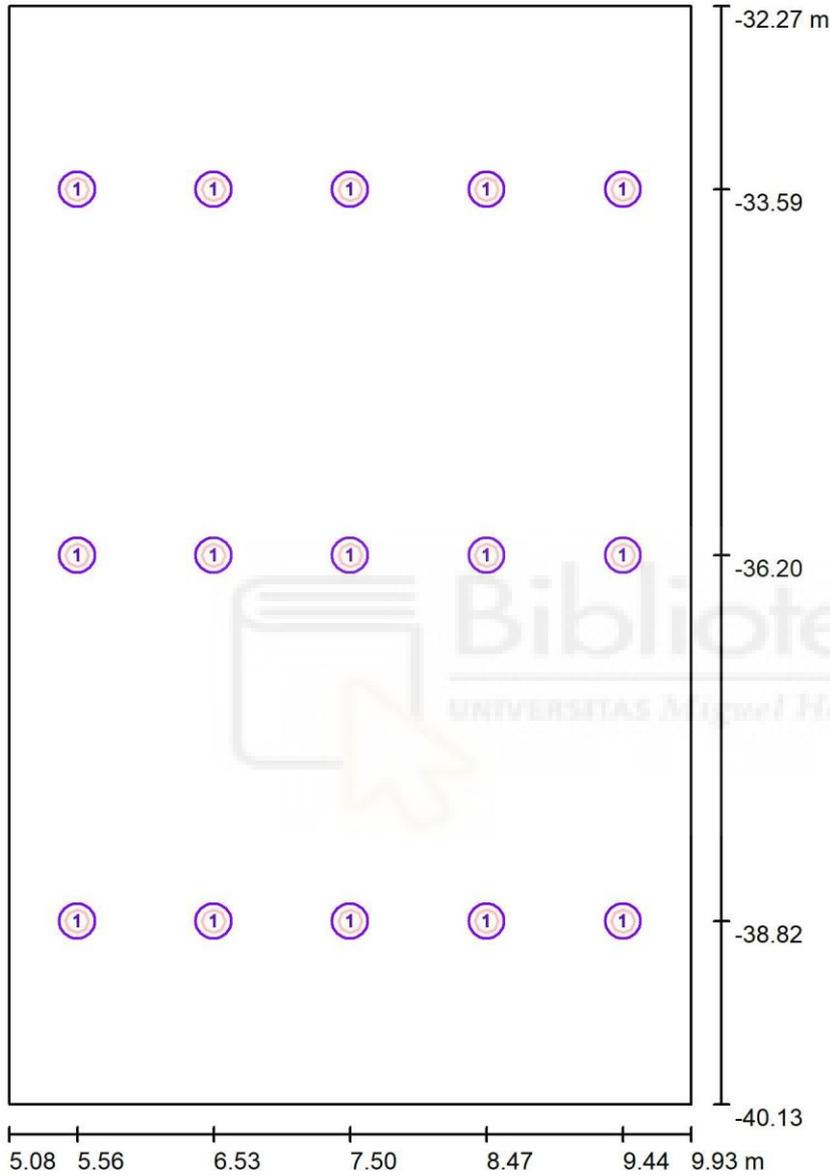


Escala 1 : 54



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Aseo M / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 54

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	15	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Aseo M / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 17250 lm
 Potencia total: 174.0 W
 Factor mantenimiento: 0.50
 Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	169	69	238	/	/
Suelo	140	74	214	27	18
Techo	0.00	75	75	70	17
Pared 1	44	71	115	78	28
Pared 2	56	67	124	78	31
Pared 3	43	69	112	78	28
Pared 4	56	70	127	78	31

Simetrías en el plano útil
 E_{\min} / E_m : 0.522 (1:2)
 E_{\min} / E_{\max} : 0.396 (1:3)

UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Pared izq	26	26	
Pared inferior (CIE, SHR = 0.25.)	27	27	

Valor de eficiencia energética: $4.56 \text{ W/m}^2 = 1.91 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 38.12 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

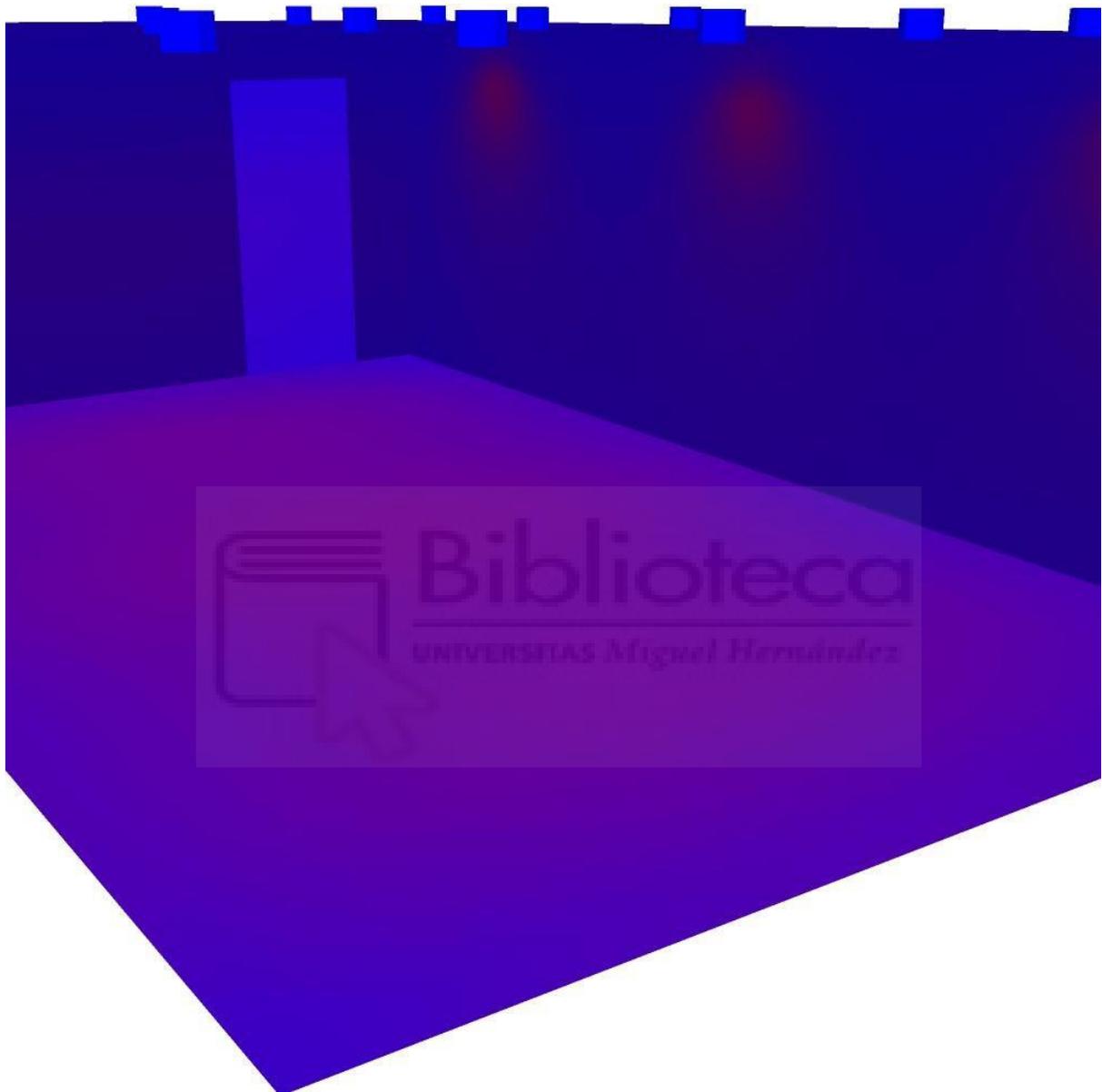
Aseo M / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

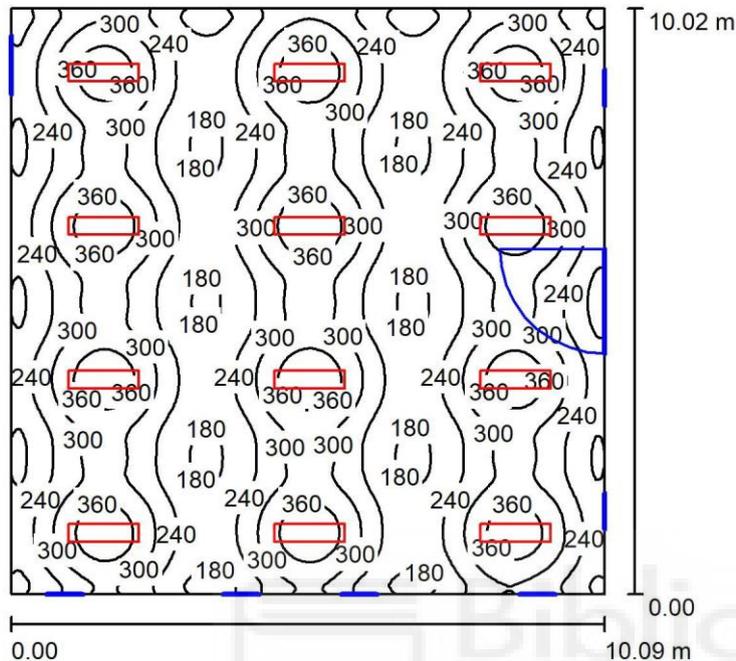
Aseo M / Rendering (procesado) de colores falsos



0 75 150 225 300 375 450 525 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Recepción / Resumen



Altura del local: 2.500 m, Altura de montaje: 2.500 m, Factor mantenimiento: 0.50 Valores en Lux, Escala 1:129

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	270	137	407	0.508
Suelo	47	254	163	288	0.643
Techo	70	111	15	123	0.133
Paredes (4)	78	152	80	260	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	17	17	
Trama:	128 x 128 Puntos	Pared inferior	17	17	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	12	PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED36S/830 (1.000)	3600	3600	32.0
			Total: 43200	Total: 43200	384.0

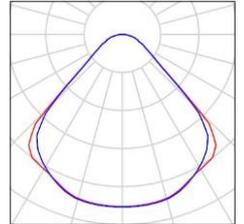
Valor de eficiencia energética: $3.80 \text{ W/m}^2 = 1.41 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 101.10 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Recepción / Lista de luminarias

12 Pieza PHILIPS SM400C POE W30L120 1
xLED36S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3600 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3600 lm
Potencia de las luminarias: 32.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 64 90 97 100 100
Lámpara: 1 x LED36S/830/- (Factor de
corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Recepción / Planta

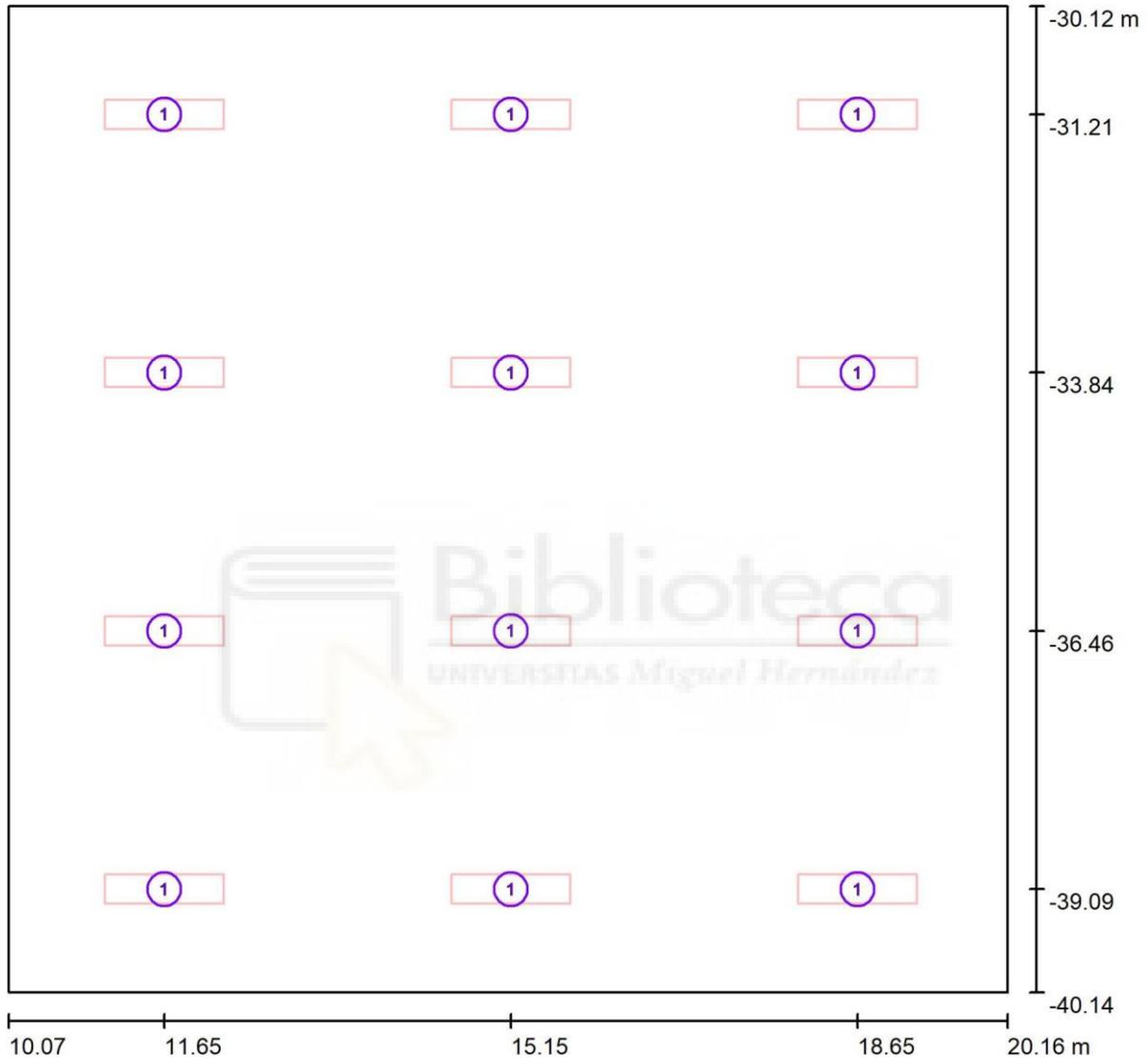


Escala 1 : 73



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Recepción / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 73

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación
1	12	PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED36S/830

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Recepción / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 43200 lm
Potencia total: 384.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	184	86	270	/	/
Suelo	161	92	254	47	38
Techo	0.00	111	111	70	25
Pared 1	56	99	155	78	38
Pared 2	47	101	147	78	37
Pared 3	56	99	155	78	38
Pared 4	45	105	150	78	37

Simetrías en el plano útil

	UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
E_{\min} / E_m : 0.508 (1:2)	Pared izq	17	17	
E_{\min} / E_{\max} : 0.337 (1:3)	Pared inferior	17	17	

(CIE, SHR = 0.25.)

Valor de eficiencia energética: $3.80 \text{ W/m}^2 = 1.41 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 101.10 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

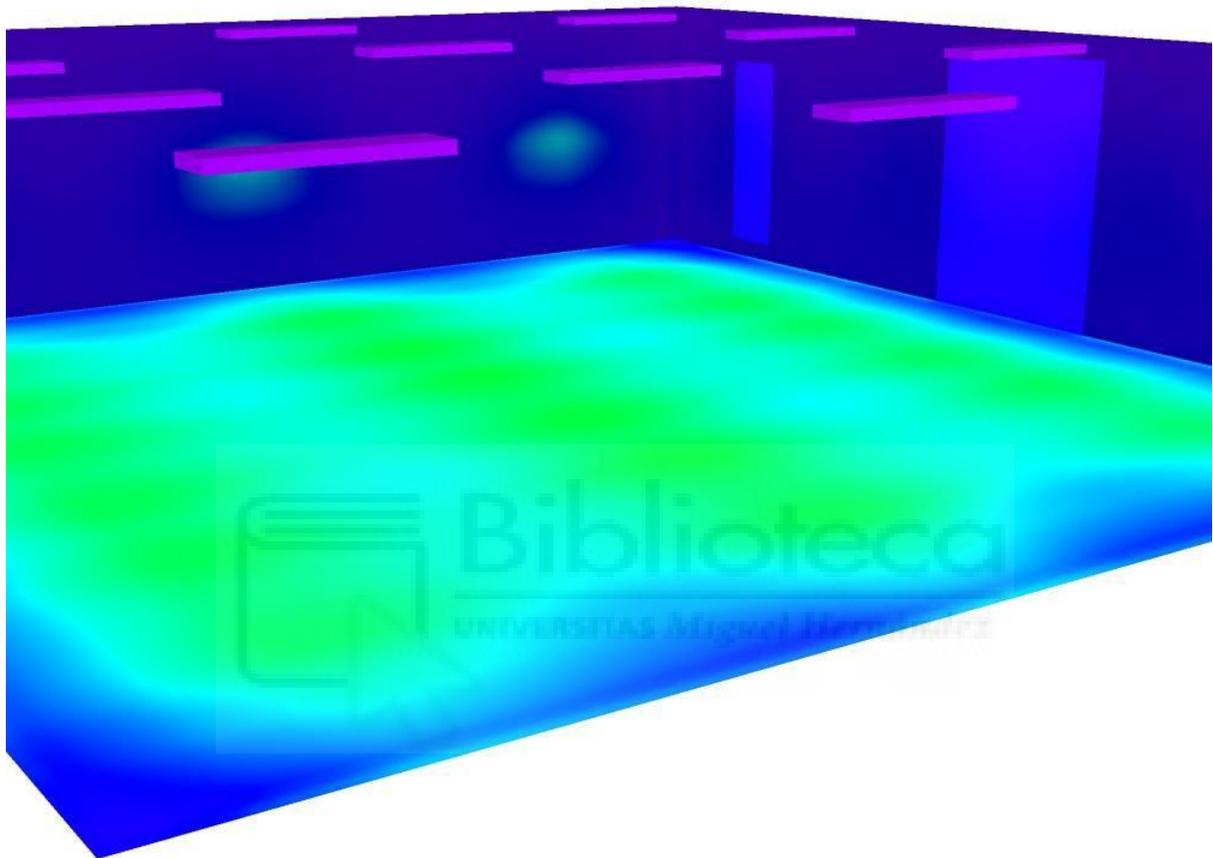
Recepción / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

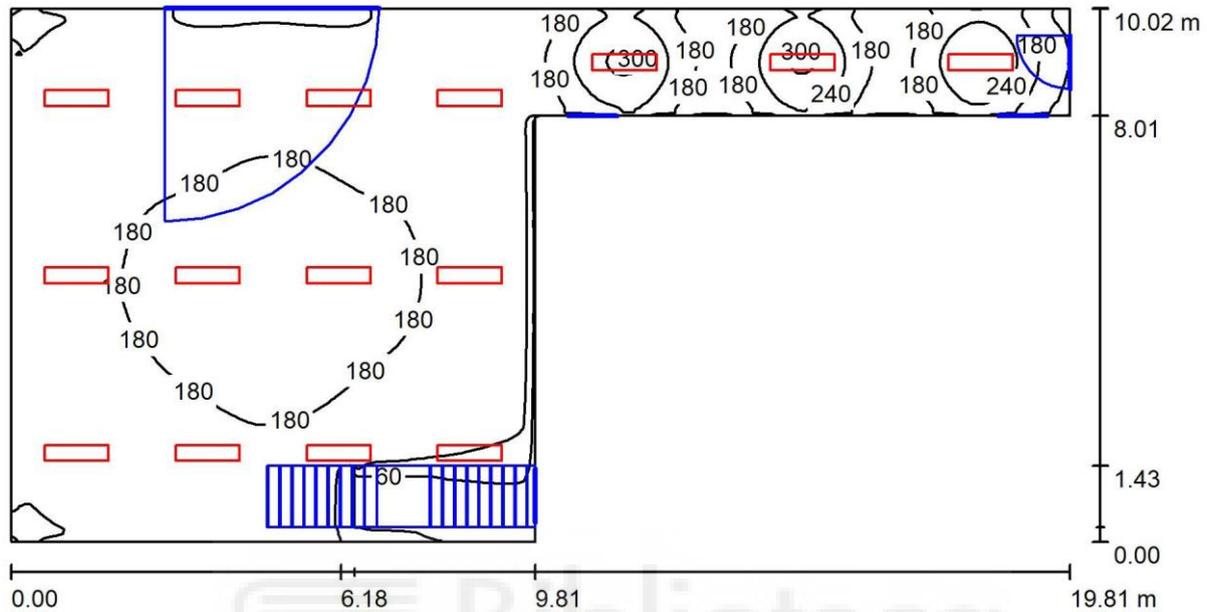
Recepción / Rendering (procesado) de colores falsos



0 10 200 250 300 350 400 401 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo+ Hall / Resumen



Altura del local: 5.700 m, Factor mantenimiento: 0.50

Valores en Lux, Escala 1:142

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	165	18	314	0.109
Suelo	47	149	11	204	0.072
Techo	70	67	39	78	0.577
Paredes (6)	78	99	17	208	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 128 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	15	PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED28S/830 (1.000)	2800	2800	24.5
			Total: 42000	Total: 42000	367.5

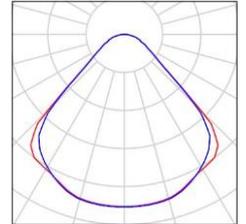
Valor de eficiencia energética: $3.10 \text{ W/m}^2 = 1.88 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 118.43 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo+ Hall / Lista de luminarias

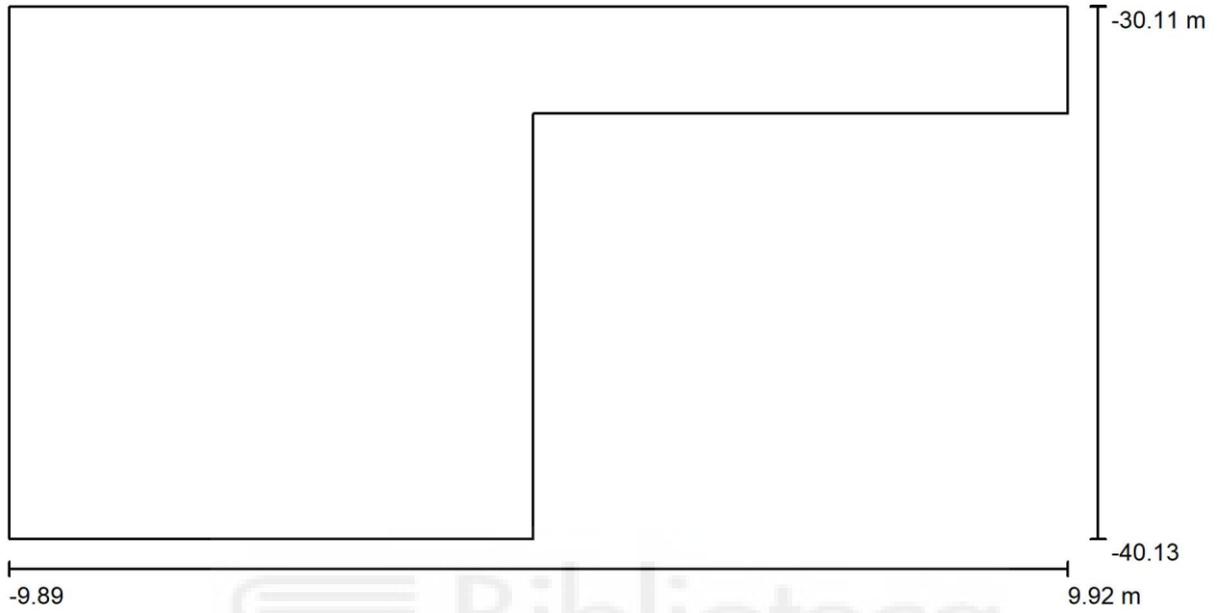
15 Pieza PHILIPS SM400C POE W30L120 1
xLED28S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 2800 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 2800 lm
Potencia de las luminarias: 24.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 64 90 97 100 100
Lámpara: 1 x LED28S/830/- (Factor de
corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo+ Hall / Planta

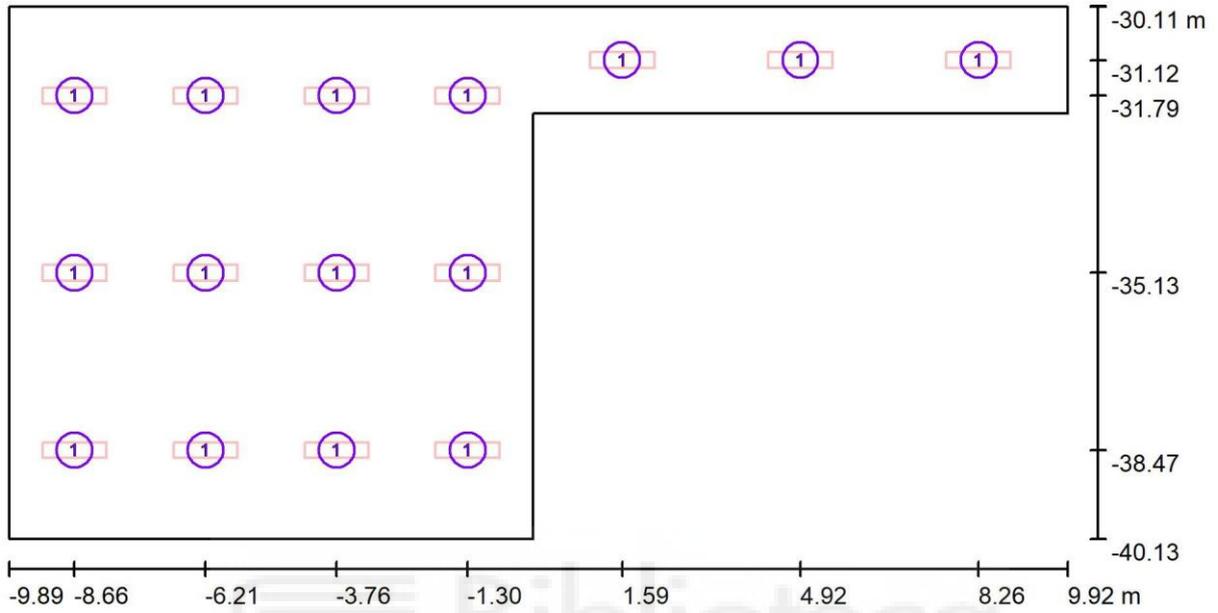


Escala 1 : 142



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Pasillo+ Hall / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 142

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	15	PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED28S/830

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo+ Hall / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 42000 lm
Potencia total: 367.5 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	104	61	165	/	/
Superficie de cálculo 1	105	60	165	/	/
Suelo	88	62	149	47	22
Techo	0.00	67	67	70	15
Pared 1	34	59	93	78	23
Pared 2	36	60	96	78	24
Pared 3	31	74	105	78	26
Pared 4	17	65	83	78	21
Pared 5	33	69	102	78	25
Pared 6	37	64	101	78	25

Simetrías en el plano útil
E_{min} / E_m: 0.109 (1:9)
E_{min} / E_{max}: 0.057 (1:17)

Valor de eficiencia energética: $3.10 \text{ W/m}^2 = 1.88 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 118.43 m²)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

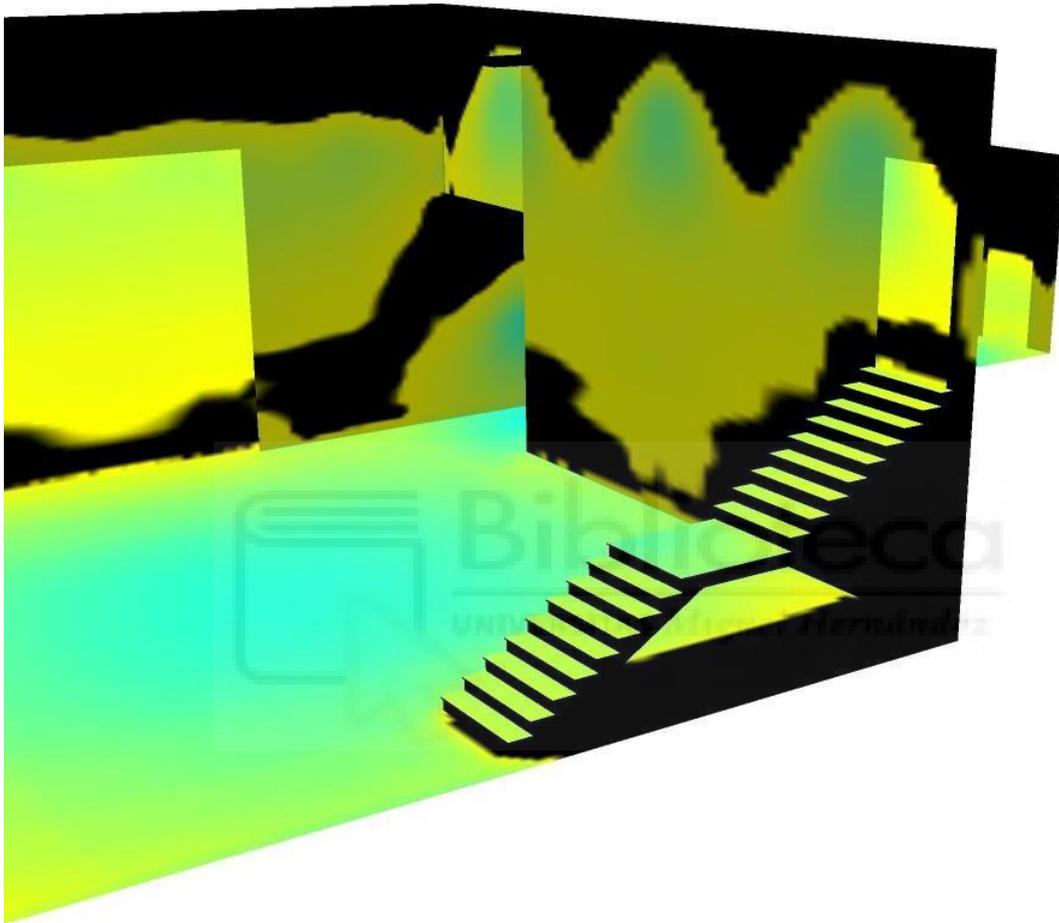
Pasillo+ Hall / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

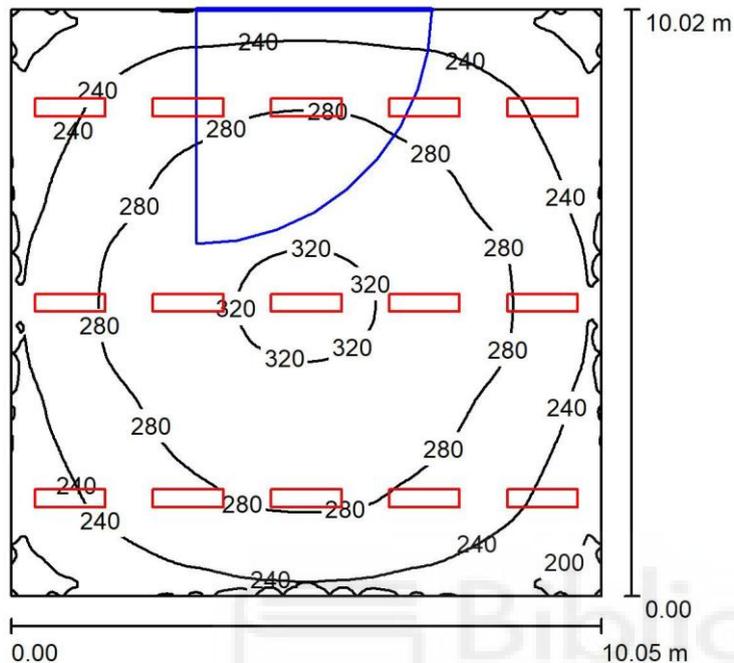
Pasillo+ Hall / Rendering (procesado) de colores falsos



99 100 200 250 300 350 400 401 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Carretillas / Resumen



Altura del local: 5.700 m, Altura de montaje: 5.700 m, Factor mantenimiento: 0.50 Valores en Lux, Escala 1:129

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	265	175	326	0.659
Suelo	47	251	166	304	0.660
Techo	70	118	60	135	0.506
Paredes (4)	78	169	89	306	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	15	15	
Trama:	128 x 128 Puntos	Pared inferior	15	15	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	15	PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED36S/830 (1.000)	3600	3600	32.0
			Total: 54000	Total: 54000	480.0

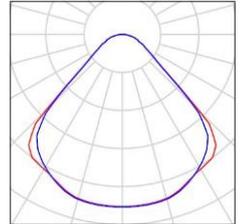
Valor de eficiencia energética: $4.77 \text{ W/m}^2 = 1.80 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 100.67 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Carretillas / Lista de luminarias

15 Pieza PHILIPS SM400C POE W30L120 1
xLED36S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3600 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3600 lm
Potencia de las luminarias: 32.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 64 90 97 100 100
Lámpara: 1 x LED36S/830/- (Factor de
corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Carretillas / Planta

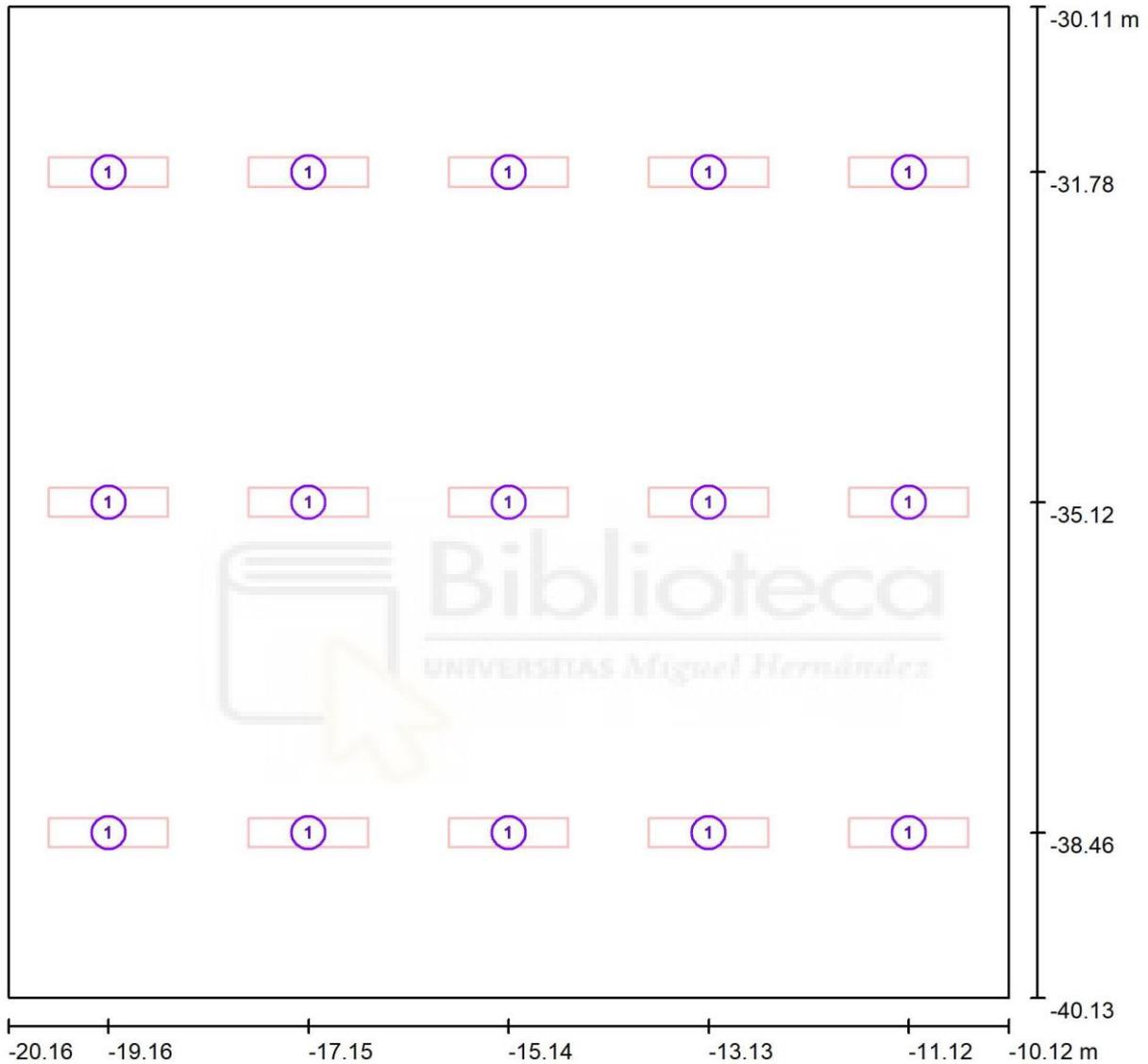


Escala 1 : 72



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Carretillas / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 72

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación
1	15	PHILIPS SM400C POE W30L120 1 xLED36S/830

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Carretillas / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 54000 lm
Potencia total: 480.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	154	111	265	/	/
Suelo	139	112	251	47	38
Techo	0.00	118	118	70	26
Pared 1	55	113	168	78	42
Pared 2	59	112	171	78	42
Pared 3	51	113	163	78	41
Pared 4	59	114	172	78	43

Simetrías en el plano útil

	UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
E_{\min} / E_m : 0.659 (1:2)	Pared izq	15	15	
E_{\min} / E_{\max} : 0.536 (1:2)	Pared inferior	15	15	

(CIE, SHR = 0.25.)

Valor de eficiencia energética: $4.77 \text{ W/m}^2 = 1.80 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 100.67 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

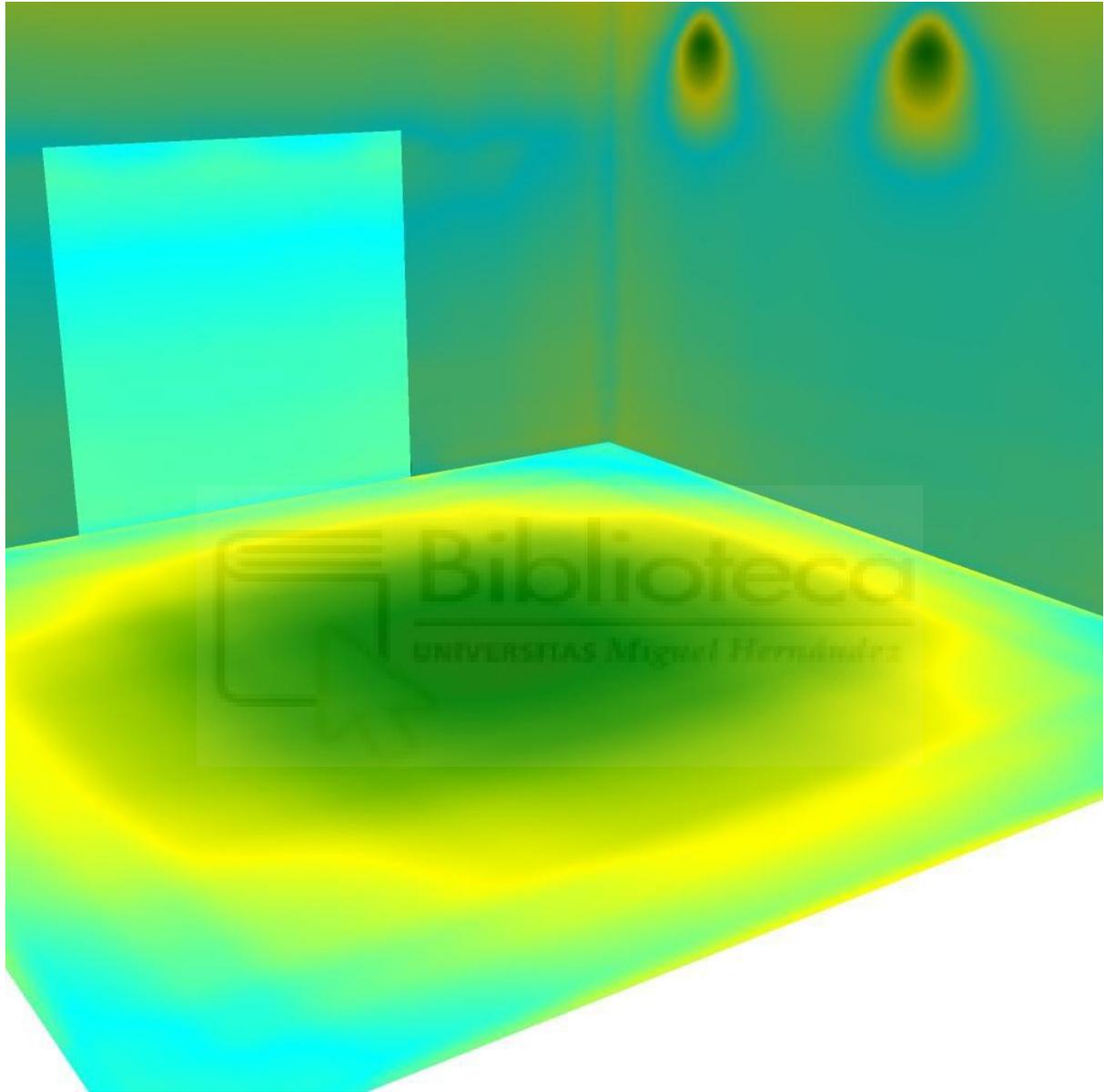
Carretillas / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

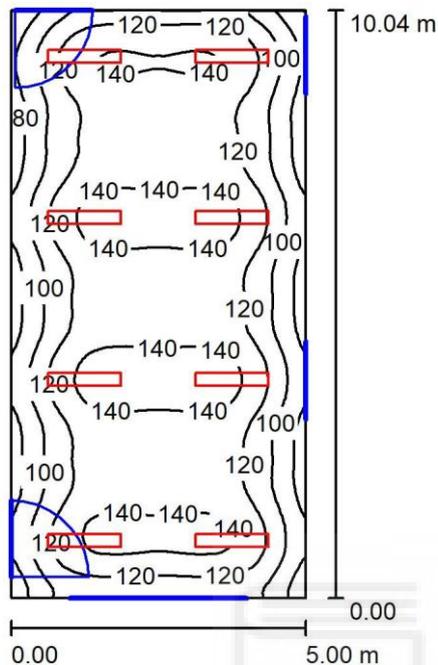
Carretillas / Rendering (procesado) de colores falsos



99 100 200 250 300 350 400 401 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Descanso / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.000 m, Factor mantenimiento: 0.50 Valores en Lux, Escala 1:129

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	120	60	152	0.500
Suelo	27	103	53	128	0.511
Techo	80	15	6.38	20	0.427
Paredes (4)	18	44	8.26	122	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	16	16	
Trama:	128 x 128 Puntos	Pared inferior	16	16	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	8	PHILIPS BCS460 W22L124 1xLED24/830 MLO-PC (1.000)	1900	1900	21.5
			Total: 15200	Total: 15200	172.0

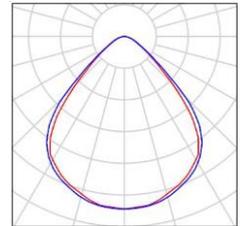
Valor de eficiencia energética: $3.43 \text{ W/m}^2 = 2.87 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 50.20 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Descanso / Lista de luminarias

8 Pieza PHILIPS BCS460 W22L124 1xLED24/830 MLO-PC
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 1900 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1900 lm
Potencia de las luminarias: 21.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 70 94 99 100 100
Lámpara: 1 x LED24/830/- (Factor de corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Descanso / Planta

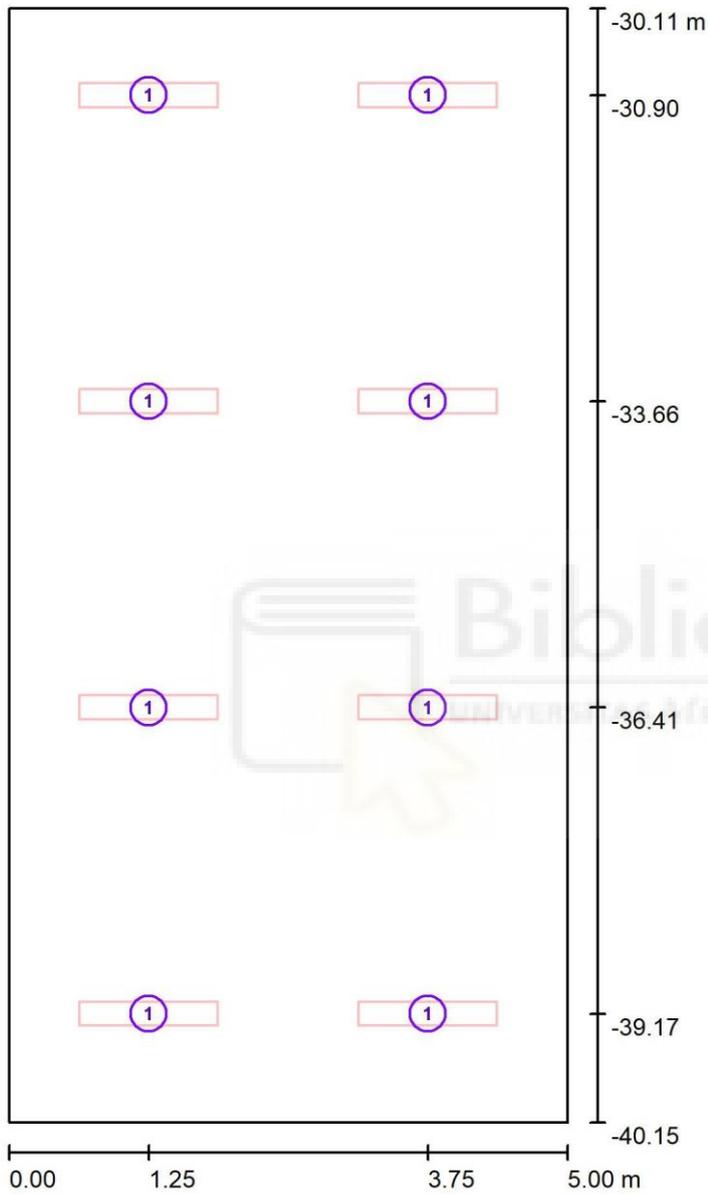


Escala 1 : 68



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Descanso / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 68

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	8	PHILIPS BCS460 W22L124 1xLED24/830 MLO-PC

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Descanso / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 15200 lm
Potencia total: 172.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	110	9.26	120	/	/
Suelo	94	9.10	103	27	8.84
Techo	0.00	15	15	80	3.80
Pared 1	28	13	41	78	10
Pared 2	27	16	43	6	0.82
Pared 3	38	13	51	6	0.96
Pared 4	29	15	44	6	0.84

Simetrías en el plano útil

	UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
E_{\min} / E_m : 0.500 (1:2)	Pared izq	16	16	
E_{\min} / E_{\max} : 0.392 (1:3)	Pared inferior	16	16	

(CIE, SHR = 0.25.)

Valor de eficiencia energética: $3.43 \text{ W/m}^2 = 2.87 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 50.20 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

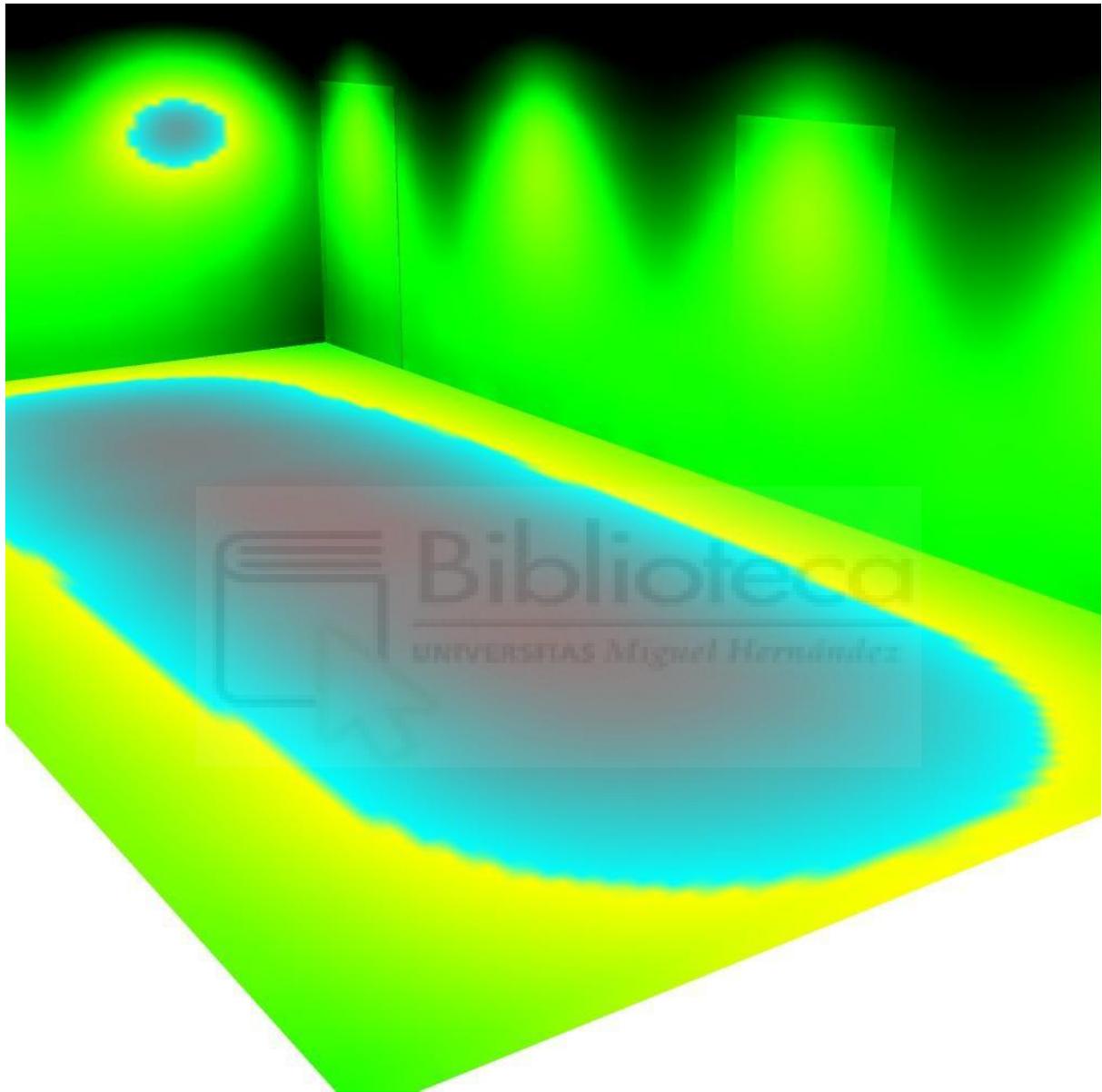
Descanso / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

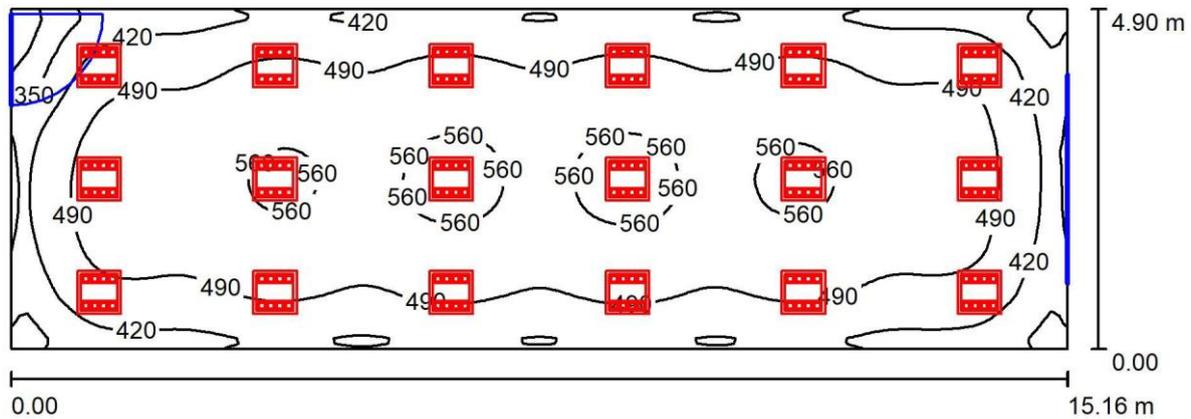
Descanso / Rendering (procesado) de colores falsos



20 50 100 101 150 200 400 401 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.000 m, Factor mantenimiento: 0.50

Valores en Lux, Escala 1:109

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	490	231	571	0.471
Suelo	47	455	222	529	0.488
Techo	80	195	36	232	0.183
Paredes (4)	78	280	143	424	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	18	18	
Trama:	64 x 128 Puntos	Pared inferior	18	18	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	18	PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940 (1.000)	3400	3400	27.0
			Total: 61200	Total: 61200	486.0

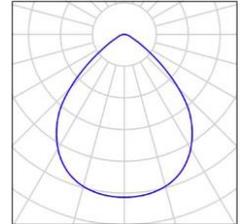
Valor de eficiencia energética: $6.54 \text{ W/m}^2 = 1.34 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 74.27 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Lista de luminarias

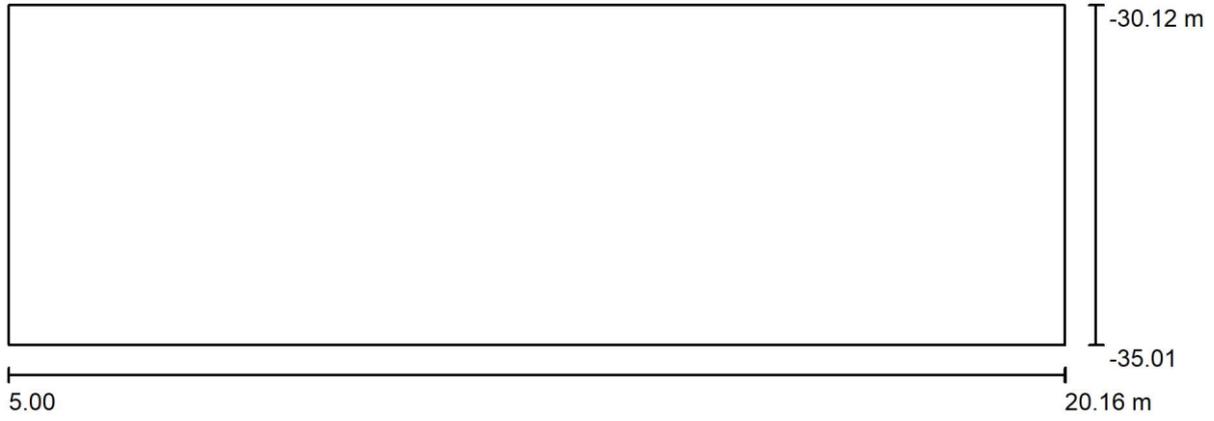
18 Pieza PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3400 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3400 lm
Potencia de las luminarias: 27.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 67 95 99 100 100
Lámpara: 1 x LED34S/940/- (Factor de corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Planta



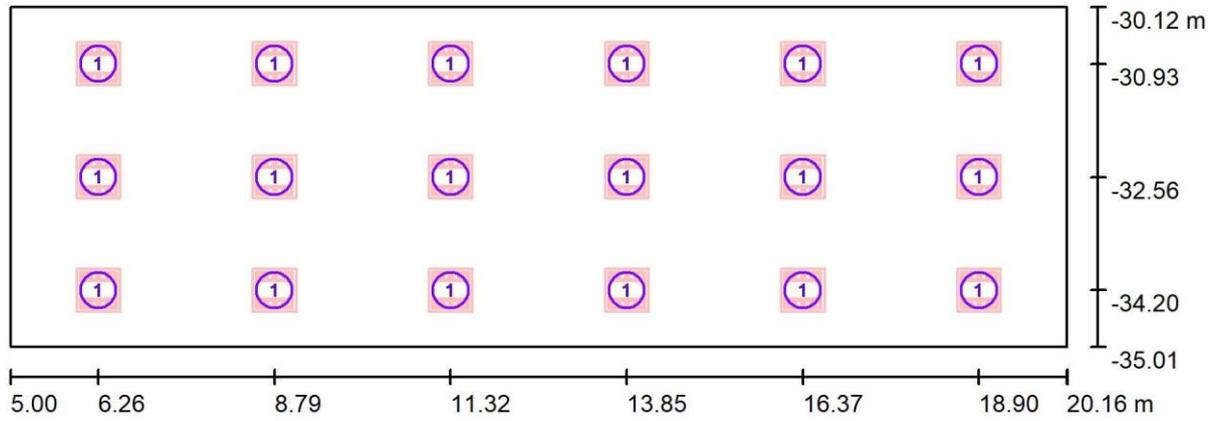
Escala 1 : 109





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Oficina 1 / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 109

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	18	PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 61200 lm
Potencia total: 486.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	310	180	490	/	/
Suelo	268	187	455	47	68
Techo	0.00	195	195	80	50
Pared 1	93	194	287	78	71
Pared 2	72	194	266	78	66
Pared 3	93	190	282	78	70
Pared 4	74	188	262	78	65

Simetrías en el plano útil

	UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
E_{\min} / E_m : 0.471 (1:2)	Pared izq	18	18	
E_{\min} / E_{\max} : 0.404 (1:2)	Pared inferior	18	18	

(CIE, SHR = 0.25.)

Valor de eficiencia energética: $6.54 \text{ W/m}^2 = 1.34 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 74.27 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

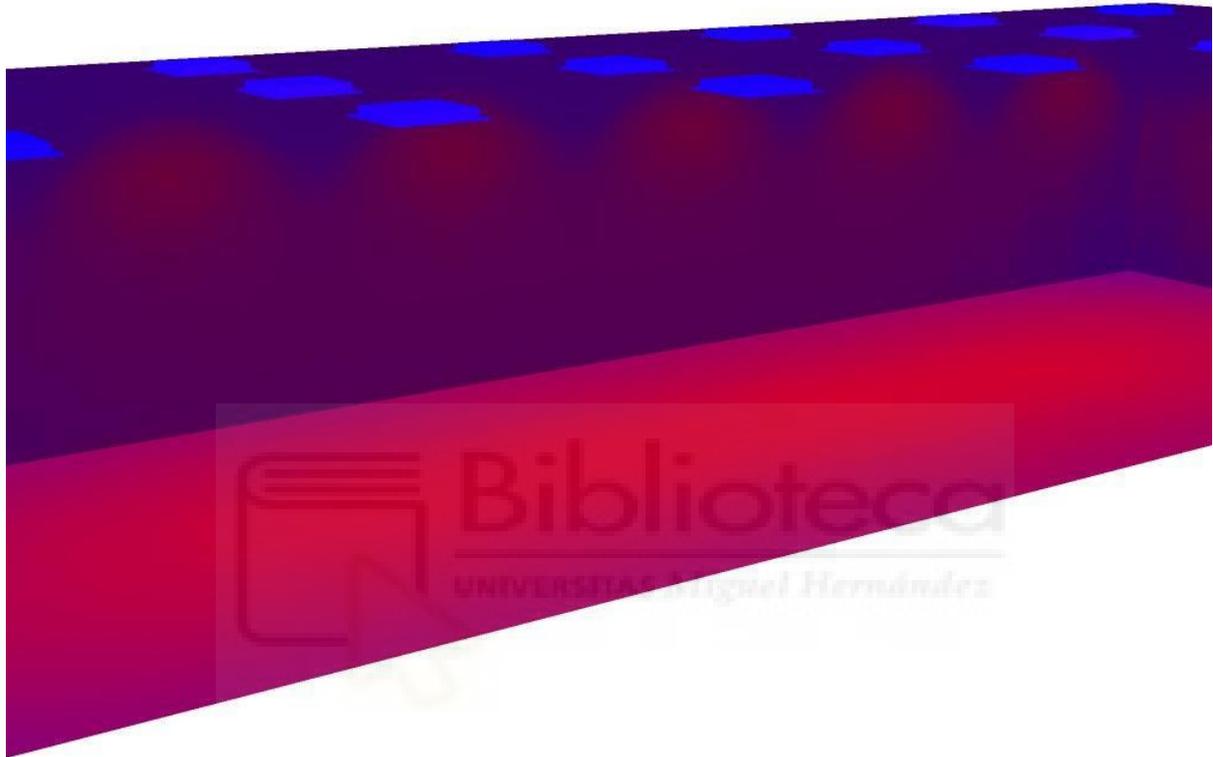
Oficina 1 / Rendering (procesado) en 3D





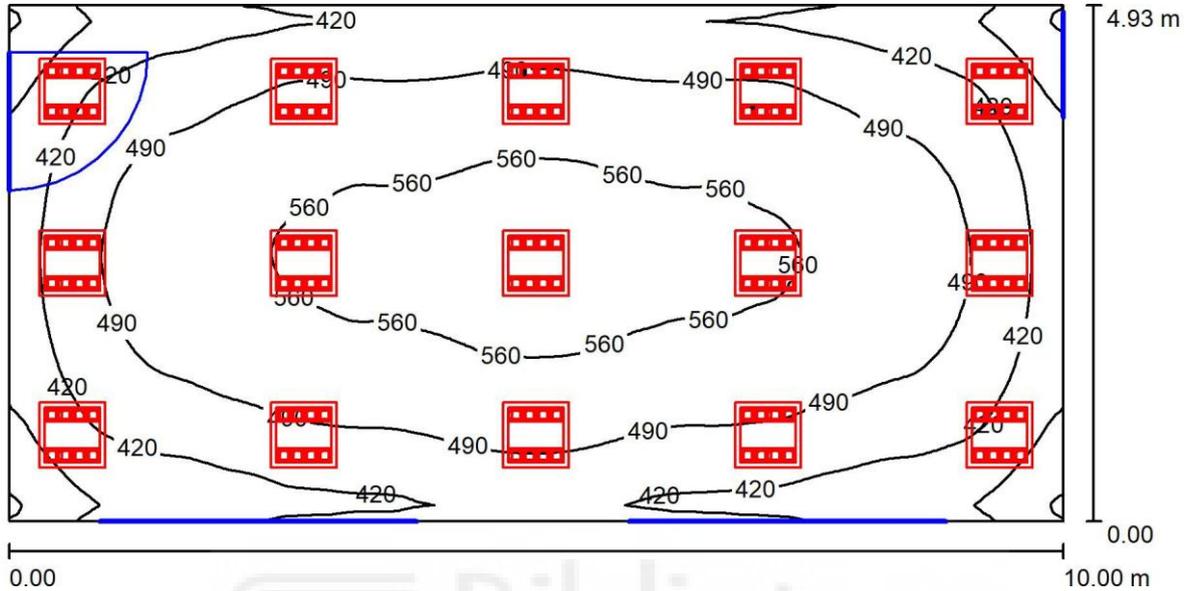
Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Rendering (procesado) de colores falsos



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Oficina 2 / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.000 m, Factor mantenimiento: 0.50

Valores en Lux, Escala 1:72

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	481	258	586	0.537
Suelo	47	433	234	532	0.541
Techo	80	147	39	202	0.264
Paredes (4)	54	259	89	565	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
 Trama: 64 x 128 Puntos
 Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	15	PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940 (1.000)	3400	3400	27.0
			Total: 51000	Total: 51000	405.0

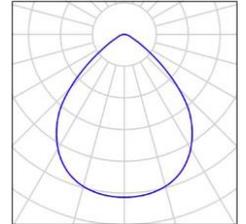
Valor de eficiencia energética: $8.22 \text{ W/m}^2 = 1.71 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 49.27 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 2 / Lista de luminarias

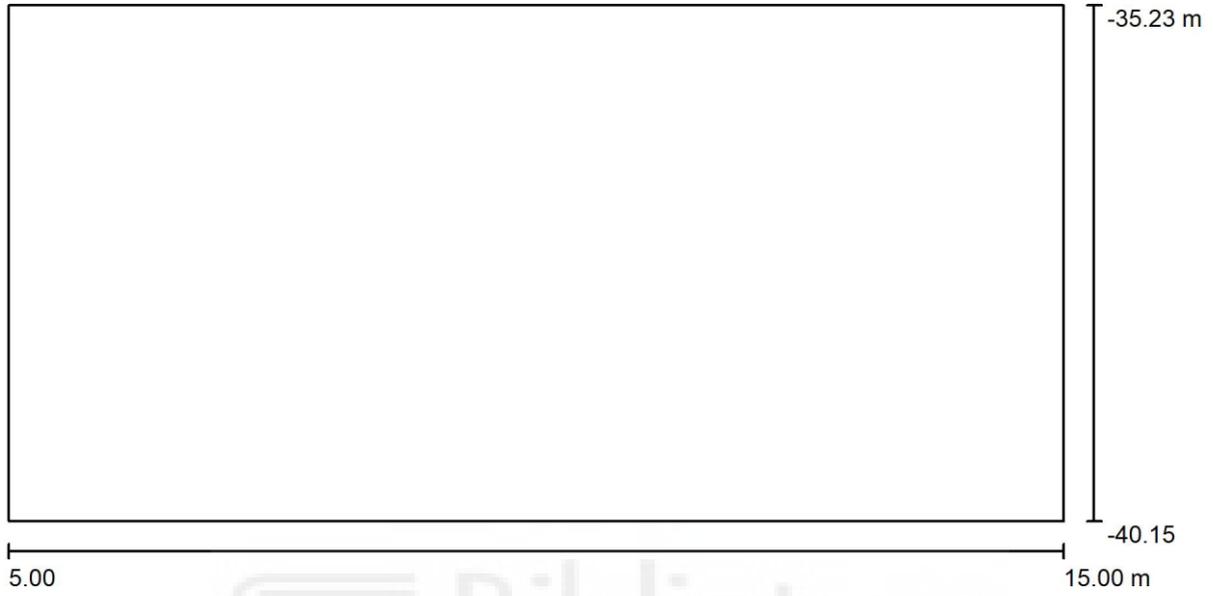
15 Pieza PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3400 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3400 lm
Potencia de las luminarias: 27.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 67 95 99 100 100
Lámpara: 1 x LED34S/940/- (Factor de corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 2 / Planta

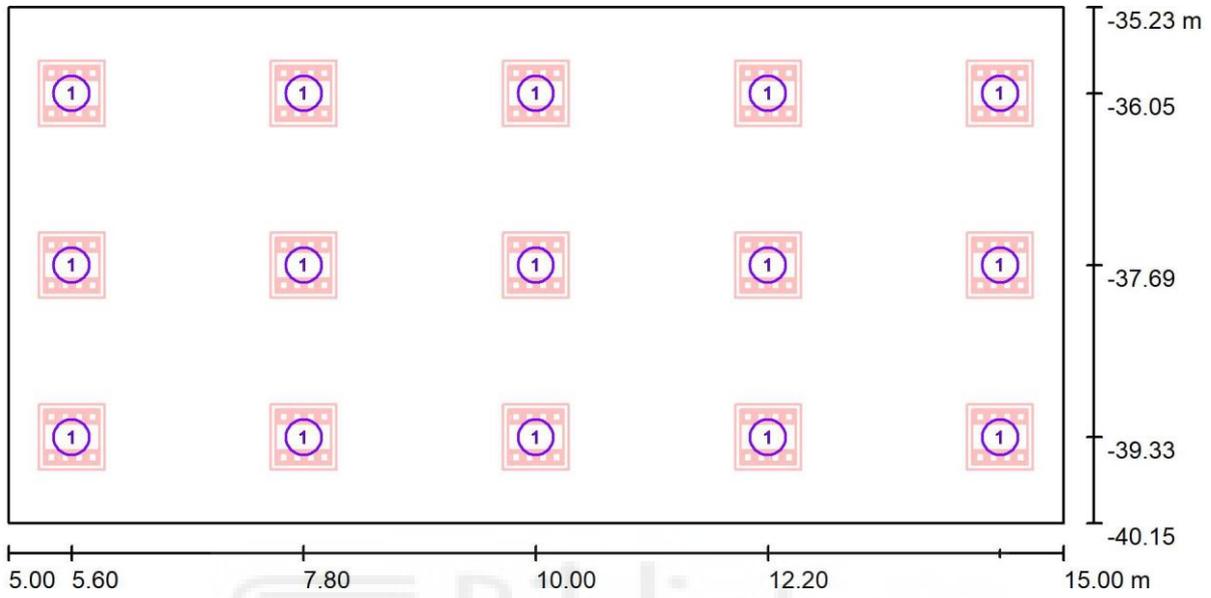


Escala 1 : 72



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Oficina 2 / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 72

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	15	PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 2 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 51000 lm
Potencia total: 405.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	357	124	481	/	/
Suelo	305	128	433	47	65
Techo	0.00	147	147	80	37
Pared 1	102	141	243	78	60
Pared 2	138	149	286	6	5.47
Pared 3	108	140	248	78	62
Pared 4	135	151	285	6	5.45

Simetrías en el plano útil

E_{\min} / E_m : 0.537 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.441 (1:2)

Valor de eficiencia energética: $8.22 \text{ W/m}^2 = 1.71 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 49.27 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

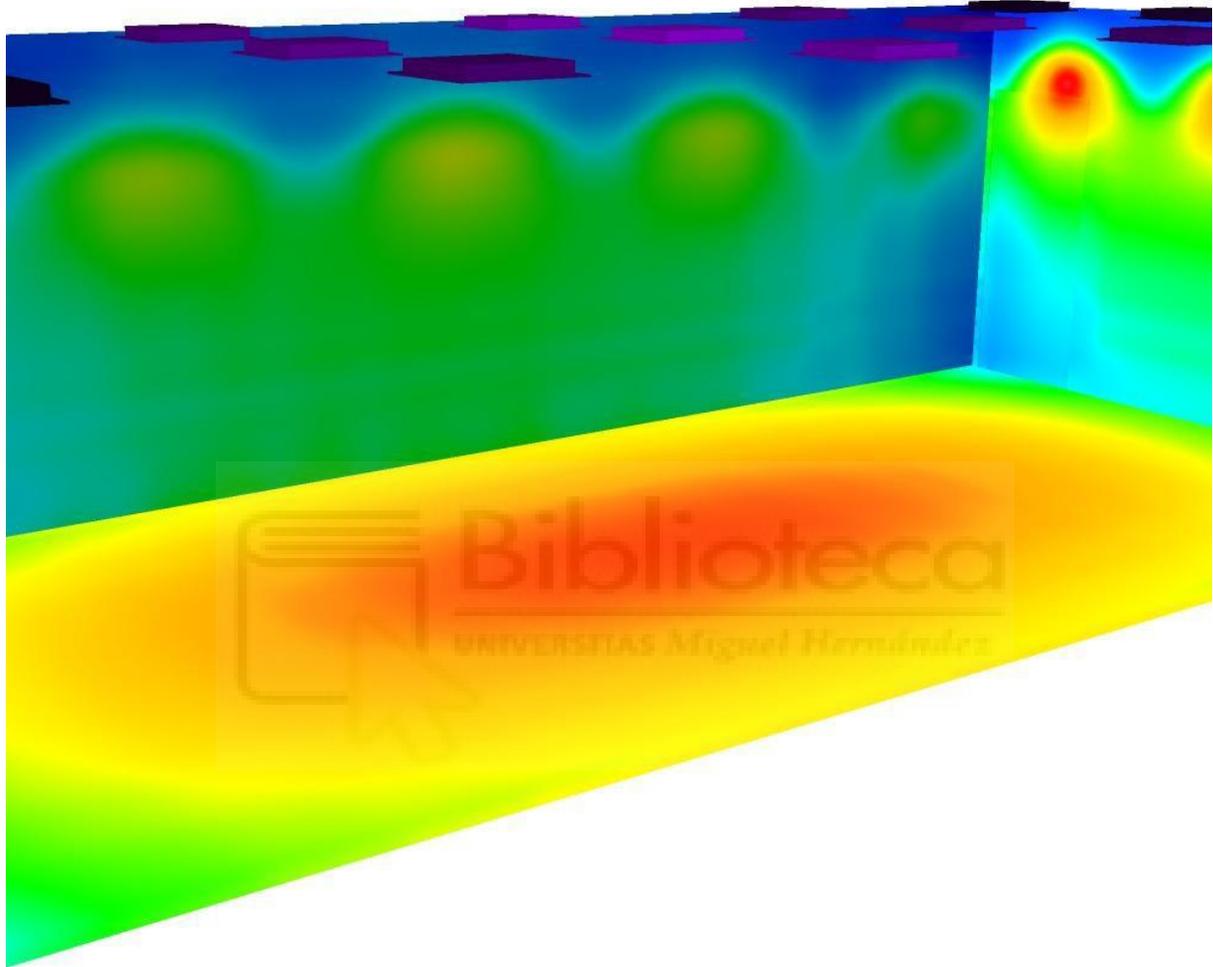
Oficina 2 / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

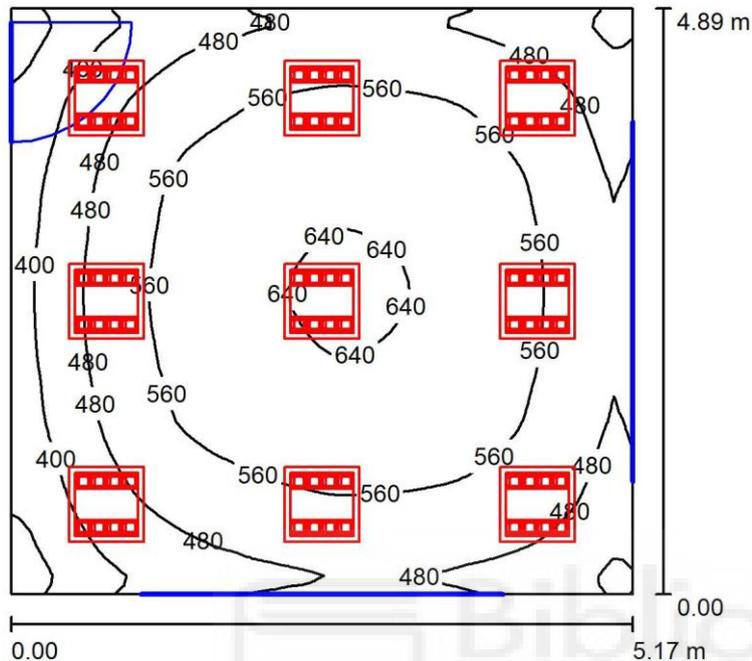
Oficina 2 / Rendering (procesado) de colores falsos



20 50 100 250 300 401 500 550 600 lx

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 3 / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.000 m, Factor mantenimiento: 0.50 Valores en Lux, Escala 1:63

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	523	259	652	0.496
Suelo	47	459	248	567	0.540
Techo	80	155	36	204	0.230
Paredes (4)	60	280	96	444	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 64 x 64 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	9	PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940 (1.000)	3400	3400	27.0
			Total: 30600	Total: 30600	243.0

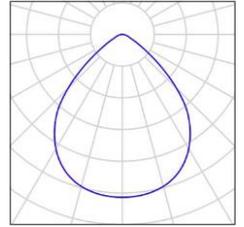
Valor de eficiencia energética: $9.62 \text{ W/m}^2 = 1.84 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 25.27 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 3 / Lista de luminarias

9 Pieza PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3400 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3400 lm
Potencia de las luminarias: 27.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 67 95 99 100 100
Lámpara: 1 x LED34S/940/- (Factor de corrección 1.000).





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 3 / Planta

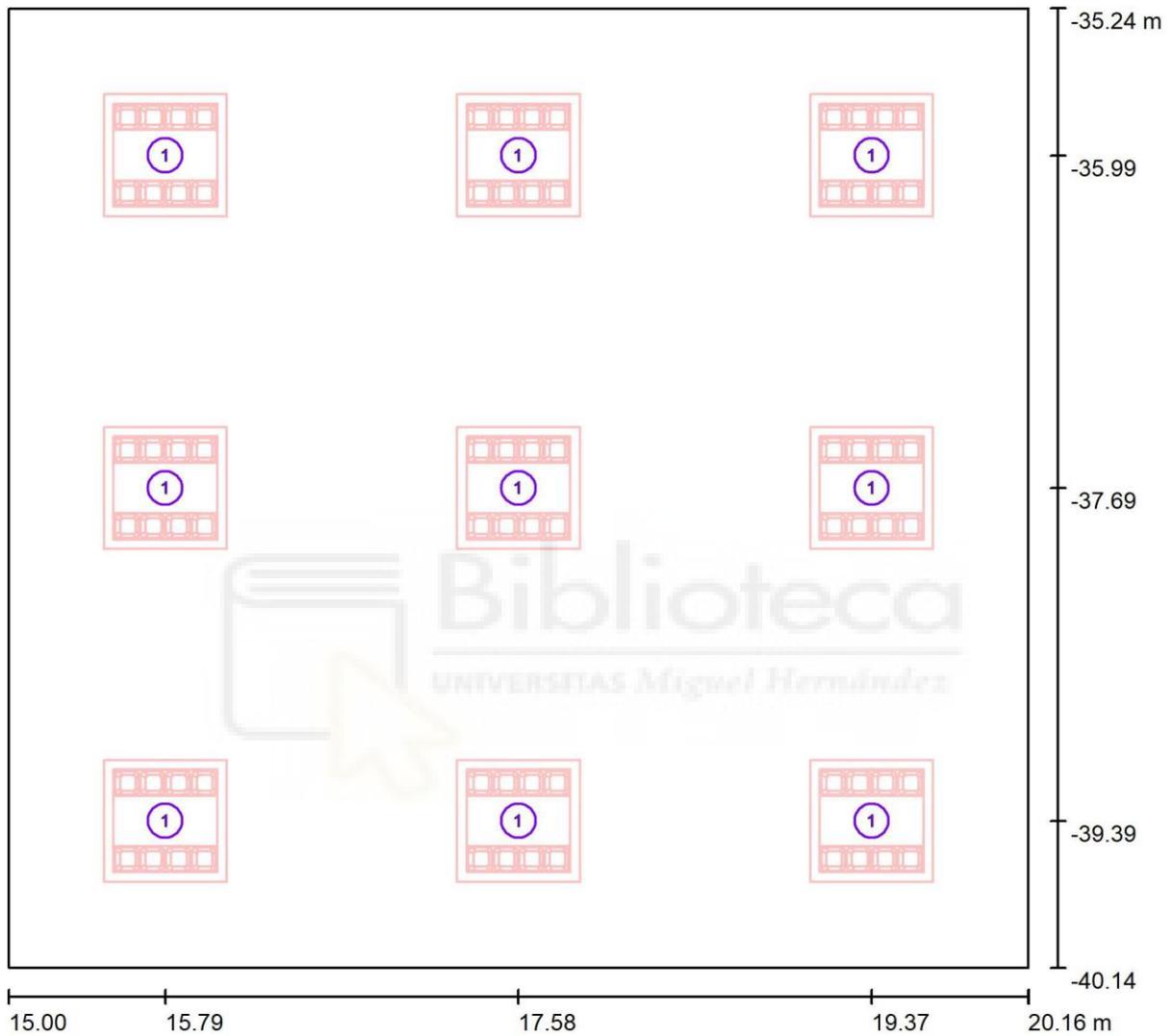


Escala 1 : 37



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Oficina 3 / Luminarias (ubicación)



Escala 1 : 37

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación
1	9	PHILIPS RC362B SRD W62L62 1 xLED34S/940

Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 3 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 30600 lm
Potencia total: 243.0 W
Factor mantenimiento: 0.50
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	383	140	523	/	/
Suelo	312	147	459	47	69
Techo	0.00	155	155	80	39
Pared 1	116	158	274	78	68
Pared 2	115	173	288	78	72
Pared 3	124	144	267	78	66
Pared 4	121	170	291	6	5.57

Simetrías en el plano útil

E_{\min} / E_m : 0.496 (1:2)

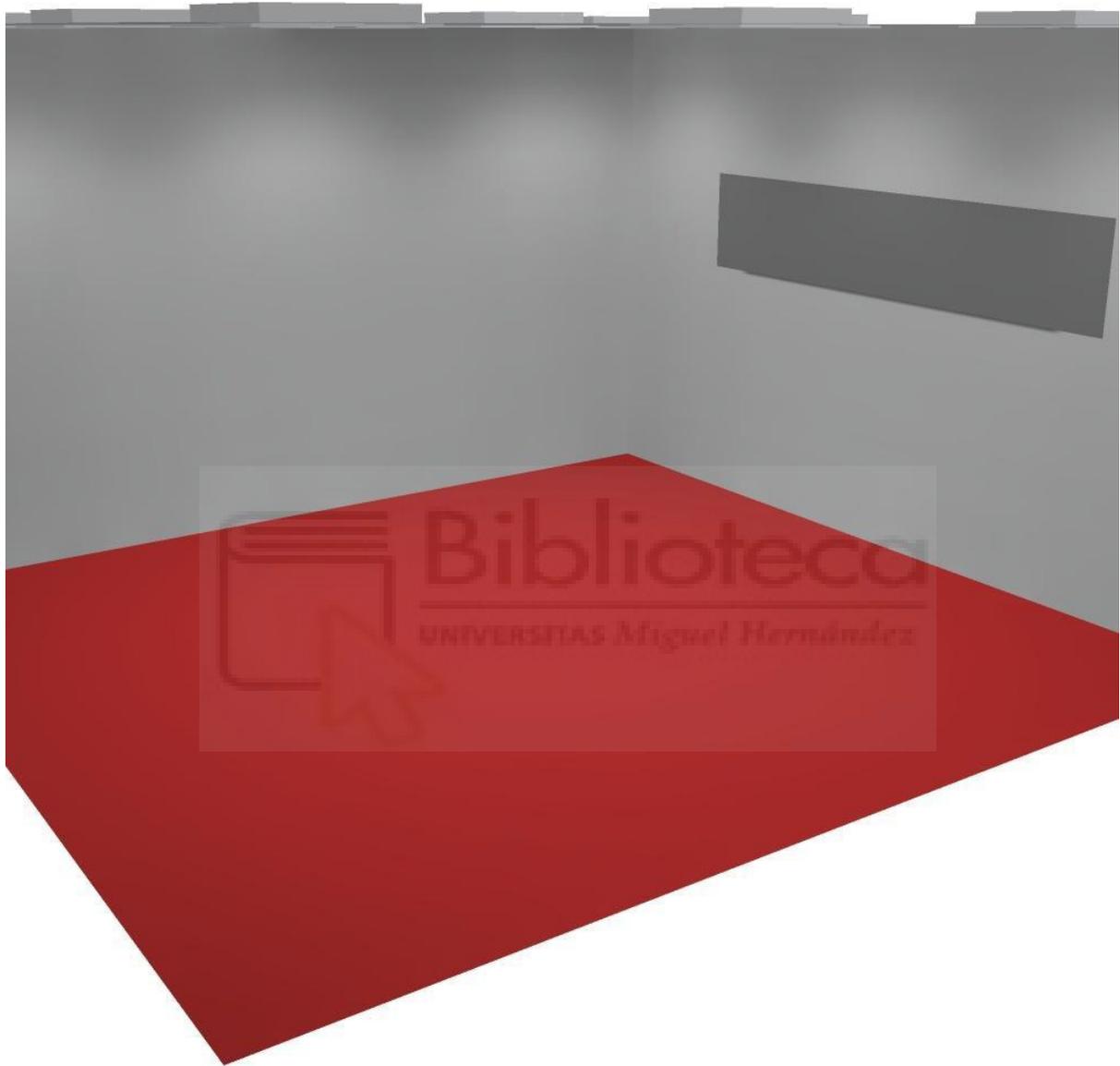
E_{\min} / E_{\max} : 0.397 (1:3)

Valor de eficiencia energética: $9.62 \text{ W/m}^2 = 1.84 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 25.27 m^2)



Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

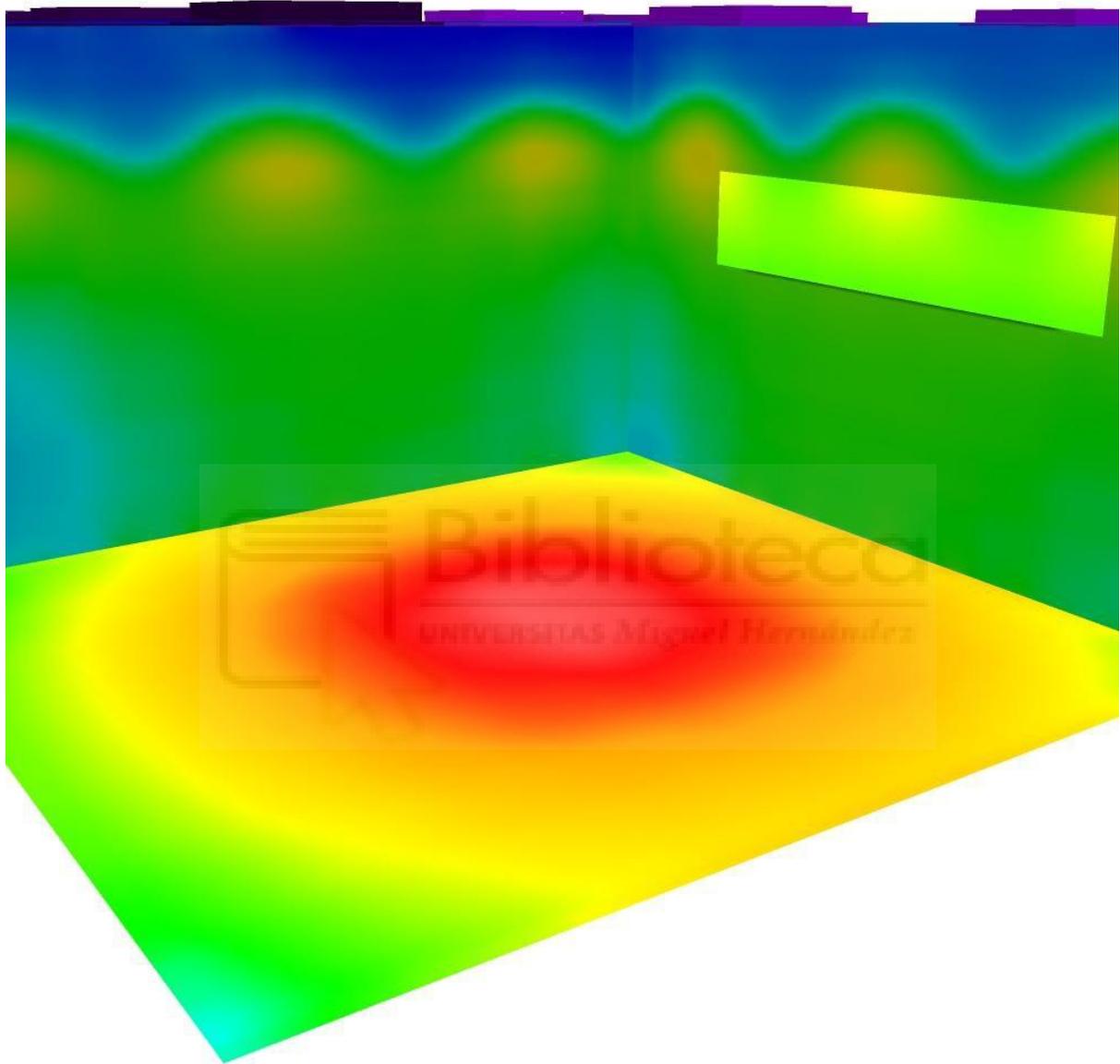
Oficina 3 / Rendering (procesado) en 3D





Proyecto elaborado por Tamer Kayal Kharrat
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 3 / Rendering (procesado) de colores falsos



20 50 100 250 300 401 500 550 600 lx

ANEXO B

CARGAS FRIGORÍFICAS



ÍNDICE

1. PLANTA BAJA	1
1.1. Recepción.....	1
1.2. Aseo H.....	2
1.3. Aseo M.....	3
2. PLANTA ALTA	4
2.1. Descanso	4
2.2. Oficina 1	5
2.3. Oficina 2	6
2.4. Oficina 3	7
3. Selección de unidades	8
3.1. Unidades interiores.....	8
3.2. Unidades exteriores.....	8



1. PLANTA BAJA

1.1. Recepción

CALCULO CARGA TERMICA LOCALES						
Metodo NTE ICI-1984						
Cliente	Nave Industrial					
Proyecto	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo					
Z.Climatica	ZONA B					
Dependencia	Recepción					
ABERTURAS						
Descripcion	Superficie (m ²)	Orientacion	Tipo	Proteccion	Calor sensible	
Ventana 1	2,22	NorDeste	Sencillo Ordinario	Ninguna	1098,9 W	
Ventana 2	4,44	NorEste	Sencillo Ordinario	Ninguna	710,4 W	
Ventana 3		NorDeste	Doble Filtrante	Ninguna	0 W	
Ventana 4		Este	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
CERRAMIENTO EXTERIORES SOLEADOS						
Descripcion	Superficie	Orientacion	Color	Aislamiento	Calor sensible	
Fachada 1	25	Norte	Claro	Normal (1 W/m ² K)	300 W	
Fachada 2	25	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	300 W	
Fachada 3		Norte	Claro	Sin aislamiento (3.5 W/h)	0 W	
Fachada 4		Otras	Claro	Sin aislamiento (3.5 W/h)	0 W	
Fachada 5		Otras	Oscuro	Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W	
CUBIERTAS						
Descripcion	Superficie	Color	Aislamiento	Calor sensible		
Cubierta 1	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 2	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 3	0	Oscuro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
CERRAMIENTOS EXTERIORES SOMBREADOS O CON LOCALES NO CLIMATIZADOS						
Descripcion	Superficie	Aislamiento	Calor sensible			
Suelo	100	Normal (1 W/m ² K)	600 W			
Techo	100	Normal (1 W/m ² K)	600 W			
Medianera	0	Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W			
Cerramiento 4	25	Normal (1 W/m ² K)	150 W			
Cerramiento 5	25	Normal (1 W/m ² K)	150 W			
VENTILACION Y OCUPACION						
Sup. UTIL	Potencia Electrica	Tipo de actividad	Densidad Ocupacion	Calor sensible		
100	0 W/m ²	Sedentaria	0,20 personas/m ²	3500 W		
				Calor Latente		
				5500 W		
TOTAL CALOR SENSIBLE				7409,3 W		
TOTAL CALOR LATENTE				5500 W		
TOTAL CARGA FRIGORIFICA				12909,3 W		

1.2. Aseo H

CALCULO CARGA TERMICA LOCALES						
Metodo NTE ICI-1984						
Cliente	Nave Industrial					
Proyecto	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo					
Z. Climática	ZONA B					
Dependencia	Aseo H					
ABERTURAS						
Descripción	Superficie (m ²)	Orientación	Tipo	Protección	Calor sensible	
Ventana 1		NorOeste	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
Ventana 2	0,3721	NorEste	Sencillo Ordinario	Ninguna	59,536 W	
Ventana 3		NorOeste	Doble Filtrante	Ninguna	0 W	
Ventana 4		Este	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
CERRAMIENTO EXTERIORES SOLEADOS						
Descripción	Superficie	Orientación	Color	Aislamiento	Calor sensible	
Fachada 1	12,125	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	145,5 W	
Fachada 2	0	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W	
Fachada 3		Norte	Claro	Sin aislamiento (3.5 W/h)	0 W	
Fachada 4		Otras	Claro	Sin aislamiento (3.5 W/h)	0 W	
Fachada 5		Otras	Oscuro	Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W	
CUBIERTAS						
Descripción	Superficie	Color	Aislamiento	Calor sensible		
Cubierta 1	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 2	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 3	0	Oscuro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
CERRAMIENTOS EXTERIORES SOMBREADOS O CON LOCALES NO CLIMATIZADOS						
Descripción	Superficie	Aislamiento	Calor sensible			
Suelo	38,12	Normal (1 W/m ² K)	228,72 W			
Techo	38,12	Normal (1 W/m ² K)	228,72 W			
Medianera	0	Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W			
Cerramiento 4	39	Normal (1 W/m ² K)	235,8 W			
Cerramiento 5	12,125	Normal (1 W/m ² K)	72,75 W			
VENTILACION Y OCUPACION						
Sup. UTIL	Potencia Eléctrica	Tipo de actividad	Densidad Ocupación	Calor sensible		
38,12	0 W/m ²	Sedentaria	0,10 personas/m ²	762,4 W		
				Calor Latente		
				1143,6 W		
TOTAL CALOR SENSIBLE				1733,426 W		
TOTAL CALOR LATENTE				1143,6 W		
TOTAL CARGA FRIGORIFICA				2877,026 W		

1.3. Aseo M

CALCULO CARGA TERMICA LOCALES						
Metodo NTE ICI-1984						
Cliente	Nave Industrial					
Proyecto	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo					
Z.Climatica	ZONA B					
Dependencia	Aseo M					
ABERTURAS						
Descripcion	Superficie (m ²)	Orientacion	Tipo	Proteccion	Calor sensible	
Ventana 1		NorOeste	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
Ventana 2	0,3721	NorEste	Sencillo Ordinario	Ninguna	59,536 W	
Ventana 3		NorOeste	Doble Filtrante	Ninguna	0 W	
Ventana 4		Este	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
CERRAMIENTO EXTERIORES SOLEADOS						
Descripcion	Superficie	Orientacion	Color	Aislamiento	Calor sensible	
Fachada 1	12,125	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	145,5 W	
Fachada 2	0	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W	
Fachada 3		Norte	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ² K)	0 W	
Fachada 4		Otras	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ² K)	0 W	
Fachada 5		Otras	Oscuro	Poco aislado (1,4 W/m ² K)	0 W	
CUBIERTAS						
Descripcion	Superficie	Color	Aislamiento	Calor sensible		
Cubierta 1	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 2	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 3	0	Oscuro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
CERRAMIENTOS EXTERIORES SOMBREADOS O CON LOCALES NO CLIMATIZADOS						
Descripcion	Superficie	Aislamiento	Calor sensible			
Suelo	38,12	Normal (1 W/m ² K)	228,72 W			
Techo	38,12	Normal (1 W/m ² K)	228,72 W			
Medianera	0	Poco aislado (1,4 W/m ² K)	0 W			
Cerramiento 4	39	Normal (1 W/m ² K)	235,8 W			
Cerramiento 5	12,125	Normal (1 W/m ² K)	72,75 W			
VENTILACION Y OCUPACION						
Sup. UTIL	Potencia Electrica	Tipo de actividad	Densidad Ocupacion	Calor sensible		
38,12	0 W/m ²	Sedentaria	0,10 personas/m ²	762,4 W		
				Calor Latente		
				1143,6 W		
TOTAL CALOR SENSIBLE				1733,426 W		
TOTAL CALOR LATENTE				1143,6 W		
TOTAL CARGA FRIGORIFICA				2877,026 W		

2. PLANTA ALTA

2.1. Descanso

CALCULO CARGA TERMICA LOCALES						
Metodo NTE ICI-1984						
Cliente	Nave Industrial					
Proyecto	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo					
Z.Climatica	ZONA B					
Dependencia	Descanso					
ABERTURAS						
Descripcion	Superficie (m ²)	Orientacion	Tipo	Proteccion	Calor sensible	
Ventana 1		NorDeste	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
Ventana 2	3,7122	NorEste	Sencillo Reflectant	Ninguna	296,976 W	
Ventana 3		NorDeste	Doble Filtrante	Ninguna	0 W	
Ventana 4		Este	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
CERRAMIENTO EXTERIORES SOLEADOS						
Descripcion	Superficie	Orientacion	Color	Aislamiento	Calor sensible	
Fachada 1	14,655	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	175,86 W	
Fachada 2	0	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W	
Fachada 3		Norte	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ²)	0 W	
Fachada 4		Otras	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ²)	0 W	
Fachada 5		Otras	Oscuro	Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W	
CUBIERTAS						
Descripcion	Superficie	Color	Aislamiento	Calor sensible		
Cubierta 1	48,95	Claro	Aislado (0,8 W/m ² K)	440,55 W		
Cubierta 2	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 3	0	Oscuro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
CERRAMIENTOS EXTERIORES SOMBREADOS O CON LOCALES NO CLIMATIZADOS						
Descripcion	Superficie	Aislamiento	Calor sensible			
Suelo	48,85	Normal (1 W/m ² K)	293,1 W			
Techo		Normal (1 W/m ² K)	0 W			
Medianera		Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W			
Cerramiento 4	60	Mal aislado (2 W/m ² K)	660 W			
Cerramiento 5	14,655	Mal aislado (2 W/m ² K)	161,205 W			
VENTILACION Y OCUPACION						
	Sup. UTIL	Potencia Electrica	Tipo de actividad	Densidad Ocupacion	Calor sensible	
	48,95	0 W/m ²	Sedentaria	0,10 personas/m ²	979 W	
					Calor Latente	
					1468,5 W	
TOTAL CALOR SENSIBLE					3006,691 W	
TOTAL CALOR LATENTE					1468,5 W	
TOTAL CARGA FRIGORIFICA					4475,191 W	

2.2. Oficina 1

CALCULO CARGA TERMICA LOCALES						
Metodo NTE ICI-1984						
Cliente	Nave Industrial					
Proyecto	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo					
Z.Climatica	ZONA B					
Dependencia	Oficina 1					
ABERTURAS						
Descripcion	Superficie (m ²)	Orientacion	Tipo	Proteccion	Calor sensible	
Ventana 1	1,8	NorDeste	Sencillo Reflectant	Ninguna	445,5 W	
Ventana 2		NorEste	Sencillo Reflectant	Ninguna	0 W	
Ventana 3		NorOeste	Doble Filtrante	Ninguna	0 W	
Ventana 4		Este	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
CERRAMIENTO EXTERIORES SOLEADOS						
Descripcion	Superficie	Orientacion	Color	Aislamiento	Calor sensible	
Fachada 1	14,6925	Norte	Claro	Normal (1 W/m ² K)	176,31 W	
Fachada 2		Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W	
Fachada 3		Norte	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ² K)	0 W	
Fachada 4		Otras	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ² K)	0 W	
Fachada 5		Otras	Oscuro	Poco aislado (1,4 W/m ² K)	0 W	
CUBIERTAS						
Descripcion	Superficie	Color	Aislamiento	Calor sensible		
Cubierta 1	73,71	Claro	Aislado (0,8 W/m ² K)	663,39 W		
Cubierta 2	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 3	0	Oscuro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
CERRAMIENTOS EXTERIORES SOMBREADOS O CON LOCALES NO CLIMATIZADOS						
Descripcion	Superficie	Aislamiento	Calor sensible			
Suelo	73,71	Normal (1 W/m ² K)	442,26 W			
Techo		Normal (1 W/m ² K)	0 W			
Medianera		Poco aislado (1,4 W/m ² K)	0 W			
Cerramiento 4	45	Normal (1 W/m ² K)	270,9 W			
Cerramiento 5	59,84	Mal aislado (2 W/m ² K)	658,24 W			
VENTILACION Y OCUPACION						
Sup. UTIL	Potencia Electrica	Tipo de actividad	Densidad Ocupacion	Calor sensible		
73,71	0 W/m ²	Sedentaria	0,20 personas/m ²	2579,85 W		
				Calor Latente		
				4054,05 W		
TOTAL CALOR SENSIBLE				5236,45 W		
TOTAL CALOR LATENTE				4054,05 W		
TOTAL CARGA FRIGORIFICA				9290,5 W		

2.6. Oficina 2

CALCULO CARGA TERMICA LOCALES						
Metodo NTE ICI-1984						
Cliente	Nave Industrial					
Proyecto	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo					
Z.Climatica	ZONA B					
Dependencia	Oficina 2					
ABERTURAS						
Descripcion	Superficie (m ²)	Orientacion	Tipo	Proteccion	Calor sensible	
Ventana 1		NorOeste	Sencillo Reflectant	Ninguna	0 W	
Ventana 2	3,6	NorEste	Sencillo Reflectant	Ninguna	288 W	
Ventana 3		NorOeste	Doble Filtrante	Ninguna	0 W	
Ventana 4		Este	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
CERRAMIENTO EXTERIORES SOLEADOS						
Descripcion	Superficie	Orientacion	Color	Aislamiento	Calor sensible	
Fachada 1		Norte	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W	
Fachada 2	29,655	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	355,86 W	
Fachada 3		Norte	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ² K)	0 W	
Fachada 4		Otras	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/m ² K)	0 W	
Fachada 5		Otras	Oscuro	Poco aislado (1,4 W/m ² K)	0 W	
CUBIERTAS						
Descripcion	Superficie	Color	Aislamiento	Calor sensible		
Cubierta 1	48,36	Claro	Aislado (0,8 W/m ² K)	435,24 W		
Cubierta 2	0	Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 3	0	Oscuro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
CERRAMIENTOS EXTERIORES SOMBREADOS O CON LOCALES NO CLIMATIZADOS						
Descripcion	Superficie	Aislamiento	Calor sensible			
Suelo	48,36	Normal (1 W/m ² K)	290,16 W			
Techo		Normal (1 W/m ² K)	0 W			
Medianera		Poco aislado (1,4 W/m ² K)	0 W			
Cerramiento 4	29,655	Normal (1 W/m ² K)	177,93 W			
Cerramiento 5	29,355	Mal aislado (2 W/m ² K)	322,905 W			
VENTILACION Y OCUPACION						
Sup. UTIL	Potencia Electrica	Tipo de actividad	Densidad Ocupacion	Calor sensible		
48,36	0 W/m ²	Sedentaria	0,20 personas/m ²	1692,6 W		
				Calor Latente		
				2659,8 W		
TOTAL CALOR SENSIBLE				3562,695 W		
TOTAL CALOR LATENTE				2659,8 W		
TOTAL CARGA FRIGORIFICA				6222,495 W		

2.7. Oficina 3

CALCULO CARGA TERMICA LOCALES						
Metodo NTE ICI-1984						
Cliente	Nave Industrial					
Proyecto	Diseño y modelado de nave industrial con instalación fotovoltaica para autoconsumo					
Z. Climática	ZONA B					
Dependencia	Oficina 3					
ABERTURAS						
Descripción	Superficie (m ²)	Orientación	Tipo	Protección	Calor sensible	
Ventana 1	1,8	NorOeste	Sencillo Reflectant	Ninguna	445,5 W	
Ventana 2	1,8	NorEste	Sencillo Reflectant	Ninguna	144 W	
Ventana 3		NorOeste	Doble Filtrante	Ninguna	0 W	
Ventana 4		Este	Sencillo Ordinario	Ninguna	0 W	
CERRAMIENTO EXTERIORES SOLEADOS						
Descripción	Superficie	Orientación	Color	Aislamiento	Calor sensible	
Fachada 1	15,495	Norte	Claro	Normal (1 W/m ² K)	185,94 W	
Fachada 2	14,6775	Otras	Claro	Normal (1 W/m ² K)	176,13 W	
Fachada 3		Norte	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/h)	0 W	
Fachada 4		Otras	Claro	Sin aislamiento (3,5 W/h)	0 W	
Fachada 5		Otras	Oscuro	Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W	
CUBIERTAS						
Descripción	Superficie	Color	Aislamiento	Calor sensible		
Cubierta 1	25,27	Claro	Aislado (0,8 W/m ² K)	227,43 W		
Cubierta 2		Claro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
Cubierta 3		Oscuro	Normal (1 W/m ² K)	0 W		
CERRAMIENTOS EXTERIORES SOMBREADOS O CON LOCALES NO CLIMATIZADOS						
Descripción	Superficie	Aislamiento	Calor sensible			
Suelo	25,27	Normal (1 W/m ² K)	151,62 W			
Techo		Normal (1 W/m ² K)	0 W			
Medianera		Poco aislado (1,4 W/m ²)	0 W			
Cerramiento 4	15,495	Normal (1 W/m ² K)	92,97 W			
Cerramiento 5	14,6775	Mal aislado (2 W/m ² K)	161,4525 W			
VENTILACION Y OCUPACION						
Sup. UTIL	Potencia Eléctrica	Tipo de actividad	Densidad Ocupacion	Calor sensible		
25,27	0 W/m ²	Sedentaria	0,20 personas/m ²	884,45 W		
				Calor Latente		
				1389,85 W		
TOTAL CALOR SENSIBLE				2469,4925 W		
TOTAL CALOR LATENTE				1389,85 W		
TOTAL CARGA FRIGORIFICA				3859,3425 W		

3. Selección de unidades

3.1. Unidades interiores

Como unidades interiores se han elegido las Cassete de 4 vías.



A continuación, las unidades interiores seleccionadas para cada sala:

UNIDADES INTERIORES CASSETTE				
Sala	Potencia frigorífica (kW)	Modelo	Potencia producida (kW)	Potencia eléctrica (W)
Recepción	12,9	ARNU48GTMC4	14,1	30
Aseo H	2,87	ARNU12GTRC4	3,6	43
Aseo M	2,87	ARNU12GTRC4	3,6	43
Descanso	4,47	ARNU15GTQC4	4,5	43
Oficina 1	9,29	ARNU36GTNC4	10,6	30
Oficina 2	6,22	ARNU24GTPC4	7,1	30
Oficina 3	3,86	ARNU15GTQC4	4,5	43
			48	

3.2. Unidades exteriores

Como unidades exteriores ha elegido el diseño Multi V IV VRF.



UNIDADES EXTERIORES		
Modelo	Potencia producida (kW)	Potencia eléctrica (kW)
ARUN180LTE4	50,4	10,93

A continuación, se muestran todas las características de las unidades interiores y exteriores seleccionadas:

ANEXO C

FICHAS TÉCNICAS





ESPSC

Monocrystalline Solar Module

Q High-quality
With 72 cells and 5 bypass diodes in power classes from 380 to 400 Wp for grid connected systems.

\$ Reliable
The high quality level of ERA SOLAR guarantees long life-time and high earnings.

kg Solid
An Aluminium hollow-chamber frame on each side combined with low-iron and tempered solar glass ensures high load capacity resistance.

Wp Performance guarantee
ERA SOLAR grants a power guarantee of 90% of nominal power output up to 10 years and 80% up to 25 years.

+ WATTS POSITIVE TOLERANCE

10 YEARS PRODUCT WARRANTY

10 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%

25 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%



ESPSC

Monocrystalline Solar Module

SPECIFICATIONS

Dimensions	1979 x 1002 x 40mm
Weight	22.5 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs Mono PERC (158.75 x 158.75 mm)
Cell Embedding	EVA
Back-Foil	FEVE / PET / FEVE
Junction Box	TÜV certified
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm or Customized Length
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400Pa(IEC61215),40mm

Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product warranty	10 years
Power Guarantee	10 years 90% 25 years 80%

Packaging Configuration
(Two pallets = One stack)
27pcs/pallet, 54pcs/stack,
594pcs/40'HQ Container

CHARACTERISTICS

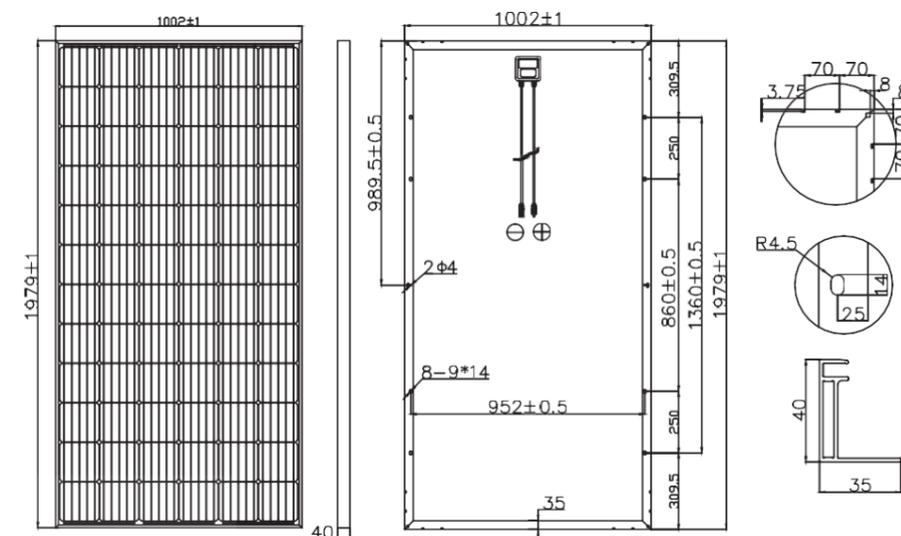
Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient I _{sc}	+0.02973%/°K
Temperature-Coefficient V _{oc}	-0.38038%/°K
Temperature-Coefficient P _{mpp}	-0.57402%/°K
NOCT***	45°C

CERTIFICATES

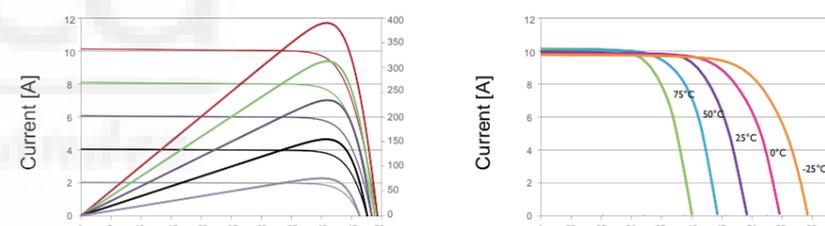
IEC 61215 edition 2 (TÜV Nord)
(TÜV Rheinland)
IEC 61730 MCS INMETRO
CE CEC SALT-MIST
UL1703 CSA
PID Resistant

INSURANCE

Chubb



CURRENT-VOLTAGE CURVES



Module characteristics at constant module temperatures of 25°C and variable levels of irradiance

Module characteristics at variable module temperatures and constant module irradiance of 1.000 W/m²

ESPSC TYPE	380M	385M	390M	395M	400M
Power Class	380Wp	385Wp	390Wp	395Wp	400Wp
Max. Power Voltage (V _{mpp})* at STC**	40.5V	40.8V	41.1V	41.4V	41.7V
Max. Power Current (I _{mpp}) at STC	9.39A	9.44A	9.49A	9.55A	9.60A
Open Circuit Voltage (V _{oc}) at STC	48.9V	49.1V	49.3V	49.5V	49.8V
Short Circuit Current (I _{sc}) at STC	9.75A	9.92A	10.12A	10.23A	10.36A
Module Efficiency	19.16%	19.42%	19.67%	19.92%	20.17%

* MPP: Maximum Power Point
** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5
*** Normal Operating Cell Temperature





SISTEMA INCLINADO BÁSICO

Los sistemas inclinados básicos son la solución más sencilla para sistemas inclinados. Este sistema utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de módulos. Los módulos se anclan a los perfiles mediante piezas de fijación centrales y laterales y suelen montarse perpendicularmente, pero también es posible la disposición horizontal. A su vez, dichos perfiles se fijan sobre escuadras de aluminio de la inclinación solicitada por el cliente. Se dispone además de una amplia gama de elementos de anclaje (tornillería autotaladrante, ganchos, pinchos, varillas roscadas...)

VISTAS DEL SISTEMA



VISTA TRASERA



VISTA FUGADA

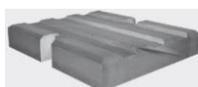


VISTA DETALLE

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

- Perfilería portamódulos en aluminio para diversas separaciones entre apoyos .
- Apoyos atornillables en aluminio para cualquier tipo de inclinación.
- Arriostramiento transversal.
- Tornillería en acero inoxidable
- Anclajes y accesorios necesarios
- Elementos de estanqueidad y sellado (neopreno, EPDM, taco químico)

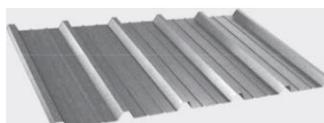
APLICACIÓN SOBRE CUBIERTAS



CUBIERTA DE TEJA



CHAPA PERFILADA



PAPEL SANDWICH



OTROS TIPOS DE CUBIERTA

SISTEMA INSTALADO BÁSICO



APLICACIONES

Todo tipo y dimensiones de módulo
 FV y térmico.
 Todo tipo de cubiertas y edificios.
 Inclinaciones desde 0° o 60°

VENTAJAS

Durabilidad
 Ligereza
 Resistencia
 Facilidad de montaje
 Rapidez de montaje
 Estanqueidad
 Sencillez de soluciones
 Perfilera Polivalente

MATERIALES

Perfilera de aluminio
 Tornillería Acero Inoxidable
 Estanqueidad EPDM
 Anclajes de Acero Inoxidable

CÁLCULOS

CTE
 EUROCÓDIGO

SUMINISTRO

Plazos rápidos de entrega
 Suministro en obra o almacén
 Servicio Postventa
 Asesoramiento técnico
 Planos personalizados y mediciones detalladas incluidas.

GARANTÍA

12 Años



SISTEMAS	DESCRIPCIÓN		501 - X paneles	51 - 500 paneles	10 - 50 paneles
SCB ISA + AUTOTALADRANTE (Cubierta de lámina trapezoidal)	Estructura de soporte en aluminio para instalación coplanar sobre cubierta de módulos de 60 células. Perfilería portamódulos de tipo perfil ISA en aluminio, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 78 mm a correa (1 ud. cada 1,5 m.) y Autotaladrantes de 25 a panel (2 por perfil base). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	8,38	9,75	10,25
		Precio Anclaje €/módulo	1,76	2,43	2,58
		Precio Total €/módulo	10,14	12,18	12,83
SCB ISA + AUTOTALADRANTE (Cubierta de panel sándwich)	Estructura de soporte en aluminio para instalación coplanar sobre cubierta de módulos de 60 células. Perfilería portamódulos de tipo perfil ISA en aluminio, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 138 mm a correa (1 ud. cada 1,5 m.) y Autotaladrantes de 25 a panel (2 por perfil base). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	8,38	9,75	10,25
		Precio Anclaje €/módulo	2,29	3,01	3,20
		Precio Total €/módulo	10,67	12,76	13,45
SCB RAN + PINCHO (Cubierta de teja cerámica)	Estructura de soporte en aluminio para instalación coplanar sobre cubierta de módulos de 60 células. Perfilería portamódulos de tipo Ranurado 0,84 en aluminio, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Pincho de 300 mm a correa (1 ud. cada 1,5 m.). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje)	Precio Estructura €/módulo	9,92	12,43	13,13
		Precio Anclaje €/módulo	4,21	4,61	4,90
		Precio Total €/módulo	14,13	17,04	18,03
SIB 30º 1AV + AUTOTALADRANTE (Cubierta de lámina trapezoidal)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 60 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilería portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostramiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 78 mm a correa (2 ud por apoyo). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	1,32	1,44	1,53
		Precio Total €/módulo	26,52	30,49	32,54
SIB 30º 1AV + ANC. MECÁNICO (Cubierta plana o en bloques de hormigón)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 60 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilería portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostramiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Anclaje Mecánico M8x80 mm cubierta plana o a bloque de hormigón (bloques no suministrados). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje) solo sobre cubierta.	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	1,40	1,54	1,64
		Precio Total €/módulo	26,60	30,59	32,65
SIB 30º 1AV + AUTOTALADRANTE (Cubierta de panel sándwich)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 60 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilería portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostramiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 138 mm a correa (2 ud por apoyo). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	1,85	2,03	2,15
		Precio Total €/módulo	27,05	31,08	33,16
SIB 30º 1AV + PINCHO (Cubierta de teja cerámica)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 60 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilería portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostramiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2. Pincho de 300 mm a cubierta sobre teja cerámica (2 ud por apoyo).	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	4,20	4,61	4,90
		Precio Total €/módulo	29,40	33,66	35,91
SISTEMA INCLINADO APOYOS COMPARTIDOS 30º 1AH	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 60 células a 30º y 1 altura en horizontal. Apoyos atornillables compartidos. Piezas de fijación de módulos en aluminio directamente al apoyo. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Anclaje Mecánico M8x80 mm cubierta plana o a bloque de hormigón (bloques no suministrados). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje) solo sobre cubierta.	Precio Estructura €/módulo	25,41	27,94	38,14
		Precio Anclaje €/módulo	2,63	2,96	3,09
		Precio Total €/módulo	28,04	30,90	41,23
SISTEMA AUTOPORTANTE 2	Estructura de soporte en aluminio para instalación autoportante de módulos de 60 células a 10º y 1 altura en horizontal. Perfilería portamódulos de tipo Interface 2 alas, continuo. Deflectores aerodinámicos traseros en acero galvanizado y tornillería correspondiente. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Pletinas para fijación de contrapesos. <i>Contrapesos y goma protectora no suministrada. Para matrices compuestas por filas de 10 módulos de larqo.</i>	Precio Total €/módulo	30,36	32,64	44,94

Panel considerado 60 células 1650x992x40 mm (por confirmar)

Precio EXW Llíria (Valencia) ESPAÑA

IVA no incluido

Precios enero 2020

Larqo de fila considerado 10 módulos

SISTEMAS	DESCRIPCIÓN		501 - X paneles	51 - 500 paneles	10 - 50 paneles
SCB ISA + AUTOTALADRANTE (Cubierta de lámina trapezoidal)	Estructura de soporte en aluminio para instalación coplanar sobre cubierta de módulos de 72 células. Perfilera portamódulos de tipo perfil ISA en aluminio, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 78 mm a correa (1 ud. cada 1,5 m.) y Autotaladrantes de 25 a panel (2 por perfil base). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	8,38	9,75	10,25
		Precio Anclaje €/módulo	1,76	2,43	2,58
		Precio Total €/módulo	10,14	12,18	12,83
SCB ISA + AUTOTALADRANTE (Cubierta de panel sándwich)	Estructura de soporte en aluminio para instalación coplanar sobre cubierta de módulos de 72 células. Perfilera portamódulos de tipo perfil ISA en aluminio, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 138 mm a correa (1 ud. cada 1,5 m.) y Autotaladrantes de 25 a panel (2 por perfil base). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	8,38	9,75	10,25
		Precio Anclaje €/módulo	2,29	3,01	3,20
		Precio Total €/módulo	10,67	12,76	13,45
SCB RAN + PINCHO (Cubierta de teja cerámica)	Estructura de soporte en aluminio para instalación coplanar sobre cubierta de módulos de 72 células. Perfilera portamódulos de tipo Ranurado 0,84 en aluminio, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Pincho de 300 mm a correa (1 ud. cada 1,5 m.). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje)	Precio Estructura €/módulo	9,92	12,43	13,13
		Precio Anclaje €/módulo	4,21	4,61	4,90
		Precio Total €/módulo	14,13	17,04	18,03
SIB 30º 1AV + AUTOTALADRANTE (Cubierta de lámina trapezoidal)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 72 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilera portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostamiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 78 mm a correa (2 ud por apoyo). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	1,32	1,44	1,53
		Precio Total €/módulo	26,52	30,49	32,54
SIB 30º 1AV + ANC. MECÁNICO (Cubierta plana o en bloques de hormigón)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 72 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilera portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostamiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Anclaje Mecánico M8x80 mm cubierta plana o a bloque de hormigón (bloques no suministrados). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje) solo sobre cubierta.	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	1,40	1,54	1,64
		Precio Total €/módulo	26,60	30,59	32,65
SIB 30º 1AV + AUTOTALADRANTE (Cubierta de panel sándwich)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 72 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilera portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostamiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Autotaladrante de 138 mm a correa (2 ud por apoyo). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje).	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	1,85	2,03	2,15
		Precio Total €/módulo	27,05	31,08	33,16
SIB 30º 1AV + PINCHO (Cubierta de teja cerámica)	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 72 células a 30º y 1 altura en vertical. Perfilera portamódulos de tipo Ranurado 0,84, continuo. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Barras de arriostamiento mediante perfil ISA en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Anclajes en acero inoxidable A2 Pincho de 300 mm a cubierta sobre teja cerámica (2 ud por apoyo).	Precio Estructura €/módulo	25,20	29,05	31,01
		Precio Anclaje €/módulo	4,20	4,61	4,90
		Precio Total €/módulo	29,40	33,66	35,91
SISTEMA INCLINADO APOYOS COMPARTIDOS 30º 1AH	Estructura de soporte en aluminio para instalación inclinada de módulos de 72 células a 30º y 1 altura en horizontal. Apoyos atornillables compartidos. Piezas de fijación de módulos en aluminio directamente al apoyo. Tornillería en acero inoxidable A2. Anclajes en acero inoxidable A2 mediante Anclaje Mecánico M8x80 mm cubierta plana o a bloque de hormigón (bloques no suministrados). Juntas de estanqueidad de EPDM (1 ud por anclaje) solo sobre cubierta.	Precio Estructura €/módulo	26,47	29,54	39,71
		Precio Anclaje €/módulo	2,63	2,96	3,09
		Precio Total €/módulo	29,10	32,50	42,80
SISTEMA AUTOPORTANTE 2	Estructura de soporte en aluminio para instalación autoportante de módulos de 72 células a 10º y 1 altura en horizontal. Perfilera portamódulos de tipo Interface 2 alas, continuo. Deflectores aerodinámicos traseros en acero galvanizado y tornillería correspondiente. Piezas de fijación de módulos en aluminio. Tornillería en acero inoxidable. Pletinas para fijación de contrapesos. <i>Contrapesos y goma protectora no suministrada. Para matrices compuestas por filas de 10 módulos de larqo.</i>	Precio Total €/módulo	29,92	33,33	45,97

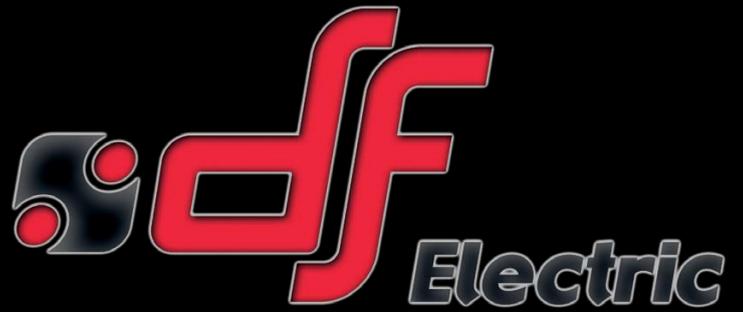
Panel considerado 72 células 1956x992x40 mm (por confirmar)

Precio EXW Llíria (Valencia) ESPAÑA

IVA no incluido

Precios enero 2020

Larqo de fila considerado 10 módulos



FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS



04

**gPV
CIL
fusibles**



06

**gPV
NH
1000V DC
fusibles**



08

**gPV
NH XL
1500V DC
fusibles**



10

**gG/GL
NH
800V AC
fusibles**



11

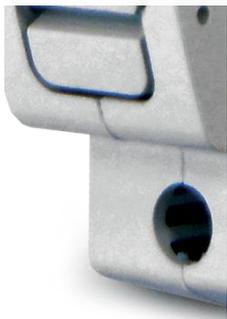
**PMX
CIL
portafusibles**





12

PML
CIL
portafusibles



13

CONTACTO
PINZA
CIL
fusibles Ø10



14

ST
NH
1000V DC
bases



15

ST
NH XL
1500V DC
bases



16

ST
NH
800V AC
bases



CIL | **gPV**
CILINDRICOS
fusibles

Los fusibles cilíndricos 10x38 y 14x51 gPV DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000/1.100V DC.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMX.



10x38
U 1000V dc
PODER DE CORTE 30kA
Normas
NEUTRO

In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni /CAJA
1	491601	10/100
2	491602 (UL)	10/100
3	491604 (UL)	10/100
4	491605 (UL)	10/100
5	491606 (UL)	10/100
6	491610 (UL)	10/100
8	491615 (UL)	10/100
10	491620 (UL)	10/100
12	491625 (UL)	10/100
15	491629 (UL)	10/100
16	491630 (UL)	10/100
20	491635 (UL)	10/100
	431000	10/100



491635



14x51
U 1100V dc
PODER DE CORTE 10kA
U 1000V dc
PODER DE CORTE 30kA
NEUTRO

15	491647	10/50
20	491648	10/50
25	491650	10/50
32	491655	10/50
	432000	10/50



491655

normas	DIMENSIONES	CARACTERISTICAS t-I	coeficiente reducciOn Temperatura ambiente	COMPATIBLE PORTAFUSIBLES PMX	COMPATIBLE CONTACTO PINZA FUSIBLES Ø10
IEC 60269-1 IEC 60269-6 UL 248-19	PAG 18 PAG 19	PAG 18 (UL) PAG 19 (UL)	PAG 43	PAG 11	PAG 13

CIL | **gPV**
CILINDRICOS
fusibles

Los fusibles cilíndricos gPV 10x85 y 10/14x85 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.200/1.500V DC.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para estos fusibles recomendamos la utilización de bases portafusibles PML.



10x85	I_n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni/CAJA
U 1500V dc PODER DE CORTE 30kA Normas	2	492202 (UL)	10/50/1000
	4	492205 (UL)	10/50/1000
	6	492210 (UL)	10/50/1000
	8	492215 (UL)	10/50/1000
	10	492220 (UL)	10/50/1000
	12	492225 (UL)	10/50/1000
	15	492229 (UL)	10/50/1000
U 1200V dc PODER DE CORTE 10kA	16	492230 (UL)	10/50/1000
	20	492235	10/50/1000
	25	492240	10/50/1000
NEUTRO		431010	10/50/1000



492240

10/14x85	I_n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni/CAJA
U 1500V dc PODER DE CORTE 10kA	20	492250	10/480
	25	492255	10/480
	30	492260	10/480
	32	492262	10/480



492262

normas
IEC 60269-1
IEC 60269-6
UL 248-19

DIMENSIONES
PAG 20 (UL) (UL) (UL)
PAG 21 (UL) (UL) (UL)

CARACTERISTICAS t-I
PAG 20 (UL) (UL) (UL)
PAG 21 (UL) (UL) (UL)

coeficiente reducciOn
Temperatura ambiente
PAG 43

COMPATIBLE
PORTAFUSIBLES PML
PAG 12

COMPATIBLE
CONTACTO PINZA FUSIBLES Ø10
PAG 13

NH gPV NH 1000V DC fusibles

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección, en arrays, sub-arrays o en la entrada DC de los inversores de las instalaciones fotovoltaicas.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19), con una corriente mínima de fusión de 1,35·In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en cobre o latón plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de la bases NH modelo ST de 1000VDC.



NH1	
U	1000V dc
PODER DE CORTE	30kA
Normas	

In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni/CAJA
25	373210	1/30
32	373215	1/30
40	373225	1/30
50	373230	1/30
63	373235	1/30
80	373240	1/30
100	373245	1/30
125	373250	1/30
160	373255	1/30
200	373260	1/30



373250

NH2	
U	1000V dc
PODER DE CORTE	30kA

200	373350	1/15
250	373360	1/15



373350

NH3	
U	1000V dc
PODER DE CORTE	30kA
Normas	

200	373425	1/15
250	373435	1/15
315	373445	1/15
355	373450	1/15
400	373455	1/15



373435

normas	DIMENSIONES	CARACTERISTICAS t-I	coeficiente reduccion Temperatura ambiente	COMPATIBLE BASES NH ST 1000V DC
IEC 60269-1 IEC 60269-6 UL 248-19	PAG 22	PAG 23	PAG 43	PAG 14

COMPONENTES Y EQUIPOS SOLARTEC

INTERRUPTORES-SECCIONADORES PARA CORRIENTE CONTINUA



interruptores-
seccionadores
Pág. 93



interruptores-
seccionadores en caja
Pág. 94



interruptores-
seccionadores de
potencia
Pág. 96



interruptores-
seccionadores de
potencia UL
Pág. 96



¡NUEVO!
iNOSYS LbS
interruptores-
seccionadores con
función de disparo
Pág. 102



interruptores-
seccionadores
motorizados
Pág. 106

PROTECTORES DE SOBRETENSIÓN



Protectores de
sobretensión
Clase ii
Pág. 108



Protectores de
sobretensión
Clase ii con
teleseñalización
Pág. 108



Protectores de
sobretensión
Clase i
Pág. 108

PROTECCIÓN FUSIBLE



fusibles cilíndricos
Curva gPV
Pág. 110



bases portafusibles
cilíndricos gPV
Talla 0 y Talla1
Pág. 110



fusibles NH para
aplicación fotovoltaica
Pág. 111



bases NH para
aplicación fotovoltaica
Pág. 111

ACCESORIOS



Conectores tipo MC4
Pág. 109



Set de herramientas
para conectores MC4
Pág. 109



bridas para intemperie
con resistencia
UV extra
Pág. 296

EQUIPOS DE CONEXIÓN FOTOVOLTAICA



Equipos de
desconexión
3 strings con o sin
protección fusible
Pág. 112



Equipos de
desconexión de
4-6 strings con
protección fusible y/o
sobretensión
Pág. 112



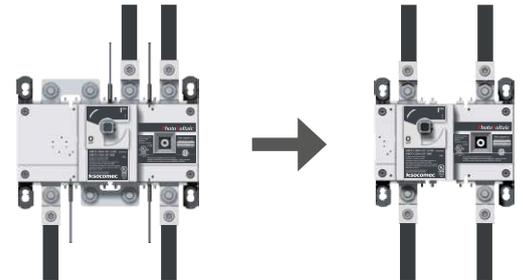
Equipos de
desconexión para
huertas solares
10-14 strings y equipos
con monitorización
Pág. 112

INTERRUPTORES-SECCIONADORES DE POTENCIA SIRCO PV



Nueva tecnología de corte patentada para cortar 500 vdc por polo

La mayoría de los sistemas FV actuales están diseñados a 1000VDC. Esta nueva gama permite el corte en carga de 1000 VDC con sólo 2 polos consiguiendo una solución extremadamente compacta.

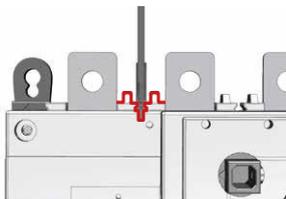


Solución clásica
Ejemplo de conexionado de un seccionador 1000 VDC

Nuevo: Con esta nueva gama podemos cortar 1000 VDC con 2P en serie.

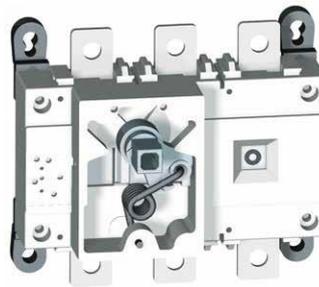
Aislamiento garantizado a lo largo del tiempo

Hoy en día la mayoría de los sistemas fotovoltaicos funcionan a 1000 VDC con sistemas moviéndose hacia los 1500 VDC. El envejecimiento del plástico debido a las altas fluctuaciones de temperatura combinado con otros elementos externos (polvo, condensación) puede aumentar a través del tiempo el riesgo de avería eléctrica. La línea de fuga del material aislante entre las partes vivas es clave para la prevención, esta nueva gama supera los requisitos de la norma IEC e incrementa la distancia de 25 mm a 53 mm. Una distancia de 50 mm (2 pulgadas) es la distancia obligatoria para cumplir con las normas UL.



Garantizar un funcionamiento seguro

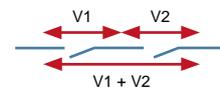
El mecanismo de ruptura brusca es completamente independiente de la operación manual aportando operaciones de conexión/desconexión rápidas por lo que se reduce la duración del arco. Un indicador de posición señala claramente el estado de los contactos.



Logrando características 1500 VDC en un tamaño compacto

La nueva tecnología patentada permite la utilización en 1500 VDC mediante la conexión de tres polos en serie.

- Cada polo de un interruptor tiene una capacidad máxima de corte de tensión. Para cortar una elevada tensión en DC es necesario conectar los polos en serie. La capacidad de corte en carga del interruptor se determina multiplicando el poder de corte de tensión máxima por polo por el número de polos en serie.
- Disponiendo los polos en paralelo en los interruptores de diseño de doble cuerpo permiten alcanzar elevadas corrientes.



interruptores-seccionadores de 2 circuitos (consultar)

Las grandes instalaciones fotovoltaicas tienen cuadros de nivel 2 dónde se agrupan múltiples cuadros de nivel 1 pudiéndose requerir el uso de varios interruptores. La nueva gama Socomec ha desarrollado los interruptores de doble cuerpo que permiten el corte de dos circuitos (y hasta 4 circuitos según características) simultáneamente. Esta solución resulta especialmente compacta y comporta un significativo ahorro en el conjunto.

Referencias y precios



	Hasta 1000Vdc iEC				1500Vdc iEC				
	Talla	N. de polos	Referencia	Precio	Talla	N. de polos	Referencia	Precio	
100A		B4	2 P	26PV2010	126,00				
160A		B4	2 P	26PV2016	178,00				
250A		B4	2 P	26PV2025	250,00				
275A						B5	3 P	27PV3026	Consultar
315A	B4	2 P	26PV2031	330,00		B5	3 P	27PV3032	Consultar
400A	B4	4 P	26PV4040	417,00					
500A		B4	4 P	26PV4050	567,00	B5	3 P	27PV3039	Consultar
630A		B5	4 P	26PV4063	758,00		B5DS	8 P	26PV8063
800A	B5	4 P	26PV4080	1055,00	B6DS		8 P	26PV8080	Consultar
1250A		B6	4 P	26PV4120	2080,00	B6DS	8 P	26PV8120	Consultar
2000A		B7	4 P	26PV4200	3375,00		B7DS	8 P	26PV8200

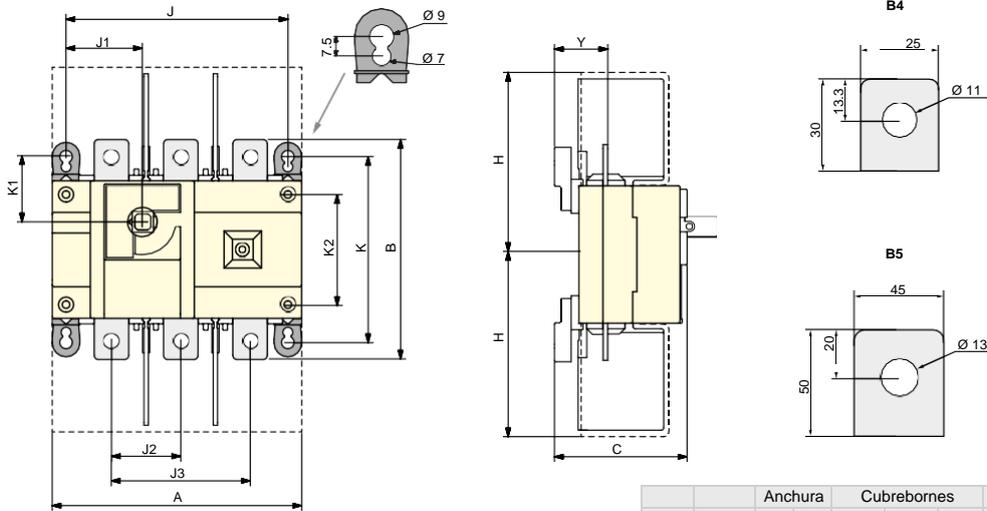


	Hasta 1000Vdc UL				1500Vdc UL					
	Talla	N. de polos	Referencia	Precio	Talla	N. de polos	Referencia	Precio		
100A		B4	2 P	27PV2009	Consultar					
160A		B4	2 P	27PV2019	Consultar					
250A		B4	2 P	27PV2024	Consultar					
275A						B5	3 P	27PV3026	Consultar	
325A	B5	2 P	27PV2032	Consultar		B5	3 P	27PV3032	Consultar	
400A	B5	2 P	27PV2039	Consultar		B5	3 P	27PV3039	Consultar	
500A										
600A		B6	4 P	27PV4060	Consultar		B6	8 P	27PV8060	Consultar
630A										
800A		B7	4 P	27DC4081	Consultar		B7DS	8 P	27DC8081	Consultar
1000A							B7DS	8 P	27DC8101	Consultar
1200A		B7	4 P	27DC4121	Consultar					
2000A		B7	8 P	27DC4201	Consultar					

Las referencias de los aparatos no incluyen mando

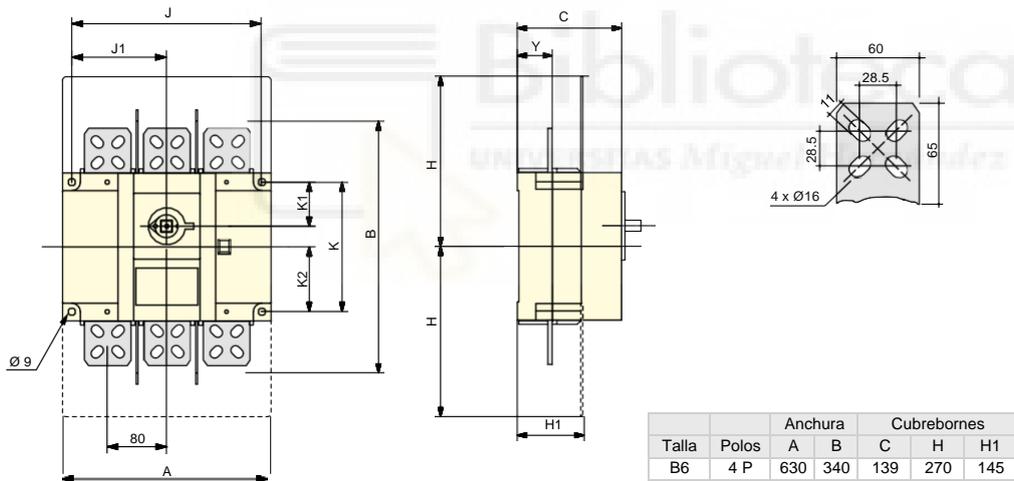
DIMENSIONES SIRCO PV

Tallas B4 y B5



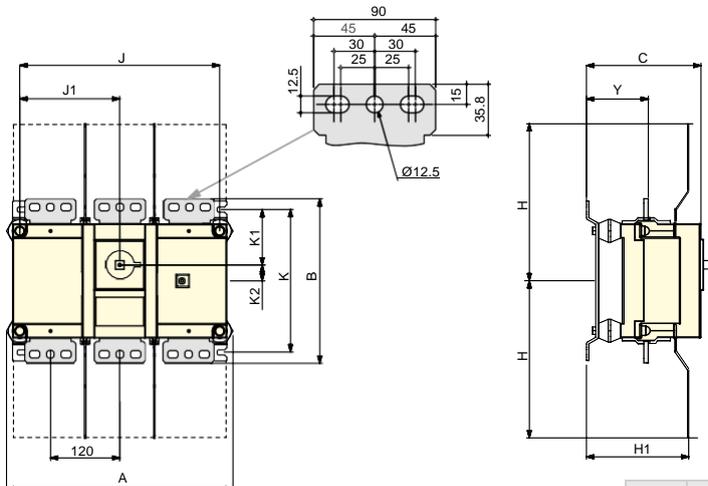
Talla	Polos	Anchura		Cubrebornes			Caja							
		A	B	C	H	H1 max.	J	J1	J2	J3	K	K1	K2	Y
B4	2 P	180	160	95	132,5	107	160	55	-	100	135	48	80	38,5
B5	2 P	230	260	128	203	166	210	75	-	130	195	67,5	80	53
B5	3 P	230	260	126,5	203	166	210	75	65	-	195	67,5	80	51,5
B5	4 P	290	260	126,5	203	166	270	135	65	-	195	67,5	80	51,5

Talla B6



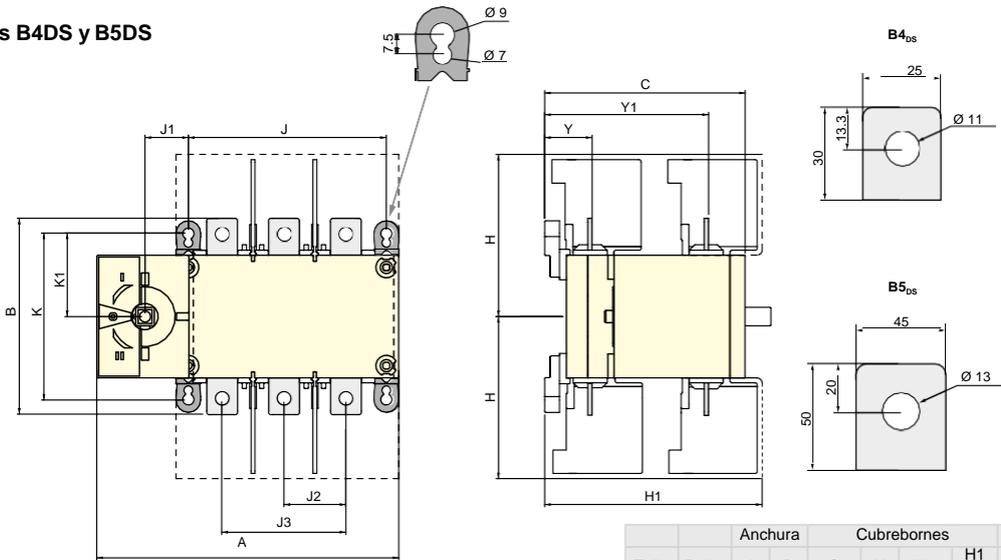
Talla	Polos	Anchura		Cubrebornes			Caja					
		A	B	C	H	H1	J	J1	K	K1	K2	Y
B6	4 P	630	340	139	270	145	335	167,5	175	59,5	28	46,5

Talla B7



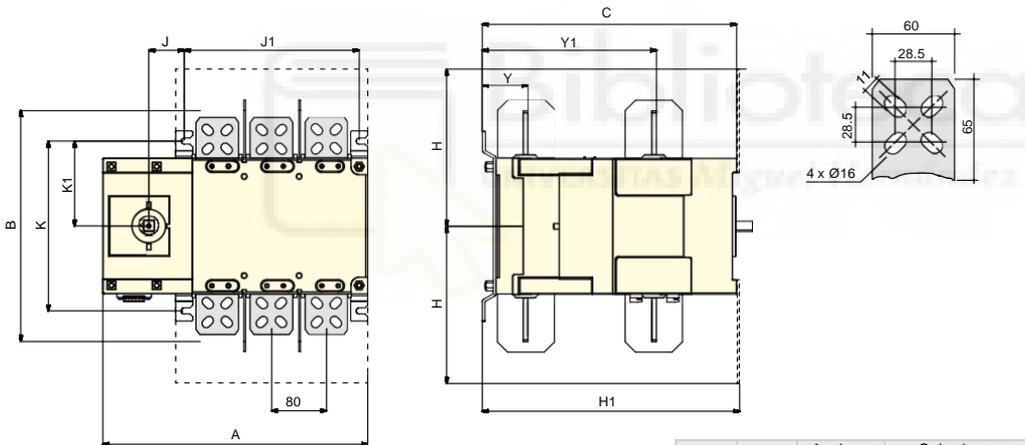
Talla	Polos	Anchura		Cubrebornes				Caja					
		A	B	C	H	H1	H1 max.	J	J1	K	K1	K2	Y
B7	4 P	513	288	200	302	211	203,5	467	233,5	250	97	28	107,5

Tallas B4DS y B5DS



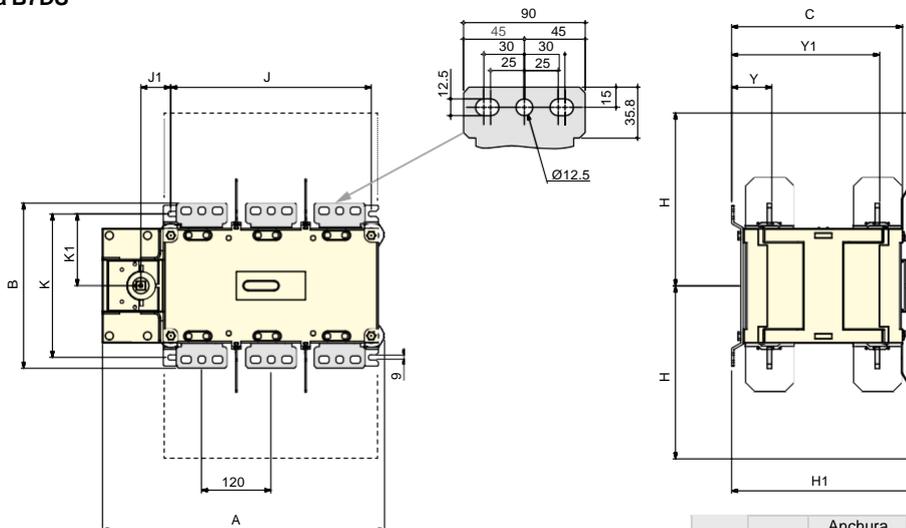
Talla	Polos	Anchura		Cubrebornes			H1 max.	Caja							
		A	B	C	H	H1		J	J1	J2	J3	K	K1	K2	Y
B4DS	4 P	244	160	162	129	176	107	160	35	-	100	135	67,5	38,5	132,5
B5DS	6 P	301	260	238,5	203	165,5	166	210	35	65	-	195	68,5	51,5	189
B5DS	8 P	361	260	238,5	203	165,5	166	270	35	65	-	195	68,5	51,5	189

Talla B6DS



Talla	Polos	Anchura		Cubrebornes			Caja					
		A	B	C	H	H1	J	J1	K	K1	Y	Y1
B6DS	8 P	466	340	370	270	347	335	51,5	250	125	66,5	253,5

Talla B7DS



Talla	Polos	Anchura		Cubrebornes			Caja					
		A	B	C	H	H1	J	J1	K	K1	Y	Y1
B7DS	8 P	608,5	288	333	301	389	467	51,5	250	125	107,5	293,5

ACCESORIOS SIRCO PV

Mandos para accionamiento directo



descripción	talla	tipo	referencia	precio
<ul style="list-style-type: none"> Montaje mediante tornillo con acceso frontal Bloqueable mediante candados 	B4-B5	J1	11121111	10,40
	B4DS-B5DS	J2	11221111	17,80
	B6-B7 B6DS-B7DS	C2	27997012	61,80

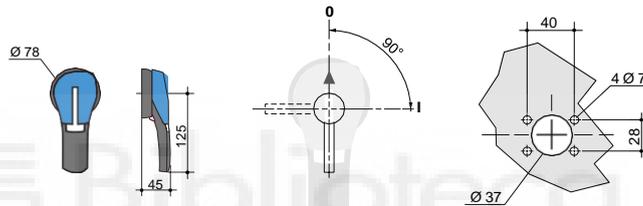
Mandos para accionamiento exterior



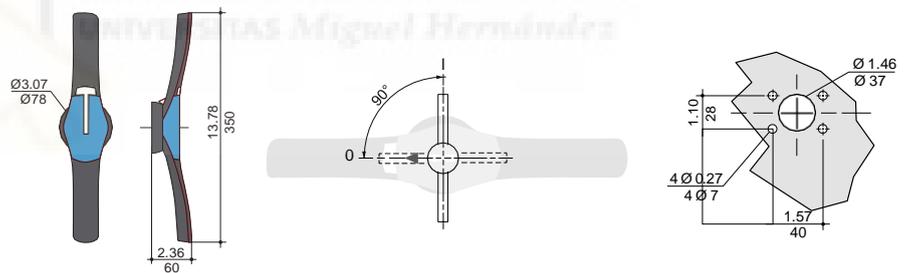
descripción	talla	tipo	grado IP	referencia	precio
<ul style="list-style-type: none"> Montaje desde el exterior o el interior del panel Material altamente resistente a los rayos UV y ambientes agresivos Incorpora enclavamiento Bloqueable mediante candados 	B4, B5, B4DS	S2	IP55	14212111	27,60
	B4, B5, B4DS	S2	IP65	14232111	37,00
	B5DS, B6, B7	S4	IP65	14433111	93,00
	B6DS, B7DS	V1	IP65	27997145	Consultar

Dimensiones

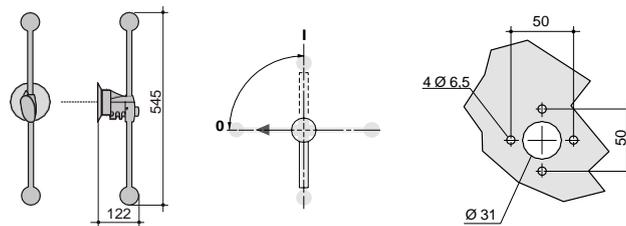
Tipo S2



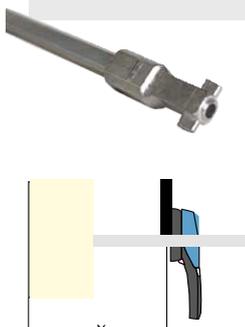
Tipo S4



Tipo V1



Ejes prolongados



descripción	mando	talla	longitud	referencia	precio
<ul style="list-style-type: none"> Punta de enclavamiento en material Zamac de elevada robustez Ejes tratados químicamente contra la corrosión Diversidad de longitudes 	S2	B4, B5, B4DS	200 mm	14001020	8,50
			320 mm	14001032	13,20
			500 mm	14001050	15,10
	S4	B6, B7, B5DS	200 mm	14011520	19,40
			320 mm	14011532	47,90
			400 mm	14011540	48,90
V1	B6DS, B7DS	320 mm	27993018	45,70	
		400 mm	27993019	Consultar	

Pantallas de protección



descripción	talla	polos	instalación	referencia	precio
<ul style="list-style-type: none"> • Fácilmente instalables • Material plástico transparente que permite la revisión de las conexiones • Instalación superior o inferior <i>Para modelos UL consultar</i>	B4	2P	superior o inferior	26983020	10,00
		4P	superior o inferior	26984020	11,80
	B5	3P	superior o inferior	26983050	14,60
		4P	superior o inferior	26984050	21,00
	B6	4P	superior o inferior	26984080	22,50
	B7	4P	superior o inferior	26984120	63,70
	B4DS	2P	superior o inferior	15093025	36,30
	B5DS	6P	superior e inferior	15093063	53,80
		8P	superior e inferior	15094063	65,30
	B6DS	8P	superior e inferior	15094080	67,80
B7DS	8P	superior e inferior	15094199	Consultar	

Contactos auxiliares NA/NC



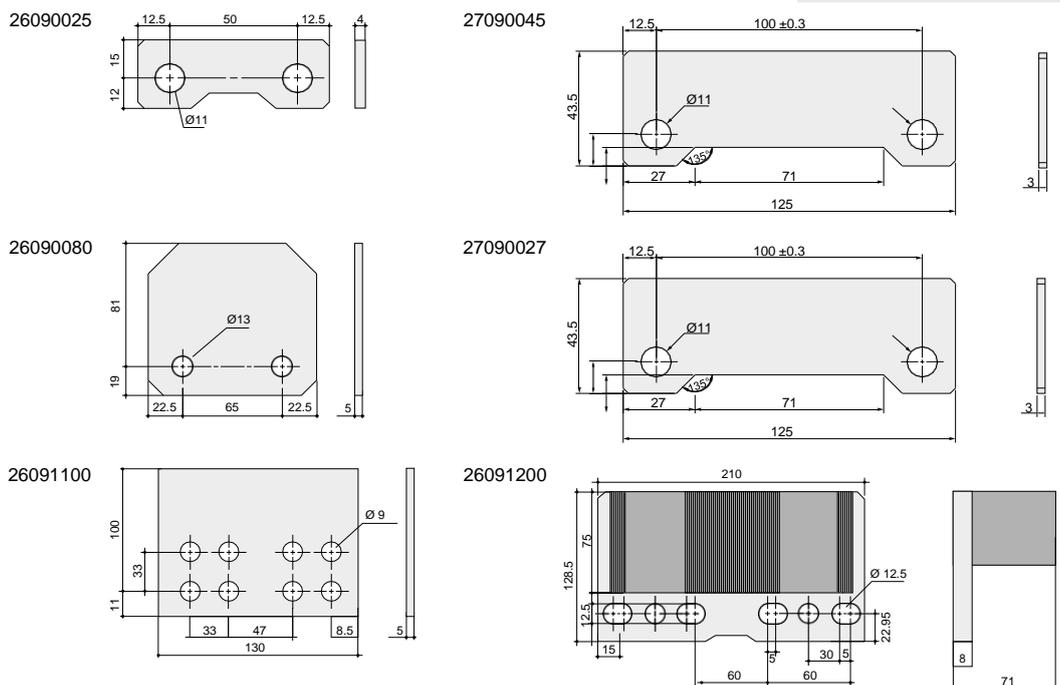
descripción	talla	posición CA	referencia	precio
<ul style="list-style-type: none"> • Funciones precorte y señalización • Fácilmente instalables mediante simple clic • Apertura positiva de los contactos <i>Para modelos UL consultar</i>	B4-B7	1º contacto	26990031	14,80
	B4-B7	2º contacto	26990032	13,80
	B4DS-B7DS	1º contacto	26990061	14,20
	B4DS-B7DS	2º contacto	26990062	14,20

Pletinas de seriado



descripción	tensión	talla	calibre	cant. neces. para conect. 2P en serie	referencia	precio
<ul style="list-style-type: none"> • La pletina de puentado permite la puesta en serie de los polos en función de la conexión deseada. • Tratamiento electrolítico contra la oxidación. 	1000 Vdc	B4	400, 500	2	26090025	17,50
		B5	630, 800	1	26090080	116,00
		B6	1250	1	26091100	Consultar
		B7	2000	1	26091200	Consultar
	1500 Vdc	B5	275, 315	1	27090027	Consultar
		B5	400, 500	1	27090045	Consultar
		B5DS	630	1	26090080	116,00
		B6DS	800, 1250	1	26091100	Consultar
		B7DS	2000	1	26091200	Consultar

Dimensiones



PROTECTORES CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS



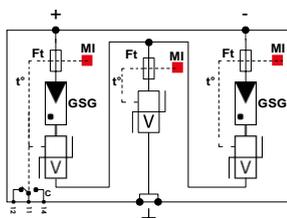
CLASE i



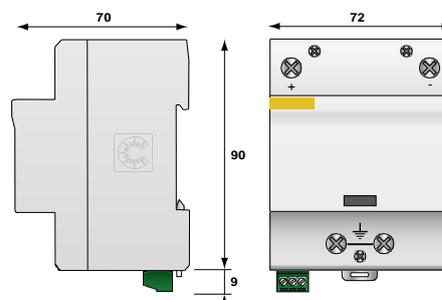
Por su muy elevada capacidad de descarga se recomienda el uso de esta protección en localizaciones donde el riesgo de impacto directo por un rayo sea máximo. La protección está diseñada con tecnología «Multi-varistor» que permite un nivel de protección elevado y una ausencia de corriente de continuación.

Conexión

GSG: Descargador con gas
 V: Red de varistores
 MI: Indicador de desconexión
 Ft: Fusible térmico
 t°: Sistema de desconexión térmica
 C: Contacto para remoto



Dimensiones



Limitadores de sobretensión

descripción	Un	referencia	precio
Bipolar en Y	1000Vdc	PST41PV	370,60

CLASE ii



PST25PV

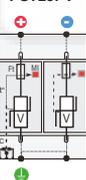


PST31PV

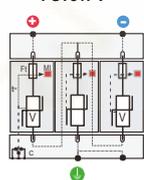
Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial. El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

Conexión

PST25PV

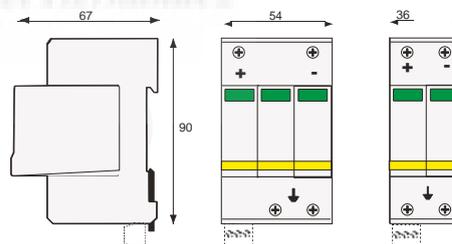


PST31PV



V: Varistor de alta energía
 Ft: Fusible térmico
 t°: Sistema de desconexión térmica

Dimensiones



Limitadores de sobretensión enchufables

descripción	Un	teleseñalización	referencia	precio
Bipolar	500Vdc	No	PST25PV	122,88
Bipolar	500Vdc	Si	PST25PVT	152,44
Bipolar en Y	1000Vdc	No	PST31PV	195,38
Bipolar en Y	1000Vdc	Si	PST31PVT	236,57

* Protectores 1500Vdc, consultar

Cartuchos de recambio

descripción	referencia	precio
Polo Imáx. 40 kA	PV-40	61,16

Características técnicas

		PST25PV	PST25PVT	PST31PV	PST31PVT	PST41PV
Tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	550VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC
Corriente de descarga nominal 15 impulsos 8/20 µs	In	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA	40 kA
Corriente de descarga máxima	Imax	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	
Corriente de rayo máx. por polo 1 impulso 10/350 µs	Iimp					12,5 kA
Tensión residual (a Iimp)	Ures					1.9 kV
Nivel de protección (a In)	Up	2,2 kV	2,2 kV	3 kV	3 kV	2,4 kV
Teleseñalización		-	si	-	si	por contacto seco

CONECTORES MC4

Conectores fotovoltaicos pin Ø 4 mm. tipo MC4



descripción	embalaje	referencia	precio
<ul style="list-style-type: none"> • Modelos panel y aéreos diseñados según IEC61215 – 61730 y certificados TUV según EN 50521 • Tensión de empleo 1000V e intensidad 30A • Conductor 4-6 mm² • Protección IP67 			
Conector macho panel	10	CMP	8,68
Conector hembra panel	10	CHP	8,68
Conector macho aéreo	10	CMA	6,98
Conector hembra aéreo	10	CHA	8,97

HERRAMIENTA PARA CONECTORES MC4

Herramienta mecánica de prensado para conectores multicontact MC4 y compatibles. El conjunto incluye pelacables PC y caja de plástico de transporte.



Más información, consultar

BRIDAS UV RESISTENTES



Estas bridas están hechas de poliamida 6.6 con aditivos especiales que aseguran una resistencia adicional frente a los rayos UV. Para validar sus características de fijación se prueban de acuerdo con la norma IEC EN 62275.

La elevada resistencia a los rayos UV ha sido ensayada de acuerdo con la norma ISO 4892-2 (2014). Esta prueba simula una condición equivalente a una exposición a la radiación solar de al menos 10 años en un nivel de exposición a la radiación solar equivalente a la que encontramos en las regiones de los países del sur de Europa. Las bridas resistentes al uso exterior y a los rayos UV cumplen con todos los ensayos definidos por la norma y mantienen tras superar las pruebas el 100% de la resistencia a la tracción (Clasificación tipo 2 - punto 6.2.2 de la norma).

Ver página 296



Three Phase & Quad MPPT SIRIO 50KTL



Application: Large-scale Industrial and Commercial Sites



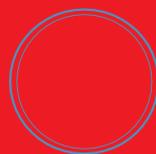
High Efficiency

- Max efficiency 98.5%, European efficiency 98.0%
- Four independent MPPT to reduce solar panel power loss
- ECO mode (patent technology) to improve power generation capacity



Secured Reliability

- Integrated type 11 OC/AC surge protection to guarantee security
- Top-ranking high quality components to guarantee the long product service life



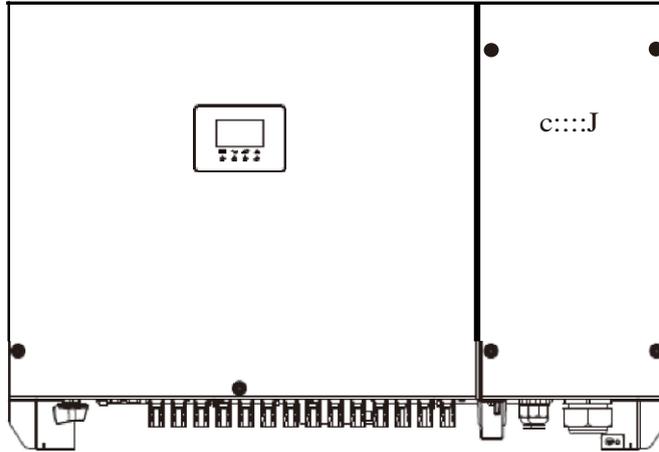
Intelligent Maintenance

- Small size with aluminum enclosure and easy for installation
- Intelligent one key self-test for grid connection
- Intelligent Multiple-string level failure detection for fast fault positioning



Excellent Grid Compatibility

- Advanced grid impedance algorithm to support parallel operation with multiple devices at large-scale power stations
- Real-time grid dispatching to meet grid-connection requirements
- Extremely low current harmonics without affecting grid quality



Contenidos

Objetivo	01
Modelo	01
Usuarios objetivos	01
Simbología	02
1 Medidas de seguridad	03
1.1 Seguridad personal.....	03
1.2 Protección del inversor solar	03
1.3 Seguridad durante la instalación.....	03
1.4 Conexiones eléctricas.....	04
1.5 Puesta en marcha y verificación	04
1.6 Mantenimiento	04
1.7 Información adicional.....	05
2 Visión general del inversor.....	06
2.1 Modelos.....	06
2.1.1 Uso	06
2.1.2 Descripción del modelo.....	06
2.2 Redes	06
2.2.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red	06
2.3 Descripción y dimensiones	07
2.3.1 Descripción	07
2.3.2 Dimensiones	08
2.4 Modos de funcionamiento	09
3 Almacenamiento	10
4 Instalación	11
4.1 Comprobación del embalaje	11
4.2 Mover el 50K/60K	12
4.3 Identificar el inversor solar	12
4.3.1 Placa de identificación	12
4.3.2 Conformidad y símbolos de seguridad	13
4.4 Requisitos de instalación	13
4.4.1 Determinar la posición de instalación	13

4.4.2 Requisitos del modo de instalación	16
4.5 Instalación del inversor sobre el soporte	16
4.6 Comprobación de la instalación	17
5. Conexiones eléctricas	
5.1 Conexión de los cables de tierra	18
5.1.1 Preparación	18
5.1.2 Procedimientos de cableado	19
5.2 Conexión de los cables de alimentación (CA)	20
5.2.1 Preparación	20
5.2.2 Procedimiento de conexión de los cables de alimentación (CA)	21
5.3 Conexión de los <i>strings</i> fotovoltaicos	22
5.3.1 Preparación	23
5.4 Conectar los cables de comunicación	26
5.4.1 Descripción de los modos de comunicación	26
5.4.2 Conectar cables de comunicación RS485	28
5.4.3 Instalación de la dirección de comunicación RS485	30
5.5 Verificación de la instalación	31
6. Puesta en marcha del sistema.....	32
6.1 Encendido del inversor	32
6.2 Apagado del inversor	32
7. Interfaz de usuario	33
8. Mantenimiento	37
8.1 Mantenimiento rutinario	37
8.2 Solución de problemas con el inversor	38
8.3 Desinstalar el inversor	40
9. Garantía	42
9.1 Términos de calidad	42
9.2 Exención de responsabilidad	42
10. Deshacerse del inversor.....	43
11. Especificaciones técnicas	44

Objetivo

Estimado usuario:

Gracias por elegir nuestro inversor SIRIO K 20, 30, 50 K, el inversor de *strings* interconectados a la red eléctrica de última generación (de aquí en adelante, “el inversor”), diseñado y desarrollado por Riello Solar Tech.

El presente manual tiene como objetivo informar sobre la instalación, las conexiones eléctricas, el funcionamiento, la verificación, el mantenimiento y la solución de problemas del inversor. Por favor, lea detenidamente el manual antes de instalar y utilizar el inversor y manténgalo en buen estado para futuras consultas.

Modelo

Inversor solar *string* interconectado a la red eléctrica:

- 20, 30 y 50K

Usuarios objetivos

El presente manual está dirigido al personal operativo de inversores solares y a electricistas cualificados.

Notas:

Este manual está sujeto a cambios sin previo aviso. La última versión del manual de usuario y otra información adicional sobre el producto está disponible en [http: www. riellosolar.es](http://www.riellosolar.es) y/o a través de su proveedor.

Simbología

Los símbolos de seguridad utilizados en el presente manual resaltan los posibles riesgos de seguridad, así como información de seguridad importante y son los siguientes:

Símbolo	Descripción
 PELIGRO	Indica una situación inminente de peligro que, de no corregirse, podría derivar en lesiones serias o incluso en muerte.
 ADVERTENCIA	Indica una situación potencial de peligro que, de no corregirse, podría derivar en lesiones
 ATENCIÓN	Indica una situación potencial de peligro que, de no corregirse, podría derivar en lesiones moderadas o leves.
 AVISO	Indica una situación potencial de peligro que, de no corregirse, podría derivar en fallos en el funcionamiento del equipo o en un deterioro del mismo.
 NOTA	Avisa sobre información importante, buenas prácticas y consejos: ofrece instrucciones de seguridad adicionales para un mejor uso del inversor solar con el fin de aprovechar sus funciones al máximo.
	Hace referencia a la documentación (indica a los operarios que deben consultar la documentación enviada junto al inversor).



1 Medidas de seguridad

Antes de comenzar, por favor, lea estas recomendaciones de seguridad.

1.1 Seguridad personal

- a. La instalación, conexión, manipulación y mantenimiento del inversor solar deberá ser llevada a cabo por técnicos cualificados,
- b. Los técnicos cualificados deberán estar familiarizados con las normativas de seguridad de los sistemas eléctricos, así como con el proceso de funcionamiento de los sistemas de generación de energía fotovoltaica y con la normativa energética local.
- c. Los técnicos deberán leer detenidamente el presente manual antes de cualquier manipulación.

1.2 Protección del inversor solar

 AVISO	En cuanto reciba el inversor solar, por favor, compruebe si ha recibido daños durante su envío. En caso afirmativo, contacte de inmediato con su proveedor.
--	---

- a. No altere las señales visibles en el inversor, puesto que éstas contienen información importante sobre el proceso de instalación.
- b. No retire o dañe la placa de identificación del inversor porque contiene información importante sobre el producto.
- c. No retire la pegatina de antimanipulación del inversor, ya que de ésta depende la garantía del producto.

1.3 Seguridad durante la instalación

 AVISO	Por favor, lea detenidamente el manual de usuario antes de instalar el inversor solar. Riello Solar Tech, no asumirá el cumplimiento de la garantía ni cualquier responsabilidad en caso de que se haya llevado a cabo una instalación defectuosa.
--	--

- a. Antes de comenzar la instalación, asegúrese de que no haya ninguna conexión electrónica activa en los puertos del inversor solar.
- b. Es recomendable procurarse una ventilación adecuada en el lugar de instalación del inversor. Coloque el inversor en posición vertical y asegúrese de que ningún objeto obstruya la ventilación. (Para más detalles, diríjase al capítulo 4, Instalación).

1.4 Conexiones eléctricas

 PELIGRO	Antes de instalar el inversor, compruebe todos los puertos eléctricos para evitar daños o cortocircuitos. De lo contrario, esto podría ocasionar heridas o incendios.
---	---

- a. Las terminales de entrada de los inversores solares se usan únicamente para conectar los terminales de los *string* fotovoltaicos: no conecte otra fuente de CC a las terminales de entrada.
- b. Antes de conectar los módulos fotovoltaicos, asegúrese que su voltaje está dentro del rango de seguridad admitido. Los módulos fotovoltaicos pueden generar un alto voltaje cuando están expuestos al sol.
- c. Todas las conexiones eléctricas deben cumplir con la normativa eléctrica de cada país o región.
- d. Los cables utilizados en las instalaciones eléctricas deben estar bien conectados, bien aislados y deben tener las especificaciones técnicas adecuadas.

1.5 Manipulación y verificación

 PELIGRO	Cuando el inversor está en funcionamiento, el alto voltaje puede provocar una descarga eléctrica y causar heridas graves. Por lo tanto, se debe manipular el inversor solar siguiendo al pie de la letra las indicaciones de seguridad reflejadas en este manual.
---	---

- a. El inversor solar interconectado a la red no podrá producir energía sin que se haya obtenido previamente el permiso de la autoridad eléctrica del país o de la región.
- b. Siga las instrucciones de verificación descritas en el manual de usuario cuando verifique el inversor solar.
- c. Cuando el inversor esté en funcionamiento, no toque ninguna parte de la superficie salvo el interruptor de CC, ya que sus componentes pueden estar extremadamente calientes y causar quemaduras.

1.6 Mantenimiento

 PELIGRO	Apague todas las terminales eléctricas antes de iniciar el mantenimiento del inversor. Cumpla estrictamente todas las precauciones de seguridad presentes en este documento cuando manipule el inversor.
---	--

- a. Para garantizar su seguridad, el personal de mantenimiento deberá llevar un equipamiento de protección adecuado (como guantes aislantes y calzado protector) durante el mantenimiento del inversor.
- b. Coloque señales de aviso temporales o vallas para evitar un acceso no autorizado al lugar donde se realiza el mantenimiento.
- c. Siga estrictamente las instrucciones de mantenimiento recogidas en el presente manual.
- d. Compruebe la seguridad y el rendimiento del inversor. Corrija cualquier fallo que pudiera comprometer la seguridad del inversor antes de encenderlo de nuevo.

1.7 Información adicional

 AVISO	Para evitar cualquier otro riesgo imprevisible, contacte inmediatamente con Riello Solar Tech., si encuentra algún fallo durante la manipulación.
---	---



2 Visión general del inversor

El presente capítulo describe al inversor, así como su modelo, su red, su apariencia, sus dimensiones, su modo funcionamiento, etc.

2.1 Modelos

2.1.1 Uso

Este modelo es un inversor *string* trifásico interconectado a la red (sin transformador) que convierte la corriente continua (CC) generada por los *strings* fotovoltaicos en corriente alterna (CA) que es transferida a la red eléctrica.

 ADVERTENCIA	Este inversor no incluye transformador. Añada un transformador de aislamiento antes de conectar a tierra las terminales positivas o negativas de los módulos fotovoltaicos (como la célula solar de película fina).
 ADVERTENCIA	No conecte los módulos fotovoltaicos en paralelo a varios inversores solares.

2.1.2 Descripción del modelo

La imagen 2.1 muestra el número del modelo del inversor y utiliza el de 50k como ejemplo.

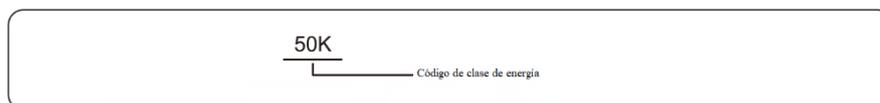


Imagen 2.1 Descripción del número de modelo

2.2 Redes

2.2.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR)

Esta serie hace referencia a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en azoteas industriales o comerciales, en sistemas de abastecimiento eléctrico para iluminación complementaria de granjas o piscifactorías, y en grandes centrales eléctricas terrestres. Normalmente, estos inversores se utilizan en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión, tal y como se muestra en las imágenes 2.2 y 2.3

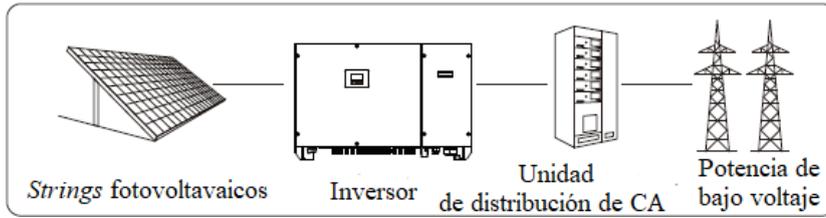


Imagen 2.2 Sistema fotovoltaico conectado a una red de bajo voltaje

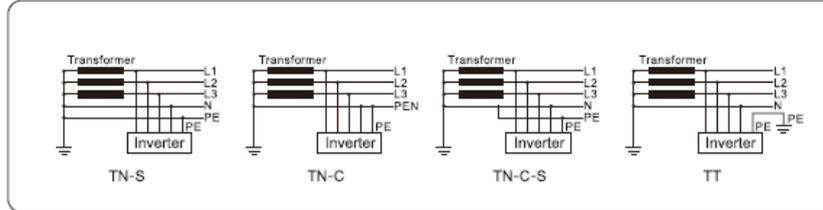


Imagen 2.3 Redes eléctricas soportadas por estos inversores en serie.

2.3 Descripción y dimensiones

2.3.1 Descripción

Las imágenes 2.4 y 2.6 muestran la disposición de los inversores:

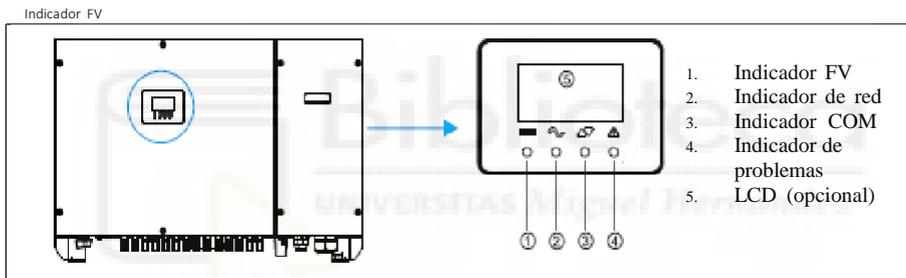


Imagen 2.4 Vista frontal y ampliación de la zona de avisos LED

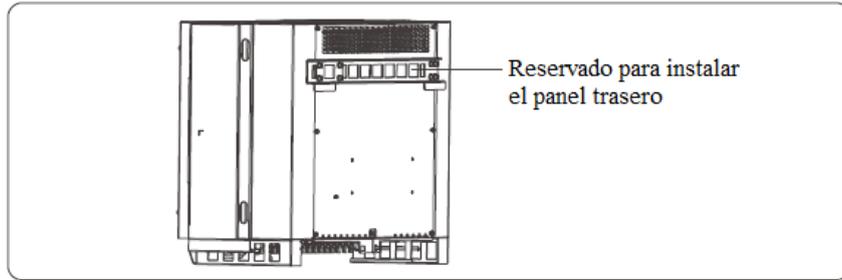


Imagen 2.5 Visión trasera del inversor de corriente

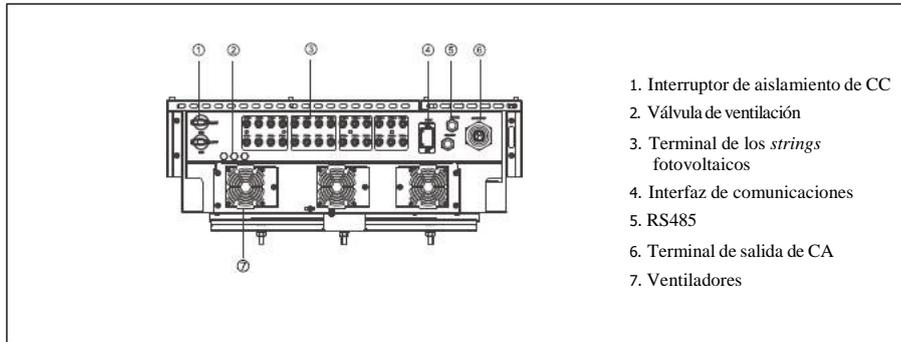


Imagen 2.6 Visión inferior del inversor

232 Dimensiones

La imagen 2.7 muestra las dimensiones de este inversor de corriente de la manera siguiente:

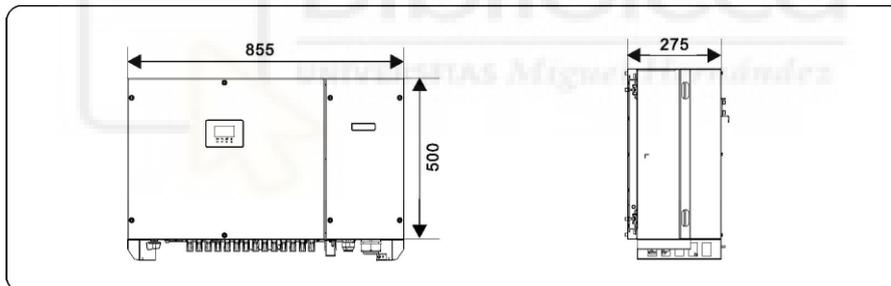


Imagen 2.7 Dimensiones del inversor (unidades: mm)

2.4 Modos de funcionamiento

A continuación, se presentan los tres modos de funcionamiento del inversor: *Standby*, en funcionamiento y apagado. En la tabla 2.1 se muestran las condiciones bajo las que el inversor cambiará de modo de funcionamiento.

Modos	Descripción
<i>Standby</i>	<p>El inversor solar entra en modo <i>standby</i> cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> > el voltaje de entrada de los <i>strings</i> fotovoltaicos alcanza el mínimo para activar el suministro energético auxiliar, pero no es suficiente para cubrir los requisitos de funcionamiento del inversor. > el voltaje de entrada de los <i>strings</i> puede cubrir los requisitos de arranque del inversor, pero no puede alcanzar sus requisitos mínimos de potencia.
En funcionamiento	<p>Cuando el inversor solar está interconectado con la red eléctrica y genera energía:</p> <ul style="list-style-type: none"> > busca el punto de máxima potencia para maximizar la producción fotovoltaica del <i>string</i>. > transforma la corriente continua de los <i>strings</i> fotovoltaicos en corriente alterna y transfiere la energía a la red eléctrica. <p>El inversor solar se apagará si detecta un problema o si recibe una orden de apagado.</p>
Apagado	<p>El inversor solar cambia del modo “<i>Standby</i>” o “En funcionamiento” al modo “Apagado” si detecta un problema o una orden de apagado.</p> <p>El inversor puede cambiar del modo “Apagado” al modo “<i>Standby</i>” si recibe una orden de arranque o si detecta que se ha solucionado un error.</p>

Tabla 2.1 Descripción de los modos de trabajo



3 Almacenamiento

En este capítulo se describen los requisitos de almacenamiento del inversor.

Las siguientes instrucciones de almacenamiento se aplican si el inversor solar no se instala inmediatamente:

- > No saque el inversor del embalaje (ponga desecante en la caja original si el inversor solar ha sido retirado de su embalaje).
- > Almacene el inversor solar a una temperatura de entre -40°C y $+70^{\circ}\text{C}$ y con una humedad relativa del 0% al 100% (sin condensación).
- > El inversor solar debería almacenarse en un lugar limpio y seco y protegerse del polvo y de la corrosión por vapor de agua.
- > Se pueden apilar un máximo de seis inversores.
- > No incline el inversor hacia adelante, excesivamente hacia atrás o hacia el lado, y no lo coloque bocabajo.
- > Realice inspecciones periódicas durante el almacenamiento. Sustituya el embalaje de inmediato si se encuentran mordeduras de roedores.
- > Asegúrese de que personal cualificado inspeccione y pruebe el inversor antes de usarlo si ha sido almacenado durante un periodo de tiempo prolongado.

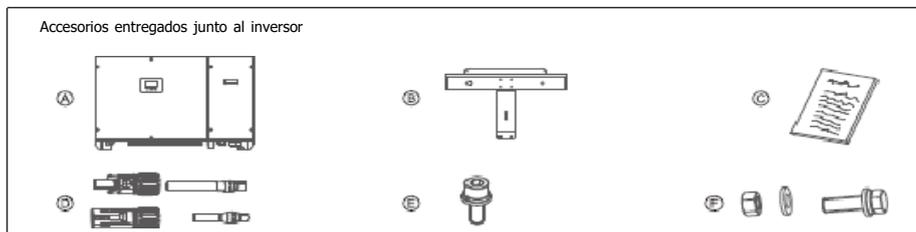


4 Instalación

 PELIGRO	No instale el inversor en materiales de construcción inflamables o en un área que almacene materiales inflamables o explosivos.
 ATENCIÓN	No instale el inversor en un lugar donde sea probable que se vaya a entrar en contacto con él o con sus ventiladores para evitar descargas eléctricas o quemaduras.

4.1 Comprobación del embalaje

- Al recibir el inversor, compruebe que el envoltorio esté intacto.
- Tras abrirlo, compruebe que consta de todos los elementos, que están intactos y que se corresponden con su pedido.
- Examine el inversor solar y sus accesorios en busca de daños como roturas y grietas.



Elementos	Productos
A	Inversor
B	Panel trasero
C	Manual
D	Conectores de la terminal de CC
E	Tornillo M6
F	Tornillos (se incluyen tornillos y tuercas) *3 (para reforzar el panel trasero y el panel de apoyo)

Imagen 4.1 Los productos: el inversor y sus complementos

 AVISO	Si se encuentra algún daño de los mencionados anteriormente, contacte con el proveedor de forma inmediata.
---	--

4.2 Mover el 50K / 60K

Tras comprobar el envoltorio, lleve el inversor solar horizontalmente a la posición de instalación estipulada. Sujete las asas a ambos lados del inversor, como se muestra en la imagen 4.2.

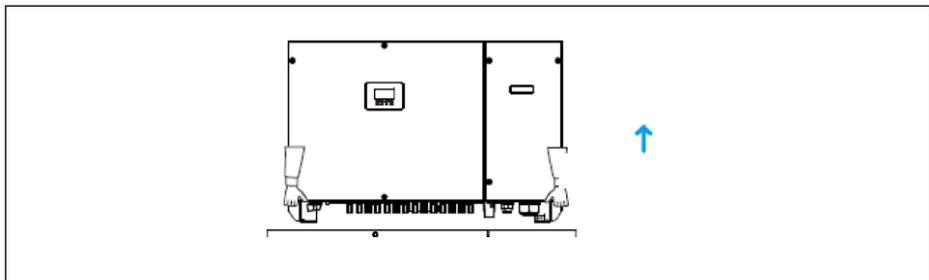


Imagen 4.2 Cómo mover el inversor

 ATENCIÓN	<p>¡El inversor es relativamente pesado! Para evitar daños en el aparato y daños personales, muevan el inversor entre dos personas y manéjenlo con cuidado.</p>
 ATENCIÓN	<p>> No ponga el inversor solar sobre el suelo apoyado sobre sus terminales, ya que los puertos de energía y de señal en la parte inferior del aparato no están diseñados para soportar el peso del inversor. > Si se coloca el inversor en el suelo de forma horizontal, ponga debajo espuma o papel para proteger sus elementos.</p>

4.3 Identificar el inversor solar

4.3.1 Placa de identificación

Tras sacar el inversor solar de su caja, identifíquelo leyendo la ficha de identificación presente en el lateral del mismo. La ficha de identificación contiene información importante sobre el producto: información sobre el modelo, especificaciones de comunicación o técnicas, y símbolos de seguridad.

4.3.2 Conformidad y símbolos de seguridad

Símbolo de seguridad	Descripción
	¡Descarga eléctrica! Hay voltajes residuales en el inversor solar. Necesita 10 minutos para acabar de descargarse.
	No debe manipularse el inversor solar cuando esté en funcionamiento. El aparato y sus disipadores están muy calientes.
	¡Descarga eléctrica! Esta parte está cargada. Sólo electricistas cualificados pueden manipular el inversor.
	Si la vida útil del inversor ha llegado a su fin, deshágase de él según las normas locales de eliminación de equipamiento eléctrico. No se deshaga del inversor solar junto con basura ordinaria.
	El inversor solar cumple con la normativa TUV.

4.4 Requisitos de instalación

Según la posición de la instalación, a continuación se describen con detalle dos tipos de instalación física: Instalación sobre un soporte e instalación sobre una pared.

4.4.1 Determinar la posición de instalación

Requisitos básicos

- El inversor cuenta con el grado de protección IP65 y puede instalarse en interiores o exteriores.
- El método de instalación y la posición deberán ser apropiados para el peso y las dimensiones del inversor.
- No instale el inversor en un lugar donde el personal pueda entrar en contacto con el aparato y con los disipadores, ya que estas partes están extremadamente calientes cuando está en funcionamiento.
- No instale el inversor en un área que almacene materiales inflamables o explosivos.

Requisitos ambientales de la instalación

- La temperatura ambiente deberá estar siempre por debajo de los 50°C, eso asegurará el funcionamiento óptimo del inversor y extenderá su vida útil.

- b. El inversor deberá instalarse en un ambiente bien ventilado para asegurar una buena disipación del calor.
- c. El inversor no debe quedar expuesto a la luz del sol, a la lluvia o a la nieve para extender su vida útil. Se recomienda que se instale en un lugar protegido. En caso de que se instale a la intemperie, coloque un toldo por encima, como se muestra en la imagen 4.3.

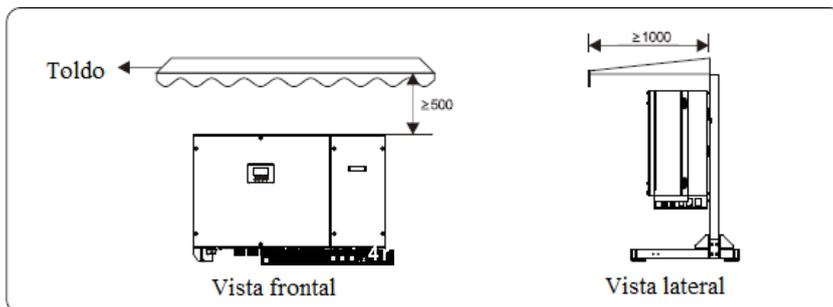


Imagen 4.3 Instalación con un toldo (unidad: mm)

Requisitos de transporte

- a. El lugar en el que se instale el inversor deberá ser ignífugo. No instale el inversor sobre materiales de construcción inflamables.
- b. La pared deberá ser lo suficientemente sólida como para aguantar el peso del inversor.
- c. No instale el inversor en una pared hecha de pladur o materiales similares con un mal aislamiento acústico para evitar perturbaciones sonoras en zonas residenciales.

Requisitos físicos de la instalación

- a. Se recomienda instalar el inversor a la altura de los ojos para facilitar su instalación y su mantenimiento.
- b. Deje suficiente espacio libre alrededor del inversor para garantizar su maniobrabilidad durante la instalación y mejorar la disipación del calor, como se muestra en la imagen 4.4.

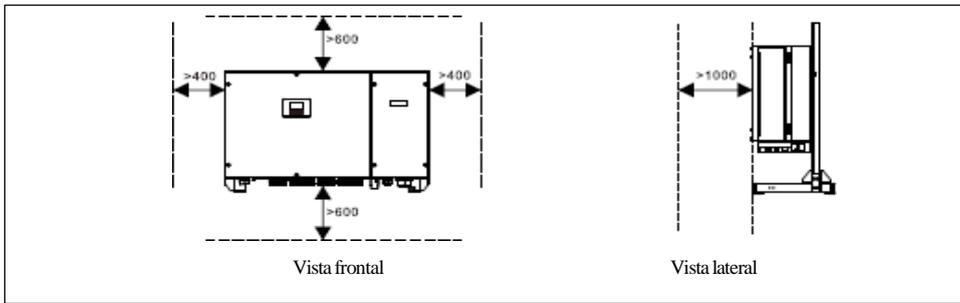


Imagen 4.4 Requisitos físicos de instalación (unidad: mm)

- c. Al instalar varios inversores, póngalos en línea (como muestra la imagen 4.5) si hay suficiente espacio disponible, o en su defecto, instálelos en modo triángulo o modo apilado (como muestra la imagen 4.6). De este modo, se asegura un espacio suficiente para la instalación y la disipación de calor.

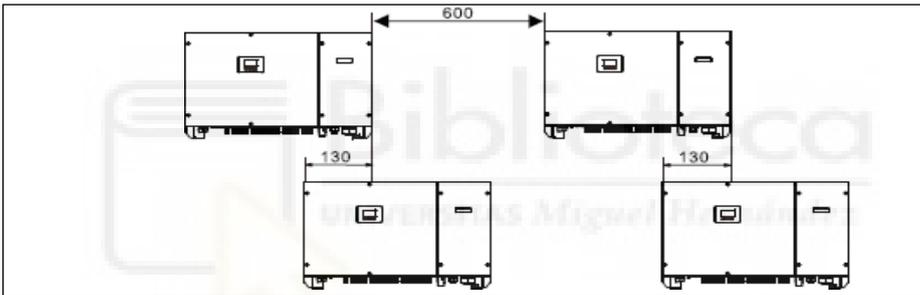
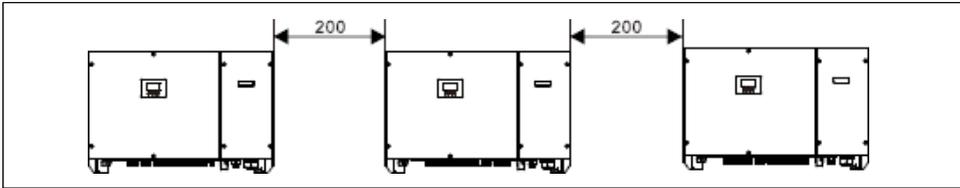


Imagen 4.5 Instalación en línea (unidad: mm)

Imagen 4.6 Instalación en modo apilado



AVISO

El espacio entre varios inversores debe aumentarse para asegurar una correcta disipación del calor cuando se instale en un área caliente.



4.4.2 Requisitos del modo de instalación

Instale el inversor en vertical o con una inclinación trasera máxima de 15 grados para facilitar la disipación del calor. A continuación, se presentan modos de instalación correctos e incorrectos en las imágenes 4.7 y 4.8.

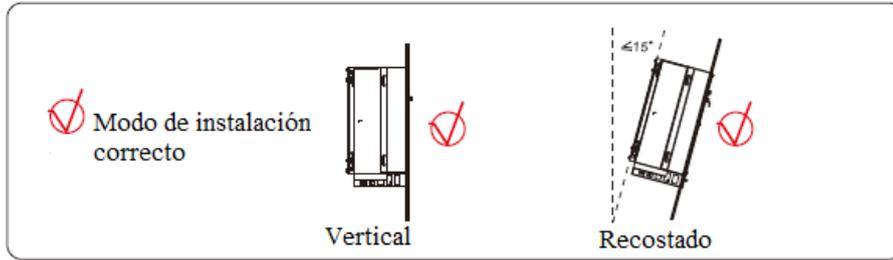


Imagen 4.7 Modo de instalación correcto

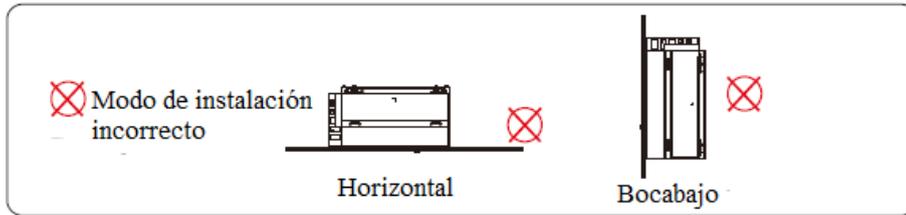


Imagen 4.8 Modo de instalación erróneo

<p>AVISO</p>	<p>Una instalación incorrecta acarreará un fallo en el funcionamiento del inversor.</p>
--------------	---

4.5 Instalación del inversor sobre un soporte

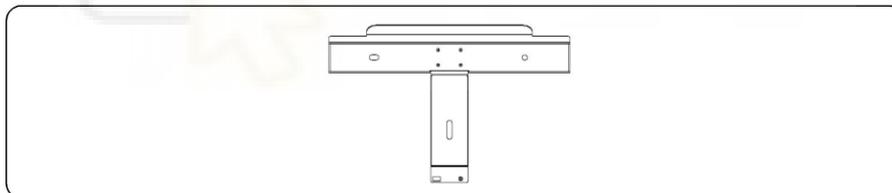


Imagen 4.9 Panel trasero (unidad: mm)

Paso 1 Saque el panel trasero del embalaje y determine las posiciones para el inversor y el soporte, como muestra la imagen 4.9.



Paso 2 Una el panel trasero al soporte usando tornillos M12 apretados con una torsión de 42 N. m. (como muestra la imagen 4.10).

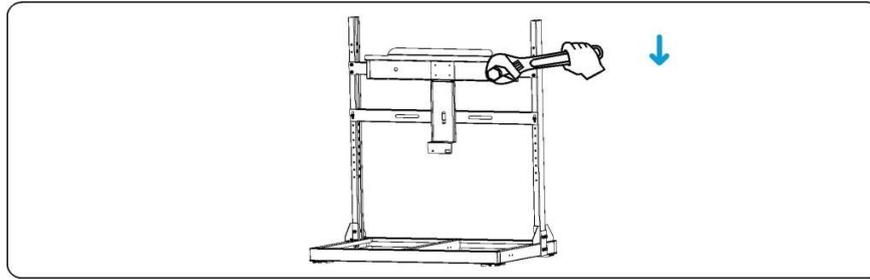


Imagen 4.10 Ajuste del panel trasero al apoyo

Paso 3 Coloque el inversor en el soporte y una el inversor al panel trasero utilizando tornillos, como muestra la imagen 4.11.

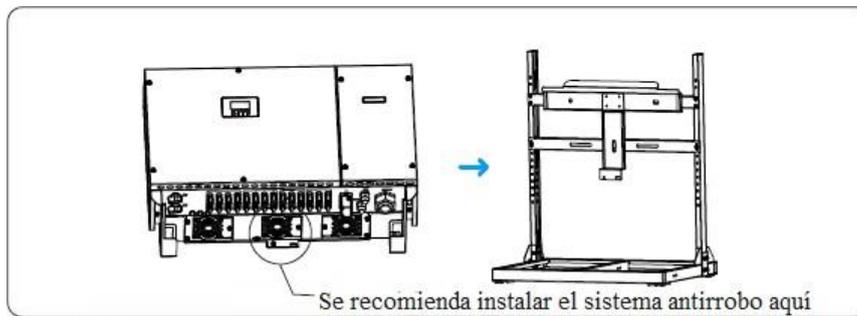


Imagen 4.11 Atornillar el inversor

4.6 Comprobación de la instalación

- Asegúrese de que los tres puntos de soporte (en la parte trasera del inversor) están alineados con los tres agujeros del soporte.
- Asegúrese de que el inversor está bien atornillado.
- Asegúrese de que el inversor está sujeto en el soporte y que el sistema antirrobo está instalado.

5 Conexiones eléctricas

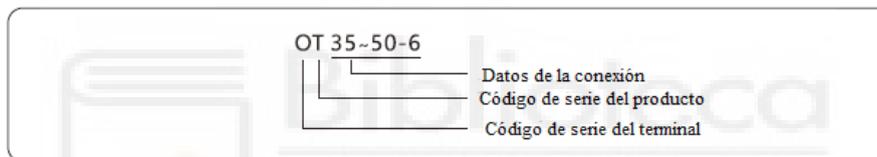
 PELIGRO	Antes de manipular cualquier conexión eléctrica, asegúrese de que los interruptores de CC y CA están apagados. De no ser así, podrían provocarse heridas graves debido al alto voltaje de los cables de CA y CC.
 ATENCIÓN	Para la puesta a tierra de los <i>strings</i> fotovoltaicos se necesitan los siguientes prerequisites:
Se debe instalar un transformador de aislamiento en la salida de CA de cada inversor. Asegúrese de que el cable neutro del transformador de aislamiento esté desconectado del cable de toma de tierra.	
Se debe instalar un transformador de aislamiento por cada inversor solar; no instale un solo transformador para varios inversores, de lo contrario, la corriente generada por los inversores dará lugar a un fallo en el funcionamiento.	
Acceda a la sección "Isolation SET" de la aplicación para móvil SE Touch y seleccione "Input Grounded" y "With TF".	

5.1 Conexión de los cables de tierra

5.1.1 Preparación

El cable de tierra y los terminales OT han sido diseñados con los siguientes requisitos:

- a. Cable de tierra: Se recomiendan cables especiales multipolares para exteriores.
- b. Terminal OT: Terminales OT 35-50-6.



 NOTA	Una toma de tierra adecuada del inversor ayuda a que éste aguante el daño de una subida de tensión y mejora el rendimiento frente a la EMI. Conecte los cables de tierra antes de conectar los cables de CA, los cables de CC y los cables de comunicación.
---	---



NOTA

Se recomienda conectar el cable de tierra a un lugar cercano. Para los sistemas con varios inversores conectados en paralelo, conecte los puntos de tierra de todos los inversores para asegurar conexiones equipotenciales.

5.1.2 Procedimientos de cableado

Paso 1 Quite una parte de la cubierta aislante del cable de tierra utilizando una crimpadora. Debería ser un poco más larga que la conexión de la terminal OT, unos 2 ó 3 mm, tal y como se muestra en la imagen 5.1.

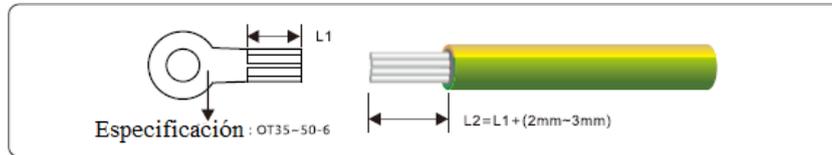


Imagen 5.1 Longitud de la parte crimpada del cable (unidad: mm)

Paso 2 Inserte los cables desnudos en la conexión de la terminal OT y crímpelos usando unas pinzas hidráulicas, tal y como se muestra en la imagen 5.2.

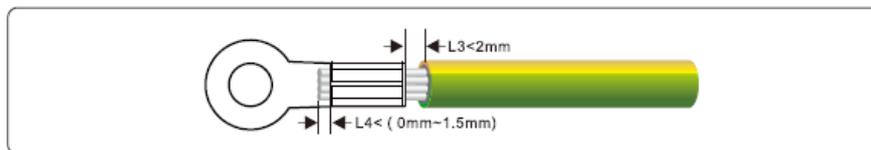


Imagen 5.2 Crimpado de un cable (unidad: mm)

Paso 3 Quite los tornillos de las tomas de tierra, asegure el cable de tierra (proceso realizado en los pasos 1 y 2) utilizando los pernos de conexión a tierra y fíjelos con una torsión de 5 N.m utilizando una llave de tubo tal y como se muestra en la imagen 5.3. El cable PE debe estar bien fijado a tierra para asegurar que la impedancia entre el cable neutro y el cable de tierra sea inferior a 10Ω .

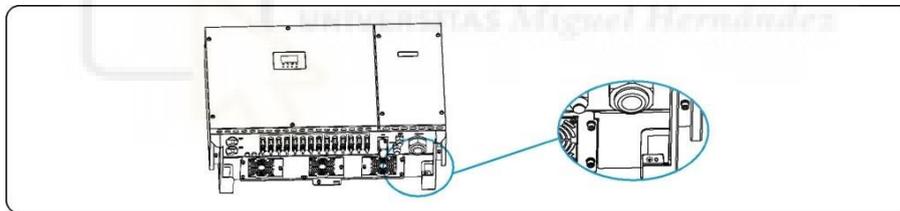


Imagen 5.3 Fijar bien el cable de tierra



5.2 Conexión de los cables de salida (CA)

5.2.1 Preparación

El cable y las terminales de CA han sido diseñados con los siguientes requisitos:

a. Cable de CA: Se recomiendan cables multipolares de exteriores. En la tabla 5.1. se describen las especificaciones.

	Tipo de cable	Área transversal de un solo hilo (mm ²)	Terminales OT recomendadas	Notas
Terminal de CA	Cable especial de 5 hilos para exteriores	30-50	OT35-50-8	La distancia entre la terminal de CA y las conexiones a la red eléctrica no es superior a 200m.
	Cable especial de 4 hilos para exteriores			
Cables de tierra	Cable especial multihilos para exteriores	30-50	OT35-50-8	Conexión con la terminal.

Imagen 5.1 Especificaciones recomendadas de los cables

b. Terminales de Cableado de CA: Debe instalarse un interruptor trifásico independiente en la parte de CA de cada inversor para asegurarse de que éste puede desconectarse sin problemas de la red eléctrica. No instale un interruptor para proteger de corrientes residuales en el sistema del inversor. En caso de que fuera extremadamente necesario, instale un modelo B con una potencia no inferior a 600 mA. No use los mismos cables neutros cuando el modelo B del protector de corrientes residuales haya sido instalado, de lo contrario, podrían generarse problemas eléctricos.

 ADVERTENCIA	Se debe instalar un disyuntor trifásico independiente en la parte de CA de cada inversor. No instale un disyuntor para varios inversores.
 ADVERTENCIA	Conecte las cargas a las terminales de CA del inversor a través del disyuntor.

5.2.2 Procedimiento de conexión de los cables de CA

El compartimento de cableado de CA se encuentra en el lado derecho del inversor. Antes de conectar los cables de CA, quite los cuatro tornillos, retire el cableado de tierra y quite la cubierta del compartimento del cableado de CA. Por favor, siga los pasos que se mencionan a continuación para garantizar su seguridad personal y del aparato:

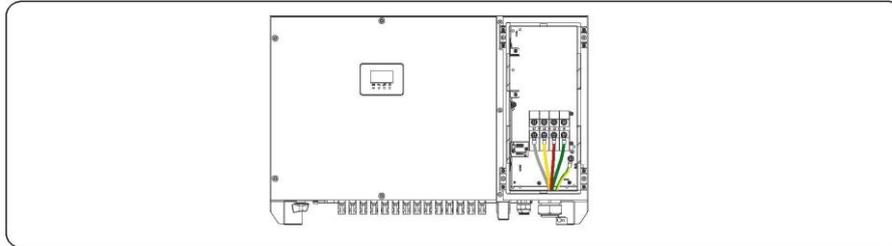


Imagen 5.4 Abrir el compartimento de cableado de CA.

Paso 1 Quite una parte del recubrimiento y del aislamiento del cable de salida de CA. Inserte los cables desnudos en la terminal OT, envuelva la zona crimpada con aislante termoretráctil o cinta aislante y crímpelos utilizando pinzas hidráulicas.

Paso 2 Afloje la protección del conector del cable de salida de CA resistente al agua que se encuentra en la parte baja del inversor y quite la tapa de dicha protección.

Paso 3 Conecte el cable de salida de energía de CA en la protección y el conector de CA a la parte inferior del inversor. Luego conecte el cable de CA a L1, L2, L3, N y E en la terminal de CA. Apriételos utilizando un destornillador. La fuerza de torsión necesaria es de 12 N.m.

Paso 4 Ajuste la cubierta sobre el conector resistente al agua del cable CA con una fuerza de torsión de 12 N.m.

Paso 5 Ajuste los cuatro tornillos con una fuerza de torsión de 3 N.m.

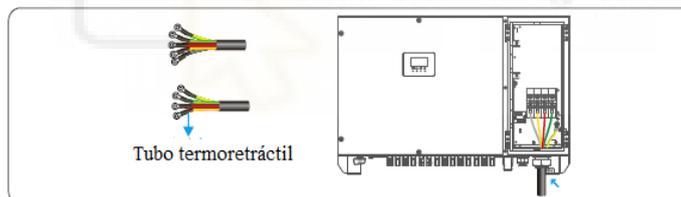


Imagen 5.5 Conexión de cables CA

 AVISO	<p>Para una manipulación segura, el inversor necesita un cable multihilos y se deben crimpar las terminales con una herramienta de crimpado adecuada antes de conectar los cables. Para evitar posibles riesgos, se recomienda añadir a la terminal de salida un aparato que proteja de las sobrecargas de 125A/400VCA.</p>
---	---

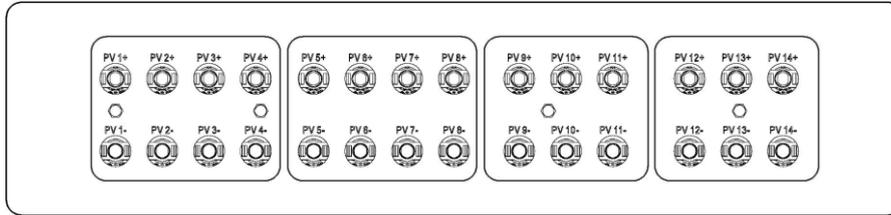
5.3 Conectar los *strings* fotovoltaicos

 PELIGRO	<p>La conexión de <i>strings</i> fotovoltaicos exige los siguientes prerequisites. De no cumplirse, podría tener lugar una descarga eléctrica.</p>
<p>Los módulos fotovoltaicos generan energía cuando entran en contacto con el sol y pueden provocar descargas eléctricas. Por lo tanto, al conectar los módulos fotovoltaicos, cúbralos con telas opacas.</p>	
<p>Antes de conectar los cables de entrada de CC, asegúrese de que el voltaje de la parte de CC está dentro del rango de seguridad y que el interruptor de CC del inversor está apagado. De lo contrario, el alto voltaje podría provocar descargas eléctricas.</p>	
<p>Cuando el inversor está conectado a la red eléctrica, no se debe realizar el mantenimiento del cableado de CC, como por ejemplo, la conexión o desconexión de un <i>string</i> o de un módulo de un <i>string</i>. Solamente después de que el inversor entre en modo "apagado" se podrá realizar el mantenimiento de los cables de CC.</p>	

 ADVERTENCIA	<p>Conectar a tierra los <i>strings</i> fotovoltaicos exige los siguientes prerequisites. De no cumplirse, se podría originar un incendio.</p>
<p>Los módulos fotovoltaicos conectados en serie en cada <i>string</i> deberán tener las mismas especificaciones.</p>	
<p>La tensión de circuito abierto máxima de cada <i>string</i> fotovoltaico deberá ser siempre inferior o igual que su rango permitido.</p>	
<p>La tensión máxima de la corriente de cortocircuito de cada <i>string</i> fotovoltaico deberá ser siempre inferior o igual que su rango permitido.</p>	
<p>Las terminales positivas y negativas de cada módulo fotovoltaico deberán estar conectadas a la entrada positiva y negativa de la terminal de CC del inversor.</p>	
<p>Durante la instalación de los <i>strings</i> fotovoltaicos y del inversor, las terminales positivos o negativos de los <i>strings</i> no pueden conectarse en cortocircuito.</p>	

5.3.1 Preparación

Los cables de entrada de CC y los conectores de los *strings* tienen unas especificaciones (vea los números de las terminales de entrada de CC en la parte inferior del inversor tal y como se muestra en la imagen inferior). 50K con 10 rutas y 60K con 12 rutas. En el caso de que los *strings* sean inferiores al número de entradas del inversor, consulte esta tabla para continuar su instalación.



Ruta de entrada	Número de ruta de entrada	Modelo del inversor
1	Conectado a cualquier ruta	20 / 30 / 50K
2	Conectado a las rutas 2 y 6	
3	Conectado a las rutas 2, 6 y 10	
4	Conectado a las rutas 2, 6, 10 y 13	
5	Conectado a las rutas 2,3, 6, 10 y 13	
6	Conectado a las rutas 2,3, 6, 7, 10 y 13	
7	Conectado a las rutas 2,3, 6, 7, 10, 11 y 13	
8	Conectado a las rutas 2,3, 6, 7, 10, 11, 13 y 14	
9	Conectado a las rutas 2,3, 4, 6, 7, 10, 11, 13 y 14	
10	Conectado a las rutas 2,3, 4, 6, 7,8, 10, 11, 13 y 14	
11	Conectado a las rutas 2,3, 4, 6, 7,8, 9, 10, 11, 13 y 14	No se aplica para 50K
12	Conectado a las rutas 2,3, 4, 6, 7,8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14	

Tabla 5.2 Conexión de ruta para la instalación de los *strings* fotovoltaicos y del inversor

- Conectores de los *strings*: Los conectores de entrada de CC negativos y positivos se utilizan tal y como se muestra en la imagen 5.6 y la imagen 5.7.

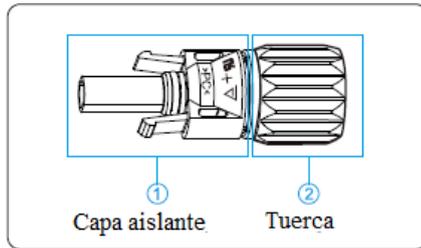


Imagen 5.6 Conector positivo

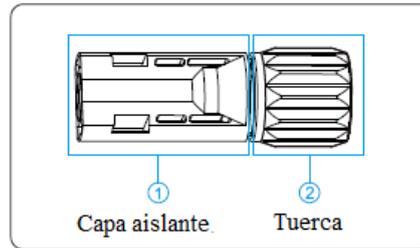


Imagen 5.7 Conector negativo

 <p>NOTA</p>	<p>Para el envío, los conectores de metal positivos y negativos son empaquetados junto a los conectores positivos y negativos, respectivamente. Una vez desembalado, mantenga los positivos y negativos por separado, para evitar confusiones.</p>
---	--

- Procedimiento para conectar los *strings* fotovoltaicos

Paso 1 Quite parte de la cubierta y de la capa de aislamiento, tanto del cable positivo como del negativo, mediante el uso de una herramienta de crimpado, tal y como se muestra en la imagen.

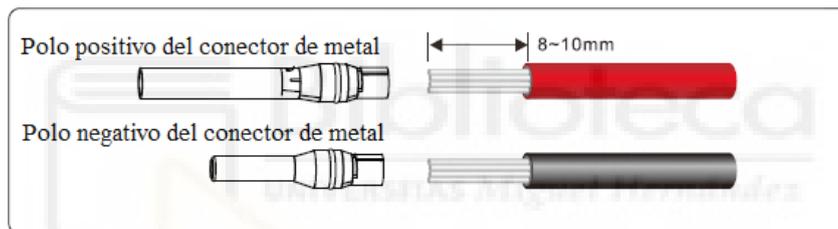


Imagen 5.8 Quitar la capa de aislamiento de un cable CC (unidad: mm)

Paso 2 Inserte las zonas desnudas de los cables de corriente positivos y negativos en los terminales de metal de los conectores positivos y negativos respectivamente y crímpelos utilizando una herramienta de crimpado, tal y como se muestra en la imagen 5.9.

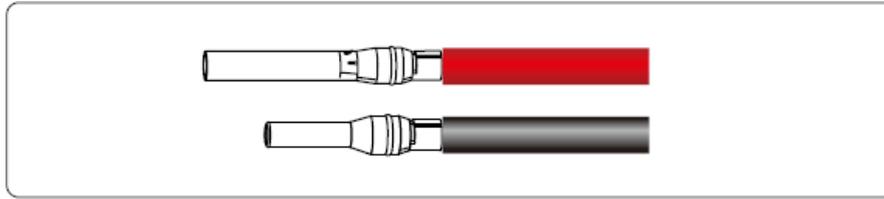


Imagen 5.9 Crimpar un conector de metal

Paso 3 Inserte los cables crimpados positivos y negativos en los conectores positivos y negativos correspondientes hasta que suene un clic, como se muestra en la imagen 5.10.

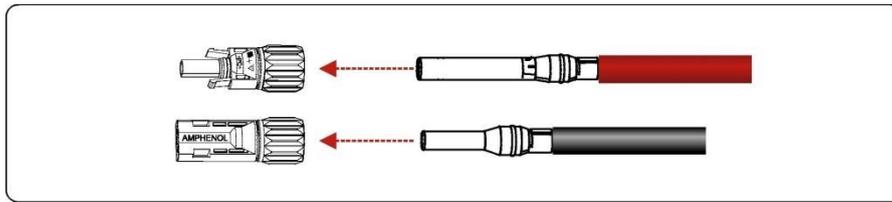


Imagen 5.10 Conexión de los conectores positivos y negativos

Paso 4 Apriete las tuercas de los conectores positivos y negativos utilizando una llave, tal y como se muestra en la imagen 5.11.

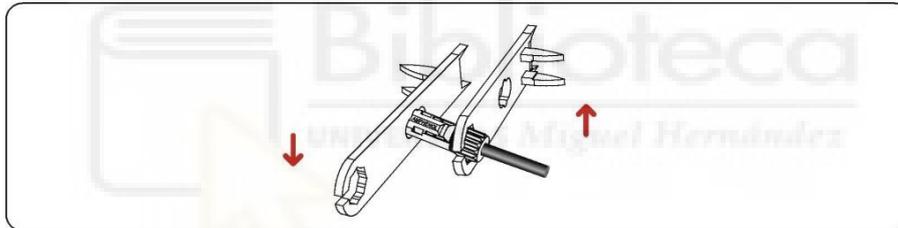


Imagen 5.11 Ajustando los conectores

Paso 5 Mida el voltaje de cada ruta de *strings* con un multímetro. Asegúrese de que la polaridad de los cables de entrada de CC es correcta, tal y como se muestra en la imagen 5.12.

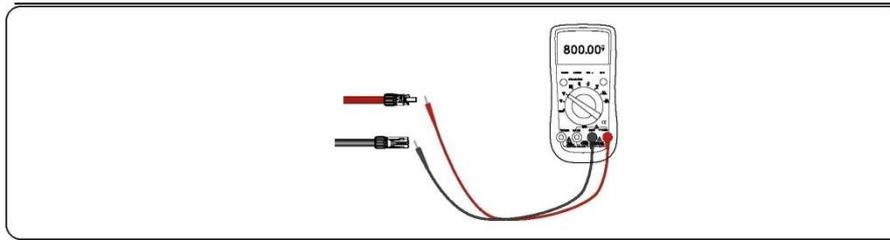


Imagen 5.12 Comprobación del voltaje de cada *String*

Paso 6 Inserte los conectores positivos y negativos en la terminal correspondiente del inversor hasta que se oiga un clic, tal y como se muestra en la imagen 5.13.

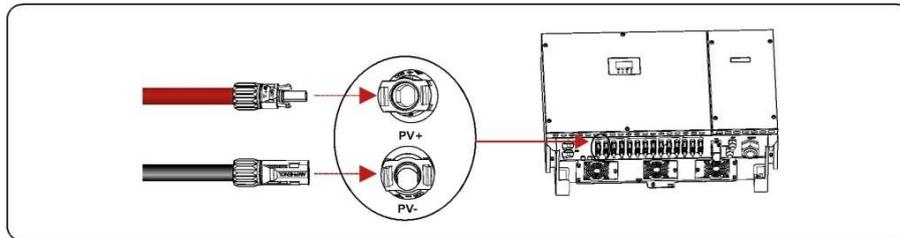


Imagen 5.13 Conexión al inversor

Paso 7 Tras conectar los *strings* fotovoltaicos, asegúrese de que todos los conectores están bien apretados tirando suavemente de ellos y buscando una resistencia.

5.4 Conectar los cables de comunicación

5.4.1 Descripción del modo de comunicación

Puede utilizar los siguientes modos de comunicación para poner en marcha las comunicaciones: Bluetooth, WIFI, GPRS y RS485. Todos se describen a continuación:

Modo Bluetooth

Puede encender la función Bluetooth del teléfono móvil y establecer los parámetros y el control de datos del inversor a través de la app SE Touch. Para más detalles, vea el manual de la App que puede encontrar de manera gratuita en <http://www.cloudinverter.net/>



Modo WIFI/GPRS/RS485

La siguiente imagen muestra la interfaz del inversor para la conexión a WIFI, GPRS y RS485. Por favor, acuda al manual de usuario para el modo de conexión y su configuración.

Modo	Descripción de la función
WIFI	La conexión WIFI pone en marcha la comunicación con el servidor en la nube a través de la red inalámbrica con el fin de monitorizar el estado de los datos del inversor solar. Para más detalles, lea el manual de usuario sobre WIFI.
GPRS	La conexión GPRS pone en marcha la comunicación con el servidor en la nube a través de móvil para monitorizar el estado de los datos del inversor solar. Para más detalles, lea el manual de usuario sobre GPRS.
RS485	La conexión a la interfaz RS485 controla el estado de los datos del inversor solar a través de la comunicación con el servidor en la nube. Para más detalles, lea el manual de usuario sobre RS485.
NOTA	Puede elegir y comprar los módulos de comunicaciones WIFI/GPRS/RS485 a través de Riello Solar Tech. Los manuales de usuario de WIFI/GPRS/SE Touch están disponibles en http://www.cloudinverter.net/

Imagen 5.3 Descripción de los módulos WIFI & GPRS & RS485

 ADVERTENCIA	Solamente se puede conectar a la interfaz de comunicación del inversor con el equipo original de WIFI / GPRS. Cualquier otro tipo de aparato de WIFI o /GPRS podría dañar el dispositivo y éste quedaría excluido de cualquier garantía.
---	--

Modelo de comunicación RS485 (inversor único)

Cuando la comunicación RS485 se lleva a cabo para monitorizar el inversor, hay dos maneras para realizar la conexión: conectar con un inversor único y conectar con varios inversores. La imagen 5.14 muestra la conexión con un único inversor para lograr comunicaciones RS485.

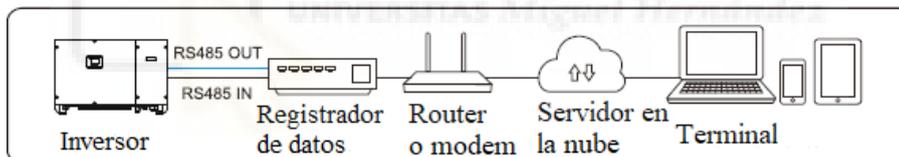


Imagen 5.14 Modo de comunicación RS485 para un único inversor.

Modo de comunicación RS485 (varios inversores)

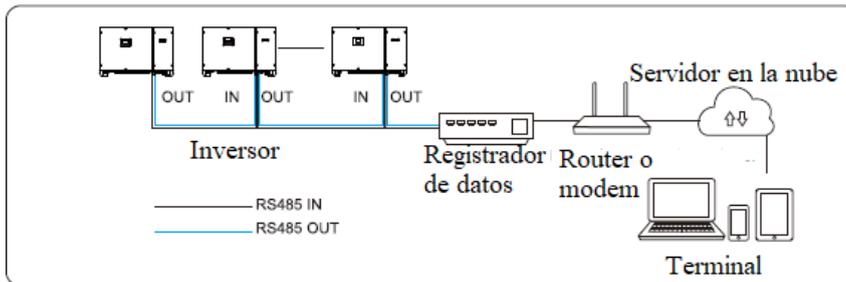


Imagen 5.15 RS485 comunicaciones para múltiples inversores

<p>Nota</p>	<p>Si se conectan múltiples inversores, tenga en cuenta lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) No es necesario reajustar la dirección Modbus, ésta se asigna automáticamente si se usa el registrador de datos V1000 (fabricado por Riello Solar Tech). Si no fuera así, se necesitaría reajustar la dirección Modbus manualmente a través de la APP Riello Touch. 2) Ponga la resistencia del RS485 en modo ON a través del interruptor del inversor al final de la cadena. 3) Asegúrese de que la longitud del cable de comunicaciones entre cada dos inversores es inferior a 200 m y que el cable de comunicaciones esté separado de otros cables de corriente para evitar interferencias en las comunicaciones.
-------------	---

5.4.2 Conectar cables de comunicación RS485

El cable de comunicaciones RS485 está situado en la parte derecha de la caja del inversor, como muestra la imagen 5.16.

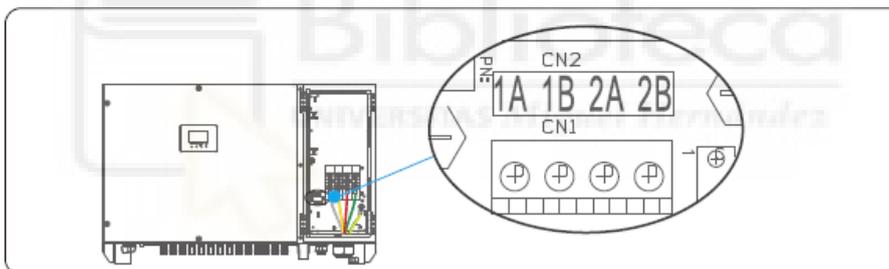


Imagen 5.16 Interfaz del cable de comunicaciones RS485

Paso 1 Retire el cableado de la derecha del inversor y afloje el seguro del cable conector a prueba de agua 485 de la parte de abajo del inversor.

Paso 2 Retire un trozo de la capa de aislamiento del cable de comunicaciones, afloje el tornillo para retirar el panel, inserte el cable en el conector a prueba de agua y apriete el seguro.

Paso 3 Conecte la señal diferencial positiva y negativa RS485 del registrador de datos a la terminal 1A y 1B del inversor y conecte el terminal 2A y 2B del inversor al terminal 1A y 1B del otro inversor.



Nota

Para evitar la corrosión, aplique un gel de sílice o una protección antiinflamable al terminal o a la interfaz tras conectar los cables PGND externos, los cables de CA, el puerto RS485 y el puerto Ethernet.



5.4.3 Instalación de la dirección de comunicaciones RS485

Paso 1 Escriba <http://www.cloudinverter.net/> en el navegador de su teléfono móvil y haga clic en APP para descargar Riello Solar Touch.

Paso 2 Haga clic en “Extension key” y seleccione “Settings”, como muestra la imagen 5.18.



Imagen 5.18 Página inicial de los ajustes de la aplicación

Paso 3 Compruebe la dirección Modbus en la imagen 5.19, la dirección por defecto es 1. Mantenga pulsado para revisar la dirección y guardarla. El inversor en el ~~mismo bus~~ mismo bus RS485 debe tener una única dirección.

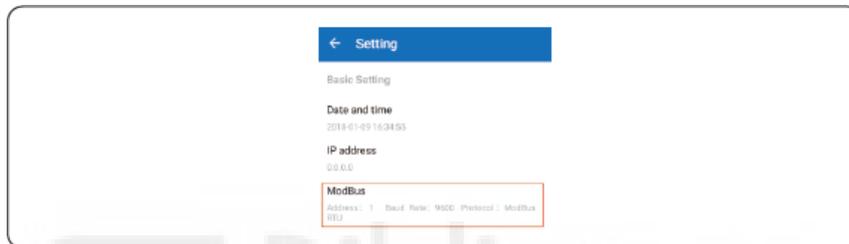


Imagen 5.19 Compruebe la dirección Modbus

Paso 4 Puede activar “Match resistance” al final de la cadena de conexión del multi-RS485, como se muestra en la imagen 5.20.



Imagen 5.20 Ajustar “Match resistances”.

5.5 Verificación de la instalación

Compruebe los siguientes aspectos tras instalar el inversor según lo indicado en la imagen 5.4.

1. No hay otros objetos en el inversor solar.
2. Todos los tornillos, sobre todo los de las conexiones eléctricas, están apretados.
3. El inversor solar está instalado de forma correcta y segura.
4. Los cables de tierra, de corriente CC y CA y de comunicación están conectados de forma firme, correcta y segura.
5. Compruebe que no haya circuitos abiertos o cortacircuitos en las terminales de corriente alterna y continua usando un multímetro.
6. Los conectores a prueba de agua en los terminales de corriente alterna y en los puertos RS485 están conectados correctamente a los enchufes a prueba de agua.
7. Las tapas de los terminales de corriente alterna están cerradas.
8. Los terminales vacíos están sellados.
9. Todas las señales de advertencia están intactas y enteras en el inversor.

Tabla 5.4 Verificación de los elementos tras la instalación

6 Puesta en marcha del sistema

6.1 Encendido del inversor

Paso 1: Encienda el interruptor de CA.

Paso 2: Ponga el interruptor de CC del inversor en posición "Encendido".

Paso 3: Observe el estado de los indicadores luminosos LED del inversor según la tabla 7.2.

 Nota	Cuando las luces de estado LED indiquen que el inversor se ha conectado a la red eléctrica, eso significa que el inversor está funcionando correctamente. Para cualquier consulta acerca del funcionamiento del inversor solar, llame a su proveedor.
---	---

6.2 Apagado del inversor

Paso 1: Apague el interruptor en la terminal de CA.

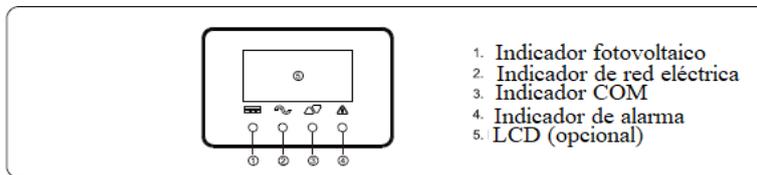
Paso 2: Ponga el interruptor de CC en la posición "Apagado".

 ADVERTENCIA	Una vez apagado el inversor, la electricidad y el calor restantes podrían causar descargas eléctricas y quemaduras. Por favor, no proceda a su revisión hasta 10 minutos después de haberlo apagado.
--	--



7 Interfaz de usuario

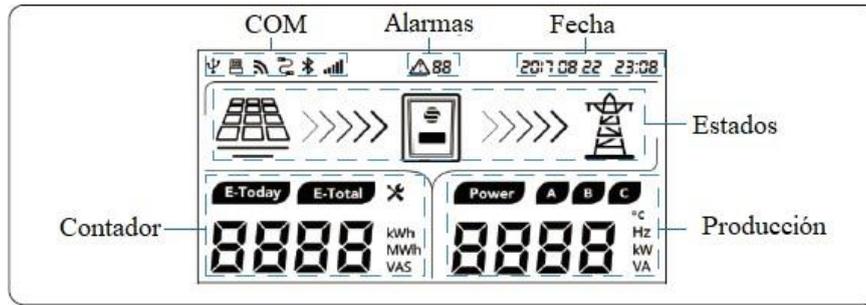
La pantalla del inversor está compuesta de indicadores LED y LCD (los LCD son opcionales para algunos modelos de inversor). Los indicadores LED incluyen un indicador fotovoltaico, un indicador de conexión a la red eléctrica, un indicador COM y un indicador de alarmas.



IndicadorLED	Estado	Descripción
Indicador fotovoltaico	Encendido	El voltaje de los <i>strings</i> fotovoltaicos cumple los requisitos para que el inversor se conecte a la red eléctrica y genere energía.
	Parpadeando	El voltaje de los <i>strings</i> fotovoltaicos no cumple los requisitos para que el inversor se conecte a la red eléctrica y genere energía.
Indicador de conexión a la red eléctrica	Parpadeando	La energía de la red eléctrica es anormal y no se cumplen los requisitos para que el inversor se conecte a la red eléctrica y genere energía.
	Encendido	<p>Cuando está conectado a la red eléctrica, el parpadeo (cada ciclo dura 30 segundos) del indicador de conexión a la red eléctrica indica la cantidad de carga: la cantidad de parpadeos indican la cantidad de energía y después de ello el indicador se queda en la posición "Encendido".</p> <p>Cuando queda menos del 20% de la energía nominal, parpadea una vez;</p> <p>si queda del 20% al 40% de la energía nominal, parpadea dos veces cada 30 segundos;</p> <p>si queda del 40% al 60% de la energía nominal, parpadea tres veces cada 30 segundos;</p> <p>si queda del 60% al 80% de la energía nominal, parpadea cuatro veces cada 30s;</p> <p>si queda del 80% al 100% de la energía nominal, parpadea cinco veces cada 30 segundos.</p>
Indicador COM	Parpadeando	La comunicación de datos está en proceso.
	Apagado	No está conectada la comunicación externa o no hay transmisión de comunicación de datos.
Indicador de alarma	Encendido o parpadeando	Mire el estado del LED en la tabla de problemas
	Apagado	Sin problemas

Tabla 7.1 Indicador LED

Pantalla LCD



1) COM

Cuando se transfieren datos a través de una red WIFI/GPRS/Bluetooth, el icono estará encendido. Cuando no haya transmisión de datos, el icono se apagará en 10 segundos. Cuando el RS485 esté transfiriendo datos, el icono estará encendido. Cuando no haya transmisión de datos, el icono se apagará en 10 segundos.

2) Alarma

Cuando se enciende un aviso, el icono se iluminará: de izquierda a derecha, la primera parte podría ser **R(A)/b(b)/L(C)**, e indica el tipo de aviso. La segunda parte es el código del problema. Por favor, lea los códigos de los problemas en la tabla 7.2 para más detalles.

3) Fecha

Cuando la comunicación externa sea normal y la zona horaria esté correctamente ajustada, el reloj del inversor se sincronizará con la hora del servidor.

4) Estado

El icono representa los *strings* fotovoltaicos; cuando el inversor está en modo *standby*, el voltaje MPPT del *string* fotovoltaico se mostrará en la Zona de medida.

El icono representa la conexión a la red eléctrica; cuando el voltaje y la frecuencia de la red eléctrica sea normal, el icono se quedará encendido, si no, parpadeará. Si no hubiera voltaje, el icono se apagará.

El símbolo representa la corriente de energía; cuando el inversor está en un estado normal, el icono estará encendido, si no, estará apagado.

5) Contador

Estado normal: la energía del día y total, el voltaje MPPT y la corriente se muestran por turnos.	
Estado <i>standby</i> : Cuenta atrás hasta que el inversor se encienda.	
Cualquier estado: Establecer los parámetros a través de la aplicación, la pantalla se queda fija cinco segundos.	

6) Producción

Estado normal: Se muestra la producción de energía, el voltaje de la red eléctrica y la corriente por turnos.	
---	--

Ver el estado del inversor

La operación del inversor puede obtenerse al observar el indicador LED. Para más detalles, vea la tabla 7.1 del estado del indicador LED.

Ver y ajustar los datos del inversor

Los datos de funcionamiento del inversor pueden obtenerse a través de Riello Solar Touch, la app descargada por Bluetooth. Para más detalles, consulte el manual de Riello Solar Touch.

 Nota	Puede ver y ajustar los datos a través de la aplicación Riello Solar Touch. Para más detalles acerca del funcionamiento, consulte el manual de usuario de Riello Solar Touch. El manual de usuario de SE Touch está disponible en http://www.cloudinverter.net/
---	---

	Código de aviso	Indicador fotovoltaico	Indicador de red eléctrica	Indicador COM	Indicador de alarma
Estado normal		•	• / *	0	o
Iniciándose		•	0	0	o
Comunicación WLAN/WI-FI/RS485		0	0	*	o
FV normal		•	0	0	o
Voltaje excesivo en la red eléctrica	AO	0	*	0	o
Voltaje no suficiente en la red eléctrica	AI				

Ausencia de red eléctrica	A2	0	*	0	o
Demasiada frecuencia en la red eléctrica	A3				
Poca frecuencia en la red eléctrica	A4				
Desajuste en la red eléctrica	A6				
Demasiado voltaje fotovoltaico	B0	*	0	0	o
Falta de voltaje fotovoltaico	B4				
Radiación débil	B5				
Problema en los <i>strings</i>	B3	0	0	0	*
Inversor demasiado caliente	C5				
Problema en el ventilador	C8				
Problema en la resistencia del aislamiento	B1	•	o	o	•
Problema con la corriente constante	B2	o	•	o	•
<i>String</i> invalidado	B7	o	o	•	•
Problema con el control de energía	CO	o	*	o	•
Coefficiente de corriente continua anormal	C2	*	•	*	•
Problema con el relé inversor	C3	o	•	•	•
Corriente constante HCT anormal	C6	•	•	o	•
Fallo del sistema	C7	*	*	*	•
Desajuste del voltaje de la conexión de corriente continua	C9	•	o	•	•
Sobretensión de la conexión y corriente continua	CA	o	*	*	•
Fallo de comunicación interna	CB	o	o	*	•
Incompatibilidad con la versión del software	CC	*	•	o	•
Fallo EEPROM	CD	*	o	•	•
Inconsistencia en el muestreo	CE	*	•	•	•
Circuito inverso anormal	CF	•	•	•	•
Circuito <i>boost</i> anormal	CG	*	o	o	•

Tabla 7.2 Estados de los indicadores LED con los fallos comunes del inversor.

*Nota: • Luz encendida; o Luz apagada; *Parpadeo; 0 Mantiene el estado original.*

8 Mantenimiento

 ADVERTENCIA	Una vez apagado el inversor, la electricidad y el calor restantes podrían causar descargas eléctricas y quemaduras. Por favor, no proceda a su revisión hasta 10 minutos después de haberlo apagado.
--	--

8.1 Mantenimiento rutinario

Elemento a comprobar	Comprobación del contenido	Mantenimiento	Intervalo
Estado de producción del inversor	Mantener estadísticamente el estado del campo eléctrico y controlar de forma remota su estado anormal.	NA	Semanal
Limpiador del inversor solar	Comprobar periódicamente que el disipador de calor no está obstruido por polvo u otros elementos.	Limpiar regularmente el disipador.	Añual
Estado del funcionamiento del inversor solar	Comprobar que el inversor no esté dañado o deformado. Comprobar que el sonido emitido durante el funcionamiento es normal. Comprobar y asegurarse de que las comunicaciones del inversor funcionan	Si sucede algún fenómeno anormal, sustituya las partes afectadas.	Mensual
Conexiones eléctricas del inversor solar	Compruebe que las conexiones de corriente continua y alterna, así como los cables de comunicación, están correctamente conectados. Compruebe que los cables PGND están correctamente conectados; Compruebe que los cables están intactos y no se han deteriorado.	Si hay cualquier problema, sustituya el cable o vuélvalo a conectar.	Semestral

Tabla 8.1 Lista de mantenimiento y periodos

8.2 Solución de problemas con el inversor

Cuando el inversor se apaga de manera anómala, se ilumina la luz de alarma. La tabla 8.2 describe las medidas a tomar con problemas de apagado debido a fallos comunes de alarma en el inversor.

Nombre de alarma	Causas	Medidas recomendadas
Sobretensión de la red eléctrica	El voltaje de la red eléctrica excede el rango permitido.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si la alarma se produce de manera accidental, es posible que en la red eléctrica se haya producido una anomalía. No es necesaria una actuación. 2. Si se activa la alarma de forma repetida, contacte con la central eléctrica local. Tras recibir una autorización de la autoridad energética local, revise los ajustes de los parámetros de protección eléctrica en el inversor con la APP SE Touch. 3. Si la alarma persiste durante mucho tiempo, compruebe si el disyuntor o los terminales de CA están desconectados o si hay un corte en
Baja tensión de la red eléctrica		
Alta frecuencia		
Baja frecuencia		
Sobretensión fotovoltaica	El voltaje de los módulos fotovoltaicos excede el rango permitido del inversor.	Compruebe el número de módulos fotovoltaicos y ajústelos si fuera necesario.
Baja tensión fotovoltaica	El voltaje de los módulos fotovoltaicos está por debajo del valor de protección por defecto del inversor.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cuando la intensidad solar es baja, el voltaje de los módulos fotovoltaicos disminuye. No requiere ninguna acción. 2. En caso de que ocurra cuando la intensidad solar es alta, compruebe si hay un cortocircuito o un circuito abierto en los <i>strings</i> fotovoltaicos.
Aislamiento térmico defectuoso	Un cortocircuito ocurre entre el <i>string</i> fotovoltaico y la toma de tierra. Los <i>strings</i> fotovoltaicos están instalados en un ambiente húmedo.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Compruebe el aislamiento térmico de los <i>strings</i> fotovoltaicos sobre el terreno. Si ha ocurrido un cortocircuito, resuelva el fallo. 2. Si la resistencia de aislamiento térmico contra el suelo es inferior al valor por defecto en un ambiente húmedo, instale en la SE Touch la protección de aislamiento térmico.

Corriente residual anómala	La resistencia de aislamiento a tierra en la parte de entrada decrece durante la manipulación del inversor, lo que provoca una excesiva corriente residual.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si la alarma se produce de manera accidental, posiblemente los circuitos externos hayan sufrido una anomalía. El inversor recupera automáticamente el estado operativo tras resolverse el fallo. 2. Si la alarma aparece repetidamente o dura mucho tiempo, compruebe si la resistencia a tierra o los <i>strings</i> fotovoltaicos están bajos.
Anomalías en las placas fotovoltaicas	Las placas fotovoltaicas se han cubierto mucho tiempo. Las placas se están deteriorando.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Compruebe si las placas están cubiertas. 2. Si las placas están limpias y no están cubiertas, compruebe si los módulos están viejos o se están deteriorando.
Placas fotovoltaicas	Los cables de las placas están conectados de manera opuesta durante la instalación.	Compruebe si los cables de las placas están correctamente conectados. Si están conectados de manera opuesta, reconecte los cables de nuevo.
Baja tensión del BUS	Desequilibrio interno del control de energía iniciado por un cambio en las condiciones de trabajo del <i>string</i> o de la red eléctrica.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si la alarma se produce ocasionalmente, el inversor puede recuperar automáticamente el estatus operativo normal tras resolverse el fallo. 2. Si la alarma aparece repetidamente, contacte a su proveedor para un apoyo técnico.
Alta tensión del BUS		
Invert Module Fault		
BOOST Fault		
EEPROM Fault	EEPROM Componente dañado	Cambie la placa de control.
Ausencia de energía y la luz de alarma amarilla se enciende en el sistema de monitoreo remoto	Corte de comunicaciones	Si se utiliza un modelo u otro registrador de datos, por favor, reinícielo. Si, tras reiniciarlo, no funciona, por favor, contacte con su proveedor.

El monitor remoto no muestra energía	Corte de comunicaciones	Si se utiliza un modelo u otro registrador de datos, por favor, reinicielo. Si, tras reiniciarlo, no funciona, por favor, contacte con su proveedor.
El monitor remoto no muestra voltaje de salida	Salto del interruptor	Compruebe si el interruptor de CC está dañado, si no lo está, enciéndalo. Si todavía no funciona, contacte a su proveedor.
Inversor Offgrid	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fallo en la corriente eléctrica 2. Salto del interruptor de CC 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Espere a que la corriente haya sido restablecida. 2. Mueva el interruptor a la posición de encendido. En caso de que el interruptor se dispare continuamente, contacte a su proveedor.

Imagen 8.2 Medidas comunes para la solución de problemas.

 Nota	Si no puede solucionar el problema llevando a cabo las medidas recomendadas, contacte con su proveedor.
---	---

8.3 Retirar el inversor

Lleve a cabo los siguientes pasos para desinstalar el inversor:

Paso 1: Desconecte todos los cables del inversor e incluya también los cables de comunicación, los cables de CC, los cables de CA y los cables de puesta a tierra, tal y como se muestra en la imagen 8.1.

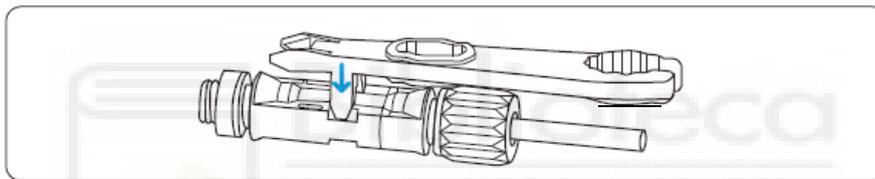


Imagen 8.1 Desinstalación del conector de CC

Notas:

Al retirar el conector de entrada de CC, inserte la llave en la conexión en bayoneta, presione la llave hacia abajo y extraiga el conector con cuidado.

Paso 2: Quite el inversor del panel trasero.

Paso 3: Desmonte el panel trasero.



ADVERTENCIA

Antes de quitar el conector de entrada de CC, compruebe que el interruptor de entrada de CC está apagado para evitar dañar el inversor o resultar herido.

Mantenimiento del ventilador

Para refrigerar el inversor, señañe un ventilador externo. Compruébelo periódicamente y asegúrese de que la entrada y la salida de aire está libre de polvo o de cualquier bloqueo. Compruebe si la temperatura ambiente del inversor supera los límites. En caso afirmativo, mejore la ventilación para que baje la temperatura. En caso de que emita algún sonido poco común, sustituya las piezas afectadas.

El fusible fotovoltaico está integrado en el inversor, en caso de que hubiera algún aviso de que el fusible se ha fundido, desconecte el interruptor de CA y apague el interruptor de CC. Saque todos los cables de entrada de CC y espere 10 minutos tras el apagado del inversor. Posteriormente, abra los paneles frontales derecho e izquierdo del inversor, identifique el fusible fundido utilizando un multímetro y sáquelo. Instale los paneles, fije los tornillos del inversor y reinicielo.



9 Garantía

9.1 Términos de calidad

- 1) Salvo que se haya mencionado lo contrario en un contrato, la garantía del inversor es de 60 meses.
- 2) El inversor que esté defectuoso o haya sido dañado dentro del periodo de garantía, deberá ser reparado o reemplazado por Riello Solar Tech, sin ningún coste.
- 3) El inversor solar defectuoso o dañado deberá ser devuelto.

9.2 Exención de responsabilidad

La garantía o responsabilidad no tendrá validez si los daños han sido ocasionados por las siguientes operaciones o situaciones. Si el cliente pide un servicio de mantenimiento, Riello Solar Tech, puede ofrecer un servicio de pago.

- 1) El periodo de garantía ha caducado;
- 2) Daño causado durante el traslado;
- 3) Daño causado artificialmente;
- 4) Daño causado por fuerza mayor que incluye, sin limitarse a lo siguiente:
Terremotos, inundaciones, incendios, explosiones, golpes de escombros, etc.
- 5) Operaciones en ambientes adversos aparte de los mencionados en el manual de usuario;
- 6) Cualquier instalación y operación en ambientes que no sean los estándares nacionales;
- 7) Cualquier instalación, reconfiguración o uso de manera incorrecta.
- 8) Cualquier revisión del producto o modificación del código del software sin autorización;
- 9) Mantenimiento llevado a cabo de manera incorrecta por personal no autorizado por Sernergy;
- 10) Cualquier operación que se lleve a cabo sin tener en cuenta las precauciones de seguridad mencionadas en el manual de usuario.

10 Deshacerse del inversor

El inversor solar y su carcasa están fabricados con material de protección medioambiental. Si la vida del inversor ha llegado a su fin, NO lo deposite junto a los residuos orgánicos, deseche el inversor según la normativa local para el desecho de equipamiento electrónico.



11 Especificaciones técnicas

Modelo del inversor	SIRIO ES 50	SIRIO ES 60
Entrada		
Potencia máxima de entrada	60,000W	70,000W
Potencia nominal de entrada	52000V	62000V
Voltaje máximo de entrada	1100V	
Corriente máxima de entrada	33A/33A/22A/22A	33A/33A/33A/33A
Corriente máxima de cortocircuito	42A/42A/28A/28A	42A/42A/42A/42A
Realimentación máxima	OA	
Voltaje nominal	620V	
Rango del voltaje de operación del MPPT	200V-960V	
Grado de sobretensión	II	
Número máximo de entradas	10(3/3/2/2)	12(3/3/3/3)
Número de rutas del MPPT	4	
Protección de sobrecarga	Fuse, 16A/1100V	
Salida		
Potencia nominal de salida	50,000W	60,000W
Potencia aparente máxima	55,000VA	66,000VA
Potencia activa máxima	55,000W	66,000W
Corriente de salida nominal	76A	92A
Max. salida / sobretensión / fallo	83A	92A
Voltaje nominal de la red eléctrica	380V/400/415V, 3W+N+PE	
Voltaje de la red eléctrica	311V-500V	
Frecuencia nominal de la red eléctrica	50Hz / 60Hz	50Hz / 60Hz
Rango de frecuencia de la red eléctrica**	45Hz-65Hz	45Hz-65Hz
THDi	<3%	<3%
CC off-sets	<0.5%In	<0.5%In

Factor de potencia	0.8 lead-0.8 lag	0.8 lead-0.8 lag
Grado de sobrecarga según IEC 62109-1	III	
Protección		
Protección del sistema	Interruptor de entrada de CC, entrada para protección para sobrecargas, entrada para protección de conexión inversa, detección de fallos en el <i>string</i> fotovoltaico, detección de resistencia térmica, paso de bajo tensión, salida para protección de sobrecargas, protección DDR, protección de CC off sets, protección para sobrecalentamiento, protección anti-islanding, protección de sobretensión o baja tensión de CA/CC, protección de alta o baja frecuencia de CA	
Pararrayos CA/CC	Soportado: II tipo, Max. 40KA	
System		
Eficiencia máxima	98.50%	98.50%
Eficiencia europea	98.20%	98.20%
Topología	Sin transformador	
Nivel de protección	IP65	
Grado de contaminación	PD3	
Refrigeración	Convección inteligente	
Monitor y comunicaciones		
Monitor	Indicador LED / LCD (opcional)	
Comunicaciones	RS485 / Bluetooth+APP(default), Ethernet / WIFI / GPRS (opcional)	
Parámetros medioambientales		
Temperatura del rango operativo	-25°C-60°C	
Humedad relativa	0-100%	
Altitud máxima operativa	4000m	
Ruido	<50dB	
Instalación física		
Dimensiones (W x H x D)	855*500*275mm	
Peso	65KG	67KG

Modelo de instalación	Soporte para montar el inversor
Conector de entrada	Amphenol H4
Conector de salida	Conector resistente al agua+Terminal OT
Cumplimiento de la normativa	
Estándar de la corriente eléctrica	NB / T32004
Certificado de seguridad	IEC62109-1, IEC62109-2, NB / T32004

Notas:

- 1) El rango de voltaje de la corriente puede fijarse según la normativa nacional;
- 2) El rango de frecuencia de la corriente puede fijarse según la normativa nacional;
- 3) Las especificaciones técnicas mencionadas pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones mencionadas son como referencia.



- APP (IOS/ Andriod);
- Website : <https://cloudinverter.net/>



Inversores Solares y
Sistemas Híbridos



RIELLO TDL,S.L. Pol. Ind. Pla de la Bruguera, C/ Berguedà 6 Sis
08211 Castellar del Valès, Barcelona, España
Tel: +34 902 026 654 - Fax: +34 937 146 562
www.eros-solar.com

LOVATO ELECTRIC S.P.A.

24020 GORLE (BERGAMO) ITALIA
VIA DON E. MAZZA, 12
TEL. 035 4282111
FAX (Nazionale): 035 4282200
FAX (International): +39 035 4282400
E-mail info@LovatoElectric.com
Web www.LovatoElectric.com

The complete operating manual is
downloadable from website
www.lovatoelectric.com

Il manuale operativo completo è
scaricabile dal sito www.lovatoelectric.com



E MULTÍMETRO DIGITAL

Manual de aplicación

DMG200 - DMG210



D Available in German at www.LovatoElectric.com/I269D.pdf

CZ Available in Czech at www.LovatoElectric.com/I269CZ.pdf

PL Available in Polish at www.LovatoElectric.com/I269PL.pdf

RU Available in Russian at www.LovatoElectric.com/I269RU.pdf

¡ATENCIÓN!

- Leer detenidamente el manual antes del uso y la instalación.
- Estos aparatos deben ser instalados por personal cualificado y de conformidad con las normativas vigentes en materia de equipos de instalación a fin de evitar daños personales o materiales.
- Antes de efectuar cualquier intervención en el instrumento, desconectar la tensión en las entradas de medición y alimentación y cortocircuitar los transformadores de corriente.
- El fabricante declina cualquier responsabilidad relacionada a la seguridad eléctrica en caso de uso impropio del dispositivo.
- Los productos descritos en este documento pueden ser modificados o perfeccionados en cualquier momento. Por tanto, las descripciones y los datos aquí indicados no implican algún vínculo contractual.
- La instalación eléctrica del edificio debe contar con un interruptor o disyuntor. Éste debe estar colocado muy cerca del aparato, en una ubicación de fácil acceso para el operador. Debe estar marcado como dispositivo de interrupción del aparato: IEC/EN 61010-1 § 6.11.2.
- Instalar el instrumento en una caja y/o cuadro eléctrico con grado de protección mínimo IP40.
- Limpiar el instrumento con un paño suave, evitando el uso de productos abrasivos, detergentes líquidos o disolventes.

INDICE	Pag.
Introducción.....	28
Descripción	28
Función de las teclas frontales.....	28
Visualización de las medidas	29
Tabla de las páginas de la pantalla.....	29
Menú principal.....	30
Acceso con contraseña	30
Configuración parámetros (setup)	30
Tabla de los parámetros	31
Página contadores de energía	32
Página cuentahoras.....	33
Página gráfico trend.....	33
Menú mandos	33
Test de conexión.....	33
Características técnicas	34
Esquemas de conexión	35
Conexión PC-DMG210 mediante puerto RS485	36
Disposición terminales.....	36
Dimensiones mecánicas	36

INTRODUCCIÓN

Los multímetros DMG200 y DMG210 han sido diseñados para combinar la máxima simplicidad de uso con una amplia selección de funciones avanzadas. No obstante la forma compacta de la caja modular (sólo 4U), las prestaciones del multímetro son las mismas que las de un aparato de alta gama. La pantalla gráfica LCD hace que la interfaz usuario sea intuitiva. La gran variedad de funciones de los multímetros serie DMG permite su uso en un campo de aplicaciones sumamente amplio.

DESCRIPCIÓN

- Versión modular 4U (72mm) para guía DIN.
- Pantalla gráfica LCD de 128x80 píxeles, retroiluminada color blanco con 4 tonalidades de gris.
- 4 teclas de membrana para la visualización y configuración.
- Navegación rápida y simple.
- Textos para medidas, configuración y mensajes en 5 idiomas.
- 160 parámetros eléctricos medidos.
- Versión DMG210 con puerto de comunicación RS485 integrado.
- Medidas en verdadero valor eficaz (TRMS).
- Adquisición continua (gapless).
- Elevada precisión.

FUNCIÓN DE LAS TECLAS FRONTALES

Teclas \leftarrow & \rightarrow - Sirven para pasar las páginas de vídeo, para seleccionar las diferentes opciones visualizadas y para modificar los parámetros (aumentar/disminuir los valores).

Tecla ENTER - Sirve para pasar las subpáginas, para confirmar una selección efectuada y para pasar de un modo de visualización a otro.

Tecla MENÚ - Sirve para entrar o salir de los diferentes menús de visualización y configuración.

VISUALIZACIÓN DE LAS MEDIDAS

- Las teclas **_&** y **T** permiten pasar las páginas de visualización una por una. La página actual se reconoce por la barra del título.
- En base a la programación y conexión del aparato, es posible que algunos parámetros no se visualicen (por ejemplo si está programado para un sistema neutro, no se visualizarán los parámetros relacionados a este último).
- En cada página, la tecla **↻** permite acceder a las subpáginas correspondientes (por ejemplo para visualizar los valores máximos y mínimos registrados para el parámetro seleccionado).
- La subpágina visualizada en el momento está indicada abajo a la izquierda con uno de los siguientes iconos:
 - **IN = Valor instantáneo** - Valor instantáneo actual del parámetro, visualizado por defecto cada vez que se cambia de página.
 - **HI = Valor máximo instantáneo** - Valor más alto medido por el multímetro para el parámetro correspondiente. Los valores HIGH quedan memorizados y guardados, incluso en caso de corte de alimentación. Es posible ponerlos a cero mediante el mando correspondiente (véase Menú mandos).
 - **LO = Valor mínimo instantáneo** - Valor más bajo medido por el multímetro a partir de la puesta en tensión. El mismo se restablece con el mismo mando utilizado para los valores HI.
 - **AV = Valor integrado** - Valor promedio del parámetro a lo largo del tiempo. Permite observar un parámetro con variaciones lentas. Véase menú Integración.
 - **MD = Máximo valor integrado** - Máximo alcanzado por el valor integrado (max demand). Queda guardado en la memoria no volátil y puede restablecerse con el mando correspondiente.
 - **GR = Barras gráficas** - Visualización de las medidas mediante barras gráficas
 - **GR = Bar graphs** - Shows the measurements with bar graph form.

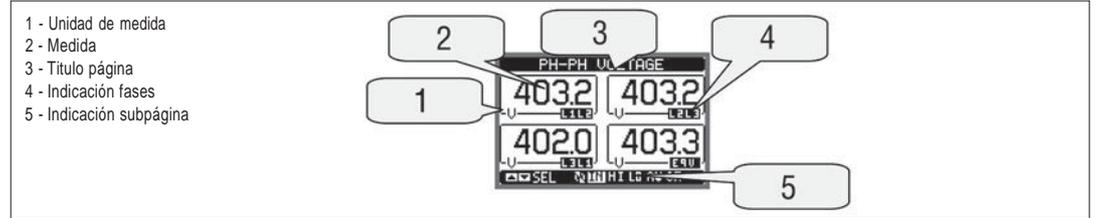
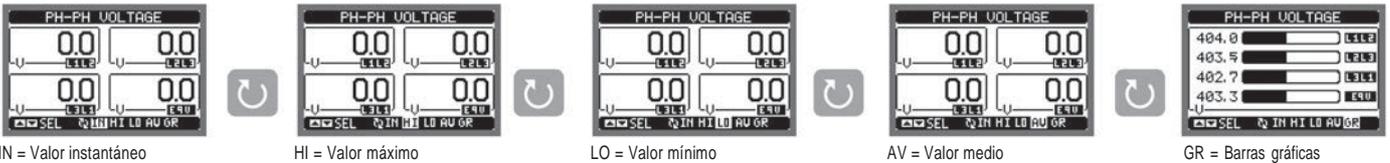


TABLA DE LAS PÁGINAS PANTALLA

Nº	Selección con _& y T PÁGINAS	Selección con ↻ SUBPÁGINAS				
		HI	LO	AV	MD	GR
1	TENSIONES ENTRE FASES - V(L1-L2), V(L2-L3), V(L3-L1), V(LL)EQ					
2	TENSIONES DE FASE - V(L1-N), V(L2-N), V(L3-N), V(L-N)EQ					
3	CORRIENTE DE FASE Y NEUTRO - I(L1), I(L2), I(L3), I(N)					
4	POTENCIA ACTIVA - P(L1), P(L2), P(L3), P(TOT)					
5	POTENCIA REACTIVA - Q(L1), Q(L2), Q(L3), Q(TOT)					
6	POTENCIA APARENTE - S(L1), S(L2), S(L3), S(TOT)					
7	FACTOR DE POTENCIA - TPF(L1), TPF(L2), TPF(L3), TPF(EQ)					
8	FRECUENCIA - ASIMETRÍA - F, ASY(VLL), ASY(VLN), ASY(I)					
9	DISTORSIÓN ARMÓNICA TENSIONES L-L - THD-V(L1-L2), THD-V(L2-L3), THD-V(L3-L1)					
10	DISTORSIÓN ARMÓNICA TENSIONES L-N - THD-V(L1), THD-V(L2), THD-V(L3)					
11	DISTORSIÓN ARMÓNICA CORRIENTE - THD-I(L1), THD-I(L2), THD-I(L3)					
12	CONTADORES ENERGÍA - kWh+(TOT), kWh-(TOT), kvarh+(TOT), kvarh-(TOT), kVA(TOT)	PARTIAL				
13	GRÁFICO TREND					
14	CUENTAHORAS - Hr(TOT), Hr(Part)					
15	INFO/MODELO-REV. SW/HW/PAR-SERIAL Nº					
16	LOGOTIPO					

Tensione entre fases



IN = Valor instantáneo

HI = Valor máximo

LO = Valor mínimo

AV = Valor medio

GR = Barras gráficas

Tensiones de fase



IN = Valor instantáneo

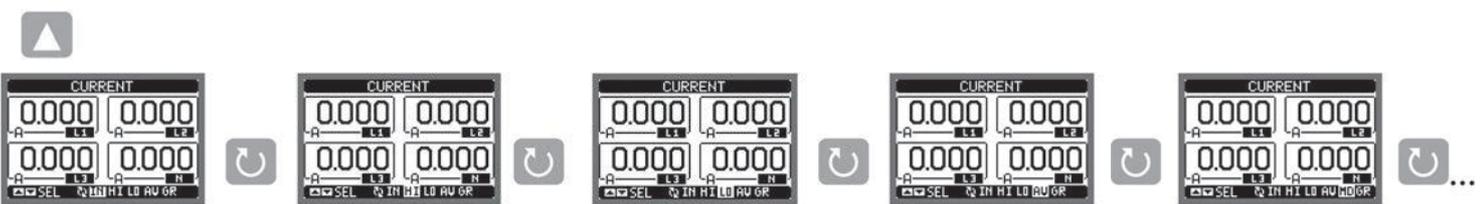
HI = Valor máximo

LO = Valor mínimo

AV = Valor medio

GR = Barras gráficas

Corriente de fase y neutro



IN = Valor instantáneo (sigue)

HI = Valor máximo

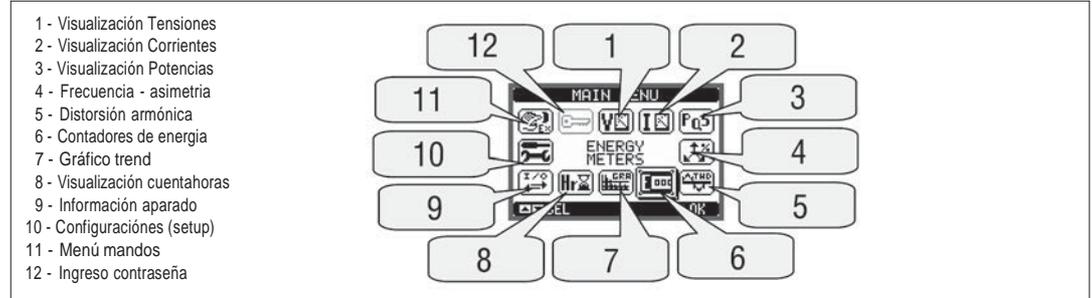
LO = Valor mínimo

AV = Valor medio

MD = Max demand

MENÚ PRINCIPAL

- El menú principal consta de un conjunto de iconos gráficos que agilizan el acceso a las medidas y configuraciones.
- Desde la visualización normal de los parámetros pulsar la tecla **MENÚ**. La pantalla visualiza el menú rápido.
- Pulsar **←** & **T** para seleccionar la función deseada. Se destacará el icono seleccionado y se visualizará la descripción de la función en el centro de la pantalla.
- Pulsar **↻** para activar la función seleccionada.
- Si alguna función está inhabilitada, el icono correspondiente se visualizará de color gris.
-  etc - Sirven para simplificar y agilizar el acceso a las páginas de visualización de parámetros, dado que llevan directamente al grupo de medidas seleccionadas y desde allí es posible avanzar o retroceder como de costumbre.
-  - Configuración del código numérico que permite acceder a las funciones protegidas (configuración de parámetros, ejecución de mandos).
-  - Punto de acceso a la programación de los parámetros. Véase el capítulo específico.
-  - Punto de acceso al menú de mandos, donde el usuario habilitado puede ejecutar una serie de acciones de puesta a cero y restablecimiento.



ACCESO CON CONTRASEÑA

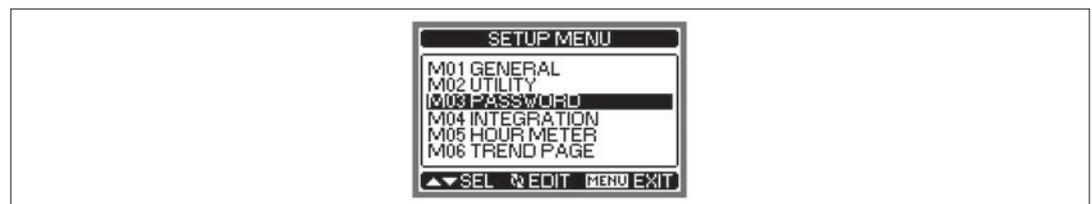
- La contraseña sirve para habilitar o impedir el acceso al menú de configuración y al menú de mandos.
- En los aparatos recién salidos de fábrica, la contraseña está inhabilitada por defecto y el acceso es libre. En cambio, si se han habilitado las contraseñas, para poder acceder a dichos menús es necesario ingresar el código numérico correspondiente.
- Para habilitar el uso de las contraseñas y crear los códigos de acceso consúltese el capítulo configuración parámetros.
- Existen dos niveles de acceso que dependen del código ingresado:
 - **Acceso nivel usuario** - Permite poner a cero los valores registrados, pero no modificar la configuración del aparato.
 - **Acceso nivel avanzado** - Asigna los mismos derechos del usuario y además permite modificar la configuración.
- Desde la visualización normal de los parámetros pulsar la tecla **MENÚ** para abrir el menú principal, luego seleccionar el icono contraseña y pulsar **↻**.
- Se abrirá la ventana de configuración contraseña ilustrada en la figura:



- Con las teclas **←** & **T** se cambia el valor de la cifra seleccionada.
- Con la tecla **↻** se confirma la cifra y se va a las siguientes.
- Ingresar la contraseña y desplazarse al icono de la llave.
- Cuando la contraseña ingresada corresponde a la del nivel Usuario o a la del nivel Avanzado, se visualiza el mensaje de desbloqueo correspondiente.
- Una vez aceptada la contraseña, el acceso permanece habilitado hasta que:
 - El aparato se desconecta de la alimentación.
 - El aparato se restablece (cuando se sale del menú configuración).
 - Transcurren más de dos minutos sin que se pulse alguna tecla.
- Con la tecla **MENÚ** se cierra la ventana de configuración contraseña y se sale.

AJUSTE DE PARÁMETROS (SETUP)

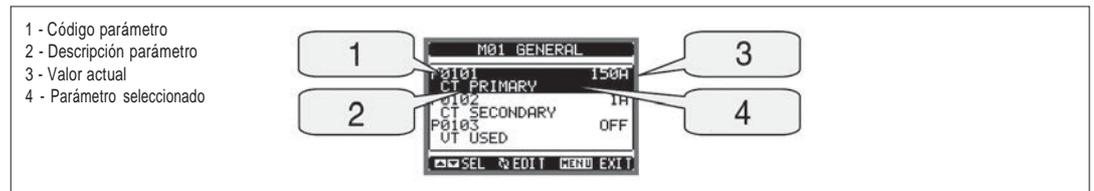
- Desde la visualización normal de los parámetros pulsar la tecla **MENÚ** para abrir el menú principal, luego seleccionar el icono  y pulsar **↻** para acceder al menú configuración.
- Entonces se visualiza la tabla ilustrada en la figura, con la selección de los submenús de configuración que contienen todos los parámetros clasificados según su función.
- Seleccionar el submenú deseado mediante las teclas **←** & **T** y confirmar con **↻**.
- Para salir del menú y volver a la visualización de los parámetros pulsar **MENÚ**.



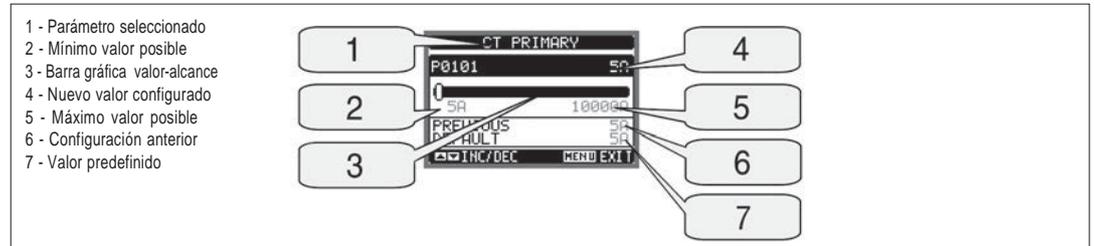
- En la siguiente tabla pueden verse los submenús disponibles.

Cod.	Submenú	Descripción
M01	GENERAL	Datos concernientes la instalación
M02	UTILIDADES	Idioma, Brillo, Páginas Video, etc.
M03	CONTRASEÑA	Habilitación protección acceso
M04	INTEGRACIÓN	Tiempos de integración medidas
M05	CUENTAHORAS	Habilitación cuentahoras
M06	GRÁFICO TREND	Definición parámetro y escala gráfico trend
M07	COMUNICACIÓN	Parámetros puerto comunicación (DMG210)

- Seleccionar el submenú y pulsar la tecla **U** para visualizar los parámetros.
- Cada parámetro se presenta con su código, descripción y valor actual.



- Si se desea modificar el valor de un parámetro, tras haberlo seleccionado pulsar **U**.
- Si no se ha ingresado la contraseña de nivel avanzado no será posible acceder a la página de modificación y se visualizará un mensaje de negación de acceso.
- Si por el contrario se obtiene el acceso, se visualizará la página de modificación.



- En la página de modificación es posible variar los valores con **..&** y **T**. Se visualiza también una barra gráfica que indica el alcance de configuración, los valores mínimos y máximos posibles, el valor anterior y el predefinido.
- Si se pulsan simultáneamente las teclas **..&** y **T**, la configuración vuelve a ser la predefinida en fábrica.
- Pulsar **MENÚ** para volver a la selección de parámetros. El valor ingresado permanece memorizado.
- Pulsar nuevamente la tecla **MENÚ** para guardar las modificaciones y salir de la configuración. El multímetro realiza un reajuste y vuelve al estado de funcionamiento normal.

TABLA DE PARÁMETROS

M01 - GENERAL		UdM	Default	Range
P01.01	Primario TC	A	5	5-10000
P01.02	Secundario TC	A	5	5
P01.03	Tensión nominal	V	Aut	Aut / 50-500000
P01.04	Uso TT		OFF	OFF-ON
P01.05	Primario TT	V	100	50-500000
P01.06	Secundario TT	V	100	50-500
P01.07	Tipo de conexión		L1-L2-L3-N	L1-L2-L3-N L1-L2-L3 L1-L2-L3-N BIL L1-L2-L3 BIL L1-N-L2 L1-N
	BIL = Equilibrada			

P01.01 - Corriente nominal del circuito primario de los TC

P01.02 - Corriente nominal del circuito secundario de los TC. Para DMG200 y DMG210 es fija, de 5 A.

P01.03 - Tensión nominal de la instalación. Dejándolo en Aut, el multímetro adapta automáticamente la escala de las barras gráficas.

P01.04 - Poner en ON si se utilizan TT. Si se pone en OFF, los dos parámetros que siguen serán ignorados.

P01.05 - Tensión nominal primario TT.

P01.06 - Tensión nominal secundario TT.

P01.07 - Configurar de conformidad con el esquema de conexión utilizado. Véanse los Esquemas de conexión al final del manual.

M02 - UTILIDADES		UdM	Default	Range
P02.01	Idioma		English	English Italiano Francais Espanol Portuguese
P02.02	Contraste LCD	%	50	0-100
P02.03	Intensidad retroiluminación pantalla alta	%	100	10-100
P02.04	Intensidad retroiluminación pantalla baja	%	30	10-50
P02.05	Tiempo cambio a retroiluminación baja	sec	30	5-600
P02.06	Retorno a página predefinida	sec	60	OFF / 10-600
P02.07	Página predefinida		VL-L	VL-L / VL-N ...
P02.08	Subpágina predefinida		INST	INST / HI / LO / AVG / MD / GRAPH
P02.09	Tiempo de actualización pantalla	sec	0.5	0.1-5.0

P02.06 - Si se pone en OFF, en pantalla se visualiza siempre la última página utilizada por el usuario. Si se ingresa un valor, éste indica el tiempo tras el cual la pantalla retornará a la página programada en P02.07.

P02.07 - Número de la página a la que retorna automáticamente la pantalla una vez transcurrido el tiempo P02.06 desde la última pulsación de una tecla.

P02.08 - Tipo de subpágina a la que retorna la pantalla una vez transcurrido el tiempo P02.06.

M03 - PASSWORD		UdM	Default	Range
P03.01	Uso contraseña		OFF	OFF-ON
P03.02	Contraseña nivel Usuario		1000	0-9999
P03.03	Contraseña nivel Avanzado		2000	0-9999

P03.01 - Si se pone en OFF, la gestión de la contraseña está inhabilitada y el acceso a la configuración y al menú de mandos es libre.

P03.02 - Con P03.01 activado, valor a ingresar para acceder al nivel usuario. Véase capítulo Acceso con contraseña.

P03.03 - Igual que P03.02, pero en referencia al acceso al nivel Avanzado.

M04 - INTEGRACIÓN		UdM	Default	Range
P04.01	Modo integración		Var.	Fijo / Variable
P04.02	Tiempo integración potencias	min	15	1-60
P04.03	Tiempo integración corrientes	min	15	1-60

P04.01 - Selección del modo de cálculo de las medidas integradas.

Fijo = Las mediciones instantáneas son integradas durante el tiempo programado. Cada vez que termina el tiempo, la medición integrada se actualiza con el resultado de la última integración.

Variable = Las mediciones instantáneas son integradas durante un tiempo equivalente a 1/15 del tiempo programado. Cada vez que termina este intervalo, el valor más viejo es reemplazado por el nuevo resultado del cálculo. La medición integrada se actualiza cada 1/15 del tiempo programado, considerando un alcance que se desplaza en el tiempo, dura el tiempo programado y comprende los últimos 15 valores calculados.

P04.02 = Tiempo integración medidas AVG (promedio) para las potencias activa, reactiva y aparente.

P04.03 = Tiempo integración medidas AVG (promedio) para las corrientes.

M05 - CUENTAHORAS		UdM	Default	Range
P05.01	Habilitación general cuentahoras		ON	OFF-ON
P05.02	Habilitación cuentahoras parcial		OFF	OFF - ON - MEAS
P05.03	Medida de referencia		OFF	OFF - (medida)
P05.04	Umbral habilitación		0	-9999 - +9999
P05.05	Multiplicador		x1	/100 - x10k

P05.01 = Con este parámetro en OFF, los cuentahoras están inhabilitados y no se visualiza la página de los cuentahoras.

P05.02 = Con este parámetro en OFF, el cuentahoras parcial no se incrementa. Con este parámetro en ON, el incremento ocurre cuando el multimetro recibe alimentación. Con este parámetro en MEAS (medida), el incremento del contador ocurre en base a las condiciones definidas en P05.03, P05.04 y P05.05.

P05.03 = Medida de referencia para habilitación cuentahoras.

P05.04 - P05.05 - Definición del umbral de habilitación del cuentahoras parcial.

M06 - GRÁFICA TREND		UdM	Default	Range
P06.01	Medida para página trend		kW (tot) AVG	VL-L (eq) AVG kW (tot) AVG kvar (tot) AVG kVA (tot) AVG
P06.02	Autoalcance escala		ON	OFF-ON
P06.03	Valor de fondo de escala		1000	0-1000
P06.04	Multiplicador de fondo de escala		x1	x1 - x1k - x1M

P06.01 - Selecciona la medida a visualizar en el gráfico Trend.

P06.02 - Establece si la escala vertical tiene que adaptarse automáticamente a los valores visualizados o si será definida fija por el usuario.

P06.03 - Valor de fondo de escala definido por el usuario. La unidad de medida se aplica a la medida seleccionada.

P06.04 - Multiplicador del valor de fondo de escala.

M07 - COMUNICACIÓN		UdM	Default	Range
P07.01	Dirección serial nudo		01	01-255
P07.02	Velocidad serial	bps	9600	1200 2400 4800 9600 19200 38400
P07.03	Formato datos		8 bit - n	8 bit, no parity 8 bit, odd 8 bit, even 7 bit, odd 7 bit, even
P07.04	Bit de stop		1	1-2
P07.05	Protocolo		Modbus RTU	Modbus RTU Modbus ASCII

Nota: Menú habilitado sólo para DMG210.

P07.01 - Dirección serial (nudo) del protocolo de comunicación.

P07.02 - Velocidad de transmisión del puerto de comunicación.

P07.03 - Formato datos. Configuraciones a 7 bits posibles sólo para el protocolo ASCII.

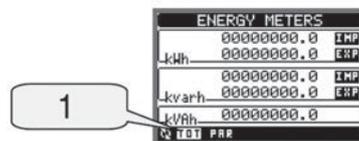
P07.04 - Número bits de stop.

P07.05 - Selección del protocolo de comunicación.

PÁGINA CONTADORES DE ENERGÍA

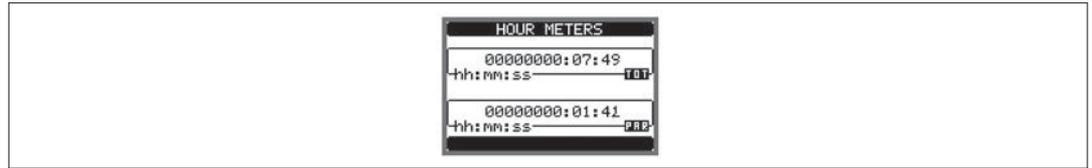
- En la página de los contadores de energía se visualizan juntos los valores de:
 - energía activa consumida y generada
 - energía reactiva consumida y generada (inductiva/capacitiva)
 - energía aparente.
- La página principal presenta los contadores totales. Mediante la tecla **U** es posible acceder a la subpágina de los contadores parciales (que el usuario puede poner a cero).
- Para poner a cero los contadores es necesario acceder al menú de mandos.

1 - Indicación Totales / Parciales



PÁGINA CUENTAHORAS

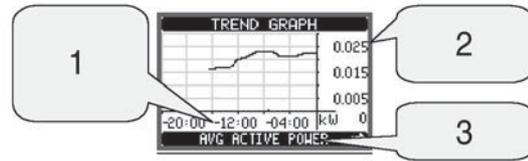
- En la página cuentahoras se visualizan:
 - cuentahoras total (cuenta el tiempo de alimentación del aparato)
 - cuentahoras parcial.
- Para poner a cero los contadores es necesario acceder al menú de mandos.
- La página cuentahoras puede inhabilitarse por completo si la habilitación general cuentahoras está configurada en OFF (véase menú Cuentahoras).



PÁGINA GRÁFICO TREND

- La página Trend permite visualizar un gráfico con la evolución temporal de un parámetro seleccionado por el usuario entre los siguientes:
 - tensión equivalente integrada
 - potencia activa total integrada
 - potencia reactiva total integrada
 - potencia aparente total integrada.
- Por defecto, el parámetro visualizado es la potencia activa total integrada. Para establecer otro parámetro, variar el mismo en el menú de configuración Trend.
- En el gráfico es posible representar los últimos 96 valores de la medida integrada, cada uno de los cuales correspondiente a un intervalo temporal de integración.
- El intervalo temporal predefinido es de 15 minutos, de manera que el gráfico pueda visualizar la evolución del parámetro seleccionado durante las últimas 24 horas.
- Por tanto, con la configuración de fábrica el gráfico puede visualizar la evolución del consumo de potencia activa durante las últimas 24 horas.
- Los datos sobre los consumos se ponen a cero cuando se desconecta la alimentación del aparato o cuando se modifica el menú Configuraciones.
- Una vez superada la capacidad máxima de visualización, los nuevos datos sustituyen los anteriores siguiendo una lógica de memorización circular.
- El fondo de escala vertical se calcula automáticamente en base a los datos nominales ingresados en el menú Configuración General.

- 1 - Escala de tiempos.
Indica el tiempo pasado (hh:mm) al que se refieren las medidas
- 2 - Escala vertical.
Puede ser automática o fija.
- 3 - Parámetro representado



MENÚ MANDOS

- El menú de mandos permite efectuar operaciones ocasionales como la puesta a cero de parámetros, contadores, alarmas, etc.
- Si se cuenta con la contraseña para el nivel avanzado, mediante el menú de mandos también es posible efectuar algunas operaciones automáticas que sirven para configurar el instrumento.
- En la tabla que sigue se indican las funciones disponibles en el menú de mandos, subdivididas en base al nivel de acceso necesario.

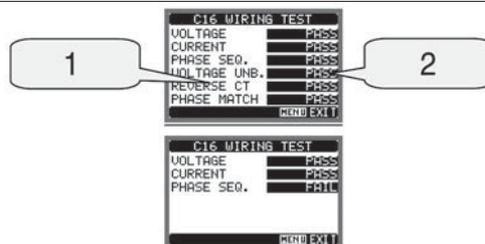
Cód.	MANDO	NIVEL ACCESO		DESCRIPCIÓN
		Usuario	Avanzado	
C.01	RESET HI-LO	.	.	Pone a cero los valores de pico HI y LO de todos los parámetros
C.02	PUESTA A CERO MÁX DEMAND	.	.	Pone a cero los valores Max demand de todos los parámetros
C.03	PUESTA A CERO ENERGÍAS PARCIALES	.	.	Pone a cero los contadores de energía parciales
C.04	PUESTA A CERO CUENTAHORAS PARCIALES	.	.	Pone a cero los cuentahoras parciales
C.11	PUESTA A CERO ENERGÍAS TOTALES		.	Pone a cero los contadores de energía totales
C.12	PUESTA A CERO CUENTAHORAS TOTALES		.	Pone a cero los cuentahoras totales
C.13	PARÁMETROS PREDEFINIDOS		.	Restablece los valores predefinidos de fábrica para todos los parámetros
C.14	COPIA SEGURIDAD PARÁMETROS		.	Guarda una copia de seguridad (backup) de las configuraciones
C.15	RESTABLECIMIENTO PARÁMETROS		.	Recarga las configuraciones de la copia de seguridad
C.16	TEST CONEXIÓN		.	Realiza la prueba para verificar que la conexión del DMG sea correcta. Véase capítulo Test conexión

- Una vez seleccionado el mando deseado, pulsar para ejecutarlo. El instrumento solicitará una confirmación. Al pulsar nuevamente se ejecutará el mando.
- Para anular la ejecución de un mando seleccionado, pulsar el botón **MENÚ**.
- Para salir del menú mandos, pulsar **MENÚ**.

TEST DE CONEXIÓN

- El test de conexión permite comprobar si la instalación del multímetro ha sido efectuada correctamente.
- Para poder efectuar el test, el multímetro tiene que colocarse en una instalación activa con las siguientes condiciones:
 - sistema trifásico con todas las fases presentes
 - corriente mínima circulante en cada fase > 1% del fondo de escala del TC configurado
 - sentido positivo de las energías (es decir una instalación común donde la carga inductiva absorbe energía de la red de suministro).
- Para iniciar la ejecución del test, acceder al menú de mandos y seleccionar el mando apropiado en base a las instrucciones del capítulo menú de mandos.
- El test permite verificar las siguientes condiciones:
 - lectura de las tres tensiones
 - secuencia de las fases
 - desequilibrio de las tensiones
 - inversión de polaridad de uno o varios TC
 - intercambio de fases entre tensiones/corrientes.
- Si no se supera el test, en pantalla se visualiza la causa del error.
- Si en cambio se supera el test, la condición se guarda en la memoria no volátil y se presenta un mensaje de resultado positivo en la página Información.

- 1 - Secuencia de los controles
- 2 - Resultado del test



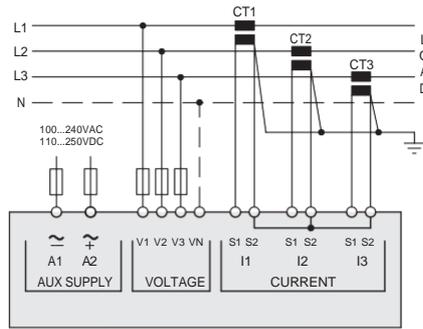
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Alimentación auxiliar	
Tensión nominal Us	100-240V~ 110-250V~
Límites de funcionamiento	85-264V~ 93,5-300V~
Frecuencia	45-66Hz
Potencia absorbida/disipada	DMG200: 3,5VA 1,2W DMG210: 4,5VA 1,7W
Tiempo de inmunidad a la microinterrupción	≥50ms
Entradas de tensión	
Tipo de entrada	Trifásica + neutro
Tensión nominal Ue máx	690V~ fase-fase 400V~ fase-neutro
Datos de funcionamiento UL	600V~ fase-fase 347V~ fase-neutro
Campo de medición	20 - 830V~ fase-fase 10 - 480V~ fase-neutro
Campo de frecuencia	45-66Hz
Tipo de medición	Verdadero valor eficaz (TRMS)
Modo de conexión	Línea monofásica, bifásica, trifásica con o sin neutro y trifásica equilibrada
Entradas de corriente	
Corriente nominal Ie	5A~
Campo de medición	0,010-6A~
Tipo de entrada	Shunts alimentados con transformador de corriente periférico (baja tensión) 5A máx
Tipo de medición	Valor eficaz (RMS)
Límite térmico permanente	+20% Ie
Límite térmico de corta duración	50A por 1 segundo
Autoconsumo (por fase)	≤0,6W
Puerto serial RS485 (sólo DMG210)	
Baud-rate	Programable 1200 - 38400 bps
Aislamiento	1500V~ hacia entrada shunt. Doble aislamiento hacia alimentación y entradas voltimétricas
Precisión	
Condiciones de medida	temperatura 23°C ±2°C tensión L-N 50-480V~ L-L 80-830V~ corriente 0,1-1,2 In frecuencia 45-66Hz
Tensión	±0,5% ±0,5 dígito
Corriente	±0,5% ±0,5 dígito
Frecuencia	±0,1% ±0,5 dígito
Energía activa	Clase 1 (IEC/EN 62053-21)
Energía reactiva	Clase 2 (IEC/EN 62053-23)
Errores adicionales	
Tensión	0,05%/°K
Corriente	0,05%/°K
Potencia	0,05%/°K

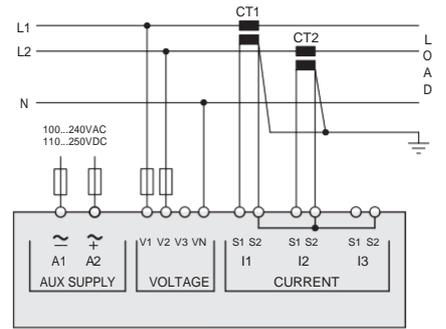
Condiciones ambientales	
Temperatura de funcionamiento	-20 a +60°C
Temperatura de almacenamiento	-30 a +80°C
Humedad relativa	<80% (IEC/EN 60068-2-78)
Grado de contaminación máximo	2
Categoría de medida	III
Categoría de sobretensión	3
Altitud	≤2000m
Secuencia climática	Z/ABDM (IEC/EN 60068-2-61)
Resistencia a golpes	15g (IEC/EN 60068-2-27)
Resistencia a vibraciones	0,7g (IEC/EN 60068-2-6)
Aislamiento	
Tensión nominal de aislamiento Ui	690V~
Tensión nominal soportada de impulso Uimp	9,5kV
Tensión soportada a frecuencia industrial	5,2kV
Conexiones circuito alimentación/medida tensiones	
Tipo de terminales	Tornillo (fijos)
Número de terminales	4 para control tensión 2 para alimentación
Sección conductores (mín-máx)	0,2-4,0mm ² (24-12AWG)
Par de apriete terminales	0,8Nm (7lbin)
Conexiones circuito medición corrientes y RS485 (sólo DMG210)	
Tipo de terminales	Tornillo (fijos)
Número de terminales	6 para conexiones TC 4 para conexiones RS485
Sección conductores (mín-máx)	0,2-2,5 mm ² (24-12AWG)
Par de apriete terminales	0,44Nm (4lbin)
Caja	
Versión	4 módulos (DIN 43880)
Montaje	Su carril 35mm (IEC/EN 60715) o de rosca con clips extraíbles
Material	Poliamida RAL 7035
Grado de protección	IP40 frontal IP20 conexiones
Peso	294g (DMG200); 300g (DMG210)
Homologaciones y conformidad	
Homologaciones obtenidas	cULus, GOST
UL Marking	Supply voltage 100-240VAC or 110-250VDC V input: 600V max I input: 0.005-6A
por alimentación/medida tensiones	AWG Range: 24-12 stranded or solid Field Wiring Terminals Tightening Torque: 7-9lbin Use 60°C/75°C copper (Cu) conductor only.
por medida corrientes	AWG Range: 24-12 stranded or solid Field Wiring Terminals Tightening Torque: 4lbin Use 60°C/75°C copper (Cu) conductor only.
Conforme a normas	IEC/EN 61010-1, IEC/EN 61000-6-2, IEC/EN 61000-6-3, UL508, CSA C22.2 n°14

ESQUEMAS DE CONEXIÓN

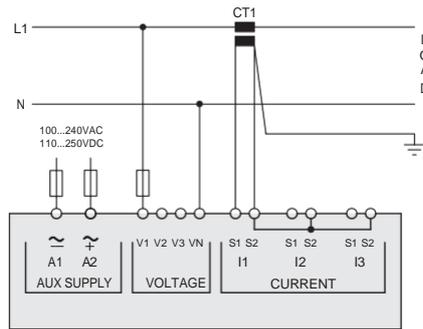
Conexión trifásica con o sin neutro
P01.07 = L1-L2-L3-N L1-L2-L3



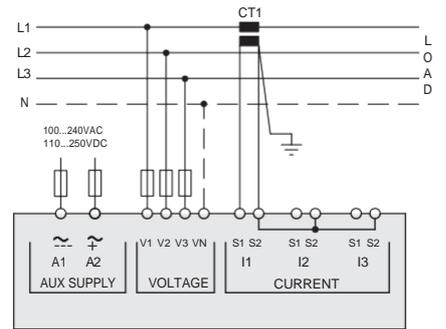
Conexión bifásica
P01.07 = L1-N-L2



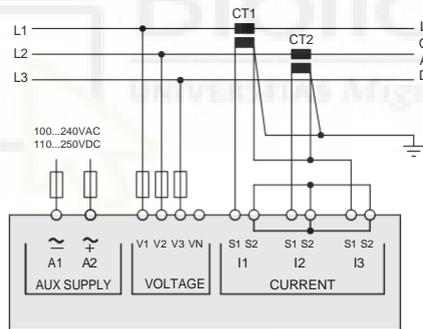
Conexión monofásica
P01.07 = L1-N



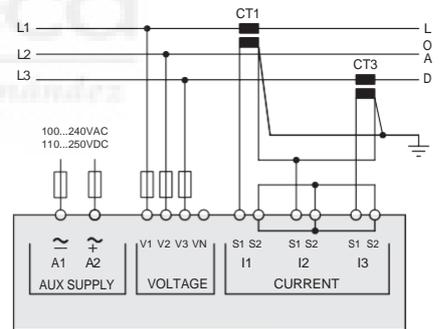
Conexión trifásica equilibrada con o sin neutro
P01.07 = L1-L2-L3-N-BIL L1-L2-L3-BIL



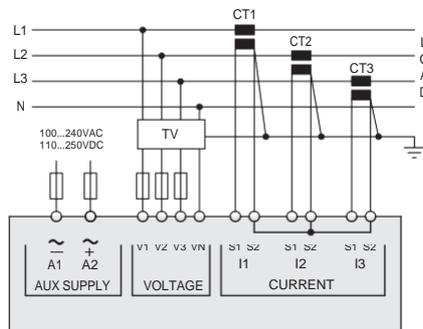
Conexión ARON trifásica sin neutro
P01.07 = L1-L2-L3



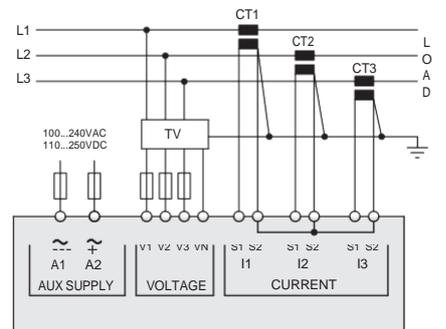
Conexión ARON trifásica sin neutro
P01.07 = L1-L2-L3



Conexión trifásica con neutro mediante TT
TV = P01.04, P01.05 e P01.06 - P01-07 = L1-L2-L3-N



Conexión trifásica sin neutro mediante TT
TV = P01.04, P01.05 e P01.06 - P01-07 = L1-L2-L3



NOTA

1. Fusibles aconsejados:
Alimentación auxiliar y entrada de medida tensión: 1A (rápido).
2. Los terminales S2 están conectados internamente entre si.

Hoja de características del producto

A9R14491

iID 4P 100A 300mA AC

Características



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	100 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Si
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN

Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² Flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Certificaciones de producto	SNI
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Peso del paquete 1	0,350 kg
Paquete 1 Altura	0,850 dm
Paquete 1 ancho	0,770 dm
Paquete 1 Longitud	0,960 dm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	10,747 kg
Paquete 2 Altura	30 cm
Ancho del paquete 2	30 cm
Longitud del paquete 2	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
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.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------



Hoja de características del producto

Características

28612

Interruptor automático NG160E - TMD - 100 A - 4 polos 4d



Principal

Gama de producto	NG160
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Nombre corto del dispositivo	NG160E
Nombre del interruptor automático	NG160E
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4t
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
[In] Corriente nominal	100 A en 40 °C
Código de poder de corte	E
Capacidad de corte	10 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 16 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 25 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 8 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	6 kA en 500 V CA 50/60 Hz 7,5 kA en 440 V CA 50/60 Hz 12 kA en 380/415 V CA 50/60 Hz 18,75 kA en 220/240 V CA 50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Calibre de la unidad de disparo	100 A
Tipo de protección	Protección contra sobrecarga (térmica) Protección contra cortocircuitos (magnética)

Complementario

Tipo de control	Maneta
-----------------	--------

Tipo de montaje	Enganchado
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte frontal
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel
Durabilidad mecánica	10000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos 440 V
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Intensidad de disparo magnético	1000 A
Tipo de ajuste de detección a largo plazo Ir	Fijo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente
Altura	120 mm
Anchura	120 mm
Profundidad	82,5 mm
Compatibilidad del producto	Terminal

Entorno

Normas	IEC 60947-3
--------	-------------

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Peso del paquete 1	1,506 kg
Paquete 1 Altura	1,600 dm
Paquete 1 ancho	1,250 dm
Paquete 1 Longitud	1,280 dm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Directiva RoHS UE	Cumplimiento proactivo (producto fuera del alcance de la normativa RoHS UE) Declaración RoHS UE
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

**Cables y accesorios
para instalaciones fotovoltaicas**

***Cables and accessories
for photovoltaic systems***

Biblioteca
UNIVERSITAS Miguel Hernández

PRYSUN

Según/ As per



EN 50618
IEC 62930

ÍNDICE | INDEX

Linking the future	03
Energía para el crecimiento sostenible <i>Energy for sustainable growth</i>	03
Brillamos en el mercado de la energía solar <i>We shine in the solar energy market</i>	03
¿Por qué Prysmian Group? <i>Why the Prysmian Group?</i>	04
Instalación solar fotovoltaica <i>Photovoltaic system</i>	05
Cables <i>Cables</i>	06
Cables de energía para baja tensión <i>Low voltage power cables</i>	07
Cables solares fotovoltaicos <i>Photovoltaic system</i>	
PRYSUN HIZ2Z2-K	08
TECSUN HIZ2Z2-K	09
Cables para red de baja tensión <i>Low voltage network cables</i>	
Afumex Class I000 V (AS) - RZI-K (AS)	10
Afumex Class Bindex I000 V (AS) - ZIC4ZI-K (AS)	11
Afumex Class XZIFA3Z-K (AS) - XZIFA3Z-K (AS)	12
AL Voltalene Flamex CPRO (S) - AL XZI (S)	13
Accesorios para baja y media tensión <i>Low and Medium voltage accessories</i>	14
Accesorios para baja tensión <i>Low voltage accessories</i>	
TECPLUG	15
Accesorios para media tensión <i>Medium voltage accessories</i>	
Empalme ELASPEED <i>ELASPEED cable joint</i>	16
Conector separador ELASCON <i>ELASCON separable connector</i>	17
Cables de energía para media tensión <i>Medium voltage power cables</i>	18
Al Eprotenax H Compact - AL HEPRZI	19
Al Voltalene H Compact - AL RH5ZI	20
Tap Al Voltalene H - AL RHZI-2OL	21
Cables de energía para media tensión <i>Medium voltage power cables</i>	22
UC900 SS23 Cat.7 PE - S/FTP Exterior <i>Outdoor</i>	23
ICS IE ToughCat 7S Armoured - S/FTP Exterior armado <i>Outdoor armoured</i>	24
EO8a: UCFIBRE Outdoor central tube cable - A-DQ(ZN)B2Y - FO exterior <i>Outdoor</i>	25
Proyectos <i>Projects</i>	26
Contraportada <i>Back cover</i>	27

Linking the future

En Prysmian Group, líder mundial en la industria del cable, creemos plenamente en el suministro de energía e información de forma eficaz, eficiente y sostenible como principal motor del desarrollo de la sociedad. Fieles a esta filosofía, suministramos a las principales organizaciones globales las mejores soluciones en cableado, basadas en la tecnología más avanzada.

Prysmian Group está presente en 50 países, cerca de nuestros clientes, ayudándoles a seguir desarrollando infraestructuras de energía y telecomunicaciones en todo el mundo y a conseguir un crecimiento sostenible y rentable.

As the worldwide leader in the cable industry, the Prysmian Group believes in the effective, efficient, sustainable supply of energy and information as the primary driver behind the development of communities. With this in mind, we provide major global organisations in many industries with optimum cable solutions, based on state-of-the-art technology.

The Prysmian Group is present in 50 countries, in close proximity to our customers, enabling them to further develop the world's energy and telecommunication infrastructures and achieve sustainable, profitable growth.

Energía para el crecimiento sostenible

Prysmian colabora con las empresas del sector solar de todo el mundo para satisfacer la demanda global de energía y haciendo posibles negocios en el mercado de las energías renovables.

Conscientes de nuestra responsabilidad para con el planeta y nuestros clientes impulsamos constantemente la innovación para llevar a cabo proyectos y negocios sostenibles.

Y para mostrar este compromiso con la innovación y la sostenibilidad, ofrecemos soluciones para instalaciones fotovoltaicas solares de primera calidad, reconocidas en el sector por su rendimiento de larga duración y alta fiabilidad.

Energy for sustainable growth

Prysmian works in partnership with solar companies worldwide to meet the global demand for energy and assist businesses in the renewables market.

Keenly aware of our responsibility to the planet and to our customers, we constantly foster innovation to carry out sustainable projects and business operations.

Affirming this commitment to innovation and sustainability, we deliver solutions for premium photovoltaic solar system, renowned in the sector for their long-lasting performance and high reliability.

Brillamos en el mercado de la energía solar

Para satisfacer la creciente necesidad de energía, el mundo presta cada vez más atención a la energía renovable de fuentes sostenibles.

En respuesta a esta demanda, los cables Prysmian ayudan a empresas del sector solar de todo el mundo a hacer realidad estas nuevas oportunidades.

Conscientes de nuestra responsabilidad para con el planeta, impulsamos constantemente la innovación en el sector, para ayudar a nuestros socios a llevar a cabo proyectos con ventajas para el futuro de nuestro mundo y sus negocios.

Y para reflejar este compromiso con la innovación y la sostenibilidad, ofrecemos productos solares y fotovoltaicos de primera calidad reconocidos en el sector por su rendimiento de larga duración y alta fiabilidad.

We shine in the solar energy market

To meet the growing need for energy, the world is paying increasingly more attention to renewable energy from sustainable sources.

In response to this demand, Prysmian cables help solar companies around the world to take advantage of such new opportunities.

Keenly aware of our responsibility to the planet, we constantly foster innovation in renewable energy, to help our partners in the sector to carry out projects that are beneficial for both our world and their businesses.

To affirm this commitment to innovation and sustainability, we provide premium solar and photovoltaic products, renowned in the sector for their long-lasting performance and high reliability.

¿Por qué Prysmian Group? | Why the Prysmian Group?

Líder del mercado con
contrastada reputación y solidez.



*Solid & reputable
market leader.*

Gestión de proyectos.



Project management.

Soporte técnico y competencia técnica.



Technical Support & expertise.

Socio Global con presencia en más
de 80 países soporte local.



*Global partner with presence in over
80 countries with local support.*

Amplia experiencia en proyectos Export.



International projects expertise.

Amplio portafolio de productos
(BT, MT e AT).



*Broad product portfolio
(LV, MV & HV).*

Servicios Instalación AT:
tendido, conexionado y testeo final.



*HV Instalation services including:
laying, connecting & final testing.*

I+D.



R&D expertise.



Cables de energía para baja tensión | *Low voltage power cables*

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

Tensión asignada | *Rated voltage:* 0.6/1 kV
 Norma diseño | *Design Standard:* UNE 21123-4
 Designación genérica | *Generic designation:* RZ1-K (AS)



ECOLÓGICO |
ECOLOGICAL



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP
 DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003875

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME
RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO |
FIRE
RETARDANT
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA |
RESISTANCE
TO WATER
ABSORPTION



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



CABLE FLEXIBLE |
FLEXIBLE CABLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANT TO THE
ULTRAVIOLET RAYS



ALTA
SEGURIDAD |
HIGH
SAFETY



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS |
LOW TOXIC
GAS EMISSION
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN
DE HUMOS |
LOW SMOKE
EMISSION
EN 50399



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS |
NO EMISSION OF
CORROSIVE GASES
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



BAJA EMISIÓN
DE CALOR |
LOW HEAT
EMISSION
EN 50399



REDUCIDO
DESPRENDIMIENTO
DE GOTAS / PARTICULAS
INFLAMADAS |
REDUCED DETACHMENT
DROPS/PARTICLES
INFLAMED
EN 50399



MÁXIMA PELABILIDAD | MAXIMUM PELABILITY

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación | *Thanks to its special non-stick layer, the sheath can be removed easily and quickly, cutting installation times significantly.*

LIMPIO Y ECOLÓGICO | CLEAN AND ECOLOGICAL

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes | *The absence of talc and silicone oils ensures a cleaner working environment with fewer contaminating particles.*