

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



"PROYECTO DE INSTALACION ELECTRICA EN
BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA
DE 100 KWp PARA INDUSTRIA DE CALZADO"

TRABAJO FIN DE GRADO

Julio -2020

AUTOR: Gabriel Sempere Blasco

DIRECTOR/ES: María Amorós González

INDICE

1. MEMORIA.....	pag.1
1.1 OBJETO.....	pag.1
1.1.1. Normativa y reglamentación.....	pag.1
1.2 SITUACION Y EMPLAZAMIENTO.....	pag.1
1.2.1. Colindancias y accesos.....	pag.2
1.3 SITUACION Y EMPLAZAMIENTO.....	pag.2
1.3.1. Descripción de la instalación.....	pag.2
1.3.2. Suministro de energía.....	pag.2
1.3.3. Centro de transformación.....	pag.2
1.3.4. Previsión de cargas.....	pag.3
1.3.5. Potencia de cálculo.....	pag.5
1.3.6. Potencia máxima Admisible.....	pag.5
1.3.7. Acometida.....	pag.5
1.3.7.1. Conductores.....	pag.5
1.3.7.2. Canalizaciones.....	pag.6
1.3.8. Instalaciones de enlace.....	pag.6
1.3.8.1. Caja general de protección.....	pag.7
1.3.8.2. Línea general de alimentación.....	pag.9
1.3.8.3. Derivación individual.....	pag.9
1.3.8.3.1. Conductores.....	pag.9
1.3.8.3.2. Línea principal de tierra.....	pag.10
1.3.8.3.3. Canalización.....	pag.11
1.3.9. Receptores.....	pag.11
1.3.10. Líneas de distribución interior.....	pag.12
1.3.11. Cuadro general de mando y protección.....	pag.13
1.3.11.1. Situación y uso.....	pag.15
1.3.11.2. Protecciones.....	pag.15
1.3.11.3. Características de los circuitos de alimentación a subcuadros.....	pag.16
1.3.12. Subcuadros.....	pag.16
1.3.12.1. Situación.....	pag.17
1.3.12.2. Protecciones.....	pag.17
1.3.13. Protección contra sobrecargas.....	pag.25
1.3.14. Protección contra contactos directos e indirectos.....	pag.25
1.3.15. Corrientes de cortocircuito.....	pag.25
1.3.16. Descripción del alumbrado.....	pag.26
1.3.16.1 Iluminación interior.....	pag.26
1.3.16.2 Niveles lumínico en relación a la estancia.....	pag.29
1.3.17. Puesta a tierra de la instalación.....	pag.31
1.3.17.1 Toma de tierra.....	pag.32
1.3.17.2 Conductores de tierra.....	pag.32
1.3.17.3 Bornes de puesta a tierra.....	pag.32
1.3.17.4 Conductores de protección.....	pag.32
1.3.17.5 Resistencia puesta a tierra de la instalación.....	pag.34
1.3.18. Factor de potencia y compensación energía reactiva.....	pag.35

2.	CALCULOS INSTALACION INTERIOR.....	pag.38
2.1	Cálculo de los circuitos de alimentación y receptores.....	pag.38
2.2	Cálculo de la derivación individual.....	pag.53
2.3	Cálculo de cortocircuito.....	pag.60
2.4	Cálculo de las protecciones contra sobrecargas.....	pag.67
2.5	Embarrado.....	pag.67
2.6	Cálculo del factor de potencia de la instalación.....	pag.69
2.7	Cálculo de la potencia reactiva a compensar.....	pag.70
2.8	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la instalación.....	pag.71
3.	INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.....	pag.73
3.1.	Escenario actual de autoconsumo en España.....	pag.73
3.2.	Campo solar.....	pag.75
3.2.1	Descripción.....	pag.75
3.2.2.	Modulo fotovoltaico.....	pag.75
3.2.2.1.	Distancia entre filas.....	pag.76
3.2.3.	Inversor.....	pag.77
3.2.4.	Conexión de módulos-Inversores.....	pag.78
3.2.4.1.	Sistema auxiliar de conexión.....	pag.79
3.2.5.	Protecciones parte de continua.....	pag.81
3.2.5.1.	Cuadro de nivel 1.....	pag.81
3.2.5.2.	Cuadro de nivel 2.....	pag.83
3.2.6.	Protecciones parte corriente alterna.....	pag.85
3.2.7.	Protecciones contra contactos indirectos.....	pag.86
3.2.8.	Protecciones contra contactos directos.....	pag.87
3.2.9.	Radiación incidente en la instalación.....	pag.88
3.2.10.	Perdidas en la instalación. Performance ratio.....	pag.91
3.2.11.	Rendimiento energético de la instalación.....	pag.95
3.2.12.	Rendimiento energético de la instalación mediante PVGIS.....	pag.96
3.2.13.	Diseño fotovoltaico.....	pag.99
3.2.14.	Método de instalación.....	pag.99
3.2.15.	Sección de conductores empleados en la instalación.....	pag.101
3.2.16.	Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.....	pag.106
4.	CALCULOS INSTALACION FOTOVOLTAICA.....	pag.110
4.1.	Calculo radiación solar incidente.....	pag.110
4.1.1.	Calculo de perdidas.....	pag.113
4.1.2.	Performance ratio.....	pag.122
4.2.	Cálculos fotovoltaicos.....	pag.122
4.3.	Cálculos energía generada.....	pag.124
4.4.	Cálculo de la sección de los conductores en líneas monofásicas.....	pag.125
4.5.	Calculo de corriente de cortocircuito en el lado de alterna.....	pag.132
4.6.	Calculo protecciones de continua.....	pag.135
4.7.	Calculo protecciones de alterna.....	pag.145
5.	PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS.....	pag.147
5.1.	PLIEGO INSTALACION INTERIOR.....	pag.147
5.2	PLIEGO INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.....	pag.157

6. PRESUPUESTO
7. PLANOS
8. ANEJO ILUMINACION INTERIOR



MEMORIA



1. MEMORIA

1.1. OBJETO

Es objeto de este proyecto es describir las condiciones técnicas y de diseño de las instalaciones fotovoltaicas y eléctricas, de una planta industrial dedicada a la fabricación de calzado.

Por un lado, tenemos la instalación fotovoltaica en la cual se instalarán los módulos fotovoltaicos en cubierta y cubrirán gran parte del consumo eléctrico. En dicha instalación se ha optimizado el espacio disponible para una adecuada funcionalidad de los elementos y por otro su integración arquitectónica.

Además de lo mencionado anteriormente, se detallará la instalación eléctrica de la nave industrial, tanto en su diseño como en la parte técnica.

Finalmente, con todo lo expuesto se solicita a los organismos oficiales competentes la debida autorización de lo proyectado.

1.1.1. NORMATIVA Y REGLAMENTACION

-Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).

- 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.

- Código técnico de la edificación CTE-DB-HE

- Normas particulares y de Normalización de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, S.L.U.

-Condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, por el instituto de la diversificación y ahorro energético, 2011. (IDAE).

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

1.2.SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Las instalaciones del presente proyecto están situadas en una nave industrial dedicada a la fabricación y almacenamiento de calzado. El edificio está formado por planta baja y planta primera. La planta baja alberga la zona de producción y almacenamiento mientras que la planta primera se destina a la zona de oficinas, exposición y comedor entre otras. Dicha nave está situada en la calle Amílcar Barca, 5, Elche, Alicante, 03204.

Presenta las siguientes colindancias y viales próximos. Por su cara norte linda con.... Por el sur este y oeste linda con otras naves industriales. Como viales próximos, dispone de la carretera N-340 y la ronda sur EL-20.

Como se ha mencionado anteriormente, parte del consumo eléctrico vendrá respaldado por la instalación fotovoltaica situada en la cubierta del edificio

1.2.1. Colindancias y accesos.

El edificio objeto se sitúa en zona industrial presentando las siguientes colindancias y viales próximos. Por su cara norte linda con la calle Amílcar Barca, por el sur y el este linda con otras naves industriales y por el oeste linda con la calle Xixona. Como viales próximos, dispone de la carretera N-340 y la ronda sur EL-20. Ver plano de situación y emplazamiento.

La nave industrial presenta varios accesos, por su cara norte presenta dos accesos para el personal empleado, un acceso directo hacia las oficinas y acceso de carga y descarga. Por la zona oeste no presenta acceso peatonal sino una zona de descarga de material propio.

1.3. INSTALACION ELECTRICA INTERIOR

1.3.1 DESCRIPCION DE LA INSTALACION

Como bien se comentó en el punto 1,1 uno de los objetos a tratar de este proyecto era la descripción de las condiciones técnicas y de diseño de la instalación eléctrica interior del edificio objeto.

Para ello se aplicarán las soluciones necesarias para el correcto desarrollo industrial tanto a nivel de líneas eléctricas, cuadros eléctricos de distribución, maquinaria e iluminación.

La tensión asignada que circulará será alterna trifásica de 50Hz, con una tensión de 400V entre fases y de 230 V entre fase y neutro.

1.3.2. SUMINISTRO DE ENERGIA

La energía eléctrica se tomará de la red de distribución eléctrica que posee la compañía distribuidora IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en la zona urbana objeto del estudio,

La clase de corriente será alterna trifásica de 50 Hz de frecuencia y en régimen permanente.

La tensión nominal, será de 400 V entre fases y 230 V entre fase y neutro.

La distribución de la energía se realizará mediante un esquema TT; es decir, el neutro de la instalación de alimentación estará conectado directamente a tierra, El conductor de protección y las masas de la instalación están conectados a la toma de tierra de la instalación del edificio separada de la toma de tierra de la instalación de alimentación.

1.3.3. CENTRO DE TRANSFORMACION

Debido a que la instalación del presente proyecto supera los 100 kW, según el artículo 47, apartado 5 del Real Decreto 1995/2000 deberemos realizar una reserva de un local para instalar un Centro de Transformación que suministre energía a dicha instalación receptora.

Dado que no es objeto de este proyecto, no se justificará la potencia en KVA de dicho transformador, así como sus características. Solamente se tendrá en cuenta en el anejo de planos la reserva de dicho local.

1.3.4. PREVISION DE CARGAS

La previsión de cargas del edificio corresponderá al sumatorio de la previsión de la demanda de la instalación de climatización, la instalación de iluminación y de la instalación de otros usos.

Así pues, la previsión de carga total de la nave industrial será de **215,83 Kw**.

En la siguiente tabla se muestran los receptores utilizados en la nave industrial, así como la potencia que consumen.

MAQUINARIA			
Nº	TIPO	kW	P Total
3,00	Maqu, Montar puntas 1	5,50	16,50
3,00	Reactivador de puntas	3,40	10,20
1,00	Clavadora	0,30	0,30
2,00	Maqu, Montar talones	3,60	7,20
2,00	Reactivador de talones	6,15	12,30
2,00	Horno	7,00	14,00
1,00	Repasa arrugas	7,50	7,50
1,00	Maqu, rebatir	1,10	1,10
2,00	Lijadora	3,00	6,00
1,00	Maqu, Ranurar	3,00	3,00
1,00	Maqu, desmontar tacones	1,00	1,00
1,00	Maqu, Hacer caja	2,10	2,10
1,00	Maqu, Pegar	1,20	1,20
1,00	Reactivador flash	5,00	5,00
1,00	Horno de frio	3,00	3,00
1,00	Prensa	0,30	0,30
2,00	Maqu, Tacones	0,40	0,80
2,00	Maqu, Moldear palas	2,00	4,00
1,00	Plancha botas	1,50	1,50
1,00	Maqu, Conformar botas	0,80	0,80
1,00	Maqu, Conformar zapatos	0,50	0,50
1,00	Cabina difuminar	0,30	0,30

1,00	Maqu, Talonera	0,30	0,30
1,00	Maqu, Pegar	1,20	1,20
1,00	Maqu, rebatir	1,10	1,10
1,00	Plancha arrugas	7,50	7,50
2,00	Compresor tornillo	7,50	15,00
1,00	Enfriadora	1,80	1,80
2,00	Maqu. moldear	1,30	2,60
1,00	Reactivador contrafuertes	2,50	2,50
2,00	Maqu. Topes	1,40	2,80
1,00	Maqu. Corte automática	6,00	6,00
3,00	Maqu. Corte Hidráulica	0,75	2,25
1,00	Maqu. Rebajar piel	1,10	1,10
5,00	Maqu. Coser brazo	1,20	6,00
5,00	Maqu. Coser	0,70	3,50
1,00	Ud. Interior	1,00	1,00
1,00	Ud. Exterior	3,00	3,00
TOTAL			156,25

ALUMBRADO			
Nº	TIPO	W	P total
111,00	Secom, Berna Eco led 4000k	60,00	6,660
96,00	Secom, Berna Eco led 4000k	40,00	3,840
15,00	Lamp, Kombic, 36w 4000 k	36,00	0,540
35,00	Lamp, kombic, 18w 4000k	18,00	0,630
11,00	Lamp, Mini kombic 4000k	12,00	0,132
2,00	Aplique pared	15,00	0,030
TOTAL			11,83 kW

OTROS USOS			
Nº	Tipo	Kw	P total (Kw)
72,00	Toma Corriente 2F	0,444	32,00
9,00	Toma Corriente 3F	1,750	15,75
TOTAL			47,75

De las anteriores tablas podemos concluir que la potencia total instalada tanto para fuerza como para iluminación es la siguiente:

- Potencia instalada Alumbrado: 11,83 kW
- Potencia instalada Fuerza: 156,25+47,75 kW

Por tanto, la potencia instalada total será de: **215,83 kW**,

1.3.5. POTENCIA DE CALCULO

La potencia de cálculo será el resultado de aplicar los coeficientes de mayoración respectivos a aquellos receptores que los requieran según REBT.

Así pues, según las características de nuestra instalación, sólo será preciso aplicar un coeficiente de mayoración del 125% a uno de los compresores a instalar, ya que según ITC-BT-47 dicho coeficiente sólo será de aplicación al motor de mayor consumo.

Por lo tanto, la potencia de cálculo de la instalación objeto del presente proyecto será de **147.498,13 W** al que previamente le hemos aplicado un coeficiente de simultaneidad de 0,65.

En el anexo de cálculos 2 se muestra el desarrollo de la potencia de cálculo.

1.3.6. POTENCIA MAXIMA ADMISIBLE

La potencia máxima admisible se corresponderá con la máxima intensidad que permite pasar el interruptor general automático del cuadro general de mando y protección de la instalación, por lo tanto, para un interruptor general automático trifásico de 400 A regulado a 260 A será de **235.558,90 W**.

1.3.7. ACOMETIDA

La acometida no forma parte de la instalación de enlace puesto que parte de la red de distribución de la compañía eléctrica,

Será del tipo subterránea y su instalación se llevará a cabo de acuerdo a lo indicado en la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión,

Los conductores de los cables utilizados serán de cobre o de aluminio de tensión asignada no inferior a 0.6/1 kV y estarán aislados con mezclas apropiadas de compuestos poliméricos, Además, estarán protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno y soportarán los esfuerzos mecánicos a los que puedan estar sometidos,

La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 6 mm² para conductores de cobre y a 16 mm² para los de aluminio,

Los conductores irán en canalizaciones entubadas, conforme a lo especificado en el apartado 1.2.4 de la ITC-BT-21.

1.3.7.1. CONDUCTORES

Los cables de las acometidas serán conductores de aluminio unipolares, con aislamiento de dieléctrico seco, tipo RV y cubierta de PVC, de tensión asignada 0.6/1 kV según NI 56.31.21 y dispondrá de una categoría de resistencia al incendio según UNE EN 60332-1-2, Se escogerán según la Tabla 2 del MT, 2,51,01, donde se indica la intensidad máxima admisible según la sección del conductor elegido, Según lo establecido en el apartado 8,1 del MT. 2.51.01, la caída de tensión no superará el 5,5% de la tensión de suministro.

La sección de nuestra acometida será la siguiente:

CARACTERÍSTICAS ACOMETIDA					
LONGITUD	CONDUCTOR	SECCIÓN	AISLAMIENTO	TIPO INSTALACIÓN	DIÁMETRO TUBO
27 m	Aluminio	4x50 mm ²	RV 0.6/1kV	Enterrada bajo tubo	160 mm Ø

1.3.7.2. CANALIZACIONES

Las canalizaciones se realizarán mediante tubo enterrado, que estarán constituidos por tubos plásticos, dispuestos sobre lecho de arena y debidamente enterrados en zanja según MT. 2.51.01. Las características de estos tubos serán las establecidas en la NI 52.95.03.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito, Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubulares, En los puntos donde estos se produzcan, se dispondrán preferentemente de calas de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar la manipulación, Ambos extremos de los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

La zanja tendrá unas dimensiones de 350 mm de ancho por 700 mm de profundidad para la colocación de 2 tubos de 160 mm Ø y una cinta de señalización según MT, 2,51,01 para el tendido de la acometida de nuestra instalación.

Debido a que nuestra instalación se realizará mediante tubos, no se precisará distancia mínima de separación entre conductores.

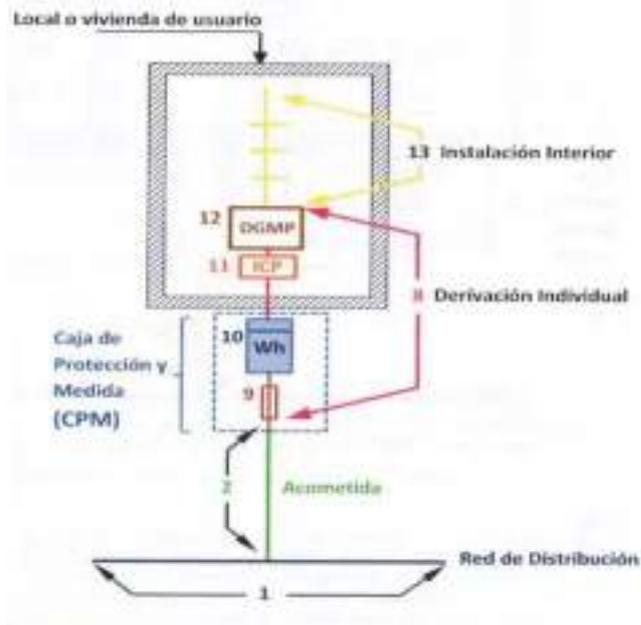
1.3.8. INSTALACION DE ENLACE

La Instalación de Enlace es la instalación que, a través de la acometida, une la red de distribución en Baja Tensión de la compañía suministradora con las instalaciones interiores de los consumidores.

Dicha instalación estará compuesta por la caja general de protección, línea general de alimentación, derivación individual, contadores e interruptor de control de potencia.

Sin embargo, en nuestra instalación, dado que el suministro es para un único usuario, la línea general de alimentación coincidirá con la derivación individual y en el nicho donde se instala la caja de protección se hará la medida, puesto que no será CGP sino, CGPM (caja general de protección y medida).

En la siguiente imagen se muestra el esquema para un solo usuario, dado que es el caso que no acoge.



1.3.8.1 CAJA GENERAL DE PROTECCION

Son las cajas que alojan los elementos de protección de las líneas generales de alimentación (LGA), Se instalarán preferentemente sobre las fachadas exteriores de los edificios, en lugares de libre y permanente acceso.

En nuestro caso, dado que el suministro es para un único usuario no existirá LGA y podrá simplificarse la instalación colocando en un único elemento, la caja general de protección y el equipo de medida, dicho elemento se denominará caja de protección y medida (CPM).

La CPM se utilizará sólo cuando se trate de un suministro a un único usuario independiente o a dos usuarios alimentados desde un mismo lugar, Esta reunirá bajo una misma envolvente los fusibles generales de protección, el contador y el dispositivo para discriminación horaria, En este caso, los fusibles de seguridad coinciden con los generales de protección.

Las cajas de protección y medida a utilizar corresponderán a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora, Además, cumplirán con todo lo que se indica en la Norma UNE-EN 60,439 -1, tendrán grado de inflamabilidad según se indica en la UNE-EN 60,439 -3, una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 según UNE 20,324 e IK09 según UNE-EN 50,102 y serán precintables.

En nuestro caso se instalará un conjunto individual trifásico con protección y continuación de línea.

El modelo de CPM escogido es el UR-CPMT300E-B con las siguientes características:

- Uso para instalación empotrada

- Placa de protección en policarbonato de 2 mm de espesor con la etiqueta de riesgo eléctrico tamaño AE-05 (módulo inferior).
- Bloque de bornas de comprobación de 10 unidades. (10E - 6I - 4T)
- Cierre de la puerta de triple acción (inoxidable) mediante llave triangular, posibilidad de bloqueo por candado y apertura 180°.
- Módulo inferior con 3 bases portafusibles desconectables en carga tipo BUC de 400A, y placa de protección de policarbonato de 3 mm para protección de partes en tensión.
- Pletinas de 25x4 mm, para conexión de las bases BUC con los transformadores de intensidad.
- Tres pletinas de cobre de sección 30x5 mm para la instalación de los transformadores de intensidad.
- Cable conductor de cobre rígido, clase 2 tipo H07Z-R, no propagador del incendio y reducida emisión de humos con cero halógenos.
 - Sección circuito contador de 4 mm²
 - Sección circuito de la toma de tensión: 2,5 mm²



- | |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1) Fusibles y portafusibles BUC 2) Transformadores de intensidad 3) Contador 4) Bornas de comprobación. |
|--|

Las protecciones se dimensionarán contra sobrecargas y cortocircuitos de acuerdo a las siguientes expresiones,

Expresión que garantiza el buen funcionamiento del dispositivo : $I_2 \leq 1,6 \cdot I_n$

Expresiones que garantizan la protección contra sobrecargas: : $I_b \leq I_n \leq I_z$ $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$

En el apartado de cálculos instalación interior se dimensionará.

1.3.8.2. LINEA GENERAL DE ALIMENTACION

La línea general de alimentación seguirá las prescripciones de la ITC-BT-14 y es aquella que enlaza la Caja General de Protección con la centralización de contadores, El trazado será lo más corto y rectilíneo posible, discurriendo por zonas de uso común,

En el caso de ir enterrada bajo tubo cumplirá con lo dispuesto en la ITC-BT-07,

Los conductores a utilizar serán de cobre o aluminio, unipolares y aislados, siendo su nivel de aislamiento 0.6/1 kV, Además, serán no propagadores de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida,

La sección mínima será de 16 mm² para conductores de aluminio y de 10 mm² para conductores de cobre, Teniendo en cuenta que no todas las empresas suministradoras admiten aluminio,

El neutro no admitirá una sección inferior al 50% correspondiente al conductor de fase y no será inferior a los valores especificados en la tabla 1 de dicha ITC-BT-14,

La caída de tensión máxima permitida será:

Para líneas generales de alimentación destinadas a contadores totalmente centralizados: 0,5%,

Para líneas generales de alimentación destinadas a centralizaciones parciales de contadores: 1%

La intensidad máxima admisible será la fijada por la norma UNE 60,364-5-52 con los factores de corrección a cada tipo de montaje y de acuerdo a la previsión de potencia establecida en la ITC-BT-10,

En nuestro caso al ser suministro para un solo usuario la línea general de alimentación coincidirá con la derivación individual,

1.3.8.3 DERIVACION INDIVIDUAL

Seguirá lo establecido en la ITC-BT-15, y es la parte de la instalación que, partiendo de la línea general de alimentación suministra energía eléctrica a una instalación de usuario,

Dado que el suministro de energía eléctrica será para un único usuario, la instalación no dispondrá de Línea General de Alimentación y por lo tanto, sólo existirá la Derivación Individual, Por ese motivo, los fusibles de seguridad del equipo de medida coincidirán con los fusibles de protección de la CGP,

1.3.8.3.1 CONDUCTORES

Los conductores a utilizar serán de cobre o aluminio, aislados y normalmente unipolares, siendo su tensión asignada 450/750 V y se seguirá el código de colores indicado en la ITC-BT-19, Para el caso de cables multiconductores o para derivaciones individuales en el interior de tubos enterrados, el aislamiento será de 0.6/1 kV,

Todos los conductores serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, de sección mínima para cobre o aluminio de 6 mm²

Serán conforme a las normas UNE 21123 y UNE 211002 y del tipo siguiente:

- ES07Z1-K (AS) unipolar con aislamiento de poliolefina,
- RZ1-K (AS) aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina,
- DZ1-K (AS) aislamiento de etileno propileno y cubierta e poliolefina,

Para el cálculo de la sección se tendrá en cuenta la demanda prevista para cada usuario fijada como mínimo en la ITC-BT-10 y a efectos de la intensidad máxima admisible se tendrá en cuenta lo que se indica en la ITC-BT-19 y para cables aislados en el interior de tubos enterrados lo dispuesto en la ITC-BT-07,

La caída de tensión máxima admisible será:

Para el caso de contadores concentrados en más de un lugar: 0,5%,

Para el caso de contadores totalmente concentrados: 1%,

Para el caso de derivaciones individuales en suministros para un único usuario en que no existe línea general de alimentación: 1,5%,

En nuestro caso, al ser suministro para un único usuario en que no existe línea general de alimentación, la caída de tensión entre la CPM y el dispositivo general de mando y protección será del 1,5%,

El conductor a emplear será de cobre de tensión asignada 0.6/1 kV e ira enterrado bajo tubo según se indica en el anexo de planos, Será del tipo RZ1-K (AS) con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina,

Su cálculo se muestra en el anexo de cálculos 2 del presente proyecto, así pues, la Derivación Individual (D.I.) tendrá las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS D.I.					
LONG.	CONDUCTOR	SECCIÓN	 AISLAMIENTO	TIPO INSTALACIÓN	DIÁM. TUBO
34 m	Cobre	4x120+TTx75 mm ²	RZ1-K(AS) 0.6/1kV	Enterrada bajo tubo	140 mm Ø

1.3.8.3.2 LINEA PRINCIPAL DE TIERRA

La línea principal se establecerá en la misma canalización que la derivación individual.

Tanto la línea principal de tierra como las derivaciones de la línea principal de tierra forman parte de lo que la ITC-BT-18 define como conductores de protección.

Las líneas principales se encuentran conectadas directamente a un borne de puesta a tierra, mientras que las derivaciones se conectan a tierra a través de las líneas principales. Dicho borne se define en el apartado de puesta a tierra de la instalación

Por lo tanto, la línea principal de tierra está formada por el conductor de protección que va desde el borne de puesta a tierra hasta el cuadro donde se hayan los dispositivos generales de mando y protección.

La línea principal de tierra estará constituida por un conductor de cobre de igual sección que la fijada para los conductores de protección en la Instrucción ITC-BT-18, Tabla 2, con un mínimo de 16 mm².

Por lo tanto, las características de la línea principal de tierra serán las siguientes:

CARACTERÍSTICAS LÍNEA PRINCIPAL DE TIERRA						
LONGITUD	CONDUCTOR	SECCIÓN	AISLAMIENTO		TIPO INSTALACIÓN	DIÁMETRO TUBO
34 m	Cobre	70 mm ²	RZ1-K	(AS) 0.6/1kV	Enterrada bajo tubo	140 mm Ø

Las conexiones en los conductores de tierra serán realizadas mediante dispositivos, con tornillos de apriete u otros similares, que garanticen una continua y perfecta conexión entre éstos.

1.3.8.3.3 CANALIZACION

Para nuestro caso, dado que la instalación es enterrada bajo tubo, los tubos protectores serán conforme a lo establecido en la norma UNE-EN 50086-2-4 y sus características serán las de la tabla 8 de la ITC-BT-21.

1.3.9. RECEPTORES

El presente capítulo pretende establecer los requisitos generales de instalación de receptores dependiendo de su clasificación y utilización que estén destinados a ser alimentados por una red de suministro exterior con tensiones que no excedan de 440 V en valor eficaz entre fases (254 V en valor eficaz entre fase y tierra),

Se detallará la potencia eléctrica de cada uno de los receptores que compone la instalación, tanto maquinarias como iluminación,

Se instalarán de acuerdo con su destino (clase de local, emplazamiento, utilización, etc.), Así como se tendrá en cuenta los esfuerzos mecánicos y las condiciones necesarias de ventilación para que no se produzcan temperaturas peligrosas, Además, soportarán la influencia de los agentes exteriores a que estén sometidos en servicio, por ejemplo, polvo, humedad, gases y vapores,

Todos los circuitos que formen parte de receptores deberán estar protegido contra sobrintensidades según lo dispuesto en la ITC-BT-22, Así como su conexión, todo receptor será accionado por un dispositivo que puede ir incorporado al mismo o a la

instalación alimentadora, Para ello podrá utilizarse algunos de los dispositivos mencionados en el apartado 2,7 de la ITC-BT-19,

1.3.10. LINEAS DE DISTRIBUCION INTERIOR

Las líneas de distribución serán las encargas de llevar la energía eléctrica desde el cuadro general a los subcuadros y de estos hacia cada uno de los receptores que componen la instalación eléctrica,

Para ello, seguirán las prescripciones del reglamento electrotécnico de baja tensión, concretamente las instrucciones técnicas complementarias siguientes:

- ITC-BT-18 (PUESTA A TIERRA)
- ITC-BT-19 (PRESCRIPCIONES GENERALES)
- ITC-BT-20 (SISTEMAS DE CANALIZACION)
- ITC-BT-21 (TUBOS Y CANALES)

Los cables y sistemas de conducción de cables deben instalarse de manera que no se reduzcan las características de la estructura del edificio en la seguridad contra incendios, Cumplirán con las características de la norma UNE 21123 o a la norma UNE 211002 (según la tensión asignada del cable),

Los conductores a emplear para la alimentación de los subcuadros serán de cobre de tensión asignada 0.6/1kV, no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida instalados en bandeja de rejilla zincada,

Los conductores que alimentan al resto de instalaciones serán de cobre y de tensión asignada 450/750 V, serán libres de halógenos, no propagadores de la llama, con emisión de humos y opacidad reducida, Irán en el interior de tubos en montaje superficial,

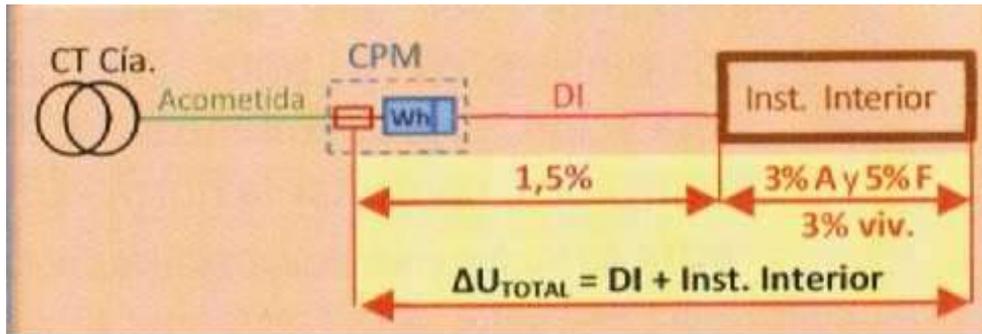
Ambas, seguirán un método de instalación B1, tal y como expresa la tabla B de la norma UNE 20,460-5-523 (tipos de instalación de cables no enterrados),

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables y esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos, Se entenderá como el color azul para el conductor neutro, verde-amarillo para el conductor de protección y marrón o negro para el conductor de fase siempre y cuando no se prevea su pase posterior a neutro,

La sección de los conductores se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación interior y cualquier punto de utilización sea menor del 3 % para alumbrado y del 5 % para los demás usos,

Esta caída de tensión se calculará considerando alimentados todos los aparatos de utilización susceptibles de funcionar simultáneamente y su valor podrá compensarse entre la instalación interior y la derivación individual, siempre y cuando la caída de tensión total sea inferior a la suma de los valores límites. (ver imagen)

En la siguiente imagen se observa el esquema de caída tensión desde la CPM hasta la instalación interior.



En nuestra instalación no se prevé la generación de armónicos por lo que la sección del neutro se dimensionará con la misma sección que los conductores de fase.

En el supuesto caso de que, si se generasen armónicos, tendríamos que tener en cuenta la corriente del neutro debida al tercer armónico. Esta corriente podría ser más elevada que la de la intensidad de fase, por lo que conviene que la sección del neutro se elija basándose en la corriente de neutro.

Para ello se aplicarían factores de reducción para corrientes armónicas, En la siguiente tabla se muestran dichos factores, según norma UNE-HD 60,364-5-52- Anexo E

Contenido de tercer armónico de corriente de línea (%)	Factor de reducción	
	Selección basada en la intensidad de fase	Selección basada en la corriente de neutro
0 - 15	1,0	-
15 - 33	0,86	-
33 - 45	-	0,86
> 45	-	1,0

21 *Tabla E.52-1: Factores de reducción para corrientes armónicas en cables con cuatro o cinco conductores aislados cuyo neutro es del mismo material y sección que los conductores de fase.*

1.3.11. CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCION

El cuadro general de mando y protección se situará lo más próximo del punto de entrada de la derivación individual según lo establecido en la ITC-BT-17.

De dicho cuadro saldrán las líneas que alimentan directamente a las líneas generales de distribución que llegan hasta los cuadros secundarios.

Se instalará en el origen del cuadro general de distribución un interruptor general automático de corte omnipolar con capacidad de seccionamiento y apertura en carga para realizar, de forma segura, operaciones de mantenimiento o reparación, En cualquier caso, la protección contra cortocircuitos y sobrecargas estará garantizada,

Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20,451 y UNE-EN 60,439 -3, con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 e IK07 según UNE-EN 50.102.

No se precisará de interruptor de control de potencia (I,C,P,) ya que dicho dispositivo vendrá integrado en el contador inteligente a instalar.

Los dispositivos generales e individuales de mando y protección serán, como mínimo:

- Un interruptor general automático de corte omnipolar, que permita su accionamiento manual y que esté dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos, Este interruptor será independiente del interruptor de control de potencia,
- Dispositivos de corte omnipolar, destinados a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos de cada uno de los circuitos interiores de la vivienda o local,
- Dispositivo de protección contra sobretensiones, según ITC-BT-23, si fuese necesario,

Se prescindirá del interruptor diferencial general, ya que se instalará uno por cada grupo de circuitos.

No obstante, debido a la instalación de diferenciales en serie, existirá una selectividad entre ellos.

El cuadro tipo a instalar será el modelo PRA13834, Cuadro PRAGMA 24 de empotrar 4 filas y 96 elementos de 18 mm, Equipados de puertas reversibles con empuñaduras que admiten una cerradura con llave.

La totalidad máxima de nuestra instalación daría cabida para 72 pequeños interruptores automáticos, pero lo sobredimensionamos por previsión de líneas hacia otros subcuadros.

Las dimensiones se representan en la siguiente tabla.

REFERENCIA	Nº DE FILAS	Nº DE MODULOS	DIMENSIONES (Al x An x Pro)
PRA13834	4	96	810 x 610 x215



1.3.11.1. SITUACION Y USO

El cuadro general de mando y protección se situará en la zona de vías de producción, justo bajo de la escalera de acceso a la zona de oficinas. (Ver planos).

Dicho cuadro alimentará directamente a los subcuadros C0, C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7 y C8.

1.3.11.2. PROTECCIONES

CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

El interruptor general automático (IGA) de corte omnipolar tendrá poder de corte suficiente para la intensidad de cortocircuito que pueda producirse en el punto de su instalación, de 4.500 A como mínimo.

Los demás pequeños interruptores automáticos (PIA's) y diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación, La sensibilidad de los interruptores diferenciales responderá a lo señalado en la instrucción ITC-BT-24.

Los dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de los circuitos interiores serán de corte omnipolar y tendrán los polos protegidos que corresponda al número de fases del circuito que protegen, Sus características de interrupción estarán de acuerdo con las corrientes admisibles de los conductores del circuito que protegen,

En la siguiente tabla se muestra cada una de las líneas que salen del cuadro general y su protección térmica y diferencial.

CIRCUITOS		
Nº Circuito	Protección Térmica (IGA)	Protección Diferencial
C0 Almacén	32 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	40 A, 30 mA, bipolar(1P+N)
C1 Vía 1	125 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	125 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)
C2 Vía 2	125 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	125 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)
C3 Envasa	25 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	25 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)
C4 Sala de maquinas	80 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	80 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)
C4.1 Comedor	16 A Tetrapolar C 10kA (3P+N)	25 A, 300 mA, Tetrapolar (3P+N)
C5 Preparado	32 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	40 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)
C6 Cortado	50 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	63 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)
C7 Aparado	40 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	40 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)
C8 Oficinas	25 A Tetrapolar C 20kA (3P+N)	25 A, 30 mA, Tetrapolar (3P+N)

1.3.11.3. CARACTERISTICAS DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION A SUBCUADROS

Los circuitos que alimentan a cada uno de los subcuadros se dimensionaran siguiendo los criterios establecidos en el reglamento electrotécnico de baja tensión,

Los circuitos cumplirán con lo establecido anteriormente en el capítulo 1,4,10,

Circuito	Tensión (V)	Long. (m)	Sección (mm ²)	P. Cálculo (W)	I. Cálculo (A)	I. Adm. (A)	Caída Tensión (V)
C0 Almacén	230,00	25,00	2x6+TTx6Cu	440,00	26,20	34,00	3,46
C1 Vía 1	400,00	19,00	4x35+TTx16Cu	52.153,00	94,1	114,00	1,48
C2 Vía 2	400,00	14,00	4x35+TTx16Cu	51.381,00	87,25	114,00	1,06
C3 Envasa	400,00	12,00	4x4+TTx4Cu	11.136,00	20,09	32,00	1,66
C4 Sala de maquinas	400,00	32,00	4x10+TTx10Cu	41.340,40	44,14	57,00	4,04
C4.1 Comedor	400,00	20,00	4x2,5+TTx2,5Cu	2.874,40	5,19	18,00	1,08
C5 Preparado	400,00	40,00	4x6+TTx6Cu	18.373,00	33,15	41,00	6,37
C6 Cortado	400,00	60,00	4x10+TTx10Cu	19.200,40	27,43	57,00	3,62
C7 Aparado	400,00	65,00	4x10+TTx10Cu	18.636,00	33,62	57,00	5,99
C8 Oficinas	400,00	16,00	4x4+TTx4Cu	13.708,00	24,73	32,00	2,83

A modo de ejemplo, en el punto 3.1.4 del anexo 2 de cálculos se dimensionará paso a paso la línea de alimentación al subcuadro 2.

1.3.12. SUBCUADROS

Como se comentó en el punto anterior del cuadro general partirán las líneas hacia cada uno de los subcuadros distribuidos por toda la nave industrial.

En cada uno de ellos se dispondrá de dispositivos de mando y protección para cada una de las líneas generales de distribución y las de alimentación directa a receptores, La

disposición de cada uno de los interruptores del cuadro se colocará de forma vertical y se indicara mediante una placa indicadora a que circuito pertenecen.

Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439 -3 con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 e IK07 según UNE-EN 50.102.

1.3.12.1 SITUACION

Estarán distribuidos por toda la nave industrial cercanos a la zona que van a dar servicio, (Ver planos)

En la siguiente tabla se muestra a que zona pertenece cada uno de ellos

SUBCUADROS					
Nº	Zona	Nº aparatos	Nº elementos	ESCOGIDO	Nº Filas
SC0	Almacén	9	18	24 elementos 360 x 610	1 x 24
SC1	Vía 1	48	152	160 elementos 800 x 550	5 x 32
SC2	Vía 2	29	88	96 elementos 810 x 610	4 x 24
SC3	Envasa	20	46	54 elementos 660 x 486	3 x 18
SC4	Sala de maquinas	11	34	36 elementos 510 x 486	2 x 18
SC4.1	Comedor	6	16	18 elementos 300 x 486	1 x 18
SC5	Preparado	25	54	54 elementos 660 x 486	3 x 18
SC6	Cortado	19	44	48 elementos 510 x 610	2 x 24
SC7	Aparado	18	38	48 elementos 510 x 610	2 x 24
SC8	Oficinas	16	42	48 elementos 510 x 610	2 x 24

Nos referimos a elemento como al espacio que ocupa un PIA. Por ejemplo, un dispositivo tetrapolar ocuparía 4 elementos.

1.3.12.2 PROTECCIONES

Cada uno de los subcuadros que se mencionaron en el punto anterior se distribuyen con los siguientes circuitos.

En las siguientes tablas se muestra la protección térmica y diferencial para cada una de ellas.

SC0 ALMACEN		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
C0.1	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C0.2	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
C0.3	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
C0.4	10 A Bipolar C, 6 kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C0.5	16 A Bipolar C, 6 kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)

SC1 Vía 1		
Circuito	Protección térmica	Protección diferencial
C1.1	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C1.2	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.3	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C1.4	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.5	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.6	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.7	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.8	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.9	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C1.10	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.11	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.12	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.13	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (3P+N)
C1.14	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	
C1.15	16 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
C1.16	16 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	
C1.17	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.18	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.19	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C1.20	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
TC.2	16 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
TC.V1.2	16 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	
TC.V1	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	40 A, 30 mA, (3P+N)
TC.V1.1	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	
AL.5	10 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.5.1	10 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	

SC 2 Vía 2		
Circuito	Protección térmica	Protección diferencial
C2.1	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C2.2	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C2.3	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C2.4	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C2.5	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C2.6	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C2.7	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (P+N)
C2.8	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C2.9	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C2.10	16 A Bipolar C, 15kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C2.11	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
TC.V2	16 A Tetrapolar C, 15kA (3P+N)	40 A, 30 mA, (3P+N)
TC.3	16 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	
AL.7	10 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
TC.V2.1	16 A Bipolar C, 10kA (1P+N)	

SC3 ENVASA		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
C3.1	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C3.2	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C3.3	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C3.4	16 A Bipolar C, 6 kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C3.5	16 A Bipolar C, 6 kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.6	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.6.1	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.9	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.10	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
TC.E1.2	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
TC.E1	16 A Tetrapolar C, 6kA (3P+N)	

SC4 INST.		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
C4.1	20 A Tetrapolar C, 10kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C4.2	20 A Tetrapolar C, 10kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
C4.3	16 A Tetrapolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.8	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
TC.0.8	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	

SC4.1 COMEDOR		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
AL.1.12	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.13	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
TC.1.5	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)

SC5 PREPARADO		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
C5.1	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
C5.2	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
C5.3	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C5.4	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C5.5	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.11	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.12	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.13	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.19	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.1.5	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
TC.11	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.1.6	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.7	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.1.8	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.9	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	

SC6 CORTADO		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
C6.1	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)

C6.2	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C6.3	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C6.4	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C6.5	16 A Tetrapolar C 6kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (3P+N)
TC.1.4	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
TC.10	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.14	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.10	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.20	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	

SC7 APARADO		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
TC.4	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
TC.5	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
TC.6	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
TC.7	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
TC.8	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	40 A, 30 mA, (1P+N)
TC.9	16 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.15	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.16	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.17	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.18	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
AL.19	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)

SC8 OFICINAS		
Circuito	Protección térmica	Diferencial
C7.1	16 A Tetrapolar C 6kA (3P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
C7.2	16 A Tetrapolar C 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
TC.1.1	16 A Bipolar C 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.1	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.4	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
TC.1.2	16 A Bipolar C 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.2	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	
TC.1.3	16 A Bipolar C 6kA (1P+N)	25 A, 30 mA, (1P+N)
AL.1.3	10 A Bipolar C, 6kA (1P+N)	

El cálculo de cada una de las protecciones se detallará en el anexo de cálculos 2.

1.3.12.2 CARACTERISTICAS DE LOS CIRCUITOS DE RECEPTORES

Los conductores a utilizar para cada uno de los circuitos receptores, serán del tipo **H07Z1-K (AS) 450/750V**. En la siguiente tabla se muestran las características de cada circuito.

Circuitos	Tensión (V)	Long (m)	Sección (mm ²)	Potencia Calculo (W)	I. Calculo (A)	I. Adm, (A)	Caida Tensión (%)
C0.1	230	30,00	2x1,5+TTx1,5	576,00	2,49	14,50	0,81
C0.2	230	30,00	2x1,5+TTx1,5	720,00	3,12	14,50	1,01
C0.3	230	24,00	2x1,5+TTx1,5	720,00	3,12	14,50	0,81
C0.4	230	27,00	2x1,5+TTx1,5	324,00	1,40	14,50	0,41
C0.5	230	30,00	2x2,5+TTx2,5	2.500,00	13,53	20,00	2,20
C1.1	230,00	5,00	2x2,5+TTx2,5	2.000,00	10,83	20,00	0,29
C1.2	400,00	20,00	4x2,5+TTx2,5	4.375,00	7,89	18,00	0,42
C1.3	230,00	19,00	2x2,5+TTx2,5	2.625,00	14,21	20,00	1,47
C1.4	400,00	8,00	4x2,5+TTx2,5	6.875,00	12,4	18,00	0,81
C1.5	400,00	11,00	4x2,5+TTx2,5	6.875,00	12,4	18,00	0,37
C1.6	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5	4.500,00	8,12	18,00	0,32
C1.7	400,00	9,00	4x2,5+TTx2,5	3.450,00	4,98	18,00	0,15
C1.8	400,00	9,00	4x2,5+TTx2,5	3.450,00	4,98	18,00	0,15
C1.9	230,00	13,00	2x2,5+TTx2,5	300,00	1,62	20,00	0,11
C1.10	400,00	13,00	4x2,5+TTx2,5	6.120,00	8,83	18,00	0,38
C1.11	400,00	19,00	4x2,5+TTx2,5	5.000,00	9,02	18,00	0,45
C1.12	400,00	18,00	4x2,5+TTx2,5	7.000,00	11,89	18,00	0,61
C1.13	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5	1.375,00	7,44	20,00	0,86
C1.14	400,00	24,00	4x2,5+TTx2,5	3.750,00	6,77	18,00	0,42
C1.15	230,00	7,00	2x2,5+TTx2,5	400,00	2,17	20,00	0,08
C1.16	230,00	27,00	2x2,5+TTx2,5	400,00	2,17	20,00	0,3
C1.17	400,00	25,00	4x2,5+TTx2,5	3.750,00	6,77	18,00	0,44
C1.18	400,00	17,00	4x2,5+TTx2,5	375,00	0,68	18,00	0,03
C1.19	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5	1.500,00	8,12	20,00	0,94
C1.20	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5	3.750,00	6,77	18,00	0,27
TC.2	230,00	35,00	2x2,5+TTx2,5	2.500,00	13,53	20,00	2,2
TC.V1.2	230,00	33,00	2x2,5+TTx2,5	2.500,00	13,53	20,00	2,20
TC.V1	400,00	28,00	4x2,5+TTx2,5	3.000,00	5,41	18,00	0,56
TC.V1.1	400,00	28,00	4x2,5+TTx2,5	3.000,00	5,41	18,00	0,56
AL.5	230,00	32,00	2x1,5+TTx1,5	756,00	3,27	14,5	1,06
AL.5.1	230,00	34,00	2x1,5+TTx1,5	864,00	3,74	14,5	1,21
C2.1	400,00	10,00	4x2,5+TTx2,5Cu	6.875,00	12,4	18,00	0,34
C2.2	400,00	20,00	4x2,5+TTx2,5Cu	4.500,00	8,12	18,00	0,43

C2.3	400,00	12,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3.450,00	4,98	18,00	0,19
C2.4	400,00	16,00	4x2,5+TTx2,5Cu	6.150,00	8,88	18,00	0,47
C2.5	400,00	18,00	4x10+TTx10Cu	7.000,00	11,23	18,00	0,61
C2.6	230,00	7,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.000,00	10,83	20,00	0,4
C2.7	230,00	25,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.375,00	7,44	20,00	0,97
C2.8	400,00	30,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3.750,00	6,77	18,00	0,53
C2.9	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.500,00	8,12	20,00	0,85
C2.10	230,00	8,00	2x2,5+TTx2,5Cu	300,00	1,62	20,00	0,07
C2.11	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5Cu	7.500,00	13,53	18,00	0,56
TC.V2	400,00	18,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3.450,00	6,22	18,00	0,29
TC.3	230,00	23,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,68
AL.7	230,00	22,00	2x1,5+TTx1,5Cu	756,00	3,64	14,5	0,78
TC.V2.1	230,00	18,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,32
C3.1	230,00	27,00	2x2,5+TTx2,5Cu	500,00	2,71	20,00	0,38
C3.2	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	300,00	1,62	20,00	0,13
C3.3	230,00	12,00	2x2,5+TTx2,5Cu	300,00	1,62	20,00	0,1
C3.4	230,00	10,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.500,00	8,12	20,00	0,43
C3.5	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5Cu	800,00	4,33	20,00	0,49
AL.6	230,00	30,00	2x1,5+TTx1,5Cu	864,00	3,74	14,5	1,21
AL.6.1	230,00	30,00	2x1,5+TTx1,5Cu	864,00	3,74	14,5	1,21
AL.9	230,00	42,00	2x1,5+TTx1,5Cu	576,00	2,49	14,5	1,13
AL.10	230,00	40,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,80
TC.E1.2	230,00	28,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	2,05
TC.E1	400,00	28,00	4x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	4,51	18,00	0,33
C4.1	400,00	6,00	4x4+TTx4Cu	9.375,00	16,92	24,00	0,69
C4.2	400,00	8,00	4x4+TTx4Cu	9.375,00	16,92	24,00	0,69
C4.3	230,00	4,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	0,29
AL.8	230,00	9,00	2x1,5+TTx1,5Cu	216,00	0,94	14,5	0,09
TC.0.8	230,00	10,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	0,73
SC.4.1	400,00	20,00	4x2,5+TTx2,5Cu	2.874,4	5,19	18,00	0,27
AL.1.10	230,00	20,00	2x1,5+TTx1,5Cu	180,00	0,78	14,5	1,36
AL.1.11	230,00	18,00	2x1,5+TTx1,5Cu	194,4	0,84	14,5	1,35
TC.1.5	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	2,65
C5.1	230,00	12,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.400,00	7,58	20,00	0,48
C5.2	230,00	10,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.400,00	7,58	20,00	0,4
C5.3	230,00	5,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	0,37
C5.4	230,00	8,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.625,00	8,8	20,00	0,37
C5.5	230,00	8,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.625,00	8,8	20,00	0,37
AL.11	230,00	27,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,74
AL.12	230,00	29,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,79
AL.13	230,00	31,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,84
TC.1.4	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,46

AL.1.5	230,00	44,00	2x1,5+TTx1,5Cu	648,00	2,81	14,5	0,8
TC.11	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,46
AL.1.6	230,00	42,00	2x1,5+TTx1,5Cu	648,00	2,81	14,5	0,76
AL.1.7	230,00	39,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,78
AL.1.8	230,00	44,00	2x1,5+TTx1,5Cu	72,00	0,31	14,5	0,15
AL.1.9	230,00	36,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,72
C6.1	230,00	12,00	2x2,5+TTx2,5Cu	937,5	5,07	20,00	0,32
C6.2	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	937,5	5,07	20,00	0,4
C6.3	230,00	18,00	2x2,5+TTx2,5Cu	937,5	5,07	20,00	0,47
C6.4	230,00	21,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.375,00	7,44	20,00	0,82
C6.5	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5Cu	7.500,00	13,53	18,00	0,56
TC.1.4	230,00	20	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,46
TC.10	230,00	19,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,39
AL.14	230,00	43,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,50	1,17
AL.1.10	230,00	19,00	2x1,5+TTx1,5Cu	288,00	1,25	14,50	0,25
AL.20	230,00	22,00	2x1,5+TTx1,5Cu	590,4	2,56	14,50	0,61
TC.4	230,00	30,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	2,2
TC.5	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,1
TC.6	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,46
TC.7	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,83
TC.8	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,46
TC.9	230,00	25,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,83
AL.15	230,00	32,00	2x2,5+TTx2,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,87
AL.16	230,00	25,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.080,00	4,68	14,5	0,76
AL.17	230,00	29,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,58
AL.18	230,00	26,00	2x1,5+TTx1,5Cu	720,00	3,12	14,5	0,87
AL.19	230,00	40,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,8
C7.1	400,00	27,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3.750,00	6,77	18,00	0,48
C7.2	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.250,00	6,77	20,00	0,78
TC.1.1	230,00	30,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	2,2
AL.1.1	230,00	28,00	2x1,5+TTx1,5Cu	388,8	1,68	14,5	0,51
AL.1.4	230,00	13,00	2x1,5+TTx1,5Cu	226,8	0,98	14,5	0,14
TC.1.2	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,1
AL.1.2	230,00	21,00	2x1,5+TTx1,5Cu	324,00	1,4	14,5	0,32
TC.1.3	230,00	17,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,24
AL.1.3	230,00	23,00	2x1,5+TTx1,5Cu	518,4	2,24	14,5	0,56

En la tabla anterior se han definido las líneas que alimentan a todos los receptores de la nave industrial tanto de alumbrado como de fuerza.

Los valores de caída de tensión para alumbrado serán como máximo del 3% y para fuerza del 5%. Dado que tenemos líneas monofásicas y trifásicas, la caída máxima de tensión para cada una de ellas será la siguiente:

- Caída de tensión para líneas de alumbrado monofásicas : $\Delta V = 230 \cdot 0,03 = 6,90 V$
- Caída de tensión para líneas de fuerza monofásicas : $\Delta V = 230 \cdot 0,05 = 11,50 V$
- Caída de tensión para líneas de alumbrado trifásicas : $\Delta V = 400 \cdot 0,03 = 12,00 V$
- Caída de tensión para líneas de fuerza trifásicas : $\Delta V = 400 \cdot 0,05 = 20,00 V$

En el anexo de cálculos 2 se detalla el cálculo de las líneas.

1.3.13. PROTECCION CONTRA SOBREINTENSIDADES

Los dispositivos de protección estarán previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las cargas, a las propias canalizaciones o al medio ambiente del entorno. Para ello la intensidad nominal de los dispositivos de protección será inferior a la intensidad máxima admisible por las conducciones a fin de interrumpir el funcionamiento del circuito antes de que estas se vean dañadas. Se tendrá en cuenta la repartición de cargas y el máximo equilibrio de los diferentes conductores.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable contra sobrecargas deberá satisfacer la condición siguiente:

$$I \leq I_n \leq 0,91 * I_z$$

I= Intensidad de la instalación (A).

I_n= Intensidad nominal del fusible o magnetotérmico (A).

I_z= Intensidad admisible del conductor (A).

1.3.14. PROTECCION CONTRA CONTACTO DIRECTOS E INDIRECTOS

En el apartado 1.4.7-1.4.8 , el cual está destinado a la instalación solar fotovoltaica, hablamos de la protección contra contactos directos e indirectos.

Cuyas características son las mismas en cuanto a dispositivos de corriente alterna (diferenciales, interruptores automáticos, etc.)

1.3.15. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

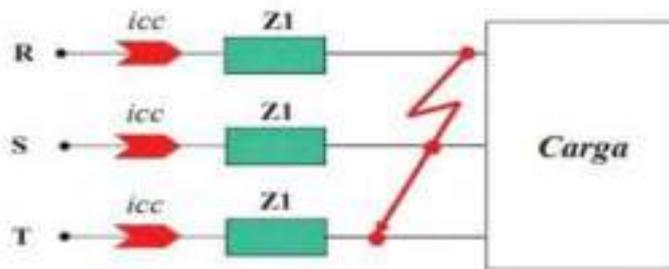
Previamente para poder determinar el poder de corte de los dispositivos de protección ha de calcularse la corriente de cortocircuito para cada una de las líneas.

Destacamos los dos tipos de cortocircuito con más relevancia en las instalaciones de baja tensión y en nuestro caso los que se han considerado como objeto de estudio.

Cortocircuito trifásico y fase-neutro:

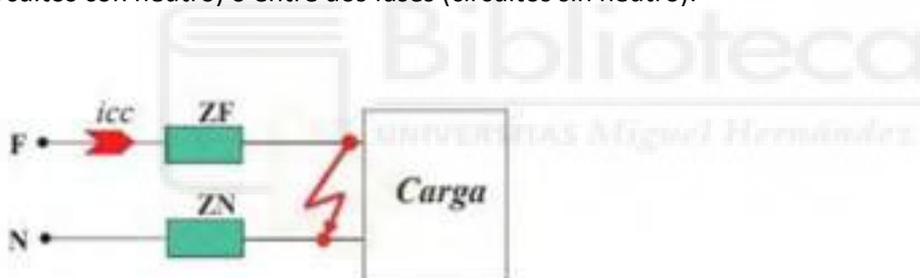
Cortocircuito trifásico:

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en los bornes de salida del dispositivo de protección, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de mayor aporte. En general, en las instalaciones de baja tensión el tipo de cortocircuito de mayor aporte es el trifásico.



Cortocircuito fase-neutro:

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en el extremo del circuito protegido, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de menor aporte. En las instalaciones de baja tensión los tipos de cortocircuito de menor aporte son el fase-neutro (circuitos con neutro) o entre dos fases (circuitos sin neutro).



1.3.16. DESCRIPCION DEL ALUMBRADO

1.3.16.1 ILUMINACION INTERIOR

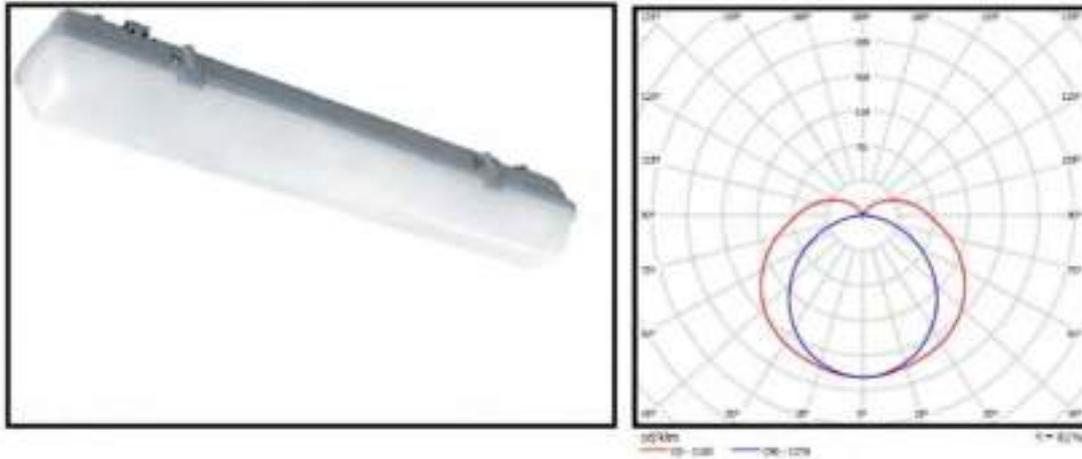
Para cada una de las estancias se ha determinado que tipo de luminaria utilizar para que de esta forma se establezca un flujo luminoso acorde a la zona. Dividimos el edificio en zona de producción, almacenamiento y administración, por lo que la iluminación a utilizar tendrá unas características distintas.

En las siguientes tablas se muestra las características de cada luminaria, así como su emisión de luz.

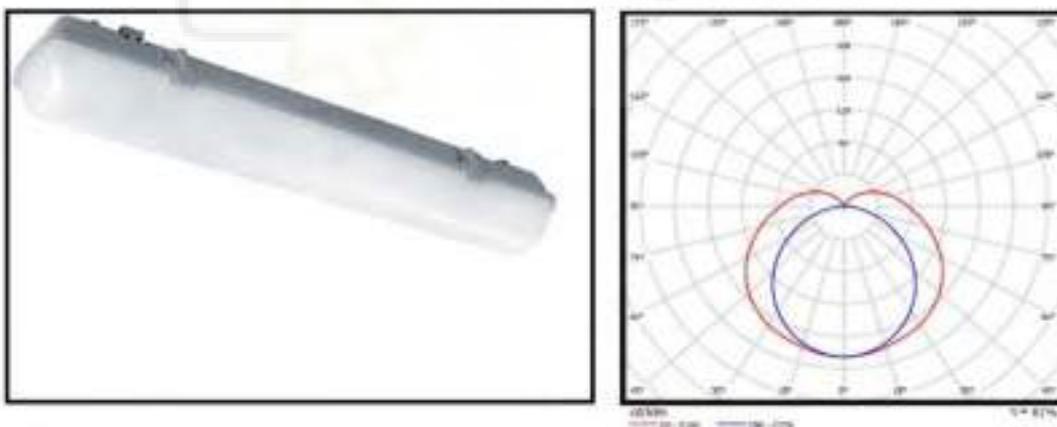
Zona de producción y almacenamiento:

Luminaria:	Secom, Berna Eco led estanca
Referencia	907 60 84
Potencia:	60,00 W

Flujo Luminoso:	8.631 lm
Temperatura de color:	4.000 K
Tipo de lámpara:	LED (216 x OSRAM DURIS E5)

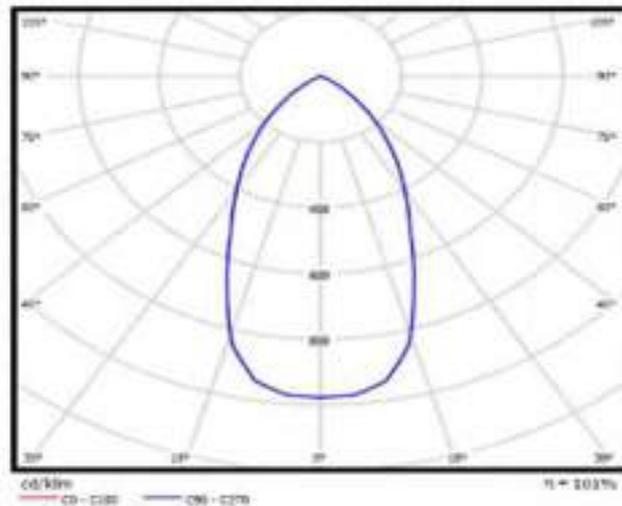


Luminaria:	Secom, Berna Eco led estanca
Referencia	907 40 84
Potencia:	40,00 W
Flujo Luminoso:	5.788lm
Temperatura de color:	4.000 K
Tipo de lámpara:	LED (144 x OSRAM DURIS E5)

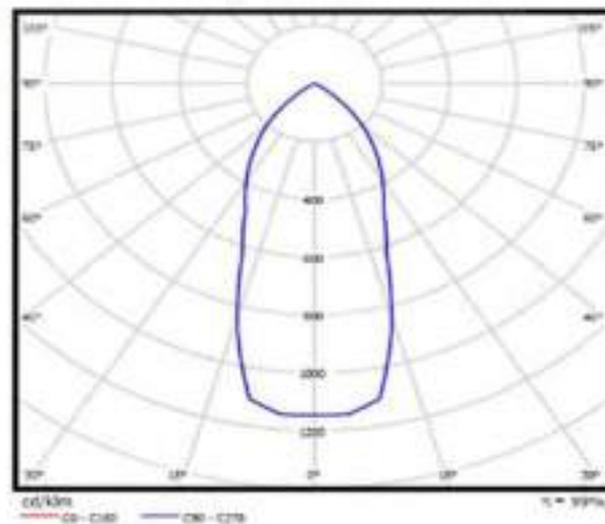


Zona de administración, aseos y comedor.

Luminaria:	Lamp, Kombic Bright 5000 NW Dali
Referencia	924 15 30
Potencia:	36,00 W
Flujo Luminoso:	4.012 lm
Temperatura de color:	4.000 K
Tipo de lámpara:	LED

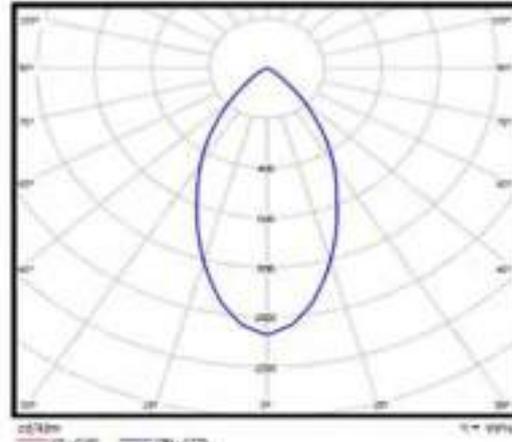
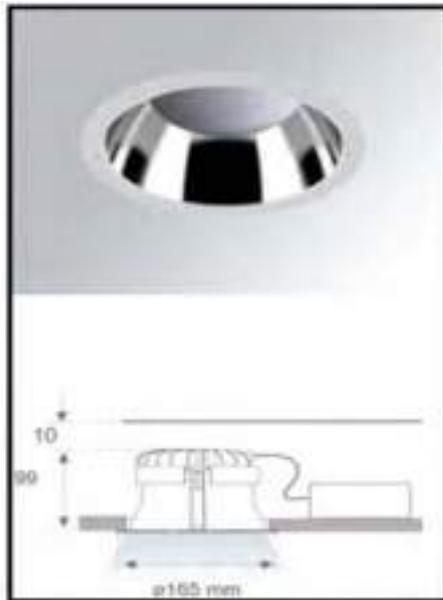


Luminaria:	Lamp, Kombic Bright 2000 NW Dali
Referencia	928 14 90
Potencia:	18,00 W
Flujo Luminoso:	1.960 lm
Temperatura de color:	4.000 K
Tipo de lámpara:	LED



Luminaria:	Lamp, Mini Kombic G2 RD 1800 Nw Br/Wh
Referencia	mk2rd20840dbw
Potencia:	12,00 W
Flujo Luminoso:	1.400 lm

Temperatura de color:	4.000 K
Tipo de lámpara:	LED



Todas las luminarias empleadas son led con una eficiencia luminosa superior a los 100 lm/w, lo que las hace realmente interesantes en cuanto a una reducción del consumo eléctrico.

La temperatura de color que se ha considerado para todas las estancias es de 4000 K, dado que se adapta a cualquier estancia, es completamente blanca y no cambia el color de los objetos. En nuestro caso, dado que en la industria es de calzado, es fundamental no tener ninguna alteración de colores y ver el producto, tal y como es.

1.3.16.2 NIVELES LUMINICOS EN RELACION A LA ESTANCIA

Para una adecuada seguridad y productividad en el ambiente de trabajo, se han seguido los criterios establecidos por la norma UNE 12464.1 para la iluminación de interiores.

Las estancias que nos vamos a encontrar en la presente actividad industrial es la que se muestra en la tabla siguiente:

Recomendaciones Norma UNE 12464.1 sobre iluminación interior				
Zona	Em (lux)	UGR	U0	Ra
Circulaciones	100,00	25,00	0,40	40,00
Almacén	100,00	25,00	0,40	60,00

Puestos de trabajo	300,00	25,00	0,60	80,00
Oficina	500,00	19,00	0,60	80,00
Comedor	200,00	-	-	-

Donde:

- Em (lux): Iluminancia media en la superficie de referencia y se define como la iluminación que produce un lumen que incide sobre una superficie de un metro cuadrado.
- UGR: desde el punto de vista físico, una pérdida o disminución de la capacidad visual debido al exceso de luminancia del objeto que se observa o incide sobre el ojo.
- Uo: La uniformidad hace referencia a la iluminancia proporcionada sobre la superficie de referencia. Es un factor adimensional y matemáticamente se define como:

$$Uo = \frac{Lmin}{Lmax}$$

- Ra : Rendimiento de colores mínimos en la superficie de referencia.

Los valores establecidos para el presente proyecto se muestran en la siguiente tabla y se han calculado en base a un software de cálculo luminotécnico. En nuestro caso, dicho software es DIALux.

Planta Baja					
Zona	Superficie (m2)	Luminaria	Nº Luminarias	Iluminancia media(lx)	Uniformidad
Almacén 1	213,70	SECOM BERNA LED 40W	25,00	136,00	0,34
Vías de producción	265,63	SECOM BERNA LED 60W	43,00	262,00	0,54
	220,21	SECOM BERNA LED 60W			
	115,67	SECOM BERNA LED 60W			
Almacén envasa	106,94	SECOM BERNA LED 40W	14,00	196,00	0,30
Cuarto de instalaciones	33,49	SECOM BERNA LED 60W	2,00	215,00	0,4

Aseo hombres 2	13,90	LAMP KOMBIC BRIGHT 2000	1,00	196,00	0,47
Aseo mujeres2	14,69	LAMP KOMBIC BRIGHT 2000	1,00	196,00	0,47
Cortado/ preparado/ Aparado	209,03	SECOM BERNA LED 60W	57,00	306,00	0,52
	186,65	SECOM BERNA LED 60W			
	239,86	SECOM BERNA LED 60W			
Almacén pieles	67,66	SECOM BERNA LED 40W	15,00	159,00	0,43
Vestíbulo	90,53	SECOM BERNA LED 60W	5,00	230,00	57,00
Garaje	174,00	SECOM BERNA LED 60W	6,00	132,00	0,45
Planta primera					
Sala expo 1	52,62	LAMP KOMBIC BRIGHT 5000	6,00	401,00	0,42
Muestrario	35,47	LAMP KOMBIC BRIGHT 2000	8,00	338,00	0,47
Sala de exposiciones 2	70,83	LAMP KOMBIC BRIGHT 5000	8,00	400,00	0,39
office	7,78	LAMP KOMBIC BRIGHT 2000	1,00	192,00	0,2
Aseo	8,21	LAMP KOMBIC BRIGHT 2000	1,00	184,00	0,3
Oficina 1	13,83	LAMP KOMBIC BRIGHT 5000	2,00	412,00	0,50
Oficina 2	35,24	LAMP KOMBIC BRIGHT 2000	5,00	433,00	0,58
Aseo Hombres	10,22	LAMP KOMBIC BRIGHT 5000	1,00	196,00	0,47
Aseo mujeres	10,21	LAMP KOMBIC BRIGHT 5000	1,00	196,00	0,47
Circulación P1	13,98	MINI KOMBIC G2 RD 1800	5,00	125,00	0,37
Comedor	70,39	LAMP KOMBIC BRIGHT 2000	10,00	230,00	0,20
Circulación Comedor	23,79	MINI KOMBIC G2 RD 1800	4,00	130,00	0,45
Archivo	66,45	SECOM BERNA LED 40W	10,00	147,00	0,44
Almacén 2	197,89	SECOM BERNA LED 40W	30,00	135,00	0,43

En el anexo de cálculos 2 se mostrará los gráficos de isocostes para cada una de las estancias

1.3.17. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACION

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

La puesta o conexión a tierra será por tanto la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte, del circuito eléctrico o de una parte conductora no

pertenciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

1.3.17.1 TOMA DE TIERRA

La toma de tierra de la instalación consistirá en un anillo perimetral en base a la cimentación del edificio formado por un elemento conductor, denominado electrodo, con poca resistencia en contacto con el terreno. Se pueden usar electrodos formados por barras o tubos, pletinas, conductores desnudos u otras estructuras enterradas que demuestren que son apropiadas.

Los conductores de cobre que se utilizan como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21022.

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

Las canalizaciones metálicas de otros servicios como (agua, gases inflamables, calefacción, etc.) no deben utilizarse como tomas de tierra por motivos de seguridad.

1.3.17.2 CONDUCTORES DE TIERRA

La sección de los conductores de tierra cumplirá con lo establecido en la tabla 1 de la ITC-BT-18. La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

TIPO	PROTEGIDO MECÁNICAMENTE	NO PROTEGIDO MECÁNICAMENTE
Protegido contra la corrosión (*)	Según apartado 3.4, tabla 2	16 mm ² Cobre
No protegido contra la corrosión	25 mm ² Cobre	
(*) La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.		

Tabla 1. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra

Aun así, según indica la ITC-BT-18 es recomendable que la sección mínima del conductor de tierra de cobre enterrado y desnudo sea de 35mm².

1.3.17.3 BORNES DE PUESTA A TIERRA

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra al cual deben unírseles conductores siguientes:

- Conductores de tierra
- Conductores de protección
- Conductores de unión equipotencial
- Conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible (CPM) un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo estará combinado con el borne principal de tierra, deberá ser desmontable necesariamente por medio de un útil y tendrá que ser mecánicamente seguro y asegurar la continuidad eléctrica.

Dicho borne de puesta a tierra estará situado en la Caja de Protección y Medida (C.P.M.).

En la siguiente imagen se muestra el borne principal de tierra junto con el mecanismo que permite medir la resistencia de la toma de tierra.



1.3.17.4 CONDUCTOR DE PROTECCION

Los conductores de protección servirán para unir eléctricamente las masas de la instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla 2 de la ITC-BT-18.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación S (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección Sp (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$ (*)
$16 < S < 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$
(*)	

Tabla 2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

(*) Con un mínimo de:

- A. Si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre de:
- 2,5 mm²: si tienen una protección mecánica.
 - 4 mm²: si no tienen una protección mecánica.
- B. Si el conductor de protección es común a varios circuitos, la sección del conductor de protección se dimensionará en función de la mayor sección de los conductores de fase

Los valores de la tabla 2 solo son válidos en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos.

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

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

El conductor de protección de la canalización de alimentación se dimensiono en el capítulo 1.4.8.3.2.

1.3.17.5 RESISTENCIA PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACION

La puesta a tierra de la instalación objeto del presente proyecto constará de las siguientes características:

Resistividad del Terreno (ρ_t)	300 $\Omega \cdot m$
Picas verticales de acero recubierto de Cobre de 14 mm \varnothing y 2 metros de longitud.	6 picas
Conductor de cobre desnudo de 35 mm ² enterrado horizontalmente.	244,54 m

Los cálculos establecidos para calcular la puesta a tierra de la instalación se realizarán según lo establecido en ITC-BT-18.

La resistencia tanto del conductor de cobre desnudo de 35 mm² de sección enterrado horizontalmente como de cada pica de acero-cobre vertical de puesta a tierra de 14 mm \varnothing vendrá determinada por las siguientes ecuaciones:

$$- R_{PICA} = \frac{\rho}{L_p} \quad - R_{CONDUCTOR} = \frac{2 \cdot \rho}{L_c} \quad R_{INSTALACION} = \frac{R_{PICAS} \cdot R_{CONDUCTOR}}{R_{PICAS} + R_{CONDUCTOR}}$$

Donde:

- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).
- L_p : longitud de la pica (m).

- Lc: longitud del conductor (m).

Así pues, la resistencia del conjunto de picas y del conductor será de:

$$R_{PICAS} = 25,00 \Omega$$

$$R_{CONDUCTOR} = 2,454 \Omega$$

$$R_{INSTALACIÓN} = 2,234 \Omega$$

En el apartado de cálculos 2 en el punto 3.3 se muestra el desarrollo de las formulas empleadas.

1.3.18. FACTOR DE POTENCIA Y COMPESACION ENERGIA REACTIVA.

La instalación objeto del presente proyecto disponía de una batería de condensadores para corregir el factor de potencia y de esta forma compensar la energía reactiva.

Para su cálculo, dado que disponemos de las facturas eléctricas a lo largo de un año se podrá determinar el factor de potencia de la instalación que en nuestro caso coincidirá con el coseno phi al no disponer de la presencia de armónicos.

El factor de potencia vendrá determinado por:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Donde:

- P: Potencia activa (W)
- Q: Potencia reactiva (VAr)
- S: Potencia aparente (VA)
- Cos φ : Factor de potencia.

El factor de potencia de la instalación calculado en base a las facturas eléctricas es de 0,98, próximo a uno lo que quiere decir que dicho factor esta compensado mediante las baterías de condensadores.

En el apartado 3.6 del anexo de cálculos se muestra el cálculo real del factor de potencia de la instalación.

Para poder ejemplificar como sería el cálculo de la compensación de la reactiva, hemos supuesto un factor de potencia de la instalación de 0,85 el cual será compensado baterías de condensadores hasta un valor de 0,97.

Destacamos dos maneras para compensar la energía reactiva, por un lado, de una forma individual y por otro de una forma centralizada.

COMPENSACIÓN INDIVIDUAL ADECUADA PARA:

- Grandes consumidores con una gran necesidad de potencia constante y por lo tanto con poca variación del $\cos \phi$.
- Gran cantidad de horas de servicio. Suele ser el caso de motores en media tensión.

Ventajas:

- Descargan a los conductores (sólo transportan corriente activa), disminuyen las pérdidas y limitan las caídas de tensión.

Inconvenientes:

- Inversión inicial en condensadores.

COMPENSACIÓN CENTRALIZADA ADECUADA PARA:

- Gran cantidad de pequeñas cargas con potencias diversas.
- Diferente cantidad de horas de servicio.
- Condiciones atmosféricas desfavorables (alta temperatura, humedad, etc.).
- Poco espacio disponible junto a la carga.

Ventajas:

- Fácil revisión y mantenimiento del equipo.
- Facilidad de realizar ampliaciones.
- Se adaptan mejor los condensadores correctores de la reactiva en cada instante (en compensación individual, batería de condensadores fija).
- El valor de la potencia capacitiva instalada es menor que en el caso de hacer toda la compensación individual.

Inconvenientes:

- No descarga las líneas en la instalación de usuario (no reduce pérdidas ni caídas de tensión.)

En nuestro caso, se elige una forma individualizada. La línea que llega hasta los condensadores parte del cuadro general de mando y protección. Su acoplamiento será en triángulo y las ecuaciones que rigen su dimensionamiento son las siguientes:

- $Q_c = P * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$ *Energía reactiva a compensar*
- $C = \frac{Q_c * 1000}{3 * U^2 * \omega}$; (*Capacida condensador*)

Se escoge una batería de condensadores de 70 KVAR.

En el punto 3.7 del anejo de cálculos 2 se muestra el desarrollo de las formulas.



CALCULOS INSTALACION INTERIOR

2. CALCULOS INSTALACION INTERIOR

El presente anejo de cálculos 2, pretende justificar paso a paso como se ha determinado el cálculo de líneas y protecciones entre otros.

Para ello, además, nos hemos apoyado en el software de cálculo dmelect, el cual nos dimensiona cada una de las líneas de distribución interior, desde la derivación individual hasta cada uno de los receptores.

2.1. CALCULO DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION Y RECEPTORES

En el presente capítulo se justificará el cálculo de los tres tipos de líneas que dispone nuestra instalación interior.

En primer lugar, se dimensionará una línea de fuerza, en este caso, es una línea para una maquina la cual es accionada en mayor medida por la acción de un motor trifásico de corriente de alterna.

Además de líneas de motor, se dispone de líneas de fuerza para otros usos las cuales se distribuyen a lo largo de toda de la industria.

Por último, se calculará líneas de alumbrado, que en nuestro caso serán líneas para luminarias fluorescentes y led.

Para el cálculo de cada una de las líneas se han considerado las siguientes formulas

Líneas Monofásicas:

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

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\phi}$$

Donde:

P: Potencia activa (w)

L: Longitud del conductor (m)

e: Caída de tensión máxima. Según REBT consideramos un 3% para líneas de alumbrado y un 5% para líneas de fuerza. En términos de voltaje para alumbrado serian 6,9 V y 11,5 V para fuerza.

I: Intensidad que circula por dicho conductor

U: Tensión asignada para ese conductor, (230 V).

Cos (ϕ): Factor de potencia.

γ : Conductividad, que en nuestro caso la hemos calculado para la temperatura de trabajo del conductor. Haciendo uso de las siguientes formulas:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad \rho = \rho_{20}[1 + a(T - 20)] \quad T = T_0 + \left[(T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 \right]$$

Donde:

γ = Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C.

Cu = 0.017241 ohmios·mm²/m

a = Coeficiente de temperatura:

$$Cu = 0.003929$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T₀ = Temperatura ambiente (°C):

Cables enterrados: 25°C

Cables al aire: 40°C

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

XLP: 90°C

PVC: 70°C

I = Intensidad prevista por el conductor (A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Líneas Trifásicas:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\delta}{\gamma \cdot e}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\delta}$$

Donde:

P: Potencia activa (w)

L: Longitud del conductor (m)

e: Caída de tensión máxima. Según REBT consideramos un 3% para líneas de alumbrado y un 5% para líneas de fuerza. En términos de voltaje para alumbrado serian 12V y 20 V para fuerza.

I: Intensidad que circula por dicho conductor (A)

U: Tensión asignada para ese conductor, (230 V).

Cos (ϕ): Factor de potencia.

γ : Conductividad, que en nuestro caso la hemos calculado para la temperatura de trabajo del conductor). Usando las formulas anteriores.

2.1.1. Línea motor. C.1.4

Para el cálculo de la línea motor, previamente conocemos la potencia que consume, su longitud, el factor de potencia y que es trifásico.

Además, nos basaremos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, especialmente en las instrucciones técnicas complementarias de instalaciones interiores o receptoras y motores:

- ITC-BT-19 (PRESCRIPCIONES GENERALES)
- ITC-CT-20 (SISTEMAS DE INSTALACION)
- ITC-BT-21 (TUBOS Y CANALES)
- ITC-BT-47 (MOTORES)

Empecemos calculando la intensidad máxima absorbida, que para ello utilizaremos la siguiente formula.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \quad (\text{Intensidad para linea trifásica})$$

Donde:

P: potencia del motor, que en nuestro caso equivale a 5.500 w

U: Tensión de alimentación, 400 V

Cos ϕ : 0,80

Sustituyendo los valores en la formula anterior obtenemos los siguiente:

$$I = \frac{5.500}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 9,92 \text{ A}$$

Aplicando el uso de la ITC-BT-47 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, el cual nos indica que los conductores de conexión que alimentan a un solo motor deben estar dimensionados para una intensidad del 125 % de la intensidad a plena carga del motor. Por tanto, resulta que la intensidad de cálculo es la siguiente:

$$I_{cal} = I \cdot 1,25 = 9,92 \cdot 1,25 = 12,4 \text{ A}$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo pasaremos a la determinación de la sección del conductor, para ello nos basaremos en la ITC-BT-19 y la norma UNE-HD 60.364-5-52

Dado que la instalación discurre bajo tubo empotrado en pared, haciendo uso primeramente de la tabla A.52.3 determinamos que el método de instalación empleado es del tipo B1.

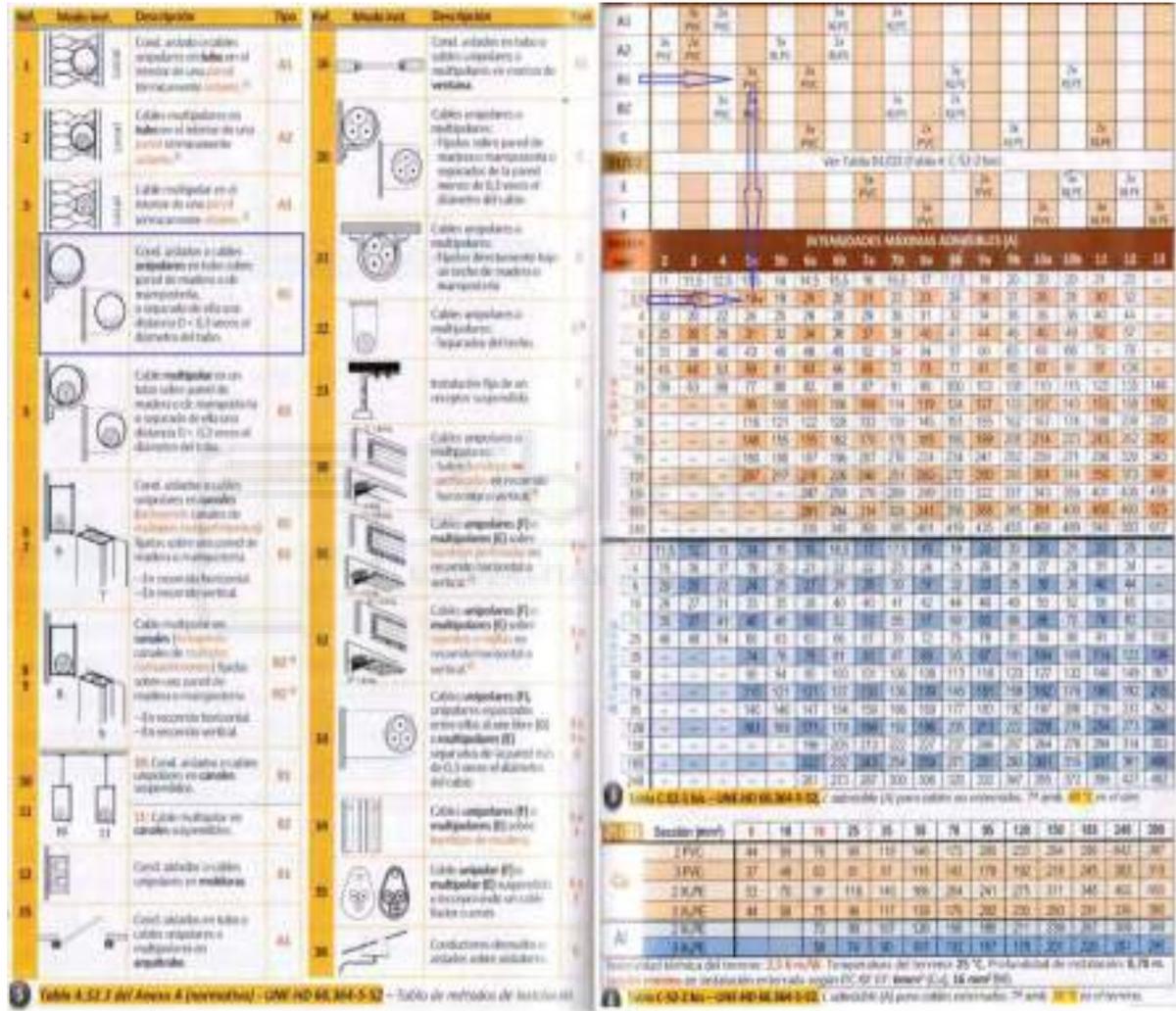
Entrando posteriormente en la tabla C-52-1 determinaremos que para una instalación tipo B1 con 3 conductores cargados con aislamiento a base de PVC, obtendremos la designación “ **3x PVC** “

Teniendo en cuenta que la intensidad de cálculo es de 12,4 A, una sección de 1,5 mm² soportaría dicha intensidad ya que la intensidad máxima admisible del conductor es de 13,5 A.

Sin embargo, para una línea de fuerza la sección mínima será de 2,5mm², por tanto, la sección a escoger será de 2,5 mm². Iadm=18A.

Además, dicha línea cumple el criterio de **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE, 18 > 12,4 A; CUMPLE**

En la siguiente imagen se muestra cada una de las tablas y la forma de acceso a ellas.



The image displays a technical drawing from a standard (UNE HD 60364-5-52) detailing cable selection criteria and providing a table of maximum admissible currents (I_{adm}). The drawing includes diagrams of cable trays and their installation methods. The table on the right lists I_{adm} values for different cable sections (from 1.5 mm² to 240 mm²) and configurations (e.g., PVC, PE, XLPE, etc.).

Una vez determinada la sección procederemos a calcular la caída de tensión de la línea y comprobar si es inferior al 5%.

Para su determinación, nos basaremos en la siguiente formula:

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

e: caída de tensión admisible (V)

I: intensidad de cálculo, 12,4 A

L: longitud de la línea (30 m)

S: sección del conductor (mm²)

Cosφ: factor de potencia, 0,8

γ: conductividad del material conductor (m/ohm·mm²)

Previamente calcularemos el valor de la conductividad, para ello nos basaremos en la siguientes formulas:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad \rho = \rho_{20}[1 + \alpha(T - 20)] \quad T = T_0 + [(T_{max} - T_0)\left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2]$$

Donde:

γ= Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ₂₀= Resistividad del conductor a 20°C.

$$\text{Cu} = 0.017241 \text{ ohmios}\cdot\text{mm}^2/\text{m}$$

a = Coeficiente de temperatura:

$$\text{Cu} = 0.003929$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T₀ = Temperatura ambiente (°C):

$$\text{Cables al aire} = 40^\circ\text{C}$$

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

$$\text{PVC} = 70^\circ\text{C}$$

I = Intensidad prevista por el conductor (12,4 A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (18 A).

$$T = 40 + \left[(70 - 40)\left(\frac{12,4}{18}\right)^2\right] = 54,23 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,017241[1 + 0,003929(54,23 - 20)] = 0,0195 \text{ ohmios}\cdot\text{mm}^2/\text{m}$$

$$\gamma = \frac{1}{0,0195} = 51,24 \text{ m/ohmios}\cdot\text{mm}^2$$

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios, sustituimos los datos en la ecuación de caída de tensión.

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 12,4 \cdot 0,8}{51,24 \cdot 2,5} = 4,02 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima es del 5 % según indica la ITC-BT-19, apartado 2.2.2 y que corresponde a 20 V.

$$\Delta V_{ma} \quad 400 \cdot 0,05 = 20V$$

Por tanto, concluimos que la caída de tensión en la línea motor es inferior a 20V

$$e < \Delta V_{max} \quad 4,02 < 20V \quad \text{CUMPLE CRITERIO CAIDA DE TENSION}$$

2.1.2. Línea de Alumbrado (AL.7)

Para el cálculo de la línea de alumbrado, previamente conocemos la potencia que consume, su longitud, el factor de potencia y que es monofásica.

Además, nos basaremos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, especialmente en las instrucciones técnicas complementarias de instalaciones interiores o receptoras y motores:

- ITC-BT-19 (PRESCRIPCIONES GENERALES)
- ITC-CT-20 (SISTEMAS DE INSTALACION)
- ITC-BT-21 (TUBOS Y CANALES)
- ITC-BT-44 (RECEPTORES PARA ALUMBRADO)

Empezamos calculando la intensidad máxima absorbida, que para ello utilizaremos la siguiente fórmula.

Para ello, previamente y haciendo uso de la ITC-BT-44, la potencia activa total se calculará aplicándole un coeficiente corrector de 1,8. Por tanto, la potencia de cálculo se calculará de la siguiente manera:

$$Pt = K \cdot P_{\text{lamparas o tubos}}$$

Donde:

Pt: potencia de cálculo (w)

K: Coeficiente corrector, en nuestro caso 1,8 ya que no tenemos en cuenta las corrientes armónicas de arranque y desequilibrio de fases

Cosφ: factor de potencia: 0,9

$$Pt = 1,8 \cdot 420 = 756W$$

Una vez determinada la potencia de cálculo, pasamos al cálculo de la intensidad que circulara por la línea.

$$I = \frac{Pt}{U \cdot \cos} \quad (\text{Intensidad para línea monofasica})$$

Donde:

Pt: potencia luminarias, que en nuestro caso equivale a 420 w

U: Tensión de alimentación, 230 V

$\cos\phi$: 0,9

Sustituyendo los valores en la fórmula anterior obtenemos lo siguiente:

$$I = \frac{756}{230 \cdot 0,9} = 3,65 \text{ A}$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo pasaremos a la determinación de la sección del conductor, para ello nos basaremos en la ITC-BT-19 y la norma UNE-HD 60.364-5-52

Dado que la instalación discurre bajo tubo empotrado en pared, haciendo uso primeramente de la tabla A.52.3 determinamos que el método de instalación empleado es del tipo B1.

Entrando posteriormente en la tabla C-52-1 determinaremos que para una instalación tipo B1 con 2 conductores cargados con aislamiento a base de PVC, obtendremos la designación “**2x PVC**”

Teniendo en cuenta que la intensidad de cálculo es de 3,65 A, una sección de 1,5 mm² soportaría dicha intensidad ya que la intensidad máxima admisible del conductor es de 14,5 A.

Además, dicha línea cumple el criterio de **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE, 14,5 > 3,65 A; CUMPLE**

En la siguiente imagen se muestra la tabla mediante la cual obtenemos la sección del conductor empleado, a través de su intensidad máxima admisible.



Tablas complementarias Anexo C de la norma actualmente vigente IAE-ND 60.264-S-52

Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																
A1		3x PVC	2x PVC			3x XLPE	2x XLPE											
A2		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE												
B1				3x PVC	2x PVC					3x XLPE						2x XLPE		
B2				3x PVC	2x PVC					3x XLPE			2x XLPE					
C						3x PVC			2x PVC			3x XLPE			2x XLPE			
D1/D2	Ver Tabla D1/D2 (Tabla 4: C-52-2 bis)																	
E						3x PVC				2x PVC			3x XLPE			2x XLPE		
F										3x PVC			2x PVC		3x XLPE		2x XLPE	

Sección		INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES (A)																	
mm²		2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cableado	1.5	11.5	12	13	14	15	16	16.5	17	17.5	18	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	—
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	—
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	105	108	110	115	122	135	148
	35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	160	182
	50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	—	—	—	148	155	156	162	170	176	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
150	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	—	
185	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	—	
240	—	—	—	—	330	345	363	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	—	
Cableado	2.5	11.5	12	13	14	15	16	16.5	17	17.5	18	19	20	20	20	21	23	25	—
	4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—
	6	20	20	22	24	25	27	29	30	31	32	33	35	36	36	38	40	44	—
	10	26	27	31	33	35	38	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—	—
	16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	—
	25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
	35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	90	97	101	104	109	114	122	138
	50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	
95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	

Una vez determinada la sección procederemos a calcular la caída de tensión de la línea y comprobar si es inferior al 3%.

Para su determinación, nos basaremos en la siguiente fórmula:

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

e: caída de tensión admisible (V)

I: intensidad de cálculo, 12,4 A

L: longitud de la línea (35 m)

S: sección del conductor (mm²)

Cosφ: factor de potencia: 0,9

γ : conductividad del material conductor (m/ohm·mm²)

Previamente calcularemos el valor de la conductividad, para ello nos basaremos en la siguientes formulas:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad \rho = \rho_{20}[1 + \alpha(T - 20)] \quad T = T_0 + \left[(T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 \right]$$

Donde:

γ = Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C.

Cu = 0.017241 ohmios·mm²/m

a = Coeficiente de temperatura:

Cu = 0.003929

T = Temperatura del conductor (°C).

T₀ = Temperatura ambiente (°C):

Cables al aire = 40°C

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

PVC = 70°C

I = Intensidad prevista por el conductor (12,4 A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (18 A).

$$T = 40 + \left[(70 - 40) \left(\frac{3,65}{13,5} \right)^2 \right] = 42,19 \text{ °C}$$

$$\rho = 0,017241[1 + 0,003929(42,19 - 20)] = 0,01874 \text{ ohmios} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\gamma = \frac{1}{0,01874} = 53,35 \text{ m/ohmios} \cdot \text{mm}^2$$

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios, sustituimos los datos en la ecuación de caída de tensión.

$$e = \frac{2 \cdot 35 \cdot 3,65 \cdot 0,9}{53,35 \cdot 1,5} = 2,87 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima es del 5 % según indica la ITC-BT-19, apartado 2.2.2 y que corresponde a 20 V.

$$\Delta V_{max} = 400 \cdot 0,05 = 20 \text{ V}$$

Por tanto, concluimos que la caída de tensión en la línea motor es inferior a 20V

$$e < \Delta V_{max} \quad 2,87 < 20 \quad \text{CUMPLE CRITERIO CAIDA DE TENSION}$$

2.1.3. Línea de Otros Usos (TC. V1)

Para el cálculo de la línea de otros usos, previamente conocemos la potencia que consume, su longitud, el factor de potencia y que es trifásica.

Además, nos basaremos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, especialmente en las instrucciones técnicas complementarias de instalaciones interiores o receptoras y motores:

- ITC-BT-19 (PRESCRIPCIONES GENERALES)
- ITC-CT-20 (SISTEMAS DE INSTALACION)
- ITC-BT-21 (TUBOS Y CANALES)
- ITC-BT-44 (RECEPTORES PARA ALUMBRADO)

Empezamos calculando la intensidad máxima absorbida, que para ello utilizaremos la siguiente fórmula.

En este caso, la potencia instalada, coincidirá con la potencia de cálculo, con lo cual tenemos:

$$P_c = P_{inst}$$

Donde:

- P_c : potencia de cálculo (w)
- P_{inst} : potencia instalada (w)
- $\cos\phi$: factor de potencia: 0,8

$$P_c = 3.000 \text{ W}$$

Una vez determinada la potencia de cálculo, pasamos al cálculo de la intensidad que circulara por la línea.

$$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \quad (\text{Intensidad para línea monofásica})$$

Donde:

U: Tensión de alimentación, 400 V

$\cos\phi$: 0,9

Sustituyendo los valores en la fórmula anterior obtenemos lo siguiente:

$$I = \frac{3.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 5,412 \text{ A}$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo pasaremos a la determinación de la sección del conductor, para ello nos basaremos en la ITC-BT-19 y la norma UNE-HD 60.364-5-52

Dado que la instalación discurre bajo tubo empotrado en pared, haciendo uso primeramente de la tabla A.52.3 determinamos que el método de instalación empleado es del tipo B1.

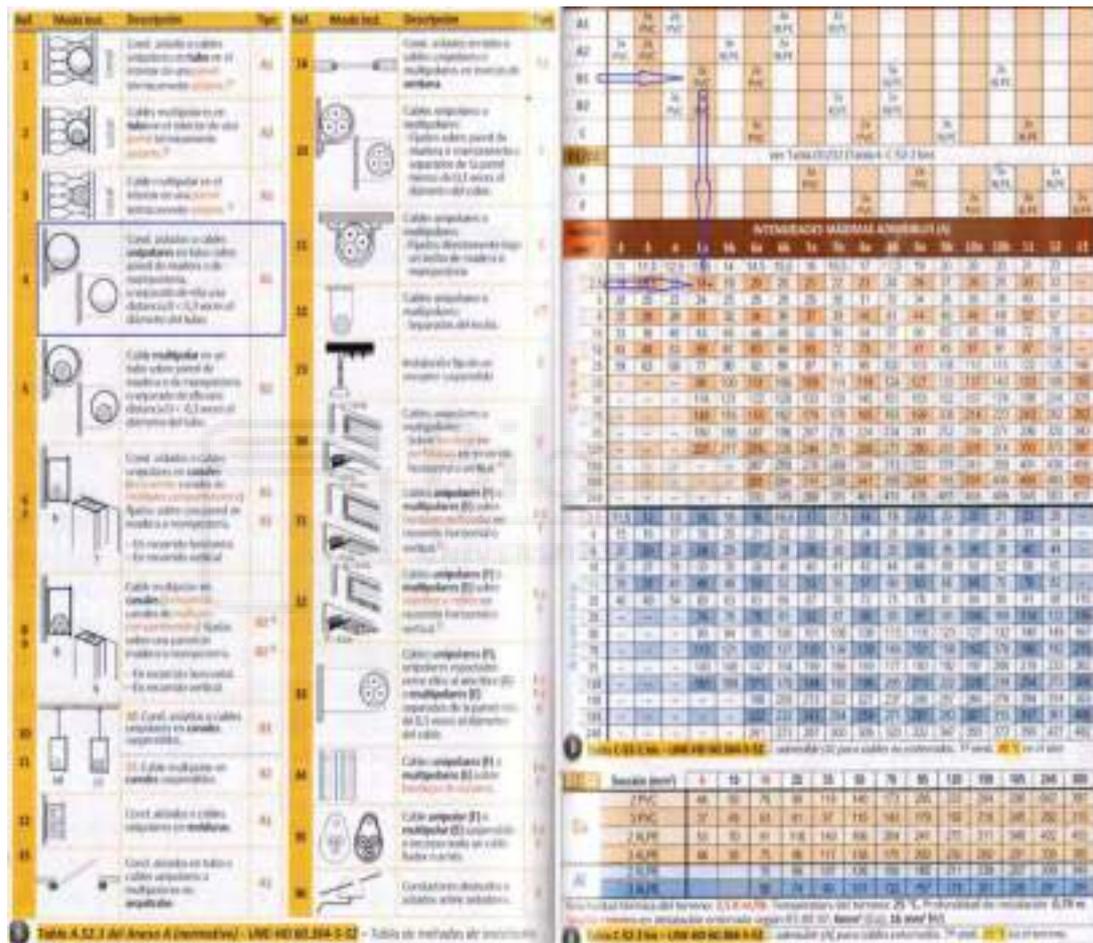
Entrando posteriormente en la tabla C-52-1 determinaremos que para una instalación tipo B1 con 2 conductores cargados con aislamiento a base de PVC, obtendremos la designación “**3x PVC**”

Teniendo en cuenta que la intensidad de cálculo es de 5,412 A, una sección de 1,5 mm² soportaría dicha intensidad ya que la intensidad máxima admisible del conductor es de 13,5 A.

Sin embargo, para una línea de fuerza la sección mínima será de 2,5mm², por tanto, la sección a escoger será de 2,5 mm². Iadm=18A

Además, dicha línea cumple el criterio de **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE, 18 > 5,412 A; CUMPLE**

En la siguiente imagen se muestra la tabla mediante la cual obtenemos la sección del conductor empleado, a través de su intensidad máxima admisible.



Una vez determinada la sección procederemos a calcular la caída de tensión de la línea y comprobar si es inferior al 5%.

Para su determinación, nos basaremos en la siguiente formula:

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

Donde:

e: caída de tensión admisible (V)

I: intensidad de cálculo: 7,216 A

L: longitud de la línea: (10 m)

S: sección del conductor (mm²)

Cosφ: factor de potencia: 0,8

γ: conductividad del material conductor (m/ohm·mm²)

Previamente calcularemos el valor de la conductividad, para ello nos basaremos en la siguientes formulas:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad \rho = \rho_{20}[1 + \alpha(T - 20)] \quad T = T_0 + \left[(T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 \right]$$

Donde:

γ= Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ₂₀= Resistividad del conductor a 20°C.

$$Cu = 0.017241 \text{ ohmios} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

a = Coeficiente de temperatura:

$$Cu = 0.003929$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T₀ = Temperatura ambiente (°C):

$$\text{Cables al aire} = 40^\circ\text{C}$$

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

$$\text{PVC} = 70^\circ\text{C}$$

I = Intensidad prevista por el conductor (7,216 A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (18 A).

$$T = 40 + \left[(70 - 40) \left(\frac{5,412}{18} \right)^2 \right] = 42,71 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,017241[1 + 0,003929(42,71 - 20)] = 0,01877 \text{ ohmios} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\gamma = \frac{1}{0,01877} = 53,24 \text{ m/ohmios} \cdot \text{mm}^2$$

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios, sustituimos los datos en la ecuación de caída de tensión.

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 5,412 \cdot 0,8}{53,24 \cdot 2,5} = 0,563 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima es del 5 % según indica la ITC-BT-19, apartado 2.2.2 y que corresponde a 20 V.

$$\Delta V_{max} = 400 \cdot 0,05 = 20V$$

Por tanto, concluimos que la caída de tensión en la línea motor es inferior a 20V

$$e < \Delta V_{max} \quad 0,563 < 20V \quad \text{CUMPLE CRITERIO CAIDA DE TENSION}$$

2.1.4. Línea de alimentación subcuadro 2

Para el cálculo de la línea de alimentación del subcuadro 2, previamente debemos de calcular la potencia de cálculo para dicha línea. Para ello conocemos la potencia instalada y el tipo de receptores que alimenta.

Además, nos basaremos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, especialmente en las instrucciones técnicas complementarias de instalaciones interiores o receptoras y motores:

- ITC-BT-19 (PRESCRIPCIONES GENERALES)
- ITC-CT-20 (SISTEMAS DE INSTALACION)
- ITC-BT-21 (TUBOS Y CANALES)
- ITC-BT-47 (MOTORES)

En la siguiente tabla se muestra la potencia instalada en el subcuadro 2:

Subcuadro 2		
Circuito	Tipo	P.Inst.
C2.1	Motor	5.500,00
C2.2	Motor	3.600,00
C2.3	Otros Usos	3.450,00
C2.4	Otros Usos	6.150,00
C2.5	Otros Usos	7.000,00
C2.6	Otros Usos	2.000,00
C2.7	Motor	1.100,00
C2.8	Motor	3.000,00
C2.9	Motor	1.200,00
C2.10	Otros Usos	300,00
C2.11	Otros Usos	7.500,00
TC.V2	Otros Usos	3.450,00
TC.3	Otros Usos	2.500,00
AL.7	Alumbrado	420,00
TC.V2.1	Otros Usos	2.500,00

$$P_{MOTORES} = 1,25 \cdot 5.500,00 + 8.900,00 = 15.775,00 W$$

$$P_{Alumbrado} = 1,8 \cdot 420,00 = 756,00 W$$

$$P_{OtrosUsos} = 34.850,00 W$$

$$P_{cal D.I} = (15.775,00 + 756,00 + 34.850,00)$$

$$P_{cal\ sc2} = 51.381,00\ W$$

La intensidad máxima absorbida seguirá la siguiente formula:

$$I = \frac{P_{cal}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \quad (\text{Intensidad para línea trifásica})$$

Donde:

- Pcal: Potencia de cálculo, 51.381,00 W
- U: Tensión de alimentación, 400,00 V
- Cosφ: 0,85

Sustituyendo los valores en la formula anterior obtenemos los siguiente:

$$I = \frac{51.381,00}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,85} = 87,24\ A$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo pasaremos a la determinación de la sección del conductor, para ello nos basaremos en la ITC-BT-19 y la tabla C-52-1 bis de la norma UNE-HD 60.364-5-52

Dado que la instalación se realiza con cable multiconductor bajo tubo superficial, haciendo uso primeramente de la tabla A.52.3, de dicha norma UNE, determinamos que el método de instalación empleado es del tipo B2.

Entrando posteriormente en la tabla C-52-1 determinaremos que para una instalación tipo B2 con 3 conductores cargados con aislamiento a base de PVC, obtendremos la designación “3x XLPE”, la cual corresponde a la columna 7b.

Teniendo en cuenta que la intensidad de cálculo es de 87,24 A, una sección de 35 mm² soportaría dicha intensidad ya que la intensidad máxima admisible del conductor es de 114 A.

Además, dicha línea cumple el criterio de **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE, 114 > 87,24 A; CUMPLE.**

En la tabla C-52-1, muestra dicha intensidad admisible para la sección escogida y el método de instalación elegido.

Tablas Simplificadas Anexo C de la norma actualmente vigente UNE HD 60.364-5-3.7

Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																			
A1		3x PVC	2x PVC	2x PVC					3x XLPE		2x XLPE										
A2		3x PVC	2x PVC						3x XLPE		2x XLPE										
B1					3x PVC								3x XLPE						2x XLPE		
B2					3x PVC								3x XLPE						2x XLPE		
C									3x PVC										3x XLPE	2x XLPE	
D1/D2	Ver Tabla D1/D2 (Tabla 4: C-52-2 bis)																				
E									3x PVC										3x XLPE	2x XLPE	
F																			3x XLPE	3x XLPE	2x XLPE
INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES (A)																					
Sección 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	18	19	20	20	21	23	25	—		
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	29	30	32	34	—		
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	38	39	40	44	—			
6	25	26	29	31	32	34	36	37	38	40	41	44	46	48	49	52	57	—			
10	33	36	40	43	45	46	49	52	53	54	57	60	63	65	68	72	78	—			
16	45	48	53	59	61	63	66	69	71	73	77	81	85	87	91	97	104	—			
25	59	63	69	77	80	82	86	87	90	95	100	103	108	110	115	122	135	146			
35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	166	182			
50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220			
70	—	—	—	146	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282			
95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	290	320	343			
120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	378	397			
150	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458			
185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523			
240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617			
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	—			
4	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—			
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	—			
10	28	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—			
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	—			
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110			
35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	88	93	97	101	104	109	114	122	136			
50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167			
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215			
95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262			
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306			
150	—	—	—	—	—	196	205	215	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353			
185	—	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	283	293	303	315	337	361	406			
240	—	—	—	—	—	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482			

Tabla C-52-1 bis - UNE HD 60.364-5-52.1. Intensidades máximas admisibles (A) para cables no enterrados. Tª amb: 40 °C en el aire.

Una vez determinada la sección procederemos a calcular la caída de tensión de la línea y comprobar si es inferior al 3%.

Para su determinación, nos basaremos en la siguiente fórmula:

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

e: caída de tensión admisible (V)

I: intensidad de cálculo, 87,24 A

L: longitud de la línea (14 m)

S: sección del conductor (35 mm²)

Cosφ: factor de potencia, 0,8

γ: conductividad del material conductor (m/ohm·mm²)

Previamente calcularemos el valor de la conductividad, para ello nos basaremos en la siguientes formulas:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad \rho = \rho_{20}[1 + \alpha(T - 20)] \quad T = T_0 + \left[(T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 \right]$$

Donde:

γ = Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C.

$$\text{Cu} = 0.017241 \text{ ohmios} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

a = Coeficiente de temperatura:

$$\text{Cu} = 0.003929$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T0 = Temperatura ambiente (°C):

$$\text{Cables al aire} = 40^\circ\text{C}$$

Tmax = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

$$\text{XLPE} = 90^\circ\text{C}$$

I = Intensidad prevista por el conductor (105,332 A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (114 A).

$$T = 40 + \left[(90 - 40) \left(\frac{87,24}{114} \right)^2 \right] = 69,281 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,017241 [1 + 0,003929 (69,281 - 20)] = 0,02057 \text{ ohmios} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\gamma = \frac{1}{0,02057} = 48,59 \text{ m/ohmios} \cdot \text{mm}^2$$

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios, sustituimos los datos en la ecuación de caída de tensión.

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot 14 \cdot 87,24 \cdot 0,85}{48,59 \cdot 35} = 1,057 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima es del 5 % según indica la ITC-BT-19, apartado 2.2.2 y que corresponde a 20 V.

$$\Delta V_{max} = 400 \cdot 0,03 = 12 \text{ V}$$

Por tanto, concluimos que la caída de tensión en la línea motor es inferior a 12 V

$$e < \Delta V_{max} \quad 1,057 < 12 \text{ V} \quad \text{CUMPLE CRITERIO CAIDA DE TENSION}$$

2.2. CALCULO DE LA DERIVACION INDIVIDUAL.

Las condiciones previas para el dimensionamiento de la derivación individual son las siguientes:

- Enterrada bajo tubo: 0,7 m

- Resistividad del terreno: 1,5 k·m/w
- Tª terreno: 25°C
- Potencia a instalar: 254.306,00 W
- Longitud de la línea: 32 m
- Factor de potencia: $\text{Cos}\phi=0,85$

La potencia de cálculo vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$P_{cal} = (P_{motores} + P_{alum} + P_{otros}) * CS$$

En nuestro caso se ha determinado un coeficiente de simultaneidad de 0,68.

La potencia de cálculo se determina desarrollando la siguiente expresión a la que posteriormente aplicaremos dicho factor de simultaneidad.

En la siguiente tabla se muestra la potencia instalada:

DERIVACION INDIVIDUAL			
CUADROS	P. Inst. Otros Usos (W)	P. Inst. Alumbrado (W)	P. Inst. Motores (W)
CUADRO 0	2.500,00	1.300,00	0,00
CUADRO 1	39.120,00	900,00	31.800,00
CUADRO 2	34.850,00	420,00	14.400,00
CUADRO 3	8.400,00	1.520,00	0,00
CUADRO 4	5.000,00	328,00	17.000,00
CUADRO 5	7.800,00	3.188,00	2.600,00
CUADRO 6	5.000,00	1.028,00	9.350,00
CUADRO 7	15.000,00	2.020,00	0,00
CUADRO 8	7.500,00	810,00	4.000,00
TOTAL	125.170,00	11.514,00	79.150,00

Donde:

$$P_{MOTORES} = 1,25 \cdot 7.500,00 + 71.650,00 = 81.025,00 W$$

$$P_{Alumbrado} = 1,8 \cdot 11.514,00 = 20.725,20 W$$

$$P_{OtrosUsos} = 125.170,00 W$$

$$P_{cal D.I} = (81.025,0 + 125.170,00 + 20.725,20) \cdot 0,65$$

$$P_{cal D.I} = 147.498,130 W$$

Una vez obtenida la potencia de cálculo pasamos a determinar la intensidad.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \text{co}} \quad (\text{Intensidad para línea trifásica})$$

$$I = \frac{147.498,130}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.85} = 250,465 A$$

Para dicha intensidad utilizaremos un conductor de 120 mm² de sección. La tabla D de la norma UNE-HD 60.364-5-52 muestra las intensidades máximas admisibles para una instalación enterrada bajo tubo. Las condiciones de dicha tabla son para una resistividad del terreno de 1,5 k·m/w T^a terreno 25°C y a una profundidad de 0,7 m.

Sección mm ²		6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
Cu	2 XLPE	58	77	100	130	155	183	225	265	305	340	385	440	500	570	660	735
	3 XLPE	48	64	82	105	130	155	190	225	260	300	335	400	455	530	610	710
Al	2 XLPE			77	98	120	139	170	205	230	265	295	340	385	445	510	575
	3 XLPE			62	82	98	115	145	175	200	230	260	305	350	405	465	530

Resistividad térmica del terreno: 1,5 k·m/W.
 Temperatura del terreno: 25 °C.
 Profundidad de instalación: 0,70 m.
 Sección mínima en instalación enterrada según ITC-BT 07: 6mm² (Cu); 16 mm² (Al)

12 Tabla D-Guía T. Intensidad admisible (A) para cables soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0,6/1 kV)

La sección a utilizar será de 120 mm² con una intensidad admisible de 260A.

No se aplicarán factores de corrección ya que para una temperatura del terreno de 25 °C su factor de corrección es 1, para una resistividad del terreno de 1,5 su factor de corrección es 1 y para una profundidad de 0,7 m su factor es 1.

En las siguientes tablas se muestra cada uno de los factores de corrección:

$$I_{maxAdmin} = I_{adm} \cdot F_{ct} \cdot F_{cp} \cdot F_{cr}$$

$$I_{maxAdmin} = 260 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 260 A$$

Al ser la intensidad máxima admisible superior a la intensidad de cálculo cumpliremos con CRITERIO TERMICO.

$$I_{maxAdmin} > I_{calc} \quad 260,00 > 250,465 A \quad CUMPLIMOS$$

Una vez determinada la sección procederemos a calcular la caída de tensión de la línea y comprobar si es inferior al 1,5%.

Para su determinación, nos basaremos en la siguiente formula:

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

e: caída de tensión admisible (V)

I: intensidad de cálculo: 309,00 A

L: longitud de la línea (32 m)

S: sección del conductor (mm²)

Cosφ: factor de potencia: 0,85

γ: conductividad del material conductor (m/ohm·mm²)

Previamente calcularemos el valor de la conductividad, para ello nos basaremos en la siguientes formulas:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad \rho = \rho_{20}[1 + a(T - 20)] \quad T = T_0 + \left[(T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 \right]$$

Donde:

γ= Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ₂₀= Resistividad del conductor a 20°C.

$$Cu = 0.017241 \text{ ohmios} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

a = Coeficiente de temperatura:

$$Cu = 0.003929$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T₀ = Temperatura ambiente (°C):

$$\text{Cables enterrados} = 25^\circ\text{C}$$

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

$$\text{XLP} = 90^\circ\text{C}$$

I = Intensidad prevista por el conductor (250,465 A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (260A).

$$T = 25 + \left[(90 - 25) \left(\frac{250,465}{260} \right)^2 \right] = 85,32 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,017241[1 + 0,003929(85,32 - 20)] = 0,02166 \text{ ohmios} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\gamma = \frac{1}{0,02166} = 46,155 \text{ m/ohmios} \cdot \text{mm}^2$$

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios, sustituimos los datos en la ecuación de caída de tensión.

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot 32 \cdot 250,465 \cdot 0,85}{46,155 \cdot 120} = 2,13 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima es del 1,5 % según indica la ITC-BT-15 y que corresponde a 6V.

$$\Delta V_{max} = 400 \cdot 0,015 = 6V$$

Por tanto, concluimos que la caída de tensión en la línea motor es inferior a 6 V

$$e < \Delta V_{max} \quad 2,132 < 6V \quad \text{CUMPLE CRITERIO CAIDA DE TENSION}$$

En la siguiente tabla se muestra el cálculo de todas las líneas implicadas en la instalación interior.

Circuitos	Tensi ^o n (V)	Long (m)	Secci ^o n (mm ²)	Potencia Calculo (W)	I. Calculo (A)	I. Adm, (A)	Caida Tensi ^o n (%)
D.I	400,00	34,00	4x120+TTx70	147.498,130	250,465	260,00	0,53
SC0. Almacén	230,00	25,00	2x6+TTx6	4.840,00	26,20	41,00	1,51
C0.1	230,00	30,00	2x1,5+TTx1,5	576,00	2,49	14,50	0,81
C0.2	230,00	30,00	2x1,5+TTx1,5	720,00	3,12	14,50	1,01
C0.3	230,00	24,00	2x1,5+TTx1,5	720,00	3,12	14,50	0,81
C0.4	230,00	27,00	2x1,5+TTx1,5	324,00	1,40	14,50	0,41
C0.5	230,00	30,00	2x2,5+TTx2,5	2.500,00	13,53	20,00	2,20
SC1. Vía 1	400,00	19,00	4x35+TTx16	52.153,00	94,10	114,00	0,37
C1.1	230,00	5,00	2x2,5+TTx2,5	2.000,00	10,83	20,00	0,29
C1.2	400,00	20,00	4x2,5+TTx4	4.375,00	7,89	18,00	0,42
C1.3	230,00	19,00	2x2,5+TTx2,5	2.625,00	14,21	20,00	1,47
C1.4	400,00	8,00	4x2,5+TTx2,5	6.875,00	12,4	18,00	0,81
C1.5	400,00	11,00	4x2,5+TTx2,5	6.875,00	12,4	18,00	0,37
C1.6	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5	4.500,00	8,12	18,00	0,32
C1.7	400,00	9,00	4x2,5+TTx2,5	3.450,00	4,98	18,00	0,15
C1.8	400,00	9,00	4x2,5+TTx2,5	3.450,00	4,98	18,00	0,15
C1.9	230,00	13,00	2x2,5+TTx2,5	300,00	1,62	20,00	0,11
C1.10	400,00	13,00	4x2,5+TTx2,5	6.120,00	8,83	18,00	0,38
C1.11	400,00	19,00	4x2,5+TTx2,5	5.000,00	9,02	18,00	0,45
C1.12	400,00	18,00	4x2,5+TTx2,5	7.000,00	11,89	18,00	0,61
C1.13	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5	1.375,00	7,44	20,00	0,86
C1.14	400,00	24,00	4x2,5+TTx2,5	3.750,00	6,77	18,00	0,42
C1.15	230,00	7,00	2x2,5+TTx2,5	400,00	2,17	20,00	0,08
C1.16	230,00	27,00	2x2,5+TTx2,5	400,00	2,17	20,00	0,3
C1.17	400,00	25,00	4x2,5+TTx2,5	3.750,00	6,77	18,00	0,44
C1.18	400,00	17,00	4x2,5+TTx2,5	375,00	0,68	18,00	0,03
C1.19	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5	1.500,00	8,12	20,00	0,94
C1.20	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5	3.750,00	6,77	18,00	0,27
TC.2	230,00	35,00	2x2,5+TTx2,5	2.500,00	13,53	20,00	2,2
TC.V1.2	230,00	33,00	2x2,5+TTx2,5	2.500,00	13,53	20,00	2,20
TC.V1	400,00	28,00	4x2,5+TTx2,5	3.000,00	5,41	18,00	0,56
TC.V1.1	400,00	28,00	4x2,5+TTx2,5	3.000,00	5,41	18,00	0,56
AL.5	230,00	32,00	2x1,5+TTx1,5	756,00	3,27	14,50	1,06
AL.5.1	230,00	34,00	2x1,5+TTx1,5	864,00	3,74	14,50	1,21
SC2. Vía 2	400,00	14,00	4x35+TTx16	51.381,00	87,25	114,00	0,26

C2.1	400,00	10,00	4x2,5+TTx2,5Cu	6.875,00	12,4	18,00	0,34
C2.2	400,00	20,00	4x2,5+TTx2,5Cu	4.500,00	8,12	18,00	0,43
C2.3	400,00	12,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3.450,00	4,98	18,00	0,19
C2.4	400,00	16,00	4x2,5+TTx2,5Cu	6.150,00	8,88	18,00	0,47
C2.5	400,00	18,00	4x2,5+TTx2,5Cu	7.000,00	11,23	18,00	0,61
C2.6	230,00	7,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.000,00	10,83	20,00	0,4
C2.7	230,00	25,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.375,00	7,44	20,00	0,97
C2.8	400,00	30,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3.750,00	6,77	18,00	0,53
C2.9	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.500,00	8,12	20,00	0,85
C2.10	230,00	8,00	2x2,5+TTx2,5Cu	300,00	1,62	20,00	0,07
C2.11	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5Cu	7.500,00	13,53	18,00	0,56
TC.V2	400,00	18,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3.450,00	6,22	18,00	0,29
TC.3	230,00	23,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,68
AL.7	230,00	22,00	2x1,5+TTx1,5Cu	756,00	3,64	14,5	0,78
TC.V2.1	230,00	18,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	1,32
SC3. Envasado	400,00	12,00	2x4+TTx4Cu	11.136	20,09	32	0,42
C3.1	230,00	27,00	2x2,5+TTx2,5Cu	500,00	2,71	20,00	0,38
C3.2	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	300,00	1,62	20,00	0,13
C3.3	230,00	12,00	2x2,5+TTx2,5Cu	300,00	1,62	20,00	0,1
C3.4	230,00	10,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.500,00	8,12	20,00	0,43
C3.5	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5Cu	800,00	4,33	20,00	0,49
AL.6	230,00	30,00	2x1,5+TTx1,5Cu	864,00	3,74	14,5	1,21
AL.6.1	230,00	30,00	2x1,5+TTx1,5Cu	864,00	3,74	14,5	1,21
AL.9	230,00	42,00	2x1,5+TTx1,5Cu	576,00	2,49	14,5	1,13
AL.10	230,00	40,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,80
TC.E1.2	230,00	28,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	2,05
TC.E1	400,00	28,00	4x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	4,51	18,00	0,33
SC4. C.Instalaci.	400,00	32,00	4x10+TTx10Cu	24.465,4	44,14	57,00	1,01
C4.1	400,00	6,00	4x4+TTx4Cu	9.375,00	16,92	24,00	0,69
C4.2	400,00	8,00	4x4+TTx4Cu	9.375,00	16,92	24,00	0,69
C4.3	230,00	4,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	0,29
AL.8	230,00	9,00	2x1,5+TTx1,5Cu	216,00	0,94	14,5	0,09
TC.0.8	230,00	10,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	0,73
SC.4.1	400,00	20,00	4x2,5+TTx2,5Cu	2874,4	5,19	18,00	0,27
AL.1.10	230,00	20,00	2x1,5+TTx1,5Cu	180,00	0,78	14,5	1,36
AL.1.11	230,00	18,00	2x1,5+TTx1,5Cu	194,4	0,84	14,5	1,35
TC.1.5	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2.500,00	13,53	20,00	2,65
SC.5 Preparado	400,00	40,00	4x6+TTx6Cu	18.373,00	33,15	41,00	1,59
C5.1	230,00	12,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.400,00	7,58	20,00	0,48
C5.2	230,00	10,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1.400,00	7,58	20,00	0,4

C5.3	230,00	5,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	0,37
C5.4	230,00	8,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1,625,00	8,8	20,00	0,37
C5.5	230,00	8,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1,625,00	8,8	20,00	0,37
AL.11	230,00	27,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,74
AL.12	230,00	29,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,79
AL.13	230,00	31,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,84
TC.1.4	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,46
AL.1.5	230,00	44,00	2x1,5+TTx1,5Cu	648,00	2,81	14,5	0,8
TC.11	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,46
AL.1.6	230,00	42,00	2x1,5+TTx1,5Cu	648,00	2,81	14,5	0,76
AL.1.7	230,00	39,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,78
AL.1.8	230,00	44,00	2x1,5+TTx1,5Cu	72,00	0,31	14,5	0,15
AL.1.9	230,00	36,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,72
SC.6 Cortado	400,00	60,00	4x10+TTx10Cu	15.200,4	27,43	57,00	1,10
C6.1	230,00	12,00	2x2,5+TTx2,5Cu	937,5	5,07	20,00	0,32
C6.2	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	937,5	5,07	20,00	0,4
C6.3	230,00	18,00	2x2,5+TTx2,5Cu	937,5	5,07	20,00	0,47
C6.4	230,00	21,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1,375,00	7,44	20,00	0,82
C6.5	400,00	15,00	4x2,5+TTx2,5Cu	7,500,00	13,53	18,00	0,56
TC.10	230,00	19,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,39
AL.14	230,00	43,00	2x1,5+TTx1,5Cu	972,00	4,21	14,50	1,17
AL.1.10	230,00	19,00	2x1,5+TTx1,5Cu	288,00	1,25	14,50	0,25
AL.20	230,00	22,00	2x1,5+TTx1,5Cu	590,4	2,56	14,50	0,61
SC.7 Aparado	400,00	65,00	4x10+TTx10Cu	18.636,00	33,62	57,00	1,50
TC.4	230,00	30,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	2,20
TC.5	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,10
TC.6	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,46
TC.7	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,83
TC.8	230,00	20,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,46
TC.9	230,00	25,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,83
AL.15	230,00	32,00	2x2,5+TTx2,5Cu	972,00	4,21	14,5	0,87
AL.16	230,00	25,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1,080,00	4,68	14,5	0,76
AL.17	230,00	29,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,58
AL.18	230,00	26,00	2x1,5+TTx1,5Cu	720,00	3,12	14,5	0,87
AL.19	230,00	40,00	2x1,5+TTx1,5Cu	432,00	1,87	14,5	0,8
SC.8 Oficina	400,00	16,00	2x4+TTx4Cu	13.708,00	24,73	32,00	0,71
C7.1	400,00	27,00	4x2,5+TTx2,5Cu	3,750,00	6,77	18,00	0,48
C7.2	230,00	22,00	2x2,5+TTx2,5Cu	1,250,00	6,77	20,00	0,78
TC.1.1	230,00	30,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	2,2
AL.1.1	230,00	28,00	2x1,5+TTx1,5Cu	388,8	1,68	14,5	0,51

AL.1.4	230,00	13,00	2x1,5+TTx1,5Cu	226,8	0,98	14,5	0,14
TC.1.2	230,00	15,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,1
AL.1.2	230,00	21,00	2x1,5+TTx1,5Cu	324,00	1,4	14,5	0,32
TC.1.3	230,00	17,00	2x2,5+TTx2,5Cu	2,500,00	13,53	20,00	1,24
AL.1.3	230,00	23,00	2x1,5+TTx1,5Cu	518,4	2,24	14,5	0,56

2.3. CALCULO DE CORTOCIRCUITO.

Como se comentó en el punto 1.4.13, el cortocircuito a considerar en nuestra instalación será el trifásico y el producido entre la fase y el neutro.

Las formulas empleadas para dicho cálculo son las siguientes:

Cortocircuito trifásico:

$$I_{pccI} = \frac{C_t * U}{\sqrt{3} * Z_t}$$

Donde:

- I_{pccI} : intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en A.
- C_t : Coeficiente de tensión.
- U : Tensión trifásica en V.
- Z_t : Impedancia total en ohm, aguas arriba del punto de c.c. (sin incluir la línea o circuito en estudio).

Cortocircuito Fase-neutro:

$$I_{pccI} = \frac{C_t * U}{\sqrt{3} * Z_t}$$

Donde:

- I_{pccI} : intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en A.
- C_t : Coeficiente de tensión.
- U : Tensión trifásica en V.
- Z_t : Impedancia total en ohm, aguas arriba del punto de c.c. (es igual a la impedancia en origen más la propia del conductor o línea).

Se demostrará el cálculo del cortocircuito trifásico para la derivación individual y la línea de alimentación al subcuadro SC2.

El primer paso para su cálculo es conocer la impedancia total. La impedancia total vendrá definida por la siguiente formula:

$$Z_t = \sqrt{R_t^2 + X_t^2}$$

Dónde:

- R_t : (suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.).

- X_t : (suma de las reactancias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.). En nuestro caso consideramos nulas el valor de las reactancias.

Consideramos los siguientes parámetros para el cálculo de las impedancias de cortocircuito de la red y del transformador.

Impedancia Red ZQ:

- C_t : Coeficiente de tensión: 1,05
- S_{cc} : Potencia de cortocircuito red: 500 MVA
- U : Tensión de fase-fase: 400V

$$Z_Q = \frac{C_t \cdot U^2}{S_{cc}} = \frac{1,05 \cdot 400^2}{500 \cdot 10^6} = 3,36 \cdot 10^{-4} \Omega$$

Impedancia Transformador ZT:

- U_{cc} : Tensión porcentual de cortocircuito del transformador: 4%
- S_n : Potencia Trafo: 630 KVA
- U : Tensión de fase-fase: 400V

$$Z_T = \frac{U_{cc}(\%) \cdot U^2}{100 \cdot S_n} = \frac{4}{100} \cdot \frac{400^2}{630 \cdot 10^3} = 0,010158 \Omega$$

Cortocircuito trifásico D.I.

Para el caso de cortocircuito trifásico en la derivación individual consideraremos las impedancias aguas arriba de la derivación individual, en este caso se considerará la del transformador y la de la red.

$$I_{pcc\ D.I} = \frac{C_t \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_t} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot (3,36 \cdot 10^{-4} + 0,010158)} = 23.107,21 \text{ A}$$

Cortocircuito trifásico línea alimentación SC2

Para el caso de cortocircuito trifásico en la línea de alimentación hacia el subcuadro 2 consideraremos las impedancias aguas arriba de dicha línea, en este caso se considerará la del transformador, la de la red y la de la derivación individual.

Las impedancias del trafo y la red son las mismas que en el caso anterior y solo nos faltaría calcular la impedancia de la derivación individual.

$$Z_{D.I} = R + Xj \quad R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

- ρ_{20} : Resistividad del cobre a 20°C: 0,0172 ohm·mm²/m
- S : Sección del conductor de fase: 120 mm²
- L : Longitud de la línea: 34 m
- X : Reactancia, que en nuestro caso es nula.

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = 0,0172 \cdot \frac{34}{120} = 4,873 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{D,I} = R = 4,873 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{pcc1 SC2} = \frac{C_t * U}{\sqrt{3} * Z_t} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot (3,36 \cdot 10^{-4} + 0,010158 + 4,873 \cdot 10^{-3})} = 15.779,73 \text{ A}$$

En las siguientes tablas se muestran los cálculos de cortocircuito para todas las líneas que conforman la instalación. Dichos cálculos se han generado a través del anexo de resultados del software utilizado, que en nuestro caso es DMELECT.

CORTOCIRCUITO DERIVACION INDIVIDUAL

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ik max (kA)	P de C (kA)	Ik min (A)	Curva válida, xln
DERIVACION IND.	34	4x120+TTx70Cu	23.111	25	10351.25	400;10 In

CORTOCIRCUITO LINEAS ALIMENTACION A SUBCUADROS

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ik max (kA)	P de C (kA)	Ik min (A)	Curva válida, xln
C.0 (ALMACEN)	25	2x6+TTx6Cu	12.278	15 6	760.57	32;C 32;C
SC.1 (VIA 1)	19	4x50+TTx25Cu	16.393	20 15	5048.89	125;C 125;C
SC.2 (VIA2)	14	4x50+TTx25Cu	16.393	20 15	5890.73	125;C 125;C
SC.3 (ENVASA)	12	4x4+TTx4Cu	16.393	20 6	1035.19	25;C 25;C
SC.4 (INSTALA.)	32	4x25+TTx16Cu	16.393	20 10	2183.59	80;C 80;C
SC.5 (PREPARADO)	40	4x6+TTx6Cu	16.393	20 6	484.92	40;C 40;C
C.6 (CORTADO)	60	4x16+TTx16Cu	16.393	20 6	838.47	40;C 40;C
SC.7 (APARADO)	65	4x10+TTx10Cu	16.393	20 6	496.68	40;C 40;C
C.8 (OFICINAS)	16	4x4+TTx4Cu	16.393	20 6	790.76	25;C 25;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 0

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
	0.3	2x2.5Cu	1.58		744.05	
C0.1	30	2x1.5+TTx1.5Cu	1.539	6	160.92	10;C
C0.2	30	2x1.5+TTx1.5Cu	1.539	6	160.92	10;C
	0.3	2x2.5Cu	1.58		744.05	
C0.3	24	2x1.5+TTx1.5Cu	1.539	6	190.84	10;C
C0.4	27	2x1.5+TTx1.5Cu	1.539	6	174.6	10;C

C0.5	30	2x2.5+TTx2.5Cu	1.58	6	236.03	16;C
------	----	----------------	------	---	--------	------

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 1

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
	0.3	4x6Cu	12.913		4779.81	
TC.V1	10	4x2.5+TTx2.5Cu	12.528	15	855.33	16;C
TC.V1.1	10	4x2.5+TTx2.5Cu	12.528	15	855.33	16;C
	0.3	2x2.5Cu	8.468		4446.68	
AL.5	30	2x1.5+TTx1.5Cu	7.599	10	196.79	10;C
AL.5.1	30	2x1.5+TTx1.5Cu	7.599	10	196.79	10;C
	0.3	2x6Cu	8.468		4779.81	
TC.V1.2	30	2x2.5+TTx2.5Cu	8.085	10	320.9	16;C
TC.2	30	2x2.5+TTx2.5Cu	8.085	10	320.9	16;C
C1.1	5	2x2.5+TTx2.5Cu	8.468	10	1488.25	16;C
C1.2	20	4x4+TTx4Cu	12.913	15	714.05	20;C
C1.3	19	2x2.5+TTx2.5Cu	8.468	10	491.95	16;C
C1.4	24	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	396.88	16;C
C1.5	11	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	797.33	16;C
C1.6	15	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	608.52	16;C
C1.7	9	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	943.57	16;C
C1.8	9	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	943.57	16;C
C1.9	13	2x2.5+TTx2.5Cu	8.468	10	690.27	16;C
C1.10	13	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	690.27	16;C
C1.11	19	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	491.95	16;C
C1.12	18	4x6+TTx6Cu	12.913	15	1092.96	25;C
	0.3	4x6Cu	12.913		4779.81	
C1.13	22	2x2.5+TTx2.5Cu	8.085	10	427.89	16;C
C1.14	24	4x2.5+TTx2.5Cu	12.528	15	394.97	16;C
	0.3	2x6Cu	8.468		4779.81	
C1.15	7	2x2.5+TTx2.5Cu	8.085	10	1139.23	16;C
C1.16	27	2x2.5+TTx2.5Cu	8.085	10	354.1	16;C
C1.17	25	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	382.11	16;C
C1.18	17	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	544.07	16;C
C1.19	22	2x2.5+TTx2.5Cu	8.468	10	430.13	16;C
C1.20	15	4x2.5+TTx2.5Cu	12.913	15	608.52	16;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 2

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
C2.1	10	4x2.5+TTx2.5Cu	12.97	15	860.1	16;C
C2.2	20	4x2.5+TTx2.5Cu	12.97	15	468.18	16;C
C2.3	12	4x2.5+TTx2.5Cu	12.97	15	736.83	16;C
C2.4	16	4x2.5+TTx2.5Cu	12.97	15	572.59	16;C
C2.5	18	4x6+TTx6Cu	12.97	15	1086.35	25;C

C2.6	7	2x2.5+TTx2.5Cu	8.462	10	1147.8	16;C
C2.7	25	2x2.5+TTx2.5Cu	8.462	10	381.26	16;C
C2.8	30	4x2.5+TTx2.5Cu	12.97	15	321.55	16;C
C2.9	20	2x2.5+TTx2.5Cu	8.462	10	468.18	16;C
C2.10	8	2x2.5+TTx2.5Cu	8.462	10	1032.73	16;C
C2.11	15	4x2.5+TTx2.5Cu	12.97	15	606.39	16;C
	0.3	2x4Cu	8.462		4568.28	
AL.7	22	2x1.5+TTx1.5Cu	7.888	10	264.73	10;C
TC.V2.1	18	2x2.5+TTx2.5Cu	7.888	10	510.36	16;C
	0.3	4x6Cu	12.97		4689.03	
TC.V2	18	4x2.5+TTx2.5Cu	12.57	15	511.94	16;C
TC.3	23	2x2.5+TTx2.5Cu	8.07	10	409.79	16;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 3

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
C3.1	27	2x2.5+TTx2.5Cu	2.139	6	278.15	16;C
C3.2	15	2x2.5+TTx2.5Cu	2.139	6	412.18	16;C
C3.3	12	2x2.5+TTx2.5Cu	2.139	6	468.62	16;C
C3.4	10	2x2.5+TTx2.5Cu	2.139	6	515.69	16;C
C3.5	22	2x2.5+TTx2.5Cu	2.139	6	321.75	16;C
	0.3	2x2.5Cu	2.139		1004.86	
AL.6	30	2x1.5+TTx1.5Cu	2.064	6	170.5	10;C
AL.6.1	30	2x1.5+TTx1.5Cu	2.064	6	170.5	10;C
	0.3	2x2.5Cu	2.139		1004.86	
AL.9	42	2x1.5+TTx1.5Cu	2.064	6	127.97	10;C
AL.10	40	2x1.5+TTx1.5Cu	2.064	6	133.52	10;C
	0.3	4x4Cu	4.125		1016.01	
TC.E1.2	28	2x2.5+TTx2.5Cu	2.091	6	269.48	16;C
TC.E1	28	4x2.5+TTx2.5Cu	4.038	6	269.48	16;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 4

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
C4.1	6	4x10+TTx10Cu	7.687	10	1659.92	40;C
C4.2	8	4x10+TTx10Cu	7.687	10	1536.64	40;C
C4.3	4	2x2.5+TTx2.5Cu	4.28	6	1185.5	16;C
	0.3	2x4Cu	4.28		2101.29	
AL.8	9	2x1.5+TTx1.5Cu	4.104	6	517.94	10;C
TC.0.8	10	2x2.5+TTx2.5Cu	4.104	6	692.31	16;C
SC.4.1 (COMEDOR)	20	4x2.5+TTx2.5Cu	7.687	10 6	416.75	16;C 16;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 4.1

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
	0.3	2x1.5Cu	0.736		408.46	
AL1.10	20	2x1.5+TTx1.5Cu	0.721	6	175.58	10;C
AL1.11	18	2x1.5+TTx1.5Cu	0.721	6	186.2	10;C
TC.1.5	20	2x2.5+TTx2.5Cu	0.736	6	230	16;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 5 (PREPARADO)

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
	0.3	2x6Cu	1.013		482.07	
C5.1	12	2x2.5+TTx2.5Cu	1.005	6	308.34	16;C
C5.2	10	2x2.5+TTx2.5Cu	1.005	6	328.05	16;C
C5.3	5	2x2.5+TTx2.5Cu	1.013	6	392.29	16;C
C5.4	8	2x2.5+TTx2.5Cu	1.013	6	351.95	16;C
C5.5	8	2x2.5+TTx2.5Cu	1.013	6	351.95	16;C
	0.3	2x2.5Cu	1.013		478.15	
AL.11	27	2x2.5+TTx2.5Cu	0.996	6	211.79	10;C
AL.12	29	2x2.5+TTx2.5Cu	0.996	6	203.4	10;C
	0.3	2x4Cu	1.013		480.66	
Al.1.5	44	2x2.5+TTx2.5Cu	1.002	6	157.06	10;C
TC.11	20	2x2.5+TTx2.5Cu	1.002	6	248.22	16;C
	0.3	2x2.5Cu	1.013		478.15	
Al.1.6	42	2x2.5+TTx2.5Cu	0.996	6	161.73	10;C
Al.1.7	39	2x1.5+TTx1.5Cu	0.996	6	118.71	10;C
	0.3	2x2.5Cu	1.013		478.15	
Al.1.8	44	2x1.5+TTx1.5Cu	0.996	6	108.27	10;C
Al.1.9	36	2x1.5+TTx1.5Cu	0.996	6	125.99	10;C
	0.3	2x4Cu	1.013		480.66	
AL.13	31	2x2.5+TTx2.5Cu	1.002	6	196.06	10;C
TC.1.4	20	2x2.5+TTx2.5Cu	1.002	6	248.22	16;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 6 (CORTADO)

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
	0.3	2x16Cu	1.73		835.27	
AL.14	43	2x2.5+TTx2.5Cu	1.722	6	185.74	10;C
TC.10	19	2x2.5+TTx2.5Cu	1.722	6	328.31	16;C
	0.3	2x2.5Cu	1.73		818.48	
Al.1.10	19	2x1.5+TTx1.5Cu	1.681	6	232.33	10;C
AL.20	22	2x1.5+TTx1.5Cu	1.681	6	208.71	10;C
C6.1	12	2x2.5+TTx2.5Cu	1.73	6	423.78	16;C
C6.2	15	2x2.5+TTx2.5Cu	1.73	6	377.1	16;C
C6.3	18	2x2.5+TTx2.5Cu	1.73	6	339.68	16;C

C6.4	21	2x2.5+TTx2.5Cu	1.73	6	309.01	16;C
C6.5	15	4x6+TTx6Cu	3.356	6	555.38	25;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 7 (APARADO)

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
	0.3	2x6Cu	1.036		493.69	
TC.4	30	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	202.12	16;C
TC.5	15	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	286.84	16;C
	0.3	2x6Cu	1.036		493.69	
TC.6	20	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	251.68	16;C
TC.7	25	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	224.2	16;C
	0.3	2x6Cu	1.036		493.69	
TC.8	20	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	251.68	16;C
TC.9	25	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	224.2	16;C
	0.3	2x6Cu	1.036		493.69	
AL.15	32	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	194.46	10;C
AL.16	25	2x2.5+TTx2.5Cu	1.028	6	224.2	10;C
	0.3	2x2.5Cu	1.036		489.58	
AL.17	29	2x1.5+TTx1.5Cu	1.018	6	148.13	10;C
AL.18	26	2x1.5+TTx1.5Cu	1.018	6	159.66	10;C
AL.19	40	2x1.5+TTx1.5Cu	1.036	6	117.54	10;C

CORTOCIRCUITO LINEAS DEL SUBCUADRO 8 (OFICINAS)

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmax (kA)	P de C (kA)	Ikmin (A)	Curva válida, xln
C7.1	10	4x2.5+TTx2.5Cu	3.203	6	446.79	16;C
C7.2	10	2x2.5+TTx2.5Cu	1.643	6	446.79	16;C
TC.1.1	10	2x2.5+TTx2.5Cu	1.643	6	446.79	16;C
	0.3	2x2.5Cu	1.643		772.92	
AL.1.1	10	2x1.5+TTx1.5Cu	1.598	6	342.86	10;C
AL.1.4	10	2x1.5+TTx1.5Cu	1.598	6	342.86	10;C
	0.3	2x4Cu	1.643		779.51	
TC.1.2	10	2x2.5+TTx2.5Cu	1.615	6	443.17	16;C
AL.1.2	10	2x1.5+TTx1.5Cu	1.615	6	344.15	10;C
	0.3	2x4Cu	1.643		779.51	
TC.1.3	10	2x2.5+TTx2.5Cu	1.615	6	443.17	16;C
AL.1.3	10	2x1.5+TTx1.5Cu	1.615	6	344.15	10;C

2.4. CALCULO DE LAS PROTECCION CONTRA SOBRECARGAS.

Condiciones para protección de líneas contra sobrecargas:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad \text{Cond. 1}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I \quad \text{Cond. 2}$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_n \quad \text{Cond. 3}$$

Donde:

- I_b : Corriente de diseño del circuito correspondiente
- I_n : corriente nominal del fusible
- I_z : corriente máxima admisible del conductor protegido
- I_2 : corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección

Como ejemplo calcularemos la protección contra sobrecargas de la línea de alimentación del subcuadro 2.

Primeramente, calcularemos la corriente de diseño para la línea objeto.

$$I_b = \frac{P_{cal}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi} = \frac{51.381,00}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,85} = 87,25 \text{ A}$$

En este caso, dado que la sección del conductor a proteger es de 35 mm², la corriente máxima asignada será de 114 A. Por tanto:

$$I_z = 114 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad 87,25 \leq I_n \leq 114$$

La corriente asignada del dispositivo, I_n , será de 100 A.

La corriente que asegura el funcionamiento de la protección será:

$$I_2 = 1,45 \cdot 100 = 145 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 114 = 165,3 \text{ A}$$

$$145 \leq 165,3 \text{ A} \quad \text{CUMPLE}$$

El dispositivo automático a escoger será de 100 A de intensidad nominal y curva de disparo C.

2.5. EMBARRADO

Para determinar el dimensionado del embarrado, aplicaremos las siguientes formulas.

Cálculo Electrodinámico:

$$\sigma_{\max} = \frac{I_{pcc}^2 \cdot L^2}{60 \cdot d \cdot W_y \cdot n}$$

Dónde:

- σ_{\max} : Tensión máxima en las pletinas (kg/cm²).
- I_{pcc} : Intensidad permanente de c.c. (kA).

- L: Separación entre apoyos (cm).
- D: Separación entre pletinas (cm).
- n: nº de pletinas por fase.
- W_y : Módulo resistente por pletina eje y-y (cm^3).
- σ_{adm} : Tensión admisible material, en nuestro caso cobre (1200 kg/cm^2).

Comprobación por solicitaciones térmicas en cortocircuito:

$$I_{pccs} = \frac{K_C * S}{1000 * \sqrt{t_{cc}}}$$

Dónde:

- I_{pcc} : Intensidad permanente de c.c. (kA).
- I_{ccs} : Intensidad de c.c. soportada por el conductor durante el tiempo de duración del c.c. (kA).
- S: Sección total de las pletinas (mm^2).
- t_{cc} : Tiempo de duración del cortocircuito (s).
- K_C : Constante del conductor: $\text{Cu} = 164$

Como ejemplo de cálculo dimensionaremos el embarrado del subcuadro SC.2.

CALCULO DE EMBARRADO SC.2 (VIA2)

El material a emplear para las pletinas que forman el embarrado serán de cobre desnudo y se utilizará una pletina por fase.

- Separación entre pletinas, d(cm): 10
- Separación entre apoyos, L(cm): 25
- Tiempo duración c.c. (s): 0.5

Pletina adoptada

- Sección (mm^2): 200
- Ancho (mm): 40
- Espesor (mm): 5
- W_y : 0.166 cm^3
- I. admisible del embarrado (A): 520

- Cálculo electrodinámico

$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{I_{pcc}^2 * L^2}{60 * d * W_y * n} = \frac{12,21^2 * 25^2}{60 * 10 * 0,166 * 1} = 934,94 \text{ kg/cm}^2$$

Se cumple criterio electrodinámico ya que la tensión máxima en la pletina es inferior a la admisible:

$$1.055,61 \leq 1.200 \text{ kg/cm}^2$$

- Cálculo térmico, por intensidad admisible

La intensidad de cálculo para la línea que alimenta al subcuadro 2 se calculó en el punto***** por lo que $I_{cal}=99,14$ A y es inferior a la admisible que para la pletina escogida de 40 x 5 mm es de 520 A. Por lo que:

$$I_{cal} < I_{ad} \rightarrow 87,25 < 520 \text{ A} \quad \text{CUMPLE}$$

- Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito

La intensidad de cortocircuito permanente para la línea que alimenta el subcuadro 2 se calculó mediante el software dmelect y dió como resultado 12,97 kA. Para el cálculo de la intensidad que puede soportar la pletina durante el tiempo de cortocircuito aplicaremos la siguiente expresión:

$$I_{pccs} = \frac{K_C * S}{1000 * \sqrt{t_{cc}}} = \frac{164 * 200}{1000 * \sqrt{0,5}} = 46,39 \text{ kA}$$

La intensidad soportada por la pletina de cobre será de 46,39 kA superior a la permanente en dicha línea, por tanto, cumplimos.

2.6. CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA INSTALACION.

Hay que destacar que se ha supuesto un factor de potencia de la instalación de 0,85 para la realización de los cálculos. Se ha supuesto dicho valor para poder demostrar la compensación de energía reactiva.

El cálculo real del factor de potencia se realiza en base a energía facturada en un periodo de tiempo.

En la siguiente tabla se muestra para cada uno de los meses y periodos el factor de potencia de la instalación:

MES	Energ. Activa P.1(kWh)	Energ. Reactiva P.1 (kVArh)	Cos phi P1	Energ. Activa P.2(kWh)	Energ. Reactiva P.2 (kVArh)	Cos phi P2	Energ. Activa P.3(kWh)	Energ. Reactiva P.3 (kVArh)	Cos phi P3
Octubre	3.607,00	843,00	0,9738	11.465,00	2.586,00	0,9755	2.049,00	423,00	0,9793
Noviembre	4.306,00	713,00	0,9866	17.115,00	3.108,00	0,9839	3.780,00	595,00	0,9878
Diciembre	2.798,00	218,00	0,9970	9.205,00	859,00	0,9957	1.368,00	77,00	0,9984
Enero	7.651,00	1.904,00	0,9704	27.885,00	6.606,00	0,9731	5.315,00	934,00	0,9849
Febrero	6.267,00	1.039,00	0,9865	23.925,00	3.869,00	0,9872	3.624,00	487,00	0,9911

Marzo	4.486,00	585,00	0,9916	18.799,00	2.319,00	0,9925	3.419,00	378,00	0,9939
Abril	4.624,00	788,00	0,9858	15.982,00	2.953,00	0,9834	3.459,00	456,00	0,9914
Mayo	4.390,00	976,00	0,9762	15.334,00	3.644,00	0,9729	3.212,00	427,00	0,9913
Junio	7.136,00	1.841,00	0,9683	26.050,00	7.548,00	0,9605	4.474,00	896,00	0,9805
Julio	6.676,00	1.760,00	0,9670	19.693,00	5.029,00	0,9689	2.696,00	538,00	0,9807
Agosto	2.570,00	446,00	0,9853	7.234,00	1.045,00	0,9897	1.128,00	173,00	0,9884
Septiembre	1.936,00	167,00	0,9963	6.101,00	645,00	0,9945	942,00	166,00	0,9848

El cálculo del factor de potencia (cos phi) se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S}$$

Donde:

- P: Potencia activa (W)
- Q: Potencia reactiva (VAr)
- S: Potencia aparente (VA)
- Cos φ: Factor de potencia.

Calcularemos a modo de ejemplo el mes de Mayo:

$$\cos \varphi P1 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{4.390}{\sqrt{4.390^2 + 976^2}} = 0,9762$$

$$\cos \varphi P2 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{15.334}{\sqrt{15.334^2 + 3.644^2}} = 0,9729$$

$$\cos \varphi P3 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{3.212}{\sqrt{3.212^2 + 427^2}} = 0,9913$$

Como se puede comprobar el factor de potencia para cada uno de los periodos es superior a 0,95, por lo que no se penaliza en ninguno de los periodos por reactiva.

El periodo 3 no se penaliza con independencia del consumo de reactiva registrado según Orden 1723/2009.

2.7. CALCULO DE LA POTENCIA REACTIVA A COMPENSAR

Para el calculo de la compensación de la potencia reactiva, nos basaremos en las siguientes expresiones:

$$Q_c = P * (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

$$C = \frac{Q_c * 1000}{U^2 * \omega}; \text{ (Monofásico - Trifásico Conexión Estrella)}$$

$$C = \frac{Q_c * 1000}{3 * U^2 * \omega}; \text{ (Trifásico Conexión Triángulo)}$$

Donde:

- P = Potencia activa instalación (kW),
- Q = Potencia reactiva instalación (kVAr).
- Q_c = Potencia reactiva a compensar (kVAr).
- φ₁ = Ángulo de desfase de la instalación sin compensar.
- φ₂ = Ángulo de desfase que se quiere conseguir.
- U = Tensión compuesta (V).
- ω = 2π * f; f = 50 Hz (
- C = Capacidad condensadores (F); C*1.000.000(μF).

En la presente instalación se pretende mejorar el factor de potencia, para ello se ha calculado la potencia reactiva a compensar.

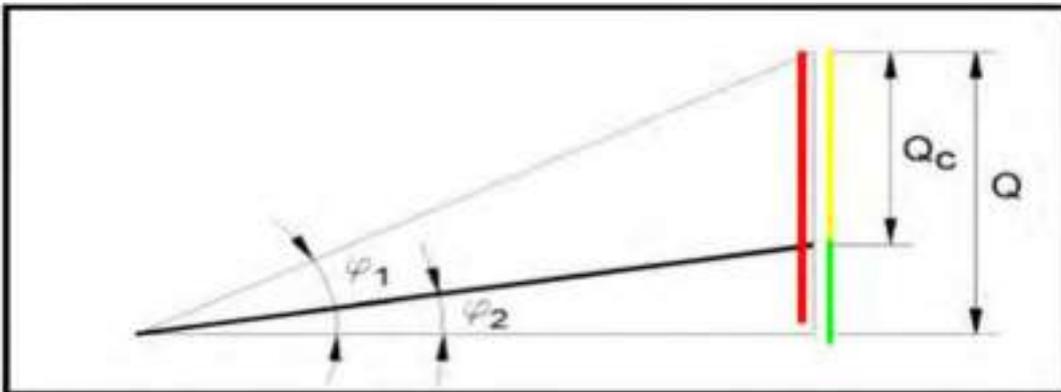
Dado que se ha supuesto un f.d.p de la instalación de 0,85, se pretende mejorar hasta un f.d.p de 0,97.

Donde: $\cos \varphi_1 \text{ actual} = 0,85$ $\cos \varphi_2 \text{ a conseguir} = 0,97$

Primeramente calcularemos los ángulos φ₁ y φ₂ para ello calcularemos el inverso de cos (φ₁) y de cos(φ₂).

Dado que: $\cos(\varphi_1) = 0,85 \rightarrow (\cos(\varphi_1))^{-1} \rightarrow \varphi_1 = 31,788^\circ$

$\cos(\varphi_2) = 0,97 \rightarrow (\cos(\varphi_2))^{-1} \rightarrow \varphi_2 = 14,069^\circ$



Una vez determinados los ángulos, calcularemos la energía reactiva a compensar (Q_c)

$$Q_c = P * (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) = 147.498,130 \cdot (\tan(31,78) - \tan(14,07)) = 54,414 \text{ KVar}$$

La conexión a emplear será en triángulo, por tanto, la capacidad de la batería de condensadores se calculará con la siguiente expresión:

$$C = \frac{Q_c * 1000}{3 * U^2 * \omega} = \frac{54,414 * 1000}{3 * 400^2 * 2 * \pi * 50} = 3,6084 \cdot 10^{-4} F = 360,84 \mu F$$

Se instalará un grupo condensador de 60 KVAR

2.8. CALCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACION

Para el cálculo de la toma de tierra de la instalación interior se tomará en consideración el número de picas y el conductor empleado.

Para ello, nos basaremos en las siguientes ecuaciones:

- $R_{PICA} = \frac{\rho}{L_p}$
- $R_{CONDUCTOR} = \frac{2 * \rho}{L_c}$
- $R_{INSTALACIÓN} = \frac{R_{PICAS} * R_{CONDUCTOR}}{R_{PICAS} + R_{CONDUCTOR}}$

Donde:

- ρ : resistividad del terreno (300 $\Omega \cdot m$).
- L_p : longitud de la pica (2m).
- L_c : longitud del conductor (244,54m).

Aplicando las formulas anteriores obtenemos la resistencia de toma de tierra de la instalación:

$$R_{PICAS} = \frac{1}{N^{\circ} PICAS} * \frac{\rho}{L} = \frac{1}{6} * \frac{300}{2} = 25,00 \Omega$$

$$R_{PICAS} = 25 \Omega$$

$$R_{CONDUCTOR} = \frac{2 * \rho}{L} = \frac{2 * 300}{244,54} = 2,454 \Omega$$

$$R_{CONDUCTOR} = 2,454 \Omega$$

Debido a que utilizamos picas y cable la expresión para el cálculo de la instalación es el paralelo entre la resistencia de tierra y la resistencia del conductor.

$$R_{INSTALACIÓN} = \frac{R_{PICAS} * R_{CONDUCTOR}}{R_{PICAS} + R_{CONDUCTOR}} = \frac{25 * 2,454}{25 + 2,454} = 2,234 \Omega$$

$$R_{INSTALACIÓN} = 2,234 \Omega$$

La resistencia de la instalación cumplirá dado que cumple la siguiente expresión:

$$R_a < \frac{U_c}{I_{\Delta n}}$$

Donde:

- U_c : tensión de contacto (50 V)
- $I_{\Delta n}$: Intensidad máxima de defecto (30 mA)

$$R_a < \frac{50 V}{0,03 A} = 1.666,67$$

$$2,234 < 1.666,67 \Omega \quad \text{CUMPLIMOS}$$

3. INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. ESCENARIO ACTUAL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Tras la implantación del nuevo Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, donde se establecen y regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica en España, que además modifica al anterior RD 15/2018 de 5 de octubre.

Las modificaciones a tratar son las siguientes:

- Se realiza una nueva definición de autoconsumo, reduciéndolas solo a dos: Autoconsumo con excedentes y sin excedentes. Donde la modalidad con excedentes se divide en, acogida a compensación o no acogida a compensación.
- Se eximen los permisos de acceso y conexión, a los usuarios sin excedentes, que ya tienen permiso de acceso y conexión.
- Se habilita a que reglamentariamente se puedan desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW

Hay que destacar las definiciones de instalación de generación e instalación de producción, así como la de consumidor asociado.

Definimos como instalación de generación a la que se encarga de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente primaria, mientras que una instalación de producción es aquella instalación que está inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Por último, se toma la definición de consumidor asociado al consumidor en un punto de suministro que tiene asociadas instalaciones próximas de red interior o a través de la red.

En nuestro caso, la presente instalación que nos ocupa, se trata de una instalación de producción dado que verteremos el excedente de producción de energía a la red y nos retribuiremos de ello, por lo que nos encontramos en una modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, además nuestra instalación será individual y próxima a la red interior de la edificación.

Para llevar a cabo esta modalidad deberemos seguir una serie de trámites y requisitos:

En cuanto a los tramites:

- Legalizar la instalación dentro de la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.
- Darse de alta registro, así como presentar la documentación necesaria (memoria técnica, boletín, certificado de la instalación).
- Se redactará un contrato con tu comercializadora en el que quede constancia de esta modalidad y que especifique el precio por vatio vertido a red.

En cuanto a los requisitos:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia instalada de tu instalación no puede superar los 100 kW y debe contar con un contador bidireccional que permita calcular el balance de energía neta.
- La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
- Deberán disponer de permisos de acceso y conexión por sus instalaciones de autoconsumo (exentos en: la modalidad de autoconsumo sin excedentes, así como en la modalidad de autoconsumo con excedentes en las que la producción es inferior o igual a 15 kW)

Además de cumplir con los requisitos anteriores, la red de autoconsumo deberá estar conectada con la red interior.

En nuestro caso disponemos de una instalación con una potencia instalada de 100 kW (suma de los cinco inversores), la cual deberá disponer de permisos de acceso y conexión.

Otro punto a destacar son los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo y los cargos del sistema eléctrico de aplicación a las modalidades de autoconsumo.

- Peajes de acceso: dado que nos hemos acogido a una modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a compensación, para la determinación de los componentes de facturación en dicha modalidad se aplicarán los siguientes criterios:
 - 1) Para la determinación del término de facturación de potencia de los peajes de acceso a las redes, el control de la potencia se realizará utilizando el equipo de medida ubicado en el punto frontera.
 - 2) Para la determinación del término de facturación de energía activa, la energía a considerar será la energía horaria consumida de la red.
 - 3) Para la determinación, en su caso, del término de facturación de energía reactiva se realizará utilizando el equipo medida ubicado en el punto frontera, y en su caso, el equipo de medida de generación neta.
- La aplicación de cargos del sistema eléctrico para la presente modalidad de autoconsumo vendrá dada por:

- 1) La aplicación de cargos fijos por potencia se realizará sobre la potencia a facturar al consumidor.
- 2) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida de la red

Por último, y no menos importante, se modifica la ITC-BT-40, sobre instalaciones en baja tensión del REBT, en el que se modifican tres apartados y se añade el anexo I sobre sistemas para evitar el vertido de energía a la red.

Cito:

“Todas las instalaciones de generación interconectadas a la red de distribución en baja tensión deben disponer de dispositivos que limiten la inyección de corriente continua y la generación de sobretensiones, así como impedir el funcionamiento en isla de dicha red de distribución, de forma que la conexión de la instalación de generación no afecte al funcionamiento normal de la red ni a la calidad del suministro de los clientes conectados a ella”.

“Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, deberán disponer de un sistema que evite el vertido de energía a la red de distribución que cumpla los requisitos y ensayos del nuevo anexo I de la ITC-BT-40”.

“Todos los generadores para suministro con autoconsumo con excedentes independientemente de su potencia que se conecten a instalaciones interiores o receptoras de usuario, lo harán a través de un circuito independiente y dedicado desde un cuadro de mando y protección que incluya protección diferencial tipo A, que será de 30 mA.”

3.2.CAMPO SOLAR

3.2.1. Descripción.

El campo fotovoltaico instalado en cubierta tiene como objetivo aportar parte del consumo eléctrico de nuestras instalaciones con el fin de generar un ahorro energético a largo plazo. Se ha maximizado todo el espacio posible garantizando unas condiciones idóneas para que el rendimiento de cada módulo sea el máximo.

Los módulos fotovoltaicos están orientados al sur con una inclinación de 30° y con un azimut de 0°, es decir orientado absolutamente al sur. En nuestro caso, el ángulo óptimo se encontrará entre el máximo y el mínimo, ángulos que se detallaran en el apartado de cálculos 2.2, (cálculo de pérdidas) cuando calculemos las pérdidas por orientación e inclinación.

Nuestra instalación se basa en el conjunto de 340 módulos fotovoltaicos distribuidos en series de 17 módulos.

3.2.2. Módulo fotovoltaico

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. En nuestro caso se ha utilizado un módulo policristalino formado por 72 células de silicio cristalino, de la casa Eurener, modelo PEPV 340. En la siguiente tabla se muestran sus características eléctricas y térmicas:

Tabla 1.1

Parámetros eléctricos del panel PEPV 340	
Isc (A)	9,43
Uoc (V)	46,2
Impp (A)	8,99
Umpp (V)	37,82
Pp (w)	340

Parámetros Térmicos del panel PEPV 340	
Temperatura nominal (°C)	48
Coef temperatura I (%/°C)	0,039
Coef temperatura U (%/°C)	0,29
Coef temperatura P (%/°C)	0,42

3.2.2.1. Distancias entre filas.

Para la obtención de una máxima productividad debemos evitar zona de sombras, tanto para la zona de cubierta inclinada como para la zona de cubierta plana. Para ello se han establecido los siguientes criterios:

Inclinación del módulo respecto a la cubierta inclinada

Dado que la superficie de la cubierta esta inclinada nueve grados respecto de la horizontal, debemos montar una estructura soporte con una inclinación de 21° para disponer los módulos a 30° respecto al sur.

Distancia entre filas de módulos en cubierta inclinada

Para el cálculo de la distancia entre módulos se ha seguido la siguiente ecuación $d=K*h$ donde h es la altura entre módulos y k la constante que depende de la latitud de la instalación. Para su cálculo, nos hemos basado en la siguiente ecuación.

$$K = \frac{1}{\text{tg}(61-\text{latitud})} \quad \text{Ec.1.1}$$

En nuestro caso, Elche tiene una latitud de 38°, con lo que desarrollando la ecuación obtenemos un factor $K = 2,38$

Dado que disponemos de una superficie plana y otra inclinada deducimos finalmente que:

Cubierta inclinada:

Por un lado, la distancia entre fila de módulos será:

$$d = 2,38 * 0.65 = 1,549m$$

Por otro lado, la distancia con el murete será:

$$d = 2,38 * 1 = 2,38m$$

Cubierta plana:

La distancia entre filas de módulos será:

$$d = 2,38 * 1 = 2,38m$$

La distancia con el murete en este caso:

$$d = 2,38 * 1,5 = 3,57m$$

El cálculo de la distancia entre módulos y muretes se detalla en el apartado 2.2 de cálculos.

3.2.3. Inversor

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua suministrada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Este equipo es necesario ya que la tensión que generan los módulos está entre 25 y 55 V, y para poder ser utilizada por la gran mayoría de equipos e inyectarla a red debe ser en alterna a una tensión de 230/380 V.

Además, estos equipos cumplirán con las directivas comunitarias de seguridad y compatibilidad electromagnética, ambas certificadas por el fabricante, incorporando protecciones frente a: Cortocircuitos en alterna, tensión y frecuencia de red fuera de rango sobretensiones y perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, etc...

Una de las condiciones que se establece es El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

$$\frac{Pp}{1.2} < Pn < \frac{Pp}{1.05}$$

- Pp: Potencia pico de la instalación
- Pn: Potencia nominal de la instalación

Con la formula anterior dimensionaremos el inversor.

La potencia nominal de la instalación será la suma de las potencias nominales de los inversores.

En nuestro caso el inversor escogido es de la casa FRONIUS, modelo Symo 20.0-3-M, de 20 kw de potencia nominal y un rendimiento del 97,9%. Es ideal plantas fotovoltaicas de gran tamaño con un amplio rango de tensión de entrada además de ofrecer una alta

flexibilidad de diseño y compatibilidad con multitud de módulos fotovoltaicos.

En la instalación se ha optado por instalar cinco inversores dado que unificar toda la instalación en uno solo podría recurrir a pérdidas en caso de labores de mantenimiento o algún fallo en el equipo. De esta forma, al tener cinco inversores se dispondría de aporte de energía en caso de alguna eventualidad.

Otra particularidad del inversor es que podemos unificar en una las dos entradas, dándonos así más intensidad por entrada y poder tener más series en paralelo.

Este, presenta las protecciones corriente continua inmersas en el, dado que unificaremos la entrada de corriente, dichas protecciones pasaran a realizarse en cuadros de protección de nivel 1 y de nivel 2.

En la siguiente tabla se muestran sus características principales del inversor instalado.

Tabla 1.2

INVERSOR FRONIUS SYMO 20.0-3-M			
Lado corriente continua		Lado corriente alterna	
Potencia cc máxima (kWp)	30	Potencia nominal (W)	20.000
Tensión máxima de entrada (v)	1.000 V	Intensidad máxima (A)	29
Rango de tensión entrada (V)	200-1.000	total distorsión armónica THD	< 3%
Número seguidores MPP	2	Tensión nominal	3/N/PE;230 V/400V
Corriente máxima (A/B) Unificando entradas	33A/27A 51A	Frecuencia de red	50 Hz
Datos generales			
Rendimiento max	98,1%		
Peso	43,4 kg		
Dimensiones (an/al/fon)mm	510/725/225		
Emisión sonora	51 db		
Protección	IP66		
Categoría Sobretensión (CC/CA)	2/3		
Conexión roscada (mm2)	2,5-16		

3.2.4. Conexión de módulos-Inversores

Como se mencionó en el apartado 1.3.1, nuestro campo generador estará formado por 340 módulos fotovoltaicos distribuidos por toda la cubierta de la nave industrial.

Previamente, habrá que destacar varios puntos antes de realizar la distribución de todos ellos.

Por un lado, debemos garantizar que el número de paneles en serie multiplicados por la tensión PMP no supere la máxima tensión permitida por el inversor.

Por otro lado, la tensión de circuito abierto es la máxima que podemos encontrar en bornes cuando no se extrae corriente y debemos garantizar, que no supere a la máxima permitida por el inversor cuando suceda esta situación.

Finalmente, que la intensidad que circule en bornes del inversor no supere a la máxima permitida.

En el presente proyecto se instalarán cinco inversores, de la casa FRONIUS, modelo SYMO 20.0-3-M y cada uno de ellos estará alimentado por 68 módulos fotovoltaicos. La distribución se hará mediante cuatro series en paralelo de 17 módulos por cada inversor.

Denominaremos en este instante a cada serie de módulos con el concepto de “string”.

De cada string, se obtendrá un polo positivo y un polo negativo, los cuales se llevarán a los cuadros de protección eléctrica de corriente continua. De cada uno de estos cuadros, saldrá una única línea (+-) que alimentará al inversor. Dichos cuadros, se denominan cuadros de nivel uno y cuadro de nivel dos.

Como se especifica en la tabla 1.2, el inversor posee dos entradas de C.C, las cuales unificaremos mediante un sistema auxiliar facilitado por el fabricante. (CONECTOR KIT CC)

3.2.4.1. Sistema auxiliar de conexión (Conector Kit CC)

Se dispone de un inversor con dos entradas MPP, es decir dos entradas que permiten disponer dos grupos de strings con una cierta inclinación y orientación de forma independiente.

Dado que toda la instalación presenta la misma inclinación y orientación, pasamos a unificar dicha entrada con el “conector kit cc”, el cual nos permitirá más intensidad en la entrada del inversor, además de poder realizar cajas de protecciones de nivel 1 y nivel 2 a lo largo del campo solar. (ver planos)

Las características de dicho conector se reflejan en la siguiente imagen.

DATOS TÉCNICOS	CONECTOR KIT CC SYMO 10 - 20 KW
Número de artículo	4.251.015
Máxima corriente	100 A
Cable transversal	6 mm ² - 25 mm ²
Tipo de cable	Se utiliza para los cables de cobre y aluminio, filamento o hilo, sector o circular ¹⁾
Momento de torsión	5,5 Nm
Superficies de sujeción del atomizado	8 mm - 13 mm
Normas	IEC 60999-2000, UL508, UL486A, CSA C22.2

¹⁾ El cable FV es necesario.



“El conector Kit CC posibilita la conexión de las dos entradas de corriente MPP superior a 35 A y una sección de cable de más de 16 mm², **por ejemplo, al utilizar un DC Box.** Con el conector Kit CC, se puede conectar una sección transversal de 6 mm² hasta 25 mm². El terminal está diseñado a prueba de golpes sin necesidad de férulas protectoras. El conector Kit CC es perfecto para su uso con los inversores Fronius Symo 10.0 - 20.0 kW. “

Como indica el texto citado por el fabricante, al usar cajas de protecciones (DC Box), como es nuestro caso, necesitamos una sección mayor de cableado en la entrada del inversor, lo que este conector posibilita y facilita la instalación.

La siguiente tabla muestra un resumen de cada uno de los grupos de string y a que inversor es atacado

Nº strings	Líneas Cuadro de nivel 1		Líneas Cuadro de nivel 2		Inversor
String 1.1	Línea 1.1	CN1.cc 1	Línea 1	CN2.cc	Inversor 1 Fronius Symo20kW
String 1.2	Línea 1.2				
String 1.3	Línea 1.3				
String 1.4	Línea 1.4				
String 2.1	Línea 2.1	CN1.cc 2	Línea 2		Inversor 2 Fronius Symo20kW
String 2.2	Línea 2.2				
String 2.3	Línea 2.3				
String 2.4	Línea 2.4				
String 3.1	Línea 3.1	CN1.cc 3	Línea 3		Inversor 3 Fronius Symo20kW
String 3.2	Línea 3.2				
String 3.3	Línea 3.3				
String 3.4	Línea 3.4				
String 4.1	Línea 4.1	CN1.cc 4	Línea 4		Inversor 4 Fronius Symo20kW
String 4.2	Línea 4.2				
String 4.3	Línea 4.3				

String 4.4	Línea 4.4			
String 5.1	Línea 5.1	CN1.cc 5	Línea 5	Inversor 5 Fronius Symo20kW
String 5.2	Línea 5.2			
String 5.3	Línea 5.3			
String 5.4	Línea 5.4			

Tabla 1.3

El cálculo de todas las líneas de corriente continua se realiza en el apartado 2.4, anexo de cálculos.

3.2.5. Protecciones parte de continua

3.2.5.1. Cuadro de nivel 1.

Como se ha descrito en el punto anterior, las conexiones de dichas series en paralelo se realizan mediante unas cajas de conexión llamadas, **Cuadros de Nivel 1**.

Los cuadros de nivel 1, son unos equipos provistos, para una tensión de instalación máxima de 1000 Vdc y fusibles de 10 A para la protección de cada string. Están formados por:

- Base porta fusible cilíndrico gPV 10x38 a 1000Vdc para corriente continua para fusibles de Intensidad máxima de hasta 25A. Protección del (+).
- Base porta fusible cilíndrico gPV 10x38 a 1000Vdc para corriente continua para fusibles de Intensidad máxima de hasta 25A. Protección del (-).
- Interruptor general de corte para corriente continua en el que la intensidad del mismo, se definirá en base a la tensión de instalación, y al número de strings y la intensidad de los mismos.
- Dispositivo contra sobretensiones.

En nuestro caso se elegirán cuadros de 4 entradas bipolares (+/-) protegidas por fusibles de 10 A. La utilidad de estos fusibles no es solamente la de proteger contra cortocircuitos, ya que esta, no está muy alejada de la corriente del punto máximo de funcionamiento. Si un string aislado se cortocircuita, no produce corrientes peligrosas, pero al tener 4 strings en paralelo, la corriente sí que llegaría a ser peligrosa, ya que es superior a la que soportan los módulos.

El problema puede producirse, en caso de que exista un fallo en algún string, es decir que algún panel se cortocircuitase, esa string sería recorrida por una corriente inversa superior a la que podría soportar. Por ese motivo se instalan fusibles en los cuadros de nivel 1 para la protección de cada string y así evitar que estas corrientes inversas puedan ocasionar daño a los paneles fotovoltaicos.

En tal caso de que se produjera un cortocircuito en un panel, debido a la estructura interna de los diodos en las células solares, la corriente inversa recorre el String defectuoso, lo que puede llevar a su fuerte calentamiento y si la tensión es demasiado alta incluso a la destrucción de los módulos de esa String.

En definitiva, el cuadro de nivel 1 protege cada una de las string y paneles fotovoltaicos.

En la siguiente imagen se muestra el proceso de corriente inversa.

Corriente inversa en el String defectuoso = Suma de las corrientes de los Strings restantes

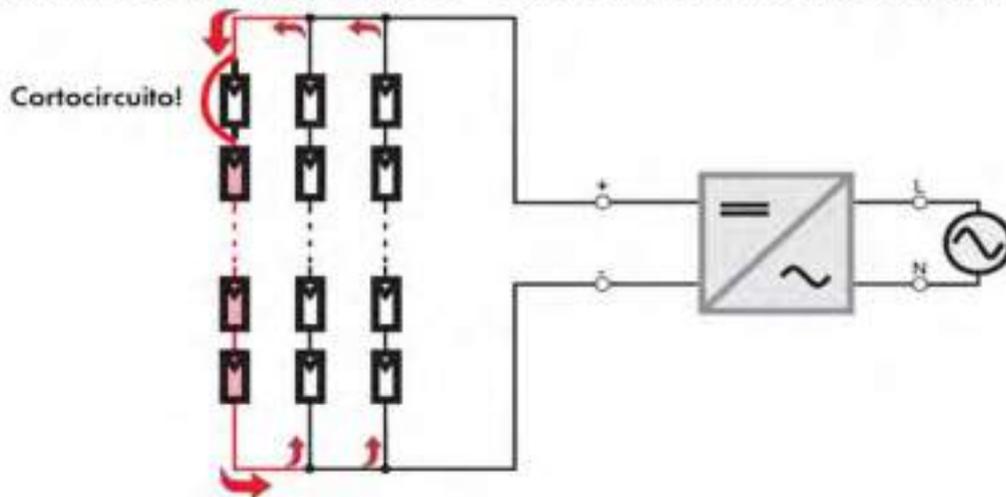


Figura 1.3

En nuestro caso el cuadro de nivel 1 instalado tiene las características que se muestran en la tabla 1.4

CAHORS ARF1-54-40A-4S-CIL10-ST	
Entradas Corriente Continua	
Nº entradas +/-	4+/4-
Tensión máxima entrada	1000 Vdc
Sección Cable mm	2,5-16 mm ²
Tipo Fusible	Cilíndrico Gpv 10A
Corriente nominal de entrada por string	8,99 A
Tipo de conexión	M 16
Corriente máxima fusible	15 A
Tamaño fusible	10 x 38 mm
Salida corriente Continua	
Tensión máxima Salida	1000 Vdc
Tipo de cable	M16
Sección Cable mm	2,5-25 mm ²
Nº salidas	1
Otros	
Protección	IK10 IP65
Dimensiones	400x500x200 mm
Protección contra sobretensión cc	Tipo2

Tabla 1.4

Las protecciones para el cuadro de nivel 1 se dimensionarán en el anexo de cálculos, apartado 2.8.

3.2.5.2. Cuadro de nivel 2

Una vez definidas las protecciones de cada string en el cuadro de nivel 1, tenemos que definir las protecciones de las líneas que salen de este hacia el inversor. Para ello se utiliza otro tipo de cuadro denominado, **Cuadro de Nivel 2**.

El cuadro de nivel 2 está diseñado para proteger eléctricamente el inversor de posibles sobretensiones y sobreintensidades. Además, dispone de un interruptor de corte en carga para poder cortar la alimentación y así poder realizar tareas de mantenimiento.

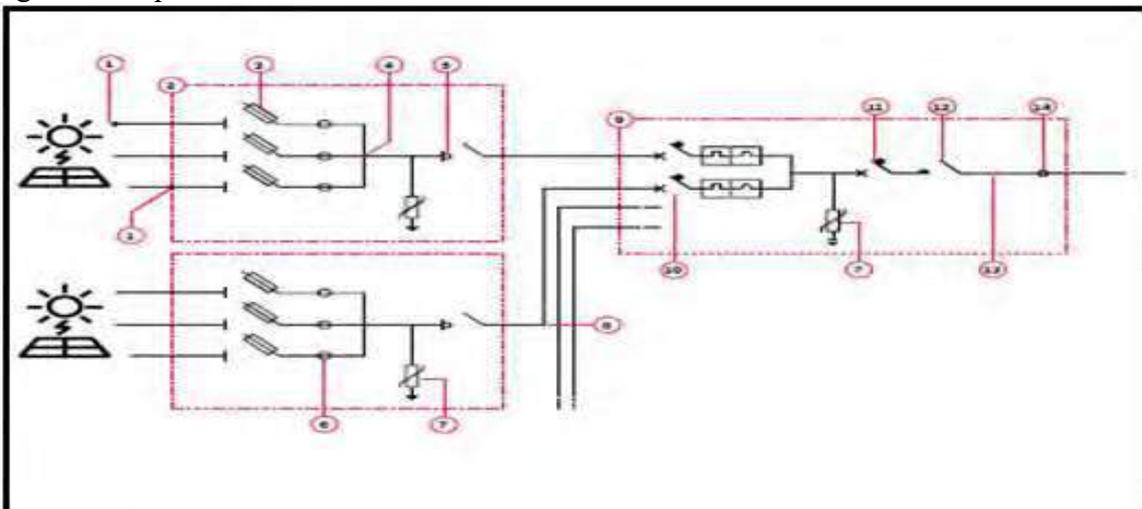
Está provisto de los siguientes elementos:

- Base porta fusible NH-0 para corriente continua para fusibles de Intensidad máxima de 250A. Protección del (+).
- Base porta fusible NH-0 para corriente continua para fusibles de Intensidad máxima de 250A. Protección del (-).
- Fusibles para el polo (+-) hasta una tensión de trabajo de 1000 Vdc e intensidades de hasta los 250 A.
- Interruptor general de corte para corriente continua. La intensidad del mismo, se definirá en base a la tensión de instalación y del número e intensidad de los fusibles.
- Dispositivo contra sobretensiones.

En nuestro caso se instalará un único cuadro de nivel 2, formado por los fusibles para cada una de las 5 líneas que provienen del grupo de inversores y los interruptores-seccionadores. Por tanto, tendrá 5 líneas de entrada y 5 líneas de salida, protegidas cada una con fusibles de 40 A tanto en el polo positivo como en el negativo. Además, se dispondrá de un interruptor seccionador de 40 A y dos polos por cada una de las líneas de entrada al inversor.

Su cálculo, se realiza en el apartado 2.8 del anexo de cálculos.

De manera habitual, las instalaciones fotovoltaicas quedarían representadas como en el siguiente esquema:



Donde:

- 1) Representa los conectores MC4 de los módulos fotovoltaicos
- 2) Cuadro de nivel 1
- 3) Fusibles string
- 4) Bloque de distribución
- 5) Interruptor seccionador
- 6) Medidor de corriente
- 7) Controlador strings
- 8) Cuadro de nivel 2
- 9) Interruptor seccionador
- 10) Contactores
- 11) Control de aislamiento

De forma resumida diremos que el **cuadro de nivel 1** sirve para proteger los grupos de módulos fotovoltaicos, y el **cuadro de nivel 2** sirve para proteger el inversor o grupo de inversores.

Para el cálculo de la protección frente a sobrecargas mediante fusibles, se seguirán las siguientes expresiones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 * I_z$$

Donde:

- I_b : Corriente de diseño del circuito correspondiente
- I_n : corriente nominal del fusible
- I_z : corriente máxima admisible del conductor protegido
- I_f : corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección

Una vez calculado la corriente nominal del fusible, pasamos a comprobar si existe fusible normalizado, en caso de que no fuese así, aumentaremos la sección del cable para poder cumplir con dichas condiciones.

Las siguientes tablas muestran fusibles normalizados y la sobrecarga transitoria que puede soportar el conductor protegido. En nuestro caso elegimos fusibles de 10 A para protección de las string y fusibles de 40 A para la protección de la línea que alimenta el inversor.

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n < 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT

En el punto 2.8 del anexo de cálculos se muestra con detalle el desarrollo completo para el cálculo de los fusibles de la instalación.

3.2.6. Protecciones parte corriente alterna.

Las protecciones de alterna se basan en la protección de la línea desde la salida del Inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica. Dichas protecciones cumplirán con lo establecido en el RD 842/2002, Reglamento electrotécnico de baja tensión.

La protección se realizará en el cuadro general de la instalación donde llegará cada una de las líneas que llegan del inversor y se unificarán en una única línea que verterá directamente en un interruptor general automático.

Las protecciones que usaremos serán un interruptor automático magnetotermico y un interruptor diferencial por línea que sale directamente del inversor.

Usaremos el magnetotermico como modo de seccionamiento en caso de aislar la línea de salida de un supuesto inversor.

Salida de inversor:

Se instalará un cuadro general para fotovoltaica en el cuarto de instalaciones de la edificación y de dicho cuadro saldrá una única línea que alimentará al embarrado del cuadro principal de la instalación (línea unificada).

Las líneas que parten directamente de cada inversor, irán protegidas mediante interruptores magnetotermicos automáticos de 32 A con un poder de corte de 10 kA, así como interruptores diferenciales de 40 A y una sensibilidad de 30 mA.

Línea unificada:

Dicha línea estará protegida por un interruptor automático de 250 A. Exactamente, es una caja moldeada que ejerce la función de interruptor automático y diferencial.

Dicho interruptor es de 250 A y un poder de corte de 25 kA.

Su cálculo se desarrolla en el apartado 2.9 del anexo de cálculos.

3.2.7. Protección contra contactos indirectos.

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión la protección mediante contactos indirectos se consigue mediante la aplicación de algunas de las medidas siguientes:

- Protección por corte automático de la alimentación
- Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente.
- Protección en los locales o emplazamientos no conductores.
- Protección mediante conexiones equipotenciales locales no conectadas a tierra.
- Protección por separación eléctrica.

El sistema comúnmente elegido es el de protección por corte automático de la alimentación y es que se dispondrá en nuestra instalación.

Dicho sistema procede al corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo para impedir que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. Para ello debe existir una adecuada coordinación entre el esquema de conexiones a tierra descritas en a ITC-BT-08.

El esquema utilizado es el esquema TT en el que el neutro está conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación.

El corte automático de la alimentación está prescrito cuando pueda producirse un efecto peligroso para las personas o animales. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna y 24 V, como por ejemplo el locales húmedos o instalaciones de alumbrado.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$- R_a \times I_a \leq U$$

Donde:

- R_a : es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.
- U es la tensión de contacto límite convencional (50, 24V u otras, según los casos).

La intensidad nominal de los dispositivos diferenciales instalados ha sido dimensionada a fin de que esta sea igual o superior a la de los interruptores automáticos para que en el caso de una sobrecarga el interruptor magnetotérmico abra el circuito antes de que el interruptor diferencial se vea afectado.

Como se comentó anteriormente, el sistema empleado es el de puesta a tierra de las masas (TT) y el uso de interruptores automáticos diferenciales de alta sensibilidad de 30 mA, AC, cuyas intensidades se identifican en el esquema unifilar la instalación fotovoltaica. (Ver planos).

3.2.8. Protección contra contactos directos.

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que puedan derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Los medios a utilizar vienen expuestos y definidos en la norma UNE 20460-4-41.

Estos medios a utilizar son habitualmente:

- Protección por aislamiento de las partes activas

Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo. En nuestra instalación todos los conductores estarán previstos con dicho aislamiento. En el anexo de cálculos se justificará el aislamiento utilizado para cada uno de los conductores.

- Protección por medio de barreras o envolventes.

Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean como mínima el grado de protección IP correspondiente. Este vendrá recogido en la norma UNE 20324.

En nuestro caso todos los elementos que posean corrientes activas, así como, strings formadas por módulos, cuadros de nivel 1 y 2, inversores, cuadros de protección de corriente alterna, tendrán un grado de protección mínimo IP.

Elemento	Grado Protección
Módulos FV	IP 68
Cuadro Nivel 1	IP66
Cuadro Nivel 2	IP66
Inversor	IP 66
Cuadro Protección Alterna	IP 30

Un grado de protección IP 30 describe lo siguiente:

- La primera cifra “3” indica que está protegido contra cuerpos sólidos de más de 2.5mm²
- La cifra “0” indica que no está protegido contra cuerpos líquidos.

Podemos concluir que los cuadros de protección de corriente alternan (IP30) deberán estar en el interior de la edificación protegidos de ambientes húmedos.

Un grado de protección IP 66 describe lo siguiente:

- La primera cifra “6” indica que es totalmente estanco al polvo

- La segunda cifra “6” indica que está protegido contra fuertes chorros de agua en todas las direcciones.

Un grado de protección IP 6 describe lo siguiente:

- La primera cifra “6” indica que es totalmente estanco al polvo
- La segunda cifra “8” indica que está protegido contra inmersiones prolongadas.

Este grado de estanqueidad es el máximo que se puede obtener según el RD 842/2002 del 2 de agosto.

- Protección por medio de obstáculos.
Esta medida no garantiza una protección completa y su aplicación se limita en la práctica, a los locales de servicio eléctrico solo accesible al personal autorizado.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
Esta medida no garantiza una protección completa y su aplicación se limita en la práctica, a los locales de servicio eléctrico solo accesible al personal autorizado. La puesta fuera del alcance está destinada a impedir contactos fortuitos con las partes activas. Las partes accesibles que se encuentren a tensiones diferentes no deberán encontrarse dentro del volumen de accesibilidad.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.
Esta medida está destinada a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos. Para ello se emplean dispositivos de corriente diferencial residual que sean iguales o inferiores a 30mA.

3.2.9. Radiación incidente en la instalación.

Es necesario un estudio de la radiación incidente que recibirá nuestra instalación para poder estimar la cantidad de energía que podrá aportarnos a lo largo de todos los meses del año.

Para el dimensionamiento de la instalación nos hemos basado en parámetros tales como la inclinación y la orientación de los módulos. En nuestro caso los módulos se han colocado con una inclinación de 30° respecto a la horizontal y con un Azimut, desviación respecto al sur, de 0°.

Para poder determinar el ángulo óptimo de nuestra instalación nos basaremos en el factor de corrección K, el cual representa el cociente entre la energía incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

Los datos de irradiación para nuestra localización, Elche, están basados en un promedio anual de datos para la provincia de Alicante.

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{G_{dm}(0)}$$

Estos datos de irradiación, figura 1.4, parten de datos con azimut 0° e inclinación 0° y que a partir de ellos calcularemos los datos para otras condiciones, es un proceso muy complejo ya que cada día del año estos parámetros afectan en una proporción diferente. La figura siguiente muestra los factores k , para la latitud que corresponde a nuestra instalación en Elche, 38° .

Latitud = 38°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.11	1.08	1.05	1.02	1.02	1.03	1.05	1.09	1.14	1.16	1.16
15	1.19	1.15	1.11	1.06	1.03	1.01	1.03	1.07	1.13	1.19	1.23	1.22
20	1.24	1.19	1.13	1.07	1.02	1.01	1.02	1.07	1.15	1.24	1.3	1.29
25	1.28	1.22	1.14	1.07	1.01	.99	1.01	1.08	1.17	1.28	1.35	1.34
30	1.31	1.24	1.15	1.06	.99	.97	.99	1.07	1.18	1.31	1.4	1.38
35	1.34	1.25	1.15	1.04	.96	.94	.97	1.05	1.19	1.34	1.43	1.42
40	1.36	1.26	1.14	1.02	.93	.9	.93	1.03	1.18	1.35	1.46	1.45
45	1.37	1.26	1.13	.99	.89	.86	.89	1	1.17	1.36	1.48	1.47
50	1.37	1.25	1.1	.96	.85	.81	.85	.97	1.15	1.35	1.49	1.48
55	1.36	1.23	1.07	.91	.8	.75	.8	.92	1.12	1.34	1.49	1.48
60	1.35	1.21	1.04	.86	.74	.69	.74	.87	1.08	1.32	1.48	1.47
65	1.33	1.18	.99	.81	.68	.63	.68	.82	1.04	1.29	1.46	1.45
70	1.29	1.14	.94	.75	.61	.56	.61	.76	.98	1.25	1.43	1.42
75	1.25	1.09	.89	.69	.54	.49	.54	.69	.93	1.2	1.39	1.39
80	1.21	1.04	.83	.62	.47	.42	.47	.62	.86	1.14	1.34	1.34
85	1.15	.98	.76	.55	.4	.34	.39	.55	.79	1.08	1.29	1.29
90	1.09	.91	.69	.47	.32	.26	.31	.47	.72	1.01	1.22	1.23

En la siguiente tabla se muestran los ángulos de inclinación más significantes para módulos fotovoltaicos en los cuales interpolaremos desde los 20° a los 35° .

Tabla 1.5

Factor k para Latitud de 38°												
Inclinación	Ener	Febr	Marz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
20°	1,24	1,19	1,13	1,07	1,02	1,01	1,02	1,07	1,15	1,24	1,3	1,29
25°	1,28	0,22	1,14	1,07	1,01	0,99	1,01	1,08	1,17	1,28	1,35	1,34
30°	1,31	1,24	1,15	1,06	0,99	0,97	0,99	1,07	1,18	1,31	1,4	1,38
35°	1,34	1,25	1,15	1,04	0,96	0,94	0,97	1,05	1,19	1,34	1,43	1,42

La tabla 1.6 muestra los valores de k interpolados para cada uno de los ángulos de inclinación mencionados.

Tabla 1.6

Factores K interpolados para una Latitud de 38°												
Inclinación	Ener	Febr	Marz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
20	1,24	1,19	1,13	1,07	1,02	1,01	1,02	1,07	1,15	1,24	1,3	1,29
21	1,248	1,196	1,132	1,07	1,018	1,006	1,018	1,072	1,154	1,248	1,31	1,3
22	1,256	1,202	1,134	1,07	1,016	1,002	1,016	1,074	1,158	1,256	1,32	1,31

23	1,264	1,208	1,136	1,07	1,014	0,998	1,014	1,076	1,162	1,264	1,33	1,32
24	1,272	1,214	1,138	1,07	1,012	0,994	1,012	1,078	1,166	1,272	1,34	1,33
25	1,28	1,22	1,14	1,07	1,01	0,99	1,01	1,08	1,17	1,28	1,35	1,34
26	1,286	1,224	1,142	1,068	1,006	0,986	1,006	1,078	1,172	1,286	1,36	1,348
27	1,292	1,228	1,144	1,066	1,002	0,982	1,002	1,076	1,174	1,292	1,37	1,356
28	1,298	1,232	1,146	1,064	0,998	0,978	0,998	1,074	1,176	1,298	1,38	1,364
29	1,304	1,236	1,148	1,062	0,994	0,974	0,994	1,072	1,178	1,304	1,39	1,372
30	1,31	1,24	1,15	1,06	0,99	0,97	0,99	1,07	1,18	1,31	1,4	1,38
31	1,316	1,242	1,15	1,056	0,984	0,964	0,986	1,066	1,182	1,316	1,406	1,388
32	1,322	1,244	1,15	1,052	0,978	0,958	0,982	1,062	1,184	1,322	1,412	1,396
33	1,328	1,246	1,15	1,048	0,972	0,952	0,978	1,058	1,186	1,328	1,418	1,404
34	1,334	1,248	1,15	1,044	0,966	0,946	0,974	1,054	1,188	1,334	1,424	1,412
35	1,34	1,25	1,15	1,04	0,96	0,94	0,97	1,05	1,19	1,34	1,43	1,42

De la siguiente figura extraemos los valores de irradiación media en la provincia de Alicante.

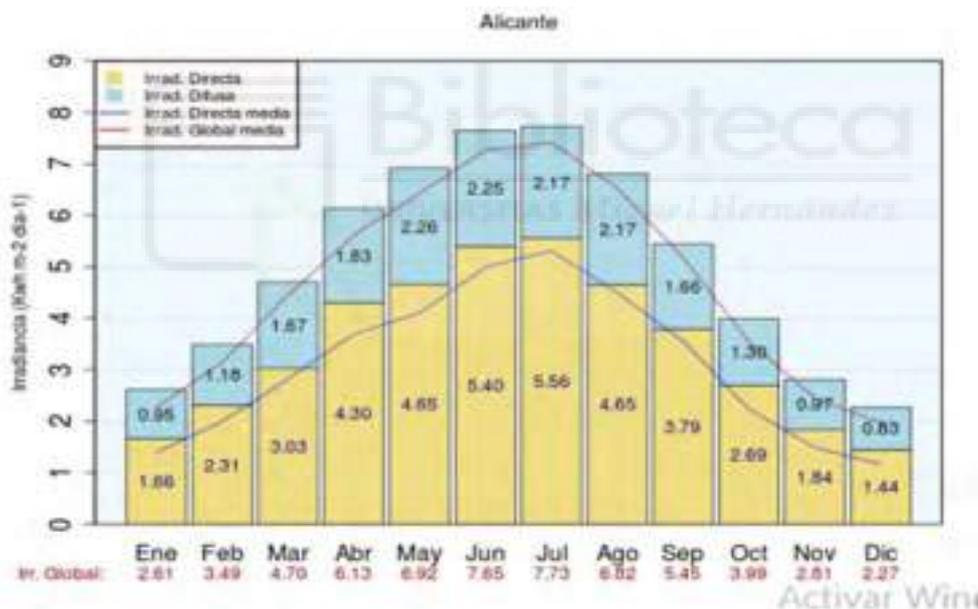


Figura 1.4

Tabla 1.7

IRRADIACION MEDIA DE LA PROVINCIA DE ALICANTE kWh/(m²*dia)											
Ene	Febr	Marz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Septie	Octub	Novi	Dicie
2,61	3,49	4,7	6,13	6,92	7,65	7,73	6,82	5,45	3,99	2,8	2,27

Como se ha descrito anteriormente la figura 1.4, muestra los valores de irradiación media para la provincia de Alicante para una inclinación de 0° y un azimut de 0°. Nuestra instalación cuenta con otras características, por lo que ese valor de radiación no nos será útil.

Multiplicando cada uno de los valores de la tabla 1.7 por los factores K que hemos interpolado, tabla 1.6, se obtiene el valor de irradiación media para una cierta inclinación del panel fotovoltaico. Dichos valores son los obtenidos en la tabla 1.8.

Tabla 1.8

BUSQUEDA DEL ANGULO DE INCLINACION OPTIMO													
Irradiacion diaria mensual kwh/(m2*dia) para la provincia de alicante para una cierta inclinacion													
Inclin.	Ene	Febr	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Octu	Nov	Dic	Med.
20	3,236	4,153	5,311	6,559	7,058	7,727	7,885	7,297	6,268	4,948	3,640	2,928	5,584
21	3,257	4,174	5,320	6,559	7,045	7,696	7,869	7,311	6,289	4,980	3,668	2,951	5,593
22	3,278	4,195	5,330	6,559	7,031	7,665	7,854	7,325	6,311	5,011	3,696	2,974	5,602
23	3,299	4,216	5,339	6,559	7,017	7,635	7,838	7,338	6,333	5,043	3,724	2,996	5,612
24	3,320	4,237	5,349	6,559	7,003	7,604	7,823	7,352	6,355	5,075	3,752	3,019	5,621
25	3,341	4,258	5,358	6,559	6,989	7,574	7,807	7,366	6,377	5,107	3,780	3,042	5,630
26	3,356	4,272	5,367	6,547	6,962	7,543	7,776	7,352	6,387	5,131	3,808	3,060	5,630
27	3,372	4,286	5,377	6,535	6,934	7,512	7,745	7,338	6,398	5,155	3,836	3,078	5,631
28	3,388	4,300	5,386	6,522	6,906	7,482	7,715	7,325	6,409	5,179	3,864	3,096	5,631
29	3,403	4,314	5,396	6,510	6,878	7,451	7,684	7,311	6,420	5,203	3,892	3,114	5,631
30	3,419	4,328	5,405	6,498	6,851	7,421	7,653	7,297	6,431	5,227	3,920	3,133	5,632
31	3,435	4,335	5,405	6,473	6,809	7,375	7,622	7,270	6,442	5,251	3,937	3,151	5,625
32	3,450	4,342	5,405	6,449	6,768	7,329	7,591	7,243	6,453	5,275	3,954	3,169	5,619
33	3,466	4,349	5,405	6,424	6,726	7,283	7,560	7,216	6,464	5,299	3,970	3,187	5,612
34	3,482	4,356	5,405	6,400	6,685	7,237	7,529	7,188	6,475	5,323	3,987	3,205	5,606
35	3,497	4,363	5,405	6,375	6,643	7,191	7,498	7,161	6,486	5,347	4,004	3,223	5,599

Como se puede comprobar en la tabla 1.8 para una inclinación de 30° obtenemos el máximo nivel medio de radiación a lo largo del año.

Dichos valores nos servirán para estimar el cálculo de la energía generada por nuestra instalación fotovoltaica.

Antes de calcular la energía que inyectaremos a red, debemos de calcular el performance ratio, que como se ha descrito anteriormente, es la suma de todas las perdidas en tanto por cien que se producen en nuestra instalación.

3.2.10. Perdidas en la instalación. Performance Ratio.

Las pérdidas estimadas del sistema son todas las pérdidas en el sistema, que causan que la potencia realmente entregada a la red sea menor que la potencia producida por los módulos fotovoltaicos. Hay varias causas para esta pérdida, como pérdidas en cables, inversores de potencia, suciedad en los módulos, etc. Con los años, los módulos también tienden a perder un poco de su potencia, por lo que la producción anual promedio durante la vida útil del sistema será un porcentaje un poco menor que la producción en los primeros años.

El performance ratio o rendimiento energético de la instalación mide la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo teniendo en cuenta los siguientes factores o pérdidas.

- Pérdidas por efecto de la temperatura de las células. (P1)

El efecto de la temperatura en las células afectará en la potencia y la efectividad de una célula solar en el módulo fotovoltaico. A bajas temperaturas, el módulo fotovoltaico trabaja de un modo especialmente eficiente. El módulo fotovoltaico, por ejemplo, está frío en caso de cielo cubierto durante el invierno. Si, con esta situación atmosférica, la irradiación solar incide de pleno en el módulo fotovoltaico frío, éste funcionará con gran efectividad. Esto puede generar brevemente un valor elevado del coeficiente de rendimiento.

Las pérdidas por efecto de la temperatura en las células para nuestra instalación son las reflejadas en la siguiente tabla:

Mes	Tc (°C)	Pérdidas (%)
Enero	29,78	2,01
Febrero	30,19	2,18
Marzo	33,9	3,74
Abril	38,21	5,55
Mayo	41,88	7,09
Junio	46,35	8,97
Julio	50,82	10,84
Agosto	50,03	10,51
Septiembre	45,1	8,44
Octubre	41,27	6,83
Noviembre	34,04	3,8
Diciembre	28,82	1,61

Las pérdidas globales por efecto de la temperatura representaran un 5,96 %. En el apartado 2.2 del anexo de cálculos se justificará dicho valor.

- Pérdidas por efecto de suciedad. (P2)

Algunas zonas en las que la presencia de polvo, nieve u otros fenómenos interfieran en la captación de radiación solar en el módulo, hará que los paneles solares sufran pérdidas en la producción eléctrica e incluso que estas pérdidas lleguen al 100%. Podemos tomar como valor de pérdidas anuales un valor del 3%.

- Pérdidas por reflectancia angular. (P3)

Estas pérdidas son mayores en células con capas antireflexivas que en células texturizadas y son mayores en invierno que en verano, también en localidades con mayor altitud, estas pérdidas son mayores. Suelen estar comprendidas entre el 2 y el 6 %, en nuestro caso supondremos unas pérdidas del 3%.

- Pérdidas eléctricas. (P4)

Las pérdidas principales por el cableado pueden calcularse conociendo la longitud del cableado y su sección siguiendo la siguiente ecuación.

$$P_{cab} = R \cdot I^2$$

$$R = \frac{L}{S \cdot \gamma}$$

- 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 cm².
- γ es la conductividad del conductor (cobre)

Las caídas de tensión en el cableado pueden ser muy importantes cuando son tramos 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 %.

Para dicho cálculo se han tomado que las pérdidas en el inversor son del 2% y las pérdidas de cableado, son del orden del 6,14 %.

Las pérdidas del inversor se deducen de la hoja de características. Para una tensión nominal de 600V de entrada, el inversor tiene un rdto de 98,1%, como nuestra tensión se encuentra en 642 V podemos afirmar que las pérdidas se encuentran entorno al 2%. En nuestro caso las pérdidas eléctricas se encuentran en un 8,14 %

En el apartado 2.2 del anexo de cálculos se muestran los cálculos realizados.

- Pérdidas por sombras. (P5)

Es muy importante calcular la distancia que tenemos entre obstáculos que generen sombras en nuestros módulos fotovoltaicos, ya bien sean muretes, otras edificaciones o las propias placas fotovoltaicas. Simplemente basta con que una placa de un string este en sombra para que en todo este circule con una intensidad menor, con el resultado de que la energía producida sea menor que si trabajase sin sombras.

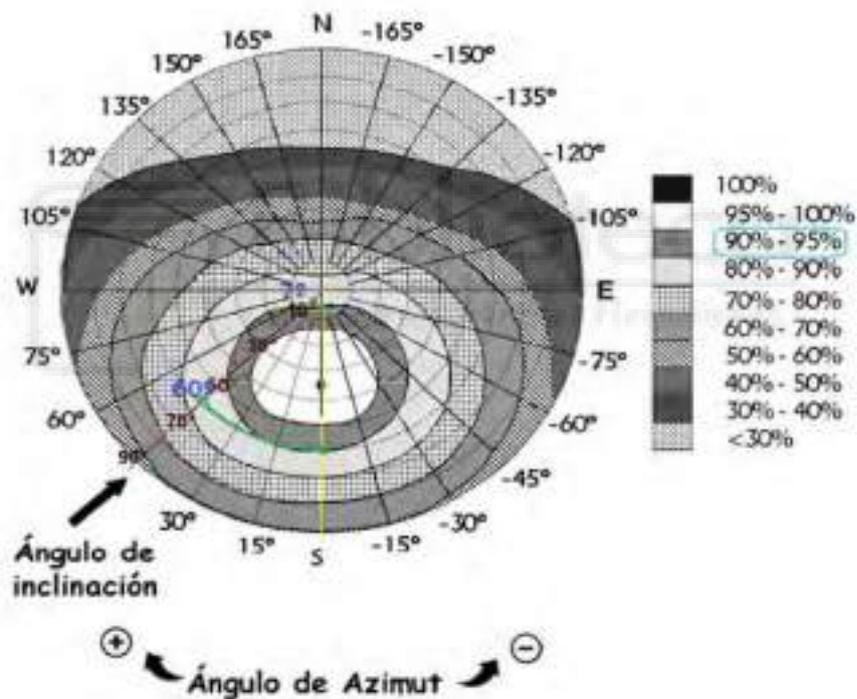
En el apartado 1.3.2.1 se muestra el cálculo de la distancia entre filas de módulos, así como la distancia entre el murete que separa cada cubierta. Como se demuestra en la figura*** y en las fórmulas utilizadas, para que no haya sombra entre filas debemos de dejar una distancia entre filas de 2,37m y entre el murete de 3,58m.

Dado que nuestro edificio no presenta edificaciones cercanas que puedan generar sombras en la instalación, suponemos nulas dichas pérdidas.
En el apartado de cálculos se muestran los cálculos realizados.

- Pérdidas por orientación e inclinación. (P6)

Las pérdidas por orientación e inclinación deben suponer como máximo un 10%, dicho valor se extrae de la tabla 1 del pliego de condiciones del IDAE. Para el caso de nuestra instalación calcularemos dichas pérdidas en función del ángulo de inclinación de los módulos, que en nuestro caso es de 30° y del azimut, que es 0°.

Para calcular dichas pérdidas nos basaremos primeramente en la siguiente figura la cual nos ayudará a representar el ángulo de inclinación máximo y mínimo para un determinado ángulo azimutal.



Las pérdidas por orientación e inclinación en nuestra instalación tendrán un valor del orden de 0,048%.

En el apartado 2.2 del anexo de cálculos se justificará dicho valor.

3.2.10.1. Performance Ratio.

Una vez que se han obtenido todas las pérdidas que se han considerado en la instalación, podemos calcular el performance ratio o rendimiento energético de la instalación.

$$PR = 100 - (P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6)$$

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total	PR
Enero	2,01%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	16,20%	83,80%
Febrero	2,18%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	16,37%	83,63%
Marzo	3,74%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	17,93%	82,07%
Abril	5,55%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	19,74%	80,26%
Mayo	7,09%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	21,28%	78,72%
Junio	8,97%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	23,16%	76,84%
Julio	10,84%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	25,03%	74,97%
Agosto	10,51%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	24,70%	75,30%
Septiembre	8,44%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	22,63%	77,37%
Octubre	6,83%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	21,02%	78,98%
Noviembre	3,80%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	17,99%	82,01%
Diciembre	1,61%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	15,80%	84,20%
Total Medio	5,96%	3,00%	3,00%	8,14%	0,00%	0,05%	20,15%	79,85%

Como podemos observar, realizando la media para cada una de las pérdidas, obtenemos un PR medio de 79,85%.

Para evaluar el rdto. energético de la instalación se usará el PR obtenido para cada uno de los meses del año.

3.2.11. Rendimiento energético de la instalación.

Una vez calculadas las pérdidas y con ello el performance ratio, podemos pasar a calcular el rendimiento energético de la instalación.

La producción anual esperada para una cierta inclinación de paneles y un cierto azimut sigue la siguiente fórmula. Dicha fórmula está extraída del pliego de condiciones técnicas del IDAE.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR * P_{mp}}{G_{cem}}$$

Donde:

- P_{mp} = Potencia pico del generador
- $G_{cem} = 1 \text{ kW/m}^2$
- E_p = Energía inyectada a red (kwh/día)
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador ($\text{Kwh/m}^2 * \text{día}$) siendo α el azimut de la instalación, en nuestro caso al estar 0° , y β la inclinación de los paneles que en nuestro caso es de 30° .
- PR = Performance ratio. Es la suma de todas las pérdidas producidas por la instalación.

Aplicando para cada uno de los meses del año el valor la radiación incidente y las pérdidas producidas (PR) podemos estimar la energía generada de nuestro campo solar.

En la siguiente tabla se muestra la energía generada para cada uno de los meses del año.

Mes	Gdm (0) [kwh/(m2*día)]	Gdm ($\alpha=0;\beta=30$) [kwh/(m2*día)]	Pmp (kwp)	PR	Ep (kwh/día)	Ep (kwh/mes)
Enero	2,61	3,42	115,60	0,84	331,23	10.268,00
Febrero	3,49	4,33	115,60	0,84	418,39	11.714,82
Marzo	4,70	5,41	115,60	0,82	512,80	15.896,82
Abril	6,13	6,50	115,60	0,80	602,88	18.086,54
Mayo	6,92	6,85	115,60	0,79	623,44	19.326,67
Junio	7,65	7,42	115,60	0,77	659,16	19.774,75
Julio	7,73	7,65	115,60	0,75	663,24	20.560,48
Agosto	6,82	7,30	115,60	0,75	635,23	19.692,20
Septiembre	5,45	6,43	115,60	0,77	575,20	17.256,05
Octubre	3,99	5,23	115,60	0,79	477,23	14.794,21
Noviembre	2,80	3,92	115,60	0,82	371,64	11.149,17
Diciembre	2,27	3,13	115,60	0,84	304,92	9.452,50

Como podemos observar, la potencia pico de nuestro campo solar es de 115,6 kW_p y que, para la orientación dada junto con las pérdidas, nos da como resultado la energía generada.

El cálculo de energía generada para cada día/mes, a lo largo de un año se ha realizado mediante un método estadístico, el cual compararemos con el cálculo que realiza la herramienta PVGIS.

3.2.12. Rendimiento energético de la instalación mediante PVGIS.

En el punto anterior se desarrolló la energía generada por nuestro sistema fotovoltaico teniendo en cuenta unas pérdidas globales de 18,81 % y una P_p de 115,6 Kw.

En este punto, se pretende calcular el rdto. fotovoltaico de nuestro sistema mediante el software en línea PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

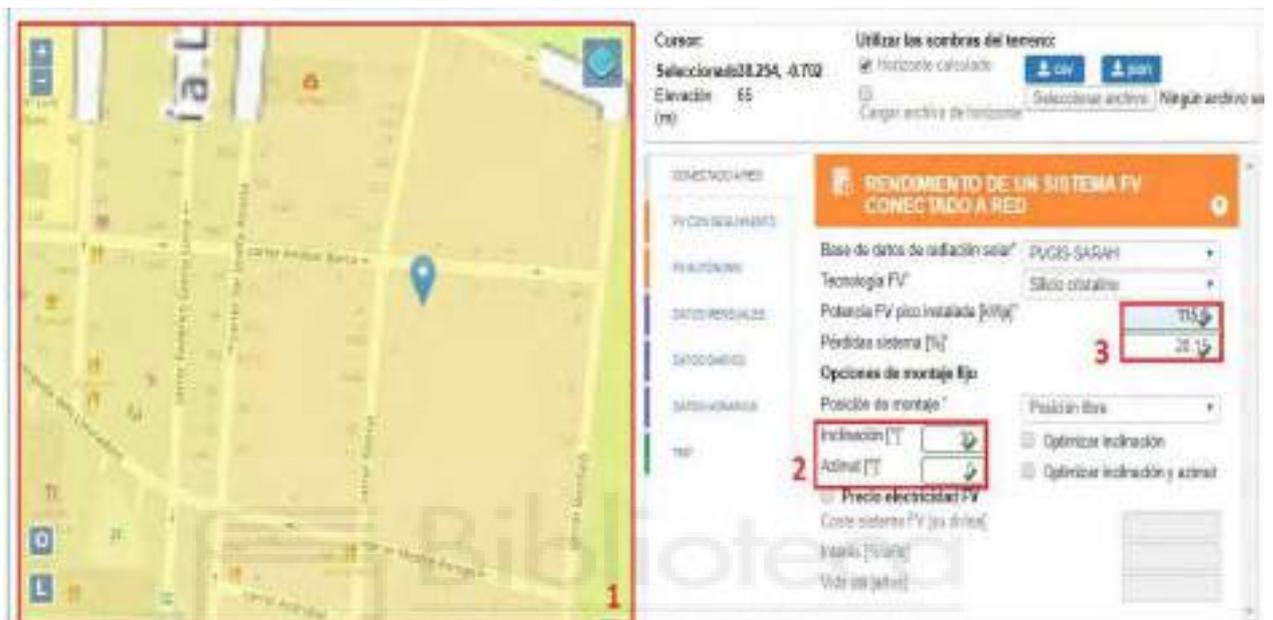
PVGIS se basa en un software desarrollado en el centro común de investigación de la comisión europea. Su enfoque se basa en la evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico, y la difusión de conocimiento y datos sobre energía solar.

Los datos que debemos introducir en PVGIS son la potencia pico instalada, el ángulo de inclinación de los módulos, así como, su orientación y las pérdidas producidas en la instalación.

En nuestro caso:

- Pp, Potencia pico instalada: 115,6 Kw
- α , angulo de inclinación de los módulos: 30°
- β , azimut: 0°
- Pérdidas del sistema: 20.15 %.

En la siguiente imagen se muestra tal y como sería la forma en la que se introducen los datos:



En el cuadro “1” se muestra la localización exacta de nuestra instalación del cual automáticamente se calculará el horizonte.

Finalmente, en el cuadro “2” se introduce la inclinación de nuestros módulos respecto de la superficie horizontal y el azimut.

El cuadro “3” se introduce la potencia pico instalada y las pérdidas del sistema, las cuales se calcularon previamente.

Una vez introducidos dichos datos, el software, muestra una hoja de datos como la de la siguiente figura:



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

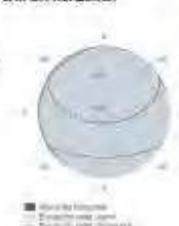
Datos proporcionados:

Latitud/longitud: 38.254, -1.702
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-5AN(AH)
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 115.8 kWp
 Pérdidas sistema: 20.15 %

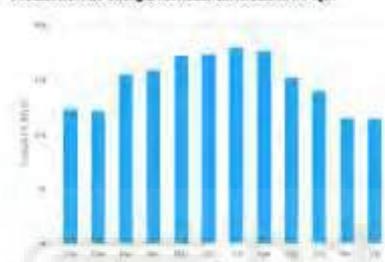
Resultados de la simulación:

Ángulo de inclinación: 30°
 Ángulo de azimut: 0°
 Producción anual FV: 178123.45 kWh
 Irradiación anual: 3140.54 kWh/m²
 Variación interanual: 6158.83 kWh
 Cambio en la producción debido a:
 - Ángulo de inclinación: -2.59 %
 - Efecto espectral: 0.53 %
 - Temperatura y baja incidencia: -6.33 %
 - Pérdidas totales: -28.32 %

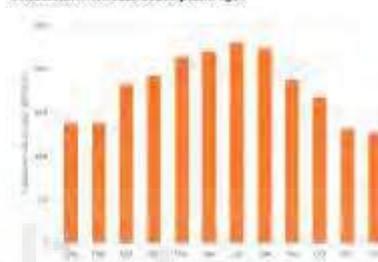
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	$H(I)_m$	SD_m
Enero	12348.3137	137.8	4.45
Febrero	12140.5138	138.1	4.93
Marzo	15539.5102	182.3	5.88
Abril	15618.3102	180.5	5.88
Mayo	17220.1213	203.6	5.88
Junio	17318.2203	203.2	5.88
Julio	17941.8220	203.4	5.88
Agosto	17520.5223	203.7	5.88
Septiembre	15224.4187	183.6	5.88
Octubre	13978.2167	158.1	5.88
Noviembre	11407.3131	138.0	5.88
Diciembre	11386.0126	136.5	5.88

E_m : Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh]
 $H(I)_m$: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m^2)
 SD_m : Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh]

El contenido de esta publicación está sujeto a los términos y condiciones de acceso de los datos de la base de datos PVGIS. La reproducción de esta información está permitida siempre que se cite la fuente de la información original. Este documento es propiedad de la Universidad Miguel Hernández y no debe ser distribuido fuera de ella. La información contenida en este documento es únicamente para fines informativos y no constituye una recomendación o asesoramiento profesional. La información contenida en este documento es únicamente para fines informativos y no constituye una recomendación o asesoramiento profesional. La información contenida en este documento es únicamente para fines informativos y no constituye una recomendación o asesoramiento profesional.

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2020. Reproducción autorizada, provided the source is acknowledged. Todos los derechos reservados.

De la anterior imagen hemos extraído los datos y los comparamos con los calculados de forma teórica donde:

- E_m : Energía generada por nuestro sistema fotovoltaico.
- $H(I)$: Irradiación sobre nuestros módulos inclinados 30° con orientación sur y azimut 0° .

Mes	Datos obtenidos de PVGIS			Datos Teóricos	
	E_m (kWh/mes)	$H(I)$ (kWh/m ² ·mes)	$H(I)$ (kWh/m ² ·día)	E_m (kWh/mes)	$H(I)$ (kWh/m ² ·día)
Enero	12.348,30	137,80	4,45	10.268,00	3,42
Febrero	12.140,50	138,10	4,93	11.714,82	4,33
Marzo	15.539,50	182,30	5,88	15.896,82	5,41

Abril	15.918,30	192,30	6,20	18.086,54	6,50
Mayo	17.220,10	213,20	6,88	19.326,67	6,85
Junio	17.318,70	220,00	7,10	19.774,75	7,42
Julio	17.941,80	230,40	7,43	20.560,48	7,65
Agosto	17.620,30	223,20	7,20	19.692,20	7,30
Septiembre	15.224,40	187,40	6,05	17.256,05	6,43
Octubre	13.978,20	167,00	5,39	14.794,21	5,23
Noviembre	11.487,30	131,30	4,24	11.149,17	3,92
Diciembre	11.386,01	126,60	4,08	9.452,50	3,13
TOTAL	178.123,41	2.149,60	69,82	187.972,20	67,58

De los datos extraídos de PVGIS la producción anual esperada será de 178.123,41 Kwh que comparándolos con los 187.972,20 Kwh calculados de forma teórica podemos concluir que nuestros cálculos presentan una desviación del 5,24 %. Para el análisis económico de nuestra instalación utilizaremos el resultado de PVGIS dado que es un resultado más cuidadoso.

3.2.13. Diseño Fotovoltaico.

Como hemos comentado en puntos anteriores, nuestro campo fotovoltaico consta de 340 módulos distribuidos en 5 inversores. Para atacar a cada inversor se ha considerado 4 strings formadas por 17 módulos fotovoltaicos.

Cada una de ellas, protegida por cuadros de protección de nivel 1 y nivel 2 (explicados anteriormente).

Todo ello se ha seguido siguiendo un criterio de fórmulas y condiciones explicada en el anexo de cálculos 1, apartado 2.3.

3.2.14. Método de instalación.

En la presente instalación fotovoltaica destacamos dos métodos de instalación, la primera será a la intemperie y la segunda por el interior de tubos y / o canales.

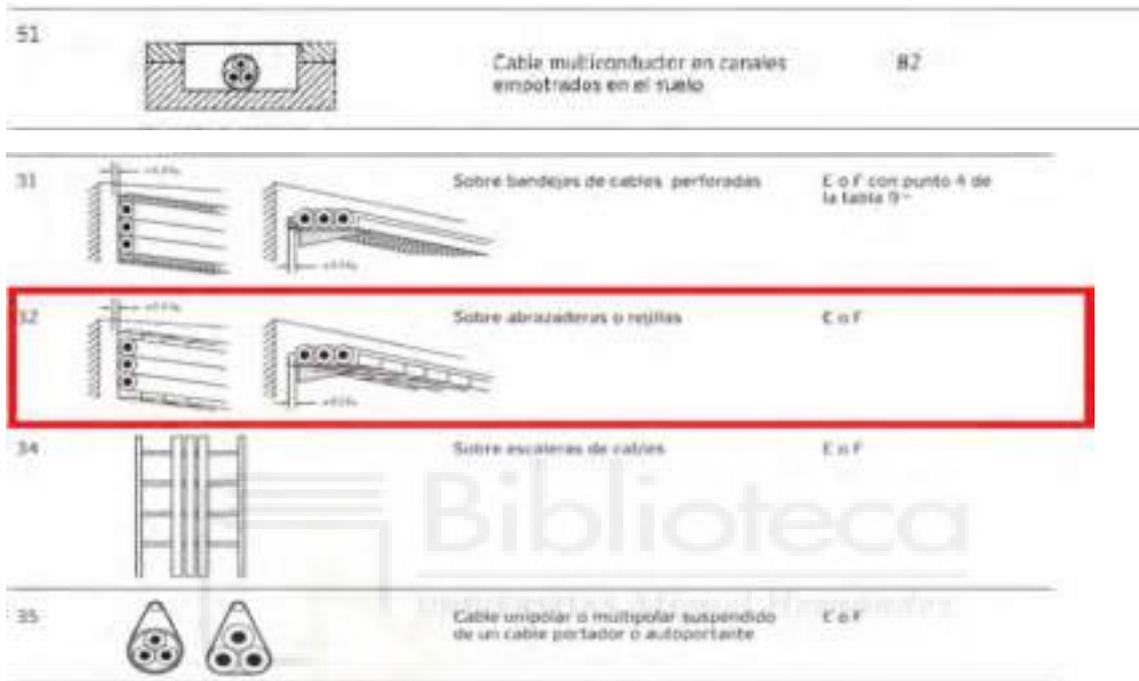
La instalación a la intemperie estará formada por la unión de los módulos FV para formar strings y las líneas que unen las strings con los cuadros de protecciones en continua. (CN1)

La instalación que unirá los cuadros de protección en continua (CN1 –CN2-Inversor), irá en montaje fijo superficial mediante soportes o rejillas. Las líneas que discurrirán por el interior de la edificación iran mediante tubos o canales.

En la tabla 1 del Reglamento electrotécnico de baja tensión, ITC-BT – 19, (UNE 20.460-5-53) nos indica que método de instalación a elegir para la disposición elegida de nuestros conductores.

Para la instalación en intemperie (parte corriente continua) seguiremos un método de instalación F (ya que disponemos conductores unipolares). En el que se dispondrán los conductores sobre rejillas o soportes en recorrido horizontal. En la siguiente imagen se observa con detalle el método E o F que seguiremos en la instalación.

Las líneas que parten del inversor hacia el cuadro general de fotovoltaica seguirán un método de instalación tipo B2 (cables multiconductores en canal protectora empotrada en suelo).



En cambio, la instalación interior da comienzo en el patinillo que comunica la cubierta con el cuarto de instalaciones en planta baja (ver planos). Dicho tramo de bajada se realiza mediante canal de rejilla zincada en recorrido vertical y horizontal siguiendo un método de instalación E.

Una vez que se han definido los métodos de instalación, podemos pasar a calcular la intensidad máxima admisible para cada uno de los conductores empleados. Para ello, hacemos uso de la tabla A del REBT-ITC-BT 19.

Tabla A. Métodos de instalación.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Número de conductores cargados y tipo de aislamiento

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	—
2,5	13	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	—
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	—
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	—
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	—
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	—
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	—	77	86	94	104	110	119	127	137	144	154	174
50	—	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	—	—	—	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	—	—	—	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	—	—	—	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	—	—	—	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	—	—	—	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	—	—	—	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	—	—	—	361	401	430	461	500	538	560	638	678
400	—	—	—	437	480	515	552	600	645	674	770	812
500	—	—	—	493	551	590	633	687	741	774	889	931
630	—	—	—	565	632	681	729	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efectos de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (2x) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

En el apartado de cálculos se explicará el uso de dicha tabla.

3.2.15. Sección de conductores empleados en la instalación.

A efectos de cálculo se han calculado las secciones de los conductores dentro de los valores de caída de tensión fijados por el reglamento electrotécnico de baja tensión. Las caídas de tensión no superaran el 3%, tanto en la parte de continua como en la parte de alterna.

Para el cálculo de la caída de tensión máxima, hemos adoptado una caída de tensión del 1.5 % en la parte de continua, tal y como indica el pliego de condiciones técnicas del IDAE y la ITC BT 40 del REBT (Instalaciones generadoras en baja tensión). Además, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador tal y como indica dicha ITC-BT-40.

Por tanto, desde cada una de las string hasta el inversor no superaremos el 1.5 % de la caída de tensión y desde la salida en alterna de los inversores hasta el cuadro general de distribución de la nave industrial tampoco superaremos el 1,5%. Así como, la intensidad máxima admisible del conductor, no será inferior al 125 %.

Las fórmulas utilizadas, para el cálculo de la sección de los conductores son las siguientes:

Líneas Monofásicas:

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

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\theta}$$

Donde:

P: Potencia activa (w)

L: Longitud del conductor (m)

e: Caída de tensión máxima, que en nuestro caso es el 1,5 % de la tensión que circulara por dicho conductor. (V)

I: Intensidad que circula por dicho conductor

U: Tensión asignada para ese conductor, (m).

Cos (φ): Factor de potencia.

γ: conductividad, que en nuestro caso hemos utilizado la del cobre a 90°C (44).

Sección del conductor (módulos – cuadros de nivel 1)

En las siguientes tablas, se muestra el resultado de cada una de las string, hasta el cuadro de protecciones de nivel 1.

Grupo Inversor	Tramo	Nº Módulos	Vmpp Modulo	V max. string	Imp (A) Modulo	Longitud (m)	Sección teórica (mm)	Sección (mm)	Caida de tensión máxima (V)	Caida de tension maxzima (%)
1	String 1 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49
	String 2 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	27	2,29	4,00	2,76	0,43
	String 3 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	29	2,46	4,00	2,96	0,46
	String 4 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	25	2,12	4,00	2,55	0,40
2	String 5 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	33	2,80	4,00	3,37	0,52
	String 6 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	33	2,80	4,00	3,37	0,52
	String 7 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	22	1,86	4,00	2,25	0,35
	String 8 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	34	2,88	4,00	3,47	0,54
3	String 9 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49

	String 10 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	30	2,54	4,00	3,06	0,48
	String 11 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	27	2,29	4,00	2,76	0,43
	String 12 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	30	2,54	4,00	3,06	0,48
4	String 13 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	32	2,71	4,00	3,27	0,51
	String 14 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	24	2,03	4,00	2,45	0,38
	String 15 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	30	2,54	4,00	3,06	0,48
	String 16 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	25	2,12	4,00	2,55	0,40
5	String 17 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	32	2,71	4,00	3,27	0,51
	String 18 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49
	String 19 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	28	2,37	4,00	2,86	0,44
	String 20 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49

Como podemos comprobar en la tabla anterior, la sección teórica calculada sería la mínima para cumplir con el criterio de caída de tensión y de intensidad máxima admisible.

La sección a colocar para cada una de las string será de 4 mm² dado que los conductores de salida de los módulos fotovoltaicos son de 4 mm² y además que en algunas string nos encontramos muy próximos a líneas de 2,5mm² con lo que estaríamos muy cerca del límite de caída de tensión.

En nuestro caso, la instalación hasta el CN1, discurrirá al aire libre siguiendo el método de instalación E, (según ITC BT 19 tabla A) el cual nos indica que la instalación se realiza con cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical.

Para un conductor unipolar de 4 mm² de sección la intensidad máxima admisible será de 34 A, superior a la que realmente circulará por nuestro conductor.

En el apartado de cálculos se desarrollarán las formulas empleadas y su uso para la determinación de cada uno de los datos descritos en la tabla.

Sección de conductores (cuadro nivel 1 - cuadro nivel 2 – inversor)

Una vez calculadas las líneas de cada string pasamos a dimensionar la línea de salida de cada uno de los cuadros de nivel 1. En dicho cuadro se protege cada línea mediante fusible y un dispositivo de sobretensiones.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del tramo de línea desde el CN1-CN2-Inversor.

Tramo	Nº Línea	Long. (m)	Imáx. (A)	V. máx. (V)	Secc. Teór. (mm ²)	Secc. (mm ²)	I. Máxima Admisible (A)	Caída de tensión máxima (%)
CN1-CN2-INVERSOR 1	Línea 1	27	37,72	642,94	9,60	10,00	76	0,72
CN1-CN2-	Línea 2	51	37,72	642,94	18,13	25,00	123	0,54

INVERSOR 2								
CN1-CN2- INVERSOR 3	Línea 3	57	37,72	642,94	20,27	25,00	123	0,61
CN1-CN2- INVERSOR 4	Línea 4	61	37,72	642,94	21,69	25,00	123	0,65
CN1-CN2- INVERSOR 5	Línea 5	37	37,72	642,94	13,16	16,00	105	0,62

Como podemos observar en la tabla anterior, se ha dimensionado cada una de las líneas que alimentan a los inversores.

La intensidad máxima admisible para nuestro conductor no deberá ser inferior al 125% de la máxima intensidad del generador (según ITC-BT-40 aptd. 5), que para cada una de las líneas no deberá ser inferior a 47,15 A, el cual cumple con el criterio de intensidad máxima admisible para cada una de las líneas.

Según ITC BT 19, tabla A, para una instalación tipo E, la cual nos indica que la instalación se realiza con cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical y para una instalación monofásica con un aislamiento termoestable (XLPE), la columna 12, de dicha tabla nos indicará la intensidad máxima admisible para cada una de las secciones de nuestros conductores.

La caída de tensión máxima permitida para la tensión máxima que recorre cada conductor y suponiendo una caída de tensión de 0,75% es de 4,82 V.

Los valores de caída tensión obtenidos están por debajo de 4,82 V, con lo que cumplimos con el criterio de caída de tensión.

En el apartado de cálculos 2.5 se desarrolla cada uno de los cálculos empleados, así como, fórmulas utilizadas y su desarrollo.

Líneas trifásicas:

Las fórmulas utilizadas para las líneas trifásicas son las siguientes:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\delta}{\gamma \cdot e}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\delta}$$

Donde:

P: Potencia activa (w)

L: Longitud del conductor (m)

e: Caída de tensión máxima, que en nuestro caso es el 1,5 % de la tensión que circulara por dicho conductor. (V)

I: Intensidad que circula por dicho conductor

U: Tensión asignada para ese conductor, (m).

Cos (ϕ): Factor de potencia.

γ : conductividad, que en nuestro caso hemos utilizado la del cobre a 90°C (44).

El tramo que compromete una instalación trifásica en nuestra instalación es el tramo que va desde la salida de inversores al cuadro general de la edificación.

Las líneas, están formadas por conductores multipolares de tensión asignada 0,6/1kV, no propagadores de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida.

Serán del tipo RZ1-K (AS), conforme a las indicaciones de las normas UNE 21123 y UNE 211002.

Se cumplirá una caída de tensión máxima por línea del 1,5% y estarán dimensionadas para una intensidad no inferior al 125%.

Se instalarán siguiendo las prescripciones indicadas en la ITC-BT19 del REBT mediante un método de instalación tipo B2.

Sección de conductores (Inversor-C. General.FV)

En la siguiente tabla se muestra cada una de las líneas trifásicas que alimentan al cuadro general de la instalación.

Tramo	Nº Línea	Longitud (m)	Intensidad de calculo. (A)	V max. (V)	Sección teórica (mm)	Sección (mm)	Caída de tensión máxima (V)	Caída de tensión máxima (%)
INVERSOR 1-C.GENERAL.FV	Línea 1	27,00	36,13	400,00	6,40	10,00	3,83	0,96
INVERSOR 2-C.GENERAL.FV	Línea 2	26,00	36,13	400,00	6,16	10,00	3,69	0,92
INVERSOR 3-C.GENERAL.FV	Línea 3	25,00	36,13	400,00	5,93	10,00	3,55	0,89
INVERSOR 4-C.GENERAL.FV	Línea 4	24,00	36,13	400,00	5,69	10,00	3,41	0,85
INVERSOR 5-C.GENERAL.FV	Línea 5	23,00	36,13	400,00	5,45	10,00	3,27	0,82

Las líneas que salen directamente del inversor concluyen en un cuadro general en el cuarto de instalaciones.

Dichas líneas están formadas por cables multiconductores siguiendo un método de instalación B2 y E según ITC-BT-19, del REBT. Las líneas que discurren por el exterior

irán en canal protectora empotrada en el suelo (B2), mientras que las que lo hacen por el interior de la edificación irán sobre bandeja de rejilla zincada (E).

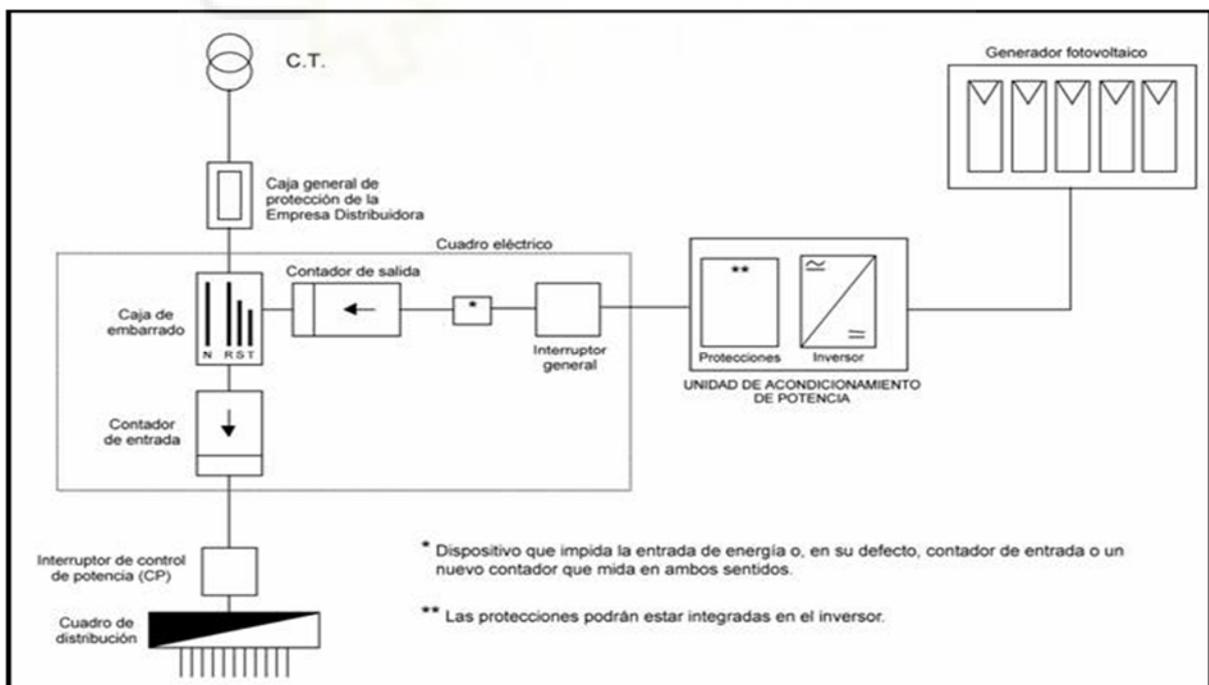
Por tanto, concluimos que el conductor de salida de cada uno de los inversores estará formado por una línea con cables de cobre multiconductores, cero halógenos trifásicos con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por 3 fases+neutro+tierra de 10 mm² de sección, colocada bajo canal protectora en cubierta y canal de rejillas cincadas en el interior de la edificación

Sección de conductores (General.FV - C. Principal)

Tramo	Nº Línea	Long. (m)	I. calculo. (A)	V max. (V)	Sección teórica (mm ²)	Sección (mm ²)	Caida de tension maxima (V)	Caida de tension maxima (%)
C.GENERAL. FV- C.PRINCIPAL	Línea 6	55,00	180,63	400,00	65,18	95,00	4,11	1,03

La línea 6 unifica todas las anteriores líneas y es la que transportará la energía eléctrica al embarrado del cuadro principal.

En la siguiente imagen se muestra el esquema generalizado de como vertería la energía procedente de la línea 6 al embarrado del cuadro principal, así como los contadores de consumo y generación, que hoy en día, solo son uno y bidireccional.



Está formada por un conductor multipolar que discurrirá sobre bandeja de rejilla zincada, siguiendo un método de instalación E según la ITC-BT-19, del REBT.

El conductor será RZ1-K (As), cero halógenos, aislamiento XLPE, de tensión nominal 0.6/1 kV, formada por cuatro conductores de 95 mm² y un conductor de protección de 50 mm²

La designación será: **4 x 95 + 1x50 TT mm²**

En el apartado 2.6 de cálculos se muestra el desarrollo de forma detallada.

3.2.16. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

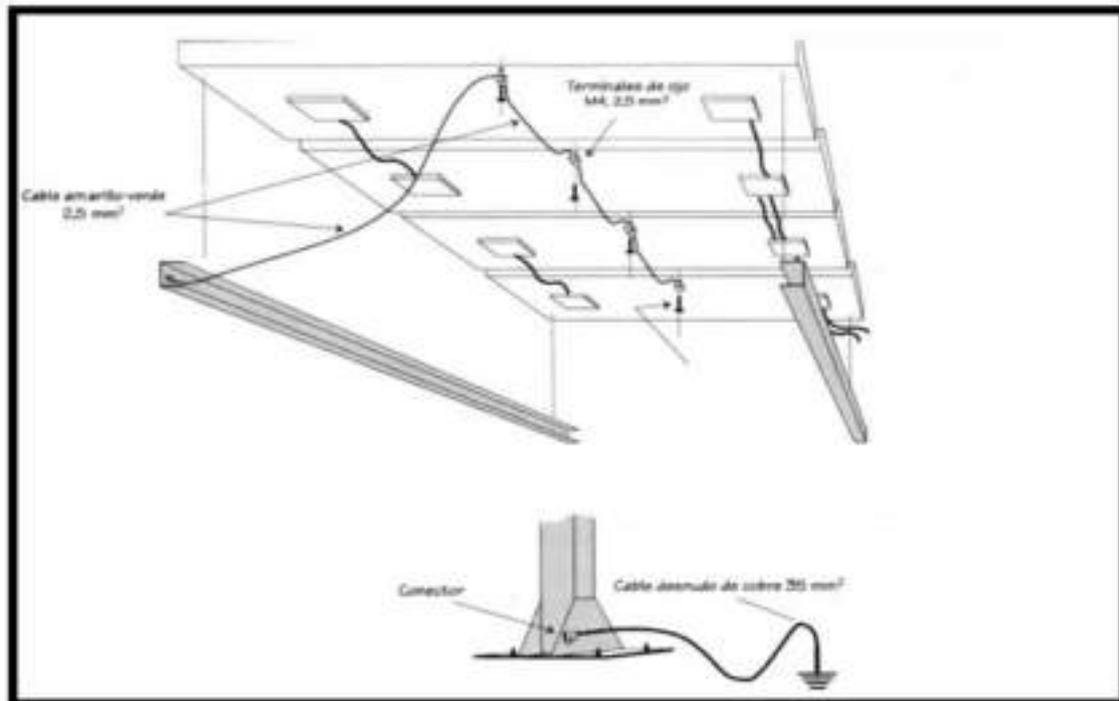
En cuanto a la puesta a tierra de una instalación fotovoltaica destacamos tres esquemas de conexión, como la utilización de un detector de corrientes de defecto, la puesta a tierra de las partes metálicas del campo solar y la puesta a tierra del negativo.

En nuestra instalación fotovoltaica, la puesta a tierra vendrá dada por la unión de las partes metálicas mediante un conductor de cobre flexible el cual servirá de protección contra tormentas, contactos indirectos, entre otros.

Generalmente, los módulos fotovoltaicos presentan un orificio específico para su puesta a tierra, éste se encuentra en el marco, el cual está construido de aluminio anodizado, un tratamiento que permite que se comporte como una especie de aislante. Además, de conectar los módulos entre sí, se conectarán también a la estructura soporte.

La sección de los conductores de protección cumplirá con lo prescrito en el reglamento electrotécnico de baja tensión y deberán conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica y este a su vez al electrodo principal de tierra de la instalación.

Seguirá un esquema como el que se muestra en la siguiente figura:



El conductor de protección a la salida de inversores seguirá también lo establecido en el reglamento electrotécnico de baja tensión, y su dimensionamiento seguirá lo indicado en la tabla 2 de la ITC-BT-18 de dicho reglamento.

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

En nuestro caso, en salida de inversores tenemos una sección de 10 mm^2 , que siguiendo la tabla anterior resulta un conductor de protección de 10 mm^2 .

Para que resulte válida la tabla 2, el conductor de protección tiene que haber sido fabricado del mismo material que los conductores activos.

El esquema de distribución seguido será del tipo TT, del que ya hablamos en el apartado anterior 1.4.7.

Biblioteca

CALCULOS INSTALACION
FOTOVOLTAICA

4. Calculos instalacion fotovoltaica

4.1. Calculo radiación solar incidente.

Tal y como se comenta en el punto 1.3.7 de la memoria, es necesario el cálculo de la radiación incidente en nuestros módulos fotovoltaicos. Para ello tenemos que calcular el ángulo de inclinación óptimo de nuestros módulos.

Dado que la latitud de nuestra instalación es de 38,346 °, basaremos el cálculo de la radiación incidente en nuestra superficie inclinada para una latitud de 38° de la cual disponemos de datos. Dichos datos los obtenemos de las tablas de factores K para una superficie inclinada.

El factor K nos relaciona el cociente entre la radiación incidente sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

Su fórmula es la siguiente:

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{G_{dm}(0)} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Dónde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Representa la radiación incidente sobre una superficie inclinada y orientada un cierto valor hacia el ecuador:
- $G_{dm}(0)$: Representa la radiación incidente sobre una superficie horizontal.

La tabla que relaciona dicho factor “K” para nuestra latitud es la siguiente:

Latitud = 38°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.11	1.08	1.05	1.02	1.02	1.03	1.05	1.09	1.14	1.16	1.16
15	1.19	1.15	1.11	1.06	1.03	1.01	1.03	1.07	1.13	1.19	1.23	1.22
20	1.24	1.19	1.13	1.07	1.02	1.01	1.02	1.07	1.15	1.24	1.3	1.29
25	1.28	1.22	1.14	1.07	1.01	.99	1.01	1.08	1.17	1.28	1.35	1.34
30	1.31	1.24	1.15	1.06	.99	.97	.99	1.07	1.18	1.31	1.4	1.38
35	1.34	1.25	1.15	1.04	.96	.94	.97	1.05	1.19	1.34	1.43	1.42
40	1.36	1.26	1.14	1.02	.93	.9	.93	1.03	1.18	1.35	1.46	1.45
45	1.37	1.26	1.13	.99	.89	.86	.89	1	1.17	1.36	1.48	1.47
50	1.37	1.25	1.1	.96	.85	.81	.85	.97	1.15	1.35	1.49	1.48
55	1.36	1.23	1.07	.91	.8	.75	.8	.92	1.12	1.34	1.49	1.48
60	1.35	1.21	1.04	.86	.74	.69	.74	.87	1.08	1.32	1.48	1.47
65	1.33	1.18	.99	.81	.68	.63	.68	.82	1.04	1.29	1.46	1.45
70	1.29	1.14	.94	.75	.61	.56	.61	.76	.98	1.25	1.43	1.42
75	1.25	1.09	.89	.69	.54	.49	.54	.69	.93	1.2	1.39	1.39
80	1.21	1.04	.83	.62	.47	.42	.47	.62	.86	1.14	1.34	1.34
85	1.15	.98	.76	.55	.4	.34	.39	.55	.79	1.08	1.29	1.29
90	1.09	.91	.69	.47	.32	.26	.31	.47	.72	1.01	1.22	1.23

Tabla 1.1

Nuestros ángulos límite de inclinación de módulos, para nuestra latitud, están entre **** pero nuestro estudio de radiación lo realizaremos desde los 20 a los 35 grados de inclinación, que son los ángulos en los que la radiación será mayor.

En la siguiente tabla se muestran los valores interpolados desde los 20° a los 35°.

Factores K interpolados para una Latitud de 38°												
Inclinación	Ener	Febr	Marz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
20	1,24	1,19	1,13	1,07	1,02	1,01	1,02	1,07	1,15	1,24	1,3	1,29
21	1,248	1,196	1,132	1,07	1,018	1,006	1,018	1,072	1,154	1,248	1,31	1,3
22	1,256	1,202	1,134	1,07	1,016	1,002	1,016	1,074	1,158	1,256	1,32	1,31
23	1,264	1,208	1,136	1,07	1,014	0,998	1,014	1,076	1,162	1,264	1,33	1,32
24	1,272	1,214	1,138	1,07	1,012	0,994	1,012	1,078	1,166	1,272	1,34	1,33
25	1,28	1,22	1,14	1,07	1,01	0,99	1,01	1,08	1,17	1,28	1,35	1,34
26	1,286	1,224	1,142	1,068	1,006	0,986	1,006	1,078	1,172	1,286	1,36	1,348
27	1,292	1,228	1,144	1,066	1,002	0,982	1,002	1,076	1,174	1,292	1,37	1,356
28	1,298	1,232	1,146	1,064	0,998	0,978	0,998	1,074	1,176	1,298	1,38	1,364
29	1,304	1,236	1,148	1,062	0,994	0,974	0,994	1,072	1,178	1,304	1,39	1,372
30	1,31	1,24	1,15	1,06	0,99	0,97	0,99	1,07	1,18	1,31	1,4	1,38
31	1,316	1,242	1,15	1,056	0,984	0,964	0,986	1,066	1,182	1,316	1,406	1,388
32	1,322	1,244	1,15	1,052	0,978	0,958	0,982	1,062	1,184	1,322	1,412	1,396
33	1,328	1,246	1,15	1,048	0,972	0,952	0,978	1,058	1,186	1,328	1,418	1,404

34	1,334	1,248	1,15	1,044	0,966	0,946	0,974	1,054	1,188	1,334	1,424	1,412
35	1,34	1,25	1,15	1,04	0,96	0,94	0,97	1,05	1,19	1,34	1,43	1,42

Tabla 1.2

Para realizar dicha interpolación nos hemos basado en la fórmula siguiente:

$$y = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} \cdot (x - x_0) \quad \text{Ec. 1.2}$$

Veamos un ejemplo de cómo hemos conseguido la radiación para una inclinación de 29 grados en el mes de mayo.

$$y_{29^\circ} = 0,998 + \frac{0,99 - 0,998}{30 - 28} \cdot (29 - 28) = 0,994$$

Una vez que se han obtenido todos los factores “K” para las inclinaciones y meses de año, pasamos a obtener cuánta radiación llegará a captar un módulo fotovoltaico para cada una de las inclinaciones que son objeto de estudio.

Para ello nos basamos en la ec. 1.1 de la que despejamos el numerador, quedando la expresión siguiente:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = K \cdot G_{dm}(0) \quad \text{Ec 1.3}$$

De la expresión anterior vemos que nos faltaría un valor ($G_{dm}(0)$), para ello hacemos uso del *Atlas de radiación de España*, el cual utiliza datos obtenidos de la agencia para la explotación de los satélites meteorológicos europeos (EUMETSAT), en su faceta de vigilancia del clima.

AEMET a través de este atlas nacional de radiación, trata de disponer de una referencia actualizada que cubra todo el territorio con una resolución adecuada, en la que queden patentes los valores medios anuales, estacionales y mensuales de la radiación solar que llega a superficie, considerada horizontal, COLOCARLO EN LA MEMORIA

De dicha fuente, obtenemos la siguiente tabla, la cual indica la irradiación global para una superficie horizontal en la provincia de Alicante.

IRRADIACION MEDIA DE LA PROVINCIA DE ALICANTE kwh/(m2*día)											
Ene	Febr	Marz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Septie	Octub	Novi	Dicie
2,61	3,49	4,7	6,13	6,92	7,65	7,73	6,82	5,45	3,99	2,8	2,27

Tabla 1.3

Haciendo uso de la ec. 1.3 y multiplicando cada uno de los factores ”K” de la tabla 1.2 por los valores de la tabla 1.3 obtendremos la radiación para cada inclinación de estudio.

Veamos un ejemplo para una inclinación de 23° en el mes de Enero.

$$G_{dm}(0, 23) = 1,264 \cdot 2,61 = 3,299 \frac{kwh}{m^2} \cdot dia$$

BUSQUEDA DEL ANGULO DE INCLINACION OPTIMO													
Irradiacion diaria mensual kwh/(m2*dia) para la provincia de alicante para una cierta inclinación													
<i>Inclin.</i>	<i>Ene</i>	<i>Febr</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Agos</i>	<i>Sept</i>	<i>Octu</i>	<i>Nov</i>	<i>Dic</i>	<i>Med.</i>
20	3,236	4,153	5,311	6,559	7,058	7,727	7,885	7,297	6,268	4,948	3,640	2,928	5,584
21	3,257	4,174	5,320	6,559	7,045	7,696	7,869	7,311	6,289	4,980	3,668	2,951	5,593
22	3,278	4,195	5,330	6,559	7,031	7,665	7,854	7,325	6,311	5,011	3,696	2,974	5,602
23	3,299	4,216	5,339	6,559	7,017	7,635	7,838	7,338	6,333	5,043	3,724	2,996	5,612
24	3,320	4,237	5,349	6,559	7,003	7,604	7,823	7,352	6,355	5,075	3,752	3,019	5,621
25	3,341	4,258	5,358	6,559	6,989	7,574	7,807	7,366	6,377	5,107	3,780	3,042	5,630
26	3,356	4,272	5,367	6,547	6,962	7,543	7,776	7,352	6,387	5,131	3,808	3,060	5,630
27	3,372	4,286	5,377	6,535	6,934	7,512	7,745	7,338	6,398	5,155	3,836	3,078	5,631
28	3,388	4,300	5,386	6,522	6,906	7,482	7,715	7,325	6,409	5,179	3,864	3,096	5,631
29	3,403	4,314	5,396	6,510	6,878	7,451	7,684	7,311	6,420	5,203	3,892	3,114	5,631
30	3,419	4,328	5,405	6,498	6,851	7,421	7,653	7,297	6,431	5,227	3,920	3,133	5,632
31	3,435	4,335	5,405	6,473	6,809	7,375	7,622	7,270	6,442	5,251	3,937	3,151	5,625
32	3,450	4,342	5,405	6,449	6,768	7,329	7,591	7,243	6,453	5,275	3,954	3,169	5,619
33	3,466	4,349	5,405	6,424	6,726	7,283	7,560	7,216	6,464	5,299	3,970	3,187	5,612
34	3,482	4,356	5,405	6,400	6,685	7,237	7,529	7,188	6,475	5,323	3,987	3,205	5,606
35	3,497	4,363	5,405	6,375	6,643	7,191	7,498	7,161	6,486	5,347	4,004	3,223	5,599

Como se puede observar al inclinar los módulos la irradiación es mayor, siendo así, que el ángulo óptimo para nuestra instalación será de **30 grados**. Dado que nuestra instalación presentara una inclinación anual, se ha buscado el máximo de radiación en el plazo de un año. Si hubiésemos buscado un periodo estival o hibernal hubiésemos ido a otra inclinación que nos diese el máximo.

4.1.1. Calculo perdidas.

Como se mencionó en la memoria, en una instalación fotovoltaica existen una serie de perdidas las cuales se usarán para calcular el rendimiento de nuestra instalación.

Las perdidas consideradas son por temperatura de las células, suciedad, reflectancia angular, eléctricas, sombras y orientación e inclinación. En total hemos considerado seis perdidas, las cuales podemos considerarlas como las más relevantes.

Perdidas por efecto de la temperatura. (P1)

El cálculo para la temperatura de las células y sus pérdidas en un módulo fotovoltaico se miden en la siguientes formulas:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc} * \frac{(TONC-20)}{800} \quad \text{Ec. 1.4}$$

$$P_{temp} = (T_c - 25)\alpha \quad \text{Ec. 1.5}$$

Donde:

- T_{amb} : representa la temperatura media ambiente
- I_{inc} : representa la irradiación para una cierta inclinación.
- $TONC$: Temperatura de operación nominal del módulo. Temperatura que cogen las células solares cuando se somete la placa a una irradiación de 800 W/m² con una AM de 1.5, una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad de viento de 1 m/s. En nuestro caso $TONC$ es igual a 48.
- T_c : Temperatura de trabajo de las células
- α : Coeficiente de temperatura de la potencia en 1°C. En nuestro caso se corresponde a 0.0042 /°C
- P_{temp} : Pérdidas por efecto de la temperatura.

Para el cálculo nos hemos basado en la temperatura ambiente que tendrán nuestras células fotovoltaicas en horas de sol. Para nuestra instalación usando la base datos de PVGIS, software que nos da información concreta de una cierta ubicación, tanto de datos de radiación y temperaturas.

Veamos cómo realizar el cálculo de pérdidas por efecto de la temperatura para un cierto mes, como ejemplo veamos el mes de Mayo.

En la siguiente tabla se muestra los datos que se extraen de PVGIS. Solo hemos contemplado las horas solares, dado que el resto de horas del día afectarían de manera negativa a los cálculos. Para cada periodo horario tenemos una radiación y una temperatura.

Tabla 1.4

Hora	G	Temp.	Hora	G	Temp.	Hora	G	Temp.	Hora	G	Temp.
5:07	0	15,1	9:07	597	22,2	13:07	831	24,1	17:07	282	22,2
5:22	26	15,2	9:22	635	22,6	13:22	818	24,1	17:22	234	21,9
5:37	41	15,5	9:37	670	22,9	13:37	801	24,1	17:37	188	21,6
5:52	56	15,8	9:52	702	23,1	13:52	781	24,1	17:52	144	21,3
6:07	66	16,1	10:07	731	23,3	14:07	758	24	18:07	103	21
6:22	103	16,5	10:22	758	23,5	14:22	731	24	18:22	66	20,7
6:37	144	17	10:37	781	23,7	14:37	702	23,9	18:37	56	20,4
6:52	188	17,5	10:52	801	23,8	14:52	670	23,8	18:52	41	20
7:07	234	18,1	11:07	818	23,8	15:07	635	23,7			
7:22	282	18,6	11:22	831	23,9	15:22	597	23,6			
7:37	329	19,2	11:37	842	24	15:37	557	23,5			

7:52	377	19,8	11:52	848	24	15:52	514	23,3
8:07	424	20,3	12:07	852	24	16:07	470	23,1
8:22	470	20,9	12:22	852	24,1	16:22	424	22,9
8:37	514	21,4	12:37	848	24,1	16:37	377	22,7
8:52	557	21,8	12:52	842	24,1	16:52	329	22,5

Tabla 1.

Donde:

- Temp: Temperatura para una cierta hora del día solar.
- G: Irradiación

Calculando la media de todas las horas donde hay luz solar concluimos que para el mes de mayo la temperatura ambiente media es de 22.2 °C y la radiación media es de 562 w/m²

Concluido lo anterior, realizamos la misma operación para el resto de meses del año llegando a la tabla 1. que nos indica la temperatura media y la tabla 1. La irradiación media

Temperatura ambiente media °C en horas de sol para Elche											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Noviembre	Diciembre
13,72	13,73	16,01	19,29	22,21	25,41	28,53	28,78	25,74	22,40	17,48	14,15

Tabla 1.5

Irradiación media en elche en para una inclinación de 30 ° (W/m ²)											
Enero	Febr.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.	Sept.	Oct.	Noviem.	Diciembre
458,67	470,05	511,06	540,48	562,00	598,25	636,91	607,00	553,18	539,25	472,94	419,22

Tabla1.6

La radiación que se ha utilizado para el cálculo de las perdidas por efecto de la temperatura es la proporcionada por PVGIS dado que el resultado es más conservador.

Operando los datos de la tabla1 y tabla1 y usando la ecuación de temperatura de célula llegamos a los siguientes resultados para todos los meses de un año.

Temperatura media de las células en horas de sol y rendimiento												
	Enero	Febr.	Marz.	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Noviem.	Diciembre
Tc (°C)	29,78	30,19	33,90	38,21	41,88	46,35	50,82	50,03	45,10	41,27	34,04	28,82
Rend (%)	97,99	97,82	96,26	94,45	92,91	91,03	89,16	89,49	91,56	93,17	96,20	98,39
Ptemp (%)	2,01	2,18	3,74	5,55	7,09	8,97	10,84	10,51	8,44	6,83	3,80	1,61

Tabla 1.7

Veamos el cálculo para el mes de mayo:

$$T_c = 22,21 + 562 * \frac{(48-20)}{800} = 41,88 \text{ °C}$$

$$P_{Temp_{Mayo}} = (41,88 - 25) \cdot 0,0042 = 0,0709$$

Para el resto de meses seguiríamos la misma operación. Dado que necesitamos un único valor, realizaremos la media aritmética de las pérdidas de todos los meses del año.

La expresión utilizada será la siguiente: $P_{an.Temp} = \frac{\sum_i P_{temp_{Mes_i}}}{\text{Numero meses}} = P(1)$

$$P(1) = \frac{(2,01 + 1,18 + 0,74 + 5,55 + 7,09 + 8,97 + 11,84 + 10,51 + 8,44 + 6,83 + 3,80 + 1,61)}{12} = 5,96\%$$

$$P1 = 5,96\%$$

Perdidas por efecto de suciedad. (P2)

Se consideran del orden del 3% las pérdidas por efecto de la suciedad. En la citada memoria se detalla.

$$P2 = 3\%$$

Perdidas por reflectancia angular. (P3)

Se consideran del orden del 3% las pérdidas por reflectancia angular. En la citada memoria se detalla.

$$P3 = 3\%$$

Perdidas eléctricas (P4)

Las pérdidas eléctricas a considerar son las producidas en el cableado, tanto de las strings como las líneas que van de los cuadros de protección al inversor.

Para el cálculo de dichas pérdidas nos basamos en las siguientes formulas:

$$\bullet P_{cab} = R \cdot I^2 \quad \text{Ec.1.6}$$

$$\bullet R = \frac{L}{S \cdot \gamma} \quad \text{Ec. 1.7}$$

Donde:

- R: Resistencia del conductor a una determinada temperatura
- P_{cab}: Pérdidas en el cableado.
- I: intensidad que circula por el conductor, A.
- S: sección del conductor en mm²

- γ : Conductividad del conductor (cobre) a una determinada temperatura(90). En nuestro caso la conductividad del cobre a 90 grados es de $44 \text{ m/ohm}\cdot\text{mm}^2$

La ecuación 1.6 calcula las pérdidas en función de la resistencia del conductor a una determinada temperatura, por ello previamente debemos calcular la resistencia de cada una de las líneas.

En la tabla 1.8 se muestra cada una de las líneas que forman los string hasta el cuadro de protecciones de nivel 1.

La sección de la línea se calcula en el punto 2.3

Tabla 1.8

Grupo Inversor	Tramo	Nº Módulos	Imp (A) Modulo	Longitud (m)	Sección (mm)	R(ohm)	$P=R\cdot I^2$ (W)	P (%)
1,000	String 1 -CN1	17,000	8,990	31,000	4,000	0,176	14,235	0,246
	String 2 -CN1	17,000	8,990	27,000	4,000	0,153	12,399	0,215
	String 3 -CN1	17,000	8,990	29,000	4,000	0,165	13,317	0,230
	String 4 -CN1	17,000	8,990	25,000	4,000	0,142	11,480	0,199
2,000	String 5 -CN2	17,000	8,990	33,000	4,000	0,188	15,154	0,262
	String 6 -CN2	17,000	8,990	33,000	4,000	0,188	15,154	0,262
	String 7 -CN2	17,000	8,990	22,000	4,000	0,125	10,103	0,175
	String 8 -CN2	17,000	8,990	34,000	4,000	0,193	15,613	0,270
3,000	String 9 -CN3	17,000	8,990	31,000	4,000	0,176	14,235	0,246
	String 10 -CN3	17,000	8,990	30,000	4,000	0,170	13,776	0,238
	String 11 -CN3	17,000	8,990	27,000	4,000	0,153	12,399	0,215
	String 12 -CN3	17,000	8,990	30,000	4,000	0,170	13,776	0,238
4,000	String 13 -CN4	17,000	8,990	32,000	4,000	0,182	14,695	0,254
	String 14 -CN4	17,000	8,990	24,000	4,000	0,136	11,021	0,191
	String 15 -CN4	17,000	8,990	30,000	4,000	0,170	13,776	0,238
	String 16 -CN4	17,000	8,990	25,000	4,000	0,142	11,480	0,199
5,000	String 17 -CN5	17,000	8,990	32,000	4,000	0,182	14,695	0,254
	String 18 -CN5	17,000	8,990	31,000	4,000	0,176	14,235	0,246
	String 19 -CN5	17,000	8,990	28,000	4,000	0,159	12,858	0,222
	String 20 -CN5	17,000	8,990	31,000	4,000	0,176	14,235	0,246

Como se puede observar, la intensidad que recorre cada línea es la misma, así como la tensión máxima que se produciría en el caso de que los módulos captasen el máximo de radiación solar y la sección de cada string también.

El único valor que varía es el de la longitud, con lo que la resistencia variará para cada una de las líneas.

Veamos un ejemplo de cálculo para el inversor 3, línea 11:

$$R_{L1} = \frac{L}{S \cdot \gamma} = \frac{27}{4 \cdot 44} = 0,153 \text{ ohm}$$

Una vez obtenida la resistencia, calcularíamos las pérdidas en el cableado.

$$P_{cab.L11} = 0,153 \cdot 8,99^2 = 12,36 \text{ W}$$

Dado que la potencia máxima por string es de 5780 W ($P_{string} = 340 \cdot 17 = 5780 \text{ W}$) las pérdidas en porcentaje serán:

$$P_{cab.L11(\%)} = \frac{P_{cabL11}}{P_{string}} = \frac{12,36}{5780} \cdot 100 = 0,21\%$$

Realizando la misma operación para cada línea calculamos las pérdidas eléctricas

Tramo	Nº Línea	Longitud (m)	Nº Strings	I _{max.} (A)	Sección (mm)	R(ohm)	P=R·I ² (W)	P(%)
CN1-CN2-INVERSOR 1	Línea 1		4,000	35,960	10,000	0,061	79,351	0,343
CN1-CN2-INVERSOR 2	Línea 2	51,000	4,000	35,960	25,000	0,046	59,954	0,259
CN1-CN2-INVERSOR 3	Línea 3	57,000	4,000	35,960	25,000	0,052	67,007	0,290
CN1-CN2-INVERSOR 4	Línea 4	61,000	4,000	35,960	25,000	0,055	71,709	0,310
CN1-CN2-INVERSOR 5	Línea 5	37,000	4,000	35,960	16,000	0,053	67,962	0,294

Tabla 1.9

La tabla 1.9 se corresponde a las líneas que salen del cuadro de protecciones y llegan hasta el inversor. Disponemos de un conductor de entrada positivo y negativo por cada inversor.

Las pérdidas eléctricas para estas líneas se calculan de la misma forma que en el caso anterior. Veamos el cálculo de la línea 4 como ejemplo.

$$R_{L4} = \frac{L}{S \cdot \gamma} = \frac{61}{25 \cdot 44} = 0,055 \text{ ohm}$$

Una vez obtenida la resistencia, calcularíamos las pérdidas en el cableado.

$$P_{cab.L11} = 0,055 \cdot 35,96^2 = 71,7 \text{ W}$$

Dado que la potencia máxima por línea es de 23.120 W ($P_{string} = 340 \cdot 17 \cdot 4 = 23.120 \text{ W}$) las pérdidas en porcentaje serán:

$$P_{cab.L11} = \frac{71,7}{23.120} \cdot 100 = 0,31\%$$

Perdidas por sombras. (P5)

Para la obtención de una máxima productividad debemos evitar zona de sombras, tanto para la zona de cubierta inclinada como para la zona de cubierta plana. Para ello se han establecido los siguientes criterios:

Inclinación del módulo respecto a la cubierta inclinada

Dado que la superficie de la cubierta esta inclinada***grados respecto de la horizontal, debemos montar una estructura soporte para disponer los módulos a 30° respecto al sur.

Distancia entre filas de módulos en cubierta inclinada

Para el cálculo de la distancia entre módulos se ha seguido la siguiente ecuación $d=K*h$ (ec.1.8) donde h es la altura entre módulos y k la constante que depende de la latitud de la instalación. Para su cálculo, nos hemos basado en la siguiente ecuación.

$$K = \frac{1}{\text{tg}(61-\text{latitud})} \quad \text{Ec.1.9}$$

En nuestro caso, Elche tiene una latitud de 38°, con lo que desarrollando la ecuación obtenemos un factor de:

$$K = \frac{1}{\text{tg}(61-38)} = 2,38$$

Para el cálculo de h nos basamos en calculo trigonométrico. Una vez conocido el ángulo de inclinación de cubierta y sabiendo que nos faltan 19° para tener los 30° deseados. Por tanto:

$$\text{sen}(\alpha) = \frac{h}{L} \quad \text{Ec.1.10}$$

$$\text{cos}(\alpha) = \frac{x}{L} \quad \text{Ec.1.11}$$

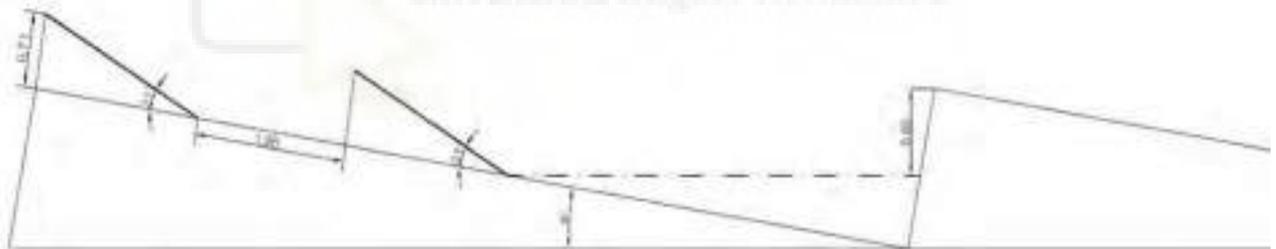


Figura 1.1

Donde:

- Angulo entre proyección horizontal y cubierta: $\alpha = 19^\circ$
- Altura del módulo: $h=0,65$ m
- Longitud del módulo: $L =2$ m
- Proyección horizontal del módulo: $x = 1,89$ m

Por un lado, la distancia entre fila de módulos será:

$$d = 2,38 * 0.65 = 1,549m$$

Por otro lado, la distancia con el murete será:

$$d = 2,38 * 1 = 2,38m$$

Inclinación del módulo respecto a la cubierta plana

En este caso los módulos se sitúan en cubierta plana y el ángulo que formaran con la cubierta será de 30°.

Distancia entre filas de módulos en cubierta plana

El cálculo se realiza de la misma forma que en el anterior caso, pero en este, al tener la cubierta plana, la altura del módulo fotovoltaico cambiará.

La constante K tendrá el mismo valor que en el anterior caso, pero la altura como se ha mencionado en el anterior párrafo cambiará. Para ello volvemos a basarnos en las formulas 1.2 e 1.3.

Donde:

- Angulo entre proyección horizontal y cubierta: $\alpha = 30^\circ$
- Altura del módulo: $h=1$ m
- Longitud del módulo: $L=2$ m

La distancia entre filas de módulos será:

$$d = 2,38 * 1 = 2,38m$$

La distancia con el murete en este caso:

$$d = 2,38 * 1,5 = 3,57m$$

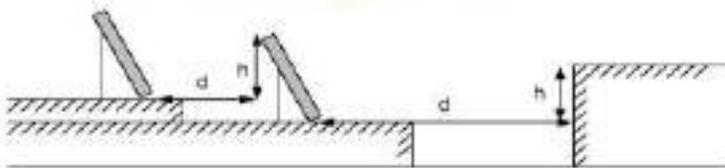


Figura 1.2

Dado que cumplimos la distancia mínima entre strings y sobre el murete, no se producirán pérdidas por sombras.

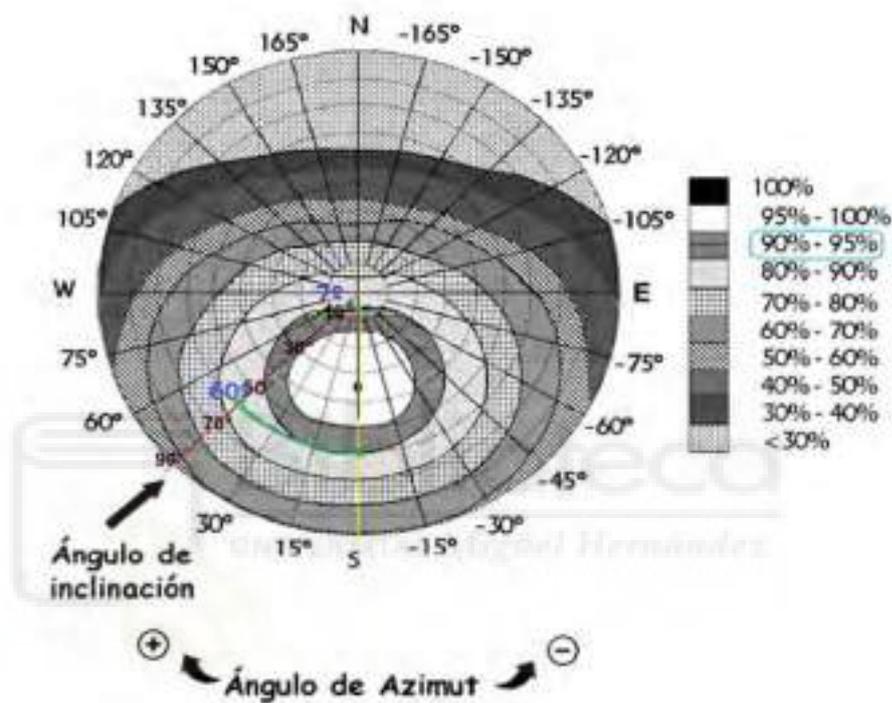
$$P5 = 0\%$$

Perdidas por orientación e inclinación (P6)

Para calcular dichas pérdidas nos basaremos primeramente en la siguiente figura. Dicha figura está basada en una latitud de 41°, que posteriormente corregiremos para nuestra latitud de 38°.

Como se puede observar, en dicha figura se ha dibujado la línea de inclinación (línea roja) y la línea de orientación (línea amarilla). Además, se ha señalado el área en la que se sitúan nuestras perdidas. Los puntos máximos y mínimos de inclinación se calcularán trasladando los puntos de corte de la línea de orientación hacia la línea de inclinación a través de las isoclinas. Como resultado tenemos:

- Inclinación máxima: 60°
- Inclinación mínima: 7°



Como hemos comentado anteriormente, los puntos máximos y mínimos son para una latitud de 41° , por lo que debemos de corregir dichos valores para nuestra latitud, que en este caso es 38° . Las fórmulas a seguir para dicha corrección son las siguientes:

$$- \beta_{max} = \beta(41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad \text{Ec.1.12}$$

$$- \beta_{min} = (41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad \text{Ec.1.13}$$

$$- \beta_{max} = 60 - 41 + 38 = 57^\circ$$

$$- \beta_{min} = 7 - 41 + 38 = 4^\circ$$

Nuestro ángulo de inclinación es de 30° por lo que se encuentra entre los ángulos máximo y mínimo y por tanto nuestros captadores no van a superar las pérdidas máximas ya que se encuentran entre dichos puntos.

$$- 4 \leq \beta \leq 57 \quad - \beta = 30^\circ$$

Para evaluar dichas pérdidas, nos basamos en la siguiente fórmula:

$$Perdidas (\%) = 100x[1.2x10^{-4}(\beta - \text{latitud } 10)^2 + 3.5x10^{-5} * \alpha^2] \quad 15 < \beta < 90$$

Sustituyendo los datos en la siguiente fórmula, nos da unas pérdidas de:

$$P6 = 0,048\%$$

4.1.2. Cálculo del performance ratio

Como se comentó en la memoria técnica, el PR, es el rendimiento energético de la instalación. Su cálculo viene dado por la siguiente fórmula:

$$PR = 100 - (P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6) \quad \text{Ec. 1.14}$$

$$PR = 100 - (5,96 + 3 + 3 + 8,14 + 0 + 0,05) = 79,9\%$$

4.2. Cálculos Fotovoltaicos.

Nuestra instalación consta de 340 módulos fotovoltaicos distribuidos en 5 inversores, los cuales están alimentados por 4 strings de 17 paneles. Por tanto, cada inversor estará atacado por 68 módulos.

Para atacar a cada inversor se han seguido las siguientes fórmulas.

Primeramente, calculamos la potencia pico instalada de nuestra instalación. Dado que nuestros módulos tienen 340 wp, multiplicando dicho valor por todos los módulos obtendremos la potencia pico total instalada. Para ello seguimos de la siguiente expresión:

$$P_{pt} = \text{n}^{\circ} \text{módulos} * P_p \rightarrow P_{pt} = 340 * 340 = 115.600 \text{ wp}$$

Haciendo uso de la siguiente expresión obtendremos la potencia nominal de nuestra instalación. Dicha expresión se obtiene del pliego de condiciones del IDAE

$$\frac{P_p}{1.2} < P_n < \frac{P_p}{1.05} \quad \rightarrow \quad 96.333 < P_n < 110.095$$

Resolviendo la operación concluimos en una potencia nominal (Pn) de 100 kW para nuestra instalación.

Una vez concluida la potencia nominal se elegirá el inversor o inversores. Para ello se divide la (Pn) de la instalación por la potencia nominal del inversor.

$$N^{\circ} \text{Inversores} = \frac{100}{20} = 5 \text{ inversores}$$

En nuestro caso se ha hecho uso de 5 inversores de 20 kW que serán atacados por 68 módulos cada uno. Dicho número se obtiene dividiendo el total de módulos por los inversores.

Para determinar cómo serán atacados cada uno de los inversores utilizamos las siguientes expresiones. Estas nos muestran la tensión máxima de cada placa en unas determinadas condiciones.

- **Condición 1.**

- $T_{amb}=45^{\circ}\text{C}$
- $G=1000 \text{ W/m}^2$
- $T_c = T_{amb} + \frac{T_{ONC}-20}{800} * G$
- $V_{mp}(T_c) = V_{mp}(25^{\circ}\text{C}) * [1 - \alpha V_{mp} * (T_c - 25)]$

Donde:

- $V_{mp}(25^{\circ}\text{C})$: Representa la tensión de la placa a 25 grados, que en nuestro caso tiene un valor de 37,82 V.
- αV_{mp} : Coeficiente de temperatura, viene dado en las características del módulo y su valor es aproximado a $\alpha P_{mp} \sim \alpha V_{mp}$, en nuestro caso tiene un valor de 0.0042
- T_c : Temperatura del módulo fotovoltaico, que sustituyendo en la formula nos queda, 80°C.
- G : Irradiancia solar, en W/m^2 .
- T_{amb} : Temperatura ambiente en la sombra.
- $V_{mp}(T_c)$: Representa la tensión que produce un módulo para esa temperatura dada

Sustituyendo nos queda que la tensión en cada módulo fotovoltaico para una temperatura de 45°C y una radiación de 1000 w/m^2 es de:

- $T_c = 45 + \frac{48-20}{800} * 10 \quad ^{\circ}\text{C}$
- $V_{mp}(80) = 37,82 * [1 - 0,0042 * (80 - 25)] = 29 \text{ V}$

- **Condición 2.**

- $T_{amb}=10^{\circ}\text{C}$
- $G=0 \text{ W/m}^2$
- $T_c = T_{amb} + \frac{T_o}{800} * G$
- $V_{oc}(T_c) = V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) * [1 - \alpha V_o * (T_c - 25)]$

Donde:

- $V_{oc}(25^{\circ}\text{C})$: Representa la tensión de la placa a 25 grados, que en nuestro caso tiene un valor de 46,20 V.
- αV_{oc} : Coeficiente de temperatura, viene dado en las características del módulo y su valor en nuestro caso es de 0.0029

- T_c : Temperatura del módulo fotovoltaico, que sustituyendo en la fórmula nos queda, 80°C .
- G : Irradiación solar, en W/m^2 .
- T_{amb} : Temperatura ambiente en la sombra.
- $V_{mp}(T_c)$: Representa la tensión que produce un módulo para esa temperatura dada

En este caso:

- $T_c = T_{amb} = -10^\circ\text{C}$
- $V_{oc}(T_c) = 46,2 * [1 - 0,0029 * (-10 - 25)] = 50,8 \text{ V}$.

Una vez calculadas las tensiones para circuito abierto y circuito cerrado comprobamos si se encuentran en el rango de tensión del inversor. En nuestro caso nuestro inversor tiene un rango de tensión entre $420 - 800 \text{ V}$. Como se describió en puntos anteriores, cada uno de nuestros strings está formado por 17 módulos lo que nos dará una tensión para cada una de las condiciones de:

- $V_{mp} = 17 * 29 = 493 \text{ V}$
- $V_{oc} = 17 * 50,8 = 863,6 \text{ V}$

Como podemos comprobar se encuentran dentro del rango de tensiones, por tanto, cumplimos.

Además de la tensión debemos de comprobar que la corriente de entrada no supere los valores impuestos por el inversor. En nuestro caso, el inversor tiene dos entradas MPPT con intensidades de 27 y 33 A, que en nuestro caso se unifican obteniendo una única entrada con capacidad máxima de 51 A. (El dispositivo que unifica dichas entradas se detalló en el punto 1.3.4.1 del apartado de memoria)

La corriente que circula por cada una de nuestras strings como máximo es de 9,43 A. Al tener 4 strings

en paralelo por inversor, la corriente máxima sería: $I_{mp} = 9,43 * 4 = 37,72 \text{ A}$ que es menor que 51 A. Por tanto, cumplimos con dicho criterio.

En resumen, nuestra instalación estará formada por 5 inversores y atacado cada uno de ellos por 68 módulos, distribuidos en cuatro strings en paralelo por cada uno de los inversores. Se adjunta documento de planos donde se observa de forma detallada la distribución.

4.3. Cálculo energía generada.

Para el cálculo de la energía generada, nos basamos en la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR * P_{mP}}{G_{cem}} \quad \text{Ec. 1.15}$$

Donde:

- Pmp = Potencia pico del generador
- Gcem = Radiación en condiciones estándar de medida: 1 kW/m²
- Ep= Energía inyectada a red (kwh/día)
- Gdm (α , β) = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (Kwh/m²* día) siendo α el azimut de la instalación, en nuestro caso al estar 0°, y β la inclinación de los paneles que en nuestro caso es de 30°.
- PR= Performance ratio. Es la suma de todas las pérdidas producidas por la instalación.

Mes	Gdm (0) [kwh/(m ² *día)]	Gdm ($\alpha=0;\beta=30$) [kwh/(m ² *día)]	Pmp (kwp)	PR	Ep (kwh/día)	Ep (kwh/mes)
Enero	2,61	3,42	115,60	0,84	331,23	10.268,00
Febrero	3,49	4,33	115,60	0,84	418,39	11.714,82
Marzo	4,70	5,41	115,60	0,82	512,80	15.896,82
Abril	6,13	6,50	115,60	0,80	602,88	18.086,54
Mayo	6,92	6,85	115,60	0,79	623,44	19.326,67
Junio	7,65	7,42	115,60	0,77	659,16	19.774,75
Julio	7,73	7,65	115,60	0,75	663,24	20.560,48
Agosto	6,82	7,30	115,60	0,75	635,23	19.692,20
Septiembre	5,45	6,43	115,60	0,77	575,20	17.256,05
Octubre	3,99	5,23	115,60	0,79	477,23	14.794,21
Noviembre	2,80	3,92	115,60	0,82	371,64	11.149,17
Diciembre	2,27	3,13	115,60	0,84	304,92	9.452,50

Para su cálculo, previamente se han calculado las pérdidas en la instalación que, según los cálculos obtenidos, se prevén unas pérdidas del 20,15% y con la radiación incidente en nuestra instalación podemos calcular la energía generada.

Un ejemplo de ello podemos verlo para el mes de julio:

$$E_{p_{Julio}} = \frac{Gdm(0,30) * PR_{Julio} * PmP}{Gcem} = \frac{7,65 * 0,75 * 115,60}{1} = 663,25Kwh/dia$$

Aplicando la misma fórmula para el resto de meses estimaremos de forma teórica la energía generada de la instalación generada.

La energía generada en un año tendrá un valor aproximado de 6.175,363 kwh/año, resultado de la suma de cada una de las energías generadas en cada mes.

4.4. Calculo de la sección de los conductores en líneas monofásicas.

Para el cálculo de la sección de los conductores en líneas monofásicas nos basaremos en las siguientes formulas:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot e} \quad \text{Ec. 1.16}$$

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\phi} \quad \text{Ec. 1.17}$$

Donde:

Donde:

P: Potencia activa (w)

L: Longitud del conductor (m)

e: Caída de tensión máxima, que en nuestro caso es el 1,5 % de la tensión que circulara por dicho conductor. (V) 0,75% desde la generación hasta CN1 y 0,75 desde CN1 a bornes del inversor

I: Intensidad que circula por dicho conductor

U: Tensión asignada para ese conductor, (m).

Cos (ϕ): Factor de potencia.

γ : Conductividad, que en nuestro caso hemos utilizado la del cobre a 90°C (44 m/ohm·mm²).

En la siguiente tabla se muestra la longitud de cada línea, así como su longitud, intensidad y la tensión en bornes.

TRAMO: GENERACION-CUADRO DE NIVEL 1

Grupo Inversor	Tramo	Nº Módulos	Vmpp Modulo	V max. string	Imp (A) Modulo	Long. (m)	Sección teórica (mm)	Sección (mm ²)	Caída de tensión máxima (V)	Caída de tensión máxima (%)
1	String 1 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49
	String 2 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	27	2,29	4,00	2,76	0,43
	String 3 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	29	2,46	4,00	2,96	0,46
	String 4 -CN1	17	37,82	642,94	8,99	25	2,12	4,00	2,55	0,40
2	String 5 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	33	2,80	4,00	3,37	0,52
	String 6 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	33	2,80	4,00	3,37	0,52
	String 7 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	22	1,86	4,00	2,25	0,35
	String 8 -CN2	17	37,82	642,94	8,99	34	2,88	4,00	3,47	0,54
3	String 9 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49
	String 10 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	30	2,54	4,00	3,06	0,48
	String 11 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	27	2,29	4,00	2,76	0,43
	String 12 -CN3	17	37,82	642,94	8,99	30	2,54	4,00	3,06	0,48

4	String 13 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	32	2,71	4,00	3,27	0,51
	String 14 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	24	2,03	4,00	2,45	0,38
	String 15 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	30	2,54	4,00	3,06	0,48
	String 16 -CN4	17	37,82	642,94	8,99	25	2,12	4,00	2,55	0,40
5	String 17 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	32	2,71	4,00	3,27	0,51
	String 18 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49
	String 19 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	28	2,37	4,00	2,86	0,44
	String 20 -CN5	17	37,82	642,94	8,99	31	2,63	4,00	3,17	0,49

La siguiente tabla nos indica la sección a emplear para cada una de las string hasta el cuadro de protecciones.

El conductor a emplear para este tramo de la instalación es del tipo PV-H1Z2Z2 aislamiento a base de PVC libre de halógenos. El conductor es de cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible), según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Empleamos un tipo de instalación para conductores unipolares tipo F sobre soportes o rejillas tal y como síguela instrucción técnica BT-19 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Una vez definido el tipo de instalación recurrimos a la tabla A de dicha ITC-BT-19 para determinar la intensidad máxima admisible de nuestro conductor. Dado que partimos de un modo de instalación F y que tenemos conductores monofásicos con aislamiento de PVC, utilizaremos la columna 10 de dicha tabla A para determinar la intensidad máxima admisible.

Haciendo uso de ello, determinamos que la intensidad máxima admisible para conductores con una sección de 4 mm² y aislamiento de PVC es de 36 A.

La intensidad que circulará por cada una de las string será como máximo de 8,99 A, que es la intensidad a la que trabajan los módulos fotovoltaicos.

Por tanto, la intensidad de cálculo para dicho conductor sería de:

$$I_{cal.} = I_{cond.} * 1,25 = 8,99 * 1,25 = 11,23 A \quad Ec. 1.18$$

Dado que la intensidad de cálculo es inferior a la intensidad máxima admisible de nuestro conductor (11,23 A < 36 A), la línea de 4 mm² de sección cumpliría.

Para la determinación de la caída de tensión en el lado de corriente continua, el REBT no especifica ningún límite, así que, nos basamos en lo comentado en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE, el cual dice lo siguiente:

“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 %.”

Por tanto, desde la generación hasta el cuadro de protección de nivel 1 tendremos una caída del 0,75% y del CN1 a inversores otro 0,75%.

La caída de tensión máxima permitida será del 0,75% como ya se ha comentado para ese tramo. Dado que tenemos una tensión máxima en bornes de 642,94 V, la caída de tensión será de:

$$\Delta V_{max} = V_{max} \cdot 0,75\% = 642,94 \cdot 0,0075 = 4,822 \text{ V Ec. 1.19}$$

En ninguna de las líneas se supera dicha caída de tensión, por tanto, cumpliríamos con dicho criterio.

Para el cálculo en porcentaje de la caída de tensión en cada línea seguimos la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{max}(\%) = \frac{\Delta V_{linea}}{V_{max}} \text{ Ec. 1.20}$$

Veamos un ejemplo con la línea 12 (string 12-CN3).

$$\Delta V_{max_{L12}}(\%) = \frac{3,06}{642,94} \cdot 100 = 0,48\%$$

Para el cálculo de la sección utilizamos la ecuación 1.16, la cual usando como ejemplo la línea 12 (string 12-CN3).

$$S = \frac{2 \cdot 30 \cdot 8,99}{44 \cdot 4,822} = 2,54 \text{ mm}^2$$

Dado que la sección que hemos obtenido no se encuentra de forma comercial, pasaremos a la inmediata superior, que en este caso es la de 4 mm².

Por tanto, los conductores a emplear en este tramo estarán formados por conductores del tipo PV-H1Z2Z2, 2x4 mm²Cu.

TRAMO: CUADRO DE NIVEL 1-INVERSOR

Tramo	Nº Línea	Longitud (m)	I _{max.} (A)	V. max.	Sección teórica (mm ²)	Sección (mm ²)	ΔV máxima (V)	ΔV máxima (%)
CN1-CN2-INVERSOR 1	Línea 1	27	37,72	642,94	9,60	10,00	4,63	0,72
CN1-CN2-INVERSOR 2	Línea 2	51	37,72	642,94	18,13	25,00	3,50	0,54
CN1-CN2-INVERSOR 3	Línea 3	57	37,72	642,94	20,27	25,00	3,91	0,61
CN1-CN2-INVERSOR 4	Línea 4	61	37,72	642,94	21,69	25,00	4,18	0,65
CN1-CN2-INVERSOR 5	Línea 5	37	37,72	642,94	13,16	16,00	3,96	0,62

El conductor a emplear para este tramo de la instalación es unipolar, del tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV aislamiento a base de XLPE, libre de halógenos. El conductor es de cobre electrolítico recocido, clase 5 (flexible), según UNE-EN 60228.

Empleamos un tipo de instalación para conductores unipolares tipo F sobre soportes o rejillas tal y como síguela instrucción técnica BT-19 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Una vez definido el tipo de instalación recurrimos a la tabla A de dicha ITC-BT-19 para determinar la intensidad máxima admisible de nuestro conductor. Dado que partimos de un modo de instalación F y que tenemos conductores monofásicos con aislamiento de XLPE, utilizaremos la columna 12 y 13 de dicha tabla A para determinar la intensidad máxima admisible. La columna 12 la utilizaremos para las secciones de 10 y 16 mm², ya que es como si fuese un sistema de instalación E.

En este tramo, la forma de cálculo es idénticamente igual a la anterior, pero con intensidades más elevadas.

Para este tramo se considera un 0,75% de caída de tensión, con lo que con el 0,75 % anterior llegaríamos al 1,5% de caída.

La caída máxima en este tramo, sigue siendo 4,822 V ya que la tensión que circula en bornes es la misma (642,94 V) y la cual no se supera en ninguna de las líneas.

El cálculo que sí que cambiaría sería el de la intensidad de cálculo, ya que la corriente que circula por las líneas que van hacia el inversor son mayores, por ello:

$$I_{cal.} = I_{con} \cdot 1,25 = 35,96 \cdot 1,25 = 44,95 \text{ A}$$

La intensidad máxima admisible para una línea de 10 mm², usando método E columna 12 será de 76 A. $76 > 44,95 \text{ A}$, por tanto, cumplimos.

La intensidad máxima admisible para una línea de 16 mm², usando método E columna 12 será de 105 A. $105 > 44,95 \text{ A}$, por tanto, cumplimos.

La intensidad máxima admisible para una línea de 25 mm², usando método F columna 13 será de 140 A. $140 > 44,95 \text{ A}$, por tanto, cumplimos.

Todas las intensidades máximas admisibles son superiores a la de cálculo con lo que se cumple dicho criterio.

En la tabla siguiente (Extracto sacado de la guía ITC-BT-19 del REBT, tabla A Intensidades máximas admisibles para conductores de cobre no enterrados) se puede comprobar y justificar los cálculos anteriores.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC	2x PVC	3x XLPE		2x XLPE			
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	12	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	63	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	609	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de poliolefina de virlo (V).

3.3.6. Cálculo de la sección de los conductores en líneas trifásicas.

Las líneas que salen directamente de cada uno de los inversores son trifásicas y tendrán unas características diferentes a las de entrada. La principal característica es que los conductores de salida serán multipolares en lugar de unipolares como eran los de entrada.

Se usarán conductores de cobre, del tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 Kv multipolares, con aislamiento de XLPE y libre de halógenos.

Para el cálculo de las líneas de salida trifásica, nos basaremos en las siguientes formulas:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\delta}{\gamma \cdot e} \quad \text{Ec. 1.21}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\delta} \quad \text{Ec. 1.22}$$

Tramo	Nº Línea	Long. (m)	I. cálculo. (A)	V. max. (V)	Sección teórica (mm ²)	Sección (mm ²)	ΔV max. (V)	ΔV max. (%)
INVERSOR 1-C.GENERAL.FV	Línea 1	27,00	36,13	400,00	6,40	10,00	3,83	0,96
INVERSOR 2-C.GENERAL.FV	Línea 2	26,00	36,13	400,00	6,16	10,00	3,69	0,92
INVERSOR 3-C.GENERAL.FV	Línea 3	25,00	36,13	400,00	5,93	10,00	3,55	0,89
INVERSOR 4-C.GENERAL.FV	Línea 4	24,00	36,13	400,00	5,69	10,00	3,41	0,85
INVERSOR 5-C.GENERAL.FV	Línea 5	23,00	36,13	400,00	5,45	10,00	3,27	0,82
C.GENERAL.FV-C.PRINCIPAL	Línea 6	55,00	180,63	400,00	65,18	95,00	4,11	1,03

En la tabla anterior se muestra el cálculo de las líneas trifásicas que salen directamente del inversor hacia el cuadro general de fotovoltaica, así como la línea unificada hacia el cuadro principal de la edificación. Las líneas se calcularán para la intensidad máxima que podrían sacar en caso de que lleguen a producir sus 20 Kw de potencia. El valor de la intensidad base es un dato proporcionado por el fabricante, pero su cálculo también se puede realizar mediante la fórmula siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\delta} = \frac{20.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 28,9A$$

Siendo P la potencia nominal de salida en bornes del inversor trifásico escogido.

El coseno de phi o factor de potencia, según el pliego de condiciones técnicas en instalaciones conectadas a red del IDAE, nos dice, exactamente en el punto 5.4.6.4 lo siguiente:

“El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95”

En nuestro caso el factor de potencia es de 1.

En este caso para el cálculo de la caída de tensión nos basaremos en lo dispuesto según la ITC-BT-40 del REBT (reglamento electrotécnico de baja tensión). Exactamente en el punto 5 de dicha ITC, comenta lo siguiente:

“la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal.”

Por tanto, la caída de tensión máxima establecida, será de un 1,5%.

Haciendo uso de la ec. 1.19, calculamos caída de tensión máxima permitida en cada una de las líneas.

$$\Delta V_{max} = V_{max} \cdot 1,5\% = 400 \cdot 0,015 = 6 \text{ V}$$

Para la determinación de la intensidad de cálculo, según la ITC-BT-40 del REBT, punto 5, en instalaciones generadoras, los conductores deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador.

En nuestro caso, siguiendo la ecuación 1.18, la intensidad de cálculo tendrá un valor de:

$$I_{cal.} = I_{cond.} \cdot 1,25 = 28,9 \cdot 1,25 = 36,125 \text{ A}$$

Calculamos la sección de la línea haciendo uso de la ecuación 1.21. Como ejemplo veamos el cálculo de la línea 2.

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{cal} \cdot \cos}{\gamma \cdot e} = \frac{\sqrt{3} \cdot 26 \cdot 36,125 \cdot 1}{44 \cdot 6} = 6,16 \text{ mm}^2$$

Dado que la sección calculada no existe de forma comercial, iremos la inmediata superior, que en este caso es de 10 mm². Como se comentó anteriormente se usarán conductores de cobre del tipo H07Z1-K (AS), multipolares libres de halógenos y con aislamiento de PVC.

En nuestro caso tendremos un conductor de 5 x 10 mm², es decir, un conductor formado por tres fases de 10 mm² más un conductor neutro de 10 mm² y toma de tierra de 10 mm².

La intensidad máxima admisible para un conductor multipolar trifásico de 16 mm² con aislamiento de XLPE y un método de instalación B2, según tabla A de la ITC-BT-19 del REBT, será de 72 A. Dado que la intensidad de cálculo es inferior a la admisible por el conductor, 36,125 < 72 A, por tanto, cumplimos dicho criterio.

La caída de tensión que se producirá en esta línea se calculara haciendo uso de la ecuación 1.21, pero despejando de ella el factor “e”, es decir la caída de tensión.

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\delta}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 61 \cdot 28,9 \cdot 1}{44 \cdot 16} = 4,33 \text{ V}$$

La caída de tensión que se produce a lo largo de la línea es inferior a 6 V por lo que cumplimos con dicho criterio. El cálculo en porcentaje se realiza usando la ecuación 1.20:

$$\Delta V_{max}(\%) = \frac{\Delta V_{linea}}{V_{max}} = \frac{4,33}{400} \cdot 100 = 1,08\%$$

Donde 1,08 < 1,5 % permitido como máximo de caída.

4.5. Cálculo de corriente de cortocircuito en el lado de alterna.

En este punto debemos asegurar que la línea de 16 mm² aguantará el cortocircuito mínimo.

Para ello, hacemos uso de la siguiente fórmula, extraída del anexo 3 de la guía del REBT.

$$I_{ccmax} = \frac{U_{fn}}{R} \quad Ec. 1.23$$

$$R = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad Ec. 1.24$$

$$I_{ccmin} = \frac{U_{fn}}{ZF + Z} = \frac{230}{ZF} = \frac{230}{2R} \quad Ec. 1.23$$

Donde:

U_{fn}: tensión entre fase y neutro

I_{ccmin}: Intensidad de cortocircuito mínimo

I_{ccmax}: Intensidad de cortocircuito máximo

R: Resistencia del conductor, que en nuestro caso es cobre

ZF: Impedancia de fase; en nuestro caso solo coincide con el valor de la resistencia de fase.

Zn: Impedancia del neutro; corresponde con el valor de la resistencia del neutro.

Para el cálculo de la resistencia de la línea debemos calcular la resistividad del conductor (ec. 1.25) a una cierta temperatura. Dicha temperatura será la temperatura límite de utilización del aislamiento de nuestro conductor.

$$\rho_{\theta} = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)] \quad Ec. 1.25$$

En la Norma UNE 20-460-90, parte 4-43, se muestra la tabla en la que aparecen las temperaturas límites de utilización de los distintos tipos de aislamiento.

Temperatura límite de utilización según tipo de aislamiento		
Tipo de aislamiento	Servicio permanente	Cortocircuito (duración máxima 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)	70	160
Polietileno reticulado (XLPE), Etileno propileno (EPR), Goma butílica	85	220

Tabla extraída de la norma UNE 20-460-90

Dado que nuestro conductor tiene un aislamiento a base de XLPE, la temperatura para el cálculo de la resistencia será de 220°C.

La siguiente tabla nos muestra las características necesarias de cada línea para el cálculo de la intensidad de cortocircuito.

Tramo	Nº Línea	Long. (m)	V max. (V)	R (ohm)	Sección teórica (mm ²)	Sección (mm ²)	Icc max (A)	Icc min (A)
INVERSOR 1-C.GENERAL	Línea 1	62	400	0,11625	11,76	16,00	1.986,64	989,25
INVERSOR 2-C.GENERAL	Línea 2	61	400	0,114375	11,57	16,00	2.019,21	1.005,46
INVERSOR 3-C.GENERAL	Línea 3	60	400	0,1125	11,38	16,00	2.052,86	1.022,22
INVERSOR 4-C.GENERAL	Línea 4	59	400	0,110625	11,19	16,00	2.087,66	1.039,55
INVERSOR 5-C.GENERAL	Línea 5	58	400	0,10875	11,00	16,00	2.123,65	1.057,47

Para el cálculo de la resistencia a 220°C primeramente debemos calcular la resistividad a esa temperatura.

La resistividad a dicha temperatura será:

$$\rho_{220} = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)] \quad \text{Ec. 1.25}$$

Donde:

- $\rho_{20} = 0,0172 \text{ ohm} \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$
- $\alpha = 0,00393 \frac{1}{^\circ\text{C}}$
- $\theta = 220 \text{ }^\circ\text{C}$

$$\rho_{220} = 0,0172 \cdot [1 + 0,00393 \cdot (220 - 20)] = 0,03 \text{ ohm} \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$$

Una vez calculada la resistividad pasaremos a calcular la resistencia. Como ejemplo calcularemos la línea 2:

$$R_{220} = \frac{61 \cdot 0,03}{16} = 0,114375 \text{ ohm}$$

Dado que la tensión será de 400V, la Icc de la línea 2 tendrá un valor de:

$$I_{ccmax} = \frac{230}{0,1143} = 2.019,21 \text{ A}$$

$$I_{ccmin} = \frac{230}{2 * 0,1143} = 1.005,46 \text{ A}$$

La corriente nominal que circulará por la línea será de 28,9 A y que según la ITC BT 40 del REBT punto, la intensidad no deberá ser inferior al 125%. Por tanto, la intensidad máxima será de 36,125 A.

Para el cálculo de interruptores automáticos o magnetotérmicos nos basamos en la ITC-BT-22 del REBT donde se establecen las siguientes condiciones:

$$I_c \geq I_{ccmax} \quad \text{Cond. 1}$$

$$I_{cc\ min} > I_m \quad \text{Cond. 2}$$

Dónde: I_m : Intensidad de disparo magnético

I_c : Poder de corte del dispositivo

I_{ccmin} : Intensidad de cortocircuito mínima.

La protección del cuadro general por línea será de 32 A (I_n), con poder de corte de 20 kV, con una curva C, por tanto, la intensidad de disparo magnético, (I_m), seguirá la ecuación 1.26 siguiente.

$$I_m = (5 \text{ a } 10) \times I_n \quad \text{Ec. 1.26}$$

Dónde: I_n : Corriente asignada del dispositivo de protección.

$$I_m = 10 \times I_n = 10 \times 32 = 320 \text{ A}$$

Usando la condición 2, ($I_{cc\ min} > I_m = 10 \cdot I_n$) anterior tenemos que :

$1.005,46 > 10 \cdot 32 = 320 \text{ A}$, por lo que cumplimos con dicho criterio de cortocircuito.

Dado que el poder de corte es superior al de la corriente de cortocircuito máximo, satisfacemos **la condición 1**.

$$20.000 \geq 2.019,21 \text{ A}$$

En resumen, se establece que con un dispositivo automático tetrapolar de 32A y un poder de corte de 20 kA, la línea de 16 mm², quedaría protegida por un fallo de cortocircuito.

4.6. CALCULO PROTECCIONES DE CONTINUA.

· PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS:

Para dicho cálculo nos basaremos en las condiciones que establece el reglamento electrotécnico de baja tensión en la ITC-BT-22, capítulo 1.1.

Condiciones para protección de líneas contra sobrecargas:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad \text{Cond. 1}$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I \quad \text{Cond. 2}$$

Donde:

- I_b : Corriente de diseño del circuito correspondiente
- I_n : corriente nominal del fusible
- I_z : corriente máxima admisible del conductor protegido
- I_f : corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección

Además, para el caso de fusibles se debe cumplir las características siguientes para fusibles gG cilíndricos.

$$I_f = 1,6 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1,9 \cdot I_n \quad \text{si} \quad 4 < I_n < 16A$$

$$I_f = 2,1 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \leq 4A$$

Para nuestro cálculo, en una instalación fotovoltaica hemos hecho uso de dichas condiciones. Los fusibles usados en nuestro caso son del tipo gPV (cartucho fusible limitador de la corriente que es capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada(I_n) hasta su poder de corte asignado.

· PROTECCION FRENTE SOBRETENSIONES

El cálculo del dispositivo frente a sobretensiones se realiza teniendo en cuenta la tensión máxima de funcionamiento en circuito abierto.

$$U_{des} \geq U_{pv \max}$$

Donde:

- U_{des} : tensión nominal del descargador en régimen permanente
- $U_{pv \max}$: Tensión máxima en un grupo de strings. Coincide con la tensión de circuito abierto.

· PROTECCION FRENTE CORTOCIRCUITOS

La protección frente a cortocircuitos la dimensionamos mirando los valores de las gráficas de curva de disparo para cada uno de los dispositivos. Una vez determinado dicho poder de corte (p.d.c) determinaremos si satisface la siguiente expresión:

$$I_c \geq I_{cc \max} \quad \text{Condicion 3}$$

Calculo Cuadro de nivel 1

En el cuadro de protecciones de nivel uno se instarán los siguientes dispositivos de protección:

- Fusibles frente a las sobrecargas
- Dispositivo de sobretensiones
- Interruptor seccionador.

PROTECCION FRENTE A SOBRECARGAS

La protección para cada una de las string se realizará mediante fusibles de 10 A, tanto el polo positivo como en el negativo.

El cálculo se realiza aplicando las condiciones anteriores.

La corriente que circula por cada string tendrá un valor “ I_b ” correspondiente a 8,99 A.

La corriente admisible para cada una de las string, que en nuestro caso se dispone de líneas de 4 mm² de sección, tendrá un valor “ I_z ” de 36A.

Aplicando la condición 1 y condición 2 tenemos:

$$8,99 \leq I_n \leq 36 \quad \text{Cond. 1}$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot 36 = 52,2 \text{ A} \quad \text{Cond. 2}$$

El valor de corriente asignada “ I_n ” para el fusible es de 10 A.

Aplicando la condición para corrientes asignadas a fusibles entre 4 y 16 amperios la intensidad de funcionamiento será de:

$$I_f = 1,9 \cdot 10 = 19 \text{ A}$$

$$19 \text{ A} \leq 52,2 \text{ A} \quad \text{Condicion 2}$$

Por lo que se cumple la condición 2 y podemos asegurar que dicho fusible de 10 A es válido para la protección de este tramo.

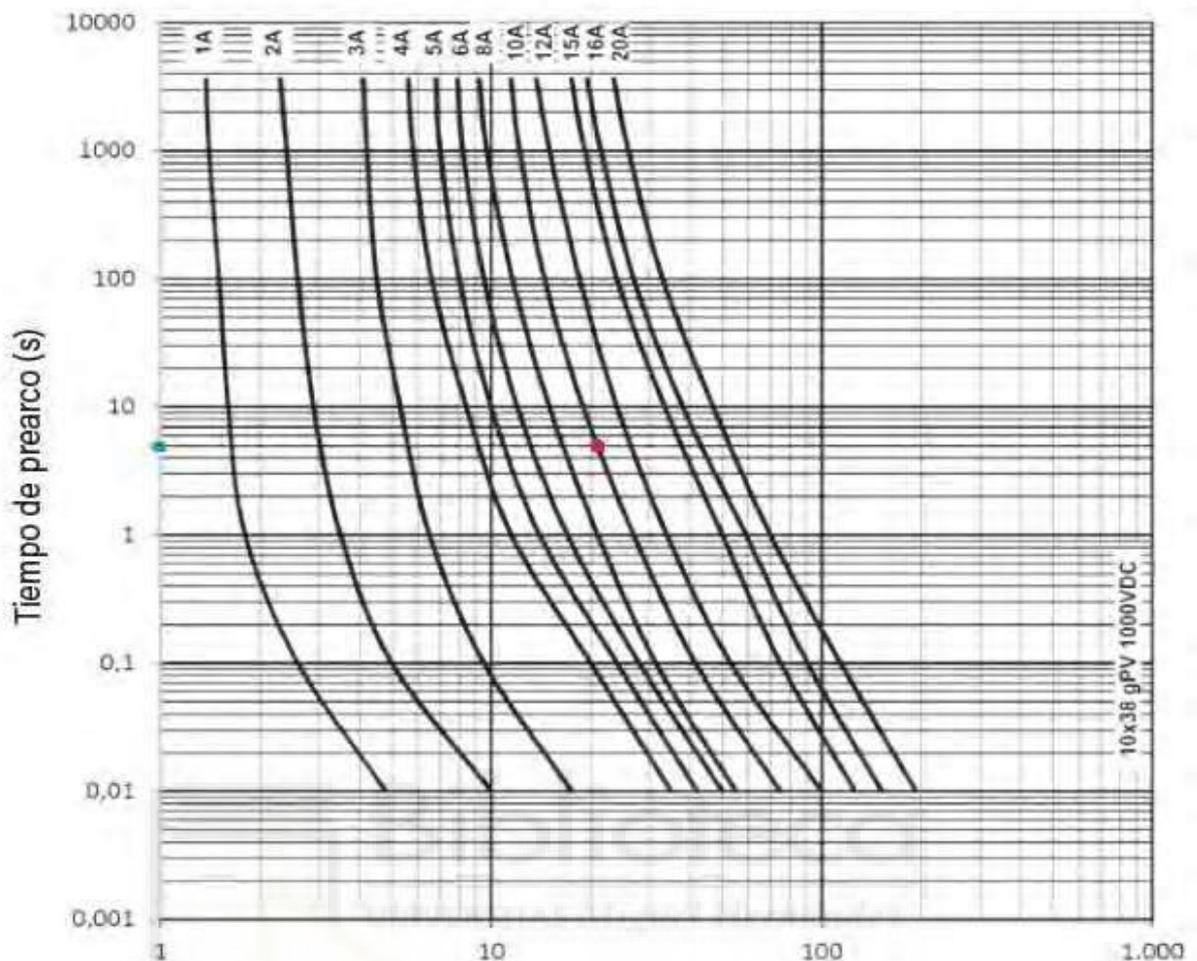
Ahora comprobamos que el fusible cumpla frente a cortocircuitos. La intensidad máxima de cortocircuito que se produce en este tramo es la de la corriente de cortocircuito. En nuestro caso tiene un valor de 9,43 A. Por tanto, la intensidad de corte del dispositivo tiene que ser mayor que la corriente de cortocircuito:

$$I_c \geq I_{ccmax} \quad \text{Condicion 3}$$

$$I_{ccmax} = I_{sc} = 9,43 \text{ A}$$

La siguiente grafica nos muestra la curva de disparo del fusible de 10A. Durante los cinco primeros segundos asegura una intensidad de 23 A.

$$23 \geq 9,43 \text{ A}$$



Con esto concluimos que queda asegurado el funcionamiento de un fusible de 10A y un poder de corte de 30 kA ante cortocircuitos.

Se elegirán fusibles cilíndricos del tipo gPV 10x38 con tensiones máximas de hasta 1000 V, corriente asignada 10 A y poder de corte hasta 30kA.

En total se dispondrá de 8 fusibles para un grupo de strings. Que sumando el resto de grupos hacen un total de 40 fusibles de 10A y un pdc. De 30 kA.

· PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

El cálculo para el dimensionamiento de un dispositivo de sobretensiones se realiza mediante la condición de:

$$U_{des} \geq U_{pv\ max}$$

Donde:

- U_{des} : tensión nominal del descargador en régimen permanente
- $U_{pv\ max}$: Tensión máxima en un grupo de strings. Coincide con la tensión de circuito abierto.

$$U_{pv\ max} = N^{\circ} \text{ paneles} \cdot V_0 = 17 \cdot 46,2 = 785,4 \text{ V}$$

Se instalará un dispositivo de sobretensiones transitorias tipo 2, modelo, PSM3-40/1000 PV, de la marca CIRPROTEC.

Las características de dicho dispositivo son las siguientes:

PSM3-40/1000 PV		1000 [Vdc]	
Características técnicas			
Tensión de red			
Tensión máxima de servicio CC	$U_{c\ pv}$	1000	[V]
Corriente máxima de descarga (8/20) (L-L)	I_{\max} (L-L)	40	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20) (L-L)	I_n (L-L)	20	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20)	I_n	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-L) a In	U_p (L-L)	4,0	[kV]
Nivel de protección en tensión (L-PE) a In	U_p (L-PE)	4,0	[kV]
Capacidad de cortocircuito	$I_{c\ pv}$	10000	[A]
Tiempo de respuesta (L-L)	t_A (L-L)	25	[ns]
Indicación remota		No	
Indicación visual final de vida		Si	
Desconexión dinámica térmica (L-L)		Si	
Características técnicas UL			
File UL		E360120	
Tipo SPD UL		2CA	
Tensión máxima de servicio continuo (DC+ - DC-)	MCOV (DC+ - DC-)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC+ - G)	MCOV (DC+ - G)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC- - G)	MCOV (DC- - G)	1000	[V]
Corriente nominal de descarga (UL)	I_n	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (DC+ - DC-)	VPR (DC+ - DC-)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC+ - G)	VPR (DC+ - G)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC- - G)	VPR (DC- - G)	3000	[V]
Corriente de corto-circuito máxima	SCCR	50	[kA]

Cuadro de nivel 2

El cálculo de la protección de la línea que parte del CN1 hasta el inversor, se protegerá en el cuadro de nivel 2 mediante fusibles de 40 A tanto en el polo positivo como en el negativo.

El cálculo se realiza aplicando las condiciones establecidas para el cálculo de fusibles del cuadro de nivel 1.

La corriente que circula en la salida del CN1 tendrá un valor " I_b " correspondiente a 35,96 A.

La corriente admisible para las líneas de salida de los CN1 es:

Línea de 10 mm², tendrá un valor " I_z " de 76 A.

Línea de 16 mm², tendrá un valor “Iz” de 105 A.

Línea de 25 mm², tendrá un valor “Iz” de 144 A.

Aplicando la condición 1 y condición 2 anteriores para cada una de las líneas tenemos:

- Línea de 10 mm²

$$35,96 \leq I_n \leq 76 \quad \text{Cond. 1}$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot 76 = 110,2 \text{ A} \quad \text{Cond. 2}$$

El valor de corriente asignada “In” para el fusible será de 40 A.

Aplicando la condición para corrientes asignadas a fusibles mayor o igual que 16 amperios la intensidad de funcionamiento será de:

$$I_f = 1,6 \cdot 40 = 64 \text{ A}$$

Por lo que se cumple la condición 2 y podemos asegurar que dicho fusible de 40 A actuara en caso de sobrecarga en la línea.

$$64 \text{ A} \leq 110,2 \text{ A}$$

Se elegirán fusibles de cuchilla del tipo NH gPV con tensiones máximas de hasta 1000 V, corriente asignada 40 A y poder de corte hasta 30kA.

Línea de 16 mm²

$$35,96 \leq I_n \leq 105 \quad \text{Cond. 1}$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot 105 = 152,25 \text{ A} \quad \text{Cond. 2}$$

El valor de corriente asignada “In” para el fusible será de 40 A.

Aplicando la condición para corrientes asignadas a fusibles mayor o igual que 16 amperios la intensidad de funcionamiento será de:

$$I_f = 1,6 \cdot 40 = 64 \text{ A}$$

Por lo que se cumple la condición 2 y podemos asegurar que dicho fusible de 40 A actuara en casa de sobrecarga en la línea.

$$64 \text{ A} \leq 152,25 \text{ A}$$

Se elegirán fusibles de cuchilla del tipo NH gPV con tensiones máximas de hasta 1000 V, corriente asignada 40 A y poder de corte hasta 30kA.

Línea de 25 mm²

$$35,96 \leq I_n \leq 144 \quad \text{Cond. 1}$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot 144 = 208,8 \text{ A} \quad \text{Cond. 2}$$

El valor de corriente asignada “In” para el fusible será de 40 A.

Aplicando la condición para corrientes asignadas a fusibles mayor o igual que 16 amperios la intensidad de funcionamiento será de:

$$I_f = 1,6 \cdot 40 = 64 A$$

Por lo que se cumple la condición 2 y podemos asegurar que dicho fusible de 40 A actuara en casa de sobrecarga en la línea.

$$64 A \leq 208,8 A$$

Se elegirán fusibles de cuchilla del tipo NH gPV con tensiones máximas de hasta 1000 V, corriente asignada 40 A y poder de corte hasta 30kA.

Ahora comprobamos que el fusible cumpla frente a cortocircuitos. La intensidad máxima de cortocircuito que se produce en este tramo es la de la corriente de cortocircuito. En nuestro caso tiene un valor de 9,43 A. Por tanto, la intensidad de corte del dispositivo tiene que ser mayor que la corriente de cortocircuito:

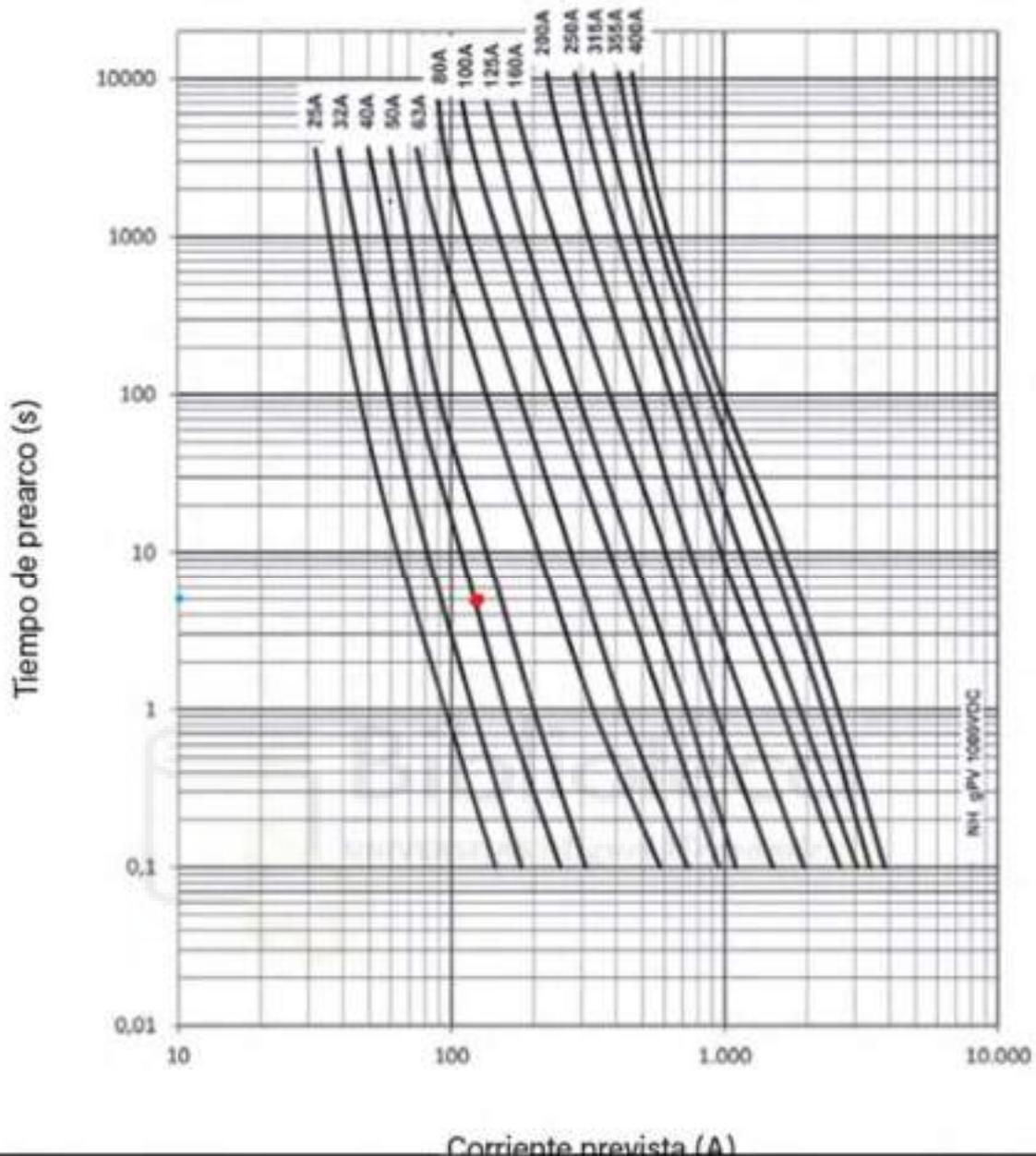
$$I_c \geq I_{ccmax} \quad \text{Condicion 3}$$

$$I_{ccmax} = I_{sc} = 9,43 \cdot 4 = 37,72 A$$

La siguiente grafica nos muestra la curva de disparo de un fusible de 40A. Durante los cinco primeros segundos asegura una intensidad de 113 A. Es decir, cortaría la corriente hasta un valor de 113 A.

Por tanto, aplicando la condición 3 vemos que queda asegurada la protección frente a cortocircuitos.

$$113 \geq 37,72 A \quad \text{Condicion 3}$$



Se elegirán fusibles de cuchilla del tipo NH gPV con tensiones máximas de hasta 1000 V, corriente asignada 10 A y poder de corte hasta 30kA.

En total se dispondrá de 2 fusibles para un grupo de strings. Que sumando el resto de grupos hacen un total de 10 fusibles de 40A y un pdc. De 30 kA.

· PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

El cálculo para el dimensionamiento de un dispositivo de sobretensiones se realiza mediante la condición de:

$$U_{des} \geq U_{pv\ max}$$

Donde:

- U_{des} : tensión nominal del descargador en régimen permanente
- $U_{pv\ max}$: Tensión máxima en un grupo de strings. Coincide con la tensión de circuito abierto.

$$U_{pv\ max} = N^{\circ} \text{ paneles} \cdot V_0 = 17 \cdot 46,2 = 785,4 \text{ V}$$

Se instalará un dispositivo de sobretensiones, modelo, PSM3-40/1000 PV, de la marca CIRPROTEC.

Las características de dicho dispositivo son las siguientes:

PSM3-40/1000 PV		1000 [Vdc]	
Características técnicas			
Tensión de red			
Tensión máxima de servicio CC	U_{cpv}	1000	[V]
Corriente máxima de descarga (8/20) (L-L)	I_{max} (L-L)	40	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20) (L-L)	I_n (L-L)	20	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20)	I_n	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-L) a I_n	U_p (L-L)	4,0	[kV]
Nivel de protección en tensión (L-PE) a I_n	U_p (L-PE)	4,0	[kV]
Capacidad de cortocircuito	I_{scpv}	10000	[A]
Tiempo de respuesta (L-L)	t_A (L-L)	25	[ns]
Indicación remota		No	
Indicación visual final de vida		Si	
Desconexión dinámica térmica (L-L)		Si	
Características técnicas UL			
File UL		E360120	
Tipo SPD UL		2CA	
Tensión máxima de servicio continuo (DC+ - DC-)	MCOV (DC+ - DC-)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC+ - G)	MCOV (DC+ - G)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC- - G)	MCOV (DC- - G)	1000	[V]
Corriente nominal de descarga (UL)	I_n	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (DC+ - DC-)	VPR (DC+ - DC-)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC+ - G)	VPR (DC+ - G)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC- - G)	VPR (DC- - G)	3000	[V]
Corriente de corto-circuito máxima	SCCR	50	[kA]

· INTERRUPTOR-SECCIONADOR

Se instalará un interruptor seccionador en cada una de las cajas de protección, tanto de nivel uno como nivel dos.

Para el dimensionamiento de dicho interruptor partimos de la corriente de cortocircuito y de la tensión de circuito abierto. Dado que disponemos de cuatro strings en paralelo por caja de protección la corriente y la tensión tendrán un valor de:

$$I_{cc} = 4 \cdot 9,43 = 37,72 \text{ A}$$

$$U_{oc} = 17 \cdot 46,2 = 785,4 \text{ V}$$

Se instalará un dispositivo de la marca SIRCO con 2 polos, con una tensión máxima de 1000 Vdc y un poder de corte de 40 A, con mando directo del tipo MC0. Irán instalados en cada una de las cajas de protección, tanto nivel 1 como nivel 2.

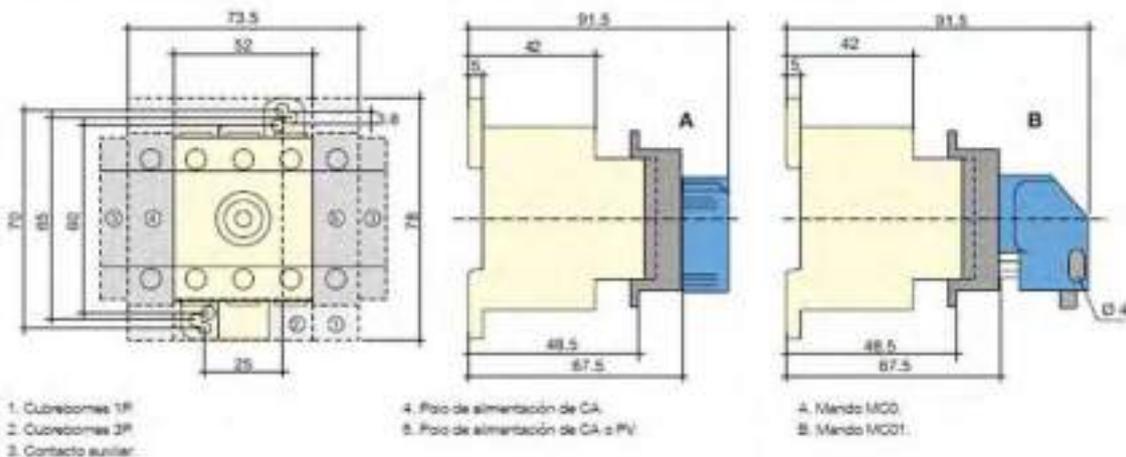
1000 VDC - Montaje en carril DIN o en placa de fondo

SIRCO MC PV de 25 a 40 A, hasta 1000 VDC

Corriente (A)	Tipo de circuito	Número de polos por polaridad de PV*	N.º de polos de corriente de AC	Cuerpo del interruptor	Mando directo ⁽¹⁾	Mando exterior	Eje para mando exterior	Contacto auxiliar
25 A	Circuito PV sencillo	2 P+, 1 P-	Consulte con nosotros	21PV 3722	Tipo MC0 Aux 2119 0012 ⁽²⁾		195 ... 200 mm 21E7 0516	1 contacto NA + NC 2119 0001
	Circuito PV doble	2 x (2 P+, 1 P-)		21PV 6722	Tipo MC01 Aux 2119 1012			
40 A	Circuito PV sencillo	2 P+, 2 P-		21PV 4754	Tipo MC0 Aux 2119 0012 ⁽²⁾	Fajo / Anillo P+P- 2119 3313		
	Circuito PV doble	2 x (2 P+, 2 P-)		21PV 8154	Tipo MC01 Aux 2119 1012			

(1) Placa frontal modular DIN de 35 mm de ancho.
 (2) Mando de serie.
 (3) Dispositivo conectado por defecto (véase "Conexiones de cable" página 115).

Montaje en carril DIN - Accionamiento directo



El interruptor seccionador seleccionado servirá tanto para el CN1 como para el CN2.

4.7. PROTECCIONES PARTE DE ALTERNA.

Las protecciones de alterna están situadas justamente a la salida del inversor para la protección de los circuitos que llegan hasta el cuadro general de distribución de la edificación.

En dicho cuadro se instalarán los siguientes dispositivos.

- Interruptor magnetotérmico.
- Interruptor diferencial
- Dispositivo Sobretensión

Para el dimensionamiento del INTERRUPTORMAGNETOTERMICO, tendremos en cuenta las siguientes expresiones:

- Protección contra sobrecargas:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

- Protección contra cortocircuitos:

$$\begin{aligned} - P.D.C \geq I_{ccmax} & \quad I_{ccmax} = \frac{230}{ZF} \\ - I_{rm} \leq I_{ccmin} & \quad I_{ccmin} = \frac{230}{ZF + Zn} \end{aligned}$$

Donde:

I_{ccmax} : Intensidad de cortocircuito máximo (A)

I_{ccmin} : Intensidad de cortocircuito mínimo (A)

I_{rm} : Intensidad de disparo (A)

ZF: impedancia de fase: En nuestro caso es solamente la resistencia, ya que la inductancia se desprecia.

Zn: Impedancia del conductor neutro

Calcularemos el interruptor magnetotérmico para cada una de las líneas trifásicas que salen del inversor hacia el cuadro general de protecciones.

Primeramente, calcularemos la impedancia de la fase, así como la del neutro para cada una de las líneas de salida de inversor. Dichas líneas son trifásicas con una sección de 16mm^2 . Para el cálculo de las impedancias podemos despreciar la inductancia dado que

el centro de transformación está situado fuera del edificio o lugar de suministro afectado. (GUÍA BT ANEXO3).

$$\mathbf{ZF = R + Xj}$$

Donde:

R: Resistencia del conductor. $R = \frac{L \cdot \rho}{S}$

X: reactancia. $X = 2\pi f \cdot L$

L: Inductancia, que en nuestro caso es despreciable.

La impedancia de fase (ZF) coincidirá con la resistencia del conductor, las cuales se calcularon en el punto 2.6.

La intensidad que circulará por el conductor “Ib”, tendrá un valor de 28,9 A y será la máxima corriente de salida del inversor.

Donde :

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos}$$
$$I_b = \frac{20.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 28,9 \text{ A}$$

Dado que se dispone de una sección de 16 mm², la intensidad máxima admisible “Iz” tendrá un valor de 72 A.

Por tanto : $28,9 \leq I_n \leq 72 \text{ A}$

El dispositivo magnetotérmico, tendrá un valor de 32 A y un poder de corte de 10 kA.

En el punto 2.6 se calcularon las intensidades de cortocircuito máximo y mínimo, con lo que aplicando las condiciones anteriores veremos si dicha protección de 32 A es válida.

$$I_{ccmax} = \frac{230}{0,1143} = 2.019,21 \text{ A}$$
$$I_{ccmin} = \frac{230}{2 * 0,1143} = 1.005,46 \text{ A}$$

$$- P.D.C \geq I_{ccmax} \quad 10.000 \geq 2.019,21 \text{ A}$$
$$- I_{rm} \leq I_{ccmin} \quad 320 \leq 1.005,46 \text{ A}$$

Se cumplen dichas condiciones con lo que la protección térmica queda asegurada con un térmico de 32A y un poder de corte de 10 kA.

PLIEGO DE CONDICIONES

TECNICAS



5. PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS.

5.1. PLIEGO ISNTALACION INTERIOR.

5.1.1. CALIDAD DE LOS MATERIALES

Todos los materiales empleados en la ejecución de la instalación tendrán, como mínimo, las características especificadas en este Pliego de Condiciones, empleándose siempre materiales homologados según las normas UNE citadas en la instrucción ITC-BT-02 que les sean de aplicación y llevarán el marcado CE de conformidad.

Los materiales y equipos utilizados en las instalaciones deberán ser utilizados en la forma y para la finalidad que fueron fabricados. Los incluidos en el campo de aplicación de la reglamentación de transposición de las Directivas de la Unión Europea deberán cumplir con lo establecido en las mismas.

En lo no cubierto por tal reglamentación se aplicarán los criterios técnicos preceptuados por el presente Reglamento. En particular, se incluirán junto con los equipos y materiales las indicaciones necesarias para su correcta instalación y uso, debiendo marcarse con las siguientes indicaciones mínimas:

- a) Identificación del fabricante, representante legal o responsable de la comercialización.
- b) Marca y modelo.
- c) Tensión y potencia (o intensidad) asignadas.

Cualquier otra indicación referente al uso específico del material o equipo, asignado por el fabricante.

5.1.2.CONDUCTORES ELÉCTRICOS.

Antes de la instalación de los conductores, el instalador deberá facilitar para cada uno de los materiales a utilizar, un certificado del fabricante que indique el cumplimiento de las normas UNE en función de los requerimientos de cada una de las partes de la instalación.

En caso de omisión por parte del instalador de lo indicado en el párrafo anterior, quedará a criterio de la dirección facultativa el poder rechazar lo ejecutado con dichos materiales, en cuyo caso el instalador deberá reponer los materiales rechazados sin sobrecargo alguno, facilitando antes de su reposición dichos certificados.

5.1.3. DERIVACIONES INDIVIDIALES.

Según ITC BT 15, las derivaciones individuales estarán constituidas por:

- Conductores aislados en el interior de tubos empotrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos enterrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos de montaje superficial.

- Conductores aislados en el interior de canales protectoras cuya tapa sólo se pueda abrir con la ayuda de un útil.
- Canalizaciones eléctricas prefabricadas que deberán cumplir la norma UNE-EN 60.439 - 2.
- Conductores aislados en el interior de conductos cerrados de obra de fábrica, proyectados y contruidos al efecto.

Los conductores a utilizar serán de cobre clase 5, unipolares y aislados, siendo su nivel de aislamiento 450/750 V (Siendo su denominación ES07Z1-K (AS)).

Para el caso de multiconductores o para el caso de derivaciones individuales en el interior de tubos enterrados, el aislamiento de los conductores será de 0,6/1 kV (tendrán la denominación RZ1 o DZ1). La sección mínima de los conductores será de 6 mm² para los cables polares, neutro y protección.

Los conductores serán no propagadores de la llama y con emisión de humos de opacidad reducida, de los denominados “libres de halógenos”, según UNE 21.123 y UNE EN 50.085/86.

Según la Instrucción ITC BT 16, con objeto de satisfacer las disposiciones tarifarias vigentes, se deberá disponer del cableado necesario para los circuitos de mando y control. El color de identificación de dicho cable será el rojo, y su sección mínima será de 1,5 mm².

En la tabla siguiente se indica el tipo de conductor para las derivaciones individuales en función del sistema de instalación:

Los cables con conductores de aluminio correspondientes al tipo RZ1-AI (AS) según la norma UNE21123-4 se podrán utilizar previa aprobación de la Dirección Facultativa.

5.1.4. CIRCUITOS INTERIORES.

Los conductores eléctricos empleados en la ejecución de los circuitos interiores serán de cobre aislados, siendo su tensión nominal de aislamiento de 450/750 V.

En caso de que vayan montados sobre aisladores, los conductores podrán ser de cobre o aluminio desnudos, según lo indicado en la ITC BT 20.

Los conductores desnudos o aislados, de sección superior a 16 milímetros cuadrados, que sean sometidos a tracción mecánica de tensado, se emplearán en forma de cables.

Distinguiremos entre la línea de suministro de socorro, línea de alumbrado y fuerza y línea de control.

La línea de alumbrado, irá instalada con conductores unipolares 2x1,5+TTx1,5mm² Cu, con aislamiento 450/750 V, poliolefina, no propagador de incendio y emisión humos y opacidad reducida, siendo la designación UNE, ES07Z1-K(AS). Dicha línea irá instalada bajo tubo enterrado, el tubo cumplirá con la resistencia mecánica establecida según ITC-BT-21 y tendrá un diámetro exterior mínimo de 25mm Ø.

La línea de fuerza, irá instalada con conductores unipolares $2 \times 2,5 + TT \times 2,5 \text{ mm}^2$ Cu, con aislamiento 450/750 V, poliolefina, no propagador de incendio y emisión humos y opacidad reducida, designación ES07Z1-K(AS). Dicha línea irá instalada bajo tubo enterrado, el tubo cumplirá con la resistencia mecánica establecida en la ITC-BT-21 y tendrá un diámetro exterior mínimo de 32mm Ø.

5.1.5. CONDUCTORES DE NEUTRO.

La sección mínima del conductor de neutro para distribuciones monofásicas, trifásicas y de corriente continua, será la que a continuación se especifica:

Según la Instrucción ITC BT 19 en su apartado 2.2.2, en los circuitos de las instalaciones interiores, para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios, la sección del conductor del neutro será como mínimo igual a la de las fases.

Para el caso de redes aéreas o subterráneas de distribución en baja tensión, las secciones a considerar serán las siguientes (según lo especificado en las instrucciones ITC-BT-06 y ITC-BT-07):

5.1.6. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.

Según la Instrucción ITC BT 26, en su apartado 6.1.2, los conductores de protección serán de cobre y presentarán el mismo aislamiento que los conductores activos. Se instalarán por la misma canalización que estos y su sección será la indicada en la Instrucción ITC BT 19 en su apartado 2.3.

Los conductores de protección desnudos no estarán en contacto con elementos combustibles. En los pasos a través de paredes o techos estarán protegidos por un tubo de adecuada resistencia, que será, además, no conductor y difícilmente combustible cuando atravesase partes combustibles del edificio.

Los conductores de protección estarán convenientemente protegidos contra el deterioro mecánico y químico, especialmente en los pasos a través de elementos de la construcción.

Las conexiones en estos conductores (conductores de protección excepto tomas de tierra) se realizarán por medio de empalmes soldados sin empleo de ácido, o por piezas de conexión de apriete por rosca. Estas piezas serán de material inoxidable, y los tornillos de apriete estarán provistos de un dispositivo que evite su desapriete.

Se tomarán las precauciones necesarias para evitar el deterioro causado por efectos electroquímicos cuando las conexiones sean entre metales diferentes.

5.1.7. IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificados, especialmente por lo que respecta a los conductores de neutro y de protección.

Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos.

Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro.

Al conductor de protección se le identificará por el doble color amarillo-verde.

Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón o negro. Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, podrá utilizarse el color gris.

El conductor necesario para los circuitos de mando y control (cambio de tarifa) será de color rojo.

5.1.8. TUBOS PROTECTORES.

Antes de la instalación de los tubos protectores en la obra, el instalador deberá facilitar para cada uno de los tubos a utilizar, un certificado del fabricante que indique el cumplimiento de las normas UNE en función del sistema de instalación escogido y que se indica en los subapartados del presente punto.

En caso de omisión por parte del instalador de lo indicado en el párrafo anterior, quedará a criterio de la dirección facultativa el poder rechazar lo ejecutado con dichos materiales, en cuyo caso el instalador deberá reponer los materiales rechazados sin sobrecargo alguno, facilitando antes de su reposición dichos certificados.

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

UNE-EN 50.086 -2-1: Sistemas de tubos rígidos.

UNE-EN 50.086 -2-2: Sistemas de tubos curvables.

UNE-EN 50.086 -2-3: Sistemas de tubos flexibles.

UNE-EN 50.086 -2-4: Sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado a continuación y en su defecto lo prescrito en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITC-BT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21.

Cuando discurren verticalmente se alojarán en el interior de una canaladura o conducto de obra de fábrica con paredes de resistencia al fuego RF 120, preparado única y exclusivamente para este fin, que podrá ir empotrado o adosado al hueco de escalera o zonas de uso común, salvo cuando sean recintos protegidos conforme a lo establecido en la CTE, careciendo de curvas, cambios de dirección, cerrado convenientemente y precintables. En estos casos y para evitar la caída de objetos y la propagación de las llamas, se dispondrá como mínimo cada tres plantas, de elementos cortafuegos y tapas de registro precintables de las dimensiones de la canaladura, a fin de facilitar los trabajos de

inspección y de instalación y sus características vendrán definidas por el CTE. Las tapas de registro tendrán una resistencia al fuego mínima, RF 30.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086 -2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior.

El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE)

Los tubos, para derivaciones individuales deberán ser de un diámetro que permita ampliar la sección de los conductores inicialmente instalados en un 50%, y para la línea repartidora en un 100%. Para más de 5 conductores por tubo o de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, la sección interior de éste debe ser, como mínimo, igual a tres veces la sección total ocupada por los conductores.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local dónde se efectúa la instalación.

Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad que proporcionan a los conductores.

Los tubos aislantes rígidos curvables en caliente podrán ser ensamblados entre sí en caliente, recubriendo el empalme con una cola especial cuando se desee una unión estanca.

Cuando los tubos estén constituidos por materias susceptibles de oxidación, y cuando hayan recibido durante el curso de su montaje algún trabajo de mecanización, se aplicará a las partes mecanizadas pintura antioxidante.

No podrán utilizarse los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.

5.1.9. CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante o, si son metálicas, protegidas contra la corrosión.

Sus dimensiones serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener, y su profundidad equivaldrá, cuanto menos, al diámetro del tubo mayor

más un 50 % del mismo, con un mínimo de 40 mm para su profundidad y 80 mm para el diámetro o lado interior.

Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los mismos, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión. Puede permitirse, asimismo, la utilización de bridas de conexión. Las uniones deberán realizarse siempre en el interior de cajas de empalme o de derivación. Si se trata de cables deberá cuidarse al hacer las conexiones que la corriente se reparta por todos los alambres componentes, y si el sistema adoptado es de tornillo de apriete entre una arandela metálica bajo su cabeza y una superficie metálica, los conductores de sección superior a 6 mm² deberán conectarse por medio de terminales adecuados, comprobando siempre que las conexiones, de cualquier sistema que sean, no queden sometidas a esfuerzos mecánicos.

Para que no pueda ser destruido el aislamiento de los conductores por su roce con los bordes libres de los tubos, los extremos de éstos, cuando sean metálicos y penetren en una caja de conexión o aparato, estarán provistos de boquillas con bordes redondeados o dispositivos equivalentes, o bien convenientemente mecanizados, y si se trata de tubos metálicos con aislamiento interior, este último sobresaldrá unos milímetros de su cubierta metálica.

5.1.10. APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA.

Los aparatos de mando y maniobra (interruptores y conmutadores, bases, reguladores, etc. y, en general, en los locales húmedos o mojados, así como en aquellos en que las paredes y suelos sean conductores) serán de tipo cerrado y material aislante, cortarán la corriente máxima del circuito en que están colocados sin dar lugar a la formación de arcos permanentes, y no podrán tomar una posición intermedia.

Las piezas de contacto tendrán unas dimensiones tales que la temperatura no pueda exceder de 65°C en ninguna de ellas.

Deben poder realizarse del orden de 10.000 maniobras de apertura y cierre a la intensidad y tensión nominales, que estarán marcadas en lugar visible.

La instalación empotrada de estos aparatos se realizará utilizando cajas especiales para su empotramiento. Cuando estas cajas sean metálicas estarán aisladas interiormente o puestas a tierra.

La instalación de estos aparatos en marcos metálicos podrá realizarse siempre que los aparatos utilizados estén concebidos de forma que no permitan la posible puesta bajo tensión del marco metálico, conectándose éste al sistema de tierras.

La utilización de estos aparatos empotrados en bastidores o tabiques de madera u otro material aislante, cumplirá lo indicado en la ITC-BT-49.

Las bases de toma de corriente utilizadas en las instalaciones interiores o receptoras

serán del tipo indicado en las figuras C2a, C3a o ESB 25-5a de la norma UNE 20315.

El tipo indicado en la figura C3a queda reservado para instalaciones en las que se requiera distinguir la fase del neutro, o disponer de una red de tierras específica.

En instalaciones diferentes de las indicadas en la ITC-BT 25 para viviendas, además se admitirán las bases de toma de corriente indicadas en la serie de normas UNE EN 60309.

Las bases móviles deberán ser del tipo indicado en las figuras ESC 10-1a, C2a o C3a de la Norma UNE 20315. Las clavijas utilizadas en los cordones prolongadores deberán ser del tipo indicado en las figuras ESC 10-1b, C2b, C4, C6 o ESB 25-5b.

Las bases de toma de corriente del tipo indicado en las figuras C1a, las ejecuciones fijas de las figuras ESB 10-5a y ESC 10-1a, así como las clavijas de las figuras ESB 10-5b y C1b, recogidas en la norma UNE 20315, solo podrán comercializarse e instalarse para reposición de las existentes.

5.1.11. APARATOS DE PROTECCIÓN.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN .

Los dispositivos de protección cumplirán las condiciones generales siguientes:

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

Los fusibles irán colocados sobre material aislante incombustible y estarán contruidos de forma que no puedan proyectar metal al fundirse. Permitirán su recambio de la instalación bajo tensión sin peligro alguno.

Los interruptores automáticos serán los apropiados a los circuitos a proteger, respondiendo en su funcionamiento a las curvas intensidad-tiempo adecuadas.

Deberán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocadas, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomar una posición intermedia entre las correspondientes a las de apertura y cierre.

Cuando se utilicen para la protección contra cortocircuitos, su capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación, salvo que vayan asociados con fusibles adecuados que cumplan este requisito, y que sean de características coordinadas con las del interruptor automático.

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

CORTOCIRCUITOS

Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte electromagnético.

Se instalarán lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual en el local o vivienda del abonado. Se establecerá un cuadro de distribución de donde partirán los circuitos interiores, y en el que se instalará un interruptor general automático de corte omipolar que permita su accionamiento manual y que esté dotado de dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de cada uno de los circuitos interiores de la vivienda o local, y un interruptor diferencial destinado a la protección contra contactos indirectos.

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

SOBRECARGAS

Excepto los conductores de protección, todos los conductores que forman parte de un circuito, incluido el conductor neutro, estarán protegidos contra las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos).

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones.

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado.

PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES/SOBRECARGAS.

Los conductores activos deben estar protegidos por uno o varios dispositivos de corte automático contra las sobrecargas y contra los cortocircuitos.

Excepto los conductores de protección, todos los conductores que forman parte de un circuito, incluido el conductor neutro, estarán protegidos contra las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos).

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones.

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado.

Como dispositivos de protección contra sobrecargas serán utilizados los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas o los interruptores automáticos con curva térmica de corte.

5.1.12. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.

Estará compuesta de toma de tierra, conductores de tierra, borne principal de tierra y conductores de protección. Se llevarán a cabo según lo especificado en la Instrucción ITC-BT-18.

Cuando los conductores deban estar enterrados, deberán de estar de acuerdo con los valores de la tabla siguiente:

TIPO	PROTEGIDO MECÁNICAMENTE	NO PROTEGIDO MECÁNICAMENTE
Protegido contra la corrosión (*)	Según apartado 3.4, tabla 2	16 mm ² Cobre
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
(*) La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.		

Además, las conexiones en estos conductores (tomas de tierra) se realizarán de manera fiable y segura, mediante soldadura aluminotérmica o autógena exclusivamente.

Los materiales que aseguren la puesta a tierra serán tales que:

Las conexiones en estos conductores (conductores de protección excepto tomas de tierra) se realizarán por medio de empalmes soldados sin empleo de ácido, o por piezas de conexión de apriete por rosca. Estas piezas serán de material inoxidable, y los tornillos de apriete estarán provistos de un dispositivo que evite su desapriete.

Se tomarán las precauciones necesarias para evitar el deterioro causado por efectos electroquímicos cuando las conexiones sean entre metales diferentes.

El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.

En todos los casos los conductores de protección que no formen parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección al menos de: 2,5 mm² si disponen de protección mecánica y de 4 mm² si no disponen de ella.

Las secciones de los conductores de protección, y de los conductores de tierra están definidas en la Instrucción ITC-BT-18.

El recorrido de los conductores de la línea principal de tierra, sus derivaciones y los conductores de protección, será lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y el desgaste mecánico.

La toma de tierra está formada por un anillo perimetral enterrado junto a la cimentación del edificio a una profundidad mínima de 50 cm.

Dicho conductor estará instalado en el fondo de las zanjas de cimentación de los edificios, y antes de empezar ésta se tenderá un cable de las características indicadas en el apartado anterior que formará el citado anillo cerrado en el perímetro del edificio. A este anillo deberán conectarse electrodos verticalmente hincados en el terreno cuando, se prevea la necesidad de disminuir la resistencia de tierra que pueda presentar el conductor en anillo o bien aumentar la longitud del electrodo mediante interconexiones interiores del anillo.

Las conexiones en estos conductores (tomas de tierra) se realizarán de manera fiable y segura, mediante soldadura aluminotérmica o autógena exclusivamente.

Estas, deberán efectuarse por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando las superficies de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de tornillos, elementos de compresión, remaches o soldadura de alto punto de fusión. Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión tales como estaño, plata, etc.

La línea de tierra formará una línea eléctricamente continua en la que no podrán incluirse en serie ni masas ni elementos metálicos cualquiera que sean éstos.

La conexión de las masas y los elementos metálicos al circuito de puesta a tierra se efectuará siempre por medio del borne de puesta a tierra.

Los contactos deben disponerse limpios, sin humedad y en forma tal que no sea fácil que la acción del tiempo destruya por efectos electroquímicos las conexiones efectuadas.

Deberá preverse la instalación de un borne principal de tierra, al que irán unidos los conductores de tierra, de protección, de unión equipotencial principal y en caso de que fuesen necesarios, también los de puesta a tierra funcional.

Se prohíbe intercalar en circuitos de tierra seccionadores, fusibles o interruptores. Sólo se permite disponer un dispositivo de corte en los puntos de puesta a tierra, de forma que permita medir la resistencia de la toma de tierra.

5.1.13. ALUMBRADO.

Las redes de alimentación para puntos de luz con lámparas o tubos de descarga deberán estar previstas para transportar una carga en voltamperios al menos igual a 1.8 veces la potencia en vatios de las lámparas o tubos de descarga que alimenta.

El conductor neutro tendrá la misma sección que los de fase.

Si se alimentan con una misma instalación lámparas de descarga y de incandescencia, la potencia a considerar en voltamperios será la de las lámparas de incandescencia más 1.8 veces la de las lámparas de descarga.

Deberá corregirse el factor de potencia de cada punto de luz hasta un valor mayor o igual a 0.90, y la caída máxima de tensión entre el origen de la instalación y cualquier otro punto de la instalación de alumbrado, será menor o igual que 3%.

Los receptores consistentes en lámparas de descarga serán accionados por interruptores previstos para cargas inductivas, o en su defecto, tendrán una capacidad de corte no inferior al doble de la intensidad del receptor.

Si el interruptor acciona a la vez lámparas de incandescencia, su capacidad de corte será, como mínimo, la correspondiente a la intensidad de éstas más el doble de la intensidad de las lámparas de descarga.

En instalaciones para alumbrado de locales donde se reúna público, el número de líneas deberá ser tal que el corte de corriente en una cualquiera de ellas no afecte a más de la tercera parte del total de lámparas instaladas en dicho local.

5.2. PLIEGO INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA

5.2.1. OBJETO.

El objeto del presente pliego de condiciones es describir las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.

Será de aplicación a las instalaciones solar fotovoltaica con una potencia no superior a 100 kW.

Para ello se definirán las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación fotovoltaica para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología, extendiéndose así, tanto a los sistemas mecánicos como eléctricos y electrónicos de la instalación.

5.2.2. DEFINICIONES.

Se establecen una serie de definiciones y conceptos a lo largo de todo el proyecto, que en este capítulo quieren dar cabida para su posible entendimiento.

- Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- 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.
- 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.
- Instalaciones fotovoltaicas Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

- 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.
- 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.
- Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.
- Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- 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.
- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- 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.
- 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.
- 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/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura de célula: 25 °C
- Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- 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/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

5.2.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO

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.

Además, se deberá satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados siguiendo las directrices y normas mencionadas anteriormente, deberán acreditar los requisitos mínimos establecidos por dichas normas en las mismas, por otros medios. Así como, justificar la imposibilidad de ser ensayados y la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos.

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.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$

Se instalarán por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento de la instalación fotovoltaica los elementos de desconexión necesarios (fusibles, interruptores, etc.)

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo y en el caso de que sean distintos, el diseño debe garantizar la compatibilidad entre ellos. Además, se cumplirán los valores que se muestran en la siguiente tabla.

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

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.

En el caso de que hayan filas de módulos se deberá respetar la distancia mínima (d) entre ellas. Para ello, “ d ” ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ y h la altura de inclinación.

5.2.4. INVERSOR

El equipo escogido será del tipo adecuado para conexión a la red eléctrica, con una entrada de potencia variable para extraer en todo momento el máximo de energía de los generadores fotovoltaicos. Entre sus características tendrá que cumplir que sean autoconmutados, con seguimiento automático del punto de máxima de potencia (mpp) y no funcionaran en modo isla.

Las normas UNE que rigen la caracterización de los inversores vendrán dadas por:

- 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. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.

Además, cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética incorporando protecciones frente a sobretensiones, cortocircuitos, tensión de red y frecuencia fuera de rango

En cuanto a las características eléctricas:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM.
- El rendimiento de potencia del inversor, 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 consumo en modo nocturno será inferior del 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie.

5.2.5. CONDUCTORES ELECTRICOS.

El cableado para las instalaciones fotovoltaicas será de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

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.

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, la cual hace referencia al diseño y el área transversal de los cables empleados por los servicios en circuitos de distribución eléctrica, con una capacidad de voltaje de hasta 600/1000 V.

5.2.6. CAJAS DE PROTECCION.

El sistema de protecciones deberá cumplir, en lo no previsto con el real decreto 1699/2011 de 18 de Noviembre (artículo 14), el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y los procedimientos de operación correspondientes, así como, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.

En cuanto a las protecciones deberán incluir:

- Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento
- Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un).
- En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

5.2.7. MEDIDA

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.

5.2.8. CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011(artículos 8 y 9)

Los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.

Las instalaciones de producción conectadas a una red interior no podrán ser de potencia superior a 100 kW y, en todo caso, no podrán superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia adscrita al suministro.

5.3. OBLIGACIONES DE LOS INSTALADORES AUTORIZADOS EN BAJA TENSIÓN.

Los Instaladores Autorizados en Baja Tensión deben, en sus respectivas categorías:

- a) Ejecutar, modificar, ampliar, mantener o reparar las instalaciones que les sean adjudicadas o confiadas, de conformidad con la normativa vigente y con la documentación de diseño de la instalación, utilizando, en su caso, materiales y equipos que sean conformes a la legislación que les sea aplicable.
- b) Efectuar las pruebas y ensayos reglamentarios que les sean atribuidos.
- c) Realizar las operaciones de revisión y mantenimiento que tengan encomendadas, en la forma y plazos previstos.
- d) Emitir los certificados de instalación o mantenimiento, en su caso.
- e) Coordinar, en su caso, con la empresa suministradora y con los usuarios las operaciones que impliquen interrupción del suministro.
- f) Notificar a la Administración competente los posibles incumplimientos reglamentarios de materiales o instalaciones, que observasen en el desempeño de su actividad. En caso de peligro manifiesto, darán cuenta inmediata de ello a los usuarios y, en su caso, a la empresa suministradora, y pondrá la circunstancia en conocimiento del Órgano competente de la Comunidad Autónoma en el plazo máximo de 24 horas.
- g) Asistir a las inspecciones establecidas por el Reglamento, o las realizadas de oficio por la Administración, si fuera requerido por el procedimiento.
- h) Mantener al día un registro de las instalaciones ejecutadas o mantenidas.
- i) Informar a la Administración competente sobre los accidentes ocurridos en las instalaciones a su cargo.
- j) Conservar a disposición de la Administración, copia de los contratos de mantenimiento al menos durante los 5 años inmediatos posteriores a la finalización de los mismos.

Los medios mínimos, técnicos y humanos, de los que dispondrá el instalador serán:

Medios Humanos:

Al menos una persona dotada de Certificado de Cualificación Individual en Baja Tensión, de categoría igual a cada una de las del Instalador Autorizado en Baja Tensión, si es el

caso, en la plantilla de la entidad, a jornada completa. En caso de que una misma persona ostente dichas categorías, bastará para cubrir el presente requisito.

Operarios cualificados, en número máximo de 10 por cada persona dotada de Certificado de Cualificación Individual en Baja Tensión, o por cada Técnico superior en instalaciones electrotécnicas o por cada Titulado de Escuelas Técnicas de grado Medio o Superior con formación suficiente en el campo electrotécnico.

Medios Técnicos:

- Telurómetro
- Medidor de aislamiento, según ITC MIE-BT 19
- Multímetro o tenaza, para las siguientes magnitudes:
 - Tensión alterna y continua hasta 500 V.
 - Intensidad alterna y continua hasta 20 A.
 - Resistencia.
 - Medidor de corrientes de fuga, con resolución mejor o igual que 1 mA.
- Detector de tensión

Analizador-registrador de potencia y energía para corriente alterna trifásica, con capacidad de medida de las siguientes magnitudes: potencia activa; tensión alterna; intensidad alterna; factor de potencia

Equipo verificador de la sensibilidad de disparo de los interruptores diferenciales, capaz de verificar la característica intensidad-tiempo

Equipo verificador de la continuidad de conductores

Medidor de impedancia de bucle, con sistema de medición independiente o con compensación del valor de la resistencia de los cables de prueba y con una resolución mejor o igual que 0,1 Ω

Herramientas comunes y equipo auxiliar

Luxómetro con rango

Como anexo al certificado de instalación que se entregue al titular de cualquier instalación eléctrica, la empresa instaladora deberá confeccionar unas instrucciones para el correcto uso y mantenimiento de la misma. Dichas instrucciones incluirán, en cualquier caso, como mínimo, un esquema unifilar de la instalación con las características técnicas fundamentales de los equipos y materiales eléctricos instalados, así como un croquis de su trazado.

5.3.1. PRUEBAS REGLAMENTARIAS.

Al término de la ejecución de la instalación, el instalador autorizado realizará las verificaciones que resulten oportunas, en función de las características de aquella, según se especifica en la ITC-BT-05 y en su caso todas las que determine la dirección de obra.

5.4. VERIFICACIONES E INSPECCIONES.

Las instalaciones eléctricas en baja tensión deberán ser verificadas, previamente a su puesta en servicio y según corresponda en función de sus características, siguiendo la metodología de la norma UNE 20.460-6-61.

Las instalaciones eléctricas en baja tensión de especial relevancia que se citan a continuación, deberán ser objeto de inspección por un Organismo de Control, a fin de asegurar, en la medida de lo posible, el cumplimiento reglamentario a lo largo de la vida de dichas instalaciones. Las inspecciones podrán ser:

- Iniciales: Antes de la puesta en servicio de las instalaciones.
- Periódicas.

INSPECCIONES INICIALES.

Serán objeto de inspección, una vez ejecutadas las instalaciones, sus ampliaciones o modificaciones de importancia y previamente a ser documentadas ante el Órgano competente de la Comunidad Autónoma, las siguientes instalaciones:

- Inst. industriales que precisen proyecto, con una potencia instalada superior a 100 kW
- Locales de Pública Concurrencia
- Locales con riesgo de incendio o explosión, de clase I, menos garajes < 25 plazas
- Locales mojados con potencia instalada superior a 25 kW
- Piscinas con potencia instalada superior a 10 kW
- Quirófanos y salas de intervención
- Instalaciones de alumbrado exterior con potencia instalada superior 5 kW

INSPECCIONES PERIÓDICAS.

Serán objeto de inspecciones periódicas, cada 5 años, todas las instalaciones eléctricas en baja tensión que precisaron inspección inicial, según el punto 4.1 anterior, y cada 10 años, las comunes de edificios de viviendas de potencia total instalada superior a 100 kW.

5.5. COMPROBACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA.

Deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador Autorizado (acompañado por el Director de la Obra o) en el momento de dar de alta la instalación para su puesta en marcha o en funcionamiento.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté mas seco.

Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

Se dispondrá de al menos un punto de puesta a tierra accesible para poder realizar la medición de la puesta a tierra.

5.6. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD.

La propiedad recibirá a la entrega de la instalación, planos definitivos del montaje de la instalación, valores de la resistencia a tierra obtenidos en las mediciones, y referencia del domicilio social de la empresa instaladora.

No se podrá modificar la instalación sin la intervención de un Instalador Autorizado o Técnico Competente, según corresponda.

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

Personal técnicamente competente comprobará la instalación de toma de tierra en la época en que el terreno esté más seco, reparando inmediatamente los defectos que pudieran encontrarse.

5.7. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN.

Al finalizar la ejecución, se entregará en la Delegación del Ministerio de Industria correspondiente el Certificado de Fin de Obra firmado por un técnico competente y visado por el Colegio profesional correspondiente, acompañado del boletín o boletines de instalación firmados por un Instalador Autorizado.

5.8. LIBRO DE ÓRDENES.

La dirección de la ejecución de los trabajos de instalación será llevada a cabo por un técnico competente, que deberá cumplimentar el Libro de Órdenes y Asistencia, en el que reseñará las incidencias, órdenes y asistencias que se produzcan en el desarrollo de la obra.

PRESUPUESTO



Presupuesto parcial nº 1 CUADRO Y PROTECCIONES

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.1	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 10 A bipolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 6 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	34,000	37,99	1.291,66
1.2	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 16 A unipolar+N, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 6 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	32,000	34,65	1.108,80
1.3	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 16 A bipolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 15 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	15,000	42,17	632,55
1.4	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 16 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 6 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	5,000	79,99	399,95
1.5	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 16 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 15 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	23,000	84,56	1.944,88
1.6	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 20 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 10 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	86,97	173,94
1.7	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 25 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 20 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	201,79	403,58
1.8	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 25 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 10 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	88,45	176,90
1.9	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 32 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 20 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	213,66	213,66
1.10	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 32 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 15 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	93,46	186,92
1.11	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 32 A bipolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 6 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	42,57	42,57
1.12	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 40 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 20 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	219,84	439,68
1.13	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 40 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 10 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	104,61	209,22

Presupuesto parcial nº 1 CUADRO Y PROTECCIONES

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.14	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 50 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 16 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	223,58	223,58
1.15	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 50 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 6 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	215,35	215,35
1.16	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 100 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 15 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	260,25	520,50
1.17	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 100 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo D y poder de corte 20 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	298,57	597,14
1.18	U	Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 125 A tetrapolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 20 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	274,96	274,96
1.19	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 25 A bipolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	43,000	107,17	4.608,31
1.20	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 25 A tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	22,000	199,15	4.381,30
1.21	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 25 A tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 300 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	169,20	338,40
1.22	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 40 A bipolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	10,000	110,35	1.103,50
1.23	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 40 A tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	8,000	205,20	1.641,60
1.24	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 40 A tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 300 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	174,30	174,30

Presupuesto parcial nº 1 CUADRO Y PROTECCIONES

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.25	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 80 A tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	522,82	522,82
1.26	U	Interruptor diferencial de intensidad nominal 125 A tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	632,01	1.264,02
1.27	U	Interruptor magnetotérmico de caja moldeada de intensidad nominal 400 A para instalaciones de 4 polos con poder de corte 45 kA e intensidad de disparo regulable y protección contra cortocircuitos instantánea y regulable, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	1.823,24	1.823,24
1.28	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 650 mm de alto por 300 mm de ancho y 215 mm de profundidad, índice de protección IP 43 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 24 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	440,01	440,01
1.29	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 950 mm de alto por 800 mm de ancho y 225 mm de profundidad, índice de protección IP 54 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 108 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	1.084,91	1.084,91
1.30	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 650 mm de alto por 550 mm de ancho y 215 mm de profundidad, índice de protección IP 43 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 48 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	3,000	579,51	1.738,53
1.31	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 650 mm de alto por 800 mm de ancho y 215 mm de profundidad, índice de protección IP 43 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 72 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	2,000	761,46	1.522,92
1.32	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 500 mm de alto por 300 mm de ancho y 215 mm de profundidad, índice de protección IP 43 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 9 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	396,47	396,47
1.33	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 500 mm de alto por 550 mm de ancho y 215 mm de profundidad, índice de protección IP 43 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 36 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	497,47	497,47
1.34	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 950 mm de alto por 550 mm de ancho y 215 mm de profundidad, índice de protección IP 43 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 72 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	1,000	678,04	678,04

Presupuesto parcial nº 1 CUADRO Y PROTECCIONES

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.35	U	Batería automática de condensadores para la compensación de la energía reactiva, para un máximo de 60 KVAR en instalaciones de hasta 400 V, incluso micropocesador de control y contactores para conectar los pasos de los condensadores, fusibles y resistencias de descarga, totalmente instalado, conexionado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u:	1,000	1.461,02	1.461,02
1.36	U	Caja general de protección y medida indirecta para uso industrial o comercial, tipo polígono, de intensidad superior a 63A, formada por módulo de contadores con regleta de verificación y cableado, modulo de transformadores de intensidad, módulo CGP esquema 10 con puerta metálica galvanizada con rejilla y mirilla de dimensiones 1.60x0.70 m, incluso puesta a tierra del neutro con cable RV 0.6/1 kV de sección 50 mm2 y piqueta de cobre, totalmente instalada en hornacina de obra civil civil no incluida, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según NT-IEEV/89 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u:	1,000	959,65	959,65
Total presupuesto parcial nº 1 CUADRO Y PROTECCIONES :					33.692,35



Presupuesto parcial nº 2 LÍNEAS

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1	M	Línea de cobre cero halógenos trifásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por 3 fases de 120 mm ² de sección y neutro+tierra 70 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 160 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.			
		Total m	35,000	87,60	3.066,00
2.2	M	Línea de cobre cero halógenos trifásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por 4fases de 50 mm ² de sección y tierra 25 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 83 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.			
		Total m	17,000	42,56	723,52
2.3	M	Línea de cobre cero halógenos trifásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por 3 fases de 35 mm ² de sección y neutro+tierra 16 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 63 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.			
		Total m	37,000	84,62	3.130,94
2.4	M	Línea de cobre cero halógenos trifásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por 3 fases+neutro+tierra de 10 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 32 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.			
		Total m	160,000	34,20	5.472,00
2.5	M	Línea de cobre cero halógenos trifásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por 3 fases+neutro+tierra de 6 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 25 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.			
		Total m	68,000	20,59	1.400,12
2.6	M	Línea de cobre trifásica con un aislamiento de tensión nominal de 450/750 V formada por 3 fases+neutro+tierra de 4 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 20 mm de diámetro, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total m	157,000	13,82	2.169,74
2.7	M	Línea de cobre monofásica con un aislamiento de tensión nominal de 450/750 V formada por fase+neutro+tierra de 1.5 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 13.5 mm de diámetro, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total m	2.710,000	4,00	10.840,00
2.8	M	Línea de cobre monofásica con un aislamiento de tensión nominal de 450/750 V formada por fase+neutro+tierra de 2.5 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 16 mm de diámetro, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total m	2.300,000	5,95	13.685,00
2.9	M	Línea de cobre trifásica con un aislamiento de tensión nominal de 450/750 V formada por 3 fases+neutro+tierra de 2.5 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 16 mm de diámetro, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total m	3.200,000	9,49	30.368,00
2.10	M	Bandeja metálica de varilla zincada sin tapa de dimensiones 70x100 mm, para canalización eléctrica, suministrada en tramos de 3 m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de de uniones, accesorios y piezas especiales, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			

Presupuesto parcial nº 2 LÍNEAS

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe	
			Total m:	6,000	15,74	94,44
2.11	M	Bandeja metálica de varilla zincada sin tapa de dimensiones 105x200 mm, para canalización eléctrica, suministrada en tramos de 3 m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de de uniones, accesorios y piezas especiales, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.				
			Total m:	22,000	32,82	722,04
			Total presupuesto parcial nº 2 LÍNEAS :			71.671,80



Presupuesto parcial nº 3 ALUMBRADO Y FUERZA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
3.1	U	Luminaria estanca marca SECOM, modelo BERNA ECO LED, o similar, de 40 w, 220V, cuerpo fabricado en policarbonato, difusor prismático en policarbonato, flujo luminoso de 5.788 lm, 4000K, proteccion IP65, IK08, instalada directamente a techo, incluido tornilleria, totalmente instalado comprobado y en correcto estado de funcionamiento segun el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	102,000	67,65	6.900,30
3.2	U	Luminaria estanca marca SECOM, modelo BERNA ECO LED, o similar, de 60 w, 220V, cuerpo fabricado en policarbonato, difusor prismático en policarbonato, flujo luminoso de 8.631 lm, 4000K, proteccion IP65, IK08, instalada directamente a techo, incluido tornilleria, totalmente instalado comprobado y en correcto estado de funcionamiento segun el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	116,000	77,41	8.979,56
3.3	Ud	Downlight empotrable redondo modelo KOMBIC BRIGHT 5000 NW de la marca LAMP, o similar. Con una potencia de 39 W, flujo de salida de 4012 lm y 4000K. Difusor interior fabricado en metacrilato opal especial para LED y reflector metalizado brillante, disipador de aluminio inyectado y sistema de sujeción tipo TOR KIT de fácil instalación. Modelo para LED MID-POWER con temperatura de color blanco neutro y equipo electrónico incorporado. Con un grado de protección IP44. Clase de aislamiento II. Seguridad fotobiológica grupo 0.			
		Total ud	24,000	121,15	2.907,60
3.4	Ud	Downlight empotrable redondo modelo KOMBIC BRIGHT 2000 NW de la marca LAMP, o similar. Con una potencia de 18 W, flujo de salida de 1960 lm y 4000K. Difusor interior fabricado en metacrilato opal especial para LED y reflector metalizado brillante, disipador de aluminio inyectado y sistema de sujeción tipo TOR KIT de fácil instalación. Modelo para LED MID-POWER con temperatura de color blanco neutro y equipo electrónico incorporado. Con un grado de protección IP44. Clase de aislamiento II. Seguridad fotobiológica grupo 0.			
		Total ud	27,000	121,15	3.271,05
3.5	U	Downlight empotrable redondo modelo MINI KOMBIC G2 RD 1800 WW BR/WH de la marca LAMP, o similar. Con una potencia de 13.4 W, 4000K y un flujo luminoso de 1400 lm. Difusor interior fabricado en metacrilato opal especial para LED y reflector metalizado brillante, disipador de aluminio inyectado y sistema de sujeción tipo TOR KIT de fácil instalación. Modelo para LED COB con temperatura de color blanco cálido y equipo electrónico incorporado. Con un grado de protección IP44. Clase de aislamiento II. Seguridad fotobiológica grupo 0. Instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	7,000	63,37	443,59
3.6	U	Interruptor empotrado de calidad media con mecanismo completo de 10A/250 V con tecla y con marco,marca JUNG modelo LS990 antracita o similar, incluso pequeño material y totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento.			
		Total u	42,000	9,94	417,48
3.7	U	Luminaria autónoma para alumbrado de emergencia normal de calidad media, material de la envolvente autoextinguible, con dos leds de alta luminosidad para garantizar alumbrado de señalización permanente, con lámpara fluorescente de tubo lineal de 6 W, 160 lúmenes, superficie cubierta de 32 m2 y 1 hora de autonomía, alimentación de 220 V y conexión para mando a distancia, totalmente instalada, comprobada y en correcto funcionamiento según DB SU-4 del CTE y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	19,000	70,50	1.339,50
3.8	U	Luminaria autónoma para alumbrado de emergencia normal de calidad media, material de la envolvente autoextinguible, con dos leds de alta luminosidad para garantizar alumbrado de señalización permanente, con lámpara fluorescente de tubo lineal de 6 W, 315 lúmenes, superficie cubierta de 62 m2 y 1 hora de autonomía, alimentación de 220 V y conexión para mando a distancia, totalmente instalada, comprobada y en correcto funcionamiento según DB SU-4 del CTE y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
		Total u	30,000	94,74	2.842,20
3.9	U	Interruptor conmutador empotrado de calidad media con mecanismo completo de 10A/250 V con tecla y con marco,marca JUNG modelo LS990 antracita o similar, incluso pequeño material y totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento.			
		Total u	10,000	12,04	120,40

Presupuesto parcial nº 3 ALUMBRADO Y FUERZA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe	
3.10	U	Toma de corriente doméstica , marca JUNG modelo LS990 antracita o similar, para instalaciones empotradas, 2 polos+tierra lateral, con mecanismo completo de 10/16A, 230 V, incluso marco, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.				
			Total u	19,000	8,93	169,67
3.11	U	Toma de corriente industrial de base saliente, monofásica (2P+T) de 16A de intensidad y con un grado de protección IP 44, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.				
			Total u	31,000	11,91	369,21
3.12	U	Toma de corriente industrial de base saliente, trifásica (3P+N+T) de 16A de intensidad y con un grado de protección IP 44, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.				
			Total u	10,000	13,78	137,80
3.13	Ud	Toma de teléfono tipo RJ45, 8 contactos, RDSI, mecanismo completo y tecla sin marco, incluido pequeño material.				
			Total Ud	5,000	16,88	84,40
3.14	U	Caja de mecanismos suelo elevado compuesta por caja portamecanismos y base cubremecanismos, excluidos mecanismos interiores, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.				
			Total u	10,000	42,64	426,40
Total presupuesto parcial nº 3 ALUMBRADO Y FUERZA :						28.409,16



Presupuesto parcial nº 4 TIERRA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
4.1	U	Piqueta de puesta de tierra formada por electrodo de acero recubierto de cobre de diámetro 14 mm y longitud 1 metros, incluso hincado y conexiones, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
			Total u:	6,000	16,35
					98,10
4.2	M	Conducción de puesta a tierra enterrada a una profundidad mínima de 80 cm, instalada con conductor de cobre desnudo recocido de 35 mm ² de sección, incluso excavación y relleno, medida desde la arqueta de conexión hasta la última pica, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.			
			Total m:	245,000	15,91
					3.897,95
			Total presupuesto parcial nº 4 TIERRA :		3.996,05



Presupuesto parcial nº 5 FOTOVOLTAICA MAQUINARIA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
5.1	U	Inversor trifásico, marca FRONIUS, Modelo SYMO 20.0.3 M, con marcado CE para instalación en conexión a red, de 20 KW de potencia máxima, tensión de entrada de 200 a 1000 Vcc, con leds indicadores de tensión, sobrecarga y temperatura, conforme a las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE.			
			Total u:	5,000	3.443,96
					17.219,80
5.2	U	Módulo fotovoltaico policristalino de 72 células, grado de protección mínimo IP67 y 340 Wp de potencia, diodos by-pass incorporados, cables de 1.25 m, conector MC4, dimensiones 1957x992x50 mm, peso 24 kg. Cualificado por el CIEMAT u otro laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones UNE-EN 61215:1997, incluido estructura soporte y accesorios para su total instalación, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE			
			Total u:	340,000	241,38
					82.069,20
Total presupuesto parcial nº 5 FOTOVOLTAICA MAQUINARIA :					99.289,00



Presupuesto parcial nº 6 FOTOVOLTAICA CORRIENTE CONTINUA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe	
6.1	M	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión. Según DKE/VDE AK 411.2.3.	Total m	700,000	5,52	3.864,00
6.2	M	Línea de cobre cero halógenos monofásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por fase+neutro de 10 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 32 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.	Total m	12,000	7,01	84,12
6.3	M	Línea de cobre cero halógenos monofásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por fase+neutro+tierra de 16 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 40 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.	Total m	17,000	9,73	165,41
6.4	M	Línea de cobre cero halógenos monofásica con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV formada por fase+neutro de 25 mm ² de sección, colocada bajo tubo rígido de PVC de 50 mm de diámetro, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.	Total m	76,000	13,13	997,88
6.5	U	Armario monobloc de poliéster reforzado con fibra de vidrio, de v mm, color gris RAL 7035, con grados de protección IP66 e IK10. totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	Total u	5,000	341,81	1.709,05
6.6	U	Cuadro de distribución vacío tipo comercio/industria con puerta transparente para montar en pared, de 950 mm de alto por 550 mm de ancho y 215 mm de profundidad, índice de protección IP 43 y chasis de distribución, con capacidad para instalar un máximo de 72 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, totalmente instalado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	Total u	1,000	678,04	678,04
6.7	U	Fusible cilíndrico gPV 10x38, 1000Vdc, de calibre 10 A, y de poder de corte 30 kA, incluido portafusibles, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	Total u	40,000	18,57	742,80
6.8	U	Fusible cuchilla NH gPV 40A, y 30 kA construidos 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, incluido base portafusibles, totalmente instalado comprobado y en correcto estado de funcionamiento.	Total u	10,000	42,98	429,80
6.9	Ud	Protector contra sobretensiones transitorias, marca CIRPROTEC, modelo PSM3-40/1000 PV, Tipo 2, 40kA I _{max} (8/20), Y PV, 1000Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, Desenchufable, 3 Módulos, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según IEC 61643-11. Totalmente instalado comprobado y en correcto estado de funcionamiento.	Total Ud	6,000	75,05	450,30

Presupuesto parcial nº 6 FOTOVOLTAICA CORRIENTE CONTINUA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
6.10	Ud	Interruptor-seccionador, de la marca SIRCO, modelo , intensidad nominal 40 A, Capacidad de corte en condiciones de carga hasta 1000 VDC, grado de protección IP20,mando directo tipo MC0, azul, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-3.			
			Total Ud:	10,000	51,86
					<u>518,60</u>
			Total presupuesto parcial nº 6 FOTOVOLTAICA CORRIENTE CONTINUA :		9.640,00



Presupuesto de ejecución material

1 CUADRO Y PROTECCIONES	33.692,35
2 LÍNEAS	71.671,80
3 ALUMBRADO Y FUERZA	28.409,16
4 TIERRA	3.996,05
5 FOTOVOLTAICA MAQUINARIA	99.289,00
6 FOTOVOLTAICA CORRIENTE CONTINUA	9.640,00
7 FOTOVOLTAICA CORRIENTE ALTERNA	10.423,41
Total	257.121,77

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de DOSCIENTOS CINCUENTA Y SIETE MIL CIENTO VEINTIUN EUROS CON SETENTA Y SIETE CÉNTIMOS.

ELCHE, JULIO 2020

GABRIEL SEMPERE BLASCO



PLANOS

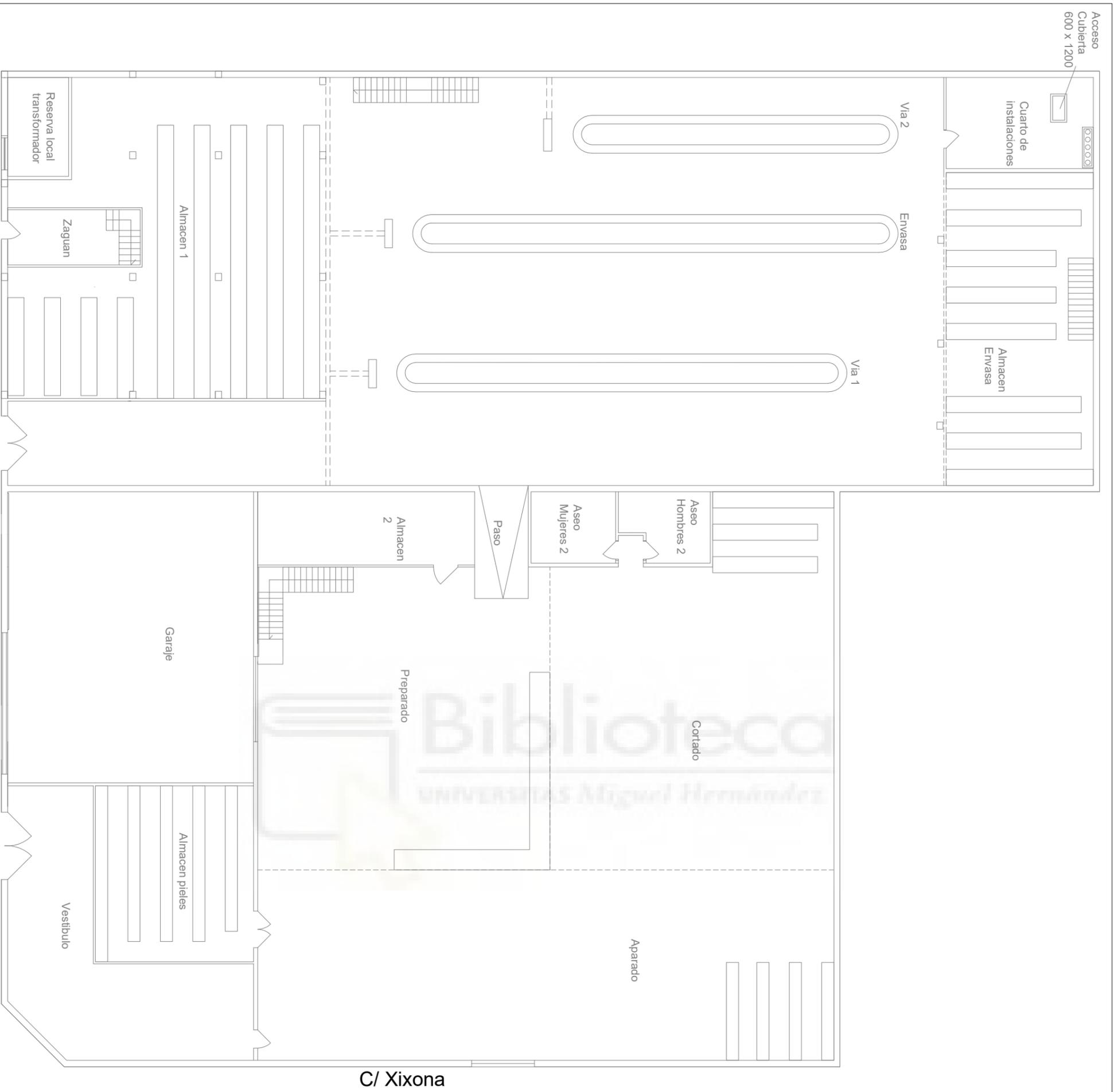




TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE	
	
PROYECTO : INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWP PARA INDUSTRIA DE CALZADO	
AUTOR : GABRIEL SEMPERE BLASCO	FECHA : JULIO 2020
PLANO DE : Instalacion Electrica e Iluminación en Planta Baja	
ESCALA : 1/200	Nº PLANO : 1

E1/4000

E 1/500



PLANTA BAJA	
Nº	m2
1	14.59
2	212.93
3	17.82
4	265.63
5	220.21
6	115.67
7	106.94
8	33.49
9	20.99
10	14.14
11	13.90
12	14.69
13	13.90
14	209.03
15	186.65
16	239.86
17	67.66
18	27.06
19	90.53
20	174.00
21	38.73

SUPERFICIE TOTAL UTIL	2.098,42
SUPERFICIE TOTAL CONSTRUIDA	2.290,83

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE

PROYECTO :
 INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
 INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWP PARA
 INDUSTRIA DE CALZADO

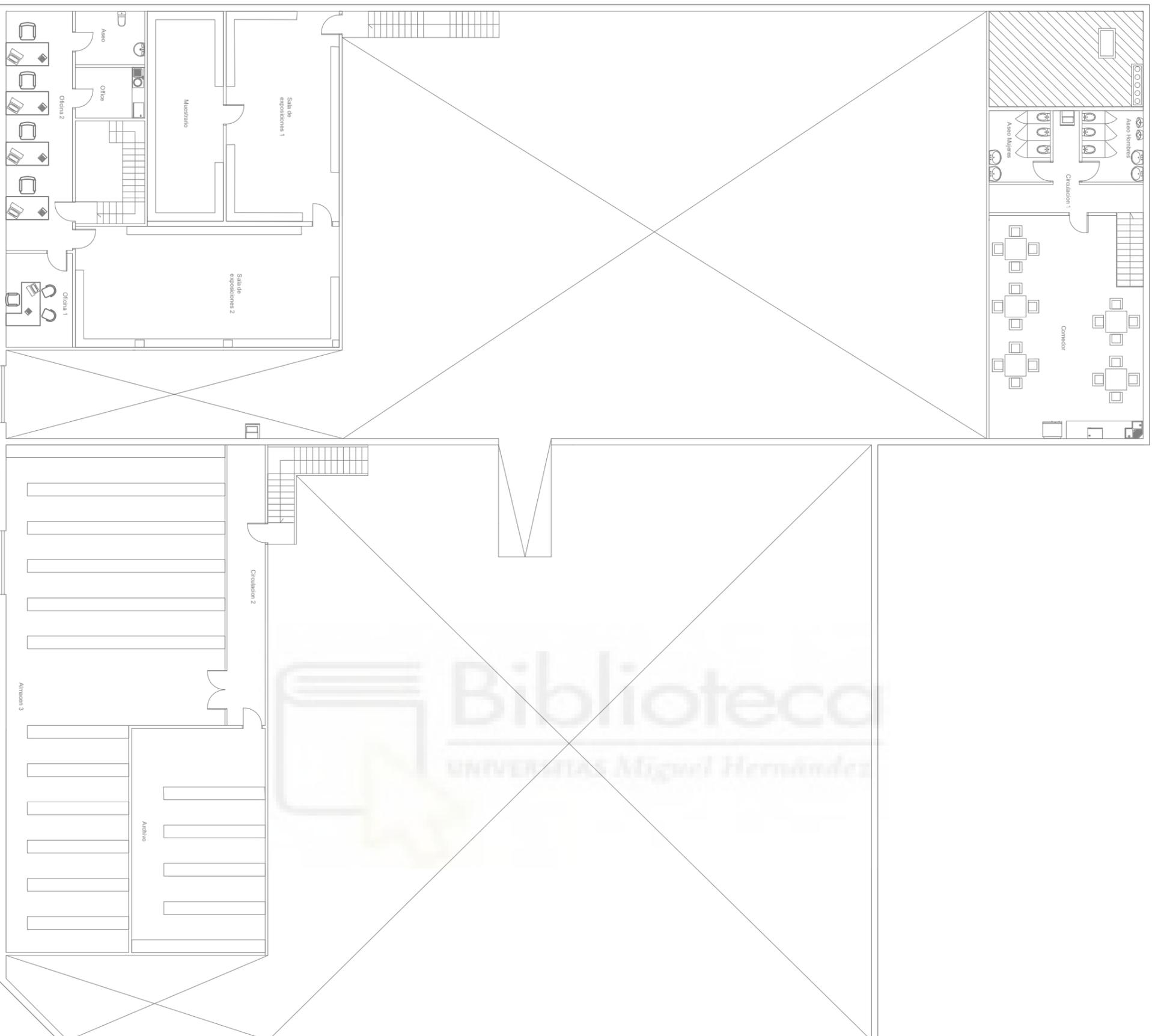
AUTOR :
 GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :
 JULIO 2020

PLANO DE :
 Distribución, usos y superficies
 Planta Baja

ESCALA :
 1/200

Nº PLANO :
 2



PLANTA PRIMERA	
Nº	m2
22	13,83
23	35,24
24	7,88
25	8,21
26	35,46
27	52,62
28	70,83
29	197,89
30	66,45
31	13,86
32	10,21
33	10,21
34	71,93
35	23,78

SUPERFICIE TOTAL UTIL	618,40
SUPERFICIE TOTAL CONSTRUIDA	692,53

TRABAJO FINAL DE GRADO EN
INGENIERIA ELECTRICA POR LA
UNIVERSIDAD MIGUEL
HERNANDEZ DE ELCHE



PROYECTO :

INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWP PARA
INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR :

GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :

JULIO 2020

PLANO DE :

Distribución, usos y superficies
Planta Primera

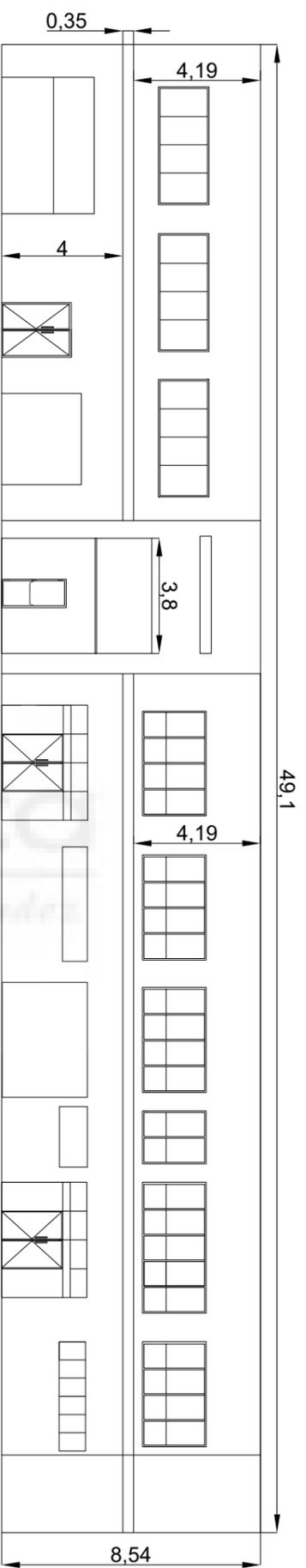
ESCALA :

1/200

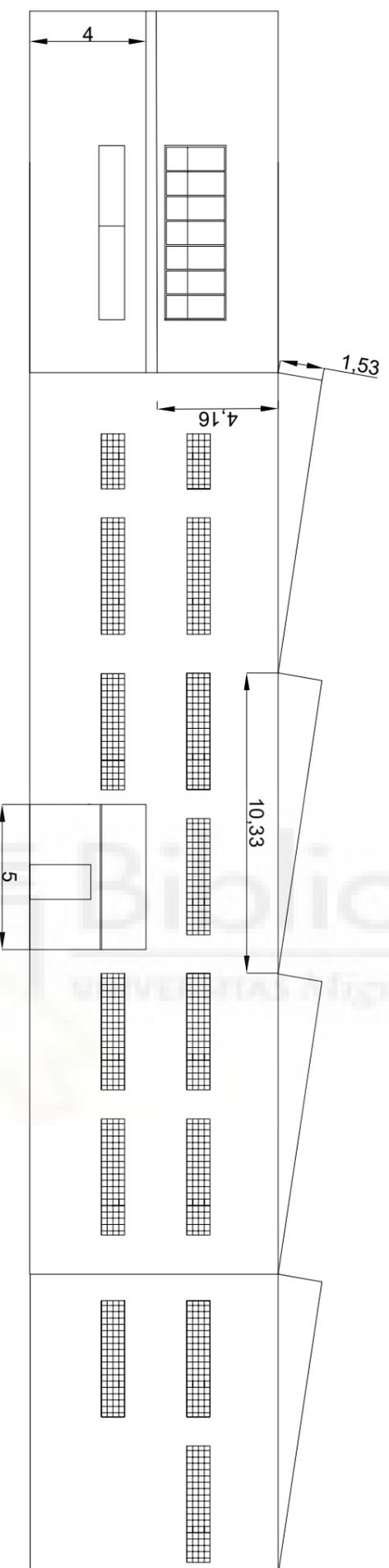


Nº PLANO :

3



C/ Amilcar Barca 7



C/ Xixona

TRABAJO FINAL DE GRADO EN
INGENIERIA ELECTRICA POR LA
UNIVERSIDAD MIGUEL
HERNANDEZ DE ELCHE



PROYECTO :

INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWP PARA
INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR :

GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :

JULIO 2020

PLANO DE :

ALZADOS NAVE INDUSTRIAL

ESCALA :

1/200



Nº PLANO :

4



Toma de Corriente monofásica IP54

Toma de Corriente trifásica IP54

- ☺ Toma de corriente trifásica
- ☺ Toma de corriente monofásica, 16A
- ☺ 2 Tomas de corriente de 16 A, en caja empotrada en suelo, IP54.

C/ Xixona

Nº	ZONA	CIRCUITO	MAQUINA	KW
1	VIA 1	C.1.4	MONTADORA PUNTAS	5.5
2	VIA 1	C.1.7	REACTIVADOR PUNTAS 1	3.4
3	VIA 1	C.1.8	REACTIVADOR PUNTAS 2	3.4
4	VIA 1	C.1.5	MONTADORA PUNTAS	5.5
5	VIA 1	C.1.9	CLAVADORA	0.3
6	VIA 1	C.1.10	REACTIVADOR TALONES	3.4
7	VIA 1	C.1.6	MONTADORA TALONES	6.15
8	VIA 1	C.1.12	HORNO	7
9	VIA 1	C.1.2	REPASA ARRUGAS	7.5
10	VIA 1	C.1.13	MAQU REBATIR	1.1
11	VIA 1	C.1.14	LUADORA	3
12	VIA 1	C.1.14	MAQU RANURAR	3
13	VIA 1	C.1.17	DESMONTA TACONES	1
14	VIA 1	C.1.3	MAQU HACER CAJA	2.1
15	VIA 1	C.1.19	MAQUINA PEGAR	1.2
16	VIA 1	C.1.11	REACTIVADOR FLASH	5
17	VIA 1	C.1.20	HORNO DE FRIO	3
18	VIA 1	C.1.18	PRENSA	0.3
19	VIA 1	C.1.15	MAQU PONER TACONES	0.4
20	VIA 1	C.1.1	MAQU MOLDEAR PALAS	2
21	ENVASA	C.3.4	PLANCHA BOTAS	1.5
22	ENVASA	C.3.5	CONFORMADOR BOTAS	0.8
23	ENVASA	C.3.1	CONFORMADORA ZAPATO	0.5
24	ENVASA	C.3.2	CABINA DIFUMINAR	0.3
25	ENVASA	C.3.3	MAQU TALONERAS	0.3
26	VIA 2	C.2.10	MAQU PONER TACONES 2	0.4
27	VIA 2	C.2.5	HORNO 2	7
28	VIA 2	C.2.9	MAQU PEGAR 2	1.2
29	VIA 2	C.2.8	LUADORA 2	3
30	VIA 2	C.2.7	MAQU REBATIR 2	1.1
31	VIA 2	C.2.2	MAQU MONTAR TALONES 2	3.6
32	VIA 2	C.2.4	REACTIVADOR TALONES 2	6.15
33	VIA 2	C.2.11	MAQU REPASA ARRUGAS 2	7
34	VIA 2	C.2.3	REACTIVADOR PUNTAS 3	3.4
35	VIA 2	C.2.1	MAQU MONTAR PUNTAS 3	5.5
36	VIA 2	C.2.6	MAQU MOLDEAR PALAS	2
37	INST.1	C.4.1	COMPRESOR TORNILLO 1	7.5
38	INST.1	C.4.2	COMPRESOR TORNILLO 2	7.5
39	INST.1	C.4.3	ENFRIADORA	1.8
40	PREPARADO	C.5.4	MAQU MOLDEAR 1	1.3
41	PREPARADO	C.5.3	REACTIV. CONTRAFUERTES	2.5
42	PREPARADO	C.4.1	MAQU MOLDEAR 2	1.3
43	PREPARADO	C.5.1	MAQU TOPES 1	1.4
44	PREPARADO	C.5.2	MAQU TOPES 2	1.4
45	CORTADO	C.6.5	MAQU CORTE AUTOMATICA	6
46	CORTADO	C.6.1	MAQU CORTE PRESSION	0.75
47	CORTADO	C.6.2	MAQU CORTE PRESSION	0.75
48	CORTADO	C.6.3	MAQU CORTE PRESSION	0.75
49	CORTADO	C.6.4	MAQU REBALAR PIEL	1.1
50-54	APARADO	T.C	MAQU COSER BRAZO	1.2
55-59	APARADO	T.C	MAQU COSER	0.7

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELICHE

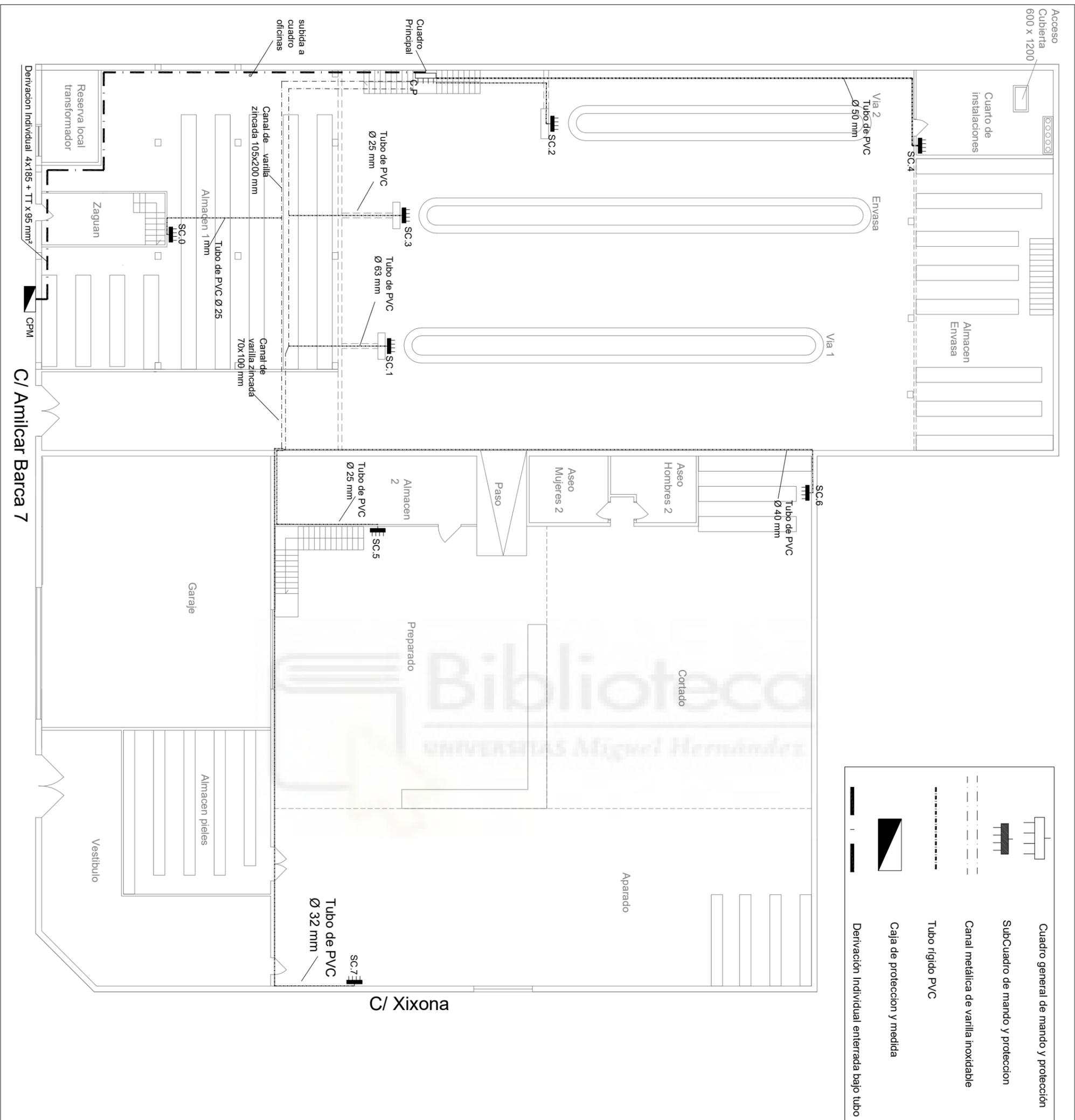


PROYECTO :
INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA INDUSTRIA DE CALZADO

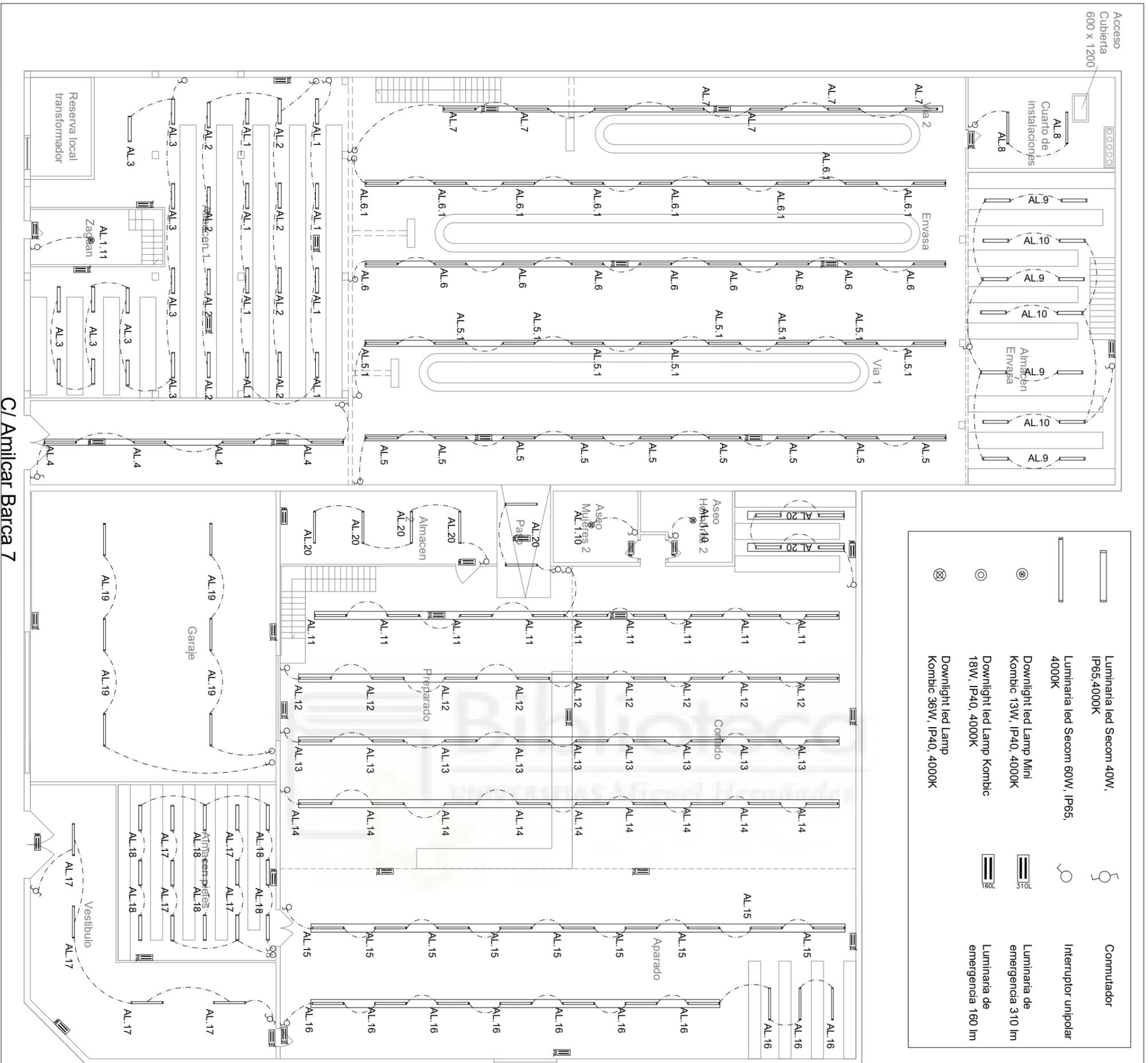
AUTOR : GABRIEL SEMPERE BLASCO
FECHA : JULIO 2020
PLANO DE : Maquinaria instalada y tomas de corriente planta baja

ESCALA : 1/200
Nº PLANO : 5

C/ Amlicar Barca 7



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE	
	
PROYECTO : INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA INDUSTRIA DE CALZADO	
AUTOR : GABRIEL SEMPERE BLASCO	FECHA : JULIO 2020
PLANO DE : Distribucion de Cuadros Electricos en Planta Baja	
ESCALA : 1/200	Nº PLANO : 6



C/ Xixona

	Luminaria led Secom 40W, IP65, 4000K		Commutador
	Luminaria led Secom 60W, IP65, 4000K		Interruptor unipolar
	Downlight led Lamp Mini Kombic 13W, IP40, 4000K		Luminaria de emergencia 310 lm
	Downlight led Lamp Kombic 18W, IP40, 4000K		Luminaria de emergencia 160 lm
	Downlight led Lamp Kombic 36W, IP40, 4000K		



LAMP KOMBIC BRIGHT 5000 NW 36 W
LAMP KOMBIC BRIGHT 2000 NW 18 W

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE

PROYECTO :
INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWP PARA INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR :
GABRIEL SEMPERE BLASCO

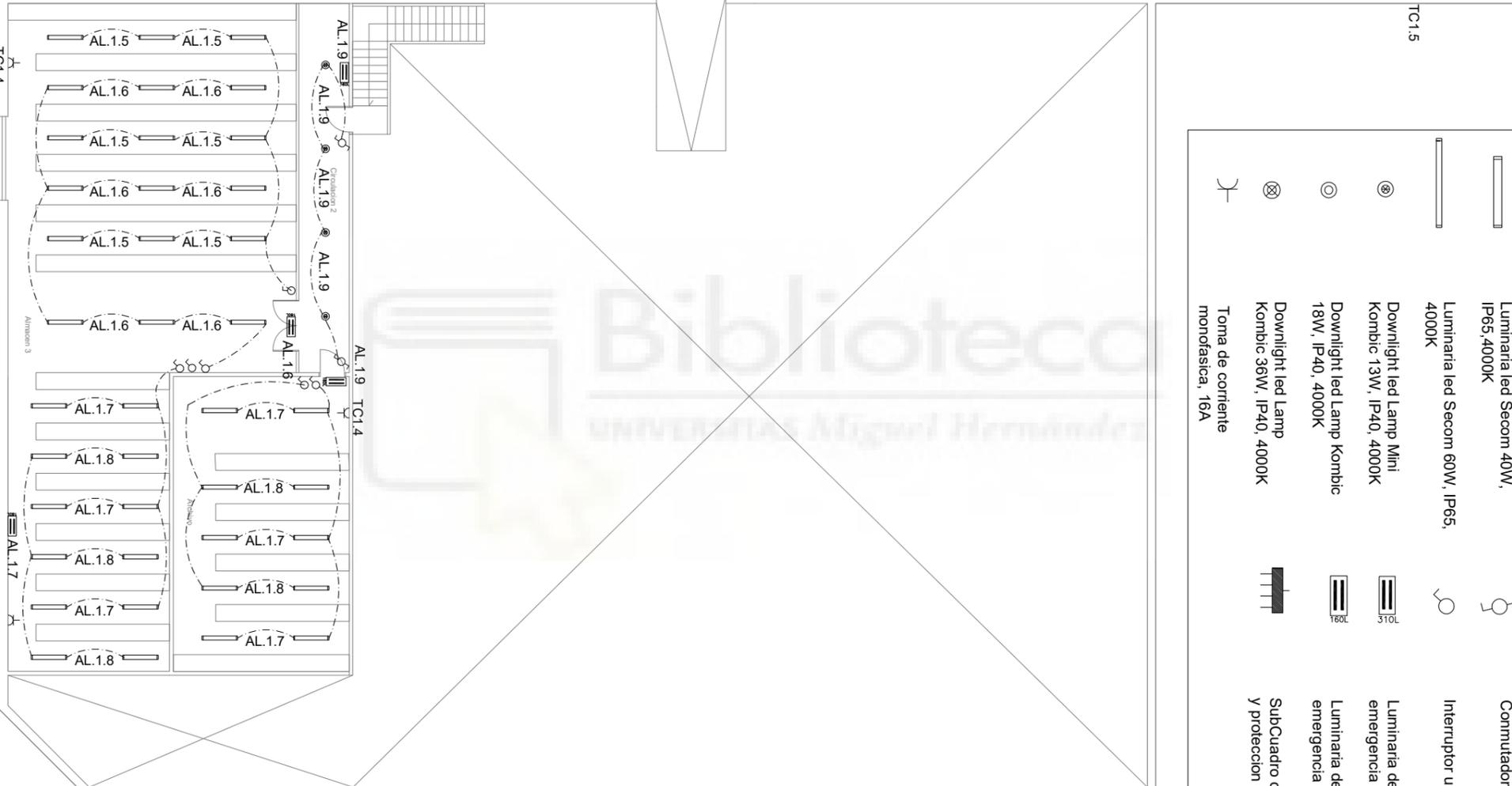
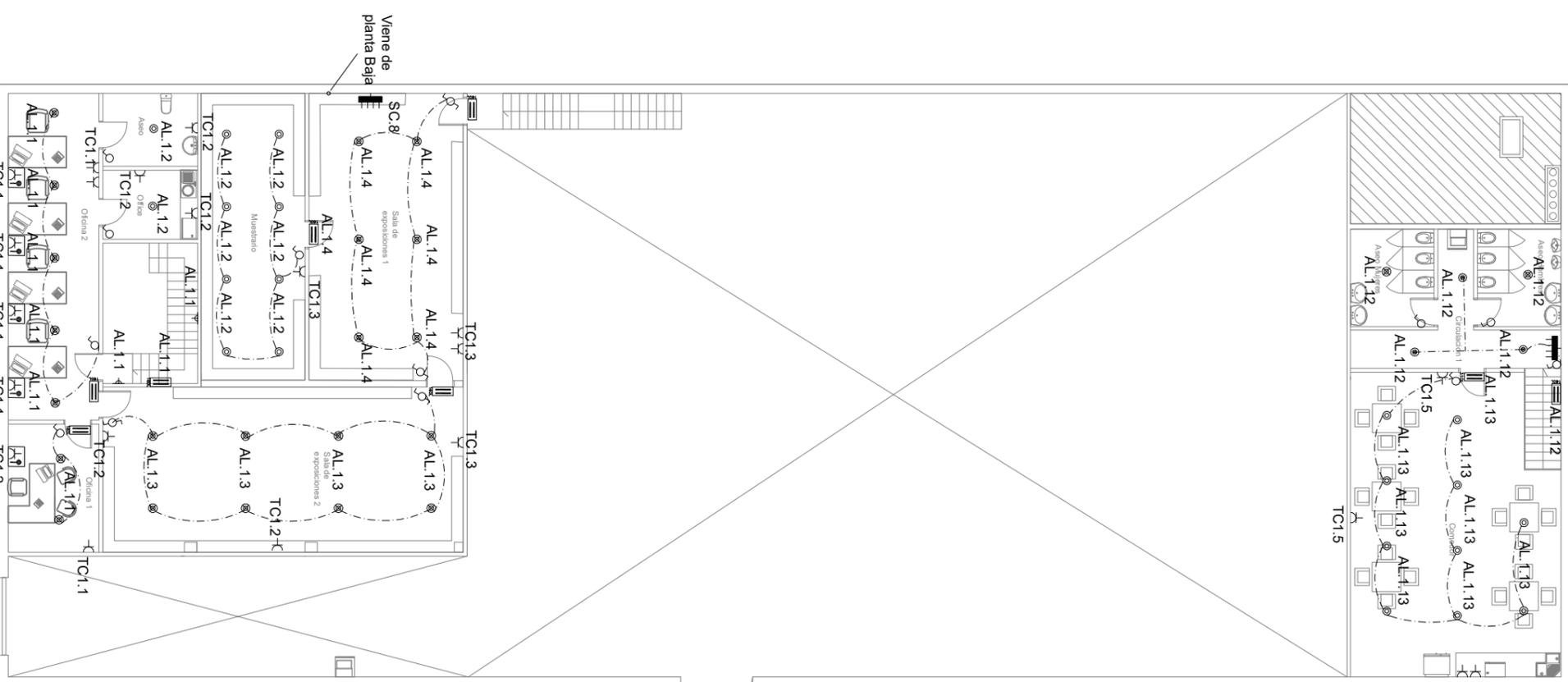
FECHA :
JULIO 2020

PLANO DE :
Iluminación y emergencias en Planta Baja

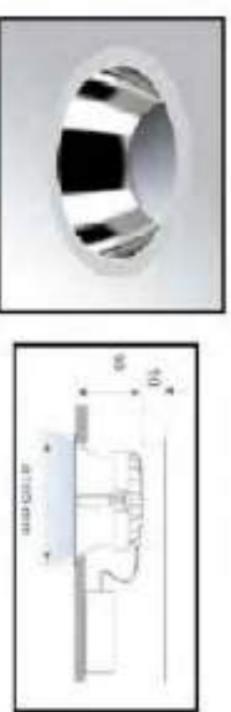
ESCALA :
1/200

Nº PLANO :
7





	Luminaria led Secom 40W, IP65, 4000K		Commutador
	Luminaria led Secom 60W, IP65, 4000K		Interruptor unipolar
	Downlight led Lamp Mini Kombic 13W, IP40, 4000K		Luminaria de emergencia 310 lm
	Downlight led Lamp Kombic 18W, IP40, 4000K		Luminaria de emergencia 160 lm
	Downlight led Lamp Kombic 36W, IP40, 4000K		SubCuadro de mando y proteccion
	Toma de corriente monofasica, 16A		



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE

PROYECTO :
INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWP PARA INDUSTRIA DE CALZADO

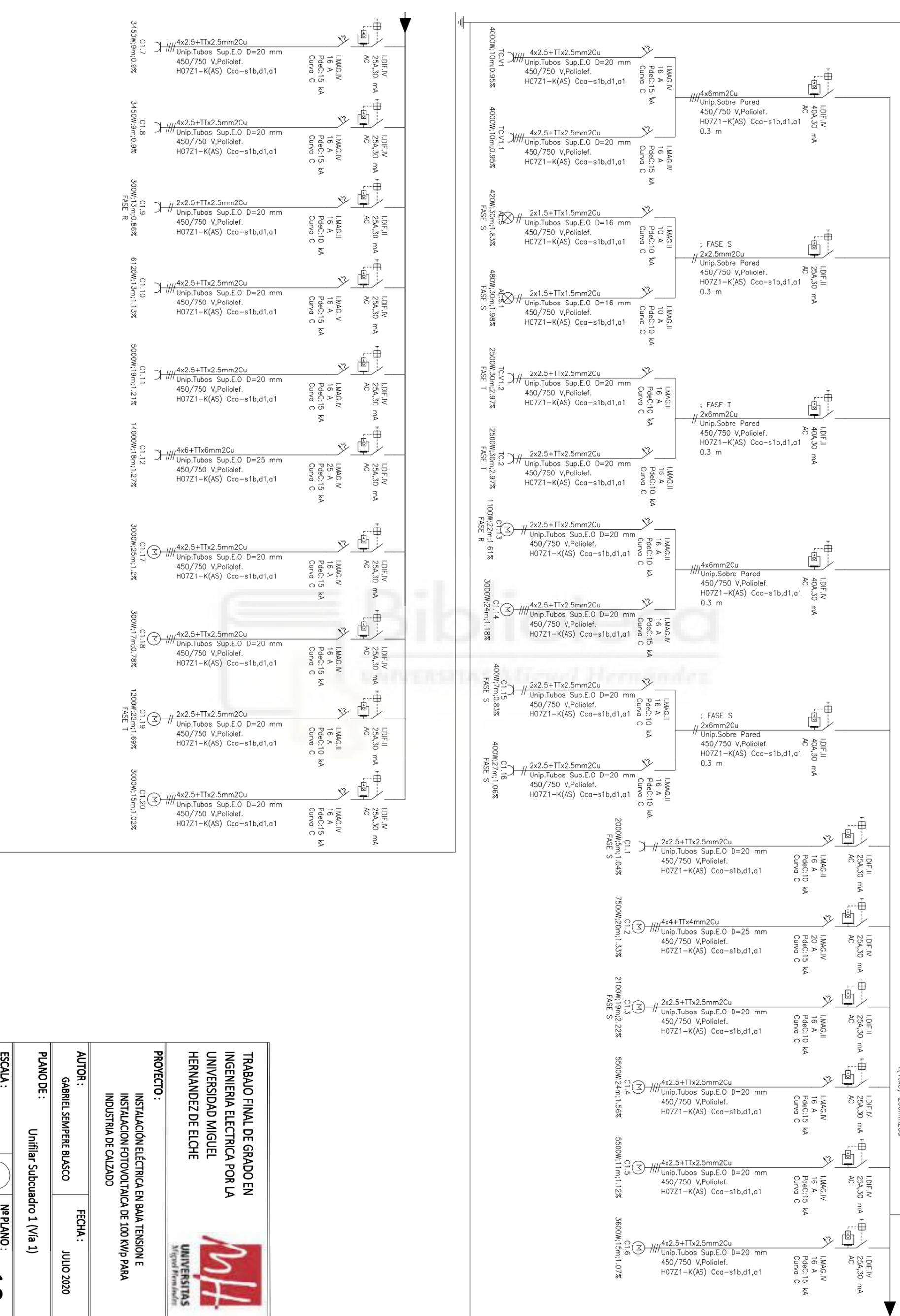
AUTOR : GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA : JULIO 2020

PLANO DE : Instalación Electrica e Iluminación en Planta Primera

ESCALA : 1/200

Nº PLANO : 8



1(40x5)=200mm2Cu

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELICHE

PROYECTO:
INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR:
GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA:
JULIO 2020

PLANO DE:
Unifilar Subcuadro 1 (Vía 1)

ESCALA:
S.E

Nº PLANO:
10





TRABAJO FINAL DE GRADO EN
INGENIERIA ELECTRICA POR LA
UNIVERSIDAD MIGUEL
HERNANDEZ DE ELICHE



PROYECTO :

INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA
INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR :

GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :

JULIO 2020

PLANO DE :

Unifilar Subcuadro 2 (Via 2)

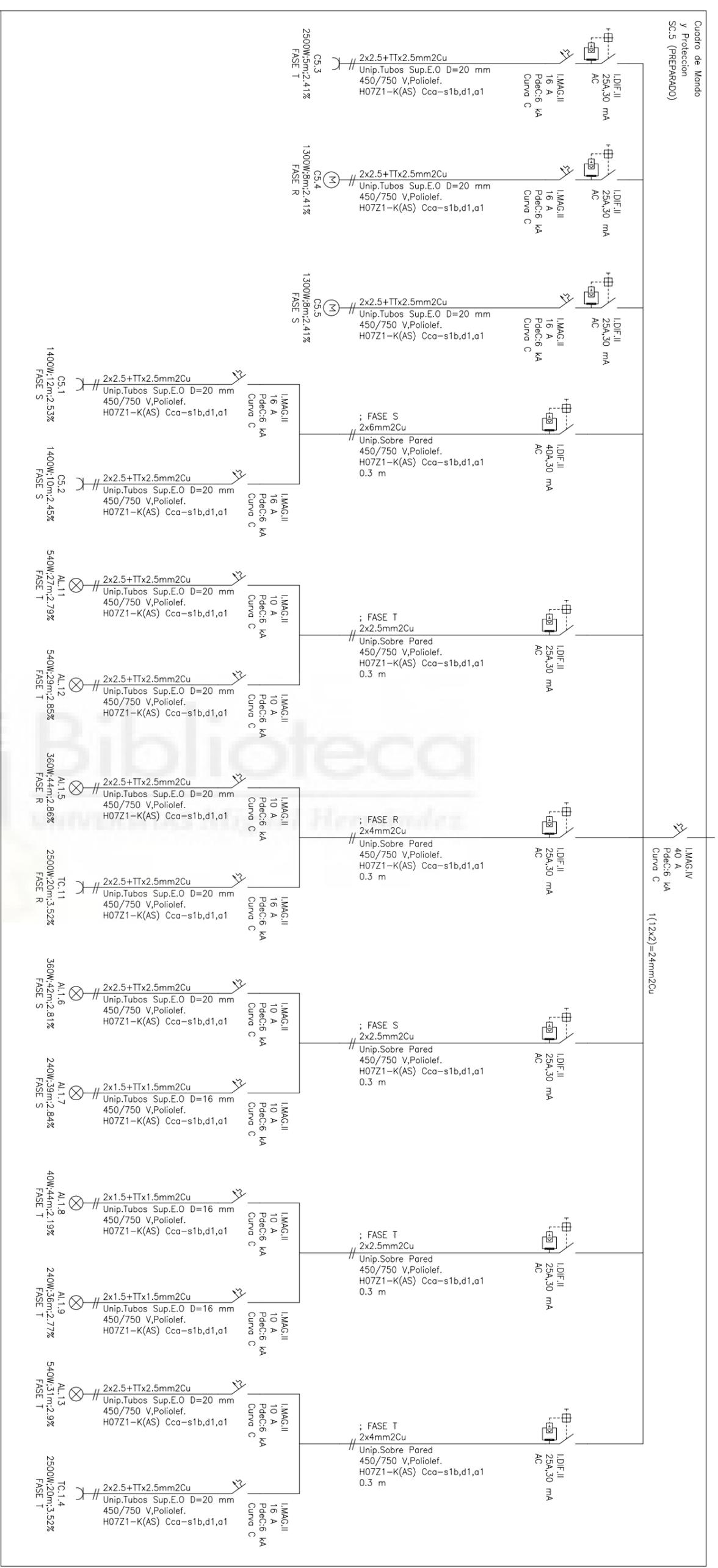
ESCALA :

SE



Nº PLANO :

11



Cuadro de Mondo y Proteccion SCS,5 (PREPARADO)

1(MAG.IV
40 A
Pdec:6 KA
Curva C)
1(12x2)=24mm2Cu

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELICHE

PROYECTO:
INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWP PARA INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR:
GABRIEL SEMPERE BLASCO

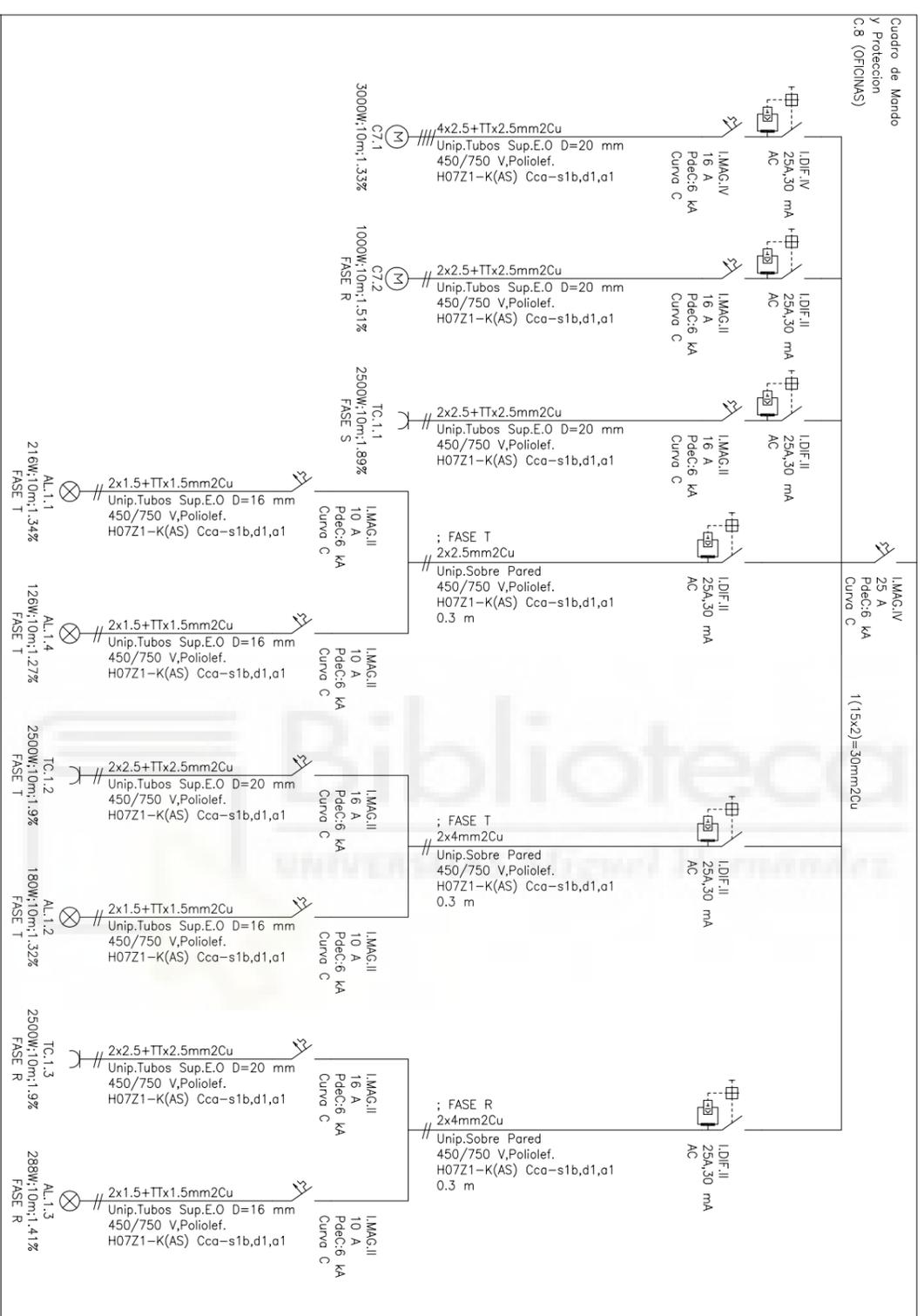
FECHA:
JULIO 2020

PLANO DE:
Unifilar Subcuadro 5 (Preparado)

ESCALA:
SE

Nº PLANO:
14





TRABAJO FINAL DE GRADO EN
 INGENIERIA ELECTRICA POR LA
 UNIVERSIDAD MIGUEL
 HERNANDEZ DE ELICHE



PROYECTO :

INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
 INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA
 INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR :

GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :

JULIO 2020

PLANO DE :

Unifilar Subcuadro 8 (Oficinas)

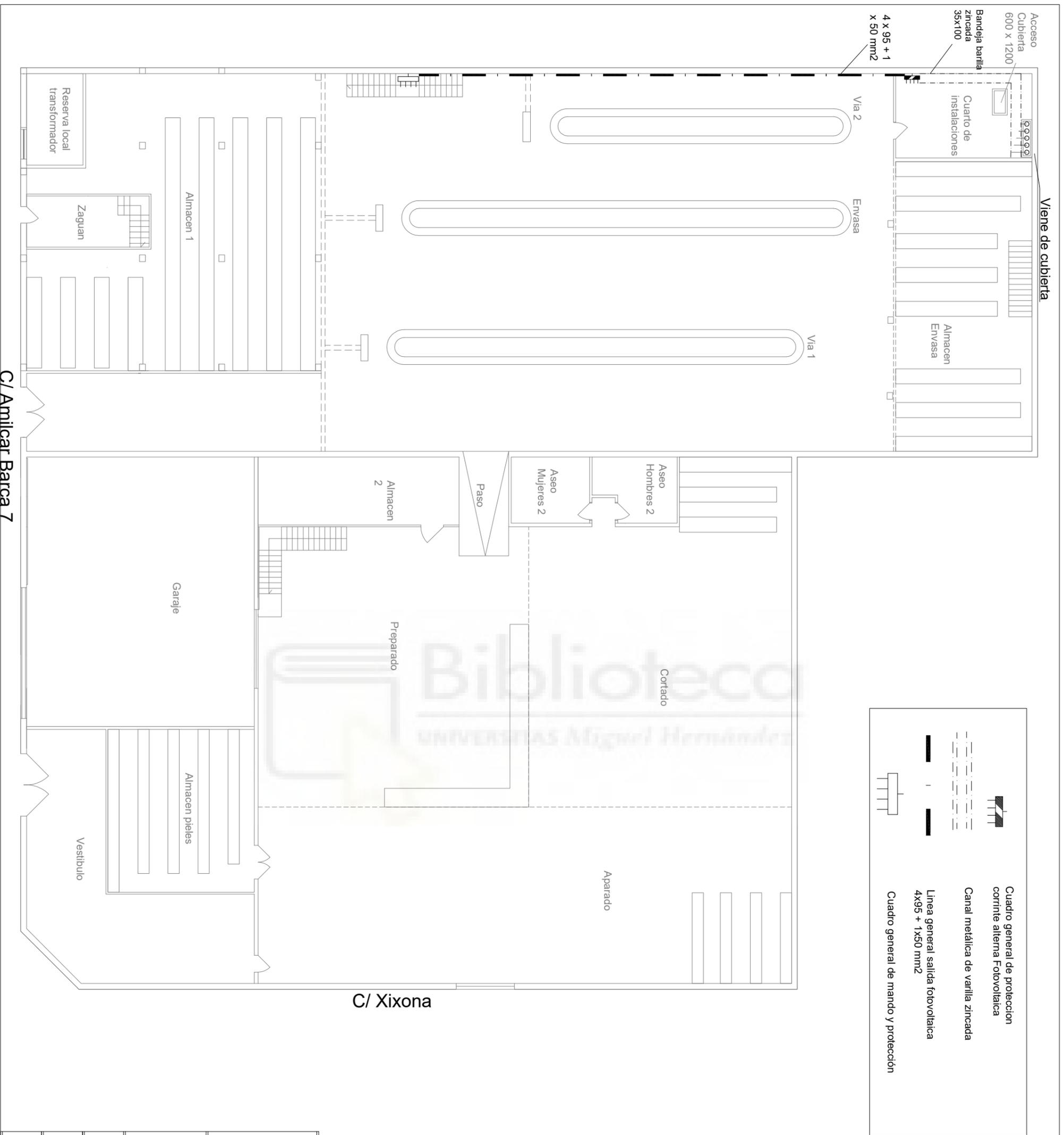
ESCALA :

S/E

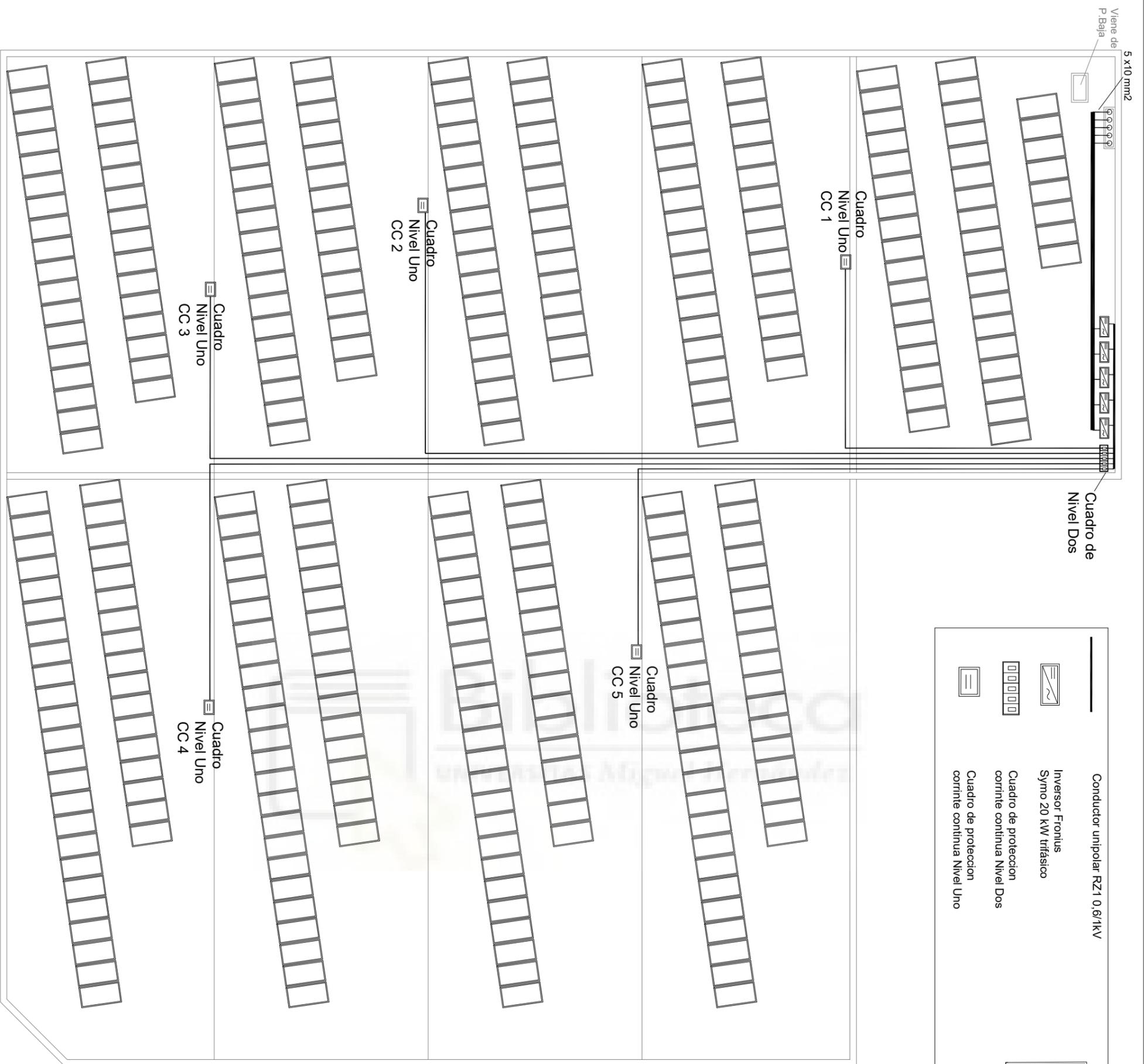


Nº PLANO :

16



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE			
PROYECTO : INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA INDUSTRIA DE CALZADO			
AUTOR : GABRIEL SEMPERE BLASCO		FECHA : JULIO 2020	
PLANO DE : Instalación Fotovoltaica Planta Baja			
ESCALA : 1/200		Nº PLANO : 17	



	Conductor unipolar RZ1 0,6/1kV		Inversor Fronius Symo 20 kW trifásico		Modulo Fotovoltaico policristalino Eurenner 340 wp, 72celulas
	Cuadro de proteccion corriente continua Nivel Dos		Cuadro de proteccion corriente continua Nivel Uno		



Panel Fotovoltaico Eurenner 340 Wp



Inversor Fronius Symo 20 kW

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE



UNIVERSITAS Miguel Hernández

PROYECTO :
 INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
 INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA
 INDUSTRIA DE CALZADO

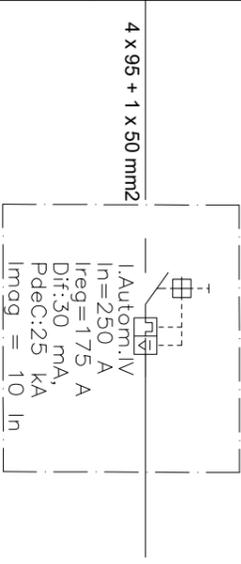
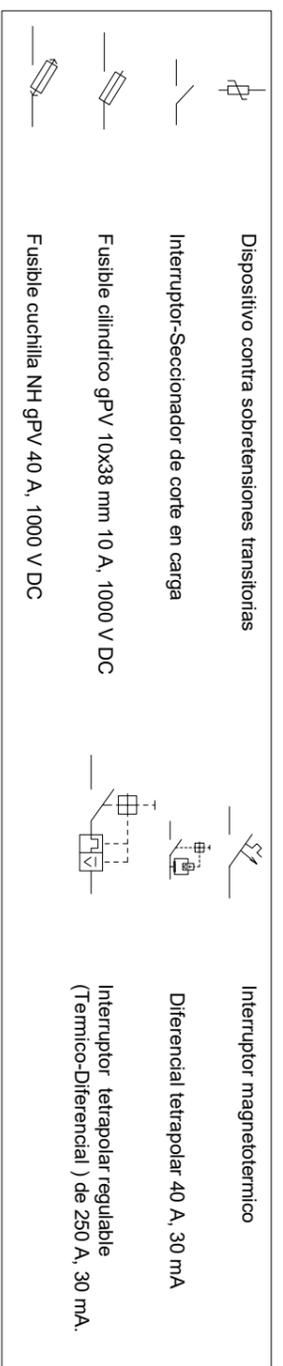
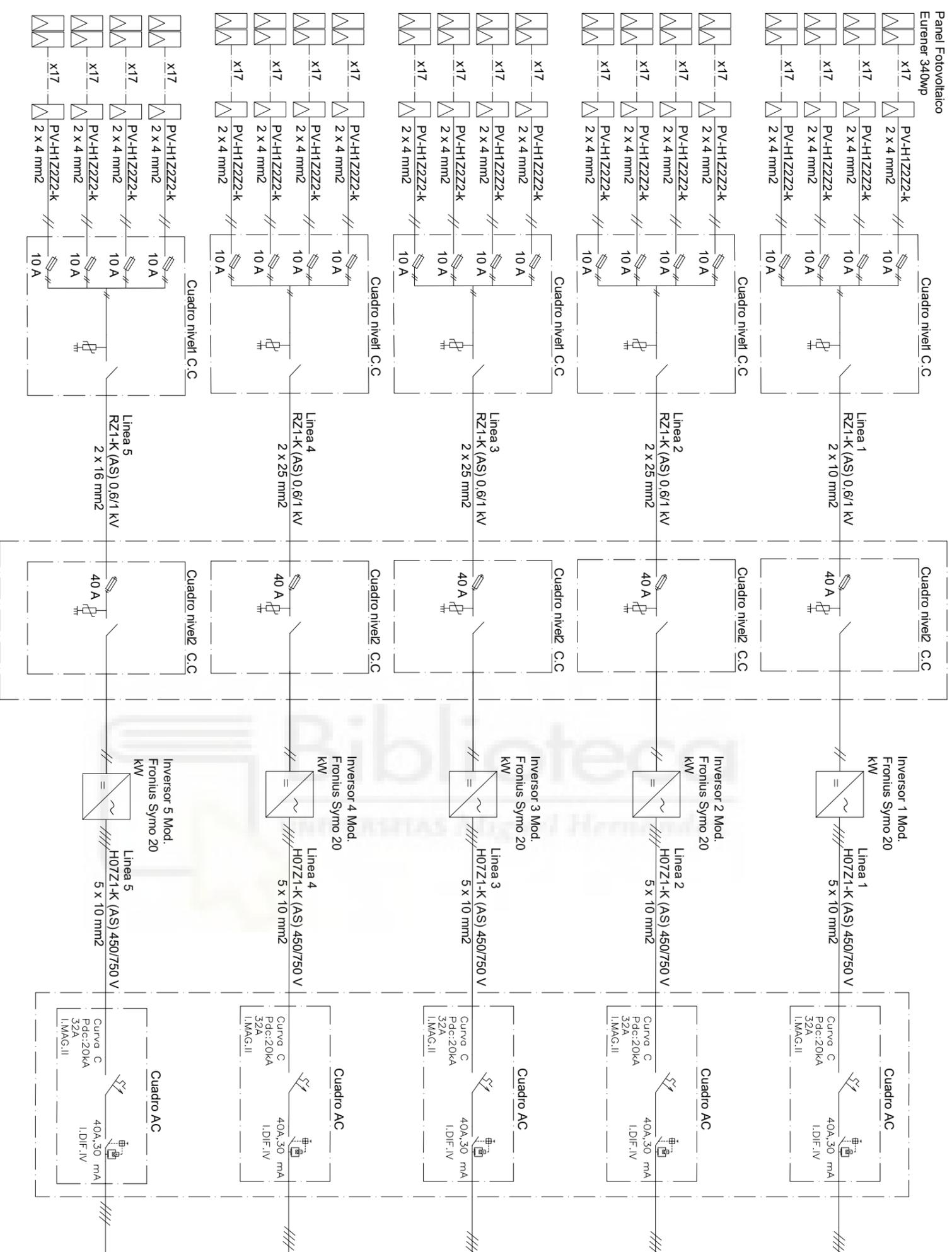
AUTOR :
 GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :
 JULIO 2020

PLANO DE :
 Instalacion Fotovoltaica Planta
 Cubierta

ESCALA : 1/200

Nº PLANO : 18



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE



PROYECTO :

INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA
INDUSTRIA DE CALZADO

AUTOR :

GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :

JULIO 2020

PLANO DE :

Esquema Unificar Instalación Fotovoltaica

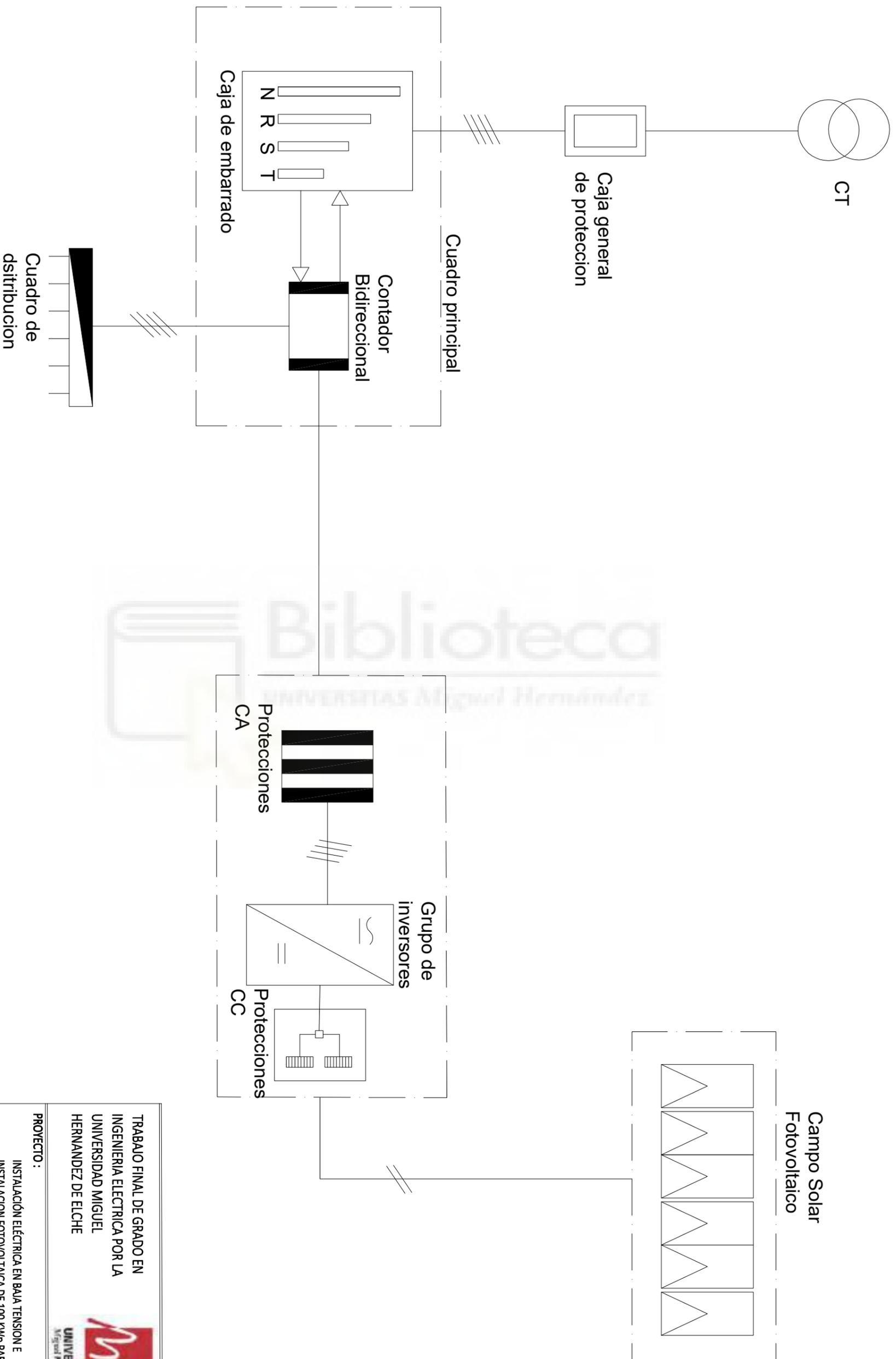
ESCALA :

1/200



Nº PLANO :

19



TRABAJO FINAL DE GRADO EN
 INGENIERIA ELECTRICA POR LA
 UNIVERSIDAD MIGUEL
 HERNANDEZ DE ELCHE



PROYECTO :
 INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E
 INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA
 INDUSTRIA DE CALZADO

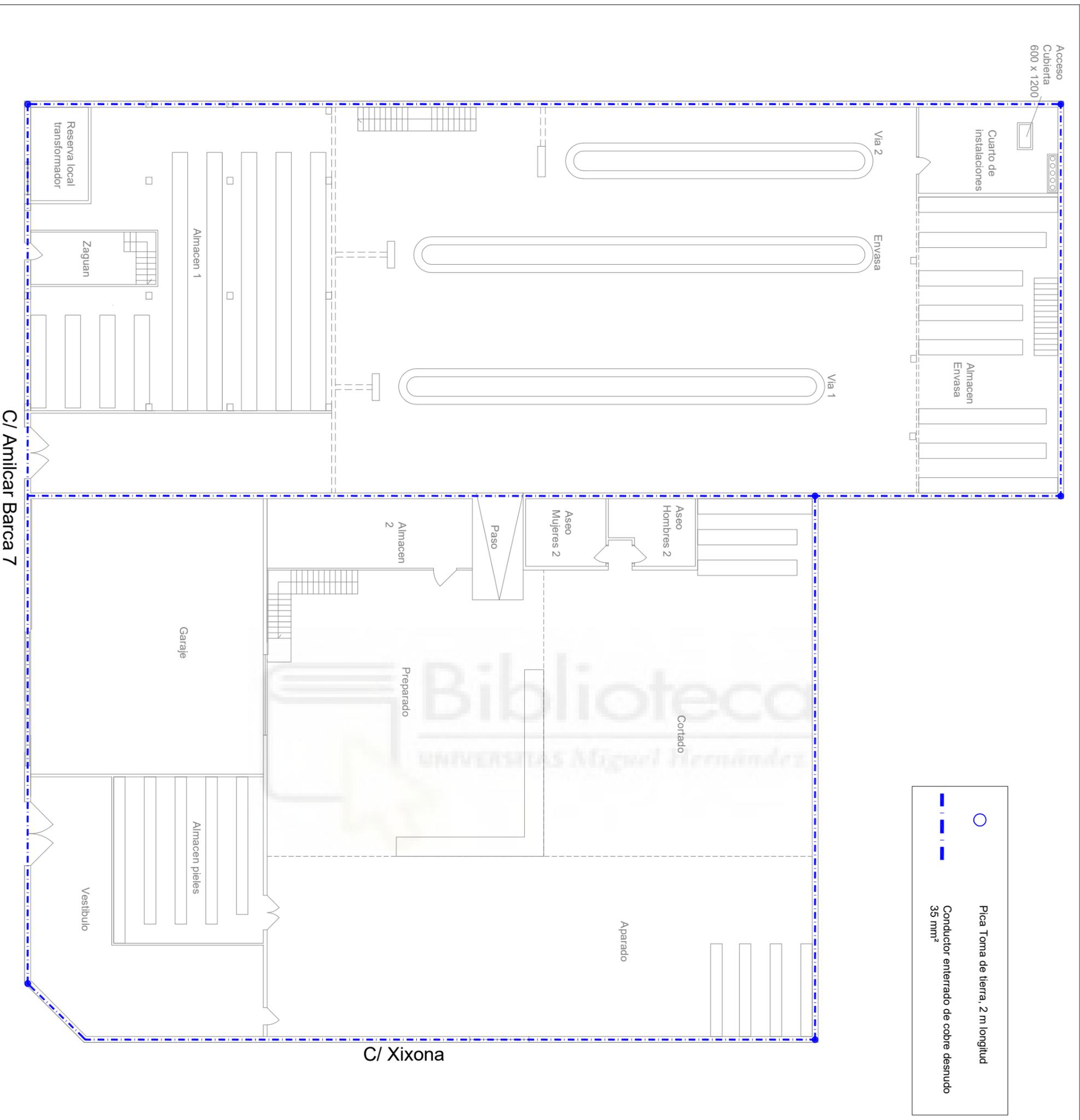
AUTOR :
 GABRIEL SEMPERE BLASCO

FECHA :
 JULIO 2020

PLANO DE :
 Conexión instalación fotovoltaica a
 red de distribución

ESCALA :
 S/E

Nº PLANO :
 20



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA POR LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ DE ELCHE	
	
PROYECTO : INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSION E INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 100 KWp PARA INDUSTRIA DE CALZADO	
AUTOR : GABRIEL SEMPERE BLASCO	FECHA : JULIO 2020
PLANO DE : Instalación Toma de Tierra de la edificación	
ESCALA : 1/200	Nº PLANO : 21

ANEJO 1
ESTUDIO LUMINICO





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Proyecto 1 / Lista de luminarias

17 Pieza	<p>LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW N° de artículo: 9241530 Flujo luminoso (Luminaria): 4033 lm Flujo luminoso (Lámparas): 4012 lm Potencia de las luminarias: 39.0 W Clasificación luminarias según CIE: 100 Código CIE Flux: 80 98 99 100 101 Lámpara: 1 x Definido por el usuario (Factor de corrección 1.000).</p>	<p>Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.</p>	
5 Pieza	<p>LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW N° de artículo: 9241530 Flujo luminoso (Luminaria): 4012 lm Flujo luminoso (Lámparas): 4012 lm Potencia de las luminarias: 39.0 W Clasificación luminarias según CIE: 100 Código CIE Flux: 80 98 100 100 100 Lámpara: 1 x L2495-1LED-36 (Factor de corrección 1.000).</p>	<p>Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.</p>	
9 Pieza	<p>LAMP S.A. MK2RD20840DBRW MINI KOMBIC G2 RD 1800 NW DALI BR/WH. N° de artículo: MK2RD20840DBRW Flujo luminoso (Luminaria): 1392 lm Flujo luminoso (Lámparas): 1400 lm Potencia de las luminarias: 13.4 W Clasificación luminarias según CIE: 100 Código CIE Flux: 84 99 100 100 100 Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 NW a 0,7A (Factor de corrección 1.000).</p>	<p>Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.</p>	
22 Pieza	<p>LAMP S.A. 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000 NW N° de artículo: 9241490 Flujo luminoso (Luminaria): 1948 lm Flujo luminoso (Lámparas): 1960 lm Potencia de las luminarias: 18.5 W Clasificación luminarias según CIE: 100 Código CIE Flux: 81 99 100 100 100 Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 840 a 0,5A (Factor de corrección 1.000).</p>	<p>Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.</p>	
94 Pieza	<p>SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W N° de artículo: 907 40 84 Flujo luminoso (Luminaria): 4013 lm Flujo luminoso (Lámparas): 4930 lm Potencia de las luminarias: 39.8 W Clasificación luminarias según CIE: 85 Código CIE Flux: 37 66 87 85 81 Lámpara: 144 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).</p>	<p>Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.</p>	

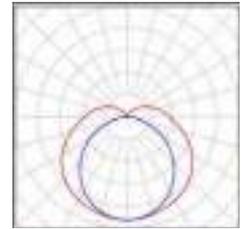


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Proyecto 1 / Lista de luminarias

118 Pieza SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W
N° de artículo: 907 60 84
Flujo luminoso (Luminaria): 6041 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7422 lm
Potencia de las luminarias: 59.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 216 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



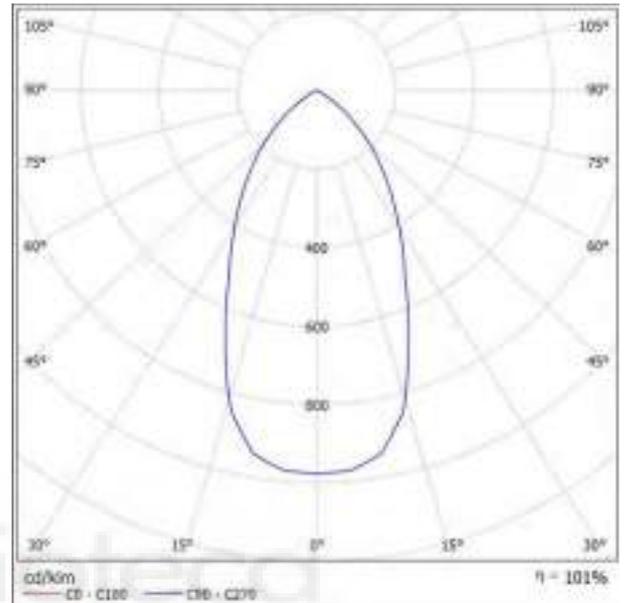


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 80 98 99 100 101

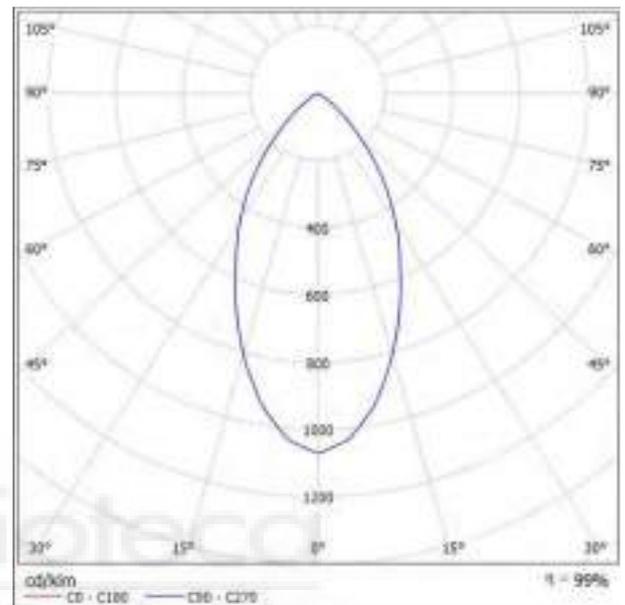
Para esta luminaria no puede presentarse ninguna tabla UGR porque carece de atributos de simetría.

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

LAMP S.A. MK2RD20840DBRW MINI KOMBIC G2 RD 1800 NW DALI BR/WH. / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 84 99 100 100 100

Emisión de luz 1:

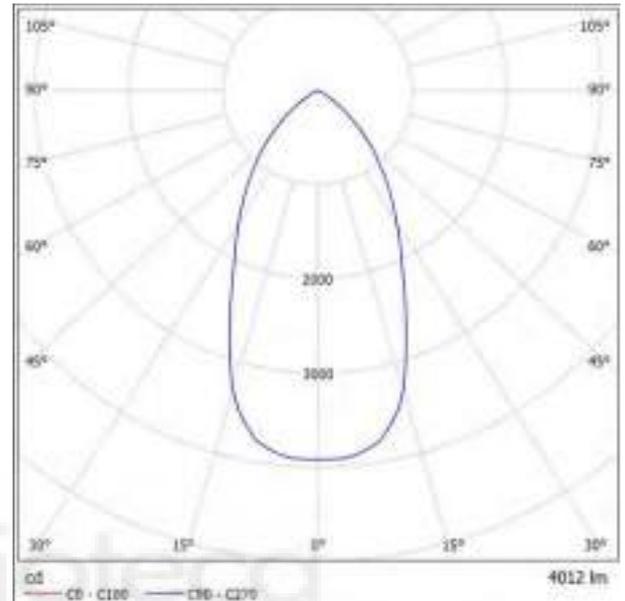
Valoración de deslumbramiento según UGR											
		15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Techo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Paredes		20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Suelo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Temple del local		Mirado en perpendicular al eje de lámpara					Mirado longitudinalmente al eje de lámpara				
S	V'										
20	20'	17.8	18.4	18.7	18.8	18.0	17.9	18.9	18.0	18.0	
	30'	17.6	18.1	17.9	18.6	18.0	17.6	18.1	17.9	18.6	
	40'	17.5	18.1	17.9	18.0	18.7	17.5	18.2	17.9	18.5	
	60'	17.5	18.1	17.9	18.4	18.7	17.5	18.1	17.8	18.4	
	80'	17.4	18.0	17.8	18.1	18.6	17.4	18.0	17.8	18.3	
40	20'	17.6	18.1	17.9	18.9	18.8	17.6	18.1	17.9	18.8	
	30'	17.5	18.0	17.8	18.3	18.7	17.5	18.0	17.8	18.3	
	40'	17.4	17.8	17.8	18.2	18.6	17.4	17.9	17.8	18.1	
	60'	17.2	17.7	17.7	18.1	18.5	17.3	17.7	17.7	18.1	
	80'	17.2	17.7	17.7	18.0	18.4	17.3	17.7	17.7	18.0	
60	20'	17.3	17.7	17.7	18.0	18.4	17.2	17.6	17.7	18.0	
	30'	17.2	17.5	17.6	17.9	18.4	17.2	17.5	17.6	17.9	
	40'	17.1	17.4	17.6	17.8	18.3	17.1	17.4	17.6	17.9	
	60'	17.1	17.3	17.6	17.8	18.3	17.1	17.3	17.6	17.9	
	80'	17.1	17.6	17.7	18.0	18.4	17.1	17.6	17.7	18.0	
120	40'	17.1	17.6	17.7	18.0	18.4	17.1	17.6	17.7	18.0	
	60'	17.1	17.4	17.6	17.8	18.3	17.1	17.4	17.6	17.9	
	80'	17.1	17.3	17.6	17.8	18.3	17.1	17.3	17.6	17.9	
Variación de la posición del espectador para aplicaciones 1 sobre luminaria											
S = 1.00'		+2.1 / +8.5					+2.1 / +8.5				
S = 1.50'		+4.4 / +12.9					+4.4 / +12.9				
S = 2.00'		+6.7 / +21.9					+6.7 / +21.9				
Tabla estándar		9000					9000				
Sumando de corrección		-2.8					-2.8				
Índice de deslumbramiento corregido en relación a UGR. Para obtener UGR											

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 80 98 100 100 100

Emisión de luz 1:

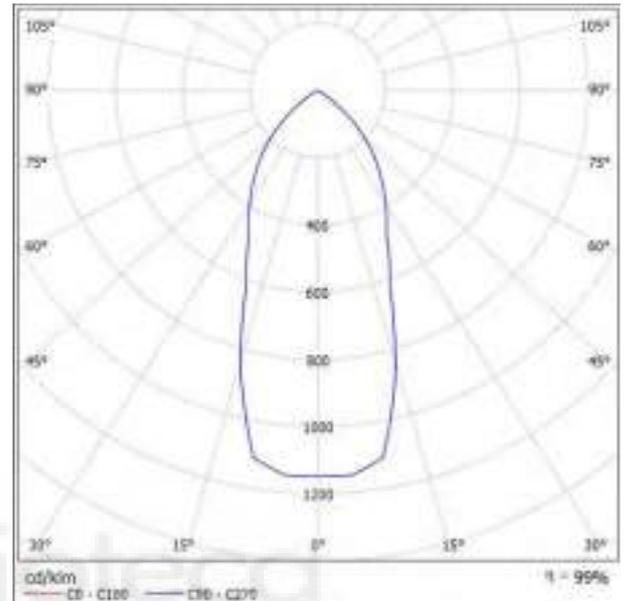
Valoración de deslumbramiento según UGR										
Y	X	70	75	80	85	90	95	100	105	110
2m	20°	20.1	21.9	23.7	25.5	27.2	28.9	30.7	32.4	34.1
2m	30°	20.9	22.7	24.5	26.3	28.1	29.9	31.7	33.5	35.3
2m	45°	19.8	21.5	23.2	24.9	26.6	28.3	30.0	31.7	33.4
2m	60°	18.8	20.3	21.8	23.3	24.8	26.3	27.8	29.3	30.8
2m	75°	18.8	20.1	21.4	22.7	24.0	25.3	26.6	27.9	29.2
2m	90°	18.8	20.0	21.2	22.4	23.6	24.8	26.0	27.2	28.4
2m	105°	18.8	20.0	21.2	22.4	23.6	24.8	26.0	27.2	28.4
4m	20°	20.9	22.7	24.5	26.3	28.1	29.9	31.7	33.5	35.3
4m	30°	19.8	21.5	23.2	24.9	26.6	28.3	30.0	31.7	33.4
4m	45°	18.8	20.3	21.8	23.3	24.8	26.3	27.8	29.3	30.8
4m	60°	18.8	20.1	21.4	22.7	24.0	25.3	26.6	27.9	29.2
4m	75°	18.8	20.0	21.2	22.4	23.6	24.8	26.0	27.2	28.4
4m	90°	18.8	20.0	21.2	22.4	23.6	24.8	26.0	27.2	28.4
4m	105°	18.8	20.0	21.2	22.4	23.6	24.8	26.0	27.2	28.4
6m	20°	19.7	21.5	23.2	24.9	26.6	28.3	30.0	31.7	33.4
6m	30°	18.7	20.3	21.8	23.3	24.8	26.3	27.8	29.3	30.8
6m	45°	18.7	19.9	21.1	22.3	23.5	24.7	25.9	27.1	28.3
6m	60°	18.7	19.9	21.1	22.3	23.5	24.7	25.9	27.1	28.3
6m	75°	18.7	19.9	21.1	22.3	23.5	24.7	25.9	27.1	28.3
6m	90°	18.7	19.9	21.1	22.3	23.5	24.7	25.9	27.1	28.3
6m	105°	18.7	19.9	21.1	22.3	23.5	24.7	25.9	27.1	28.3
Corrección de la posición del espectador para separación y altura luminaria										
S = 1,00		+1,1	-2,9			+1,1	-2,9			
S = 1,50		+2,9	-7,3			+2,9	-7,3			
S = 2,00		+4,7	-10,7			+4,7	-10,7			
Tabla estándar		8000				8000				
Sumario de corrección		1,8				1,8				
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 4012 lm (flujo luminoso total)										

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

LAMP S.A.\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000 NW / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 81 99 100 100 100

Emisión de luz 1:

Valoración de deslumbramiento según UGR												
Yacho		70	75	80	85	90	95	100	105	110		
Dirección		90	80	70	60	50	40	30	20	10		
Suave		20	25	30	35	40	45	50	55	60		
Tamaño del local	S	Y	Mirado en perpendicular al eje de tiempo					Mirado longitudinalmente al eje de tiempo				
2m	2m	2m	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0		
	3m	3m	10,6	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8		
	4m	4m	10,5	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5		
	5m	5m	10,4	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3		
	12m	12m	10,4	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
4m	2m	2m	10,6	10,3	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8		
	3m	3m	10,5	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5		
	4m	4m	10,4	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4		
	5m	5m	10,3	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2		
	12m	12m	10,3	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
6m	4m	4m	10,3	10,0	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5		
	5m	5m	10,2	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2		
	6m	6m	10,2	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1		
	12m	12m	10,2	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
	12m	4m	4m	10,2	10,0	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	
5m		5m	10,2	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2		
6m		6m	10,1	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1		
12m		12m	10,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		

Corrección de la posición del receptor para separaciones o ratios variables		
S = 1,0m	+1,4 / -4,0	+1,4 / -4,0
S = 1,5m	+3,2 / -10,5	+3,2 / -10,5
S = 2,0m	+5,2 / -16,3	+5,2 / -16,3
Tamaño estándar	8000	8000
Sumado de corrección	0,1	0,1

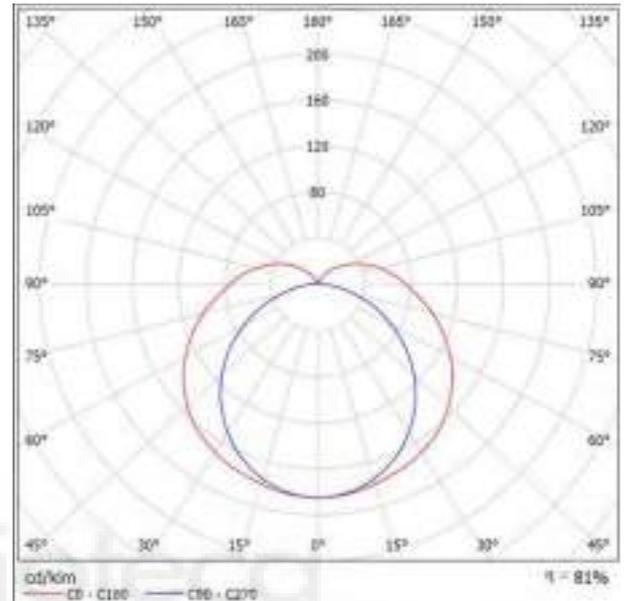
Tabla de deslumbramiento según el estándar EN 12464-2 (luminaria total)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81

Emisión de luz 1:

Valoración de deslumbramiento según UGR										
Y	X	70	75	80	85	90	95	100	105	110
X	Y	70	75	80	85	90	95	100	105	110
20°	20°	28.9	29.1	29.4	29.9	31.2	32.6	34.0	35.4	36.8
20°	30°	21.8	22.2	22.6	22.7	23.3	23.7	24.2	24.6	25.0
20°	40°	22.2	24.2	22.8	24.5	26.4	28.0	29.0	30.4	31.6
20°	50°	21.7	24.7	24.3	25.5	26.9	28.2	29.1	30.8	31.7
20°	60°	24.2	25.1	24.9	25.7	26.4	26.3	26.2	26.9	27.4
30°	20°	19.5	19.8	20.0	21.1	21.7	18.5	18.8	19.1	20.7
30°	30°	21.8	22.8	22.8	23.4	24.1	28.1	27.2	28.8	29.7
30°	40°	23.2	24.8	23.8	24.6	25.3	21.8	22.9	21.8	22.4
30°	50°	24.4	25.1	25.0	25.8	26.5	21.8	22.3	22.7	23.7
30°	60°	26.8	25.7	25.7	26.3	27.1	21.8	22.5	23.4	23.8
40°	20°	25.6	26.2	26.3	26.9	27.7	21.8	22.6	22.6	23.2
40°	30°	23.5	24.2	24.1	24.8	25.8	21.7	22.4	22.2	23.0
40°	40°	26.8	25.6	25.7	26.2	27.8	22.6	23.1	23.7	24.8
40°	50°	28.7	28.3	28.4	27.8	27.7	22.9	23.4	23.6	24.1
40°	60°	26.5	27.0	27.2	27.7	28.5	23.2	23.7	23.9	24.4
50°	20°	23.5	24.1	24.2	24.8	25.6	21.8	22.5	22.9	23.8
50°	30°	23.2	25.6	25.8	26.3	27.1	22.8	23.4	23.7	24.1
50°	40°	25.9	26.4	26.8	27.1	27.9	23.7	23.8	24.8	25.3

Corrección de la posición del espectador para separaciones o otros luminarios		
S = 1,0h	+0,1 / -0,1	+0,1 / -0,1
S = 1,5h	+0,2 / -0,2	+0,2 / -0,2
S = 2,0h	+0,3 / -0,4	+0,3 / -0,6
Tabla estándar	8c10	8c14
Sumario de corrección	0,5	0,9

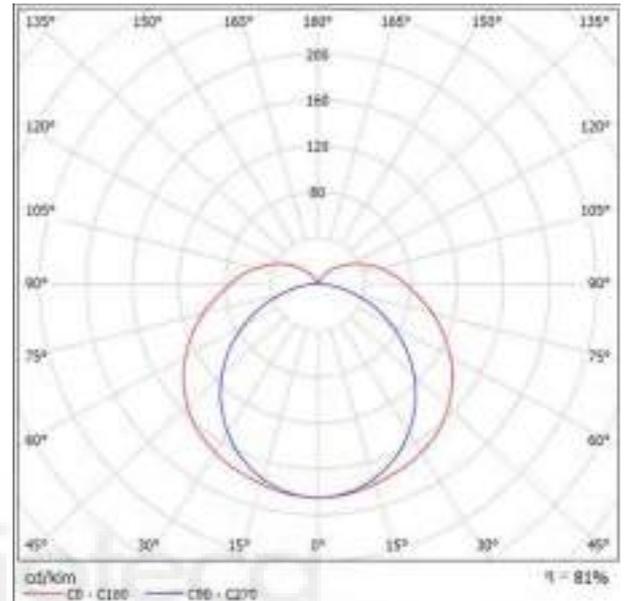
Tabla de deslumbramiento corregido en relación a 100lm Flujo luminoso total

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81

Emisión de luz 1:

Valoración de deslumbramiento según UGR										
Y		70	75	80	85	90	95	100	105	110
X		20	25	30	35	40	45	50	55	60
2m	20°	18,2	19,4	19,7	19,9	20,5	20,8	21,1	21,4	21,7
	30°	20,4	22,5	23,9	22,6	22,6	23,7	23,5	23,9	24,0
	40°	21,8	22,5	22,9	24,1	24,7	23,9	23,9	24,4	24,1
	50°	22,5	23,5	22,1	24,1	24,7	23,3	23,3	23,9	23,9
4m	20°	18,8	18,9	19,3	19,4	21,0	17,8	18,9	18,1	18,4
	30°	21,2	22,5	22,9	22,7	23,4	18,9	20,4	20,1	21,0
	40°	22,2	23,3	23,1	23,9	24,6	20,3	21,1	20,9	21,7
	50°	23,7	24,5	24,3	25,1	25,8	20,8	21,6	21,5	22,2
6m	20°	24,9	25,0	25,0	25,7	26,4	21,9	22,7	22,7	23,4
	30°	24,9	25,6	25,6	26,2	27,0	22,2	22,8	22,8	22,5
	40°	22,8	23,5	23,4	24,1	24,9	21,8	22,7	22,6	22,3
	50°	24,3	24,9	24,7	25,5	26,3	22,4	22,4	22,5	23,1
8m	20°	25,1	25,6	25,7	26,3	27,1	22,2	22,7	22,9	23,4
	30°	25,8	26,3	26,5	27,0	27,8	22,5	22,9	23,2	23,6
	40°	23,8	23,4	23,9	24,3	24,9	21,1	21,8	21,8	22,4
	50°	24,4	24,9	25,1	25,6	26,4	22,1	22,6	22,8	23,3
10m	20°	25,2	25,7	25,9	26,4	27,2	22,6	23,1	23,3	23,8
	30°	25,2	25,7	25,9	26,4	27,2	22,6	23,1	23,3	23,8
	40°	23,8	23,4	23,9	24,3	24,9	21,1	21,8	21,8	22,4
	50°	24,4	24,9	25,1	25,6	26,4	22,1	22,6	22,8	23,3
Corrección de la posición del receptor para regulaciones 0 sobre luminarias										
S = 1,00		+0,1 / -0,1					+0,1 / -0,1			
S = 1,50		+0,2 / -0,2					+0,2 / -0,2			
S = 2,00		+0,3 / -0,3					+0,3 / -0,3			
Tabla estándar		8010					8014			
Sustitución de		0,8					0,5			
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 4000lm Flujo luminoso total										

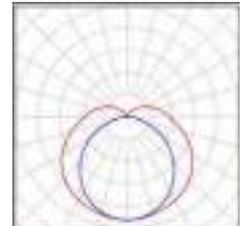


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacén 1 / Lista de luminarias

25 Pieza SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W
N° de artículo: 907 40 84
Flujo luminoso (Luminaria): 4013 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4930 lm
Potencia de las luminarias: 39.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 144 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen 1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 100322 lm
Potencia total: 995.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	83	53	136	/	/
Suelo	54	37	90	20	5.74
Techo	50	63	113	70	25
Pared 1	82	50	132	70	29
Pared 2	18	33	51	70	11
Pared 3	69	40	109	70	24
Pared 4	82	51	133	70	30
Pared 5	97	56	153	70	34
Pared 6	82	54	135	70	30

Simetrías en el plano útil

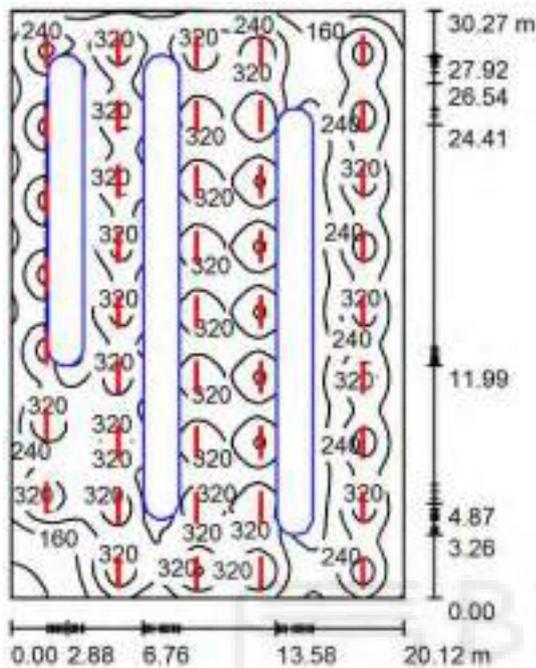
E_{\min} / E_{\max} : 0.343 (1:3)

E_{\min} / E_{\max} : 0.216 (1:5)

Valor de eficiencia energética: $4.27 \text{ W/m}^2 = 3.13 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 233.15 m²)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Zona Vias / Resumen



Altura del local: 9.000 m, Altura de montaje: 2.800 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:389

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	262	66	420	0.254
Suelo	20	184	12	306	0.063
Techo	60	61	45	73	0.735
Paredes (4)	50	114	50	351	/

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	43	SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W (1.000)	6041	7422	59.8
			Total: 259775	Total: 319146	2571.4

Valor de eficiencia energética: $4.22 \text{ W/m}^2 = 1.61 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 609.21 m^2)

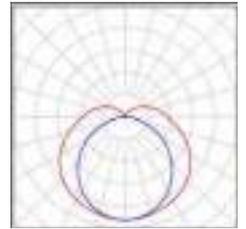


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Zona Vias / Lista de luminarias

43 Pieza SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W
N° de artículo: 907 60 84
Flujo luminoso (Luminaria): 6041 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7422 lm
Potencia de las luminarias: 59.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 216 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Zona Vias / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 259775 lm
Potencia total: 2571.4 W
Factor mantenimiento: 0.80
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	47	262	/	/
Suelo	142	41	184	20	12
Techo	9.66	52	61	60	12
Pared 1	79	44	124	50	20
Pared 2	56	47	102	50	16
Pared 3	81	44	125	50	20
Pared 4	48	47	94	50	15

Simetrías en el plano útil

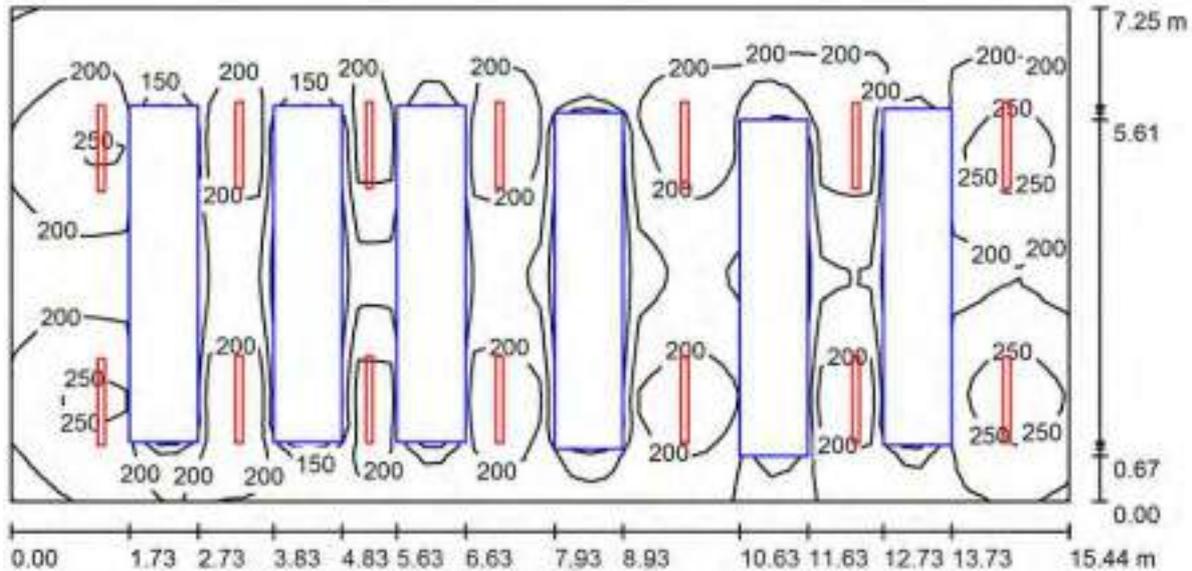
E_{\min} / E_{\max} : 0.254 (1:4)

E_{\min} / E_{\max} : 0.158 (1:6)

Valor de eficiencia energética: $4.22 \text{ W/m}^2 = 1.61 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 609.21 m²)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen Envasa / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:111

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	196	58	286	0.294
Suelo	20	106	6.59	179	0.062
Techo	70	136	49	1002	0.359
Paredes (4)	70	156	68	522	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 32 x 64 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	14	SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W (1.000)	4013	4930	39.8
			Total: 56180	Total: 69020	557.2

Valor de eficiencia energética: $4.98 \text{ W/m}^2 = 2.54 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 111.94 m^2)

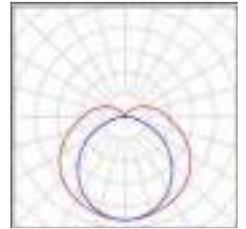


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen Envasa / Lista de luminarias

14 Pieza SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W
N° de artículo: 907 40 84
Flujo luminoso (Luminaria): 4013 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4930 lm
Potencia de las luminarias: 39.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 144 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen Envasa / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 56180 lm
Potencia total: 557.2 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	117	79	196	/	/
Suelo	59	48	106	20	6.77
Techo	57	80	136	70	30
Pared 1	100	68	168	70	37
Pared 2	94	61	155	70	35
Pared 3	115	72	187	70	42
Pared 4	81	57	138	70	31

Simetrías en el plano útil

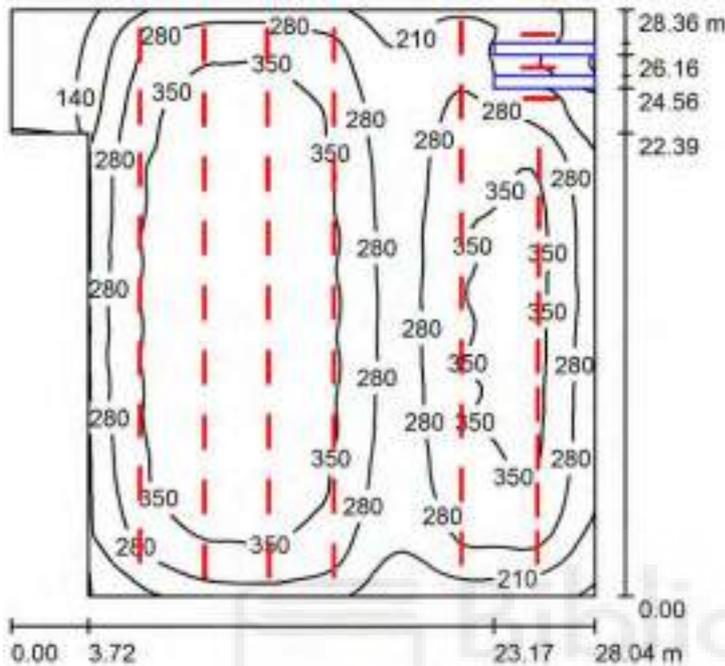
E_{\min} / E_{\max} : 0.294 (1:3)

E_{\min} / E_{\max} : 0.202 (1:5)

Valor de eficiencia energética: $4.98 \text{ W/m}^2 = 2.54 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 111.94 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Zona Cort.Preparación / Resumen



Altura del local: 9.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:365

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	306	65	410	0.213
Suelo	20	289	24	386	0.085
Techo	60	80	51	96	0.629
Paredes (8)	50	148	31	489	/

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	57	SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W (1.000)	6041	7422	59.8
			Total: 344353	Total: 423054	3408.6

Valor de eficiencia energética: $4.79 \text{ W/m}^2 = 1.57 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 712.16 m^2)

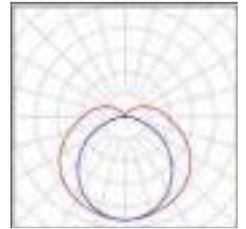


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Zona Cort.Prepar / Lista de luminarias

57 Pieza SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W
N° de artículo: 907 60 84
Flujo luminoso (Luminaria): 6041 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7422 lm
Potencia de las luminarias: 59.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 216 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Zona Cort.Prepar / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 344353 lm
Potencia total: 3408.6 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	246	60	306	/	/
Suelo	227	62	289	20	18
Techo	17	64	80	60	15
Pared 1	112	56	168	50	27
Pared 2	78	52	131	50	21
Pared 3	47	41	89	50	14
Pared 4	16	43	59	50	9.39
Pared 5	136	60	195	50	31
Pared 6	139	61	200	50	32
Pared 7	118	60	177	50	28
Pared 8	75	61	136	50	22

Simetrías en el plano útil

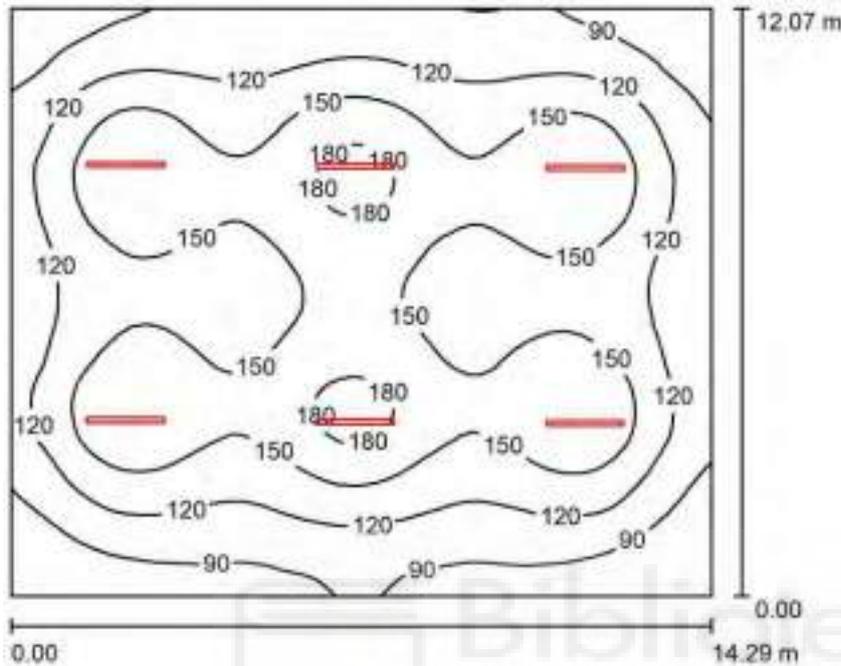
E_{\min} / E_m : 0.213 (1:5)

E_{\min} / E_{\max} : 0.159 (1:6)

Valor de eficiencia energética: $4.79 \text{ W/m}^2 = 1.57 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 712.16 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Garaje / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:155

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	132	60	192	0.454
Suelo	20	121	66	156	0.549
Techo	70	57	28	1194	0.498
Paredes (4)	50	83	52	112	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 64 x 64 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	6	SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W (1.000)	6041	7422	59.8
			Total: 36248	Total: 44532	358.8

Valor de eficiencia energética: $2.08 \text{ W/m}^2 = 1.57 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 172.45 m^2)

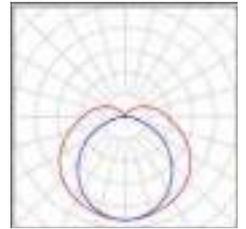


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Garaje / Lista de luminarias

6 Pieza SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W
N° de artículo: 907 60 84
Flujo luminoso (Luminaria): 6041 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7422 lm
Potencia de las luminarias: 59.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 216 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Garaje / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 36248 lm
Potencia total: 358.8 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	92	40	132	/	/
Suelo	81	40	121	20	7.70
Techo	25	32	57	70	13
Pared 1	48	34	81	50	13
Pared 2	53	31	85	50	13
Pared 3	44	33	77	50	12
Pared 4	58	32	90	50	14

Simetrías en el plano útil

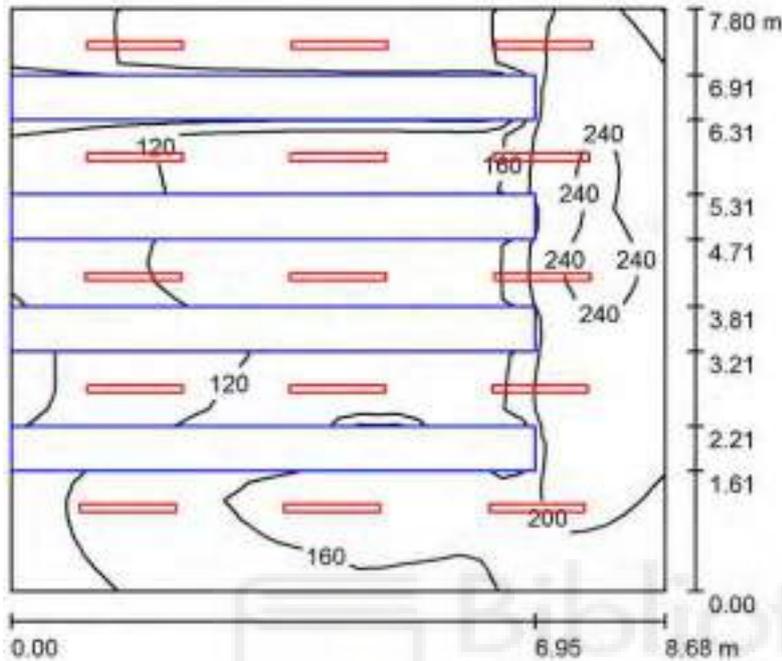
E_{\min} / E_{\max} : 0.454 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.313 (1:3)

Valor de eficiencia energética: $2.08 \text{ W/m}^2 = 1.57 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 172.45 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen Pieles / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:101

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	159	70	259	0.438
Suelo	20	108	14	225	0.133
Techo	70	207	80	1048	0.387
Paredes (4)	50	189	14	1190	/

Plano útil:

Altura: 0.400 m
Trama: 32 x 32 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	SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W (1.000)	4013	4930	39.8
			Total: 60193	Total: 73950	597.0

Valor de eficiencia energética: $8.82 \text{ W/m}^2 = 5.55 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 67.67 m^2)

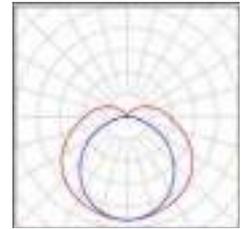


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen Pieleles / Lista de luminarias

15 Pieza SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W
N° de artículo: 907 40 84
Flujo luminoso (Luminaria): 4013 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4930 lm
Potencia de las luminarias: 39.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 144 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacén Pieles / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 60193 lm
Potencia total: 597.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	102	57	159	/	/
Suelo	67	42	108	20	6.89
Techo	100	106	207	70	46
Pared 1	66	49	115	50	18
Pared 2	137	66	202	50	32
Pared 3	126	77	202	50	32
Pared 4	161	68	229	50	37

Simetrías en el plano útil

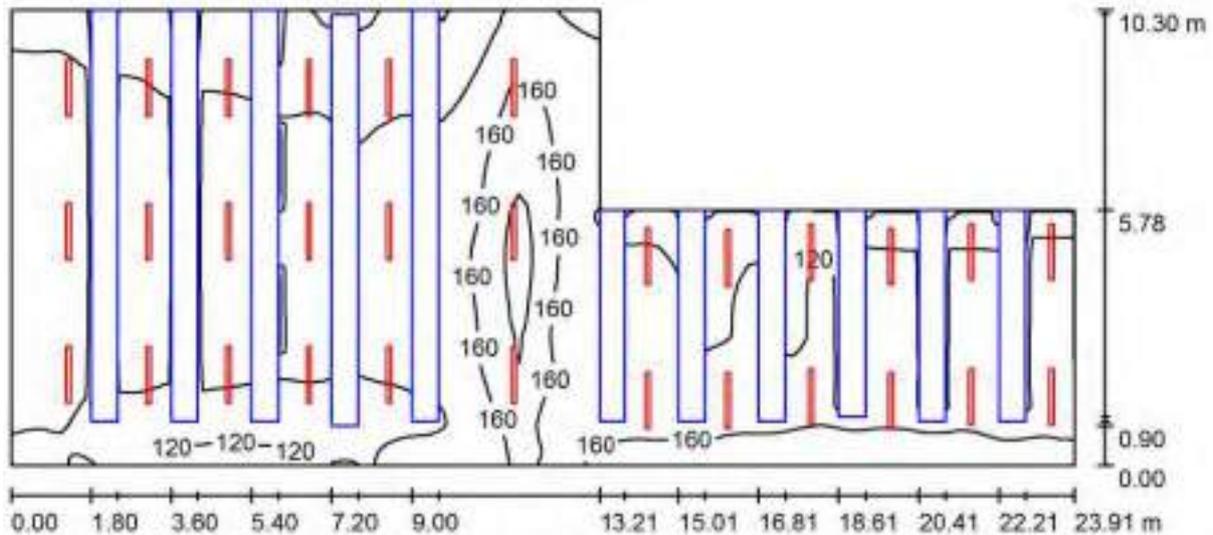
E_{\min} / E_{\max} : 0.438 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.269 (1:4)

Valor de eficiencia energética: $8.82 \text{ W/m}^2 = 5.55 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 67.67 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen P1 / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:171

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	135	58	222	0.431
Suelo	20	94	15	184	0.163
Techo	70	142	51	1001	0.360
Paredes (6)	50	179	20	1091	/

Plano útil:

Altura: 0.400 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	30	SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W (1.000)	4013	4930	39.8
			Total: 120386	Total: 147900	1194.0

Valor de eficiencia energética: $6.03 \text{ W/m}^2 = 4.47 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 197.92 m^2)

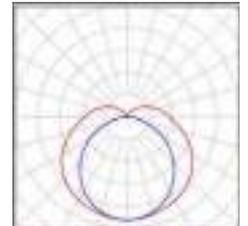


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen P1 / Lista de luminarias

30 Pieza SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W
N° de artículo: 907 40 84
Flujo luminoso (Luminaria): 4013 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4930 lm
Potencia de las luminarias: 39.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 144 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen P1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 120386 lm
Potencia total: 1194.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	81	54	135	/	/
Suelo	54	40	94	20	5.95
Techo	66	76	142	70	32
Pared 1	176	81	256	50	41
Pared 2	127	65	191	50	30
Pared 3	109	49	158	50	25
Pared 4	82	51	133	50	21
Pared 5	142	56	198	50	31
Pared 6	116	61	177	50	28

Simetrías en el plano útil

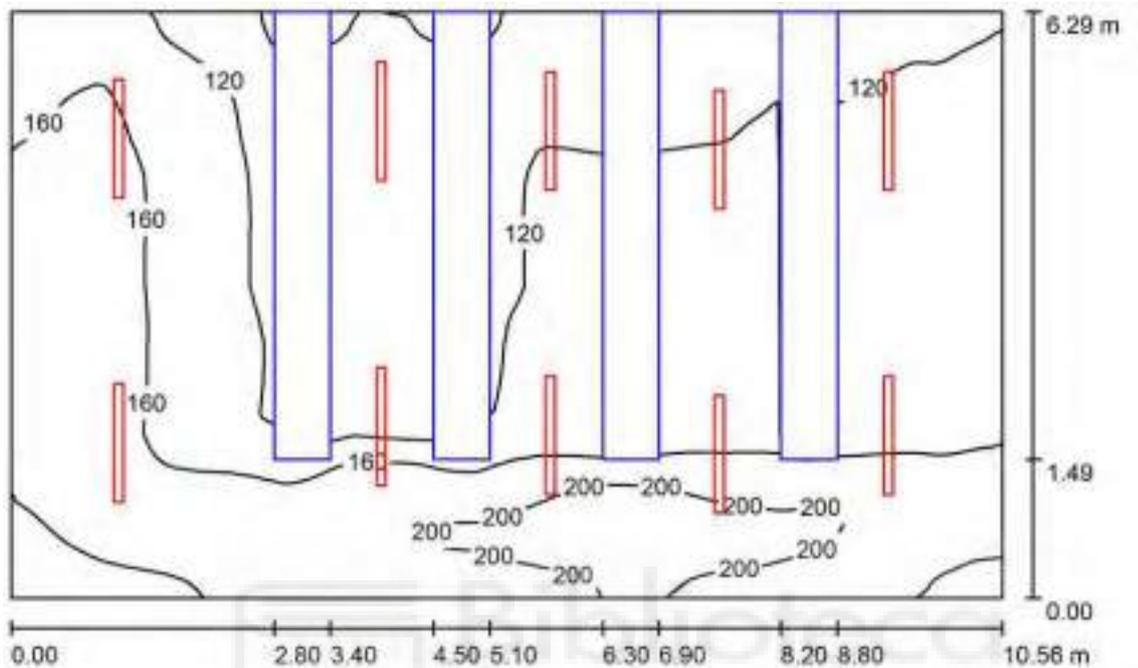
E_{\min} / E_{\max} : 0.431 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.262 (1:4)

Valor de eficiencia energética: $6.03 \text{ W/m}^2 = 4.47 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 197.92 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen 2 P1 / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:81

Superficie	ρ [%]	E _m [lx]	E _{min} [lx]	E _{max} [lx]	E _{min} / E _m
Plano útil	/	147	65	224	0.441
Suelo	20	110	19	191	0.176
Techo	70	145	65	1002	0.447
Paredes (4)	50	171	15	384	/

Plano útil:

Altura: 0.400 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	10	SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W (1.000)	4013	4930	39.8
			Total: 40129	Total: 49300	398.0

Valor de eficiencia energética: 5.99 W/m² = 4.07 W/m²/100 lx (Base: 66.45 m²)

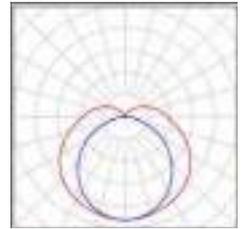


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacen 2 P1 / Lista de luminarias

10 Pieza SECOM 907 40 84 BERNA LED 40W
N° de artículo: 907 40 84
Flujo luminoso (Luminaria): 4013 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4930 lm
Potencia de las luminarias: 39.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 144 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Almacén 2 P1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 40129 lm
Potencia total: 398.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	85	62	147	/	/
Suelo	60	50	110	20	6.99
Techo	69	76	145	70	32
Pared 1	132	62	193	50	31
Pared 2	95	59	154	50	24
Pared 3	124	61	185	50	29
Pared 4	101	64	165	50	26

Simetrías en el plano útil

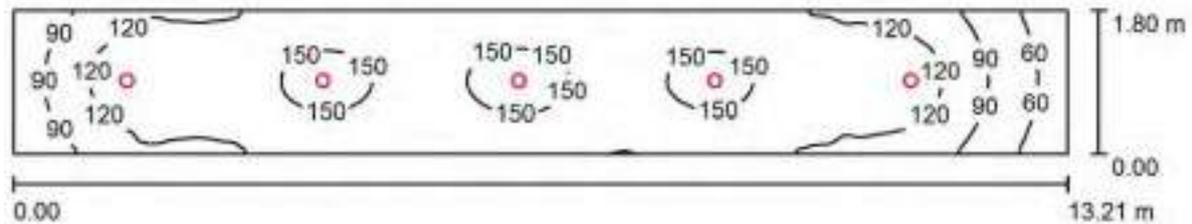
E_{\min} / E_{\max} : 0.441 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.290 (1:3)

Valor de eficiencia energética: $5.99 \text{ W/m}^2 = 4.07 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 66.45 m²)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo 2P1 / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:95

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	125	47	159	0.372
Suelo	20	115	48	142	0.421
Techo	70	23	13	27	0.579
Paredes (4)	50	53	13	130	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.400 m	Pared izq	18	18	
Trama:	128 x 128 Puntos	Pared inferior	18	18	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	5	LAMP S.A. MK2RD20840DBRW MINI KOMBIC G2 RD 1800 NW DALI BR/WH. (1.000)	1392	1400	13.4
Total:			6962	7000	67.0

Valor de eficiencia energética: $2.82 \text{ W/m}^2 = 2.25 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 23.79 m^2)

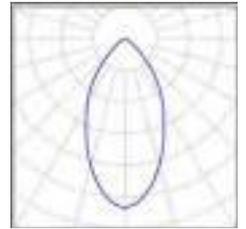


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo 2P1 / Lista de luminarias

5 Pieza LAMP S.A. MK2RD20840DBRW MINI KOMBIC
G2 RD 1800 NW DALI BR/WH.
N° de artículo: MK2RD20840DBRW
Flujo luminoso (Luminaria): 1392 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1400 lm
Potencia de las luminarias: 13.4 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 84 99 100 100 100
Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 NW a 0,7A (Factor
de corrección 1.000).

Dispone de una imagen
de la luminaria en
nuestro catálogo de
luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo 2P1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 6962 lm
Potencia total: 67.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	100	25	125	/	/
Suelo	90	25	115	20	7.32
Techo	0.00	23	23	70	5.11
Pared 1	11	19	30	50	4.78
Pared 2	31	25	56	50	8.91
Pared 3	20	23	42	50	6.76
Pared 4	30	25	55	50	8.77

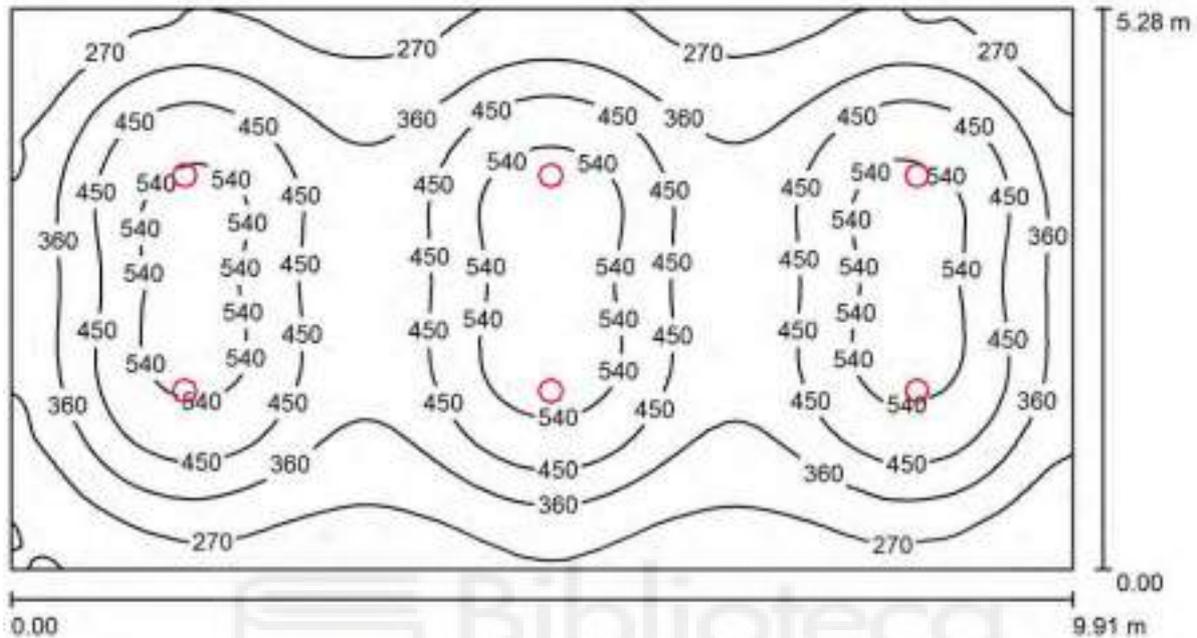
Simetrías en el plano útil
 E_{\min} / E_{\max} : 0.372 (1:3)
 E_{\min} / E_{\max} : 0.293 (1:3)

UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Pared izq	18	18	
Pared inferior (CIE, SHR = 0.25.)	18	18	

Valor de eficiencia energética: $2.82 \text{ W/m}^2 = 2.25 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 23.79 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala de exposiciones 1 / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.90

Valores en Lux, Escala 1:71

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	401	172	604	0.429
Suelo	20	370	184	520	0.497
Techo	70	83	62	97	0.747
Paredes (4)	70	136	63	218	/

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	6	LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW (1.000)	4033	4012	39.0
			Total: 24199	Total: 24072	234.0

Valor de eficiencia energética: $4.47 \text{ W/m}^2 = 1.12 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 52.31 m^2)

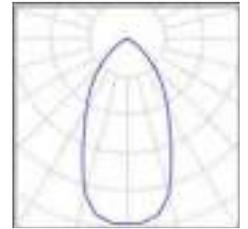


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala de exposiciones 1 / Lista de luminarias

6 Pieza LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW
N° de artículo: 9241530
Flujo luminoso (Luminaria): 4033 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4012 lm
Potencia de las luminarias: 39.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 80 98 99 100 101
Lámpara: 1 x Definido por el usuario (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala de exposiciones 1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 24199 lm
Potencia total: 234.0 W
Factor mantenimiento: 0.90
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	322	79	401	/	/
Suelo	284	86	370	20	24
Techo	0.78	82	83	70	18
Pared 1	66	79	145	70	32
Pared 2	57	79	136	70	30
Pared 3	58	77	135	70	30
Pared 4	52	79	130	70	29

Simetrías en el plano útil

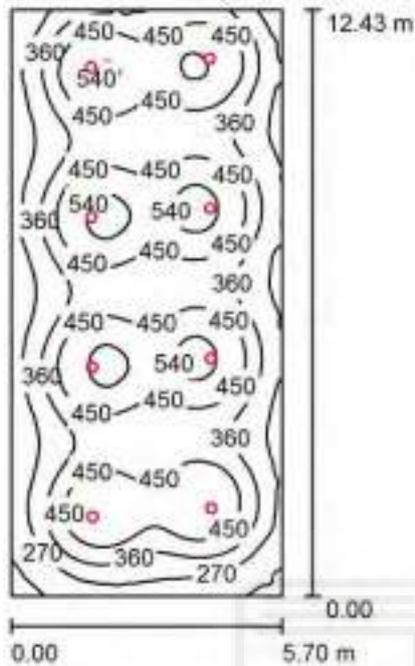
E_{\min} / E_{\max} : 0.429 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.285 (1:4)

Valor de eficiencia energética: $4.47 \text{ W/m}^2 = 1.12 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 52.31 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala de exposiciones 2 / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.90 Valores en Lux, Escala 1:160

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	400	157	566	0.393
Suelo	20	373	175	484	0.469
Techo	70	84	60	101	0.719
Paredes (4)	70	137	64	316	/

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	8	LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW (1.000)	4033	4012	39.0
			Total: 32265	Total: 32096	312.0

Valor de eficiencia energética: $4.41 \text{ W/m}^2 = 1.10 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 70.83 m^2)

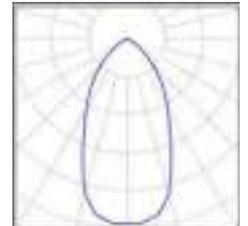


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala de exposiciones 2 / Lista de luminarias

8 Pieza LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW
N° de artículo: 9241530
Flujo luminoso (Luminaria): 4033 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4012 lm
Potencia de las luminarias: 39.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 80 98 99 100 101
Lámpara: 1 x Definido por el usuario (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala de exposiciones 2 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 32265 lm
Potencia total: 312.0 W
Factor mantenimiento: 0.90
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	322	77	400	/	/
Suelo	289	84	373	20	24
Techo	0.78	83	84	70	19
Pared 1	48	74	123	70	27
Pared 2	60	78	138	70	31
Pared 3	81	81	162	70	36
Pared 4	53	78	131	70	29

Simetrías en el plano útil

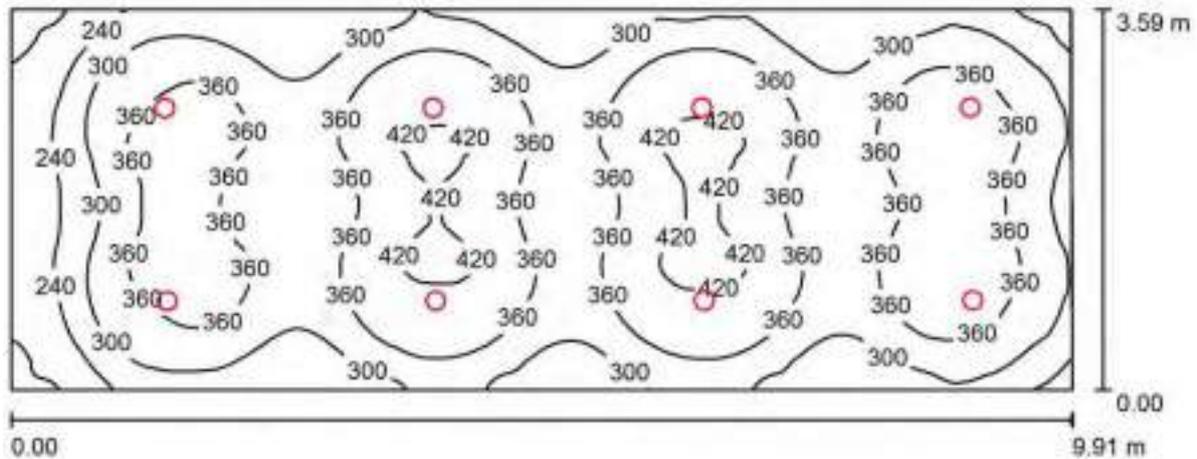
E_{\min} / E_{\max} : 0.393 (1:3)

E_{\min} / E_{\max} : 0.277 (1:4)

Valor de eficiencia energética: $4.41 \text{ W/m}^2 = 1.10 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 70.83 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Muestrario / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.90

Valores en Lux, Escala 1:71

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	338	161	436	0.476
Suelo	20	305	167	380	0.548
Techo	70	81	57	100	0.701
Paredes (4)	70	137	57	260	/

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	8	LAMP S.A. \\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000 NW (1.000)	1948	1960	18.5
			Total: 15587	Total: 15680	148.0

Valor de eficiencia energética: $4.17 \text{ W/m}^2 = 1.23 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 35.50 m^2)

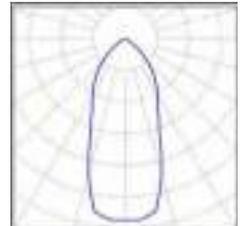


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Mostrario / Lista de luminarias

8 Pieza LAMP S.A.\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000
NW
N° de artículo: 9241490
Flujo luminoso (Luminaria): 1948 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1960 lm
Potencia de las luminarias: 18.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 81 99 100 100 100
Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 840 a 0,5A (Factor
de corrección 1.000).

Dispone de una imagen
de la luminaria en
nuestro catálogo de
luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Muestreo / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 15587 lm
Potencia total: 148.0 W
Factor mantenimiento: 0.90
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	255	84	338	/	/
Suelo	219	86	305	20	19
Techo	0.00	81	81	70	18
Pared 1	63	82	145	70	32
Pared 2	59	78	137	70	31
Pared 3	40	75	115	70	26
Pared 4	63	78	141	70	31

Simetrías en el plano útil

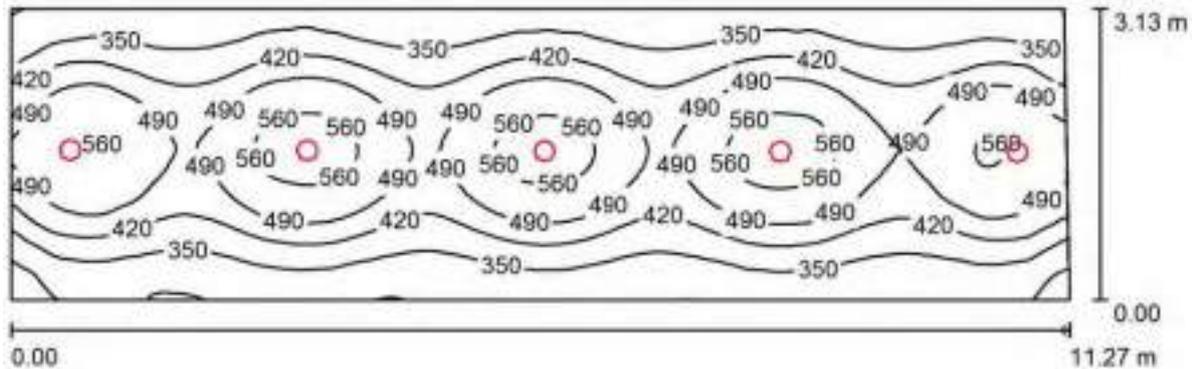
E_{\min} / E_{\max} : 0.476 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.369 (1:3)

Valor de eficiencia energética: $4.17 \text{ W/m}^2 = 1.23 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 35.50 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 2 / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.90

Valores en Lux, Escala 1:81

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	433	252	580	0.582
Suelo	20	386	258	454	0.669
Techo	70	101	78	132	0.777
Paredes (4)	70	174	80	982	/

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	5	LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW (1.000)	4012	4012	39.0
			Total: 20060	Total: 20060	195.0

Valor de eficiencia energética: $5.55 \text{ W/m}^2 = 1.28 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 35.15 m^2)

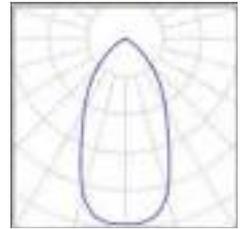


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 2 / Lista de luminarias

5 Pieza LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW
N° de artículo: 9241530
Flujo luminoso (Luminaria): 4012 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4012 lm
Potencia de las luminarias: 39.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 80 98 100 100 100
Lámpara: 1 x L2495-1LED-36 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 2 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 20060 lm
Potencia total: 195.0 W
Factor mantenimiento: 0.90
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	327	106	433	/	/
Suelo	274	112	386	20	25
Techo	0.31	100	101	70	22
Pared 1	112	100	213	70	47
Pared 2	66	100	166	70	37
Pared 3	104	99	203	70	45
Pared 4	62	101	163	70	36

Simetrías en el plano útil

E_{\min} / E_{\max} : 0.582 (1:2)

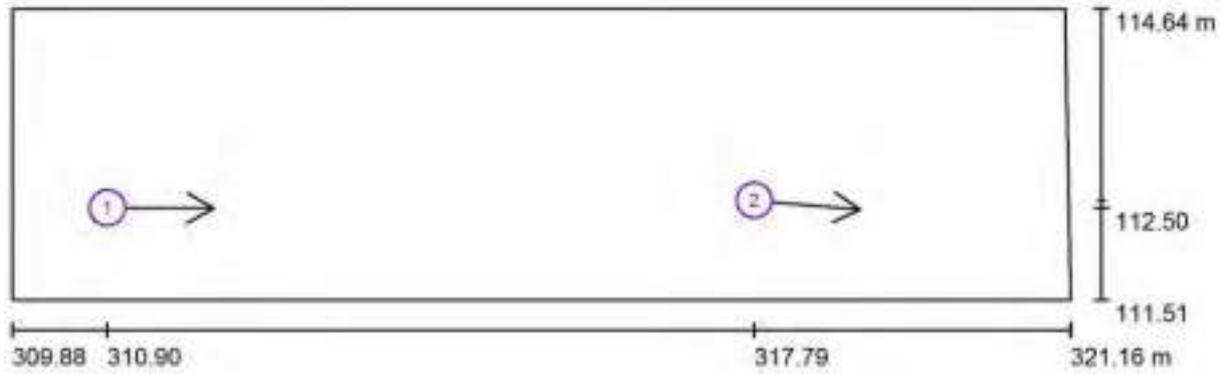
E_{\min} / E_{\max} : 0.435 (1:2)

Valor de eficiencia energética: $5.55 \text{ W/m}^2 = 1.28 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 35.15 m^2)



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 2 / Observador UGR (sumario de resultados)



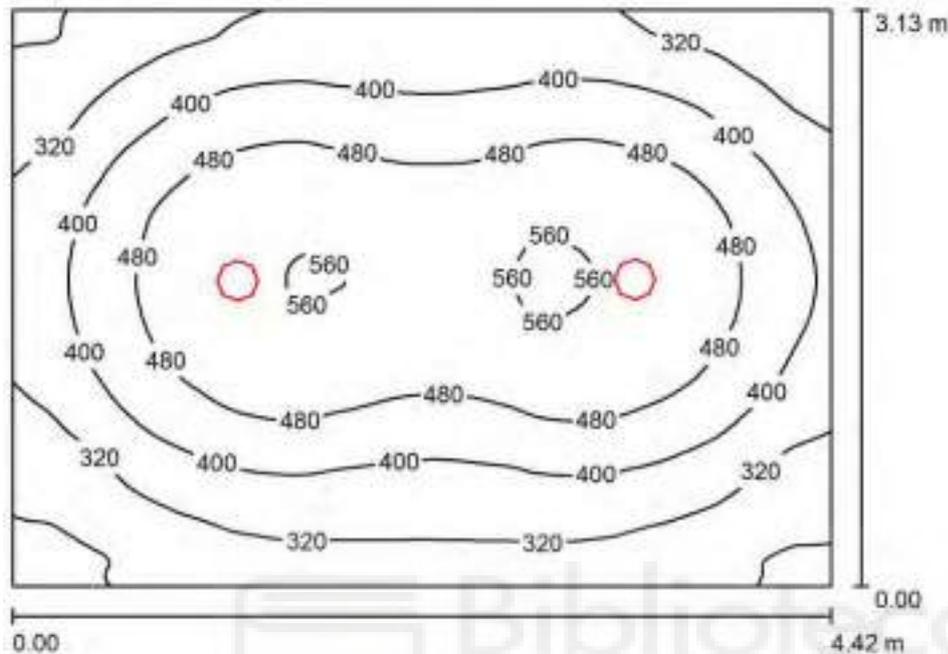
Escala 1 : 81

Lista de puntos de cálculo UGR

N°	Designación	Posición [m]			Dirección visual [°]	Valor
		X	Y	Z		
1	Punto de cálculo UGR 1	310.900	112.500	1.200	0.0	19
2	Punto de cálculo UGR 2	317.795	112.580	1.200	-5.0	18

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.90 Valores en Lux, Escala 1:41

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	412	210	569	0.509
Suelo	20	350	213	457	0.608
Techo	70	96	73	116	0.762
Paredes (4)	70	164	73	317	/

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	2	LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW (1.000)	4033	4012	39.0
			Total: 8066	Total: 8024	78.0

Valor de eficiencia energética: $5.64 \text{ W/m}^2 = 1.37 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 13.82 m^2)

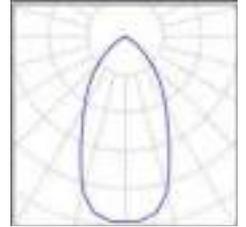


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Lista de luminarias

2 Pieza LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW
N° de artículo: 9241530
Flujo luminoso (Luminaria): 4033 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4012 lm
Potencia de las luminarias: 39.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 80 98 99 100 101
Lámpara: 1 x Definido por el usuario (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 8066 lm
Potencia total: 78.0 W
Factor mantenimiento: 0.90
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	301	111	412	/	/
Suelo	238	112	350	20	22
Techo	0.94	95	96	70	21
Pared 1	75	97	173	70	38
Pared 2	67	98	165	70	37
Pared 3	66	97	162	70	36
Pared 4	57	99	156	70	35

Simetrías en el plano útil

E_{\min} / E_{\max} : 0.509 (1:2)

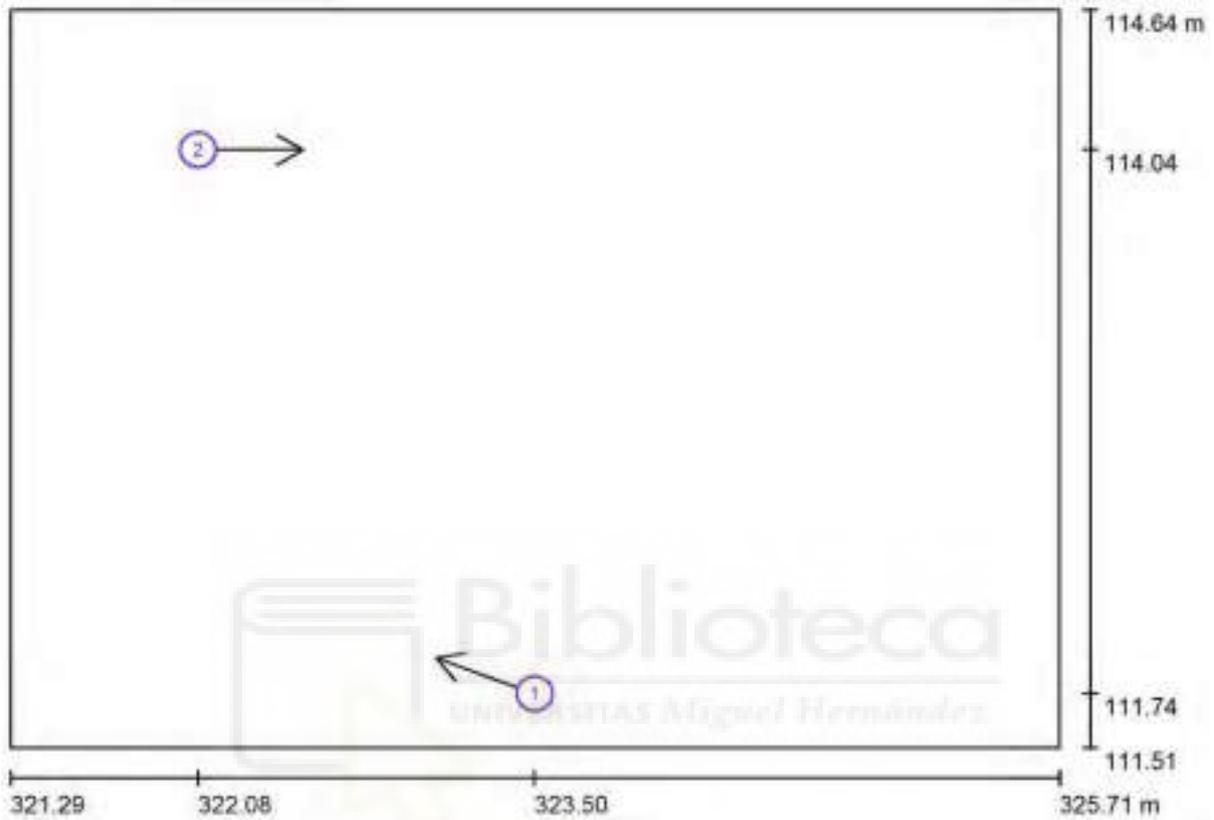
E_{\min} / E_{\max} : 0.368 (1:3)

Valor de eficiencia energética: $5.64 \text{ W/m}^2 = 1.37 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 13.82 m^2)



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina 1 / Observador UGR (sumario de resultados)



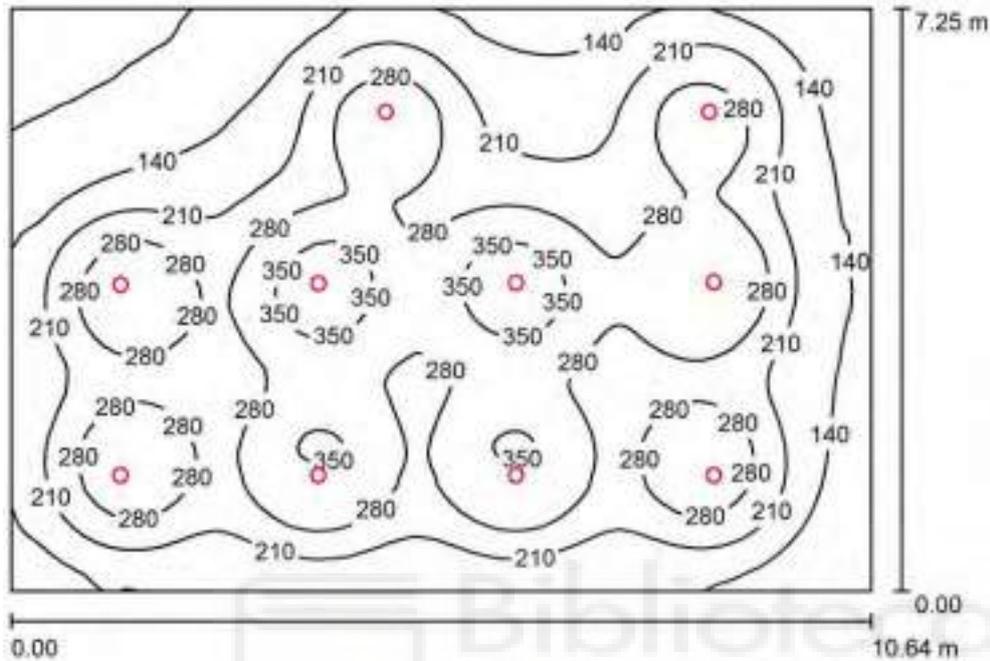
Escala 1 : 32

Lista de puntos de cálculo UGR

N°	Designación	Posición [m]			Dirección visual [°]	Valor
		X	Y	Z		
1	Punto de cálculo UGR 1	323.500	111.740	1.200	160.0	/
2	Punto de cálculo UGR 2	322.082	114.043	1.200	0.0	18

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Comedor / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.90 Valores en Lux, Escala 1:94

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	230	41	373	0.180
Suelo	20	218	58	317	0.266
Techo	70	45	29	51	0.652
Paredes (4)	70	69	30	118	/

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	10	LAMP S.A. \\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000 NW (1.000)	1948	1960	18.5
			Total: 19484	Total: 19600	185.0

Valor de eficiencia energética: $2.40 \text{ W/m}^2 = 1.04 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 77.14 m^2)

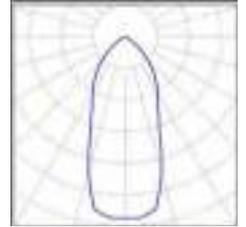


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Comedor / Lista de luminarias

10 Pieza LAMP S.A.\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000
NW
N° de artículo: 9241490
Flujo luminoso (Luminaria): 1948 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1960 lm
Potencia de las luminarias: 18.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 81 99 100 100 100
Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 840 a 0,5A (Factor
de corrección 1.000).

Dispone de una imagen
de la luminaria en
nuestro catálogo de
luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Comedor / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 19484 lm
Potencia total: 185.0 W
Factor mantenimiento: 0.90
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	191	39	230	/	/
Suelo	176	43	218	20	14
Techo	0.00	45	45	70	9.96
Pared 1	24	41	65	70	14
Pared 2	24	40	64	70	14
Pared 3	28	39	67	70	15
Pared 4	35	42	77	70	17

Simetrías en el plano útil

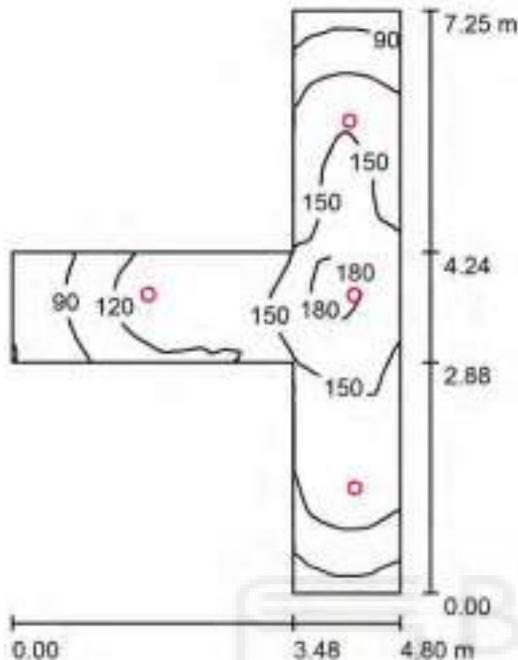
E_{\min} / E_{\max} : 0.180 (1:6)

E_{\min} / E_{\max} : 0.111 (1:9)

Valor de eficiencia energética: $2.40 \text{ W/m}^2 = 1.04 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 77.14 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo Comedor / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:94

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	130	59	184	0.453
Suelo	20	118	59	166	0.499
Techo	70	29	18	36	0.628
Paredes (8)	50	61	16	313	/

Plano útil:

Altura: 0.400 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	4	LAMP S.A. MK2RD20840DBRW MINI KOMBIC G2 RD 1800 NW DALI BR/WH. (1.000)	1392	1400	13.4
Total:			5569	5600	53.6

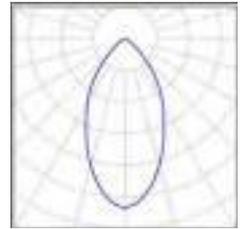
Valor de eficiencia energética: $3.74 \text{ W/m}^2 = 2.89 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 14.32 m^2)



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo Comedor / Lista de luminarias

- 4 Pieza LAMP S.A. MK2RD20840DBRW MINI KOMBIC G2 RD 1800 NW DALI BR/WH.
N° de artículo: MK2RD20840DBRW
Flujo luminoso (Luminaria): 1392 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1400 lm
Potencia de las luminarias: 13.4 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 84 99 100 100 100
Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 NW a 0,7A (Factor de corrección 1.000).
- Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Pasillo Comedor / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 5569 lm
Potencia total: 53.6 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	103	27	130	/	/
Suelo	91	26	118	20	7.48
Techo	0.00	29	29	70	6.43
Pared 1	24	28	51	50	8.20
Pared 2	41	29	70	50	11
Pared 3	23	28	50	50	8.03
Pared 4	35	32	67	50	11
Pared 5	33	26	59	50	9.41
Pared 6	15	24	39	50	6.20
Pared 7	27	28	55	50	8.76
Pared 8	32	31	64	50	10

Simetrías en el plano útil

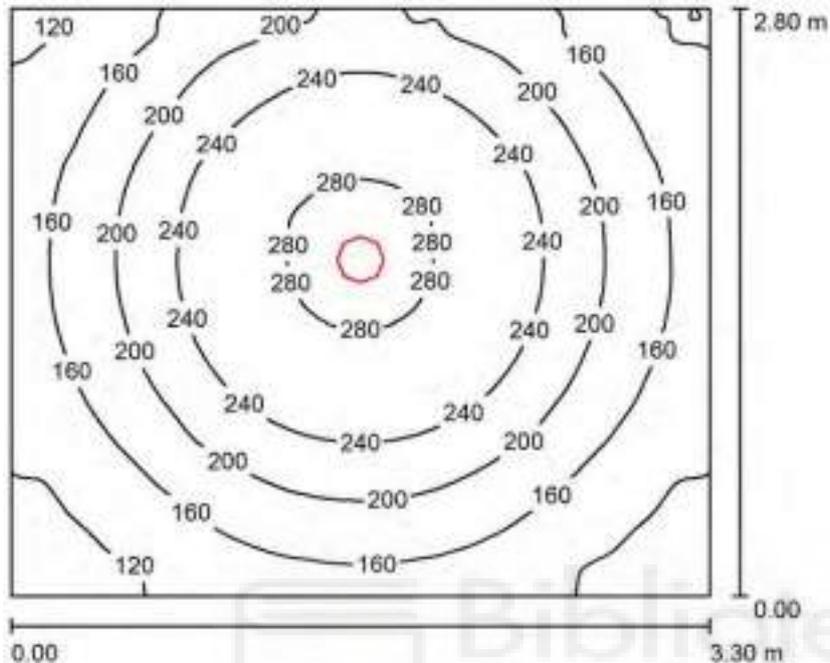
E_{\min} / E_m : 0.453 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.319 (1:3)

Valor de eficiencia energética: $3.74 \text{ W/m}^2 = 2.89 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 14.32 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:36

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	196	94	285	0.477
Suelo	20	177	96	238	0.541
Techo	70	31	22	44	0.708
Paredes (4)	50	74	24	186	/

Plano útil:

Altura: 0.400 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	1	LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW (1.000)	4033	4012	39.0
Total:			4033	4012	39.0

Valor de eficiencia energética: $4.21 \text{ W/m}^2 = 2.15 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 9.26 m^2)

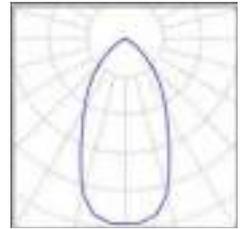


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo / Lista de luminarias

1 Pieza LAMP 9241530 KOMBIC BRIGHT 5000 NW
N° de artículo: 9241530
Flujo luminoso (Luminaria): 4033 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 4012 lm
Potencia de las luminarias: 39.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 80 98 99 100 101
Lámpara: 1 x Definido por el usuario (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 4033 lm
Potencia total: 39.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	158	39	196	/	/
Suelo	138	39	177	20	11
Techo	0.62	31	31	70	6.99
Pared 1	36	35	71	50	11
Pared 2	50	34	84	50	13
Pared 3	36	35	71	50	11
Pared 4	35	35	70	50	11

Simetrías en el plano útil

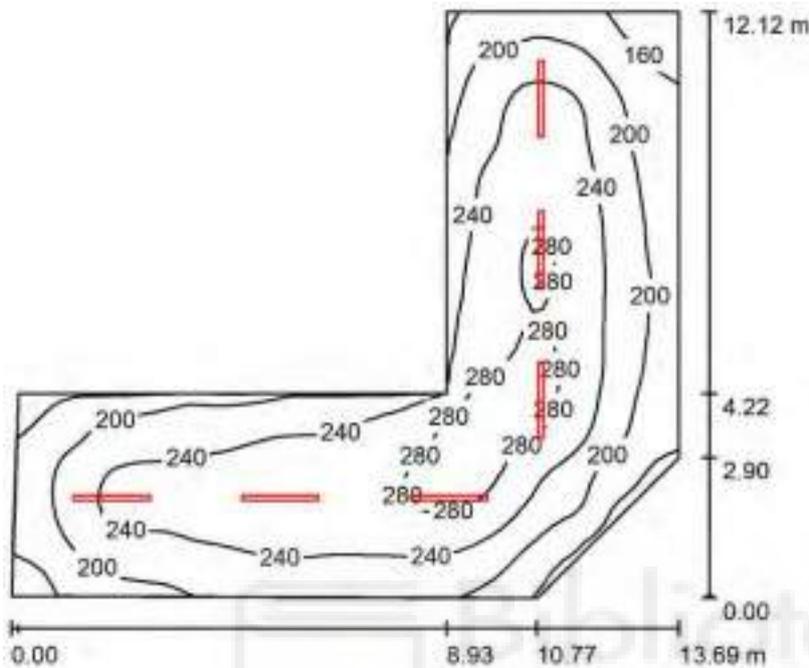
E_{\min} / E_{\max} : 0.477 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.328 (1:3)

Valor de eficiencia energética: $4.21 \text{ W/m}^2 = 2.15 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 9.26 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Vestibulo / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:156

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	230	132	295	0.577
Suelo	20	205	137	250	0.671
Techo	70	134	74	1208	0.551
Paredes (7)	70	166	102	268	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 64 x 64 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	6	SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W (1.000)	6041	7422	59.8
			Total: 36248	Total: 44532	358.8

Valor de eficiencia energética: $3.96 \text{ W/m}^2 = 1.72 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 90.59 m^2)

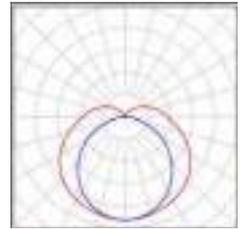


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Vestibulo / Lista de luminarias

6 Pieza SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W
N° de artículo: 907 60 84
Flujo luminoso (Luminaria): 6041 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7422 lm
Potencia de las luminarias: 59.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 216 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Vestibulo / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 36248 lm
Potencia total: 358.8 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	124	106	230	/	/
Suelo	100	105	205	20	13
Techo	46	88	134	70	30
Pared 1	57	90	147	70	33
Pared 2	89	88	177	70	39
Pared 3	66	82	149	70	33
Pared 4	77	84	160	70	36
Pared 5	62	89	151	70	34
Pared 6	94	86	180	70	40
Pared 7	82	90	172	70	38

Simetrías en el plano útil

E_{\min} / E_m : 0.577 (1:2)

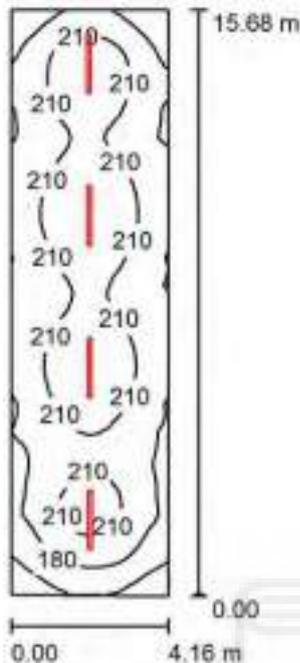
E_{\min} / E_{\max} : 0.450 (1:2)

Valor de eficiencia energética: $3.96 \text{ W/m}^2 = 1.72 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 90.59 m^2)



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Acceso Nave / Resumen



Altura del local: 4.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:202

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	199	126	237	0.633
Suelo	20	175	123	197	0.705
Techo	70	123	70	1240	0.567
Paredes (4)	70	151	89	291	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 64 x 16 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	4	SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W (1.000)	6041	7422	59.8
			Total: 24165	Total: 29688	239.2

Valor de eficiencia energética: $3.67 \text{ W/m}^2 = 1.84 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 65.20 m^2)

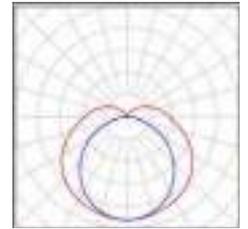


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Acceso Nave / Lista de luminarias

4 Pieza SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W
N° de artículo: 907 60 84
Flujo luminoso (Luminaria): 6041 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7422 lm
Potencia de las luminarias: 59.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 216 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Acceso Nave / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 24165 lm
Potencia total: 239.2 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	101	98	199	/	/
Suelo	81	94	175	20	11
Techo	43	80	123	70	27
Pared 1	74	79	153	70	34
Pared 2	51	78	129	70	29
Pared 3	74	79	153	70	34
Pared 4	70	87	157	70	35

Simetrías en el plano útil

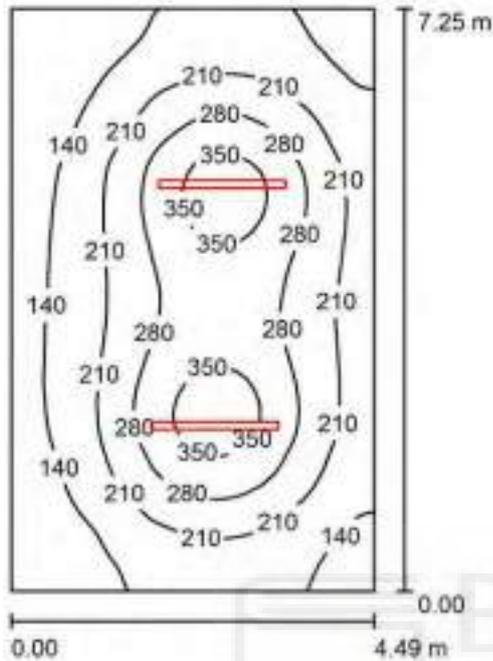
E_{\min} / E_m : 0.633 (1:2)

E_{\min} / E_{\max} : 0.532 (1:2)

Valor de eficiencia energética: $3.67 \text{ W/m}^2 = 1.84 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 65.20 m²)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

C.Instalaciones / Resumen



Altura del local: 2.800 m, Altura de montaje: 2.800 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:94

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	215	82	386	0.379
Suelo	20	175	90	248	0.515
Techo	70	93	39	1231	0.420
Paredes (4)	50	121	74	192	/

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	2	SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W (1.000)	6041	7422	59.8
			Total: 12083	Total: 14844	119.6

Valor de eficiencia energética: $3.67 \text{ W/m}^2 = 1.71 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 32.57 m^2)

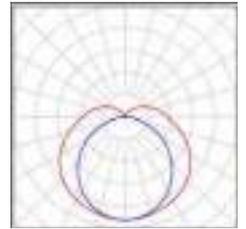


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

C.Instalaciones / Lista de luminarias

2 Pieza SECOM 907 60 84 BERNA LED 60W
N° de artículo: 907 60 84
Flujo luminoso (Luminaria): 6041 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7422 lm
Potencia de las luminarias: 59.8 W
Clasificación luminarias según CIE: 85
Código CIE Flux: 37 66 87 85 81
Lámpara: 216 x OSRAM DURIS E5 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

C.Instalaciones / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 12083 lm
Potencia total: 119.6 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	150	65	215	/	/
Suelo	112	63	175	20	11
Techo	44	50	93	70	21
Pared 1	52	50	103	50	16
Pared 2	83	49	132	50	21
Pared 3	75	53	128	50	20
Pared 4	77	48	126	50	20

Simetrías en el plano útil

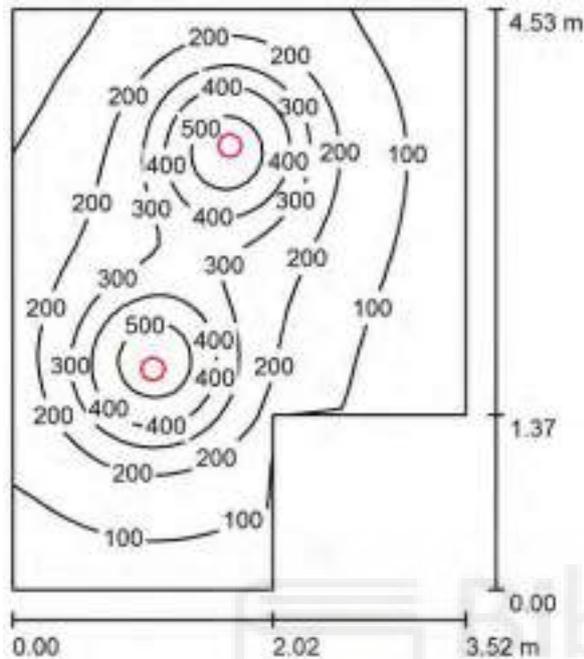
E_{\min} / E_{\max} : 0.379 (1:3)

E_{\min} / E_{\max} : 0.211 (1:5)

Valor de eficiencia energética: $3.67 \text{ W/m}^2 = 1.71 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 32.57 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo Hombres / Resumen



Altura del local: 2.800 m, Altura de montaje: 2.800 m, Factor mantenimiento: 0.80 Valores en Lux, Escala 1:59

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	204	36	533	0.177
Suelo	20	171	64	306	0.374
Techo	70	24	17	30	0.701
Paredes (6)	50	48	17	126	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 64 x 64 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	2	LAMP S.A. \\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000 NW (1.000)	1948	1960	18.5
			Total: 3897	Total: 3920	37.0

Valor de eficiencia energética: 2.66 W/m² = 1.31 W/m²/100 lx (Base: 13.90 m²)

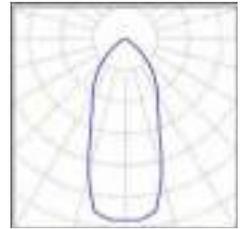


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo Hombres / Lista de luminarias

2 Pieza LAMP S.A.\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000
NW
N° de artículo: 9241490
Flujo luminoso (Luminaria): 1948 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1960 lm
Potencia de las luminarias: 18.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 81 99 100 100 100
Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 840 a 0,5A (Factor
de corrección 1.000).

Dispone de una imagen
de la luminaria en
nuestro catálogo de
luminarias.



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo Hombres / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 3897 lm
Potencia total: 37.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	182	21	204	/	/
Suelo	146	25	171	20	11
Techo	0.00	24	24	70	5.44
Pared 1	31	25	56	50	8.92
Pared 2	18	25	42	50	6.74
Pared 3	25	25	50	50	7.98
Pared 4	13	23	37	50	5.82
Pared 5	16	24	39	50	6.28
Pared 6	30	24	54	50	8.64

Simetrías en el plano útil

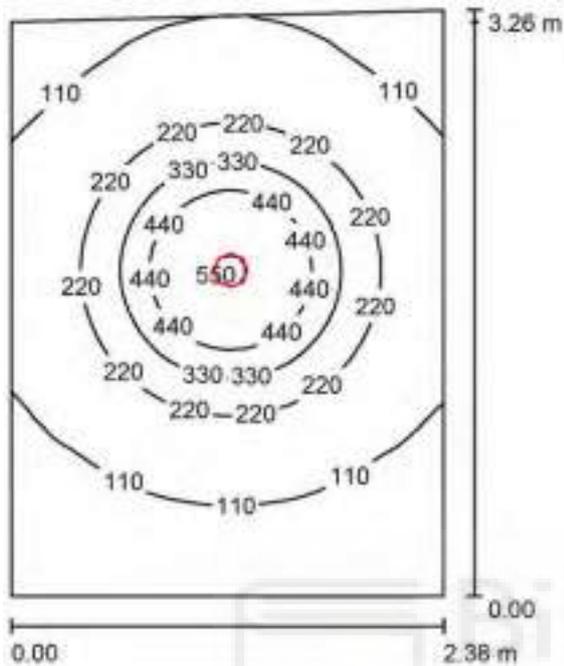
E_{\min} / E_{\max} : 0.177 (1:6)

E_{\min} / E_{\max} : 0.068 (1:15)

Valor de eficiencia energética: $2.66 \text{ W/m}^2 = 1.31 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 13.90 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Office / Resumen



Altura del local: 2.800 m, Altura de montaje: 2.800 m, Factor mantenimiento: 0.90 Valores en Lux, Escala 1:42

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	192	42	552	0.219
Suelo	20	151	61	284	0.403
Techo	70	22	15	26	0.712
Paredes (4)	50	49	15	115	/

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	1	LAMP S.A. \\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000 NW (1.000)	1948	1960	18.5
Total:			1948	1960	18.5

Valor de eficiencia energética: $2.40 \text{ W/m}^2 = 1.25 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 7.70 m^2)

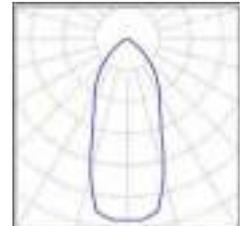


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Office / Lista de luminarias

1 Pieza LAMP S.A.\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000
NW
N° de artículo: 9241490
Flujo luminoso (Luminaria): 1948 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1960 lm
Potencia de las luminarias: 18.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 81 99 100 100 100
Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 840 a 0,5A (Factor
de corrección 1.000).

Dispone de una imagen
de la luminaria en
nuestro catálogo de
luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Office / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 1948 lm
Potencia total: 18.5 W
Factor mantenimiento: 0.90
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	22	192	/	/
Suelo	125	26	151	20	9.61
Techo	0.00	22	22	70	4.84
Pared 1	16	23	38	50	6.11
Pared 2	29	24	52	50	8.34
Pared 3	26	24	50	50	8.03
Pared 4	28	24	52	50	8.25

Simetrías en el plano útil

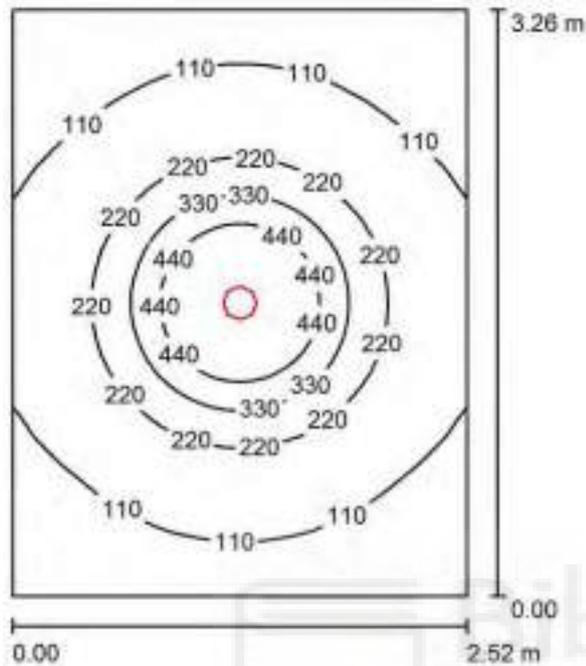
E_{\min} / E_{\max} : 0.219 (1:5)

E_{\min} / E_{\max} : 0.076 (1:13)

Valor de eficiencia energética: $2.40 \text{ W/m}^2 = 1.25 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 7.70 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

aseo oficina / Resumen



Altura del local: 2.800 m, Altura de montaje: 2.800 m, Factor mantenimiento: 0.90 Valores en Lux, Escala 1:42

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	184	48	549	0.261
Suelo	20	146	66	281	0.452
Techo	70	20	15	23	0.738
Paredes (4)	50	45	15	103	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	19	19	
Trama:	64 x 64 Puntos	Pared inferior	19	19	
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	1	LAMP S.A. \ \ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000 NW (1.000)	1948	1960	18.5
			Total: 1948	Total: 1960	18.5

Valor de eficiencia energética: $2.25 \text{ W/m}^2 = 1.22 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 8.21 m^2)

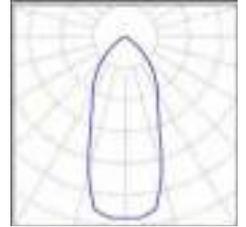


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

aseo oficina / Lista de luminarias

1 Pieza LAMP S.A.\\ 9241490 KOMBIC BRIGHT 2000
NW
N° de artículo: 9241490
Flujo luminoso (Luminaria): 1948 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 1960 lm
Potencia de las luminarias: 18.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 81 99 100 100 100
Lámpara: 1 x SLM 1205 G7 840 a 0,5A (Factor
de corrección 1.000).

Dispone de una imagen
de la luminaria en
nuestro catálogo de
luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

aseo oficina / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 1948 lm
Potencia total: 18.5 W
Factor mantenimiento: 0.90
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m ²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	164	20	184	/	/
Suelo	122	24	146	20	9.30
Techo	0.00	20	20	70	4.50
Pared 1	20	22	41	50	6.60
Pared 2	26	22	49	50	7.73
Pared 3	20	22	41	50	6.59
Pared 4	26	22	49	50	7.73

Simetrías en el plano útil
 E_{\min} / E_{\max} : 0.261 (1:4)
 E_{\min} / E_{\max} : 0.088 (1:11)

UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Pared izq	19	19	
Pared inferior (CIE, SHR = 0.25.)	19	19	

Valor de eficiencia energética: $2.25 \text{ W/m}^2 = 1.22 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 8.21 m^2)